



Optimal redundans i Dogger Bank referansevindpark

Kari Vingdal

Master i energibruk og energiplanlegging

Innlevert: juni 2015

Hovedveileder: Gerd Kjølle, ELKRAFT

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet
Institutt for elkraftteknikk

Problembeskrivelse

Radielle nett har relativt dårligere leveringspålidelighet og driftssikkerhet sammenlignet med alternative nettkonfigurasjoner. Derfor analyserer oppgaven lønnsomheten av optimal redundans i Dogger Bank referansevindpark.

Hensikten med oppgaven er å identifisere en teknisk-økonomisk optimal nettkonfigurasjon, som bidrar til at lønnsomheten av vindkraftproduksjonen i et langtidsperspektiv maksimeres.

Opgaven skal utføres innenfor følgende rammer:

- Beskrive optimal redundans og hovedfaktorer som påvirker optimal redundans
- Utføre et avgrenset litteraturstudium som etablerer en faglig plattform for å analysere leveringspålidelighet i havvindparker.
- Beskrive gjenopprettingsevnen til alternative nettkonfigurasjoner ved feil.
- Beskrive fordeler og ulemper ved alternative nettkonfigurasjoner.
- Redegjøre for indekser som kan beskrive leveringspålidelighet i havvindparker.
- Beskrive analysemetodikk i DIGSILENT Powerfactory for å analysere leveringspålidelighet i havvindparker.
- Analysere og sammenligne leveringspålideligheten i to nettkonfigurasjoner – radielt nett og multi-ring. Kvantifisere bidraget til tapt produksjon fra uavhengige og avhengige feil.
- Identifisere optimal nettkapasitet via kortslutningsanalyser.
- Utføre lønnsomhetsanalyser for å identifisere teknisk-økonomisk optimal nettkonfigurasjon.
- Utføre sensitivitetsanalyser for å vurdere troverdigheten av oppgavens resultater.

Opgaven skal besvare følgende hovedproblemstillinger:

- 1 Hvordan kan optimal redundans etableres i Dogger Bank referansevindpark, slik at leveringspålidelighet og driftssikkerhet maksimeres – når bryterkonfigurasjoner, tekniske restriksjoner, feilstatistikk og tidsvariasjon i vindkraftproduksjonen er inkludert?
- 2 Hvilken nettkonfigurasjon bidrar til høyest lønnsomhet av vindkraftproduksjonen når sentrale investeringskostnader er inkludert og kostnaden av tapt produksjon er diskontert over analyseperioden?

Faglærer: Gerd Kjølle
Medveileder: Henrik Kirkeby
Oppdragsgiver SINTEF Energi
Innleveringsfrist: 22.juni

Forord

Denne masteroppgaven er utarbeidet i 10. semester ved sivilingeniørstudiet Energibruk og energiplanlegging ved Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet. Oppgavens innhold baserer seg på arbeid utarbeidet ved Norwegian Research Centre for Offshore Wind Technology (NOWITECH).

Hensikten med denne oppgaven er å identifisere optimal redundans i en nettkonfigurasjon som bidrar til at lønnsomheten av vindkraftproduksjonen maksimeres. Oppgaven sammenligner leveringspålitelighet i to nettkonfigurasjoner ved å bruke programvaren DIgSILENT PowerFactory. Oppgaven er basert på en teoridel som beskriver optimal redundans, leveringspålitelighet og driftssikkerhet. Oppgavens teoretiske grunnlag har etablert en forståelse av analysemetodikk som er anvendt i DIgSILENT PowerFactory.

Oppgaven krever elkraftteknisk forståelse og er utarbeidet for veiledere, studenter, næringsliv og forskningsarbeid ved Norwegian Research Centre for Offshore Wind Technology.

Masteroppgaven er utarbeidet i samråd med SINTEF Energi. Jeg vil takke SINTEF Energi for all bistand med å fremskaffe pålitelige data. En ekstra stor takk til Henrik Kirkeby, Gerd Hovin Kjølle og Iver Bakken Sperstad for enestående veiledning underveis. I tillegg takker jeg Kurt Salmi for bistand med å løse tekniske problemer tilknyttet bruk av DIgSILENT PowerFactory.

22.juni 2015

Kari Vingdal

Sammendrag

I denne oppgaven er det utført analyser av optimal redundans i Dogger Bank referansevindpark (DRW). DRW har en lokalisering ved «Dogger Bank Creyke Beck A», øst for Yorkshire. Parken består av 120 x 10 MW DTU referanse turbiner aggregert i et 66 kV nettverk.

I denne oppgaven er det utført analyser av optimal redundans i Dogger Bank referansevindpark (DRW). Oppgaven analyserer optimal redundans i DRWs interne elkraftstruktur, og kvantifiserer relativ lønnsomhet, leveringspålitelighet og driftssikkerhet i nettkonfigurasjonen multi-ring. Nettkonfigurasjoner med optimal redundans har evne til å maksimere tilgjengeligheten av vindkraftproduksjonen, mens høyere investeringskostnader er «*kostnader til inntekts ervervelse.*» Lønnsomheten av høyere leveringspålitelighet og driftssikkerhet i nettkonfigurasjonen multi ring er analysert når bryterkonfigurasjoner, tekniske restriksjoner, feilstatistikk og tidsvariasjon i vindkraftproduksjonen er inkludert.

Leveringspålitelighet i DRW er hovedsakelig bestemt av tekniske restriksjoner og feilstatistikk tilknyttet 66 kV XLPE sjøkabler. Av den grunn er det analysert optimal nettkapasitet ved maksimal vindkraftproduksjon via kortslutningsanalyser. På den måten er det identifisert et redundansnivå som muliggjør optimal gjenoppretting ved feil, slik at termisk overbelastning og avvik i spenningsverdier reduseres.

Oppgavens lønnsomhetsanalyser inkluderer diskontert kostnad av tapt produksjon, kabel-, bryter- og installasjonskostnader. Diskontert kostnad av tapt produksjon ble identifisert ved å analysere leveringspålitelighet i nettkonfigurasjonen, og ved å bruke Storbritannias «*Contracts for Difference strike price (CfDs).*»

Tilgjengelighet av vindkraftproduksjonen er analysert via programvaren DigSILENT PowerFactory. I programvaren ble det implementert feilstatistikk og tekniske restriksjoner for kabler og brytere. Leveringspålitelighet i DRW er basert på programvarens pålitelighetsalgoritme, som inkluderer lastflytanalyser og feilanalyser. Ved feilsituasjoner søker algoritmen å minimalisere termisk overbelastning via optimal produksjonsallokering og optimal gjenoppretting. Videre ble kostnaden av tapt produksjon kvantifisert med og uten tidsvariasjon i vindkraftproduksjonen. Nettkonfigurasjonens tilgjengelighet ble hovedsakelig bestemt av utfallskombinasjoner for uavhengige og avhengige feil.

Det er identifisert at nettkonfigurasjonen multi-ring bidrar til relativt høyere lønnsomhet, leveringspålitelighet og driftssikkerhet sammenlignet med radielt nett.

Det er utført sensitivitetsanalyser basert på prosentvis reduksjon i feilstatistikk og investeringskostnader, og det er kvantifisert absolutt og relativ endring av tapt produksjon. Avslutningsvis ble det identifisert hvor stor endring i feilstatistikk og investeringskostnader som må til for at resultatet svekker sin troverdighet.

Abstract

Dogger Bank Reference Wind Farm (DRW) is a 1.2 GW offshore wind farm in the UK waters, at «Dogger Bank Creyke Beck A». DRW consists of 120 x 10 MW DTU reference turbines distributed in a 66 kV network. The need for optimal redundancy has increased due to higher consequence of failure in large wind farms. The thesis has quantified a level of redundancy which contributes to higher cost- effectiveness of the wind power production.

This thesis has investigated reliability and profitability of an electrical layout design called multi-ring, which could be a key element for higher cost-effectiveness of the wind power production in the coming years. Optimal redundancy has been analyzed by identification of the discounted cost of lost production when technical constraints are satisfied, and by analysis of maximal allowable short circuit current during full wind power production. The thesis analyze the cost of lost production by evaluate the availability of energy production in point of common coupling.

Profitability calculations, reliability and short circuit analysis has been performed to compare the traditionally electrical layout design against the layout design with redundancy – multi-ring. The thesis has identified multi ring as an optimal layout design for optimal power restoration by thermal and voltage constraints alleviation based on production allocation. The design seeks optimal restoration by utilization of alternative paths during fault.

The functionality of the internal grid to maximize the availability of the wind power production in point of common coupling is mainly determined by technical constraints and fault statistics of 66 kV XLPE submarine cables. The availability of the internal grid has been identified by a reliability algorithm in the software DlgSILENT PowerFactory. The algorithm includes technical constraints and stochastic failure models of cables, busbars and breakers. A fault analysis of independent and common cause failures based on worst-case AC load flow scenarios has been performed. A stochastic model of the wind power production has been implemented in the algorithm to quantify the availability with and without the time varying model of DRWs wind power production. The algorithm evaluates the n-1 criteria, and subsequently seeks optimal power restoration. The evaluation of the accumulated contribution to unreliability in the point of common coupling is based on a time varying model of the wind power production. Discounted cost of lost production is calculated based on lost production and UKs «*Contracts for Difference strike price (CfDs)*» for offshore wind. The software is capable to quantify the contribution to lost production from independent and common cause failures for cables and protection devices.

A sensitivity analysis of mean time to repair and failure rate of XLPE submarine cables has been investigated. The sensitivity analysis identified that the traditionally electrical layout design is relatively much more sensitive to variation in fault statistics.

The analysis identified that multi-ring has relatively higher network availability with considerably reduced cable failures. The layout design could increase the revenue of the wind power production, and could be a key element for higher cost-effectiveness of the wind power production in the coming years.

Innholdsfortegnelse

| | |
|--|-----|
| Problembeskrivelse | I |
| Forord | III |
| Sammendrag | IV |
| Abstract..... | V |
| Figurliste..... | X |
| Tabelliste | XI |
| Nomenklaturliste | XII |
| 1.0 Innledning..... | 1 |
| 1.1 Bakgrunn – redundans i havvindparker | 1 |
| 1.2 Problemstilling..... | 2 |
| 1.3 Systemavgrensning..... | 2 |
| 2.0 Dogger Bank referansevindpark og optimal redundans i havvindparker | 4 |
| 2.1 Dogger Bank referansevindpark | 4 |
| 2.2 Leveringspålitelighet og driftssikkerhet..... | 5 |
| 2.3 Definisjon av optimal redundans | 6 |
| 2.3 Hovedfaktorer som påvirker optimal redundans | 6 |
| 2.4 Litteraturstudie | 8 |
| 3.0 Leveringspålitelighet og driftssikkerhet..... | 10 |
| 3.1 Generelt..... | 10 |
| 3.2 Vernsystemets funksjon..... | 10 |
| 3.3 Selektivitet..... | 10 |
| 3.4 Bryterteknologi..... | 10 |
| 3.5 Leveringspålitelighet og Markov-prosess | 11 |
| 3.6 Nettkapasitet og tapt produksjon | 13 |
| 3.6.1 Avhengige feil | 14 |
| 3.6.2 Utfallskombinasjoner i maskenett | 15 |
| 4.0 Leveringspålitelighet, driftssikkerhet og lønnsomhetsanalyser i havvindparker..... | 16 |
| 4.1 Pålitelighetsindekser | 16 |
| 4.2 Tidsvariasjon i vindkraftproduksjonen..... | 17 |
| 4.3 Nettkapasitet og belastning..... | 18 |
| 4.4 Lønnsomhetsanalyser i havvindparker..... | 19 |
| 5.0 Nettdimensjonering, nettkonfigurasjoner og kortslutningsanalyser | 20 |
| 5.1 Generelt..... | 21 |

| | |
|--|----|
| 5.2 Design av kabler for optimal redundans..... | 22 |
| 5.3 Kabelkostnader..... | 22 |
| 5.4 Alternative nett konfigurasjoner..... | 23 |
| 5.5 Fordeler og ulemper ved alternative nettkonfigurasjoner..... | 27 |
| 5.6 Kortslutningsanalyser..... | 28 |
| 6.0 Datagrunnlag og kortslutningsanalyser..... | 31 |
| 6.1 Optimalt tverrsnitt i multi ring..... | 31 |
| 6.2 Feilstatistikk..... | 31 |
| 6.3 Bakgrunn for feilstatistikk..... | 32 |
| 6.4 Datagrunnlag og stokastisk modell av vindkraftproduksjonen..... | 33 |
| 6.5 Kortslutningsanalyser..... | 34 |
| 7.0 Analysemetodikk i DiGSILENT PowerFactory..... | 37 |
| 7.1 DiGSILENT PowerFactory..... | 37 |
| 7.2 Lastflytanalyse..... | 37 |
| 7.4 Stokastisk modell av vindkraftproduksjonen..... | 41 |
| 7.5 Feilanalyse og optimal gjenoppretting..... | 42 |
| 7.6 Innstillinger i pålitelighetsanalysen..... | 43 |
| 7.7 Resultatet av feilanalysen..... | 45 |
| 7.8 Pålitelighetsindekser..... | 46 |
| 7.9 Sensitivitetsanalyser..... | 47 |
| 8.0 Analyser og resultater..... | 48 |
| 8.1 Systematisering av feilanalyse i PowerFactory..... | 48 |
| 8.2 Analyse av leveringspålitelighet uten tidsvariasjon..... | 49 |
| 8.3 Analyse av leveringspålitelighet ved tidsvariasjon i vindkraftproduksjonen..... | 50 |
| 8.4 Lønnsomhetsanalyser..... | 51 |
| 8.5 Sensitivitetsanalyser..... | 54 |
| 9.0 Diskusjon..... | 58 |
| 9.1 Optimal redundans..... | 59 |
| 9.2 Leveringspålitelighet og lønnsomhet..... | 60 |
| 9.3 Sensitivitetsanalyser..... | 63 |
| 9.4 Analysemetodikk i DiGSILENT PowerFactory, systemavgrensning og troverdighet..... | 64 |
| 10.0 Konklusjon..... | 66 |
| 10.1 Videre arbeid..... | 66 |
| Bibliography..... | 68 |
| Definisjoner..... | 74 |

| | |
|---|-----|
| Vedlegg A. Tekniske parametere i DRW | 75 |
| Vedlegg B. Lastflytanalyse | 77 |
| Vedlegg C. Analysemetodikk for kortslutningsanalyser i PowerFactory..... | 81 |
| Vedlegg D. Kortslutningsanalyser | 87 |
| Vedlegg E. Leveringspålitelighet ved reduksjon av nettkapasitet..... | 92 |
| Vedlegg F. Leveringspålitelighet uten tidsvariasjon i vindkraftproduksjonen | 95 |
| Vedlegg G. Tidsvariasjon i vindkraftproduksjonen..... | 102 |
| Vedlegg H. Sensitivitetsanalyser – multi ring..... | 108 |
| Vedlegg I. Sensitivitetsanalyser – radielt nett..... | 110 |
| Vedlegg J. Effekttap og nåverdiberegninger..... | 112 |

Figurliste

| | |
|--|----|
| Figur 1 Elkraftdesignet i DRW (Krikeby, 2014)..... | 5 |
| Figur 2: Elkraftdesignet for en streng (Kirkeby & Merz, 2014)..... | 5 |
| Figur 3: Investeringskostnader versus pålitelighet (Billinton & Allan, 1996, s. 13)..... | 7 |
| Figur 4: Feil inntreffer (DIgSILENT GmbH, 2014, s. 722)..... | 12 |
| Figur 5: Funksjonsfeil..... | 12 |
| Figur 6: Seksjonering (DIgSILENT GmbH, 2014, s. 723). | 12 |
| Figur 7: Markov-prosess (Billinton & Allan, 1996, s. 307)..... | 13 |
| Figur 8: Lastkurve og ENS (Billinton & Allan, 1996, s. 308)..... | 14 |
| Figur 9: System med redundans (Billinton & Allan,1996, s. 286.)..... | 14 |
| Figur 11: Tilgjengelig vindkraftproduksjon..... | 17 |
| Figur 12: π -modellen (Eriksson, 2008, s. 27)..... | 21 |
| Figur 13: Multi-ring - 3 strenger i en ring..... | 24 |
| Figur 14: Dobbel ring..... | 25 |
| Figur 15: Enkel ring..... | 26 |
| Figur 16: Enkeldelt ring..... | 26 |
| Figur 17: Dobbeldelt halvring..... | 27 |
| Figur 18 Radielt nett (Holmstrøm & Negra, 2007, s. 4). | 29 |
| Figur 19: P-Q diagram (Al-Assaf, Demokritou, & Poullikkas, 2013)..... | 30 |
| Figur 20a Modelling av radielt nett o PowerFactory:..... | 38 |
| Figur 20b: Algoritme i PowerFactory..... | 39 |
| Figur 21: Modell for avhengige feil..... | 41 |
| Figur 22: Varighetskurve..... | 41 |
| Figur 23: Fordelingsfunksjon av aktiv og reaktiv effekt..... | 42 |
| Figur 24: Register av n-1 feil..... | 45 |
| Figur 25: Sannsynlighetsfordeling av reaktiv og aktiv effekt..... | 50 |
| Figur 26: Tapt produksjon ved variasjon i feilstatistikk..... | 54 |
| Figur 27: EIC ved variasjon i feilstatistikk..... | 55 |
| Figur 28: Totale kostnader ved variasjon i feilstatistikk..... | 56 |

Tabelliste

| | |
|---|----|
| Tabell 1 Definisjon av viktige parametere (SINTEF Energi, 2010, s. 17): | 11 |
| Tabell 2 Feilfrekvens og reparasjonstid (SINTEF Energi, 2010, s. 20):..... | 11 |
| Tabell 3 Pålitelighetsindekser: | 16 |
| Tabell 4 Definisjon av parametere:..... | 21 |
| Tabell 5 Kostnadskonstanter:..... | 23 |
| Tabell 6 Kostnadsdata for 66 kV XLPE kabel: | 23 |
| Tabell 7 Investeringskostnader og tap (Ramos & Lumbreras, 2012):..... | 27 |
| Tabell 8 Nettdimensjonering ved ulik redundansgrad: | 31 |
| Tabell 9 Feilfrekvens for 33 kV sjøkabel (feil/år):..... | 32 |
| Tabell 10 Feilstatistikk for DRW: | 32 |
| Tabell 11 Funksjonsfeil: | 32 |
| Tabell 12 DTU turbinens virkningsgrader: | 33 |
| Tabell 13 EAWG:..... | 33 |
| Tabell 14 Kortslutningsanalyse for radielt nett:..... | 34 |
| Tabell 15 Kortslutningsanalyse for fire strenger i en ring: | 34 |
| Tabell 16 Termisk belastning ved fire strenger i en ring | 35 |
| Tabell 17: Kortslutningsanalyse for tre strenger i en ring: | 35 |
| Tabell 18 Termisk belastning ved tre strenger i en ring. | 35 |
| Tabell 19 Multi-ring, 6 strenger i to ringer – 24 turbiner, seksjon nr. 1 og 2. | 36 |
| Tabell 20 Multi-ring, 6 strenger i to ringer – 24 turbiner, seksjon nr. 3 og 4. | 36 |
| Tabell 20a Modellering av et radielt nettverk i PowerFactory – 40 turbiner..... | 38 |
| Tabell 21 Hovedinnstillinger i pålitelighetsanalysen: | 44 |
| Tabell 22 Pålitelighetsindekser..... | 46 |
| Tabell 23 Systematisering av feilanalyse i PowerFactory: | 48 |
| Tabell 24 Leveringspålitelighet for multi-ring og radielt nett: | 49 |
| Tabell 25 Leveringspålitelighet for multi-ring og radielt nett: | 49 |
| Tabell 26 Leveringspålitelighet for multi ring og radielt nett:..... | 50 |
| Tabell 27 Leveringspålitelighet for multi-ring og radielt nett: | 51 |
| Tabell 28 Leveringspålitelighet for multi-ring og radielt nett: | 51 |
| Tabell 29 Kostnadsdata for effektbryter og lastskillebryter: | 52 |
| Tabell 30 Investeringskostnader i radielt nett uten bryterkostnader:..... | 52 |
| Tabell 31 Investeringskostnader i multi ring uten bryterkostnader: | 52 |
| Tabell 32 Lønnsomhetsanalyse: | 53 |
| Tabell 33 Lønnsomhetsanalyse..... | 53 |
| Tabell 34 Lønnsomhetsanalyse av multi-ring og radielt nett med effekttap i kabler: | 53 |
| Tabell 35 Prosentvis endring av feilstatistikk: | 54 |
| Tabell 36 Relativ prosentvis reduksjon av tapt produksjon:..... | 55 |
| Tabell 37 Relativ lønnsomhet av multi-ring ved variasjon i feilstatistikk: | 56 |
| Tabell 38 Relativ lønnsomhet av multi-ring ved 5 % økning i investeringskostnaden:..... | 57 |
| Tabell 39 Relativ lønnsomhet av multi-ring ved 10 % økning i investeringskostnaden: | 57 |
| Tabell 40 Relativ lønnsomhet av multi-ring ved 74 % økning i investeringskostnaden: | 57 |
| Tabell 41 Relativ lønnsomhet av multi-ring når effekttap i kabler inkluderes:..... | 58 |
| Tabell 42 Prosentvis reduksjon av tapt produksjon | 60 |
| Tabell 43 Sammenligning av studier: | 62 |

Nomenklaturliste

DRW: Dogger Bank Reference Windfarm

DTU: Technical University of Denmark

PCC: Point of Common Coupling

ENS: Energy Not Supplied – I oppgavens analyser betegner ENS tapt produksjon.

EIC: Expected Interruption Cost

HVAC: High-Voltage Alternating Current

MTTF: Mean Time To Failure

MTTR: Mean Time To Repair: «Tid fra reparasjon starter, medregnet nødvendig feilsøking, til en enhets funksjon(er) er gjenopprettet og den er driftsklar» (NVE et al., 2001).

EWED: Expected Wind Energy Delievered

EAWWE: Expected Available Wind Energy

EPDR: Expected Power Delivery Ratio

NNV: Nettonåverdi

ASAI: Average Service Availability Index

ASUI: Average Service Unavailability

SAIFI: System Average Interruption Frequency

SAIDI: System Average Interruption Duration Index

WAIDI : Wind Turbine Interruption Duration Index

1.0 Innledning

1.1 Bakgrunn – redundans i havvindparker

Storbritannia har en målsetning om at en andel på mellom 8-10 % av landets årlige elektrisitetsproduksjon skal dekkes av havvind innen 2020. Det krever at Storbritannias energisystem utrustes med 10 GW havvind innen 2020 (RenewableUK, 2014). Et godt bidrag til å kunne realisere denne målsetning er å realisere stor skala havvindparker med redundans.

Relativt dårlig leveringspålitelighet og driftssikkerhet reduserer verdien av radielle nett i havvindparker med høy installert kapasitet. Konsekvensen av feil øker i parker med høy installert effekt, dvs. at verdien av å analysere lønnsomheten av redundans øker. Dagens markedssituasjon for havvind tilsier at parker med installert effekt høyere enn 1GW vil etableres i nærmeste fremtid. Av den grunn eksisterer det et behov for å analysere lønnsomheten av redundans. Økende interesse for havvindparker med redundans er et resultat av at en rekke teknisk-økonomiske studier har identifisert at redundans bidrar til relativt høyere lønnsomhet, leveringspålitelighet og driftssikkerhet. Som et resultat er blant annet redundans etablert i havvindparkene Great Gabbard (Mason, 2009, s. 32), North Hoyle (Holmstrøm & Negra, 2007, s. 5) og Alpha Ventus (AREVA, 2013).

Lønnsomhet av redundans er omdiskutert, og det er derfor avgjørende å analysere om redundans bidrar til relativt høyere leveringspålitelighet, driftssikkerhet og lønnsomhet. I stor skala havvindparker er det avgjørende at kostnaden av tapt produksjon vektet mot kostnaden av å investere i redundans. I parker med høyere installert effekt enn 100 MW kan investeringskostnaden av reserveforbindelser være «*kostnader til inntekts ervervelse*» pga. relativt høyere konsekvens av feil (Quinonez-Varela, Ault, Anaya-Lara, & McDonald, 2007). Derfor er det av interesse å identifisere om optimal redundans bidrar til tilstrekkelig høy leveringspålitelighet. For å analysere lønnsomheten av redundans er det nødvendig å utføre lønnsomhets-, pålitelighets-, kortslutnings- og lastflytanalyser.

I denne oppgaven analyseres Dogger Bank referansevindpark (DRW), som har en installert effekt på 1,2 GW og en årlig estimert energiproduksjon levert til fastland på 5,3 TWh. Europas fornybarinvesteringer er avhengig av kostnadseffektivitet. Dersom optimal redundans er «*kostnader til inntekts ervervelse*», vil optimal redundans i DRW være et kostnadseffektivt og utslagsgivende bidrag til EUs fornybar satsing. Investeringsbeslutninger som inkluderer driftssikkerhet og leveringspålitelighet fremmer i større grad kostnadseffektivitet. Av den grunn analyseres lønnsomheten av optimal redundans ved å analysere en ny nettkonfigurasjon, som kan muliggjøre at lønnsomheten av vindkraftproduksjonen maksimeres i et langtidsperspektiv.

1.2 Problemstilling

Oppgaven skal besvare følgende hovedproblemstillinger:

- Hvordan kan optimal redundans etableres i Dogger Bank referansevindpark, slik at leveringspålitelighet og driftssikkerhet maksimeres – når bryterkonfigurasjoner, tekniske restriksjoner, feilstatistikk og tidsvariasjon i vindkraftproduksjonen er inkludert?
- Hvilken nettkonfigurasjon bidrar til høyest lønnsomhet av vindkraftproduksjonen når sentrale investeringskostnader er inkludert og kostnaden av tapt produksjon er diskontert over analyseperioden?

Oppgaven skal identifisere en nettkonfigurasjon som maksimerer lønnsomheten av vindkraftproduksjonen når nettkonfigurasjonens driftssikkerhet er tilfredsstillt. Optimal redundans defineres av optimal nettkapasitet, investeringskostnader og systemets gjenoppbyggingsevne ved feil. Derfor vil optimal redundans identifiseres ved å analysere termisk belastning ved verst tenkelig feil situasjon.

1.3 Systemavgrensning

Tidligere forskningsarbeid definerer at følgende faktorer er avgjørende å inkludere når optimal redundans skal identifiseres (Camm et al., 2009), (Holmstrøm, Negra, & Jensen, 2007):

- 1 Optimal turbin layout og turbinteknologi.
- 2 Dimensjonering av optimal nettkapasitet via lastflytanalyser og kortslutningsanalyser.
- 3 Modell for tidsvariasjon i vindkraftproduksjonen.
- 4 Kabelteknologiens feilstatistikk.
- 5 Vernsystemets funksjon.
- 6 Høyere investeringskostnader versus kostnaden av tapt produksjon.
- 7 Uavhengige og avhengige feil.
- 8 Skiftende feilfrekvenser og reparasjonstider ved sesongvariasjoner.
- 9 Planlagte utkoblinger og vedlikeholdsarbeid.
- 10 Miljøpåvirkninger – bølgeeffekter, lyn, menneskelige påvirkninger, osv.
- 11 Aerodynamiske interaksjoner mellom turbinene – vaketap.
- 12 Meteorologi som indikerer en langsiktig sannsynlighetsfordeling av tilgjengelige vindhastigheter.

I henhold til oppgavens problemformulering ekskluderes punkt nr. 8, 9, 10 og 11 fra oppgavens analyser. For å identifisere optimal redundans i DRW er det hensiktsmessig å analysere leveringspålitelighet og driftssikkerhet innenfor følgende rammer:

- Tidligere analyser av optimal redundans i DRW har identifisert en høyere lønnsomhet av radielt nett sammenlignet med andre nettkonfigurasjoner. Relativt høyere lønnsomhet av radielt nett bidrar til at følgende nettkonfigurasjoner ikke analyseres kvantitativt, men kvalitativt:
 - Dobbel ring
 - Enkel ring
 - Enkeldelt ring
 - Dobbeldelt halvring

- Radielt nett utgjør et referansealternativ, som kvantitativt sammenlignes med nettkonfigurasjonen multi-ring via lønnsomhets-, lastflyt-, pålitelighets- og kortslutningsanalyser.
- Analyser av DRW inkluderer 1/3 av parkens installerte kapasitet, tilsvarende 400 MW. Avstanden mellom hver turbin er i utgangspunktet irregulær, likevel modelleres en gjennomsnittlig avstand mellom hver turbin på 1,8 km.
- Oppgavens kortslutnings-, pålitelighets- og lastflytanalyser er et resultat av analysemetodikk i DIGSILENT PowerFactory.
- For å analysere nettkonfigurasjonens leveringspålitelighet er det formålstjenlig å definere et leveringspunkt som har en felles interaksjon med 40 DTU vindturbiner. Leveringspunktet tilsvarer «*Point of Common Coupling (PCC)*», et punkt der transformering mellom to spenningsnivå inntreffer. Leveringspunktet tilsvarer DRWs 66/132 kV transformatorplattform.
- Oppgaven analyserer leveringspålitelighet i et 66 kV nettverket, mens virkningen av 132 kV nettverket neglisjeres i oppgavens analyser.
- Nettdimensjoneringen skal tilfredsstille kravet til driftssikkerhet, slik at termiske restriksjoner tilfredsstilles.
- Lønnsomhetsanalysen inkluderer diskontert kostnad av tapt produksjon, kabel-, installasjons- og bryterkostnader. Kostnaden av tapt produksjon diskonteres over prosjektets analyseperiode på 20 år.
- Diskontert kostnad av tapt produksjon fastsettes av Storbritannias «*Contracts for Difference strike price (CfDs)*» i 15 år, og av estimert spotpris i 5 år. Sensitiviteten av variasjon i spot prisen utgår fra oppgavens sensitivitetsanalyser.
- Lønnsomhetsanalysen inkluderer ikke driftsnedlegging, vindparkens restverdi, reparasjons-, vedlikeholds- og driftskostnader.
- Oppgaven analyserer svikt i energileveransen inntil 66 kV leveringspunktet, mens planlagte utkoblinger på grunn av vedlikehold utgår fra oppgaven.
- Nettkonfigurasjonens leveringspålitelighet er hovedsakelig definert av feilstatistikk og tekniske restriksjoner for 66 kV XLPE kabler.
- Siden systemavgrensningen fastsettes ved DRWs 66 kV leveringspunkt isoleres transformatorens feilstatistikk.
- En omkoblingstid og en sannsynlighet for uteblitt utløsning inkluderes i alle effektbrytere. Det forutsettes en fjernstyring av DRWs vernsystem og at overstrømsvern frakobler seksjoner med feil.
- Bidraget fra vindturbinens feilfrekvens og reparasjonstid isoleres i pålitelighetsanalysen. Det er formålstjenlig siden radielt nett og multi-ring har like mange turbiner. Av den grunn vil vindturbinens bidrag til tapt produksjon være upåvirket av avgrensningen.
- Nettdimensjoneringen inkluderer n-1 kriteriet (enkeltutfall), dvs. en komponent kan feile uten at driftsforstyrrelser forårsakes. Uavhengige samtidige utfall (n-2 kriteriet) utgår fra oppgavens analyser på grunn av uforholdsmessig lang simuleringstid ved tidsvariasjon i vindkraftproduksjonen.
- Det antas at kabler og vernsystemet er utsatt for uavhengige og avhengige feil.
- Oppgaven analyserer ikke dynamiske problem tilknyttet blant annet spenningsdipp, harmoniske problemer og usymmetriske spenninger.

2.0 Dogger Bank referansevindpark og optimal redundans i havvindparker

2.1 Dogger Bank referansevindpark

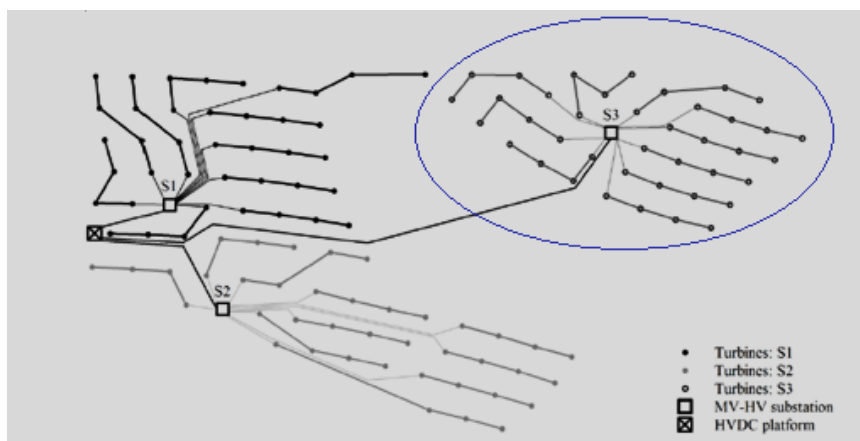
Dogger Bank referansevindpark (DRW) har en lokalisering ved «Dogger Bank Creyke Beck A», øst for Yorkshire. Området Dogger Bank består av tre soner: Creyke Beck A, B og C. Sonen Creyke Beck A ligger nærmest fastland, tilsvarende 131 km fra land og dekker et areal på 515 km² (Forewind, 2015a). Relativt lave vanndybder, høy gjennomsnittlig vindhastighet (>10 m/s) og gode grunnforhold gjør området attraktivt for vindkraftutbygging. Februar 2015 ble konsesjon gitt Creyke Beck A og Creyke Beck B – en tillatelse til å utbygge 1,2 GW i hver sone. Konsesjonen kan realisere en årlig reduksjon av tilnærmet 2 millioner tonn CO₂ dersom parken opererer ved en kapasitetsfaktor på 40 % (Forewind, 2015b).

Forewind er tildelt ansvarsrollen for å prosjektere havvind i Dogger Bank sonen. Forewind planlegger å tilkoble Dogger Bank sonen til transformatorstasjonen i East Riding of Yorkshire. Forewind består av fire markedsledende selskaper innenfor fornybar energi – Statkraft, Statoil, SSE og RWE, som har følgende målsetning: *"Achieve development consent for a minimum of 7.2GW of safe, technically deliverable and economically viable offshore wind capacity on the Dogger Bank that will provide an attractive opportunity for investors"* (Forewind, 2015c).

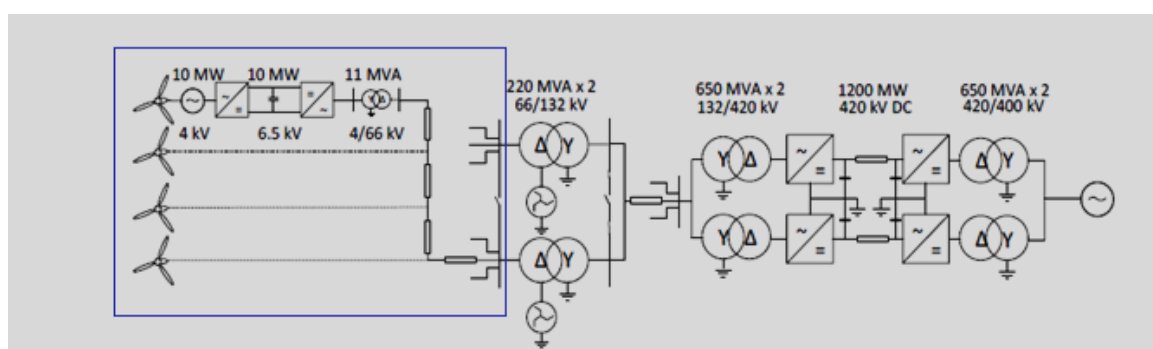
DRW har en installert kapasitet på 1,2 GW og består av 120 x 10 MW DTU referanse turbiner. Parkens årlige energiproduksjon til fastland er estimert til 5,3 TWh gitt en kapasitetsfaktor lik 0,51. Parkens høye kapasitetsfaktor er et resultat av tidsmessig offshore vindkraftteknologi.

SINTEF Energi har utført vaketapanalyser for å fastsette lokaliseringen av 120 vindturbiner. Deretter har det blitt utført en rekke kraftsystemanalyser for å identifisere parkens optimale elkraftstruktur. Optimaliseringen av elkraftstrukturen er et resultat av forskningsarbeidet: *"NOWITECH Reference Wind Farm Electrical Design"* (Krikeby, 2014). Studiet identifiserer at levetidskostnaden reduseres ved å oppgradere spenningsnivået fra 33 kV til 66 kV. Gjennom forskningsprosjektet ble det avdekket at 4 turbiner per streng minimaliserer systemets levetidskostnad. Figur 1 illustrerer hvordan 120 turbiner er aggregert via 30 strenger i et 66 kV nettverk med en irregulær turbin avstand. Figur 1 illustrerer også at parken er sammensatt av tre deler, der hver del har en installert kapasitet på 400 MW.

Hver vindparkdel er tilkoblet en transformatorplattform med 2 x 220 MVA 66/132 kV transformatorer. HVAC plattformen er videre direkte tilkoblet en HVDC plattform via tre parallelle 132 kV XLPE kabler for å minimalisere systemets effekttap.



Figur 1 Elkraftdesignet i DRW (Krikeby, 2014).



Figur 2: Elkraftdesignet for en streng (Kirkeby & Merz, 2014).

Figur 2 illustrerer fire Nowitech referanseturbiner tilkoblet en HVAC plattform. DTU turbinen består av følgende komponenter: permanent magnet synkrongenerator, 6,5 kV «back to back» omformer og en 11 MVA 4/66 kV transformator. DTU turbinen har henholdsvis en rotor diameter og nav høyde tilsvarende 178,3 meter og 119 meter, og oppbygningen muliggjør en høy aerodynamisk virkningsgrad. Figur 2 illustrerer at omformeren består av to «Voltage Source convertors (VSC)», som muliggjør toveis regulering - AC til DC og visa versa. Omformeren kontrollerer, regulerer reaktiv effekt og muliggjør at strømmen tilpasses nettfrekvensen. «*The fully rated converter limits the short circuit currents during faults. This lowers the fault levels, which enables the use of meshed grids for redundancy purposes*» (Krikeby, 2014, s. 11).

2.2 Leveringspålitelighet og driftssikkerhet

Leveringspålitelighet definerer kraftsystemets leveringsevne frem til et leveringspunkt eller sluttbruker. I stokastisk modellteori defineres kraftsystemets tilgjengelighetsgrad av feilfrekvenser og reparasjonstider – i form av varslet utkobling og uforutsette feil (SINTEF Energi, 2010, s. 7).

For å identifisere optimal redundans i en nettkonfigurasjon er det avgjørende å tilfredsstillere kravet til driftssikkerhet og minimalisere systemets sårbarhet. «*Sårbarhet er et uttrykk for de problemer et system vil få med å fungere når det utsettes for en uønsket hendelse, samt de problemer systemet får med å gjenoppta sin virksomhet etter at hendelsen har inntruffet*» (Sårbarhetsutvalget, 2000, s. 18). Driftssikkerhet definerer systemets overføringsevne under ulike driftstilstander. I oppgavens analyser er kraftsystemets driftssikkerhet overholdt når

systemet er dimensjonert for å motvirke driftsforstyrrelser innenfor følgende tekniske restriksjoner (SINTEF Energi, 2010, s. 7):

- Maksimal termisk belastning: 100 %
- Maksimal kortslutningsstrøm
- Spenningsgrense: 0,9 – 1,1p.u (EN 50160, 2010, s. 20).

2.3 Definisjon av optimal redundans

I dette kapitlet defineres optimal redundans og faktorer som påvirker kraftsystemets redundansnivå. Følgende definisjon angir betydningen av redundans i havvindparker:

«Energy can flow through different paths during faults, instead of being interrupted. Redundancy is a major way to enhance reliability of onshore distribution and transmission systems» (Yang, O'Reilly, & Fletcher, 2009).

Sitatet konstaterer at redundans reduserer systemets sårbarhet, slik at kraftsystemet uproblematisk kan gjenopprette energileveransen ved feil. Ved investering i redundans skal investeringskostnaden av en ekstra reserveforbindelse resultere i forsterket gjenoppsettsevne og en høyere marginalinntekt av høyere leveringspålitelighet. På den måten er optimal redundans en avveining mellom høyere investeringskostnader og kostnaden av tapt produksjon. Optimal redundans skal bidra til forsterket leveringspålitelighet og driftssikkerhet.

2.3 Hovedfaktorer som påvirker optimal redundans

Det er av betydning å definere hvilke faktorer som påvirker optimal redundans. Det vil derfor redegjøres for disse faktorene ved å beskrive to allokeringerproblemer:

1. Et direkte allokeringerproblem: optimal allokering av redundans mellom flere delsystemer som resulterer i at investeringskostnaden minimaliseres, gitt at systemets overføringsevne opprettholdes.
2. Et inverst allokeringerproblem: optimal allokering av redundans mellom flere delsystemer som maksimerer systemets overføringsevne, gitt at allokeringen bidrar til at systemets nødvendige tekniske restriksjoner tilfredsstilles. Allokeringerproblemer kan henholdsvis formuleres (Ushakov, 2013, s. 35):

$$\bullet \min_X [C(x) \mid R(x) \geq R_0] \quad (2.1)$$

$$\bullet \max_X [R(x) \mid (C(x), T(x)) \leq (C_0, T_0)] \quad (2.2)$$

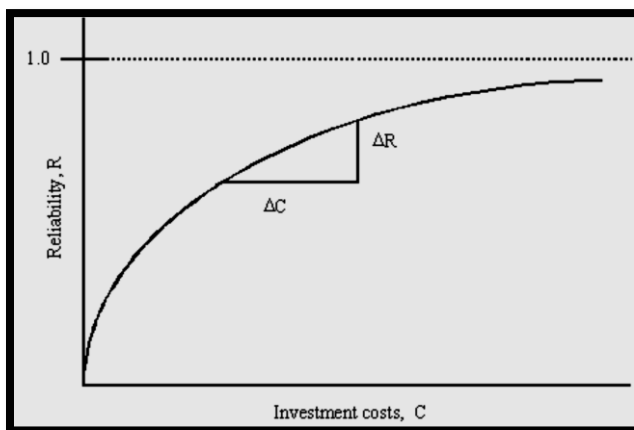
Allokeringerproblemerne ovenfor inkluderer følgende tre hovedfaktorer: antall reserveforbindelser som medvirker til at systemets overføringsevne maksimeres $R(X)$, kostnaden av redundans $C(X)$, og systemets tekniske restriksjoner $T(X)$. Her definerer $X = (x_1, x_2, \dots, x_n)$ antall reserveforbindelser, der R_0, C_0, T_0 definerer systemets nødvendige restriksjoner. R_0 tilsvarer nødvendig dimensjonerende belastning for optimalt tverrsnitt, dvs. et tverrsnitt som tilfredsstiller tekniske restriksjoner ved enhver driftssituasjon. Optimal redundans skal bidra til at systemets totale overføringsevne maksimeres når systemets tekniske restriksjoner er tilfredsstilt.

2.3.1 Optimal redundans og tekniske restriksjoner

Forbigående feil i kraftsystemet bidrar til at brytere utløses hurtig og selektivt. Vernsystemet sikrer rask gjeninnkobling, mens maksimal feilklareringstid antas å ha en varighet på 1 sekund, jf. IEC 60909. Forbigående feil elimineres når brytere gjeninnkobles. Konsekvensen av varige feil er reparasjon og vedlikehold. Havvindparker er utsatt for kraftige miljøpåvirkninger, og reparasjonstiden i havvindparker er relativt høy. På grunn av stor konsekvens av varige feil, øker verdien av redundans i havvindparker. Grunnen er at optimal redundans muliggjør produksjonsallokering til reserveforbindelser ved feil, slik at tekniske restriksjoner tilfredsstilles og produksjonstilgjengeligheten opprettholdes.

2.3.2 Optimal redundans og investeringskostnader

Redundans i havvindparker er uvanlig siden den diskonterte kostnaden av tapt produksjon er lavere enn investeringskostnaden av reserveforbindelser. På grunn av relativt høyere investeringskostnader i nettkonfigurasjoner med redundans er det nødvendig med tilstrekkelig høy leveringspålitelighet for å oppnå lønnsomhet sammenlignet med radielt nett. Optimal redundans skal bidra til en «samfunnsmessig rasjonell utvikling av energisystemet» (OED, 2012). Redundans skal også bidra til at sannsynligheten for uavhengige og avhengige feil reduseres. Det er avgjørende med en tilstrekkelig høy produksjonstilgjengelighet for å kunne reflektere den marginale nytten av reserveforbindelser. Figur 3 illustrerer en ulineær sammenheng mellom redundans og investeringskostnader. Marginalkostnaden av hver anleggsdel som bidrar til at systemets tilgjengelighet øker, vil først øke eksponentielt, og deretter gradvis avta (Billinton & Allan, 1996, s. 13). Optimal investering oppnås når $\Delta C = \Delta R$, dvs. et nivå som reflekterer at den marginale nytten av redundans ikke bidrar til overinvesteringer. Det er nødvendig at den marginale investeringskostnaden av redundans bidrar til tilstrekkelig marginal nytte, mens kostnaden av tapt produksjon minimaliseres. Forsterket elkraftstruktur skal være «kostnader til inntekts ervervelse» diskontert over prosjektets levetid, der kostnaden av tapt produksjon og



Figur 3: Investeringsskostnader versus pålitelighet (Billinton & Allan, 1996, s. 13).

høyere investeringskostnader balanseres, og medvirker til en høyere avkastning av kraftproduksjonen i et langtidsperspektiv. Ved å dimensjonere flere seksjoneringsmuligheter øker systemets evne til å kompensere for feilsituasjoner. Optimal redundans innebærer å balansere kostnaden av tapt produksjon og investeringskostnader – et redundansnivå som bidrar til at leveringspåliteligheten maksimeres når tekniske restriksjoner er tilfredsstillt.

2.4 Litteraturstudie

Det er av betydning å trekke sammenhenger mellom tidligere forskningsarbeid og oppgavens problemformulering. Dette kapittelet etablerer en faglig plattform for å gi en bedre forståelse av metoder som har blitt anvendt til å analysere leveringspålitelighet, og som har bidratt til utvikling av pålitelighetsmetodikken i havvindparker.

Holmstrøm, Negra & Jensen (2008) definerer en rekke viktige faktorer som har bidratt til utvikling av pålitelighetsmetodikken i havvindparker. Studiet benytter Monte Carlo sekvenser for å modellere tidsvariasjon i vindkraftproduksjonen. Athamna, Zdrallek, Wiebe & Koch (2014) har etablert en nyutviklet pålitelighetsmodell som inkluderer vindhastighetsprofiler, kontroll- og automatikk mekanismer. Studiet har også utviklet en rekke nye pålitelighetsindekser som relativt bedre beskriver operasjonskarakteristikken til havvindparker. En annen nyutviklet metodikk utviklet av Dahmani, Bourguet, Machmoum & Guerin (2014), baserer seg på en algoritme som inkluderer pålitelighetsblokk-diagrammer, hvor det antas at det eksisterer uavhengighet mellom komponentene. Dutta & Overbye (2011) og Berenguel, Bellmunt & Martins (2012) understreker betydningen av at termiske restriksjoner inkluderes i pålitelighetsanalyser. Berenguel, Bellmunt & Martins (2012) anvender DIGSILENT PowerFactory til å analysere leveringspålitelighet i AC- og DC nettverket i en havvindpark. Camm (2009) har identifisert at leveringspåliteligheten i stor skala havvindparker kan betraktelig økes via redundans. Mens Ramos & Lumbreras (2012) kvantifiserer relativ lønnsomhet og leveringspålitelighet av redundans i ulike nettkonfigurasjoner.

Taherkhan & Hosseini (2012) har benyttet en metodikk for å maksimere gevinsten av investeringer via en optimeringsmetodik som inkluderer installert kapasitet, vedlikeholdsplanlegging, investeringskostnader og tidsvariasjon i vindkraftproduksjonen. Metodikken baserer seg på Benders dekomponering, som effektivt sammenfatter to delproblemer i heltallsprogrammering. Lumbreras & Ramos (2013) har også anvendt Benders dekomponering for løse et full skala optimeringsproblem. Burke & O'Malley (2011) anvender også Benders dekomponering, og inkluderer blant annet ulike vindhastighetsprofiler og driftstilstander for å analysere den økonomiske verdien av forsterket elkraftstruktur.

Kahrobae & Asgarpoor (2010) differensierer mellom leveringspålitelighet i et kort og langtidsperspektiv via stokastisk modell teori. Metodikken baserer seg på Markov prosesser, som inkluderer feilfrekvenser og reparasjonstider for ulike driftssituasjoner og vindhastigheter. Markov prosesser er også anvendt av Spahic, Underbrink, Buchert & Hanso (2009), som analyserer leveringspålitelighet via verktøyet NEPLAN – et verktøy som er basert på en omfattende sannsynlighetsmodell. Verktøyet har også blitt anvendt av Winter (2011), Eriksson (2008) og Underbrink, Hanson, Osterholt & Zimmerman (2006) for å sammenligne ulike nettkonfigurasjoner når sentrale investeringskostnader er inkludert. Sistnevnte beregner leveringspåliteligheten inntil et leveringspunkt ved å inkludere uavhengige og avhengige feil, uteblitt utløsning av bryter. Studiet avdekker også sensitiviteten av at reparasjonstiden og feilfrekvensen varierer.

Stokastisk modellteori er også anvendt av Banzo & Ramos (2010), som baserer seg på heltallsprogrammering. Modellen inkluderer tre hovedelementer: nettkapasitet, leveringspålitelighet og investeringskostnader. I tillegg har ABB implementert stokastisk modell teori i verktøyet SubRel, et verktøy som inkluderer effekten av feilstatistikk i ulike anleggsdeler. SubRel er også anvendt av Sannio, Breder & Nielsen (2006) til å beregne leveringspålitelighet.

Lineær programmering har blitt anvendt av Nandigam & Dhali (2008) for å analysere leveringspålitelighet i ulike nettkonfigurasjoner. Studiet benytter geometrisk programmering, som inkluderer feilfrekvenser for lave og høye vindhastigheter. Mens Ugranli & Karatepe (2014) har benyttet ulike vindscenarier i en meta-heuristisk modell for å inkludere n-1 kriteriet. Studiet identifiserer leveringspålitelighet i havvindparker i sammenheng med lastflytanalyser for å minimalisere investeringskostnader og kostnaden av tapt produksjon.

Billinton & Wangdee (2007) og Karki, Dhungana, & Billinton (2013) analyserer også gevinsten av forbedret leveringspålitelighet og vurderer forsterkingsalternativer via kostnadsanalyser og Monte Carlo sekvenser. Studiene inkluderer ulike tidsserier for vindkraftproduksjonen via prognose verktøyet «auto-regressive moving average (ARMA)». Monte Carlo sekvenser er også anvendt av Sørensen, Negra, Jensen & Holmstrøm (2008), som identifiserer at en vindpark er tilstrekkelig dimensjonert for å tilfredsstille forventet energileveranse. Wang (2008) benytter også Monte Carlo sekvenser sammen med verktøyet ARMA. Studiet evaluerer nettkapasitet i sammenheng med tidsvariasjon i vindkraftproduksjonen. I tillegg har Negra (2008), Allan & Castro (1996), Chowdhury (2005) og Wu, Cha, Kim, & Shin (2013) utviklet en verdifull metodikk for å inkludere tidsvariasjon i vindkraftproduksjonen. Studiene analyserer leveringspålitelighet via Markov-prosesser og Monte Carlo sekvenser, og anvender pålitelighetsindekser som er tilpasset havvindparker. Monte Carlo analyser er også utført av Takoudis (2004). Studiet avdekker den relative lønnsomheten av redundans via å beregne tapt produksjon ved ulike vindhastighetsrater, og inkluderer effekten av ekstreme værforhold. Crabtree (2012) har identifisert tapt produksjon i sammenheng med ulike vindhastigheter

I tillegg har simuleringsprogrammet PSS/E blitt benyttet av Haugsten (2009) og Maclean (2004). I disse studiene vurderes termisk belastning ved feilsituasjon for å vurdere driftssikkerhet og leveringspåliteligheten i ulike nett konfigurasjoner. I tillegg er PSS/E anvendt av Quinonez-Varela et al. (2007) til å beregne lønnsomheten av redundans i alternative nettkonfigurasjoner. RELRAD metoden er anvendt av Vila (2013). Studiet balanserer forsterket leveringspålitelighet og investeringskostnader for å identifisere lønnsomheten av redundans mellom fire parker i Dogger Bank sonen.

Tidligere forskningsarbeid fokuserer hovedsakelig på å analysere gevinsten av forbedret leveringspålitelighet i alternative nettkonfigurasjoner via Monte Carlo sekvenser og Markov-prosesser. Verdifulle kilder kombinerer lønnsomhetsanalyser og pålitelighetsanalyser for å vurdere lønnsomheten av forsterket elkraftstrukturer. En pålitelighetsmetodikk som kombinerer tidsvariasjon i vindkraftproduksjonen, termisk belastning og virkningen av bryterkonfigurasjoner er ikke sterkt forankret i tidligere forskningsarbeid. Av den grunn er det av betydning at oppgaven kombinerer driftssikkerhet, leveringspålitelighet og lønnsomhet når tidsvariasjon i vindkraftproduksjonen er inkludert. Det eksisterer få kilder som anvender analyseverktøyet DIgSILENT PowerFactory til å analysere leveringspålitelighet i havvindparker. Derfor skal oppgaven undersøke om DIgSILENT PowerFactory er et funksjonelt verktøy til å analysere leveringspålitelighet i havvindparker når tidsvariasjon i vindkraftproduksjonen, tekniske restriksjoner, feilstatistikk og bryterkonfigurasjoner er inkludert.

3.0 Leveringspålitelighet og driftssikkerhet

3.1 Generelt

Tekniske og økonomiske restriksjoner gjør det ikke lønnsomt å dimensjonere nettkonfigurasjoner med en 100 % tilgjengelighetsgrad. For å minimalisere systemets utetid må vernsystemet ha evne til å operere selektivt, stabilt, sensitivt, hurtig, økonomisk og driftssikkert (TET4115, 2007, s. 288). Innstilling av vern i ulike soner er helt avgjørende for å oppnå selektiv utløsning, men innstillinger av vern strekker seg utenfor oppgavens problemformulering.

3.2 Vernsystemets funksjon

For at vernsystemet skal tilfredsstill sin tiltenkte funksjon må systemet forhindre at ulike feilsituasjoner påvirker systemets tilgjengelighet. Følgende kritiske feilsituasjoner kan øke systemets utetid (DIGSILENT GmbH, 2014, s. 720) (Underbrink, Hanson, Osterholt, & Zimmerman, 2006):

- Uønsket uselektiv utløsning.
- Uteblitt utløsning.
- Feil ved gjeninnkobling.
- Isolering av feilfri kabel.
- For høy kortslutningsstrøm for systemets anleggsdeler.

3.3 Selektivitet

Selektiv utkobling av seksjoner med driftsforstyrrelser er avgjørende for kraftsystemets driftssikkerhet. For å oppnå tilstrekkelig selektivitet er det nødvendig at bryteren nærmest feilen kan koble ut kun feilbelagt seksjon. Funksjonsfeil i brytere kan forårsake utkobling av flere lastpunkter, og at en større andel av kraftproduksjonen ikke leveres til kraftsystemets leveringspunkt.

3.4 Bryterteknologi

Bryterteknologien skal muliggjøre optimal gjenoppretting av energileveransen ved driftsforstyrrelser. I denne oppgaven dimensjoneres systemet med to avgjørende bryterteknologier: lastskillebryter og effektbryter.

Lastskillebryteren tolererer relativt lavere mekanisk og termisk belastning sammenlignet med effektbryteren. Lastskillebryteren har ikke vern, og reagerer relativt senere enn effektbryteren. Ved feil klarer effektbryteren feilen, deretter seksjonerer lastskillebryteren. Effektbryteren skal ha en evne til å bryte alle kortslutningsstrømmer som oppstår, og er den bryterteknologien som utfører den mest krevende funksjonen i kraftsystemet. Effektbryteren er avgjørende for systemets driftssikkerhet, siden bryterteknologien skal kunne bryte maksimal kortslutningsstrøm ved ulike driftssituasjoner. Maksimal kortslutningsstrøm som brytes defineres av nettets oppbygning. Kabelverrsnittet må derfor være optimalt dimensjonert for å håndtere mulige kortslutningsstrømmer. Dersom flere brytere har funksjonsfeil øker risikoen for at hele kraftproduksjonen ikke når frem til leveringspunktet.

3.5 Leveringspålidelighet og Markov-prosesser

Dersom det ikke eksisterer seksjoneringsmuligheter ved feil vil systemets utetid øke, og kraftproduksjonen vil først leveres til systemets leveringspunkt etter at reparasjon er utført. For å begrense konsekvensen av feil er det avgjørende at brytere kobler ut feilbelagt seksjon selektivt og hurtig. Dette kapitlet redegjør for hvilke brytere som utløses ved feil, seksjoneringsmuligheter og konsekvensen av feil. Systemets gjenopprettingsevne kan prinsipielt beskrives via selektiv utløsning av bryter oppstrøms og nedstrøms.

I tabell 1 defineres grunnleggende parametere i Markov-prosesser. Markov-prosesser forutsetter henholdsvis konstant feilfrekvens, uavhengighet mellom komponenter og at utført reparasjon bringer anleggsdeler tilbake til opprinnelig tilstand (Rausand, 2004). Feilfrekvensen og gjennomsnittlig reparasjonstid er avgjørende parametere i stokastisk modellteori. Tilstandssyklusen til anleggsdeler defineres av MTTF og MTTR, som angir henholdsvis gjennomsnittlig forventet funksjonstid og reparasjonstid (SINTEF Energi, 2010, s.18).

Tabell 1 Definisjon av viktige parametere i stokastisk modellteori (SINTEF Energi, 2010, s. 17):

| | Feilfrekvens [1/år] | Oppholdstid [h] |
|-----------|--|----------------------------|
| λ | Feilfrekvens = $\frac{\text{Feil på en komponent ved tiden } t}{\text{Komponentens gjennomsnittlig driftstid}}$ | MTTF = $\frac{1}{\lambda}$ |
| μ | Rep. frekvens = $\frac{1}{r} = \frac{\text{Reparasjon på en komponent ved tiden } t}{\text{Komponentens gjennomsnittlige reparasjonstid}}$ | MTTR = $\frac{1}{\mu}$ |

3.5.1 Serie og parallell koblede nettkonfigurasjoner

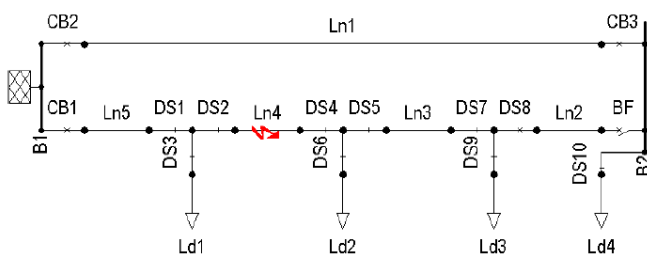
I serie koblede systemer er det nødvendig at alle komponenter fungerer for at systemet skal fungere, der systemet vil feile når en komponent feiler. I systemer med redundans kan systemet fortsatt være operativt når en eller flere komponenter feiler (Rausand, 2004). Utetiden i radielle nett antas å være ekvivalent med reparasjonstiden, mens utetiden i maskenett defineres av omkoblingstiden. Omkoblingstiden og reparasjonstiden er derfor utslagsgivende parametere for systemets driftssikkerhet. Det eksisterer to ulike formål i vindparker med og uten redundans. I radielle nett seriekobles turbinene for å gradvis øke spenningen frem til et leveringspunkt, og konsekvensen av uteblitt utløsning er at relativt høyere andel av kraftproduksjonen ikke når frem til systemets leveringspunkt. I redundanssystemer begrenses konsekvensen av feil ved å utnytte seksjoneringsmuligheter, slik at produksjonstilgjengeligheten øker. I tabell 2 defineres ekvivalent feilfrekvens, reparasjonstid og utilgjengelighet.

Tabell 2 Feilfrekvens og reparasjonstid (SINTEF Energi, 2010, s. 20):

| Systemindekser | Serie-struktur | Parallell-struktur |
|--------------------------------|---|---|
| Feilfrekvens/Sviktintensitet | $\lambda_e = \sum \lambda_i$ | $\lambda_e = \frac{\lambda_1 \lambda_2 (r_1 + r_2)}{1 + \lambda_1 r_1 + \lambda_2 r_2}$ |
| Gjennomsnittlig reparasjonstid | $r_e = \frac{\sum \lambda_i \cdot r_i}{\sum \lambda_i}$ | $r_e = \frac{r_1 r_2}{r_1 + r_2}$ |
| Utilgjengelighet | $U_e = \sum \lambda_s r_s$ | $U_e = \sum \lambda_s r_s$ |

3.5.2 Gjenoppretting av energileveransen

Etter at en feil har inntruffet i en kabel med feilfrekvens λ_i og en gjennomsnittlig reparasjonstid MTTR, vil seksjoneringsmuligheter oppstrøms identifiseres. Gjennomsnittlig reparasjonstid defineres av varigheten fra anleggsdelen er frakoblet til anleggsdelen er god som ny. Den nærmeste utenforliggende lastskillebryteren utfører sin funksjon via en omkoblingstid MTTs. Selektiv utløsning av lastskillebryteren vil resultere i redusert utetid i oppstrøms lastpunkt, og systemets energileveranse gjenopprettes. Utetiden definerer tiden fra utfall til anleggsdelen er operativ. Dersom bryterens mekaniske og termiske belastning tilfredsstilles, vil ikke reserveløsninger aktiveres. Når lastskillebryteren har seksjonert vil det bidra til en vedvarende redusert utetid for enhver komponent nedstrøms. Effektbryter klarer kortslutningsstrømmen, slik at utenforliggende produksjon ikke påvirkes av feilsituasjonen. I figur 4 illustreres det at feil

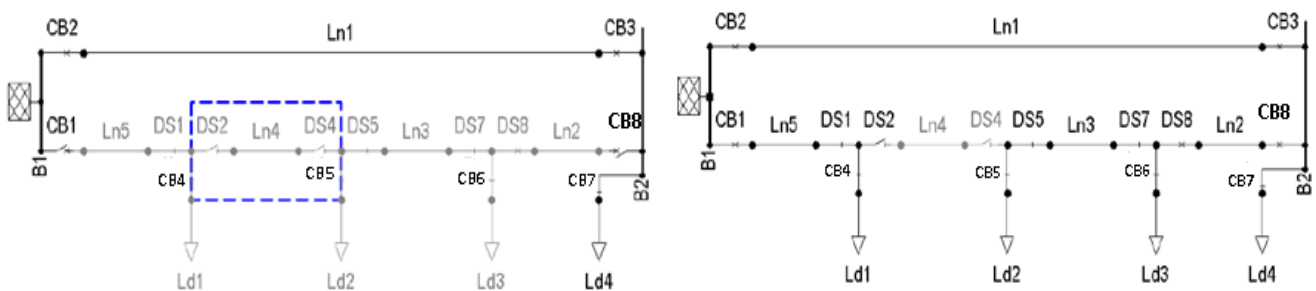


Figur 4: Feil inntreffer (DIgSILENT GmbH, 2014, s. 722).

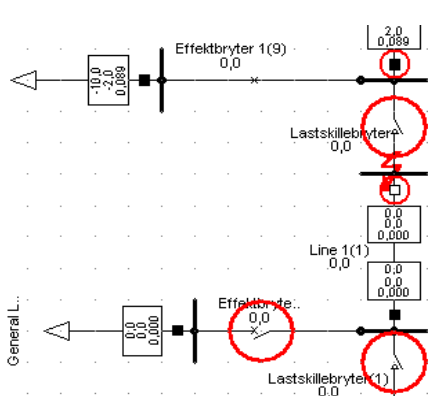
har inntruffet i andre seksjonen, der betegnelsen DS, CB og Ln symboliserer henholdsvis lastskillebryter, effektbryter og kabel. Ved å utnytte reserveforbindelsen Ln1, vil produksjonen fra tredje og fjerde turbin nedstrøms være upåvirket av feilsituasjonen.

3.5.3 Konsekvensen av at feil inntreffer

Konsekvensen av kabelfeil kan være lastutkobling og lastallokering, og utnyttelse av reserveforbindelser vil avverge termisk overbelastning. For å identifisere mulige utfallskombinasjoner som kan bidra til lastutkobling må maksimal kortslutningsstrøm ved maksimal produksjon identifiseres. Når tekniske restriksjoner overskrides, skal systemet søke optimal lastfordeling og identifisere om lastutkobling kan avverges.



Figur 5: Seksjonering (til venstre) og gjenoppretting (til høyre) (DIgSILENT GmbH, 2014, s. 723).



Et system med optimal redundans skal maksimere systemets gjenopprettingsevne og reduserer sannsynligheten for lastutkobling. Gjenopprettingsevnen til systemet i figur 5 kan prinsipielt beskrives av tre grunnleggende trinn. Ved feil i andre seksjon nedstrøms utløses utenforliggende lastskillebrytere DS2 og DS4, slik at kabel Ln4 isoleres. Figur 6 illustrerer konsekvensen av at lastskillebryter ikke utløses, der neste utenforliggende lastskillebryter seksjonerer, mens effektbryter klarer kortslutningsstrømmen. I figur 5 klarer effektbrytere CB4 og CB5 kortslutningsstrømmen, og

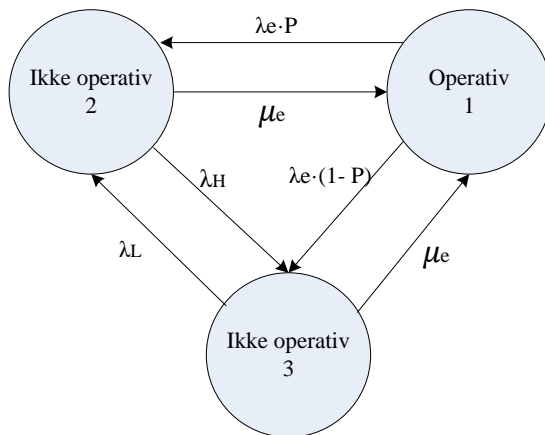
Figur 6: Funksjonsfeil.

gjenoppretter energileveransen fra last Ld1, mens effektbryter CB8 lukkes og gjenoppretter energileveransen inntil leveringspunktet fra last Ld2, Ld3 og Ld4. Som en følge at Ld2, Ld3 og Ld4 overfører produksjon via Ln1 kan det oppstå termisk overbelastning ved utilstrekkelig nettkapasitet. Konsekvensen blir delvis lastutkobling for å redusere termisk belastning av kabel Ln1. Kabeltverrsnittet Ln1 må derfor dimensjoneres for å håndtere maksimal produksjon fra systemets fire laster.

3.6 Nettkapasitet og tapt produksjon

Markov-prosessen er anvendelig til å kunne modellere sannsynligheten for at en anleggsdel oppnår termisk overbelastning. I stokastisk modell teori kan overgangen til ulike tilstander illustreres via et tilstandsdiagram. Når generert energi er høyere enn maksimal akseptabel belastning, kan utfall inntreffe. Utfall tilsvarer «*utløsning, påtvungen eller utilsiktet utkobling som medfører at en enhet ikke transporterer eller leverer elektrisk energi*» (NVE et. al). I figur 7 definerer tilstand nr. 1 normal driftssituasjon. Mens følgende definerer tilstand nr. 2 og 3:

- Tilstand 2: Belastning ved tidspunktet $t >$ maksimal akseptabel belastning
- Tilstand 3: Belastning ved tidspunktet $t \leq$ maksimal akseptabel belastning



Figur 7: Markov-prosess (Billinton & Allan, 1996, s. 307).

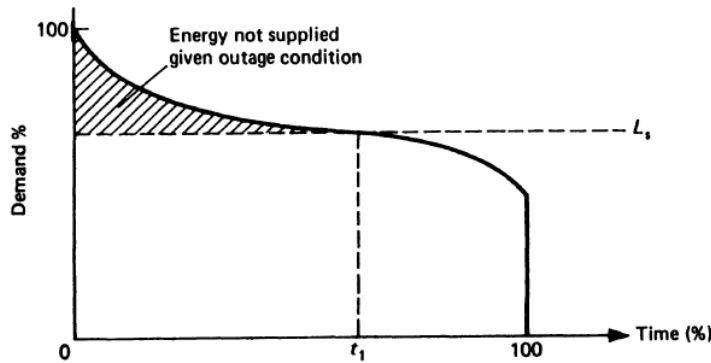
Figur 7 illustrerer overgangen fra normal driftstilstand til tilstand nr. 3 og 2. Overgangen defineres av sannsynligheten for at termisk belastning er høyere enn maksimal akseptabel belastning P . Mens parameteren λ_e og μ_e definerer ekvivalent feilfrekvens og reparasjonsfrekvens. Feilfrekvensene λ_H og λ_L definerer hyppigheten av feil for henholdsvis høy og lav lastbelastning. Dersom overbelastning inntreffer vil systemet søke å minimalisere konsekvensen av feil via lastallokering og lastutkobling. Deretter evalueres utfallskombinasjoner. Overgangen fra tilstand nr.1 til 3 inntreffer ved lav belastning, når belastning i en anleggsdel \leq maksimal akseptabel belastning. Overgangen fra tilstand nr.1 til 2 er definert av ekvivalent feilfrekvens λ_e og inntreffer ved høy belastning, når belastningen i en anleggsdel $>$ maksimal akseptabel termisk belastning. Denne tilstanden kan forårsake avhengige feil dersom termisk belastning er høyere enn akseptabel belastning for flere anleggsdeler tilkoblet et forgreingspunkt.

Konsekvensen av overbelastning etter lastallokering og lastutkobling, er et tap tilsvarende det skraverte området i figur 8. Det skraverte området tilsvarer avbrutt effekt på grunn av

mangelfull nettkapasitet. Formel (3.4) definerer avbrutt via lastvarighetskurven $L(t)$ og tiden når belastningen overskrider maksimal belastning t_1 (Billinton & Allan, 1996, s. 308).

$$P = \frac{\int_0^{t_1} L(t)dt - L_s t_1}{t_1} \quad (3.4)$$

$$ILE = P \cdot \lambda \cdot r = P \cdot U \quad (3.5)$$

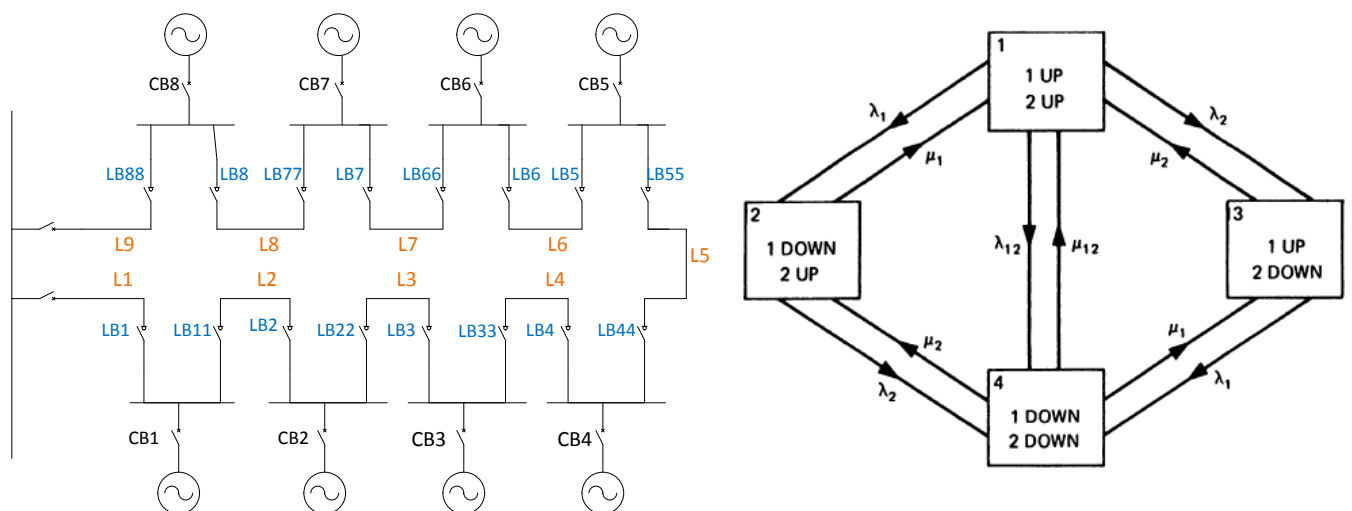


Figur 8: Lastkurve og ENS (Billinton & Allan, 1996, s. 308).

«Ikke levert energi (ILE)» er definert av avbrutt effekt multiplisert med systemets utetid, jf. formel 3.5 (SINTEF Energi, 2010, s. 30). ILE betegner «beregnet mengde elektrisk energi som ville blitt levert til sluttbruker dersom svikt i leveringen ikke hadde inntruffet» (OED, Lovdata, 2012). ILE betegner også redusert energi tilført et lastpunkt på grunn av utilstrekkelig nettkapasitet (SINTEF Energi, 2010, s. 14). Akkumulert bidrag til ILE i et leveringspunkt er definert av produktet av avbrutt effekt og systemets utetid. På grunn av at ILE betegner uteblitt energileveranse til sluttbruker, benyttes begrepet tapt produksjon i oppgavens analyser.

3.6.1 Avhengige feil

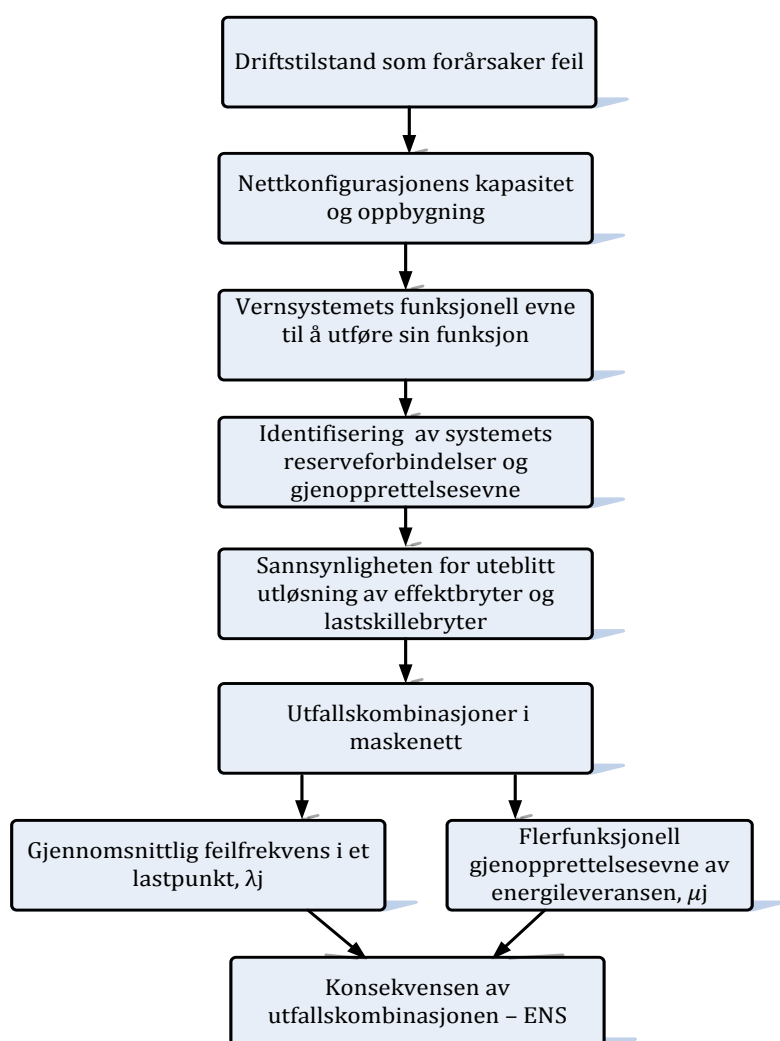
Her vil det prinsipielt redegjøres avhengige feil i et system med redundans. Avhengige feil kan defineres: «*Dependent failure in which two or more component fault states exist simultaneously, and are direct result of a shared cause*» (Rausand, 2004).



Figur 9: System med redundans (til venstre) og Markov prosess for avhengige feil (til høyre) (Billinton & Allan, 1996, s. 286.)

Figur 9 illustrerer en Markov-prosess som refererer til systemet med redundans (til venstre). I figuren symboliserer L, LB og CB henholdsvis kabel, lastskillebryter og effektbryter. Her vil det prinsipielt redegjøres for avhengige feil i henhold til Markov-prosessen i figur 9. Når kabel L1 feiler og dersom kabel L2 og L3 er utilfredsstillende dimensjonert vil termisk overbelastning forårsakes. Ved utfall av kabel L1 vil feilfrekvensen λ_{12} forårsake at kabel L2 og L3 feiler samtidig. Konsekvensen blir at kabel L2 og L3 oppnår tilstand 4 – en tilstand som angir utfall av kabel L2 og L3. Reparasjonsfrekvensen μ_{12} representerer en flerfunksjonell gjenoppretting, dvs. kabel L2 og L3 repareres samtidig, og energileveransen gjenoprettes ved at kabel L2 og L3 dimensjoneres med optimal nettkapasitet.

Når feil inntreffer i maskenett øker sannsynligheten for at driftsforstyrrelser forplantes i flere forbindelser, og bidraget til sviktintensiteten λ_{12} øker. Dersom feil inntreffer i nærheten av et forgreiningspunkt og dersom bryteren nærmest feilen ikke utløses, må reservebrytere utløses. Dersom en effektbryter ikke har evne til å klarere kortslutningsstrømmen ved kabelfeil, og dersom nettverket har uforholdsmessig mange sammenkoblinger øker sannsynligheten for avhengige feil. En formålstjenlig løsning for å redusere sannsynligheten av avhengige feil er å seksjonere ut deler som kan forårsake driftsforstyrrelser.



3.6.2 Utfallskombinasjoner i maskenett

For å kunne estimere ENS i et leveringspunkt må en kompleks algoritme for utfallskombinasjoner i maskenett løses. Trinnene som illustreres i figur 10 angir den bakenforliggende årsaken til utfallskombinasjoner. Flere forgreiningspunkt bidrar til at antallet utfallskombinasjoner øker for en driftstilstand. Kritiske utfallskombinasjoner kan inkludere enkeltutfall, avhengige utfall, uavhengige samtidige utfall (n-2) og overlapp mellom uavhengige utfall og vedlikehold. Hver utfallskombinasjon for enhver anleggsdel gir en ekvivalent feilfrekvens og en reparasjonsfrekvens i hvert lastpunkt. Summen av enhver utfallskombinasjon bidrar til redusert nettkapasitet (SINTEF Energi, 2010, s. 15).

Figur 10 Utfallskombinasjoner.

4.0 Leveringspålitelighet, driftssikkerhet og lønnsomhetsanalyser i havvindparker

4.1 Pålitelighetsindekser

For å kunne identifisere lønnsomheten av redundans i havvindparker benyttes pålitelighetsindekser som kvalitativt beskriver tilgjengeligheten av vindkraftproduksjonen i et leveringspunkt. Pålitelighetsindekser i dette kapitlet er et resultat av forskningsarbeidet «*Offshore Wind Power: Grid Connection and Reliability*» (Negra, 2008, s. 19). Det eksisterer et behov for å modellere leveringspålitelighet i havvindparker avhengig av tidsvariasjon i vindkraftproduksjonen. Av den grunn definerer dette kapitlet en modell som beskriver leveringspålitelighet avhengig av tidsvariasjon i vindkraftproduksjonen.

Tabell 3 systematiserer pålitelighetsindekser for havvindparker via tre nivåer. I realiteten er tilgjengelig vindkraftproduksjon i et leveringspunkt et resultat av blant annet systemets vaketap, vindturbinens virkningsgrad, effekttap og systemets utetid.

Tabell 3 Pålitelighetsindekser:

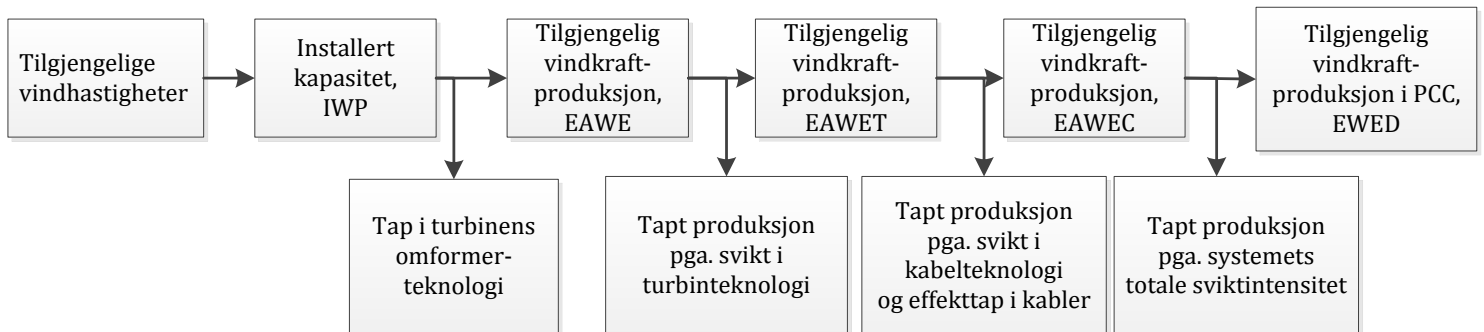
| Nivå | 1: Turbin | 2: Nett konfigurasjon | | 3: Leveringspunkt | |
|-------------|--|-----------------------|--|-------------------|--------------------------------|
| Indeks | Definisjon | Indeks | Definisjon | Indeks | Definisjon |
| EAWE [MWh] | Expected Available Wind Energy | EAWEC | Expected Available Wind Energy with Cable Failures | EWED | Expected Wind Energy Delivered |
| EAWET [MWh] | Expected Available Wind Energy with Turbine failures | | | EPDR | $EPDR = \frac{EWED}{EAWE}$ |
| | | | | EIC | Expected Interruption Cost |

Det siste nivået i tabell 3 definerer produksjonstilgjengeligheten i et leveringspunkt når systemets feilstatistikk er inkludert. Produksjonstilgjengeligheten i et leveringspunkt defineres av indeksen «*Expected Wind Energy Delivered (EWED)*.»

Det første nivået i tabell 3 definerer systemets produksjonstilgjengelighet avhengig av tilgjengelige vindhastigheter og turbinens omformerteknologi, når systemets feilstatistikk er neglisjert. Indeksen «*Expected Available Wind Energy (EAWE)*» definerer produksjonstilgjengelighet når virkningsgrader i turbinteknologien er inkludert. Systemnivå nr. 2 definerer tilgjengelig vindkraftproduksjon i leveringspunktet etter at systemets feilstatistikk og effekttap er inkludert. Nettkonfigurasjonens utetid er hovedsakelig definert av systemnivå nr.2. Nettkonfigurasjonens totale tilgjengelighetsgrad er definert av forholdet mellom EWED og EAWE. I tabell 3 benyttes indeksen «*Expected Power Delivery Ratio (EPDR)*» for å definere nettkonfigurasjonens totale tilgjengelighet. Indeksen er resultat av forskningsarbeidet: «*Reliability Evaluation considering Structures of a Large Scale Wind Farm*» (Wu, Cha, Kim, & Shin, 2013).

Figur 11 illustrerer at tilgjengelige vindhastigheter er utslagsgivende for å analysere leveringspålitelighet i en nettkonfigurasjon. Modellen illustrerer hvilke faktorer som påvirker leveringspålitelighet i havvindparker, der indeksene i figur 11 defineres av tabell 3. Indeksene summerer bidraget fra feilfrekvenser i systemets lastpunkter i henhold til stokastisk modellteori, jf. kapittel 3.5. Formel (4.1) definerer tilgjengelig vindkraftproduksjon i systemets leveringspunkt avhengig av tilgjengelige vindhastigheter, turbinteknologi, systemets sviktintensitet og effekttap P_{tap} :

$$EWED = EAWE - (EAWET + EAWEC + P_{tap}) \quad (4.1)$$



Figur 11: Tilgjengelig vindkraftproduksjon.

4.2 Tidsvariasjon i vindkraftproduksjonen

Overdimensjonering av nettkapasitet og usikkerhet tilknyttet leveringspålitelighet kan reduseres ved at tidsvariasjon i vindkraftproduksjonen identifiseres. Nedenfor defineres faktorer som er utslagsgivende for optimal redundans:

1. Sannsynlighetsfordeling av vindhastigheter.
2. Feilstatistikk for kabler, brytere, turbiner og samleskinner.
3. Nettkonfigurasjonens evne til å redusere uavhengige og avhengige feil.
4. Balansering av systemets nettkapasitet og kostnaden av tapt produksjon.
5. Optimalt tverrsnitt som tilfredsstillter termiske restriksjoner ved maksimal vindkraftproduksjon.
6. Dimensjonerende nettkapasitet som fastsettes av maksimal akseptabel kortslutningsstrøm. I tillegg skal marginale analyser av tapt produksjon indikere lønnsomheten av at nettkapasiteten endres.
7. Vernsystemets evne til å bryte kortslutningsstrømmer.
8. Optimal gjenoppsettelse via produksjonsallokering.
9. Sesongvariasjoner: Ved overgang fra sommer til vinter endres feilfrekvenser og reparasjonstider. Endret leveringspålitelighet som følge av sesongvariasjoner strekker seg utenfor oppgaveformuleringen.

Det er avgjørende å modellere tidsvariasjon i vindkraftproduksjonen for å identifisere optimal redundans, og for å estimere tapt produksjon. I formel (4.2) defineres tilgjengeligheten av vindkraftproduksjonen for antall vindturbiner N_{wt} og antall vindhastighetstilstander N_v .

$$EAW E [MWh] = N_{wt} \cdot \sum_{i=1}^{N_v} p_i \cdot P_{wt}(v_i) \quad (4.2)$$

I formel (4.2) definerer $P_{wt}(v_i)$ og p_i henholdsvis turbinens effektkurve som en funksjon av vindhastigheten v_i og sannsynligheten for at et produksjonsnivå inntreffer. Indeksen EAW E neglisjerer systemets feilstatistikk (Negra, 2008, s.80).

4.3 Nettkapasitet og belastning

Nettkonfigurasjoner i havvindparker er utsatt for ulik termisk belastning pga. fluktuasjoner i tilgjengelige vindhastigheter. Derfor er det avgjørende å identifisere et redundansnivå avhengig av tidsvariasjon i vindkraftproduksjonen. Når en liten økning i investeringskostnader bidrar til høyere leveringspålitelighet indikeres en økning i redundansnivået. Dersom nettdimensjoneringen i vindparker inkluderer 100 % av vindparkens installerte effekt, vil nettkapasiteten overdimensjoneres. Av den grunn inkluderer nettdimensjoneringen en redundansgrad, som bidrar til at overdimensjonering avverges. Følgende faktorer bidrar til at optimal redundans identifiseres:

- 1) Maksimal akseptabel kortslutningsstrøm for ulike kabeltverrsnitt.
- 2) Sannsynlighetsfordeling av ulike produksjonsnivåer.
- 3) En marginalbetraktning som fastsetter marginalkostnad lik marginalinntekt, som kvantifiserer endringen av å redusere tverrsnittet inntil en ekstra reduksjon ikke er lønnsom.

I formel (4.3) fastsettes systemets belastning av tilført effekt fra systemets tilkoblede turbiner P_s og $P_{redundans}$. Parameteren P_s definerer tilført effekt fra seriekoblede turbiner, mens $P_{redundans}$ definerer tilført effekt fra seriekoblede turbiner pluss effekt som tilføres fra parallellkoblede turbiner ved feil.

$$P_{redundans} = P_s + (P_{redundans} \cdot redundansgrad) \quad (4.3)$$

Redusert kostnad av tapt produksjon korresponderer med økt inntekt. I dette kapittelet definerer marginalinntekten endringen av forholdet mellom kostnaden av tapt produksjon og belastningen per kabelseksjon. Konsekvensen av at formel (4.3) inkluderer en redundansgrad er at kabeltverrsnittet reduseres. Når det eksisterer en ulineær sammenheng mellom kabelinvesteringskostnaden og kabelens strømføringsevne, kan det forventes at kabelinvesteringskostnaden reduseres en prosentvis høyere andel enn endringen av dimensjonerende belastning. Optimal redundans identifiseres ved å beregne en marginal endring via formel (4.4), som understøtter allokeringproblemet i kapittel 2.3. Følgende formulering indikerer optimal redundans:

$$\frac{\Delta C}{\Delta R} = \frac{\Delta I}{\Delta R} \quad (4.4)$$

$$\frac{C_{Kabel,n} - C_{Kabel,n-1}}{R_n - R_{n-1}} = \frac{EIC_n - EIC_{n-1}}{R_n - R_{n-1}} \quad (4.5)$$

Formel (4.5) er et resultat av parametere $P_{S,n-1} + P_{\text{redundans},n-1}$, som tilsvarer total effekt tilført fra serie og parallellkoblede turbiner ved et lavere produksjonsnivå, som bidrar til en lavere belastning per kabelseksjon R_{n-1} . Mens parametere $P_{S,n} + P_{\text{redundans},n}$ tilsvarer total effekt tilført fra serie og parallellkoblede turbiner ved et høyere produksjonsnivå, som bidrar til en høyere belastning per kabelseksjon R_n . En endring av belastning per kabelseksjon tilsvarer dermed $R_n - R_{n-1}$, der indeksen n indikerer belastningen som bidrar til at kabelverrsnittet reduseres.

I formel (4.5) er kabelkostnaden C_{Kabel} gitt som en funksjon av strømføringssevnen I_n , jf. kapittel 5.3. Formel (4.5) indikerer et teknisk-økonomisk redundansnivå. Oppgavens optimale redundansnivå fastsettes av systemets absolutt nødvendige tekniske restriksjoner, dvs. maksimal kortslutningsstrøm fastsetter dimensjonerende nettkapasitet.

4.4 Lønnsomhetsanalyser i havvindparker

Kostnaden av tapt produksjon bidrar til at optimal investeringsbeslutning identifiseres. Kostnaden av tapt produksjon gir et økonomisk incentiv til å minimalisere risikoen for feil, mens nytteverdien av å investere i redundans er direkte tilknyttet elkraftstrukturens evne til å redusere kostnaden av tapt produksjon.

Oppgavens lønnsomhetsanalyser baseres på nettonåverdiberegninger, som diskonterer kostnaden av tapt produksjon over prosjektets analyseperiode. For å identifisere lønnsomheten av redundans etableres et referansealternativ A_0 . I lønnsomhetsanalyser av havvindparker inkluderes ikke vindparkens inntekter pga. at sammenligningsgrunlaget er upåvirket av denne avgrensningen. Lønnsomheten av redundans tilknyttes reduserte kostnader av tapt produksjon, mens differansen mellom inntekten av alternativ A_0 og alternativ A_1 er ubetydelig ($\Delta I(A_1) = 0$). Slik at relativ lønnsomhet av alternativ A_1 kan defineres (Solvang, 2009, s. 18):

$$L(A_1) = C(A_0) - C(A_1) \quad (4.6)$$

4.4.1 Nettonåverdiberegninger

Nåverdimetoden benyttes til å identifisere lønnsomheten av å diskontere alle kontantstrømmer i et prosjekt til et referansetidspunkt med en fastsatt kalkulasjonsrente. Kalkulasjonsrenten gir et uttrykk for hvordan et prosjekt verdsettes i dag i forhold til i fremtiden. Nåverdien definerer analyseperiodens fremtidige betalingsstrøm for inntekter og kostnader som påløper gjennom analyseperioden (Sintef, 2010). Et prosjekt er økonomisk lønnsomt når netto nåverdi er positiv og visa versa.

Levetidskostnaden i havvindparker fastsettes via nettonåverdiberegninger.

Investeringskostnader refererer til det første året i analyseperioden, mens kostnaden av tapt produksjon diskonteres over analyseperioden. I DRW diskonteres kostnaden av tapt produksjon til et referansetidspunkt t via en kalkulasjonsrente på 9 % over analyseperioden (Kirkeby H, 2014). Prosjektets analyseperiode antas å ha en varighet på 20 år. I henhold til oppgavens systemavgrensning er det hensiktsmessig å beregne nettonåverdi via følgende formel:

$$C_{\text{tot}} = C_{\text{Kabel}} + C_{\text{Installasjon}} + C_{\text{Bryter}} + \sum_{t=1}^{20} \frac{EIC}{(1 + 0,09)^t} \quad (4.7)$$

I formel (4.7) tilsvarer C_{Kabel} , $C_{\text{Installasjon}}$, C_{Bryter} og EIC henholdsvis investeringskostnaden for kabler, installasjon og brytere. Mens EIC tilsvarer kostnaden av tapt produksjon, jf. kapittel 4.4.2.

4.4.2 Kostnaden av tapt produksjon

Storbritannias «*Contracts for Difference strike price (CfDs)*» fastsetter kostnaden av tapt produksjon i britiske havvindparker. CfDs er type feed in tariff gitt av det britiske energi departementet. CfDs skal bidra til at 30 % av Storbritannias elektrisitet produseres fra fornybare energikilder innen 2020 (Department of Energy, 2013, s. 7). CfDs reduserer risikoen av å investere i britisk fornybar energi, og fastsetter salgsprisen for fornybare energikilder i et langtidsperspektiv. Analyse perioden til DRW påløper fra år 2017, da det garanteres 140 £/MWh for britisk havvind (Department of Energy, 2013, s. 13). Tariffen er gjeldende i 15 år fremover inntil den britiske spotprisen fastsetter salgsprisen for havvind, som er estimert til 100 £/MWh (Kirkeby & Merz, 2014, s. 10). I formel (4.8) betegner «*Expected Interruption Cost (EIC)*» kostnaden av tapt produksjon, som defineres av tapt produksjon og CfDs.

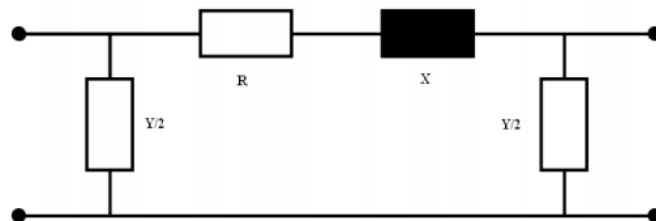
$$EIC \text{ [£]} = \text{Tappt produksjon [MWh]} \cdot 140 \left[\frac{\text{£}}{\text{MWh}} \right] \quad (4.8)$$

5.0 Nettdimensjonering, nettkonfigurasjoner og kortslutningsanalyser

5.1 Generelt

Nettkonfigurasjonens tekniske restriksjoner defineres av π -modellen. Modellen inkluderer virkningen av admittansen og impedansen, jf. figur 12. Modellen gir tilstrekkelig nøyaktighet for oppgavens analyser ved å inkludere virkningen av reaktiv ledningsevne. Følgende sammenheng eksisterer mellom impedansen Z og shunt admittansen Y , der konduktansen g (kabelens ohmske ledningsevne) neglisjeres ved normal driftssituasjon (Nysveen, 2011):

$$Z \left[\frac{\Omega}{km} \right] = r + j\omega L = \frac{1}{Y} = \frac{1}{g + jB} \quad (5.1)$$



Figur 12: π -modellen (Eriksson, 2008, s. 27).

Formel (5.2) definerer systemets susceptans, som tilsvarer systemets reaktive ledningsevne med enheten Simens (Eriksson, 2008, s. 27):

$$B \left[\frac{\mu S}{km} \right] = 2\pi \cdot f \cdot C \quad (5.2)$$

I formelen (5.3) defineres AC resistansen, der θ og A tilsvarer henholdsvis maksimal operasjonstemperatur og kabelens lederareal. For XLPE kabler settes maksimal operasjonstemperatur lik 90 °C. Parameterne i tabell 4 definerer gjennomsnittlig resistansverdi, slik at AC resistansen kan defineres (Ildstad, 2009, kap. 4.4):

$$R_{\text{average}} \left[\frac{\Omega}{km} \right] = R_{20} (1 + \alpha (\theta - 20)) = \frac{\rho_{20}}{A} [1 + \alpha (\theta - 20)] \quad (5.3)$$

Tabell 4 Definisjon av parametere:

| Symbol | Forklaring | Størrelse |
|-------------|---|---|
| R_{20} | AC resistans ved en driftstemperatur på 20 °C | |
| α | Temperatur koeffisient. | 0,0039 (1/K) |
| ρ_{20} | Spesifikk resistans for kobberleder. | 0,017241 ($\Omega\text{mm}^2/\text{m}$) |
| γ | Tetthet for kobberleder. | |
| c | Spesifikk varmekapasitet for kobberleder. | $\gamma \cdot c = 3,45 \cdot 10^6$ Joule/K·m ³ |

Effekttap oppstår på grunn av varmegenerering i kabel-lederen, og defineres: «*Effekttap eller kobbertap er den effekten som utvikles til varme pga. resistansen i en leder/kabel*» (Småkasin, 1997). Effekttap defineres via formel (5.4), der R, I og P tilsvarer henholdsvis leder resistansen, strømmen gjennom ledere og belastningen.

$$P_{tap} = R \cdot I^2 = R \cdot \left(\frac{P}{U \cdot \cos\phi} \right)^2 \quad (5.4)$$

5.2 Design av kabler for optimal redundans

Kabelinvesteringer er direkte tilknyttet kabeltverrsnittet. Optimalt kabeltverrsnitt i havvindparker er en «trade-off» mellom kostnaden av tapt produksjon og høyere investeringskostnader (Krikeby, 2014). Optimalt tverrsnitt fastsettes ovenfor minimumstverrsnittet, slik at termiske restriksjoner overholdes i henhold til tekniske restriksjoner.

Tilstrekkelig strømføringssevne skal sikre tilfredsstillende termisk belastning. I formel (5.5) defineres strømføringssevnen av tilført effekt fra serie og parallellkoblede turbiner, systemets effektfaktor $\cos\phi$ og en underbelastningsgrad. I formel (5.5) defineres en underbelastningsgrad på 0,88, som nedgraderer termisk belastning (Kirkeby & Merz, 2014). Maksimal belastning må nedgraderes på grunn av høy kabel krumningsvinkel ved innstallering av «J-tubes» ved turbinfundamentet (Tande, 2012). En effektfaktor tilsvarende 0,909 fastsetter reaktive effekt i 66 kV XLPE kabler, slik at strømføringssevnen som sikrer tilfredsstillende nettdimensjonering ved feil kan defineres:

$$I \text{ [kA]} = \frac{(P_s + (\frac{P_{\text{redundans}}}{n} \cdot \text{redundansgrad}))}{\sqrt{3} \cdot U_N \cdot 0,88 \cdot \cos\phi} \quad (5.5)$$

5.3 Kabelkostnader

Kabelkostnader er utslagsgivende for oppgavens lønnsomhetsanalyser. I dette kapitlet defineres kabelkostnaden som en funksjon av tverrsnittets merkestrøm. I formel (5.6) defineres kabelkostnaden av henholdsvis merkestrømmen I_n og kostnadskonstantene: α , β og γ . Merkestrømmen for 66 kV XLPE kabler er definert av vedlegg A. Kabelkonstantene varierer for ulike spenningsnivåer, og er direkte utslagsgivende for kostnadsestimatet nedenfor. Siden 66 kV XLPE sjøkabel foreløpig ikke er en utbredt teknologi tilknytter tallmaterialet seg usikkerheter.

$$C_{\text{Kabel,AC}} \left[\frac{\text{k€}}{\text{km}} \right] = \alpha + \beta e^{\frac{\gamma I_n}{10^5}} \quad (5.6)$$

Kostnadskonstantene i tabell 5 et resultat av forskningsarbeidet «*NOWITECH Reference Wind Farm Electrical Design*» (Krikeby, 2014). Forskningsarbeidet har videreutviklet kostnadskonstanter for 66 kV kabler i henhold tallmaterialet som defineres av Lundberg (2003). Kabelkostnadene i tabell 6 er beregnet som en funksjon av tverrsnittets merkestrøm I_n .

Tabell 5 Kostnadskonstanter:

| Konstanter | α | β | γ |
|-------------|----------|---------|----------|
| 66 kV kabel | 87,09 | 79,11 | 243,30 |

Tabell 6 Kostnadsdata for 66 kV XLPE kabel:

| Tverrsnitt [mm ²] | I _n [A] | C _{Kabel} [M€ /km] |
|-------------------------------|--------------------|-----------------------------|
| 120 | 340 | 0,268 |
| 150 | 375 | 0,284 |
| 185 | 420 | 0,307 |
| 240 | 480 | 0,341 |
| 300 | 530 | 0,374 |
| 400 | 590 | 0,419 |
| 500 | 655 | 0,476 |
| 630 | 715 | 0,538 |
| 800 | 775 | 0,608 |

5.4 Alternative nett konfigurasjoner

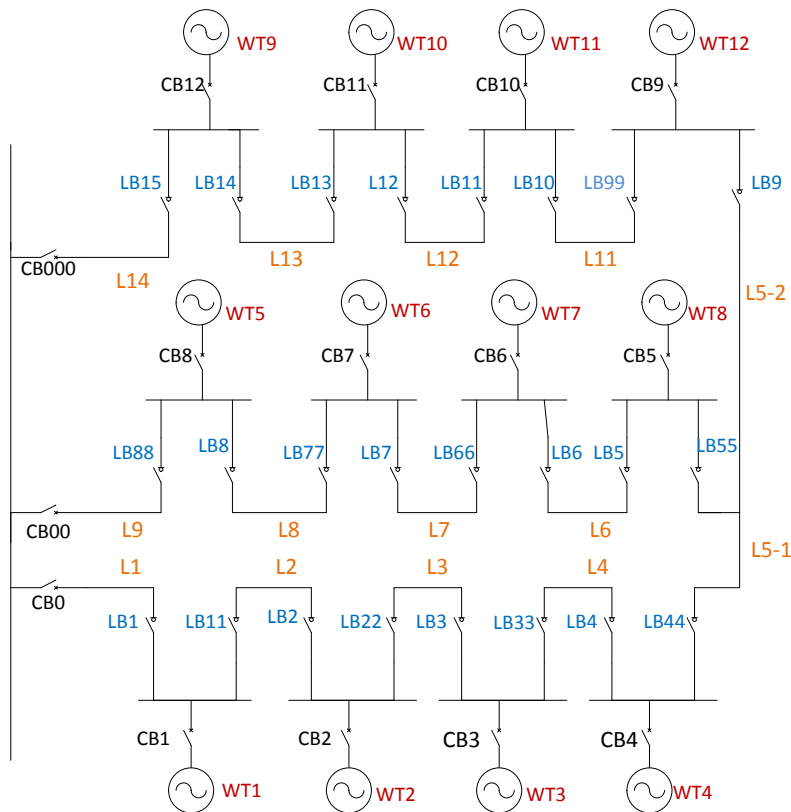
Alternative nettkonfigurasjoner i dette kapittelet baseres på tidligere forskningsarbeid (Quinonez-Varela et al., 2007) og (Winter, 2011).

5.4.1 Multi-ring

Figur 13 illustrerer en nettkonfigurasjon som har evne til å fordele vindkraftproduksjonen til n-reserveforbindelser ved feil. Antall parallellkoblinger som sammenkobles i en ring definerer nettkonfigurasjonens driftssikkerhet. Nettkonfigurasjonen vil søke å maksimere systemets gjenopprettingsevne ved å fordele vindkraftproduksjonen til n-parallele strenger ved feil. Når en streng er dimensjonert for produksjon fra serie og parallellkoblede turbiner skal kabeltverrsnittet dimensjoneres med følgende belastning:

$$P_{redundans} = P_S + \left(\frac{P_{redundans}}{n} \cdot redundansgrad \right) \quad (5.7)$$

Av tidligere studium fremkommer det at kabelkostnaden og effekttap er henholdsvis 20 % høyere og 25 % lavere sammenlignet med radielt nett (Ramos, 2012). For å identifisere optimalt tverrsnitt i multi ring er det nødvendig å løse et full skala optimeringsproblem, der det utføres kortslutningsanalyser for et ulikt antall strenger i en ring.



Figur 13: Multi-ring - 3 strenger i en ring.

Når en større andel av systemet sammenkobles øker sannsynligheten for avhengige feil. For å redusere sannsynlighet for avhengige feil i 10 strenger, sammenkobles 4 strenger i en ring, og tre strenger i to ringer.

I figur 13 symboliserer L, LB og CB henholdsvis kabel, lastskillebryter og effektbryter. Når kabel L3 feiler, vil systemets gjenopprettingsevne defineres av antall reserveforbindelser, nettkapasiteten og bryterkonfigurasjonen. Etter at kortslutningsstrømmen er klarert av effektbryter CB2 og CB3, lukkes LB44. Slik at vindkraftproduksjonen fra turbin WT3 og WT4 kan fordeles til systemets to reserveforbindelser. Følgende dimensjoneringskriterium er gjeldende for å tilfredsstille kravet til optimalt tverrsnitt for henholdsvis kabel L3, L4, L6,L7, L11 og L12:

$$P_{\text{redundans}} = 20 + \left(\frac{40}{2} \cdot \text{redundansgrad} \right) \quad (5.8)$$

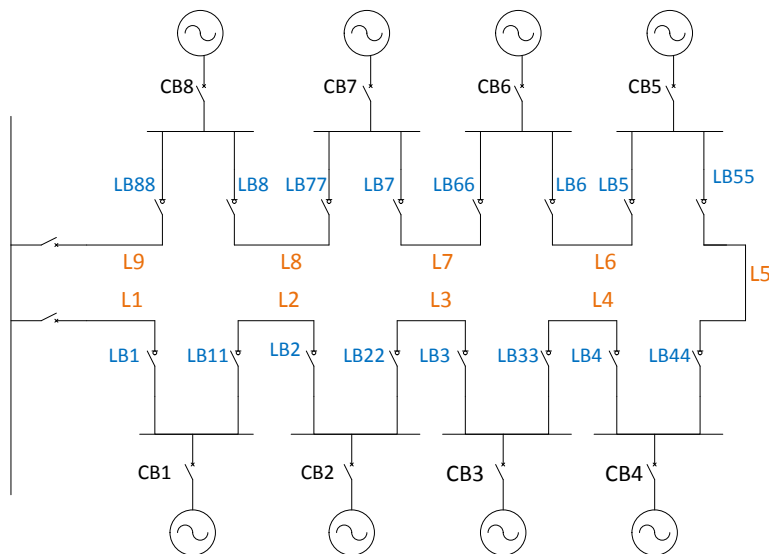
Når kabel L1 feiler, klareres kortslutningsstrømmen av effektbryter CB1, og kableen isoleres av lastskillebryter LB1. Kraftproduksjonen fra turbin, WT1, WT2 WT3 og WT4, fordeles til systemets to reserveforbindelser. Følgende dimensjoneringskriterium er gjeldende for å tilfredsstille kravet til optimal tverrsnitt for henholdsvis kabel L1, L2, L8,L9, L13 og L14:

$$P_{\text{redundans}} = 40 + \left(\frac{40}{2} \cdot \text{redundansgrad} \right) \quad (5.9)$$

5.4.2 Dobbel ring

Figur 14 illustrerer dobbel ring, som har en kobling mellom endeseksjonene. Ved feil skal dobbel ring maksimere systemets gjenopprettingsevne og bidra til optimal driftssikkerhet ved feil. Dobbel ring utrustes med lastskillebrytere i hver ende for å sikre tilfredsstillende seksjonering.

Nedjustering av kabeldimensjonene er uaktuelt i denne konfigurasjonen, siden nettdimensjoneringen bestemmes av tilført effekt fra serie og parallellkoblede turbiner ved feil. Hver streng må derfor dimensjoneres med en nettkapasitet tilsvarende det dobbelte av nettkapasiteten i radielt nett.



Figur 14: Dobbel ring.

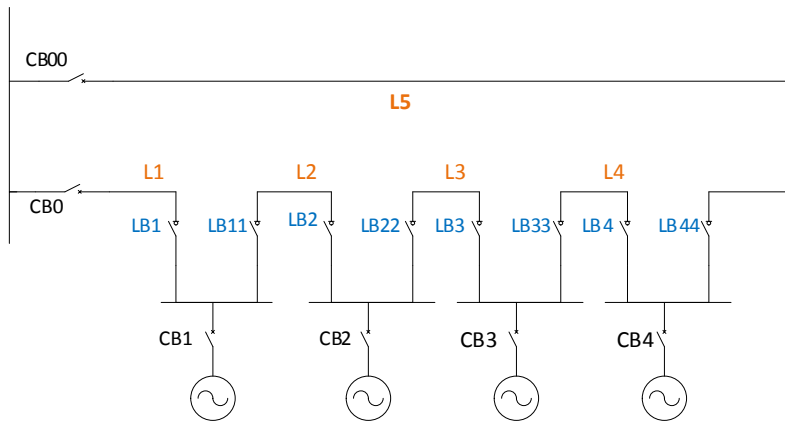
Gjenoppretting av overføringsevnen ved feil kan prinsipielt beskrives via figur 14. Ved feil i seksjon L8, skal kortslutningsstrømmen umiddelbart klarereres av CB8 og CB7. Deretter seksjonerer lastskillebryter LB8, og reduserer akkumulert bidrag fra feilbelagt seksjon i oppstrøms lastpunkt. Når lastskillebryter LB77 har seksjonert, og lastskillebryter LB55 er inne, vil produksjonen fra andre, tredje og fjerde turbin nedstrøms overføres via kabel L5, slik at energileveransen opprettholdes. Turbinen tilkoblet effektbryter CB8 overfører produksjon via kabel L9. Som en følge av at tre turbiner overfører produksjon via L5, kan det oppstå termisk overbelastning som et resultat av utilstrekkelig nettkapasitet. Kabelverrsnittet L5 må derfor dimensjoneres for å tolerere maksimal produksjon fra fire seriekoblede vindturbiner. På grunn av at det er upraktisk med mange ulike kabelverrsnitt ved innstallering fastsetter henholdsvis seksjon L1, L3, L7 og L9 nettdimensjoneringen. Dersom vindturbinen har en installert effekt på 10 MW, fastsetter følgende belastning nettdimensjoneringen.

$$P_{\text{redundans},(L1,L2,L9,L8)} [MW] = P_s + P_{\text{redundans}} = 40 + 40 \quad (5.10)$$

$$P_{\text{redundans},(L3,L4,L6,L7)} [MW] = P_s + P_{\text{redundans}} = 20 + 40 \quad (5.11)$$

5.4.3 Enkel ring

Figur 15 illustrerer enkel ring med en returkabel. Til tross for den ekstra kabelforbindelsen som forårsaker omtrent en fordobling av kabelkostnaden sammenlignet med radielt nett (Ramos & Lumbreras, 2012), har vindprosjektet DOWNWInd anbefalt nettkonfigurasjonen for parker med en installert effekt høyere enn 1 GW (Winter, 2011). Nedjustering av kabelverrsnittet er ikke fordelaktig pga. at når kabel L1 feiler, må returkabel ha evne til å overføre total effekt fra fire

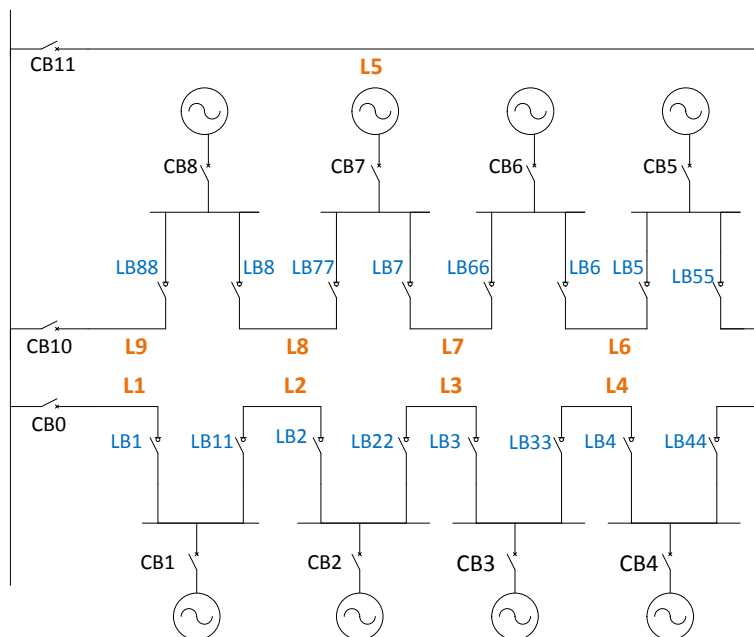


turbiner. Nettkonfigurasjonen tilknytter seg relativt høyere investeringskostnader og høyere leveringspålitelighet (Ramos & Lumbreras, 2012).

Figur 15: Enkel ring

5.4.4 Enkeldelt ring

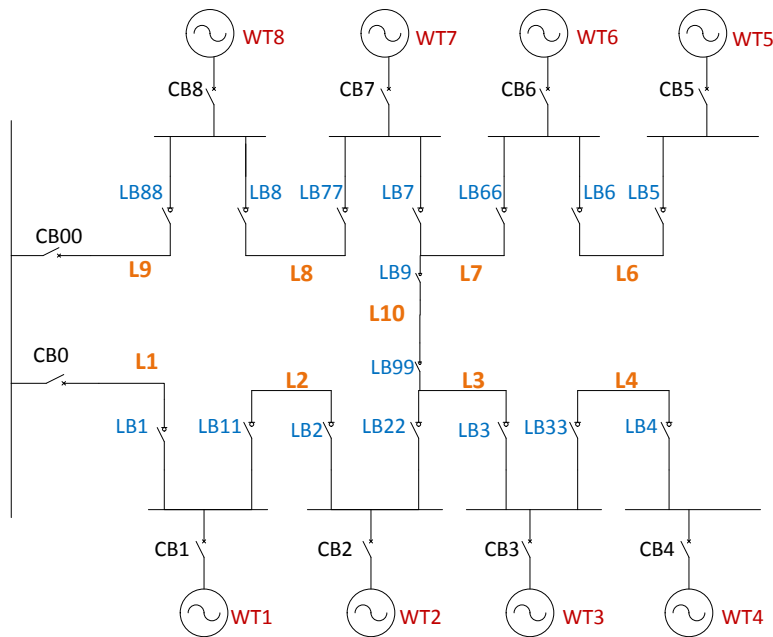
Figur 16 illustrerer enkeldelt ring, der endeseksjonene har en felles returkabel. Det antas en lav sannsynlighet for samtidige feil. Slik at ved feil skal returkabel ha en evne til å overføre kraftproduksjonen fra seriekoblede turbiner per streng (Winter, 2011). Denne antagelsen medfører at returkabel dimensjoneres med et ekvivalent tverrsnitt for hver seksjon, mens de to andre strengene har en tilsvarende dimensjonering som i radielt nett. Når kabel L9 feiler vil energileveransen gjenopprettes ved at effektbryter CB10 umiddelbart utløses. Deretter seksjonerer lastskillebryter LB88. På den måten vil kraftproduksjonen være upåvirket av feilsituasjonen når reserveforbindelsen L5 er tilstrekkelig dimensjonert.



Figur 16: Enkeldelt ring.

5.4.5 Dobbeldelt halvring

Figur 17 illustrerer nettkonfigurasjonen dobbeldelt halvring. Når en kabel konstrueres i den andre seksjonen kan halvparten av turbinene isoleres når feil inntreffer i en endeseksjon.



Figur 17: Dobbeldelt halvring.

Når feil inntreffer i kabel L2, vil LB11 og LB2 isolere feilen. Effektbryter CB1 og CB2 bryter kortslutningsstrømmen, og gjenoppretter energileveransen. Energileveransen gjenoprettes når kabel L10 utnyttes. For at energileveransen inntil leveringspunktet skal være upåvirket av feilsituasjonen, skal kabel L9 og L8 dimensjoneres for produksjon fra totalt sju turbiner.

5.5 Fordeler og ulemper ved alternative nettkonfigurasjoner

Nedenfor gis det en kvalitativ beskrivelse av fordeler og ulemper ved alternative nettkonfigurasjoner sammenlignet med radielt nett. Ved kvalitativ sammenligning av alternative nettkonfigurasjoner er det av betydning å trekke sammenhenger med tidligere forskningsarbeid. Studiet «Offshore wind farm electrical design: a review» (Ramos & Lumbreras, 2012) indikerer investeringskostnaden og leveringspåliteligheten i alternative nettkonfigurasjoner sammenlignet med radielt nett.

Tabell 7 Investeringskostnader og tap, (Ramos & Lumbreras, 2012):

| Nett konfigurasjon | Investerings kostnader [%] | Tap[%] |
|--------------------|----------------------------|--------|
| Radiell | 100 | 100 |
| Enkel ring | 210 | 54 |
| Dobbel ring | 158 | 81 |
| Multi-ring | 118 | 76 |

Ramos & Lumbreras (2012) indikerer at multi-ring bidrar til relativt høyere leveringspålitelighet sammenlignet med økningen av investeringskostnaden. Ramos indikerer at nettkonfigurasjonen muliggjør en relativt høyere tilgjengelighet av vindkraftproduksjon sammenlignet med radielt nett pga. at nettkonfigurasjonen muliggjør optimal produksjonsallokering ved feil. Investeringskostnaden øker relativt lite i multi-ring sammenlignet med alternative nettkonfigurasjoner.

Som et resultat av at flere vindturbiner tilknyttes per kobling, har dobbel ring en relativt høyere leveringspålidelighet enn radielt nett. Ved feil muliggjør dobbel ring høyere leveringspålidelighet pga. at nettkonfigurasjonen er utrustet med flere seksjoneringsmuligheter, slik at driftsforstyrrelser reduseres i oppstrøms nett. Behovet for høye kabeltverrsnitt bidrar til betraktelig høyere investeringskostnader sammenlignet med alternative nettkonfigurasjoner.

Dobbeldelt halvring har relativt høyere investeringskostnader, og har et tilsvarende antall seksjoneringsmuligheter som dobbel ring. På grunn av at unødvendig mange turbiner isoleres ved feil oppnår nettkonfigurasjonen forholdsvis lavere leveringspålidelighet.

Siden enkeldelt ring har en returkabel som dimensjoneres for produksjon fra fire turbiner, vil ikke nettdimensjoneringen overestimeres. Installasjonen av kabler er relativt upraktisk pga. at kablene må strekkes over relativt lengre distanser. Designet svekker sin aktualitet i havvindparker med høy installert effekt pga. relativt lavere leveringspålidelighet og lønnsomhet. Grunnen er at nettkonfigurasjonen har forholdsvis færre seksjoneringsmuligheter.

Ramos & Lumbreras (2012) indikerer at enkel ring har høyest leveringspålidelighet og investeringskostnader. Enkel ring er minst aktuell i havvindparker pga. at kabeldistansen fordobles. Nettkonfigurasjonen har omtrent tilsvarende leveringspålidelighet som enkeldelt ring pga. av at returkabel er dimensjonert for tilsvarende belastning ved feil.

5.6 Kortslutningsanalyser

For å identifisere termisk belastning ved feil er det nødvendig å utføre kortslutningsanalyser. Via kortslutningsanalyser kan svake lastpunkter forsterkes og systemets utetid reduseres. I oppgaven skal kortslutningsanalyser bidra til at tilfredsstillende kabeltverrsnitt ved maksimal vindkraftproduksjon identifiseres. Oppgavens kortslutningsanalyser begrenses til å undersøke om nettdimensjoneringen håndterer maksimal symmetrisk 3-fase kortslutningsstrøm, som fastsetter oppgavens nødvendige dimensjoneringskriterium.

5.6.1 Maksimal akseptabel kortslutningsstrøm

Ved enkelte driftssituasjoner er det nødvendig at kabler er dimensjonert for å håndtere overbelastning. Når kortslutning inntreffer, vil lederen utsettes for termisk overbelastning. Derfor er det nødvendig at lederen dimensjoneres for høyere driftstemperatur enn ved normal driftssituasjon. Ved verst tenkelig feilsituasjon antas det at maksimal kortslutningsstrøm har en varighet på 1 sekund, og at varmen som genereres lagres i lederen. Varmen som genereres forutsettes å være konstant, og kan defineres: $P \cdot t = R_{\text{average}} I^2 \cdot t$. Varmen som genereres på grunn av kortslutning forårsaker en temperaturøkning i lederen, og det forutsettes en maksimal akseptabel temperaturøkning på 250 °C ved feil. Temperaturøkningen har en innvirkning på kabelens gjennomsnittlig resistansverdi R_{average} , slik at følgende driftstemperaturer ved overbelastning av XLPE kabler kan beregnes (Ildstad, 2009, kap.4.12.2):

$$\theta_{\text{average}} = \frac{\theta_{\text{maxoverload}} + \theta_{\text{maxload}}}{2} = \frac{250 + 90}{2} \quad (5.12)$$

Materialkonstantene i formlene nedenfor defineres i tabell 4, jf. kapittel 5.1. Parameteren $\theta_{\text{maxoverload}}$ definerer maksimal driftstemperatur ved kortslutning, og θ_{maxload} definerer maksimal temperatur ved normaldrift. I formlene nedenfor antas en lufttemperatur på 20 °C, mens R_{20} tilsvarer AC resistansen ved driftstemperatur på 20 °C, jf. kapittel 5.1.

$$R_{\text{average}} \left[\frac{\Omega}{\text{km}} \right] = R_{20} (1 + \alpha (\theta_{\text{average}} - 20)) = \frac{\rho_{20}}{A_{\text{cu}}} [1 + \alpha (\theta_{\text{average}} - 20)] \quad (5.13)$$

I formel (5.14) og (5.15) tilsvarer parameteren t varighet av maksimal kortslutningsstrøm. Varmen som genereres forårsaker en temperaturøkning over lederarealet A , og maksimal kortslutningsstrøm defineres:

$$R_{\text{average}} \cdot i^2 \cdot t = \gamma \cdot c \cdot A \cdot (\theta_{\text{maxoverload}} - \theta_{\text{maxload}}) \quad (5.14)$$

Slik at maksimal akseptabel kortslutningsstrøm formuleres (Ildstad, 2009):

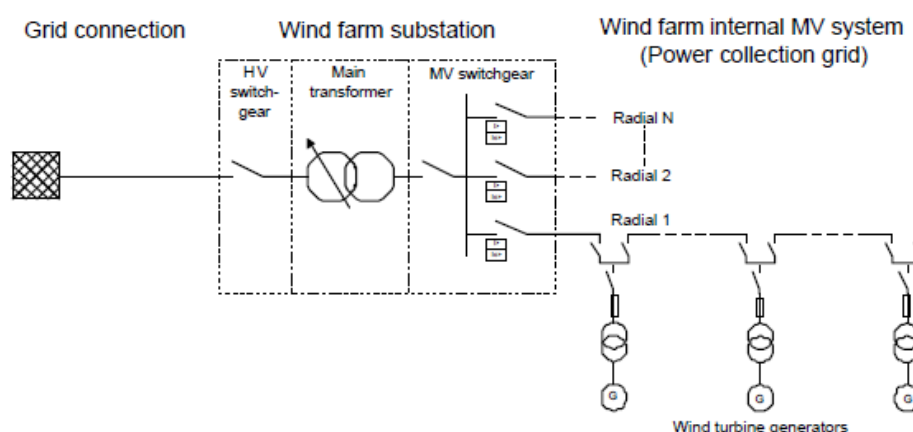
$$i_p = \sqrt{\frac{\gamma \cdot c \cdot A^2 (\theta_{\text{maxoverload}} - \theta_{\text{maxload}})}{\rho_{20} [1 + \alpha (\theta_{\text{average}} - 20)] \cdot t}} \quad (5.15)$$

5.6.2 Tilfredsstillende kortslutningsytelse

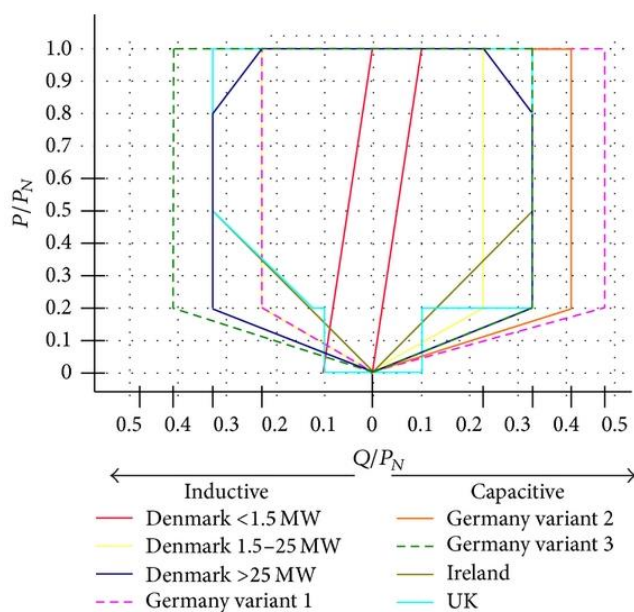
For å tilfredsstillende kravet til driftssikkerhet i havvindparker må nettet dimensjoneres som et integrert system, der effekten av tilgrensede vindturbiner og overliggende HVDC nett inkluderes i kortslutningsanalysen. Konsekvensen av feil for enhver driftssituasjon reduseres når nettverket har tilstrekkelig kortslutningsytelse. Nettdimensjoneringen skal håndtere maksimal kortslutningsstrøm ved maksimal vindkraftproduksjon. Tilstrekkelig kortslutningsytelse oppnås når hver vindturbin har en kortslutningsytelse 20 % høyere enn vindturbinens maksimale merkeytelse (Vikesjö, Messing, & Power, 2011, s. 79):

$$S_{Sh,turbin} \geq 1,2 \cdot S_{maks,turbin} \quad (5.15)$$

For at vernsystemet skal oppfylle sin funksjon i havvindparker må maksimal kortslutningsstrøm håndteres. I et 66 kV nettverk skal effektbrytere ha evne til å bryte kortslutningsstrømmer opptil 31.5 kA (ABB, 2013, s. 9). Figur 18 illustrerer bryterkonfigurasjonen i et radielt nett. Bryterkonfigurasjonen i radielle nett fraviker bryterkonfigurasjonen i maskenett for å sikre selektiv og hurtig utløsning av brytere.



Figur 18 Radielt nett (Holmstrøm & Negra, 2007, s. 4).



Figur19: P-Q diagram (Al-Assaf, Demokritou, & Poullikkas, 2013)

europiske land. For at en DTU vindturbin med 11 MVA og 10MW skal tilfredsstillе britiske restriksjoner skal generatoren operere mellom 0,2988 p.u – induktiv og 0,2988 p.u – kapasitiv, jf. vedlegg C.

En permanent synkrongenerator har en kraftelektronikk til å regulere reaktiv effekt mellom 0,95-induktiv til 0,95-kapasitiv ved maksimal produksjon (Opila, Zeynu, & Hiskens, 2010, s. 2). Restriksjonen defineres også i britisk PQ koder (Preda, Uhlen, & Nordgård, 2012). Figur 19 illustrerer et P-Q diagram, som angir restriksjoner for aktiv og reaktiv effekt. Standarder for aktiv og reaktiv effekt bidrar til teknologiutvikling i europeiske havvindparker. En permanent synkrongenerator ved Dogger Bank sonen skal regulere reaktiv effekt i samsvar med lyseblå kurve i figur 19. Kurven definerer restriksjoner for aktiv og reaktiv effekt i britiske vindparker, og illustrerer at Storbritannia har relativt strengere restriksjoner sammenlignet med andre

6.0 Datagrunnlag og kortslutningsanalyser

6.1 Optimalt tverrsnitt i multi ring

I dette kapittelet beregnes optimalt tverrsnitt i multi ring via formel (5.5) i kapittel 5.2. Tabell 8 refererer til figur 13 i kapittel 5.4.1, og angir hvordan kabeltverrsnittet endres som en funksjon av redundansgraden. Siden det er upraktisk med mange ulike kabeltverrsnitt ved innstilling begrenses tabell 8 til å analysere et begrenset antall seksjoner. Første og tredje seksjon fastsetter nettdimensjoneringen som bidrar til tilstrekkelig overføringsevne ved feil.

Tallmaterialet i tabell 8 angir nettdimensjoneringen for henholdsvis fire strenger i en ring og tre strenger i to ringer. I tabellen definerer P_s tilført effekt fra seriekoblede turbiner, mens $P_{\text{redundans}}$ definerer tilført effekt fra seriekoblede turbiner pluss effekt som kan tilføres fra parallellkoblede turbiner ved feil. Parameteren $P_{\text{redundans}}$ inkluderer virkningen av antall reserveforbindelser som kan kompensere for redusert overføringsevne ved feil, slik at totalbelastning P_{total} defineres av parametrene P_s og $P_{\text{redundans}}$. I siste kolonne fastsettes kabeltverrsnittet, som tilfredsstiller termiske restriksjoner i ABBs XLPE kabelguide, jf. vedlegg A.

Tabell 8 Nettdimensjonering ved ulike redundansgrad:

| Redundansgrad | Antall ringer | Antall strenger | Seksjon | P_i [MW] | $P_{\text{redundans}}$ [MW] | P_{total} [MW] | I_n [kA] | ABB I_n [kA] | Tverrsnitt [mm ²] |
|---------------|---------------|-----------------|---------|------------|-----------------------------|-------------------------|------------|----------------|-------------------------------|
| 1 | 1 | 4 | L9 | 40 | 40/3 | 53,3 | 0,5832 | 0,59 | 400 |
| | | | L7 | 20 | 40/3 | 33,3 | 0,3645 | 0,375 | 150 |
| | 2 | 3 | L9 | 40 | 40/2 | 60 | 0,6561 | 0,655 | 500 |
| | | | L7 | 20 | 40/2 | 40 | 0,4374 | 0,42 | 185 |
| 0,75 | 1 | 4 | L9 | 40 | 40/3 | 50 | 0,5468 | 0,53 | 300 |
| | | | L7 | 20 | 40/3 | 30 | 0,3281 | 0,34 | 120 |
| | 2 | 3 | L9 | 40 | 40/2 | 55 | 0,6015 | 0,59 | 400 |
| | | | L7 | 20 | 40/2 | 35 | 0,3828 | 0,375 | 150 |
| 0,5 | 1 | 4 | L9 | 40 | 40/3 | 46,7 | 0,5103 | 0,48 | 240 |
| | | | L7 | 20 | 40/3 | 33,3 | 0,2916 | 0,3 | 95 |
| | 2 | 3 | L9 | 40 | 40/2 | 50 | 0,5468 | 0,53 | 300 |
| | | | L7 | 20 | 40/2 | 30 | 0,3281 | 0,34 | 120 |

6.2 Feilstatistikk

Feilstatistikk er direkte utslagsgivende for nettkonfigurasjonens tilgjengelighet. Siden ingen global database med stort datagrunnlag for havvindteknologi eksisterer, er det vanskelig å fremskaffe pålitelige data. En del usikkerheter tilknyttes dagens feilstatistikk pga. at dagens teknologi ikke har operert lenge nok til at feilstatistikk kan offentliggjøres i stor skala. Ved anvendelse av feilstatistikk i tidligere studium vil systemets utilgjengelighet overestimeres pga. at feilstatistikken baseres på utidsmessig havvindteknologi. Teknologitvillingen gjør det nødvendig at feilstatistikk modifiseres, slik at troverdighet av pålitelighetsanalyser øker. Av den grunn har SINTEF Energi vektlagt nyere feilstatistikk fra TSOer for å estimere feilstatistikk som er anvendelig til å analysere leveringspålitelighet i DRW.

6.3 Bakgrunn for feilstatistikk

Ved anvendelse av feilstatistikk for XLPE kabler må sensitiviteten av variasjon i feilstatistikken analyseres. 66 kV XLPE sjøkabler er en nyutviklet teknologi og feilstatistikk tilknyttet teknologien er mangelfull. Det er derfor av betydning å definere feilstatistikk fra tidligere forskningsarbeid. Tallmaterialet i tabell 9 definerer feilfrekvensen for 33 kV sjøkabel.

Tabell 9 Feilfrekvens for 33 kV sjøkabel (feil/år):

| 33 kV sjøkabel | (Yang et al., 2009) | (Spahic et al., 2009) | (Takoudis , 2004, s.60) | (Dahmani et al., 2014) | (Wu et al.,2013) | (Elforsk, 2007) | (Project UpWind, 2007, s.14) |
|---|---------------------|-----------------------|-------------------------|------------------------|------------------|-----------------|------------------------------|
| $\lambda_s \left[\frac{1}{km} \right]$ | 0,015 | 0,001266 | 0,00365 | 0,015 | 0,1 | 0,008 | 0,002 |

Ved anvendelse av feilfrekvensene i Elforsk studiet vil parkens totale utilgjengelighet overestimeres pga. at tallmaterialet baseres på utidsmessig offshore vindteknologi. De laveste feilfrekvensene som defineres i tabell 7 er ikke statistisk signifikant siden kabelfeilfrekvensene trolig kun inkluderer uavhengige feil. Cigré Working Group definerer at 85 % av kabelfeil er forårsaket av eksterne feil, og definerer at 60-219 kV AC XLPE sjøkabel er utsatt for en feilfrekvens tilsvarende $7,05 \cdot 10^{-4}$ per km (Cigré Working Group, 2009, s. 66).

Tabell 10 Feilstatistikk for DRW:

| Komponent | $\lambda_s \left[\frac{1}{\text{år}} \right]$ | MTTR [h] |
|------------------------|--|----------|
| XLPE sjøkabel | $0,005 \left[\frac{1}{km} \right]$ | 2030 |
| Transformatorplattform | 0,00045 | 240 |
| Lastskillebryter | 0,004 | 240 |
| Effektbryter | 0,005 | 240 |

I samråd med SINTEF Energi er det besluttet å benytte feilfrekvenser som defineres i tabell 10 (SINTEF Energi, 2015). Ved estimering av feilstatistikken for 66 kV kabler er det vektlagt henholdsvis avslutningsfeil, skjøtfeil, interne feil og eksterne feil. SINTEF Energi har estimert feilstatistikken i henhold til teknologiutviklingen for å øke resultatets troverdighet. SINTEF Energi har estimert

feilfrekvensen til 0,005 (1/km) – en feilfrekvens som inkluderer kraftigere miljø påvirkninger og høyere risikofaktorer. Tidligere studier har estimert at feilfrekvensen øker med 53 % på grunn av sjøtrafikk (Gardner, Craig, & Smith, 1998, s. 2). Siden sjøtrafikk i havvindparker forbys er ikke denne effekten inkludert.

Tabell 11 Funksjonsfeil:

| Bryterteknologi | P_0 |
|------------------|---------|
| Lastskillebryter | 0,01902 |
| Effektbryter | 0,02377 |

Tabell 11 definerer sannsynligheten for funksjonsfeil i effektbrytere og lastskillebrytere. Sannsynligheten for uteblitt utløsning er et resultat av forskningsarbeidet «*The Reliability of Breaker Failure Scheme for Transmission line Feeders*» (Suksawat, 2015, s.102). Studiet har estimert sannsynligheten for uteblitt utløsning av 69 kV effektbryter, og inkluderer blant annet sannsynligheten for uteblitt signal fra tilhørende overstrømsvern. Sannsynligheten for funksjonsfeil i lastskillebryter er et resultat av forholdet mellom feilfrekvensen i tabell 10.

6.4 Datagrunnlag og stokastisk modell av vindkraftproduksjonen

I dette kapittelet defineres datagrunnlaget som bestemmer tilgjengelig vindkraftproduksjon etter tap i vindturbinen er inkludert, jf. figur 11 i kapittel 4.1. Virkningsgraden for DTU turbinen defineres i tabell 12 (Krikeby, 2014), og er benyttet til å beregne tilgjengelig vindkraftproduksjon når systemets utetid er neglisjert. Sannsynlighetsfordelingen i tabell 13 er basert på vindhastighetsfordelinger i Dogger Bank sonen, og er et resultat av forskningsarbeid ved SINTEF Energi.

Tabell 12 DTU turbinens virkningsgrader:

| Komponent | Virkningsgrad [%] |
|-------------------------|-------------------|
| Fra rotor til generator | 94,34 |
| Generator | 96,00 |
| Omformer | 97,90 |
| 4/66 kV transformator | 99,43 |

Formel (6.1) benyttes i tabell 13 til å estimere total tilgjengelig vindkraftproduksjon aggregert over året, når en effektkurve $P_{wt}(v_i)$ og en Weibull-fordeling $W(v_i)$ er inkludert. Weibull-fordelingen beskriver sannsynligheten for at vindhastigheter inntreffer i en rekke vindhastighetsintervaller. Det vil ikke redegjøres for sannsynlighetsfordelingen pga. at feltet strekker seg utenfor oppgavens problembeskrivelse.

$$E = 8760 \cdot \sum_{v_i=0}^n P_{wt}(v_i) \cdot W(v_i) \quad (\text{Berenguel, Bellmunt, \& Martins, 2012}) \quad (6.1)$$

Tabell 13 EAWE – Tilgjengelig vindkraftproduksjon ved tidsvariasjon i vindkraftproduksjonen:

| Prod. nivå | Sannsynlighet | Tid | Aerodynamisk effekt [MW] | P_{GEN} [MW] | P_{EAWE} [MW] | EAWE 1. turbin [MWh] | EAWE 40. turbiner [MWh] |
|------------|---------------|-------------|--------------------------|----------------|-----------------|----------------------|-------------------------|
| 1 | 0,33064 | 2896,41 | 10,6000 | 10,0000 | 9,3448 | 27066,4 | 1082656 |
| 2 | 0,0363 | 317,99 | 10,0000 | 9,4340 | 8,8159 | 2803,3 | 112132 |
| 3 | 0,04816 | 421,97 | 8,9440 | 8,4377 | 7,8849 | 3327,2 | 133088 |
| 4 | 0,05037 | 441,24 | 7,8890 | 7,4425 | 6,9548 | 3068,8 | 122752 |
| 5 | 0,053 | 464,28 | 6,8330 | 6,4462 | 6,0239 | 2796,8 | 111872 |
| 6 | 0,05623 | 492,57 | 5,7780 | 5,4509 | 5,0938 | 2509,1 | 100364 |
| 7 | 0,06035 | 528,67 | 4,7220 | 4,4547 | 4,1629 | 2200,8 | 88032 |
| 8 | 0,0659 | 577,28 | 3,6670 | 3,4594 | 3,2328 | 1866,2 | 74648 |
| 9 | 0,07402 | 648,42 | 2,6110 | 2,4632 | 2,3018 | 1492,5 | 59700 |
| 10 | 0,08789 | 769,92 | 1,5560 | 1,4679 | 1,3718 | 1056,1 | 42244 |
| 11 | 0,09069 | 794,44 | 0,5000 | 0,4717 | 0,4408 | 350,2 | 14008 |
| 12 | 0,04645 | 406,90 | 0,00 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0 | 0,0 |
| Sum | 1 | 8760 | | | | 48537,4 | 1941496 |

I tabell 13 definerer fjerde kolonne aerodynamisk effekt i rotoren. Maksimal aerodynamisk effekt i DTU vindturbinen tilsvarer 10,6 MW, og inntreffer med en sannsynlighet tilsvarende 33,064 %. Parameteren P_{GEN} tilsvarer tilgjengelig effekt i generatoren. Parameteren inkluderer 6 % tap fra rotor til generator. P_{EAWE} definerer tilgjengelig effekt på sekundærsiden av 4/66 kV

transformatoren. I kapittel 7.4 vil det redegjøres for hvordan datagrunnlaget i tabell 13 implementeres i PowerFactory for å modellere tidsvariasjon i vindkraftproduksjonen.

6.5 Kortslutningsanalyser

Dette kapitlet analyserer optimalt tverrsnitt via kortslutningsanalyser. Kriteriet for driftssikkerhet tilfredsstilles når maksimal symmetrisk 3-fase kortslutningsstrøm håndteres. Kortslutningsanalyser nedenfor identifiserer om 66 kV XLPE sjøkabler håndterer maksimal kortslutningsstrøm ved maksimal vindkraftproduksjon, dvs. når generatoren opererer mellom 0,95 induktiv og 0,95 kapasitiv, jf. PQ koder i kapittel 5.6.2. Kortslutningsanalysene begrenses til å identifisere maksimal kortslutningsstrøm i et begrenset antall seksjoner pga. at kortslutningsstrømmen er anslagsvis den samme i hver streng. Tilfredsstillende kortslutningsstrøm defineres av Nexans kabelguide i vedlegg D. Betegnelsen på alle seksjoner i dette kapitlet referer til figur 13 i kapittel 5.4.1. Resultatet nedenfor er et resultat av analysemetodikk i PowerFactory, jf. vedlegg C.

6.5.1 Kortslutningsanalyse i radielt nett

I dette kapitlet analyseres kortslutningsstrømmen i radielt nett. I tabell 14 fastsettes tverrsnittet slik at merkestrømmen ikke overskrider tekniske restriksjoner.

Tabell 14 Kortslutningsanalyse for radielt nett:

| Alternativ | Seksjon | Tverrsnitt [mm ²] | Amplitude, i_p [kA] | Maks akseptabel I_p [kA] |
|------------|---------|-------------------------------|-----------------------|----------------------------|
| 1 | L1 | 300 | 30,69 | 42,9 |
| | L2 | 150 | 28,14 | 21,5 |
| | L3 | 120 | 25,01 | 17,2 |
| | L4 | 120 | 22,11 | 17,2 |
| | PPC | - | 33,11 | - |
| 2 | L1 | 240 | 30,69 | 34,3 |
| | L2 | 240 | 27,86 | 34,3 |
| | L3 | 185 | 25,47 | 26,5 |
| | L4 | 185 | 23,11 | 26,5 |

Den siste kolonnen i tabell 14 indikerer maksimal akseptabel kortslutningsstrøm. Alternativ 1 indikerer at kortslutningsstrømmen ikke håndteres for henholdsvis seksjon L2, L3 og L4. Seksjon L3 og L4 håndterer ikke kortslutningsstrømmen

ved 120 mm², det vil derfor være nødvendig å dimensjonere radielt nett i henhold til alternativ nr. 2, slik at kravet til driftssikkerhet blir tilfredsstillt.

6.5.2 Kortslutningsanalyse i multi-ring

I dette kapitlet analyseres kortslutningsstrømmen i nettkonfigurasjonen multi ring.

Tabell 15 Kortslutningsanalyse for fire strenger i en ring:

| Alternativ | Seksjon | Tverrsnitt [mm ²] | Amplitude, i_p [kA] | Maksimal akseptabel i_p [kA] |
|------------|---------|-------------------------------|-----------------------|--------------------------------|
| 1 | L1 | 400 | 32,3 | 57,2 |
| | L3 | 150 | 28,4 | 21,5 |
| | L9 | 400 | 30,3 | 57,2 |
| | L7 | 150 | 27,9 | 21,5 |
| | L14 | 400 | 30,3 | 57,2 |
| | L12 | 150 | 27,9 | 21,5 |
| | L5-1 | 240 | 28,4 | 34,3 |
| | L5-2 | 240 | 28,4 | 34,3 |
| | PPC | - | 32,3 | - |

Resultatene i tabell 15 indikerer at akseptabel kortslutningsstrøm er uforholdsmessig høyere enn systemets kortslutningsstrøm ved et 400mm² tverrsnitt. Derfor kan tverrsnittet nedjusteres til 300 mm². Maksimal kortslutningsstrøm håndteres ikke når seksjon L3 og L7 dimensjoneres med et 150 mm² tverrsnitt. Det er derfor nødvendig å oppjustere tverrsnittet til 240 mm² for at maksimal kortslutningsstrøm skal håndteres. I tillegg skal tverrsnittet som sammenkobler endeseksjonene dimensjoneres med et 240 mm² tverrsnitt.

Tabell 16 Termisk belastning ved fire strenger i en ring:

| Alternativ | Seksjon | Tverrsnitt | Termisk belastning [%] | I _{AC} [kA] |
|------------|---------|------------|------------------------|----------------------|
| 1 | L9 | 400 | 80,4 | 0,473 |
| | L7 | 150 | 79,6 | 0,299 |
| | L14 | 400 | 80,9 | 0,476 |
| | L12 | 150 | 80,3 | 0,301 |
| 2 | L9 | 300 | 91,2 | 0,482 |
| | L7 | 240 | 64,9 | 0,312 |
| | L14 | 300 | 82,3 | 0,435 |
| | L12 | 240 | 55,1 | 0,551 |

Tabell 16 angir termisk belastning ved verst tenkelig feil situasjon for fire strenger i en ring – ved utfall av kabel L1. Resultatet i tabell 16 indikerer termisk belastning som oppstår ved produksjonsallokering til reserveforbindelser, når uavhengige samtidige utfall er neglisjert.

Analysene i tabell 16 og vedlegg D indikerer at et tverrsnitt på 300 mm²

vil bidra til tilfredsstillende av termiske restriksjoner for henholdsvis seksjon L9 og L14. Mens et 240 mm² tverrsnitt vil bidra til tilfredsstillende av termiske restriksjoner for seksjon L7 og L12.

Tabell 17: Kortslutningsanalyse for tre strenger i en ring:

| Alternativ | Seksjon | Tverrsnitt [mm ²] | Amplitude i _p [kA] | Maksimal akseptabel i _p [kA] |
|------------|---------|-------------------------------|-------------------------------|---|
| 1 | L1 | 400 | 29,6 | 57,2 |
| | L3 | 150 | 26,9 | 21,5 |
| | L9 | 400 | 29,6 | 57,2 |
| | L7 | 150 | 27,2 | 21,5 |
| | L14 | 400 | 29,6 | 57,2 |
| | L12 | 150 | 27,0 | 21,5 |
| | L5-1 | 240 | 26,2 | 34,3 |
| | PPC | - | 31,7 | - |

Tabell 17 indikerer at maksimal kortslutningsstrøm ikke håndteres ved et 150 mm² tverrsnitt. Det er derfor nødvendig å øke tverrsnittet til 240 mm². En slik dimensjonering vil resultere i at endeseksjonene har evne til å håndtere 34,3 kA, jf. tabell 53 i vedlegg D. Tabell 18 indikerer termisk belastning når kabel L1 feiler. Analyser i tabell 18

og vedlegg D indikerer at et tverrsnitt på 400 og 185 mm² tilfredsstiller termisk belastning for verst tenkelig feilsituasjon. Det vil likevel være nødvendig at tredje og fjerde seksjon dimensjoneres med et 240 mm² tverrsnitt for å kunne håndtere maksimal 3-fase kortslutningsstrøm. Siste kolonne i tabell 16 og 18 definerer nominell strøm gjennom kabler.

Tabell 18 Termisk belastning ved tre strenger i en ring.

| Alternativ | Seksjon | Tverrsnitt | Termisk belastning [%] | I _{AC} [kA] |
|------------|---------|------------|------------------------|----------------------|
| 1 | L9 | 400 | 98,7 | 0,583 |
| | L14 | 400 | 92,1 | 0,541 |
| | L7 | 150 | 104,9 | 0,393 |
| | L12 | 150 | 94,4 | 0,354 |
| 2 | L9 | 400 | 99,1 | 0,585 |
| | L14 | 400 | 91,9 | 0,540 |
| | L7 | 185 | 94,2 | 0,396 |
| | L12 | 185 | 84,1 | 0,353 |

6.5.3 Marginalbetraktning

Dette kapittelet identifiserer optimal redundans ved å analysere marginal endring av at kabeltverrsnitt endres. Resultatene i tabell 19 og 20 er et resultat av vedlegg E, som analyserer virkningen av at nettkapasiteten endres. Tabell 19 og 20 avdekker endringen i tapt produksjon og investeringskostnaden når kabeltverrsnittet endres. Her tilsvares MR og MC henholdsvis marginalinntekt og marginalkostnad, jf. kapittel 4.3. Analysene inkluderer uavhengige kabelfeil, uavhengig bryterfeil og avhengige feil. Siden nettkapasiteten endres som en følge av systemets redundansgrad, inkluderes ikke tidsvariasjon i vindkraftproduksjonen. I tabellen nedenfor betegner tredje kolonne redundansgraden ϕ .

Tabell 19 Multi-ring, 6 strenger i to ringer – 24 turbiner, seksjon nr. 1 og 2.

| P_s [MW] | Predundans [MW] | ϕ | P_{total} [MW] | I [kA] | Tverrsnitt [mm ²] | C_{kabel} [M€] | MC [M€/MW] | ENS [MWh] | MR [€/MW] |
|---------------|--------------------|--------|---------------------|-----------|----------------------------------|---------------------|---------------|--------------|--------------|
| 40 | 20 | 1 | 60 | 0,656 | 500 | 10,291 | | 2545,020 | |
| | | | | | | | 0,246 | | 2,316 |
| 40 | 20 | 0,75 | 55 | 0,601 | 400 | 9,061 | | 2545,081 | |
| | | | | | | | 0,195 | | 59,639 |
| 40 | 20 | 0,5 | 50 | 0,547 | 300 | 8,086 | | 2546,652 | |
| | | | | | | | 0,142 | | 65,485 |
| 40 | 20 | 0,25 | 45 | 0,492 | 240 | 7,375 | | 2548,377 | |

Tabell 20 Multi-ring, 6 strenger i to ringer – 24 turbiner, seksjon nr. 3 og 4.

| P_s [MW] | $P_{redundans}$ [MW] | ϕ | P_{total} [MW] | I [kA] | Tverrsnitt [mm ²] | C_{kabel} [M€] | MC [M€/MW] | ENS [MWh] | MR [€/MW] |
|---------------|----------------------|--------|---------------------|-----------|----------------------------------|---------------------|---------------|--------------|--------------|
| 20 | 20 | 1 | 40 | 0,437 | 185 | 6,629 | | 2545,020 | |
| | | | | | | | 0,0985 | | 2,316 |
| 20 | 20 | 0,75 | 35 | 0,383 | 150 | 6,136 | | 2545,081 | |
| | | | | | | | 0,0695 | | 59,639 |
| 20 | 20 | 0,5 | 30 | 0,328 | 120 | 5,789 | | 2546,652 | |
| | | | | | | | 0,0725 | | 65,485 |
| 20 | 20 | 0,25 | 25 | 0,273 | 95 | 5,427 | | 2548,377 | |

Marginalinntekten i tabell 19 og 20 er et resultat av at kostnaden av tapt produksjon endres når kabeltverrsnittet reduseres. Høyest endring av tapt produksjon oppnås når dimensjonerende belastning endres fra 50 til 45 MW for seksjon 1 og 2. Tilsvarende endring av tapt produksjon oppnås for seksjon 3 og 4. Analysen i tabell 20 indikerer at optimal redundans oppnås når nettdimensjoneringen inkluderer mellom 50 og 75 % redundans for henholdsvis seksjon nr. 3 og 4. Et nivå som bidrar til lavest marginalkostnad av nettdimensjoneringen. Mens resultatene i tabell 19 indikerer optimal redundans for seksjon nr. 1 og 2 mellom 25 og 50 % redundans, der marginalkostnaden er lavest og marginalinntekten høyest.

7.0 Analysemetodikk i DIgSILENT PowerFactory

7.1 DIgSILENT PowerFactory

DIgSILENT PowerFactory er et dynamisk analyseverktøy utviklet i Tyskland. PowerFactory er et funksjonelt verktøy til å analysere distribusjonsnett, regionalnett og sentralnettet. Programvaren er et ledende analyseverktøy, som blant annet benyttes til lastflyts-, kortslutnings-, pålitelighets- og stabilitetsanalyser. «*DIgSILENT PowerFactory is the most economical solution, as data handling, modelling capabilities and overall functionality replace a set of other software systems, thereby minimizing project execution costs and training requirements*» (DIgSILENT,2015).

Programvaren PowerFactory benytter et såkalt «DIgSILENT Programming Language (DPL)», som muliggjør at programvarens algoritme kan tilpasses brukerdefinerte grensesnitt. Programvaren er anvendelig til å løse komplekse problemer tilknyttet blant annet kortslutningsstrømmer, nettverksoptimalisering, koordinering av vern, leveringskvalitet og motorstartanalyser. Programvaren har et bibliotek for ulike komponenter som inkluderer ulike anerkjente internasjonale standarder. Analyseverktøyet er funksjonell til å modellere distribuert produksjon, og kan integreres med andre systemer som GIS, DMS, Neplan, PSS/E og EMS.

Den økende etterspørselen etter analyseverktøy som kan analysere leveringspålitelighet i maskenett, gjør det interessant å undersøke om PowerFactory er et funksjonelt verktøy til å analysere leveringspålitelighet i systemer med redundans. Analysemetodikken som beskrives i dette kapitlet er basert på programvarens brukermanual (DIgSILENT GmbH, 2014).

7.2 Lastflytanalyse

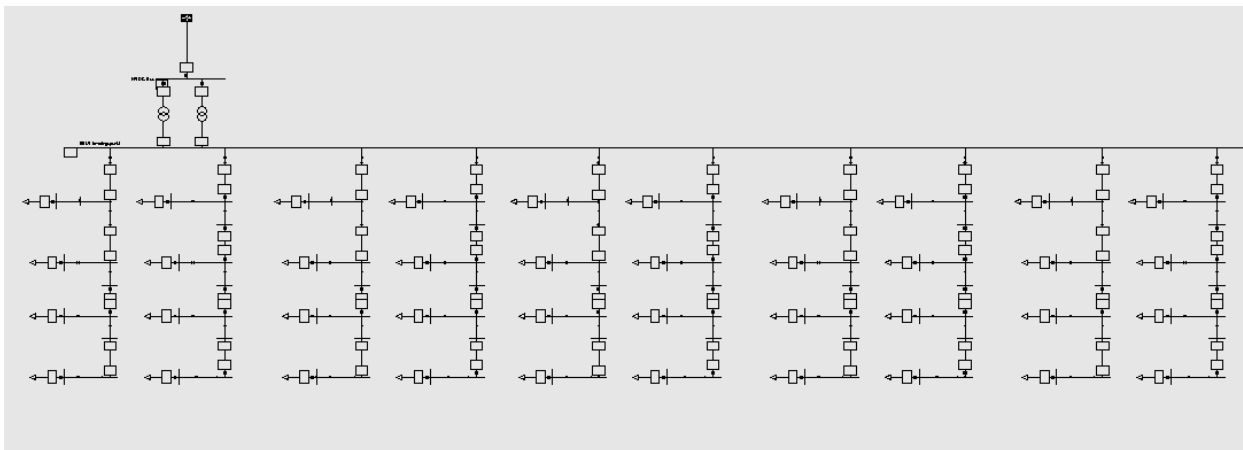
Enhver analyse i PowerFactory utføres i henhold til DRWs tekniske restriksjoner. Nettkonfigurasjonens leveringspålitelighet og driftssikkerhet er tilknyttet 66 kV XLPE sjøkabler, jf. vedlegg A. Pålitelighetsalgoritmen i PowerFactory beregner systemets leveringspålitelighet i sammenheng med systemets tekniske restriksjoner. For å identifisere svake deler av elkraftstrukturen er det nødvendig å utføre lastflytanalyser. I lastflytanalysen evalueres spenningsnivå, termisk belastning og kompleks effekt i alle lastpunkter. Innstillinger i lastflytanalysen defineres i vedlegg B. Lastflytanalysen evaluerer systemets tekniske restriksjoner, dvs. at lastflytanalysen er utslagsgivende for pålitelighetsanalysen. PowerFactory genererer utfallskombinasjoner avhengig av systemets tekniske restriksjoner ved normale driftstilstander og kritiske driftstilstander.

Leveringspålitelighet i en nettkonfigurasjon kan identifiseres når systemets turbiner modelleres som generelle laster, mens HVDC plattformen modelleres som et eksternt nettverk. DTU vindturbinen modelleres som en anleggsdel. Systemets laster modelleres med en negativ aktiv og reaktiv effekt, slik at lastene fremstilles som vindturbiner, som har en kapasitiv reaktiv effekt. SINTEF Energi har identifisert at når DTU turbinen opererer ved 10 MW og en kapasitiv reaktiv effekt på 2 MVar minimaliseres systemets effekttap (Kirkeby H, 2014). 66 kV XLPE kabler sammenkobler systemets turbiner, og har en felles interaksjon med 66 kV leveringspunktet. Mellom 66 kV leveringspunktet og HVDC plattformen modelleres DRWs transformatorplattform.

En «omvendt» oppbygging av modellen kan forårsake problemer med spenningskvaliteten. En slik modellering kan bidra til at spenningen ved leveringspunktet fraviker systemets spenningsgrense på 0,9 – 1,1p.u. Derfor er det av betydning å belyse hvordan spenningen kan stabiliseres i et leveringspunkt. Spenningen avtar gradvis med avstand fra samleskinnen når en last trekker aktiv effekt og visa versa for en last som leverer effekt. Ved å modellere systemets turbiner som generelle laster begrenses muligheten til å implementere en rekke spenningskontrollenheter som «Automatic Voltage Regulator (AVR)». I PowerFactory kan det implementeres spenningsregulatorer som AVR, RLC-filter, STATCOM, SVC og HV/MV trinnkobler. Likevel implementeres ikke disse spenningsregulatoren på grunn av DRWs elkraftstruktur. Nedenfor fremgår tiltak for å opprettholde leveringskvaliteten, som er utslagsgivende for lastflytanalysen og pålitelighetsanalysen:

- For å definere installert effekt i enhver last er det hensiktsmessig å redusere antall frihetsgrader i lastflytanalysen via effektregulering (PQ node).
- Innføring av spenningsregulering (SV node) i det eksterne nettverket. Spenningsregulering bidrar til nøyaktig konvergens og muliggjør at antall frihetsgrader i lastflytanalysen øker, dvs. sannsynligheten for at spenningen stabiliseres i leveringspunktet øker.
- Øke kabelverrsnittet for å muliggjøre høyere termisk belastning.
- Oppgradering av transformatorkapasiteten og omjustering av spenningsforholdet i transformatoren.

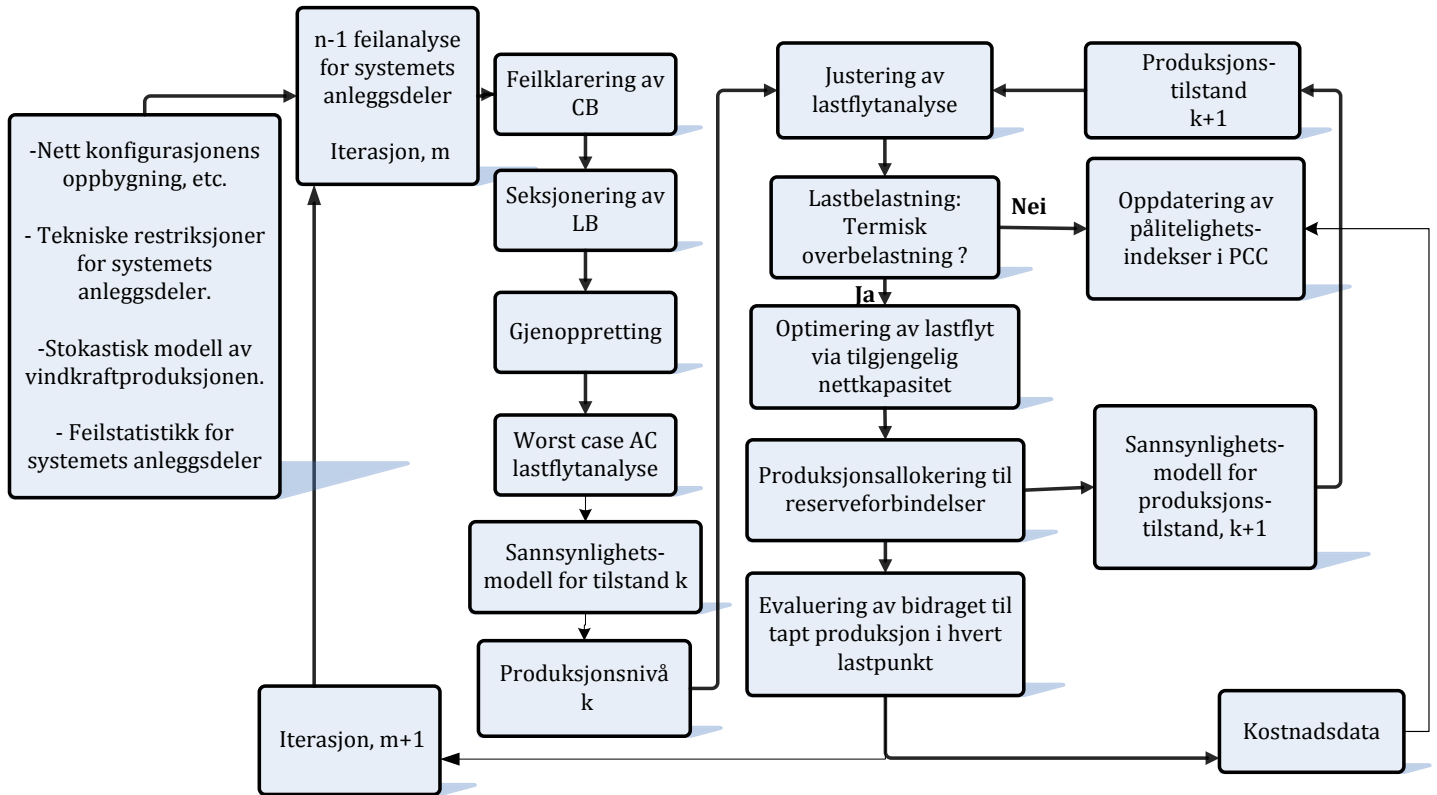
Figur 20a illustrerer 40 laster aggregert i et radielt nettverk. 2 x 220 MVA transformatorer er modellert mellom 66 kV nettverket og HVDC plattformen. 132 kV nettverket modelleres ikke mellom transformatorplattformen og HVDC plattformen pga. at oppgaven skal identifisere leveringspålitelighet i 66 kV nettverket. Modelleringen bidrar til nøyaktig konvergens, jf. vedlegg B.



Tabell 20a Modellering av et radielt nettverk i PowerFactory – 40 turbiner.

7.3 Pålitelighetsanalyse

Det er nødvendig å implementere skriptet «*Contribution to reliability indices*» i et «Study Case» for at pålitelighetsanalyser skal kunne utføres i PowerFactory. Figur 20b illustrerer grunnleggende iterasjoner som inngår i pålitelighetsalgoritmen.



Figur 20b: Algoritme i PowerFactory.

Nedenfor vil det kort redegjøres for algoritmen i figur 20b. Helt til venstre defineres algoritmens inputmodeller via tekniske restriksjoner, stokastisk modell av vindkraftproduksjonen og feilstatistikk. Modellene definerer systemets evne til å levere vindkraftproduksjonen inntil systemets leveringspunkt. Pålitelighetsalgoritmen undersøker videre n-1 feil. Feilanalysen genererer en liste med uforutsette feil avhengig av nettverkets tekniske restriksjoner. Dersom systemet identifiserer feil vil algoritmen «*The System State Enumeration*» bidra til at systemets overføringsevne gjenoprettes via følgende trinn: feilklarering, seksjonering, gjenoppretting, evaluering av termisk overbelastning og avvik i spenningsverdier, produksjonsallokering til reserveforbindelser og utkobling. Algoritmen identifiserer termisk belastning og fravikende spenningsverdier via lastflytanalyser, og dersom analysen indikerer overbelastning vil algoritmen forsøke å redusere termisk overbelastning via reserveforbindelser. Dersom termisk overbelastning vedvarer etter produksjonsallokering vil utkobling inntreffe. Den elektriske systemmodellen definerer tekniske restriksjoner for enhver anleggsdel i sammenheng med nettkonfigurasjonens oppbygning, slik at systemets driftssikkerhet defineres.

7.3.1 Stokastisk modell for kabler og samleskinner

Det kan implementeres feilstatistikk i kabler, samleskinner, transformatorer og brytere. For å implementere feilstatistikk i kabler benyttes følgende fremgangsmåte: «Edit element» → «Reliability» → «New project type» → «Line type Failures». Feilfrekvensen og reparasjonstiden implementeres i modellen «Line Type Failures.» PowerFactory muliggjør at en stokastisk modell kan tilknyttes et bestemt kabelverrsnitt, dvs. at modellen for feilstatistikk etterfølger modellen for kabelverrsnitt. For å lage en stokastisk modell for 66 kV samleskinnen benyttes tilsvarende fremgangsmåte.

7.3.2 Stokastisk modell for vernsystemet

I PowerFactory kan sannsynlighet for funksjonsfeil implementeres i vernsystemet. I pålitelighetsmodellen for brytere er det mulig å implementere sannsynlighet for uteblitt utløsning av effektbryter innunder «*Fault Clearance: circuit breaker fails to open.*» Funksjonsfeilen vil påvirke alle brytere i utenforliggende sone. For enhver effektbryter defineres en sannsynlighet for uteblitt utløsning på 2,377 %, jf. kapittel 6.3. I denne modellen er det utslagsgivende å definere riktig bryterteknologi. Feilanalysen inkluderer kun sannsynligheten for funksjonsfeil ved valg av bryterinnstillingen «Circuit-Breaker», mens ved valg av bryterinnstillingen «Disconnecter» er ikke pålitelighetsalgoritmen funksjonell til å inkludere bidraget for funksjonsfeil. Sannsynligheten for funksjonsfeil vil kun påvirke bidraget til tapt produksjon når brytere defineres som effektbrytere. Det antas derfor at lastskillebryter kan seksjonere uavhengig av funksjonsfeil, og at lastskillebryterens utetid er definert av omkoblingstiden på 30 min.

For å skille mellom funksjonaliteten til effektbryter og lastskillebryter er det nødvendig å implementere et overstrømsvern i alle effektbrytere via modellen «ElmRelay.» Modellen «ElmRelay» muliggjør at sannsynlighet for uteblitt utløsning blir inkludert i pålitelighetsalgoritmen. ElmRelay kan implementeres via et vestre klikk i nærheten av en samleskinne. Deretter avmerkes «New device» og «Relay Model». For at modellen skal fungere må type overstrømsvern spesifiseres via følgende trinn: «Relay Type» → «Select Global Type» → «Relays» → «Overcurrent Relays». I oppgavens analyser er det benyttet et overstrømsvern av Siemens, en modell med betegnelse 7SAJ4100-2AA00.

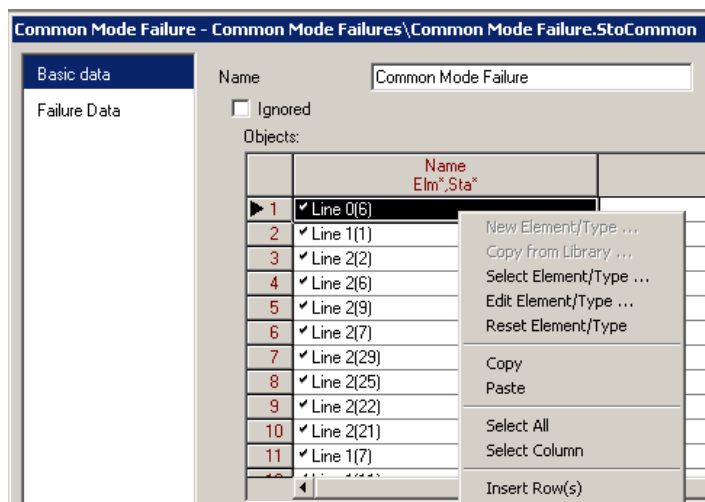
I enhver lastskillebryter og effektbryter kan det defineres tre ulike seksjoneringsinnstillinger: fjernstyring av brytere, ekstern kortslutningsindikator og manuell omkobling. Det er utslagsgivende hvilken seksjoneringsinnstilling som benyttes når innstillingen «Distribution» er avmerket i tabell 21 (DIGSILENT GmbH, 2014). Når innstillingen «Transmission» benyttes forutsettes det at alle brytere kan fjernstyres. Når innstillingen kortslutningsindikator og manuell innkobling benyttes vil omkoblingstiden defineres av utrykningstiden og den totale omkoblingstiden. Innstillingen kortslutningsindikator antar en relativt kortere tid før driftsoperatøren kan lokalisere feilen sammenlignet med manuell omkobling, dvs. en kortere utrykningstid. Dersom seksjoneringsinnstillingen skifter fra fjernstyring til manuell innkobling eller kortslutningsindikator øker systemets utetid. I oppgavens analyser benyttes fjernstyringsfunksjonen for effektbrytere og lastskillebrytere, siden det antas at alle offshore brytere kan fjernstyres.

PowerFactory muliggjør også at det kan defineres hvilken retning bryteren skal gjenopprette energileveransen. Dersom bryteren kan utføre sin funksjon uavhengig av retning antas det at ENS reduseres sammenlignet med anvendelse av innstillingen: «*Do not use for power*

restoration» og «From terminal i to j». I alle simuleringer antas det at vernsystemet kan gjenopprette energileveransen uavhengig av retning.

7.3.3 Stokastisk modell for avhengige feil

For å lage en stokastisk modell for avhengige feil utnyttet verktøyet «Data Manager.» Verktøyet muliggjør opprettelse av en modell for avhengige feil via «Common Modell (ElmDsl).» For å definere anleggsdeler som skal inkluderes i modellen gjelder følgende framgangsmåte: «Data» → «Edit Relevant Objects for Calculations» → «Common Mode Failure» (StoCommon) → Edit «Common Mode Failure» (StoCommon) → «Select Element Type». Figur 21 illustrerer modellen for avhengige feil. Det er hensiktsmessig at alle kabler som har en felles interaksjon implementeres i modellen. Feilstatistikk som implementeres i denne modellen forutsettes å tilsvare feilstatistikk for uavhengige kabelfeil. PowerFactory beregner en sannsynlighet for

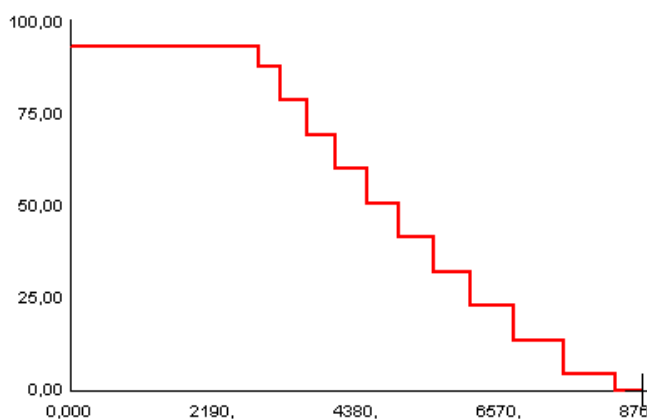


avhengige feil, og genererer en liste med avhengige utfallskombinasjoner når systemets tekniske restriksjoner er hensyntatt. PowerFactory inkluderer den stokastiske modellen i tillegg til den stokastiske modellen for uavhengige kabelfeil. Den stokastiske modellen for avhengige kabelfeil bidrar til at det i tillegg genereres avhengige bryterfeil. Det er nødvendig å etablere en ny modell for avhengige feil for hver nettkonfigurasjon.

Figur 21: Modell for avhengige feil.

7.4 Stokastisk modell av vindkraftproduksjonen

For å lage en stokastisk modell av vindkraftproduksjonen må en tidsvektor modelleres. Tidsvektoren kan modelleres via følgende framgangsmåte: «Data» → «Operational Library» → «Characteristic» → «New Object» → «Time Characteristic (ChaTime).» I modellen «ChaTime» kan det modelleres antall timer et produksjonsnivå inntreffer aggregert over året. Modellering av tidsvariasjon i vindkraftproduksjonen baseres på kapittel 6.4. Modellen

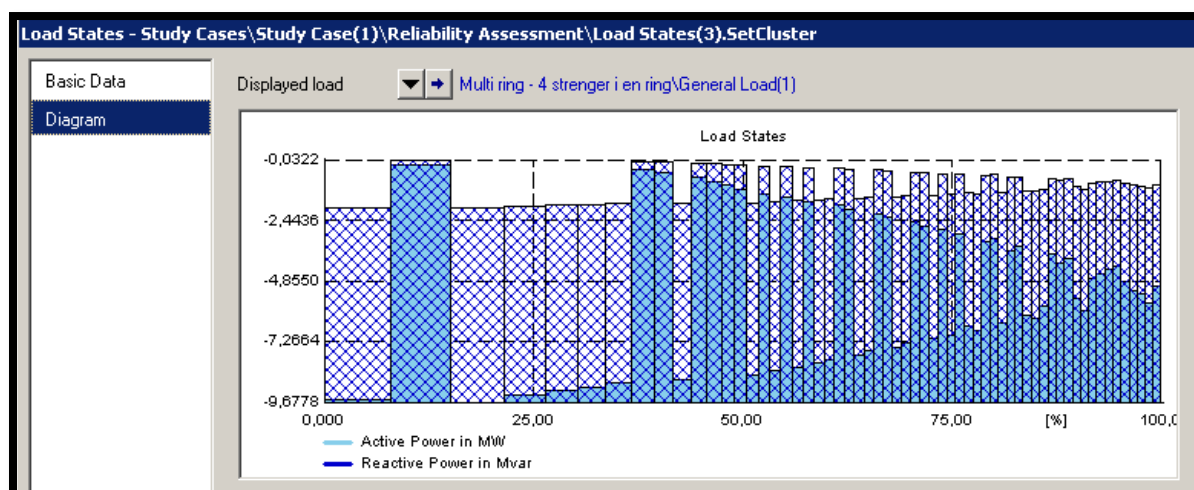


Figur 22: Varighetskurve

«ChaTime» muliggjør at tilgjengelig vindkraftproduksjon $P_{EAW E}$ kan inkludere en tidsvektor $T \rightarrow (0, \dots, 8760)$. Dersom den aerodynamiske effekten i rotoren anvendes i modellen «ChaTime» vil bidraget til tapt produksjon øke. For å lage en tilstrekkelig modell for tidsvariasjon i vindkraftproduksjonen må modellen «ChaTime» inkludere DTU vindturbinens virkningsgrad, jf. tabell 12 i kapittel 6.4. I modellen settes $P_{EAW E}$ som en prosentvis andel av nominell installert kapasitet.

I den stokastiske modellen kan blant annet følgende approksimasjonsteknikker benyttes: lineær, polynomisk og spline. Analysens detaljeringsgrad øker ved polynomisk approksimering, som antar at det eksisterer et unikt polynom av grad n , når et datasett x_n er distinkt for et datasett y_n . I figur 22 er varighetskurven til DTU vindturbinen lineært approksimert. Analysens approksimeringsmetode fastsetter antall tilstander per last aggregert over 8760 timer. Approksimasjonsmetoden er utslagsgivende for analysens simuleringstid og detaljeringsgrad. Polynomisk approksimering bidrar til relativt lengre simuleringstid sammenlignet med andre approksimasjonsmetoder i programvaren. For å øke analysens detaljeringsgrad benyttes I benyttes polynomisk approksimering.

Etter at analysens approksimasjonsmetode er definert, aktiveres modellen «ChaTime» for systemets laster (ElmLod) via følgende trinn: «Edit Relevant Objects for Calculation» → «Scales» → «Time Characteristic» → «Edit» → «Activate Characteristic.» Modellen aktiveres for systemets laster, som kontrolleres av effektfaktorregulering (PQ node). På grunn av at vindturbiner opererer med en fast effektfaktor, aktiveres tidsvektoren for laster med en aktiv og reaktiv effekt på henholdsvis -10 MW og -2MVar



Figur 23: Fordelingsfunksjon av aktiv og reaktiv effekt.

Verktøyet «Create Load States» muliggjør at pålitelighetsverktøyet kan inkludere tidsvariasjon i vindkraftproduksjonen. Pålitelighetsanalysen vil analysere diskrete lasttilstander. Siden modellen for tidsvariasjon i vindkraftproduksjonen er definert av et avgrenset datasett med en stokastisk variabel X , forsøker PowerFactory å fordele produksjonsverdiene med en lik sannsynlighet i en diskret fordelingsfunksjon. Approksimasjonsmetoden i modellen «ChaTime» fastsetter antall produksjonstilstander i fordelingsfunksjonen. Figur 23 er et resultat av polynomisk approksimering for et polynom av grad 5, når DTU turbinens virkningsgrad er inkludert, jf. vedlegg G2. Figuren illustrerer en fordelingsfunksjon for aktiv og reaktiv effekt for 24 turbiner sammenkoblet i multi ring.

7.5 Feilanalyse og optimal gjenoppretting

Via skriptet «Contribution to reliability indices» genereres en liste med uforutsette hendelser ved å anvende verktøyet «Contingency Analysis». Analysen er sensitiv til iboende feilkaraktistikker i hver anleggsdel, og systemets gjenopprettelsesevne defineres henholdsvis av effektbryterens evne til å klarere kortslutningsstrøm, seksjoneringsmuligheter og

feilstatistikk. Denne delen av analysen inngår i funksjonen «System State Generation», som betegner den første iterasjonen i pålitelighetsalgoritmen. Power Factory muliggjør n-1 feilanalyser for henholdsvis uavhengige feil, avhengige feil og dobbel jordingsfeil. PowerFactory genererer feilkaraktistikker som klareres av effektbrytere, og deretter isoleres feil av systemets lastskillebrytere. Bidraget til tapt produksjon registreres i utenforliggende lastnode. PowerFactory muliggjør lokalisering av feil via verktøyet «Start Trace», jf. kapittel 7.7. (DIgSILENT GmbH, 2014).

Ved utfall benytter PowerFactory en trinnvis algoritme for å gjenopprette energileveransen. Når algoritmen identifiserer termisk belastning og fravikende spenningsverdier i lastflytanalysen, vil algoritmen forsøke å redusere termisk overbelastning ved å utnytte reserveforbindelser. Dersom termisk overbelastning vedvarer etter produksjonsallokering vil systemet undersøke produksjonsutkobling.

7.6 Innstillinger i pålitelighetsanalysen

I dette kapittelet vil det redegjøres for hovedinnstillinger i analyseverktøyet som fastsetter rammer for pålitelighetsalgoritmen. Følgende hovedinnstillinger er utslagsgivende for å analysere leveringspålitelighet i PowerFactory, jf. tabell 21.

«*Connectivity Analysis*»: Innstillingen bidrar til at leveringspåliteligheten analyseres uavhengig av systemets tekniske restriksjoner. Når denne innstillingen benyttes konvergerer algoritmen relativt raskere i forhold til om algoritmen baseres på lastflytanalyser.

«*Load flow analysis*»: Innstillingen bidrar til at leveringspåliteligheten analyseres avhengig av systemets tekniske restriksjoner. Ved valg av innstillingen «Transmission» reduseres termisk belastning via optimal produksjonsallokering til reserveforbindelser..

«*Distribution*»: Innstillingen bidrar til at pålitelighetsanalysen forsøker å gjenopprette energileveransen for å redusere termisk overbelastning og avvik i spenningsverdier. Denne innstillingen anbefales for radielle nett, og systemet evaluerer kun lastutkobling når systemets tekniske restriksjoner ikke tilfredsstilles.

«*Transmission*»: Denne innstillingen anbefales for nettverk med redundans. Innstillingen bidrar til at nettkonfigurasjonen evaluerer produksjonsfordeling via reserveforbindelser når tekniske restriksjoner ikke tilfredsstilles. Systemet vil søke optimal produksjonsallokering for å redusere utetiden i hvert lastpunkt. Dersom systemets tekniske restriksjoner ikke tilfredsstilles etter produksjonsallokering, vil utkobling inntreffe. Når denne innstillingen benyttes forutsettes det at alle brytere kan fjernstyres.

«*Contingency Definition*»: Dersom innstillingen «Whole system» velges vil PowerFactory generere et register med uforutsette feil for alle anleggsdeler med feilstatistikk. Videre kan det bestemmes hvilke stokastiske modeller som skal inkluderes i pålitelighetsalgoritmen. PowerFactory analyserer i utgangspunktet n-1 feil. Det kan i tillegg inkluderes n-2 feil via modulen «Independent second failure». Innstillingen øker kompleksiteten til pålitelighetsalgoritmen, og dersom pålitelighetsalgoritmen inkluderer modellen «ChaTime» blir simuleringstiden uforholdsmessig lang.

«*FEA Fault Clearance Breakers*»: Dersom alternativet «Use all circuit breakers» benyttes i feilanalysen er det viktig at bryterinnstillingene er i samsvar med funksjonaliteten til

lastskillebryter og effektbryter. Dersom alle brytere kan fjernstyres antas en omkoblingstid på 30 min, og det er ikke utslagsgivende om funksjonen «Concurrently» eller «Sequential» benyttes. Dersom seksjoneringsinnstillingen manuell omkobling eller ekstern kortslutningsindikator benyttes vil det være utslagsgivende om funksjonen «Concurrently» eller «Sequential» velges. «Concurrently» forutsetter at alle brytere koordineres optimalt, og ved feil vil omkoblingstiden defineres av utrykningstiden og total omkoblingstid. Mens funksjonen «Sequential» forutsetter at systemets brytere koordineres sekvensielt, slik at funksjonen bidrar til relativt høyere utetid sammenlignet med funksjonen «Concurrently.»

«Failure, correction of forced outage rate»: Innstillingen muliggjør at pålitelighetsindekser normaliseres, og bidrar til at alle mulige feilsituasjoner inkluderes i analysen. Her definerer «Forced outage» enkeltutfall og avhengige samtidige utfall.

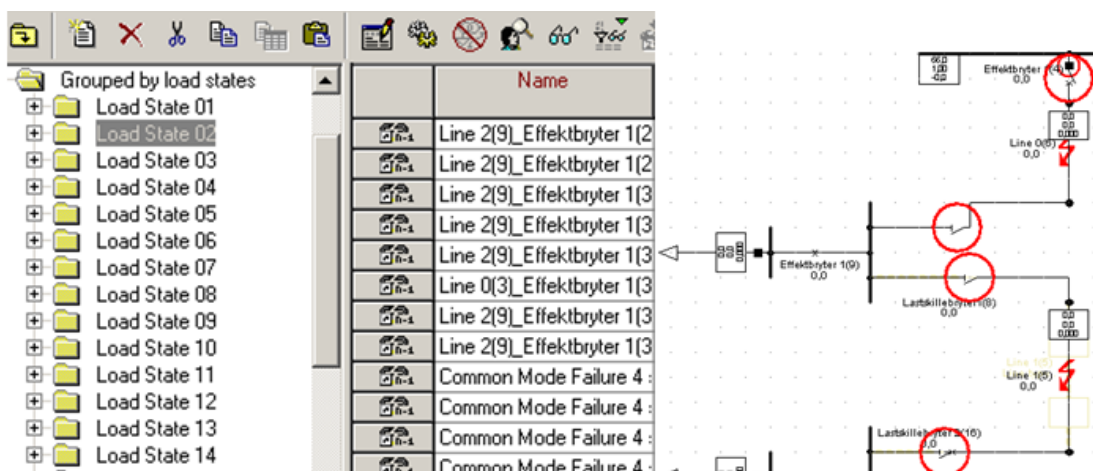
Tabell 21 Hovedinnstillinger i pålitelighetsanalysen:

| | | | |
|---|----------------------------------|--|------------|
| Basic Option | Calculation | AC Load Flow, balanced, positive sequence | * |
| | | AC Load Flow, unbalanced , 3-phase | |
| | Method | Connectivity | |
| | | Load Flow analysis | * |
| | Calculation time period | Complete year | * |
| | | Single point in time | |
| | Network | Distribution | |
| | | Transmission | * |
| | Automatic Contingency Definition | Whole system | * |
| | | Lines/Cables | * |
| | | Transformers | |
| | | Busbars/terminales | * |
| | | Common mode | * |
| | | Independent second failures | |
| Double earth faults | | | |
| | Protection/switching failures | * | |
| Outputs | Results | Default for Reliability Enumeration | * |
| | Report | System summary | * |
| FEA | Load Generator Priorities | Lowest priority number refers to most critical load | |
| | | Highest priority number refers to most critical load | * |
| | Fault Clearance Breakers | Use all circuit breakers | * |
| | | Only use switches with protection device | |
| | Switching procedures | Concurrently | * |
| | | Sequential | |
| Consider Sectionalizing (Stages 1-3) | | | |
| Time to open remote controlled switches | | 30 min | |
| Cost | Cost for energy not supplied | | 140[€/MWh] |
| | Cost for loads | | 140[€/MWh] |
| Constraints | Consider Thermal | Global constraints for all components | * |

| | | | |
|------------------|---|--|------|
| | Constraints | Maximum thermal loading of components | 100% |
| | Consider Voltage Drop | Global constraints for all components | |
| | | Maximum Voltage Drop | 10% |
| | | Maximum Voltage Rise | 10% |
| Maintenance | Consider Maintenance | | |
| Load Data | Load Variations | No load Variations | |
| | | Consider Load States | * |
| | | Consider Load Distribution states | |
| Advanced Options | Update/creation of States | Manually | |
| | | Automatically before running reliability calculation | * |
| | Failures, correction of forced outage rate | Failure, correction of forced outage rate | * |
| | Fault Clearance/Automatic Power Restoration | Automatic Power restoration | * |

7.7 Resultatet av feilanalysen

PowerFactory definerer lasttilstander via modellen «Load States.» Siden det analyseres leveringspålitelighet i en havvindpark, benyttes begrepet produksjonstilstand istedenfor lasttilstand nedenfor. Pålitelighetsalgoritmen muliggjør at produksjonstilstander genereres automatisk avhengig av modellen «ChaTime.» Verktøyet har også mulighet til å lokalisere n-1 feil via verktøyet «Show Contingency.» I figur 24 illustreres det at feil kategoriseres etter uavhengige og avhengige feil for ulike produksjonstilstander. Bidraget til tapt produksjon per produksjonstilstand er utslagsgivende for analysens sluttresultat. Via verktøyet «Show Contingency» kan det indikeres antall feil som bidrar til systemets utetid per produksjonstilstand. Ved å benytte verktøyet «Start Trace» i pålitelighetsverktøyet lokaliserer PowerFactory feilen. Når feil avmerkes i n-1 registeret kan feilen lokaliseres via verktøyet «Fault Trace Controls.» I figur 24 er verktøyet «Fault Trace Controls» benyttet. Figuren illustrerer at PowerFactory kan lokalisere avhengige og uavhengige feil for brytere og kabler. Hovedresultat av analysemetodikken i dette kapittelet defineres av vedlegg F og G. Resultatet i vedlegg G baseres på modellering av tidsvariasjon i vindkraftproduksjonen, jf. kapittel 7.4.



Figur 24: Register av n-1 feil for ulike lasttilstander (til venstre) og lokalisering av avhengige feil (til høyre).

7.8 Pålitelighetsindekser

Feil og avbrudd i kraftsystemet karakteriseres av avbruddsvarighets- og frekvens indekser. I henhold til «Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet» skal feil og avbrudd rapporteres for å «sikre en tilfredsstillende leveringskvalitet» (OED, Lovdata, 2012). Systemets evne til å overføre kraftproduksjon til et leveringspunkt beskrives via pålitelighetsindekser. Nedenfor defineres noen viktige pålitelighetsindekser i PowerFactory. Leveringspåliteligheten i kraftsystemet kan blant annet karakteriseres via følgende indekser (Holen, Kjølle, & Heggset, 1999, s. 19):

$$- \text{SAIFI (System Average Interruption Frequency Index)} = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i N_i}{\sum_{i=1}^{n_{tot}} N_i} \left[\frac{\text{Avbrudd}}{\text{år}} \right] \quad (7.1)$$

$$- \text{SAIDI (System average interruption duration index)} = \frac{\sum_{i=1}^n U_i N_i}{\sum_{i=1}^{n_{tot}} N_i} \left[\frac{\text{timer}}{\text{år}} \right] \quad (7.2)$$

$$- \text{CAIDI (Customer average interruption duration index)} = \frac{\sum_{i=1}^n U_i N_i}{\sum_{i=1}^n \lambda_i N_i} \left[\frac{\text{timer}}{\text{avbrudd}} \right] \quad (7.3)$$

I utgangspunktet er indeksene ovenfor definert av antall avbrudd. Siden avbrudd er en tilstand som karakteriserer ikke levert energi til sluttbrukere, er det nødvendig å omdefinere indeksene ovenfor for å beskrive leveringspålitelighet i vindparker. Av den grunn benyttes begrepet utfall, slik at parameterne ovenfor defineres:

λ_i = antall utfall i lastpunkt nr. i.

N_i = antall vindturbiner tilkoblet lastpunkt i.

n = summen av lastpunkter med utfall

n_{tot} = summen av lastpunkter i en nettkonfigurasjon.

Formel (7.1) definerer gjennomsnittlig antall utfall over året per vindturbin, mens formel (7.2) definerer gjennomsnittlig utetid per vindturbin (Fadum, 2009, s. 17). Prosentvis sannsynlighet for at en komponent er tilgjengelig eller utilgjengelig defineres av henholdsvis formel (7.4) og (7.5):

$$- \text{ASUI (Average Service Unavailability Index)} = \frac{\text{SAIDI}}{8760} \quad (7.4)$$

$$- \text{ASAI (Average Service Availability Index)} = 1 - \text{ASUI} = \frac{8760 - \text{SAIDI}}{8760} \quad (7.5)$$

Tabell 22 Pålitelighetsindekser

| Indeks | Definisjon |
|--------|---|
| SAIFI | $\frac{\text{Summen av antall utfall over året}}{\text{Antall vindturbiner}}$ |
| SAIDI | $\frac{\text{Summen av utfallstid over året}}{\text{Antall vindturbiner}}$ |
| WAIDI | $\frac{\text{Summen av utfallstid}}{\text{Antall vindturbiner påvirket av utfall}}$ |

I den siste raden i tabell 22 definerer indeksen WAIDI (Wind turbine Interruption Duration Index) gjennomsnittlig reparasjonstid per utfall.

7.9 Sensitivitetsanalyser

Sensitivitetsanalyser har et todelt formål. Et formål er å kartlegge parametere med høyest usikkerhet. Det andre formålet er å identifisere sensitiviteten av variasjon i inngangsdata med høyest usikkerhet. Sammenhengen mellom sluttresultatet og endringer i inngangsdata skal bidra til å kvantifisere resultatets robusthet og troverdighet. Oppgavens sensitivitetsanalyse skal etablere en forståelse av sammenhengen mellom feilstatistikk, investeringskostnader og sluttresultater.

Modellparametere med høyest usikkerhet er feilstatistikk tilknyttet XLPE sjøkabler. For å kvantifisere sensitiviteten av feilstatistikk forutsettes en prosentvis endring av utgangsverdien. Utslaget skal kvantifiseres i absolutt og relativ endring av tapt produksjon. Resultatet av at tapt produksjon endres skal avdekkes i nettonåverdiberegninger, for å identifisere hvor sensitive lønnsomhetsanalyser er til variasjon i feilfrekvensen. Nettkonfigurasjonens tilgjengelighet endres relativt lite ved lav prosentvis endring av utgangsverdien. Av den grunn forutsettes en prosentnedgang av utgangsverdien på 25, 50, 75 og 87,5 %. For å kvantifisere sensitiviteten av variasjon i feilstatistikk for sjøkabler, isoleres bidraget fra vindturbinen, brytere og transformatorplattformen.

Lønnsomhetsanalysen indikerer nytten av at systemets tilgjengelighet øker. Derfor identifiseres hvor stor endring i feilstatistikk og investeringskostnader som må til for at resultatet skal svekke sin troverdighet. På grunn av at oppgavens kostnadsestimater tilknyttes usikkerhet, skal absolutt endring kvantifiseres ved variasjon i investeringskostnaden. Sensitivitetsanalysen begrenses til å kvantifisere kostnaden av tapt produksjon ved tidsvariasjon i vindkraftproduksjonen.

8.0 Analyser og resultater

Analysene i dette kapittelet er sammensatt av følgende hoveddeler:

- Del 1 – Kapittel 8.2: Analyser av leveringspåliteligheten uten tidsvariasjon i vindkraftproduksjonen.
- Del 2 – Kapittel 8.3: Analyser av leveringspåliteligheten med tidsvariasjon i vindkraftproduksjonen.
- Del 3 – Kapittel 8.4 og 8.5: Lønnsomhetsanalyser og sensitivitetsanalyser

8.1 Systematisering av feilanalyse i PowerFactory

Tabell 23 systematiserer og vurderer konsekvensen av feil i ulike anleggsdeler på ulike systemnivåer.

Tabell 23 Systematisering av feilanalyse i PowerFactory:

| Komponent | Funksjon | Feiltilstand | Feil årsak | Konsekvens | | | Feil-statistikk |
|------------|--|--|--|---|---|---|---------------------------------|
| | | | | Konsekvens i lastpunkt | Konsekvens i PCC | Global effekt | |
| XLPE kabel | -Overføre energileveransen til PCC. -Gjenopprette energileveransen via reserveforbindelser. -Håndtere maksimal kortslutningsstrøm -Håndtere verst tenkelig feilsituasjon ved maksimal vindkraftproduksjon | -Ikke operativ -Redusert funksjonalitet | -Systemets kortslutningsstrøm. - Systemets belastning. - Uavhengige feil - Avhengige feil | -Omkobling: Lastskillebryter seksjonerer og reserveforbindelser utnyttes. | -Summert akkumulert bidrag fra utfalls-kombinasjoner, LPENS. | -Redusert energileveranse til HVDC plattformen. -Omkoblingstid, MMTS - Redusert Leveringskvalitet. -Reparasjon/ vedlikehold, MTTR. | $\lambda = 0,005$ MTTR= 2030 |
| | | | | -Effektbryter klarerer kortslutningsstrømmen. | -Redusert nettkapasitet, LKAP. | | |
| | | | | -Sannsynlighet for avhengige feil. | -Redundans bidrar til at spenningsnivået opprettholdes. | | |
| | | | | -Akkumulert bidrag fra utfallskombinasjoner. | | | |
| | | | | - Kortvarige utfall - Forbigående feil -Langvarige utfall | Økt bidrag til ENS. | | |
| CB | Klarerer kortslutningsstrøm | -Uteblitt utløsning ved behov | -Systemets kortslutningsstrøm. -Uavhengige feil | -Utenforliggende bryter utløses. Lengre omkoblingstid. | -Redundans bidrar til at spenningsnivået og energileveransen opprettholdes. | -Reparasjon/ vedlikehold, MTTR. -Omkobling, MMTS | $P_0 = 0,02377$ |
| | | | | -Sannsynlighet for avhengige feil. | | | |
| | | | | Redusert gjenopprettingsevne. | | | |
| LB | Seksjonerer ved behov | -Uønsket uselektiv utløsning | -Avhengige feil | -Lastutkobling | -Redundans bidrar til at spenningsnivået og energileveransen opprettholdes. | -Reparasjon/ vedlikehold, MTTR. -Omkobling, MMTS | $P_0 = 0,02377$ |
| | | | | -Reserveforbindelser utnyttes. | | | |
| | | | | -Lengre omkoblingstid | | | |
| | | | | -Termisk overbelastning i utenforliggende lastpunkter. | | | |

8.2 Analyse av leveringspålitelighet uten tidsvariasjon

Dimensjonerende nettkapasitet som tilfredsstillt kravet til driftssikkerhet ble identifisert via kortslutningsanalyser i kapittel 6.5. Nedenfor analyseres leveringspåliteligheten i multi-ting og radielt nett når kravet til driftssikkerhet er tilfredsstilt.

Resultatene som presenteres i vedlegg G er et resultat av analysemetodikk i Dig SILENT PowerFactory, jf. kapittel 7. Dette kapittelet skal identifisere bidraget til tapt produksjon aggregert over året. I enhver analyse nedenfor er bidraget fra turbinen isolert, jf. kapittel 1.3. For å identifisere den nett konfigurasjonen med høyest leveringspålitelighet er det formålstjenlig at bidraget fra vindturbinen isoleres. Resultater i vedlegg F, G, H og I er et resultat av systemets tekniske restriksjoner i vedlegg A og feilstatistikk per anleggsdel, jf. kapittel 6.2. Følgende feil skal bidra til å identifisere systemets totale leveringspålitelighet:

- 1) Uavhengige kabelfeil.
- 2) Uavhengige bryter feil.
- 3) Avhengige feil for kabler og brytere.
- 4) PCC feil – transformatorplattformen feiler.

I tabell 24 fremgår hovedresultatet av analyser i PowerFactory jf. vedlegg F.

Tabell 24 Leveringspålitelighet for multi-ring og radielt nett:

| | Multi-ring | | Radielt nett | |
|--------------------------------|-----------------------|------------------|-----------------------|------------------|
| | Tapt produksjon [MWh] | Prosentvis andel | Tapt produksjon [MWh] | Prosentvis andel |
| Uavhengige kabelfeil | 17,80 | 0,419 | 19446,01 | 81,672 |
| Uavhengige bryterfeil | 0,13 | 0,003 | 0,82 | 0,003 |
| Avhengige kabel og bryter feil | 4217,45 | 99,384 | 4317,09 | 18,132 |
| PCC feil | 8,19 | 0,193 | 45,94 | 0,193 |
| Total | 4243,57 | | 23809,85 | |

Resultatet i tabell 24 avdekker leveringspåliteligheten i henholdsvis multi-ring og radielt nett. Resultatet indikerer at et radielt nett i større grad er utsatt for uavhengig kabelfeil, mens multi-ring i større grad er utsatt for avhengige feil. Multi-ring muliggjør en reduksjon av bidraget til tapt produksjon fra uavhengige kabelfeil på 19 428,21 MWh/år. Det tilsvarer en prosentvis reduksjonen av uavhengige kabelfeil på 100 %. Systemets totale effekttap pga. varmegenerering i kabledere er beregnet via lastflytanalyser i vedlegg B. Tabell 25 angir leveringspåliteligheten i multi-ring og radielt nett i henhold til figur 11 i kapittel 4.1. I tabell 25 er tilgjengelig vindkraftproduksjon i PCC definert av EAWE, som inkluderer tap i DTU vindturbinen, mens indeksen EPDR definerer prosentvis tilgjengelig produksjon i PCC.

Tabell 25 Leveringspålitelighet for multi-ring og radielt nett:

| Indeks | Multi-ring [MWh/år] | Radielt nett [MWh/år] |
|----------------------|---------------------|-----------------------|
| EAWE | 1 941 497,22 | 1 941 497,22 |
| Tapt produksjon | 4 243,57 | 23 809,85 |
| Effekttap | 19 622,4 | 32 236,80 |
| EWED | 1 916 842,85 | 1 885 450,57 |
| EPDR m/effekttap [%] | 98,77 | 97,11 |
| EPDR u/effekttap [%] | 99,78 | 98,77 |

Tabell 26 angir systemets leveringspålidelighet uavhengig av EAWE og effekttap i kabler, jf. vedlegg F4. Tabell 26 beskriver systemets leveringspålidelighet via pålitelighetsindekser i kapittel 7.8.

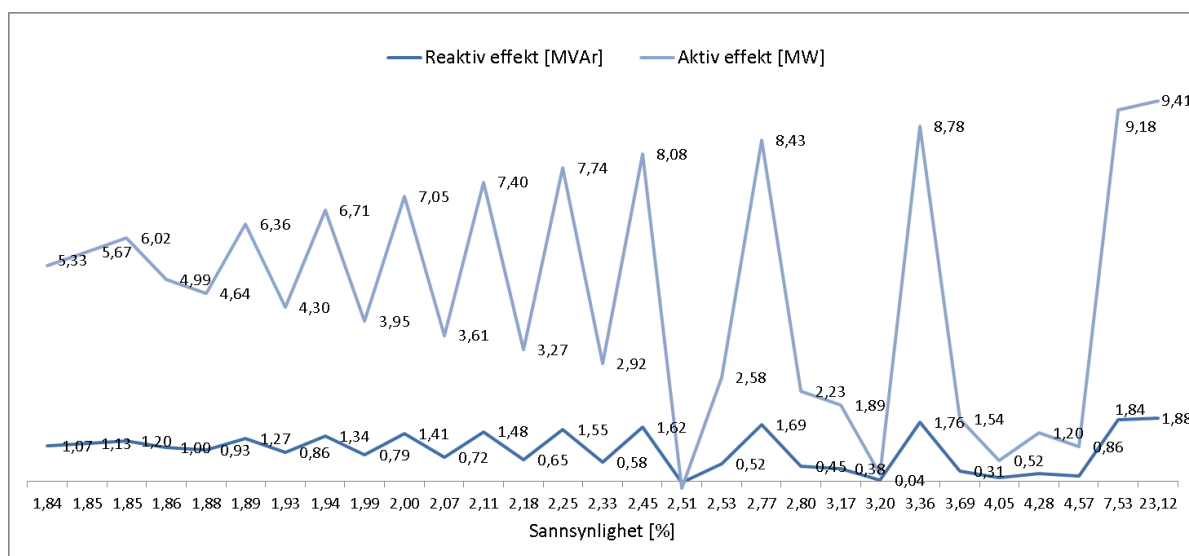
Tabell 26 Leveringspålidelighet for multi ring og radielt nett:

| | Multi-ring | Radielt nett |
|---|------------|--------------|
| SAIFI $\left[\frac{\text{utfall}}{\text{turbin-år}} \right]$ | 0,08915 | 0,034213 |
| SAIDI $\left[\frac{\text{h}}{\text{turbin-år}} \right]$ | 10,7029 | 55,9370 |
| WAIDI [h] | 120,0556 | 1634,963 |
| ASUI [%] | 0,122 | 0,639 |
| ASAI [%] | 99,878 | 99,361 |

8.3 Analyse av leveringspålidelighet ved tidsvariasjon i vindkraftproduksjonen

Resultatet i dette kapittelet indikerer nettkonfigurasjonens leveringspålidelighet ved redusert belastning, som en følge av tidsvariasjon i vindkraftproduksjonen.

Figur 25 illustrerer DTU vindturbinens sannsynlighetsfordeling av reaktiv og aktiv effekt. Kurven er et resultat av analysemetodikk i PowerFactory, og inkluderer turbinens sannsynlighetsfordeling av produksjonsnivåer, jf. tabell 13 i kapittel 6.4. Sannsynlighetsfordeling indikerer belastning som forårsakes ved tidsvariasjon.



Figur 25: Sannsynlighetsfordeling av reaktiv og aktiv effekt i en DTU vindturbin.

Resultatene i vedlegg G avdekker systemets leveringspålidelighet ved tidsvariasjon i vindkraftproduksjonen når følgende feil er inkludert: uavhengige kabel- og bryterfeil, PCC feil, avhengige kabel- og bryterfeil. Tabell 27 sammenfatter resultatet i henholdsvis vedlegg G. I realiteten er nettkonfigurasjonens effekttap relativt lavere når tidsvariasjon i vindkraftproduksjonen inkluderes. Likevel forutsettes tilsvarende effekttap i nettkonfigurasjonen ved tidsvariasjon i vindkraftproduksjonen som i tabell 25.

Tabell 27 Leveringspålidelighet for multi-ring og radielt nett:

| | Multi-ring | | Radielt nett | |
|--------------------------------|-----------------------|------------------|-----------------------|------------------|
| | Tapt produksjon [MWh] | Prosentvis andel | Tapt produksjon [MWh] | Prosentvis andel |
| Uavhengige kabelfeil | 9,80 | 0,419 | 10673,61 | 81,669 |
| Uavhengige bryterfeil | 0,073 | 0,003 | 0,45 | 0,003 |
| Avhengige kabel og bryter feil | 2322,72 | 99,384 | 2370,06 | 18,135 |
| PCC feil | 4,51 | 0,193 | 25,22 | 0,193 |
| Total | 2337,11 | | 13069,34 | |

I tabell 27 er tapt produksjon et resultat av sannsynlighetsfordelingen av reaktiv og aktiv effekt i figur 25. Resultatet i tabell 27 indikerer at multi-ring muliggjør en reduksjon av tapt produksjon på 10 732,2 MWh/år, en relativt lavere reduksjon av tapt produksjon sammenlignet med resultatet i kapittel 8.2. Tabell 28 indikerer tilgjengelighet av vindkraftproduksjonen via pålitelighetsindekser beskrevet i kapittel 4.1. Den siste raden i tabell 28 indikerer prosentvis endring av total tapt produksjon ved tidsvariasjon sammenlignet med resultatet i tabell 24.

Tabell 28 Leveringspålidelighet for multi-ring og radielt nett:

| Indeks | Multi-ring [MWh/år] | Radielt nett [MWh/år] |
|-----------------------|---------------------|-----------------------|
| EAW | 1 941 497,2 | 1 941 497,2 |
| Tapt produksjon | 2 337,1 | 13 069,3 |
| Effekt tap | 19 622,4 | 32 236,8 |
| EWED | 1 918 749,3 | 1 896 191,1 |
| EPDR m/effekttap [%] | 98,86 | 97,67 |
| EPDR u/effekttap [%] | 99,88 | 99,33 |
| Prosentnedgang av ENS | 44,93 | 45,11 |

8.4 Lønnsomhetsanalyser

Dette kapittelet redegjør for datagrunnlaget som benyttes i lønnsomhetsanalyser. Kapittelet identifiserer relativ lønnsomhet av multi-ring sammenlignet med radielt nett med og uten tidsvariasjon i vindkraftproduksjonen. Kabelinvesteringer er direkte tilknyttet kabelverrsnittet, og er utslagsgivende for total investeringskostnad i den interne elkraftstrukturen.

I tabell 29 defineres kostnaden av SF6 effektbryter og 66 kV lastskillebryter. Kostnadsestimatet for effektbrytere med tilhørende avgifter er definert av et kostnadsestimat gitt av ABB (Breaker bid, 2010). Kostnadsestimatet inkluderer ikke kostnaden av overstrømsvern, siden overstrømsvernet ikke leveres med effektbryteren. Kostnadsestimat for 66 kV lastskillebrytere er mangelfullt, men sentralnettet i New Zealand har fastsatt et kostnadsestimat for 66 kV lastskillebryter som benyttes i oppgavens lønnsomhetsanalyser (Transpower, 2013, s. 3). Lønnsomhetsanalysen inkluderer ikke montasjekostnader av vernsystemet. Sensitiviteten av begrensingen er liten siden multi ring og radielt nett har et tilsvarende antall effektbrytere, men begrensningen blir relativt mer utslagsgivende for montasje av lastskillebrytere.

Tabell 29 Kostnadsdata for effektbryter og lastskillebryter:

| Nettkonfigurasjon | | Multi-ring | | Radielt nett | |
|-------------------|------------------------|------------|--------------------------|--------------|--------------------------|
| Bryterteknologi | Kostnad per enhet [M€] | Antall | C_{Bryter} [M€] | Antall | C_{Bryter} [M€] |
| CB | 0,046768 | 50 | 2,3384 | 50 | 2,3384 |
| LB | 0,042300 | 80 | 3,3840 | 40 | 1,6920 |
| Total | | 130 | 5,7224 | 90 | 4,0304 |

Ytterligere kostnader tilknyttet installasjonskostnader av 66 kV XLPE kabel er beregnet i tabell 30. I realiteten varierer installasjonskostnaden avhengig av tverrsnitt. Siden 66 kV XLPE kabel er en nyutviklet teknologi fastsettes installasjonskostnaden uavhengig av tverrsnittet. I denne oppgaven benyttes et konservativt estimat for installasjonskostnader i havvindparker. Et erfaringstall fra SINTEF Energi fastsetter oppgavens kostnadsestimat for installasjon av kabler, tilsvarende 0,15 [M€/km] (Krikeby, 2014, s. 9). Tallmaterialet som fremgår av henholdsvis tabell 30 og 31 fastsetter kostnadsestimatet for radielt nett og multi ring.

Tabell 30 Investeringskostnader i radielt nett uten bryterkostnader:

| Radielt nett | Tverrsnitt[mm ²] | Avstand [km] | C_{Kabel} [M€] | $C_{\text{Installasjon}}$ [M€] | C_{Total} [M€] |
|---------------|------------------------------|--------------|-------------------------|--------------------------------|-------------------------|
| Seksjon (1,2) | 240 | 36,00 | 12,276 | 5,400 | 17,676 |
| Seksjon (3,4) | 185 | 36,00 | 11,052 | 5,400 | 16,452 |
| Total | | 72,00 | 23,328 | 10,800 | 34,128 |

Tabell 31 Investeringskostnader i multi ring uten bryterkostnader:

| Multi-ring | Antall strenger i en ring | Tverrsnitt[mm ²] | Avstand [km] | C_{Kabel} [M€] | $C_{\text{Installasjon}}$ [M€] | C_{Total} [M€] |
|---------------|---------------------------|------------------------------|---------------|-------------------------|--------------------------------|-------------------------|
| Seksjon (1,2) | 3 | 400 | 21,60 | 9,050 | 3,240 | 12,290 |
| Seksjon (3,4) | 3 | 240 | 21,60 | 7,366 | 3,240 | 10,606 |
| Seksjon (1,2) | 4 | 300 | 14,40 | 5,386 | 2,160 | 7,546 |
| Seksjon (3,4) | 4 | 240 | 14,40 | 4,910 | 2,160 | 7,070 |
| Endeseksjon | | 240 | 12,60 | 4,297 | 1,890 | 6,187 |
| Total | | | 84,600 | 31,009 | 12,690 | 43,699 |

Kabelinvesteringskostnaden C_{Kabel} er et resultat av kostnadsestimatet for 66 kV kabler i kapittel 5.2. Av tabellene overfor fremkommer det at investeringskostnaden i multi-ring er relativt høyere enn investeringskostnaden i radielt nett. For at multi-ring skal oppnå lønnsomhet er det nødvendig at multi-ring oppnår tilstrekkelig høy leveringspålitelighet.

Lønnsomheten av optimal redundans bestemmes av diskontert kostnad av tapt produksjon og investeringskostnader, jf. kapittel 4.4. Kostnaden av tapt produksjon diskonteres over analyseperioden, fra år 2017 til 2037, og fastsettes av Storbritannias «Contracts for Difference scheme (CfDs)» og den britiske spotprisen. I nåverdiberegningene fastsetter CfDs salgsprisen for britisk havvind i 15 år, mens den britiske spotprisen fastsetter salgsprisen i 5 år. Kostnaden av tapt produksjon, er et resultat av nettonåverdiberegninger i vedlegg G4. og G5. Resultatet i tabell 32 og 33 er basert på resultatet i henholdsvis tabell 24 og 27. Nedenfor analyseres relativ lønnsomhet av multi-ring med og uten tidsvariasjon i vindkraftproduksjonen. Lønnsomhetsanalysen som inkluderer tidsvariasjon i vindkraftproduksjonen indikerer betydningen av å modellere tidsvariasjon i pålitelighetsanalyser.

Tabell 32 Lønnsomhetsanalyse av multi-ring og radielt nett uten tidsvariasjon i vindkraftproduksjonen:

| Alternativ | Nett-konfigurasjon | EIC [M€] | C _{Kabel} [M€] | C _{Installasjon} [M€] | C _{Bryter} [M€] | C _{Total} [M€] |
|--------------------|--------------------|----------|-------------------------|--------------------------------|--------------------------|-------------------------|
| C(A ₁) | Multi-ring | 7,7468 | 31,0086 | 12,6900 | 5,7224 | 57,1678 |
| C(A ₀) | Radielt nett | 43,4655 | 23,3280 | 10,8000 | 4,0304 | 81,6239 |

Tabell 33 Lønnsomhetsanalyse av multi-ring og radielt nett med tidsvariasjon i vindkraftproduksjonen:

| Alternativ | Nett- konfigurasjon | EIC [M€] | C _{Kabel} [M€] | C _{Installasjon} [M€] | C _{Bryter} [M€] | C _{Total} [M€] |
|--------------------|---------------------|----------|-------------------------|--------------------------------|--------------------------|-------------------------|
| C(A ₁) | Multi-ring | 4,2665 | 31,0086 | 12,6900 | 5,7224 | 53,6875 |
| C(A ₀) | Radielt nett | 23,8584 | 23,3280 | 10,8000 | 4,0304 | 62,0168 |

Tabell 34 inkluderer effekttap i lønnsomhetsanalysen, jf. vedlegg G5. tabell 34 betegner kostnaden av tapt produksjon summen av EIC og kostnaden av effekttap i kabler.

Tabell 34 Lønnsomhetsanalyse av multi-ring og radielt nett med effekttap i kabler:

| Alternativ | Nett-konfigurasjon | Kostnaden av tapt produksjon [M€] | C _{Kabel} [M€] | C _{Installasjon} [M€] | C _{Bryter} [M€] | C _{Installasjon} [M€] |
|--------------------|--------------------|-----------------------------------|-------------------------|--------------------------------|--------------------------|--------------------------------|
| C(A ₁) | Multi-ring | 40,1607 | 31,0086 | 12,6900 | 5,7224 | 89,5817 |
| C(A ₀) | Radielt nett | 82,7076 | 23,3280 | 10,8000 | 4,0304 | 120,8660 |

Tabell 32 og 33 indikerer at multi-ring bidrar til en relativt høyere lønnsomhet sammenlignet med radielt nett, når redusert kostnad av tapt produksjon er basert på kriteriet for driftssikkerhet. Multi-ring oppnår tilstrekkelig høy leveringspålitelighet, og nettkonfigurasjonen oppnår en relativ lønnsomhet for henholdsvis uten og med tidsvariasjon i vindkraftproduksjonen:

- Lønnsomhet av multi-ring: $L(A_1) = C(A_0) - C(A_1) = 24,4561 \text{ M€}$ (8.1)

- Lønnsomhet av multi-ring: $L(A_1) = C(A_0) - C(A_1) = 8,3293 \text{ M€}$ (8.2)

Av beregningene fremkommer det at EIC er utslagsgivende for lønnsomhetsanalysen. Siden multi ring oppnår relativt lavere effekttap sammenlignet med radielt nett bidrar diskontert kostnad av effekttap til relativt høyere lønnsomhet av multi ring, jf. tabell 34.

- Lønnsomhet av multi-ring: $L(A_1) = C(A_0) - C(A_1) = 31,2843 \text{ M€}$ (8.3)

8.5 Sensitivitetsanalyser

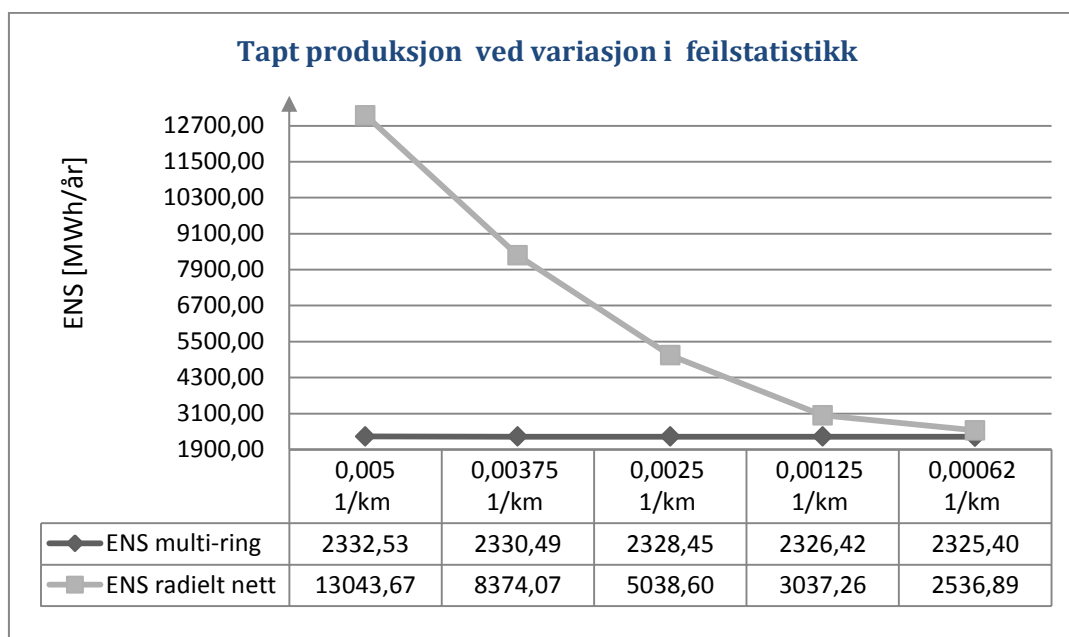
I dette kapitlet kvantifiseres sensitiviteten av resultatet i kapittel 8.4, når feilstatistikken for kabler reduseres Avslutningsvis kvantifiseres sensitiviteten av at investeringskostnaden og feilstatikken varierer. En endring i spotprisen er ikke utslagsgivende for lønnsomhetsanalysen pga. at spot prisen fastsetter kostanden av tapt produksjon i fem år. Av den grunn analyseres ikke variasjon i spotprisen.

Tabell 35 Prosentvis endring av feilstatistikk:

| Feilfrekvens [km/år] | MTTR [h] | Prosentvis reduksjon |
|--------------------------|-------------|-------------------------|
| 0,005 | 2030 | 0 |
| 0,00375 | 1522,5 | 25 |
| 0,0025 | 1015 | 50 |
| 0,00125 | 507,5 | 75 |
| 0,000625 | 253,7 | 87,5 |

Modellparametere med høyest usikkerhet er feilstatistikk tilknyttet XLPE sjøkabler. Endring av feilfrekvensen er utslagsgivende for relativ lønnsomhet av multi-ring. Sensitiviteten av å variere feilstatistikken identifiseres for uavhengige og avhengige kabelfeil. Bidraget til tapt produksjon fra vernsystemet isoleres. Sensitiviteten av å variere feilstatistikken for kabler kvantifiseres via en prosentvis endring av utgangsverdien, jf. tabell 35. Det forutsettes at

feilfrekvensen og reparasjonstiden har en tilsvarende prosentvis endring. Når feilfrekvensen reduseres, er prosentnedgangen i gjennomsnittlig reparasjonstid i realiteten høyere. Likevel er det hensiktsmessig å anta en samvariasjon i gjennomsnittlig reparasjonstid og feilfrekvensen. Variasjonen kvantifiseres i absolutt endring av tapt produksjon i figur 26.



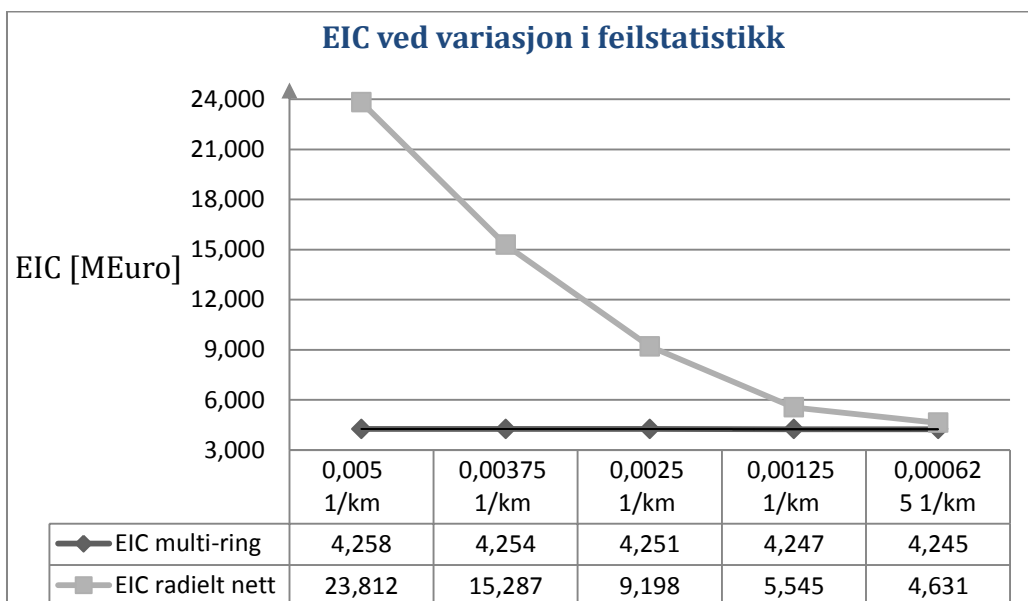
Figur 26: Tapt produksjon ved variasjon i feilstatistikk.

Tabell 36 definerer relativ prosentvis reduksjon av tapt produksjon når kabelfeilfrekvensen og reparasjonstiden reduseres, mens uavhengige og avhengige bryterfeil isoleres fra analysen.

Tabell 36 Relativ prosentvis reduksjon av tapt produksjon:

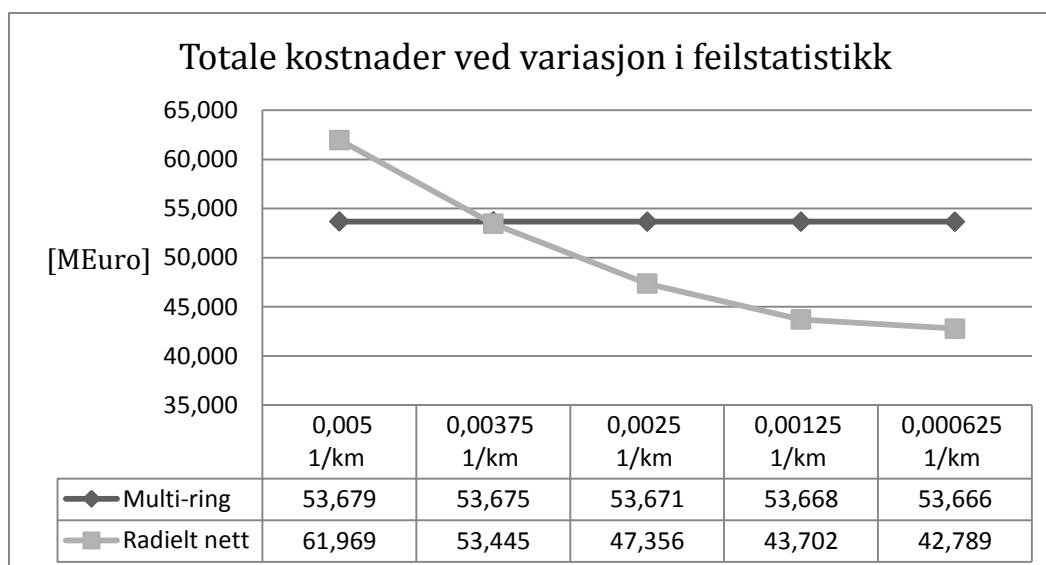
| Feilfrekvens [km/år] | Multi-ring | Radielt nett |
|----------------------|------------|--------------|
| 0,005-0,00375 | 0,087 | 35,79 |
| 0,005-0,0025 | 0,175 | 61,37 |
| 0,005-0,00125 | 0,262 | 76,71 |
| 0,005-0,000625 | 0,306 | 80,55 |

Figur 27 kvantifiserer hvordan kostnaden av tapt produksjon endres når feilstatistikk for kabler reduseres.



Figur 27: EIC ved variasjon i feilstatistikk.

Figur 26 og 27 indikerer at multi-ring ikke er sensitiv til variasjon i feilstatistikk, mens radielt nett er sensitiv til at feilfrekvensen og reparasjonstiden reduseres.



Figur 28: Totale kostnader ved variasjon i feilstatistikk.

Relativ lønnsomhet av multi-ring reduseres når feilfrekvensen varierer i henhold til tabell 36. Figur 28 illustrerer at når feilfrekvensen skifter fra 0,005 til 0,00375 (1/km) er ikke multi-ring et lønnsomt alternativ, når kostnadsestimatet for investeringskostnader i tabell 32 er inkludert. Tapt produksjon og EIC inkluderer kun bidraget fra uavhengige og avhengige kabelfeil. Relativ lønnsomhet av multi-ring fastsettes av siste kolonne nedenfor, når alle investeringskostnader har enheten M€. Tabell 37 angir relativ lønnsomhet av multi-ring når investeringskostnaden er konstant, jf. figur 28. I henholdsvis tabell 37, 38, 39 og 40 isoleres virkningen av effekttap i kabler.

Tabell 37 Relativ lønnsomhet av multi-ring ved variasjon i feilstatistikk:

| Feilfrekvens [km/år] | Nett konfigurasjon | EIC | Innstillasjons- kostnader | Bryter kostnader | Kabel kostnader | Totale kostnader | Relativ lønnsomhet [M€] |
|-------------------------|-----------------------|--------|------------------------------|---------------------|--------------------|---------------------|----------------------------|
| 0,005 | Multi ring | 4,258 | 12,690 | 5,722 | 31,009 | 53,679 | |
| | Radielt nett | 23,812 | 10,800 | 4,030 | 23,328 | 61,969 | 8,290 |
| 0,00375 | Multi ring | 4,254 | 12,690 | 5,722 | 31,009 | 53,675 | |
| | Radielt nett | 15,287 | 10,800 | 4,030 | 23,328 | 53,445 | -0,230 |
| 0,0025 | Multi ring | 4,251 | 12,690 | 5,722 | 31,009 | 53,671 | |
| | Radielt nett | 9,198 | 10,800 | 4,030 | 23,328 | 47,356 | -6,316 |
| 0,00125 | Multi ring | 4,247 | 12,690 | 5,722 | 31,009 | 53,668 | |
| | Radielt nett | 5,545 | 10,800 | 4,030 | 23,328 | 43,702 | -9,965 |
| 0,000625 | Multi ring | 4,245 | 12,690 | 5,722 | 31,009 | 53,666 | |
| | Radielt nett | 4,631 | 10,800 | 4,030 | 23,328 | 42,789 | -10,877 |

Tabell 38 Relativ lønnsomhet av multi-ring ved 5 % økning i investeringskostnaden:

| Feilfrekvens [km/år] | Nett-konfigurasjon | EIC | Innstallasjons-kostnader | Bryter kostnader | Kabel kostnader | Totale kostnader | Relativ lønnsomhet [M€] |
|----------------------|--------------------|--------|--------------------------|------------------|-----------------|------------------|-------------------------|
| 0,005 | Multi-ring | 4,258 | 13,325 | 6,008 | 32,559 | 56,150 | |
| | Radielt nett | 23,812 | 11,340 | 4,231 | 24,494 | 63,877 | 7,727 |
| 0,00375 | Multi-ring | 4,254 | 13,325 | 6,008 | 32,559 | 56,146 | |
| | Radiel nett | 15,287 | 11,340 | 4,231 | 24,494 | 55,353 | -0,793 |
| 0,0025 | Multi-ring | 4,251 | 13,325 | 6,008 | 32,559 | 56,142 | |
| | Radielt nett | 9,198 | 11,340 | 4,231 | 24,494 | 49,264 | -6,879 |

Tabell 39 Relativ lønnsomhet av multi-ring ved 10 % økning i investeringskostnaden:

| Feilfrekvens [km/år] | Nett-konfigurasjon | EIC | Innstallasjons-kostnader | Bryter kostnader | Kabel kostnader | Totale kostnader | Relativ lønnsomhet [M€] |
|----------------------|--------------------|--------|--------------------------|------------------|-----------------|------------------|-------------------------|
| 0,005 | Multi-ring | 4,258 | 13,959 | 6,294 | 34,110 | 58,621 | |
| | Radielt nett | 23,812 | 11,880 | 4,433 | 25,661 | 65,785 | 7,164 |
| 0,00375 | Multi-ring | 4,254 | 13,959 | 6,294 | 34,110 | 58,617 | |
| | Radiel nett | 15,287 | 11,880 | 4,433 | 25,661 | 57,260 | -1,357 |
| 0,0025 | Multi-ring | 4,251 | 13,959 | 6,294 | 34,110 | 58,613 | |
| | Radielt nett | 9,198 | 11,880 | 4,433 | 25,661 | 51,171 | -7,442 |

Tabell 38 og 39 indikerer troverdigheten av resultatet i kapittel 8.4 når investeringskostnaden øker, mens feilstatikken varierer. Tabell 38 og 39 indikerer endringen i lønnsomheten av multi-ring når investeringskostnaden øker henholdsvis 5 og 10 %, mens EIC varierer tilsvarende som i tabell 37. Tabell 38 og 39 indikerer at den relative lønnsomheten av multi-ring er lite sensitiv til at investeringskostnaden øker 5 og 10 %. I tabell 40 er det analysert hvor mye investeringskostnaden kan øke for at multi-ring blir ulønnsom. Tabell 40 indikerer at når investeringskostnaden øker 74 % blir multi-ring ulønnsom sammenlignet med radielt nett, når 66 kV XLPE sjøkabler har en feilfrekvensen på 0,005 (1/km).

Tabell 40 Relativ lønnsomhet av multi-ring ved 74 % økning i investeringskostnaden:

| Feilfrekvens [km/år] | Nett-konfigurasjon | EIC | Innstallasjons-kostnader | Bryter kostnader | Kabel kostnader | Totale kostnader | Relativ lønnsomhet [M€] |
|----------------------|--------------------|--------|--------------------------|------------------|-----------------|------------------|-------------------------|
| 0,005 | Multi-ring | 4,258 | 22,081 | 9,956 | 53,956 | 90,250 | |
| | Radielt nett | 23,812 | 18,792 | 7,012 | 40,591 | 90,206 | -0,044 |
| 0,00375 | Multi-ring | 4,254 | 22,081 | 9,956 | 53,956 | 90,246 | |
| | Radiel nett | 15,287 | 18,792 | 7,012 | 40,591 | 81,681 | -8,565 |
| 0,0025 | Multi-ring | 4,251 | 22,081 | 9,956 | 53,956 | 90,243 | |
| | Radielt nett | 9,198 | 18,792 | 7,012 | 40,591 | 75,592 | -14,650 |

Siden multi-ring oppnår betraktelig lavere effekttap sammenlignet med radielt nett er det utslagsgivende å inkludere effekttap i lønnsomhetsanalysen, jf. vedlegg J. I tabell 41 er virkningen av effekttap inkludert i lønnsomhetsanalysen, mens investeringskostnaden er konstant.

Tabell 41 Relativ lønnsomhet av multi-ring når effekttap i kabler inkluderes:

| Feilfrekvens [km/år] | Nett-konfigurasjon | Kostnader av effekttap | EIC | Innstallasjons-kostnader | Bryter kostnader | Kabel kostnader | Totale kostnader | Relativ lønnsomhet [M€] |
|----------------------|--------------------|------------------------|---------|--------------------------|------------------|-----------------|------------------|-------------------------|
| 0,005 | Multi-ring | 35,8212 | 4,2581 | 12,6900 | 5,7216 | 31,0086 | 89,4995 | |
| | Radielt nett | 58,8492 | 23,8115 | 10,8000 | 4,0296 | 23,3280 | 120,8183 | 31,3188 |
| 0,00375 | Multi-ring | 35,8212 | 4,2544 | 12,6900 | 5,7216 | 31,0086 | 89,4958 | |
| | Radielt nett | 58,8492 | 15,2871 | 10,8000 | 4,0296 | 23,3280 | 112,2939 | 22,7981 |
| 0,0025 | Multi-ring | 35,8212 | 4,2507 | 12,6900 | 5,7216 | 31,0086 | 89,4921 | |
| | Radielt nett | 58,8492 | 9,1981 | 10,8000 | 4,0296 | 23,3280 | 106,2049 | 16,7128 |
| 0,00125 | Multi-ring | 35,8212 | 4,2469 | 12,6900 | 5,7216 | 31,0086 | 89,4883 | |
| | Radielt nett | 58,8492 | 5,5446 | 10,8000 | 4,0296 | 23,3280 | 102,5514 | 13,0631 |
| 0,000625 | Multi-ring | 35,8212 | 4,2450 | 12,6900 | 5,7216 | 31,0086 | 89,4864 | |
| | Radielt nett | 58,8492 | 4,6312 | 10,8000 | 4,0296 | 23,3280 | 101,6380 | 12,1516 |

Resultatet i tabell 41 er et resultat av vedlegg J. Resultater indikerer at multi-ring oppnår relativt høyere lønnsomhet sammenlignet med radielt nett når virkningen av effekttap er inkludert i lønnsomhetsanalysen. Resultatet indikerer at når kostnaden av effekttap og EIC diskonteres over analyseperioden, vil multi-ring oppnå relativt høyere lønnsomhet sammenlignet med radielt nett uavhengig av variasjon i feilstatistikken.

9.0 Diskusjon

Opgavens hovedformål er oppnådd gjennom kortslutnings-, lastflyt, pålitelighets- og lønnsomhetsanalyser. Det er identifisert at multi ring bidrar til relativt høyere lønnsomhet, leveringspålitelighet og driftssikkerhet i DRW. Oppgavens problemstilling besvares hovedsakelig i kapittel 8.2 og 8.3.

9.1 Optimal redundans

Leveringspålitelighet, lønnsomhet og driftssikkerhet i multi-ring og radielt nett er et resultat av nettdimensjoneringen som ble fastsatt via kortslutningsanalyser i kapittel 6.5. Kapittelet avdekket et redundansnivå som bidrar til høyere avkastning av vindkraftproduksjonen. Redundansnivået er utslagsgivende for systemets leveringspålitelighet. Det vil derfor redegjøres for redundansnivået som bidrar til at tilgjengeligheten av vindkraftproduksjonen maksimeres.

Tabell 8 i kapittel 6.1 indikerer at 75 % redundans i henholdsvis første og andre seksjon bidrar til at optimal redundans tilfredsstilles, jf. kapittel 6.5. Kortslutningsanalyser i kapittel 6.5 indikerer at kortslutningsstrømmen er betraktelig lavere sammenlignet med maksimal akseptabel kortslutningsstrøm i første og andre seksjon. Tabell 16 og 18 i kapittel 6.5 indikerer at multi-ring oppnår termisk overbelastning dersom nettdimensjoneringen inkluderer et nivå lavere enn 75 % redundans ved feil. Alternativ 2 i tabell 18 indikerer at grenseverdier for termisk belastning tilfredsstilles når kabel L1 feiler. Termiske restriksjoner vil tilfredsstilles for alle driftssituasjoner pga. at maksimal vindkraftproduksjon inkluderes i analysen. Derfor er det nødvendig at første og andre seksjon inkluderer 75 % redundans.

Tredje og fjerde seksjon dimensjoneres med et tverrsnitt som inkluderer mer enn 100 % redundans. Det er nødvendig for at termiske restriksjoner skal tilfredsstilles ved kortslutning. Kortslutningsanalyser og lastflytanalyser fastsetter nettkonfigurasjonens minimumstverrsnitt, slik at nødvendige tekniske restriksjoner tilfredsstilles ved verst tenkelig feilsituasjon. Av den grunn bidrar redundansnivået til optimal produksjonsallokering i reserveforbindelser ved feil.

Kapittel 6.5.3 kvantifiserer endringen av å redusere tverrsnittet inntil en ekstra reduksjon er ulønnsom. Analysene tallfester marginal økning av tapt produksjon når tverrsnittet reduseres. Marginalinntekten og marginalkostnaden reduseres relativt lite mellom 75 og 100 % redundans. Tabell 20 indikerer optimal redundans mellom 50 og 75 %. Nivået bidrar til lavest marginalkostnad for seksjon nr. 3 og 4. Mens tabell 19 indikerer optimal redundans for seksjon nr. 1 og 2 mellom 25 % og 50 % redundans. En slik dimensjonering vil ikke håndtere maksimal kortslutningsstrøm. Derfor fastsettes nettkapasiteten av oppgavens kortslutningsanalyser. Analysene i kapittel 6.5.3 indikerer en høyere prosentvis endring av marginal investeringskostnad sammenlignet med prosentvis endring av marginalinntekten når nettkapasiteten reduseres. Årsaken er at investeringskostnaden er relativt sensitiv til at kabeltverrsnittet endres på grunn av kostnadsestimatet som defineres i kapittel 5.3. Tapt produksjon har en høyere prosentvis økning ved overgang fra 50 % til 25 % redundans. Grunnen til at tapt produksjon har en høyere prosentvis økning når kabeltverrsnitt endres fra 300 til 240 mm², er at kabeltverrsnittene tillater mindre endring i termisk belastning sammenlignet med større kabeltverrsnitt, jf. tabell 45 i vedlegg A.

Analysene av optimal redundans har tydeliggjort hvor viktig det er å analysere maksimal 3-fase kortslutningsstrøm og termisk belastning ved verst tenkelig feilsituasjon. Dersom analysene ble begrenset til å analysere maksimal kortslutningsstrøm kunne det bidratt til en uakseptabel reduksjon av nettkapasiteten. Analysene av termisk belastning i tabell 16 og 18 bidrar til at seksjon nr.1 og 2 ikke dimensjoneres med en lavere nettkapasitet enn 75 % redundans. Det var forventet at et lavere redundansnivå enn 75 % redundans kunne tilfredsstille tekniske restriksjoner pga. sannsynlighetsfordelingen av produksjonsnivåer, jf. tabell 13 i kapittel 6.4. Denne forventningen innfris ikke pga. at kortslutningsanalysen ble utført ved maksimal vindkraftproduksjon. For å minimalisere konsekvensen av feil for enhver driftssituasjon er det avgjørende å utføre kortslutningsanalyser ved maksimal vindkraftproduksjon. Pga. av at identifisert redundansnivå er basert på kortslutningsanalyser ved maksimal vindkraftproduksjon vil dette nivået bidra til at konsekvensen av feil reduseres.

9.2 Leveringspålitelighet og lønnsomhet

Resultatet i kapittel 8.2 og 8.3 angir relativt høyere leveringspålitelighet i multi-ring sammenlignet med radielt nett. Årsaken er at multi-ring gjenoppretter energileveransen ved feil, som en konsekvens av nettkonfigurasjonens redundansnivå. Flere seksjoneringsmuligheter muliggjør større kompenseringsevne ved feil i nettkonfigurasjoner med redundans.

Redundansnivået i multi-ring bidrar til en relativt høyere reduksjon av EIC til en lavere økning i investeringskostnaden sammenlignet med andre nettkonfigurasjoner. Uavhengige kabelfeil er årsaken til lavere leveringspålitelighet i radielt nett. Grunnen er at seksjoneringsmuligheter ikke eksisterer ved feil, og vindkraftproduksjonen overføres til PCC etter at reparasjon er utført.

Multi-ring har en lavere utetid pga. at utetiden til nettkonfigurasjonen er definert av omkoblingstiden. Multi-ring muliggjør optimal allokering av vindkraftproduksjonen i reserveforbindelser, og undersøker om produksjonsutkobling kan avverges. Multi-ring muliggjør optimal gjenopprettelse av energileveransen ved feil pga. at nettkonfigurasjon fordeler vindkraftproduksjonen til n-reserveforbindelser ved feil. Dimensjoneringskriteriet for optimal redundans i kapittel 5.4.1 bidrar til optimal produksjonsallokering. Dvs. at når kabel L1 feiler i figur 13 fordeles 40 MW til to reserveforbindelser med optimal nettkapasitet. Av den grunn vil utetiden reduseres, og multi-ring vil oppnå høyere leveringspålitelighet og lønnsomhet sammenlignet med radielt nett. Nettkonfigurasjonens seksjoneringsmuligheter begrenser utfallet av termisk overbelastning. Tabell 42 angir at multi-ring muliggjør en 82 % reduksjon av tapt produksjon for henholdsvis med og uten tidsvariasjon i vindkraft produksjonen, jf. tabell 24 og 27.

Tabell 42 Prosentvis reduksjon av tapt produksjon i multi-ring sammenlignet med radielt nett:

| | Uten tidsvariasjon | Med tidsvariasjon |
|--------------------------------|---|---|
| | Prosentvis reduksjon av tapt produksjon | Prosentvis reduksjon av tapt produksjon |
| Uavhengige kabelfeil | 99,9 | 99,9 |
| Uavhengige bryterfeil | 84,1 | 84,4 |
| Avhengige kabel og bryter feil | 2,3 | 2,0 |
| PCC feil | 82,2 | 82,1 |
| Total reduksjon | 82,2 | 82,1 |

Resultatet i tabell 42 indikerer en samvariasjon i prosentvis reduksjon av tapt produksjon for modellen med og uten tidsvariasjon i vindkraftproduksjonen. Sammenligningen angir at

uavhengige kabelfeil utgjør størst andel av reduksjonen, og indikerer at multi-ring muliggjør en reduksjon av uavhengige kabelfeil på anslagsvis 100 %, som en konsekvens av resonnementet ovenfor. Siden multi-ring har flere forgreiningspunkt ble det forventet at avhengige feil skulle bidra til en høyere reduksjon sammenlignet med uavhengige feil. Det vil redegjøres for årsaken til at uavhengige feil bidrar til en større reduksjon enn avhengige feil nedenfor. Radielt nett er mer sensitiv til uavhengige feil pga. høyere sannsynlighet for termisk overbelastning i lastpunkt uten forgreininger. Av den grunn øker bidraget til tapt produksjon fra uavhengige feil i radielt nett. Mens multi-ring har flere forgreiningspunkt uten termisk overbelastning. Multi-ring har relativt færre anleggsdeler som er utsatt for termisk belastning, og derfor reduseres sannsynligheten for avhengige feil i nettkonfigurasjonen.

Tabell 24 og 27 definerer at avhengige feil utgjør 99,38 og 18,13 % av total tapt produksjon i henholdsvis multi ring og radielt nett. Det er et resultat av relativt flere forgreininger og flere utfallskombinasjoner ved driftsforstyrrelser i multi-ring. Likevel er bidraget fra avhengige feil uten tidsvariasjon i vindkraftproduksjonen 99,64 MWh høyere i radielt nett sammenlignet med bidraget fra avhengige feil i multi-ring. Bidraget til tapt produksjon fra avhengige feil er 47,34 MWh høyere i radielt nett sammenlignet med multi-ring når tidsvariasjon i vindkraftproduksjonen er inkludert. Det tilsvarer at multi-ring muliggjør en reduksjon av avhengige feil på 2 %. Årsaken til høyere bidrag til tapt produksjon fra avhengige feil i radielt nett er at det ikke eksisterer seksjoneringsmuligheter. I tillegg er konsekvensen av utfallskombinasjoner og gjennomsnittlig reparasjonstid høyere i radielt nett. Det understøttes av resultatet i tabell 26. Resultatet kvantifiserer at multi-ring bidrar til en reduksjon av gjennomsnittlig utetid per vindturbin (SAIDI) på 45,23 h/år. Årsaken er at multi-ring har en høyere gjenopprettingsevne, slik at gjennomsnittlig reparasjonstid reduseres. Bryterkonfigurasjonen i multi-ring reduserer konsekvensen av utfallskombinasjoner og bidrar til optimal gjenoppretting ved feil, slik at reparasjonsfrekvensen i hvert lastpunkt reduseres.

Tabell 26 indikerer en økning av SAIFI på anslagsvis 0,0549 (1/år) i multi ring sammenlignet med radielt nett. Forbedring av SAIFI kan oppnås ved å redusere varige utfall via vedlikeholdsarbeid (Momoh, 2007, s. 119). På grunn av at multi-ring sammenkobler flere turbiner, øker bidraget til systemets feilfrekvens λ_s , dvs. SAIFI øker. Effekten av å inkludere flere seksjoneringsmuligheter med fjernstyring er en høyere prosentvis reduksjon av systemets gjennomsnittlige reparasjonstid sammenlignet med systemets feilfrekvens. Det vil si at SAIDI oppnår en prosentvis høyere reduksjon sammenlignet med SAIFI. Av den grunn oppnår multi-ring relativt høyere tilgjengelighet sammenlignet med radielt nett.

Nedenfor sammenlignes oppgavens resultater med tidligere forskningsarbeid. Tabell 43 indikerer investeringskostnad og leveringspålitelighet i multi-ring sammenlignet med radielt nett. Siden radielt nett definerer et referansealternativ, settes investeringskostnad og tapt produksjon i radielt nett lik 100 %, mens investeringskostnaden og tapt produksjon i multi-ring er definert som prosentandel av referansealternativet. I tabell 43 betegner tapt produksjon i høyre kolonne summen av tapt produksjon pga. svikt og effekttap i kabler, jf. tabell 25. For å etablere et bedre sammenligningsgrunnlag inkluderes ikke tidsvariasjon i vindkraftproduksjonen.

Tabell 43 Sammenligning av studier:

| Studium | (Ramos & Lumbreras, 2012) | | Optimal redundans i DRW | |
|------------|----------------------------|---------------------|----------------------------|---------------------|
| | Investerings kostnader [%] | Tapt produksjon [%] | Investerings kostnader [%] | Tapt produksjon [%] |
| Radiell | 100 | 100 | 100 | 100 |
| Multi-ring | 118 | 76 | 129,5 | 42,6 |

Tabell 43 indikerer avvik mellom oppgavens resultater og tidligere forskningsarbeid (Ramos & Lumbreras, 2012). Sammenligningsgrunnlaget er mangelfult pga. at Ramos & Lumbreras (2012) ikke indikerer hvilke forutsetninger som legges til grunn for tapt produksjon. Optimal redundans i DRW muliggjør en prosentvis reduksjon av tapt produksjon og prosentvis økning av investeringskostnad på henholdsvis ca. 57,4% og 29,5%. Når ikke effekttap i kabler inkluderes, oppnås en prosentnedgangen i tapt produksjon på 82,2%. Multi-ring bidrar til en relativt høyere leveringspålitelighet sammenlignet med økningen i investeringskostnaden. Årsaken er at multi-ring muliggjør optimal produksjonsallokering ved feil og minimaliserer nettkonfigurasjonens utetid. Av den grunn er diskontert kostnad av tapt produksjon i radielt nett høyere enn diskontert kostnad av tapt produksjon i multi-ring. Multi-ring oppnår lønnsomhet pga. at diskontert kostnad av tapt produksjon øker relativt mer i radielt nett sammenlignet med økningen av investeringskostnaden i multi-ring.

Kapittel 8.2 og 8.3 kvantifiserer leveringspålitelighet med og uten tidsvariasjon i vindkraftproduksjonen. Mens kapittel 8.4 identifiserer relativ lønnsomhet av multi-ring. Modellen for tidsvariasjon i vindkraftproduksjon er direkte utslagsgivende for oppgavens resultater. Resultatet i kapittel 8.2 og 8.3 definerer en forholdsvis høyere økning av leveringspåliteligheten i nettkonfigurasjonene ved tidsvariasjon i vindkraftproduksjonen. I tabell 28 defineres en prosentnedgang av total tapt produksjon på 44,9 og 45,1 % for henholdsvis multi ring og radielt nett sammenlignet med resultatet i tabell 24. Modellen for tidsvariasjon i vindkraftproduksjonen bidrar til anslagsvis samme prosentnedgang for uavhengige kabelfeil, bryterfeil, avhengige feil og PCC feil. Årsaken til prosentnedgangen er at pålitelighetsalgoritmen inkluderer tap i turbinens omformerteknologi og en sannsynlighetsfordeling av ulike produksjonsnivåer. I henhold til kapittel 6.4 bidrar modellen for tidsvariasjon i vindkraftproduksjonen til prosentvis reduksjon av vindkraftproduksjonen på 44,6 % dersom DTU turbinen opererer ved merkeeffekt 8760 timer i året. Reduksjon av vindkraftproduksjonen på 44,6 % forklarer årsaken til prosentnedgangen av tapt produksjon i kapittel 8.3 sammenlignet med resultatet i kapittel 8.2. Modellen for tidsvariasjon i vindkraftproduksjonen bidrar til at nettkonfigurasjonens utetid ikke overestimeres.

Resultatet i tabell 32 og 33 indikerer at multi ring oppnår relativt høyere lønnsomhet på henholdsvis 24,45 og 8,33 M€. Uten tidsvariasjon i vindkraftproduksjonen er radielt nett utsatt for høyere termisk belastning, slik at nettkonfigurasjonens utetid øker. Årsaken til avviket i resultatet er at redundansnivået utnyttes bedre i multi ring når DTU vindturbinene opererer ved merkeeffekt enn når produksjonen defineres av sannsynlighetsfordelingen i tabell 13. Årsaken til at multi-ring oppnår 16,1 M€ høyere lønnsomhet uten tidsvariasjon i vindkraftproduksjonen, er prosentvis større endring i produksjonstilgjengeligheten i PCC sammenlignet med radielt nett. Multi-ring muliggjør en prosentnedgang av EPDR på 0,55 % og 1,01 % sammenlignet med

radielt nett for både med og uten tidsvariasjon i vindkraftproduksjonen, når ikke effekttap i kabler er inkludert, jf. tabell 25 og 28.

Resultatet i tabell 34 definerer relativ lønnsomhet av multi-ring når effekttap i kabler er inkludert. Årsaken til relativt høyere lønnsomhet av multi-ring sammenlignet med resultatet i tabell 32 og 33, er at multi-ring bidrar til høyere reduksjon av effekttap sammenlignet med radielt nett. Derfor oppnår multi-ring en høyere lønnsomhet på 31,28 M€ sammenlignet med radielt nett. I realiteten er effekttap i kabler ved tidsvariasjon i vindkraftproduksjonen lavere. Likevel forutsettes det anslagsvis tilsvarende relativ endring av effekttap når tidsvariasjon i vindkraftproduksjonen er inkludert. Effekttap reduseres i multi-ring pga. at nettkonfigurasjonen er dimensjonert med høyere kabelverrsnitt. Når kabelverrsnittet øker reduseres resistansen, dvs. at varmeutvikling i lederen reduseres, jf. kapittel 5.1. Reduksjonen av effekttap i multi-ring er utslagsgivende for lønnsomhetsanalysen, og resultatet indikerer i større grad lønnsomheten av multi-ring sammenlignet med resultatet i tabell 32 og 33.

Avviket mellom resultatene i tabell 32, 33 og 34 angir betydningen av å inkludere tidsvariasjon i vindkraftproduksjonen og kostnaden av tapt produksjon i lønnsomhetsanalyser. Resultatene i kapittel 8.5 har tydeliggjort betydningen av å analysere kostnaden av tapt produksjon for å identifisere relativ lønnsomhet av multi-ring. Lastflytanalysene i vedlegg B definerer effekttap i multi-ring og radielt nett. Forskjellen mellom resultatet i tabell 33 og 34 er et resultat av forskjellen mellom lastflytanalyser for radielt nett og multi-ring. Resultatene for lastflytanalysen og pålitelighetsanalysen med tidsvariasjon i vindkraftproduksjonen medvirket til avviket mellom resultatet i tabell 33 og 34. Avviket mellom resultatene var som forventet pga. en stor forskjell mellom lastflytanalysene for radielt nett og multi-ring. Resultatet tydeliggjør betydningen av at lønnsomhetsanalyser inkluderer EIC og kostnaden av effekttap i kabler.

9.3 Sensitivitetsanalyser

Variasjon i kabelfeilfrekvensen er direkte utslagsgivende for nettkonfigurasjonens tilgjengelighet. Endringen av tapt produksjon og EIC i figur 27 og 28 er et resultat av at feilstatistikken reduseres. Relativ lønnsomhet mellom nettkonfigurasjonene kvantifiseres i tabell 37. Tabell 37 tallfester at når kabelfeilfrekvensen skifter fra 0,005 til 0,00375 (1/km), er ikke multi-ring et lønnsomt alternativ når kostnadsestimatet for investeringskostnader i tabell 32 inkluderes. Årsaken er at multi-ring ikke er sensitiv til variasjon i feilstatistikk, mens radielt nett er sensitiv til dette. Tabell 36 angir at når feilfrekvensen skifter fra 0,005 til 0,00375 (1/km) oppnås en prosentvis reduksjon av tapt produksjon på 0,087 og 35,79 % i henholdsvis multi-ring og radielt nett. Årsaken til relativt høyere prosentvis reduksjon av ENS i radielt nett er prosentvis høyere reduksjon i gjennomsnittlig utetid per vindturbin sammenlignet med multi-ring. Dette er et resultat av optimal produksjonsallokering ved feil via seksjoneringsmuligheter. Av den grunn er nettkonfigurasjoner med redundans mindre sensitiv til variasjon i feilstatistikk. Endringen av feilstatistikken gir et utslagsgivende bidrag til kostnaden av tapt produksjon i radielt nett. En prosentvis endring av feilstatistikk på 25 % bidrar til at multi-ring blir ulønnsom sammenlignet med radielt nett. Feilfrekvenser fra tidligere studium i kapittel 6.4 med en lavere verdi enn 0,005 (1/km) er ikke statistisk signifikant siden tallmaterialet trolig kun inkluderer uavhengige feil, relativt lavere miljøpåvirkninger og risikofaktorer. Tallmaterialet baseres på feilfrekvenser for 33 kV sjøkabler, slik at sammenligningsgrunnlaget er relativt dårlig.

Tabell 38 indikerer at oppgavens resultater er lite sensitiv til endringer i investeringskostnaden. Når kostnadsestimatet i tabell 40 øker med 74 %, blir multi-ring ulønnsom sammenlignet med

radielt nett når kabelfeilfrekvensen og MTTR tilsvarer henholdsvis 0,005 (1/km) og 2030 h. Kostnadsestimatet for henholdsvis 66 kV XLPE sjøkabler, lastskillebrytere, effektbrytere og installasjonskostnader er mangelfullt. Årsaken er at 66 kV XLPE sjøkabler ikke er en utbredt teknologi i havvindparker, og at installasjonskostnaden varierer mye. Siden teknologien tilknytter seg få kostnadskilder, er det vanskelig å fremskaffe et sammenligningsgrunnlag til å kvantifisere usikkerheter. Sensitivitetsanalysen kvantifiserte prosentvis økning av investeringskostnadene og feilstatistikken på henholdsvis 74 % og 25 % for at multi-ring blir ulønnsom sammenlignet med radielt nett. Høy prosentvis akseptabel økning bidrar til at oppgavens resultater tilknyttet troverdighet.

Tabell 41 indikerer at når kostnaden av effekttap diskonteres over analyseperioden vil multi-ring oppnå relativt høyere lønnsomhet sammenlignet med radielt nett uavhengig av variasjon i feilstatistikk. Høy reduksjon av effekttap i multi-ring sammenlignet med radielt nett bidrar til at multi-ring oppnår lønnsomhet uavhengig av variasjon i feilstatistikk. Resultatet i tabell 41 angir at multi-ring ikke er sensitiv til variasjon i feilstatistikk og investeringskostnader når kostnaden av effekttap og EIC inkluderes i lønnsomhetsanalysen.

9.4 Analysemetodikk i DIGSILENT PowerFactory, systemavgrensning og troverdighet

Opgavens resultater er et resultat av analysemetodikk i PowerFactory. Av den grunn diskuteres programvarens evne til å beregne leveringspålidelighet i dette kapittelet. Opgavens resultater indikerer at DIGSILENT PowerFactory er et funksjonelt verktøy til å beregne leveringspålidelighet i maskenett. Siden verktøyet kan inkludere utallige tekniske restriksjoner og stokastiske modeller for ulike anleggsdeler er verktøyet funksjonelt til å beregne leveringspålidelighet i ulike nettkonfigurasjoner. Siden PowerFactory søker optimal produksjonsallokering via reserveforbindelser ved feil, vil termisk belastning reduseres. Troverdigheten av oppgavens resultater øker på grunn av at pålitelighetsalgoritmen gjenoppretter overføringsevnen via feilklarering og seksjonering. Algoritmen forsøker å redusere termisk overbelastning og avvik i spenningsverdier ved å utnytte reserveforbindelser. Siden pålitelighetsalgoritmen søker å redusere termisk overbelastning via reserveforbindelser er verktøyet funksjonelt til å beregne leveringspålidelighet i systemer med redundans. PowerFactory identifiserer tapt produksjon etter gjenoppretting, og når det ikke eksisterer seksjoneringsmuligheter ved feil øker bidraget til tapt produksjon.

En ulempe ved PowerFactory er at verktøyet ikke muliggjør anvendelse av feilfrekvenser og reparasjonstider i vernsystemet. Verktøyet muliggjør kun implementering av sannsynlighet for uteblitt utløsning av effektbrytere. Siden oppgavens resultater baseres på neglisjert bidrag fra funksjonsfeil i lastskillebryter, underestimeres bidraget til tapt produksjon forårsaket av bryterfeil. Opgavens resultater baseres på at lastskillebryteren kan seksjonere uavhengig av funksjonsfeil, mens seksjonering fastsettes av omkoblingstiden på 30 min. Bidraget til tapt produksjon forårsaket av uavhengige bryterfeil er dermed definert av henholdsvis omkoblingstiden, fjernstyringsfunksjonen og sannsynlighet for uteblitt utløsning av effektbryter. Disse seksjoneringsinnstillingene er i samsvar med virkeligheten, og bidrar til at resultatet tilknyttet troverdighet.

Opgavens resultater er basert på at hver vindturbin er modellert som en generell last, mens HVDC plattformen er modellert som et eksternt nettverk. En «omvendt» modellering er en god tilnærming av lastflyten i vindparker, og bidrar til en nøyaktig konvergens, jf. vedlegg B.

PowerFactory er et funksjonelt verktøy til å identifisere tapt produksjon forårsaket av uavhengige feil og avhengige feil. Resultatets troverdighet øker ved at bidraget fra uavhengig og avhengige feil er kvantifisert. Siden PowerFactory kan beregne bidraget til ENS fra uavhengige og avhengige feil, øker verktøyets anvendelighet. Oppgavens resultater indikerer at avhengige feil utgjør en høyere andel av total tapt produksjon når flere turbiner sammenkobles. Det indikerer at programvaren er egnet til å beregne bidraget fra avhengige feil i maskenett. Bidraget til tapt produksjon fra avhengige feil reduseres med 47,34 MWh i multi-ring sammenlignet med radielt nett når tidsvariasjon i vindkraftproduksjonen er inkludert, jf. tabell 22. Reduksjonen av avhengige feil er ikke stor sammenlignet med reduksjonen av uavhengige feil. Av den grunn bidrar ikke avhengige feil til en stor endring av resultatet.

Dersom multi-ring realiseres i fremtidens havvindparker vil det muliggjøre en høyere lønnsomhet av vindkraftproduksjonen. Multi-ring vil muliggjøre høyere lønnsomhet av vindkraftproduksjonen pga. at nettkonfigurasjonen har relativt høyere kostnadseffektivitet, leveringspålitelighet og driftssikkerhet sammenlignet med alternative nettkonfigurasjoner.

I videre planlegging av vindparker vil det være verdifullt å anvende DIGSILENT PowerFactory som analyseverktøy. Ved å anvende programvaren i videre planlegging kan tidsvariasjon i vindkraftproduksjonen modelleres i sammenheng med nettkonfigurasjonens tekniske restriksjoner. Ved å modellere tidsvariasjon i vindkraftproduksjonen vil ikke nettkonfigurasjonens utetid og kostnad av tapt produksjon overestimeres i pålitelighetsanalyser. Ved å anvende programvaren i videre planlegging, kan det i større grad identifiseres løsninger med relativt høyere kostnadseffektivitet, driftssikkerhet og leveringspålitelighet.

10.0 Konklusjon

Oppgaven har oppnådd sin målsetning gjennom å modellere to nettkonfigurasjoner i programvaren DIGSILENT PowerFactory. Oppgavens problemstilling er hovedsakelig besvart via analysemetodikk i DIGSILENT PowerFactory. Lønnsomheten av multi-ring er kvantitativt identifisert via lønnsomhets-, pålitelighets-, lastflyts- og kortslutningsanalyser. Av analysene kan det konkluderes at multi-ring bidrar til relativt høyere lønnsomhet av vindkraftproduksjonen i et langtidsperspektiv. Årsaken er at multi-ring reduserer kostnaden av tapt produksjon. Multi-ring bidrar til høyest lønnsomhet av vindkraftproduksjonen når kostnaden av tapt produksjon er diskontert over analyseperioden. Nettkonfigurasjonen maksimerer lønnsomheten av vindkraftproduksjonen via optimal produksjonsallokering og optimal gjenopprettingsevne ved feil. I fremtiden vil det være verdifullt å dimensjonere havvindparker med optimal redundans for å oppnå høyere leveringspålitelighet og driftssikkerhet.

Optimal redundans er identifisert ved å inkludere bryterkonfigurasjoner, tekniske restriksjoner, feilstatistikk, tidsvariasjon i vindkraftproduksjonen og investeringskostnader. Ved feil forsøker multi-ring å redusere termisk belastning via optimal produksjonsallokering i alternative reserveforbindelser. Optimal produksjonsallokering er et resultat av optimal nettkapasitet i reserveforbindelser. DRWs redundansnivå er definert av antall reserveforbindelser som medvirker til at systemets overføringsevne maksimeres, når sentrale investeringskostnader og tekniske restriksjoner er inkludert. Det er identifisert et redundansnivå som bidrar til at maksimal kortslutningsstrøm tilfredsstilles, slik at systemets totale overføringsevne øker ved verst tenkelig feilsituasjon. Av den grunn oppnår multi-ring relativt høyere leveringspålitelighet, lønnsomhet og driftssikkerhet sammenlignet med radielt nett.

På grunn av at multi-ring er dimensjonert med tilstrekkelig kortslutningsytelse, har multi ring evnen til å håndtere maksimal kortslutningsstrøm ved enhver driftssituasjon. Ved å forankre tilstrekkelig kortslutningsytelse i nettdimensjoneringen reduseres konsekvensen av feil.

10.1 Videre arbeid

I videre arbeid vil det være hensiktsmessig å analysere lønnsomheten av forsterket leveringspålitelighet i 132 kV nettverket. Leveringspåliteligheten i 132 kV nettverket er avgjørende for systemets totale leveringspålitelighet. Derfor er det verdifullt at fremtidige studier analyserer lønnsomheten av å sammenkoble transformatorstasjoner i Dogger Bank sonen. Parkens totale leveringspålitelighet kan analyseres ved å modellere HVDC plattformen tilkoblet flere transformatorplattformer. Når leveringspåliteligheten i hver vindparkdel er hensyntatt, kan lønnsomheten av redundans i 132 kV nettverket identifiseres. På grunn av at DIGSILENT Power Factory er et funksjonelt verktøy til å analysere leveringspålitelighet i maskenett, er det verdifullt at videre arbeid utføres i DIGSILENT PowerFactory. Dersom node begrensningen i programvaren tillater at flere vindparkdeler modelleres samtidig, kan systemavgrensningen utvides til å inkludere interaksjonen med 132 kV nettverket og HVDC plattformen. På den måten kan lønnsomheten av forsterket leveringspålitelighet analyseres ved å modellere en ringforbindelse mellom transformatorplattformene. Videre er det interessant å analysere forsterket leveringspålitelighet av å dimensjonere ulike samleskinnekonfigurasjoner.

Lønnsomheten av multi-ring er direkte tilknyttet 66 kV XLPE kabler. Av den grunn er det avgjørende at feilstatistikk for 66 kV XLPE kabler undersøkes nærmere. Videre er det betydningsfullt å analysere virkningen av skiftende feilfrekvenser og reparasjonstider ved sesongvariasjoner og vedlikeholdsarbeid. Det er også betydningsfullt å analysere virkningen av variasjon i feilstatistikk ved ulike produksjonsnivåer.

I tillegg øker troverdigheten av oppgavens lønnsomhetsanalyse ved å inkludere driftsnedlegging, vindparkens restverdi, reparasjons-, vedlikeholds- og driftskostnader. Siden multi ring har en relativt høyere driftssikkert sammenlignet med radielt nett, vil virkningen av å inkludere vedlikeholds- og reparasjonskostnader forsterke lønnsomheten av multi-ring. Mens virkningen av å inkludere driftskostnader, driftsnedlegging og parkens restverdi kan redusere lønnsomheten av multi ring.

Bibliography

- Nysveen, A. (2011). *TET4200 Subsea Power Systems*. Trondheim: NTNU.
- ABB. (2013). *Live tank circuit breakers*. Hentet 30. april 2015, fra ABB High Voltage Products: <http://new.abb.com/docs/librariesprovider78/chile-documentos/jornadas-tecnicas-2013---presentaciones/7-daniel-c%C3%A1ceres---live-tank-circuit-breakers.pdf?sfvrsn=2>
- ABB. (2010). *XLPE Submarine Cable Systems. Attachment to XLPE Land Cable Systems - User's Guide*. Hentet 15. september 2014, fra <http://new.abb.com/docs/default-source/eweadoc/xlpe-submarine-cable-systems-2gm5007.pdf>. ABB.
- Al-Assaf, Y., Demokritou, P., & Poullikkas, A. (2013, 14 mars). Grid Code Requirements for Wind Power Integration in Europe. *Conference Papers in Energy*, vol. Article ID 437674, 9 pages, 2013. doi:10.1155/2013/437674, 9.
- Allan, R., & Castro, F. (1996). *Generation availability assessment of wind farms*. Manchester, UK. *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings* (ss. 507-518). IEEE, doi: 10.1049/ip-gtd:19960488.
- AREVA. (2013). *Innovative technology*. Hentet 16. oktober 2014, fra AREVA: <http://www.aveva.com/EN/operations-4430/aveva-offshore-wind-innovative-technology.html>
- Athamna, I., Zdrallek, M., Wiebe, E., & Koch, F. (2014). *Sensitivity Analysis of Offshore Wind Farm Topology based on Reliability Calculation*. *Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*, 2014 International Conference on. Wuppertal & Hamburg: IEEE, doi: 10.1109/PMAPS.2014.6960609.
- Bala, S. P. (2012). *Lowering Failure Rates and Improving Serviceability in Offshore Wind Conversion-Collection Systems*. IEEE.
- Banzo, M., & Ramos, A. (2010). *Stochastic Optimization Model for Electric Power System Planning of Offshore Wind Farms*. IEEE, doi:10.1109/TPWRS.2010.2075944.
- Berenguel, D., Bellmunt, O., & Martins, M. (2012). *Methodology for the selection of offshore power transmission options to connect offshore windpower plants*. Barcelona, Spain: EWEA.
- Billinton, R., & Allan, R. (1996). *Reliability Evaluation of Power Systems, Second Edition*. New York: Plenum Press.
- Billinton, R., & Wangdee, W. (2007). *Reliability-Based Transmission Reinforcement Planning Associated With Large-Scale Wind Farms*. IEEE, doi: 10.1109/TPWRS.2006.889126.
- Breaker bid. (2010). Hentet 20. april 2015, fra 69 kV Breaker BID: <http://www.ci.hercules.ca.us/documents/Agendas/Council/2010/11-23-10/Item%20VIII.A.1%20HMU%20Breakers%20Atch%203.pdf>

- Brown, R. E. (2002). *Electric Power Distribution Reliability*. New York: Marcel Dekker, Inc.
- Burke, J., & O'Malley, J. (2011). *A Study of Optimal Nonfirm Wind Capacity Connection to Congested Transmission Systems*. IEEE, doi: 10.1109/TSTE.2010.2094214.
- Camm, E., Behnke, M. R., Bolado, O., Bollen, M., Bradt, M., Brooks, C., et al. (2009). Wind Power Plant Substation and Collector System Redundancy, Reliability, and Economics. *IEEE PES Wind Plant Collector System Design Working Group*. TENNESSEE: IEEE.
- Chowdhury, A. (2005). *Reliability Models for Large Wind Farms in Generation System Planning*. Iowa, USA: IEEE.
- Cigré Working Group, B. (2009). *Update of service experience of HV underground and submarine cable systems*. Cigré .
- Crabtree, C. (2012). *Operational and Reliability Analysis of Offshore Wind Farms*. Durham: EWEA.
- Dahmani, O., Bourguet, S., Machmoum, M., & Guerin, P. R. (2014). Reliability Analysis of the Collection System of an Offshore Wind Farm. *Ninth International Conference on Ecological Vehicles and Renewable Energies (EVER)*. Saint Nazaire: IEEE.
- Department of Energy & Climate Change. (2013). *Electricity Market Reform: Delivering UK Investment*. Hentet 5. mai 2015, fra EMR Spending Review Announcement: https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/209276/EMR_Spending_Review_Announcement_-_FINAL_PDF.pdf
- DIgSILENT GmbH. (2014). DIgSILENT PowerFactory, Version 15. Gomaringen, Germany: DIgSILENT GmbH, Heinrich-Hertz-Straße 9. Hentet 3. Oktober 2014, fra DIgSILENT PowerFactory 15.1.2 manual.
- DIgSILENT GmbH (2015). Hentet 10. juni 2015, fra DIgSILENT PowerFactory: <http://www.digsilent.de/index.php/products-powerfactory.html>.
- Dutta, S., & Overbye, T. (2011). *A Clustering based Wind Farm Collector System Cable Layout Design*. Power and Energy Conference at Illinois (PECI). IEEE, doi: 10.1109/PECI.2011.5740480.
- Elforsk. (2007). *Reliability Study. Analysis of Electrical Systems within Offshore Wind Parks*. Hentet 20 oktober, 2014 fra <http://www.neplan.ch/wp-content/uploads/2015/01/V-118-R-07-65-Reliability-Windpark.pdf>
- EN 50160. (2010). Working Group 1. EN 50160:2010. Hentet 20. februar 2015, fra itslearning: ELK-10 Quality of supply in electrical power systems 2014
- Eriksson, E. (2008). *Wind farm layout - a reliability and investment analysis*. DIVA.
- Fadum, H. (2009, 4. februar). *Avbruddsstatistikk og tilsynsvirksomhet*. Hentet 1. juni, 2015 fra FASITdagen 2009 Gardermoen: <http://dok.ebl-kompetanse.no/Foredrag/2009/FASIT-dagene/Fadum.pdf>
- Forewind. (2015a). *Forewind*. Hentet 5. april 2015, fra Dogger Bank Creyke Beck: <http://www.forewind.co.uk/projects/dogger-bank-creyke-beck.html>

- Forewind. (2015b). *Dogger Bank*. Hentet 5. april 2015, fra Forewind:
<http://www.forewind.co.uk/dogger-bank/overview.html>
- Forewind. (2015c). *About Forewind*. Hentet 5. april 2015, fra <http://www.forewind.co.uk/about-forewind/forewind-overview.html>
- Gardner, P., Craig, L., & Smith, G. (1998). *Electrical Systems for Offshore Wind Farms*. Glasgow, UK: Science and Technology Facilities Council.
- Haugsten, T. (2009). *Offshore Wind Farm Layouts - Performance Comparison for a 540 MW Offshore Wind Farm*. Diva.
- Holen, A., Kjølle, G., & Heggset, J. (1999). *Pålitelighet i elkraftsystemer, grunnkurs*. Hentet 5 mai, 2015 fra Pålitelighetsanalyse av fordelingsnett:
<http://www.elkraft.ntnu.no/~kvitass/die1923/41221-kapittel2.pdf>
- Holmstrøm, O., Negra, N., & Jensen, B. (2007). Aspects of Relevance in Offshore Wind Farm Reliability Assessment, ss. 159-166. Denmark: TRANSACTIONS ON ENERGY CONVERSION. IEEE, doi: 10.1109/TEC.2006.889610.
- Huang, D., & Billinton, R. (2010). *Power System Reinforcement Planning Considering Wind Power and Load Forecast Uncertainty using the Well being Analysis Framework*. IEEE.
- Ildstad, E. (2009). *TET 4195 High voltage equipment. Cable Technology*. Trondheim: NTNU, Department of Electric Power Engineering.
- Kahrobaee, S., & Asgarpoor, S. (2010). *Short and Long-Term Reliability Assessment of Wind Farms*. Hentet 15. februar 2015. IEEE, doi:10.1109/NAPS.2010.5618951.
- Karki, R., Dhungana, D., & Billinton, R. (2013). *An Appropriate Wind Model for Wind Integrated PowerSystems Reliability Evaluation Considering Wind Speed Correlations*. Saskatoon, Canada: Applied sciences.
- Kirkeby, H., & Merz, K. (2014). *Layout and electrical design of a 1.2 GW wind farm for research on the next generation of offshore wind energy technologies*. Trondheim: SINTEF Energi.
- Krikeby, H. (2014). NOWITECH Reference Wind Farm Electrical Design. (AN 14.12.15), p. 16 & 9 (Erfaringstall fra SINTEF Energi).
- Liu, X., & Islam, S. (2008). *Reliability Issues of Offshore Wind Farm Topology*. IEEE.
- Lumbreras, S., & Ramos, A. (2013). *Optimal Design of the Electrical Layout of an Offshore Wind Farm Applying Decomposition Strategies*. IEEE, doi:10.1109/TPWRS.2012.2204906.
- Lundberg, S. (2003). Performance comparison of wind park configuration. I S. Lundberg, *Performance comparison of wind park configuration* (ss. 196-201). Göteborg: Chalmers University of technology.
- Maclean, R. (2004). *Electrical System Design for the Proposed One Gigawatt*. Strathclyde: University of Strathclyde.

- Mason, G. (2009, September 15). *Development, Design and Construction of Offshore Windfarms*. Hentet 15. oktober 2014, fra <http://nearyou.imeche.org/docs/greater-manchester-area-past-presentations/offshore-wind.pdf>
- Momoh, J. M. (2007). *Electric power distribution, automation, protection, and control*. New York: CRC Press Taylor & Francis Group.
- Nandigam, M., & Dhali, S. (2008). *Design of an Offshore Wind Farm Layout*. IEEE.
- Negra, N. B. (2008). *Offshore Wind Power: Grid Connection and Reliability*. Aalborg, Danmark : Aalborg University: Department of Energy.
- Nexans. (2012). *Power Cable Catalogue*. Hentet 5 .april 2015, fra Nexans Olex New Zealand: <http://www.nexans.co.nz/NewZealand/2013/Power%20Cable%20Catalogue%20Full%20version%202012.pdf>
- NVE , Statnett, SINTEF Energi , & EBL Kompetanse . (2001, november 1). *Definisjoner knyttet til feil og avbrudd i det elektriske kraftsystem*. Hentet 22. mars 2015, fra Definisjonshefte versjon 2: <https://www.sintef.no/globalassets/project/kile/definisjoner.pdf>
- Nysveen, A., Ildstad, E., & Runde, M. (2010, june 24). Exam in course TET4195. High voltage equipment. . Trondheim.
- Nysveen, A., Ildstad, E., & Runde, M. (2011, mai 26). Exam in course TET4195. High voltage equipment. Trondheim.
- O'Malley, J., & Burke, J. (2010). *Maximizing Firm Wind Connection to Security Constrained Transmission Networks*. IEEE.
- OED. (2012a). *Lovdata*. Hentet 4. oktober 2014, fra Forskrift om energiutredninger: <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2012-12-07-1158>
- OED. (2012b). *Lovdata* . Hentet 17. oktober 2014, fra Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet: <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2004-11-30-1557>
- Opila, D. F., Zeynu, A. M., & Hiskens, I.A. (2010). *Wind Farm Reactive Support and Voltage Control*, Rio de Janeiro, Brazil. IEEE, doi: 10.1109/IREP.2010.5563248.
- Preda, T., Uhlen, K., & Nordgård, D. (2012). *An Overview of the Present Grid Codes for Integration of Distributed Generation*. CIRED Workshop. IEEE.
- Project UpWind. (2007). *Survey of reliability of large offshore wind farms. Part 1: Reliability of state-of-the-art wind farms, Work package 9: Electrical grid, Deliverable D9.1*. Fredericia, Denmark: Project UpWind.
- Quinonez-Varela, G., Ault, G., Anaya-Lara, O., & McDonald, J. (2007). Electrical collector system options for large offshore wind farms. Glasgow. *IET Renewable Power Generation*, (ss. 107-114. doi:10.1049/iet-rpg:20060017).
- Ramos, R., & Lumbreras, S. (2012). *Offshore wind farm elctrical design : a review*. *Wind Energy* (ss. 459-473). Madrid, Spain, Spain: Wiley Online Library, doi: 10.1002/we.1498.

- Rausand, M. H. (2004). *System Reliability Theory - Models, Statistical Methods and Applications*. New Jersey: John Wiley & Sons , Inc., Hoboken.
- RenewableUK. (2014). Hentet 15. november 2014 , fra Offshore Wind Energy: <http://www.renewableuk.com/en/renewable-energy/wind-energy/offshore-wind/>
- Sannio, A., Breder, H., & Nielsen, E. (2006). Reliability of Collection Grids for Large Offshore Wind Parks. *International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems*. Stockholm.
- Schneider-Electric. (u.d.). *Merlin Gerin technical guide. Medium Voltage*. Hentet mars 15, 2015 fra MV design guide: http://www.schneider-electric.ie/documents/panelbuilders/en/shared/technical-ressources/mv_design_guide.pdf
- SINTEF Energi. (2010). Planleggingsbok for kraftnett - Leveringspålitelighet. Trondheim.
- SINTEF Energi. (2015). Erfaringstall fra SINTEF Energi. Trondheim.
- Sintef, E. (2010). *Grunnleggende økonomisk teori*. Hentet 1. november 2014, fra Planbok: http://www.ren.no/Rendok_services/dokument/cas/a15c5492-f160-4de8-908d-989d2f7b82c1?filename=planbok.pdf
- Småkasin, O. (1997). *Spenningsstap i en leder*. Hentet 2. mars 2015, fra Elsidene: <http://elsiden.no/elektroteknikk/3-4.pdf>
- Solvang, E. (2009). *Analyse og dokumentasjon av nytteverdier av vedlikehold og fornyelse i fordelingsnett*. Trondheim. SINTEF Energi.
- Spahic , E., Underbrink, A., Hanson, J., Osterholt, A., & Zimmerman, W. (2006). *Probabilistic Reliability Calculations for the Grid Connection of an Offshore Wind Farm*. *9th International Conference of Probabilistic Methods Applied to Power Systems*. IEEE, doi:10.1109/PMAPS.2006.360258.
- Spahic, E., Underbrink, A., Buchert, V., Hanson, J., Jeromin, I., & Balzer, G. (2009). *Reliability Model of Large Offshore Wind Farms*. *IEEE Bucharest Power Tech Conference*. Bucharest: IEEE.
- Suksawat , S. (2015). *The Reliability of Breaker Failure Scheme for Transmission line Feeders*. Teratam Bunyagul King, Mongkut's University Technology North Bangkok. Hentet 25.april 2015 fra http://www.grad.kmutnb.ac.th/PdfFinal_journal/sittha.pdf
- Sørensen, P., Negra, N., Jensen, B., & Holmstrøm, O. (2008). *Models for HLI analysis of power system with offshore wind farms and distributed generation*. Proc. of 7th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power and Transmission Networks for Offshore Wind farms.
- Sårbarhetsutvalget. (2000.). *NOU 2000 24 Et sårbart samfunn*. Hentet 3. mars 2015, fra <http://www.dinkom.no/Global/Dokumenter/Politiske%20dokumenter/NOU%202000%2024%20Et%20s%C3%A5rbart%20samfunn.pdf>

- Taherkhan, I., & Hosseini, S. (2012). *Wind farm optimal connection to transmission systems considering network reinforcement using cost-reliability analysis*. Tehran: IET Renewable Power Generation.
- Takoudis, G. (2004). *DEVELOPMENT OF A MONTE CARLO MODEL FOR ASSESSING OFFSHORE WIND FARM CABLE. RELIABILITY AND THE WORTH OF REDUNDANCY. A COMPARISON OF VARIOUS COLLECTOR CONFIGURATIONS*. Glasgow: University of Strathclyde.
- Tande, J. (2012). *Grid Connection of offshore wind farms. Memo AN 12.55.55*. Trondheim: Sintef Energi.
- TET4115. (2007). Chapter 9 - Power system protection. *Power system protection*. Trondheim : Itslearning. TET4115 EL KRAFTSYSTEMER HØST 2013. Lecture notes.
- TET4195-High voltage equipment, Exercise 3 - Transformer introduction (17. februar 2014).
- Transpower. (2013). *Transpower New Zealand The National Grid*. Hentet 5. april 2015, fra ACS Disconnectors and Earth Switches:
https://www.transpower.co.nz/sites/default/files/uncontrolled_docs/PD19%20-%20POD%20-%20ACS%20Disconnectors%20and%20Earth%20Switches.pdf
- Ugranli, F., & Karatepe, E. (2014). *Transmission Expansion Planning for Wind Turbine Integrated Power Systems Considering Contingencies*. IEEE.
- Underbrink, A., Hanson, J., Osterholt, A., & Zimmerman, W. (2006). Probabilistic Reliability Calculations for the Grid Connection of an Offshore Wind Farm. *9th International Conference of Probabilistic Methods Applied to Power Systems*. IEEE, doi:10.1109/PMAPS.2006.360258.
- Ushakov, I. (2013). *Optimal Resource Allocation: With Practical Statistical Applications and Theory, First Edition*. John Wiley & Sons, Inc.
- Vaila, S. (2013). *Impacts of Interconnecting the Wind Farm Projects within the Dogger Bank Zone - A Technical-Economical Evaluation of the Impact of Increased Wind Farm Connection Reliability*. Diva.
- Vikesjö, J., Messing, L., & Power, G. (2011). *Wind Power and Fault. Elforsk rapport 10:99*. Stockholm: Elforsk AB.
- Wang S. (2008). *Reliability Assessment of Power Systems with Wind Power Generation*. Raleigh, North Carolina: North Carolina State University.
- Winter, T. (2011). *Reliability and economic analysis of offshore wind power systems - A comparison of internal grid topologies*. Gothenburg: Chalmers University.
- Wu, Q., Cha, S., Kim, J., & Shin, J. (2013). *Reliability Evaluation considering Structures of a Large Scale Wind Farm*. IEEE, doi:10.1109/EPE.2013.6634750.
- Wu, Y., Lee, C., Chen, C., Hsu, K., & Tseng, H. (2012). *Optimization of the wind turbine layout and transmission system planning for a large-scale offshore wind farm by AI technology*. IEEE.

- Yang, J., O'Reilly, J., & Fletcher, J. (2009). Redundancy Analysis of Offshore Wind Farm Collection and Transmission Systems. *Sustainable Power Generation and Supply, 2009. SUPERGEN '09. International Conference on*. doi: 10.1109/SUPERGEN.2009.5348163. Nanjing: IEEE.
- Zhao, M., Chen, Z., & Hjerrild, J. (2006). *Analysis of the Behaviour of Genetic Algorithm Applied in Optimization of Electrical System Design for Offshore Wind Farms*. IEEE.

Definisjoner

Utetid: «Tid fra utfall til enheten igjen er driftsklar» (NVE , Statnett, SINTEF Energi , & EBL Kompetanse , 2001).

Anleggsdel: «Utstyr som utfører en hovedfunksjon i et anlegg» (NVE et al., 2001).

Redundans: Reservemuligheter. Anleggsdeler kan feile uten at driftsforstyrrelser forårsakes.

Driftsforstyrrelse: «Utløsning, påtvungen eller utilsiktet utkobling, eller mislykket innkobling som følge av feil i kraftsystemet.» (NVE et al., 2001).

Omkoblingstid: «Tiden fra første feilmelding til enhet med feil er isolert mellom bryterne som ligger nærmest feilstedet» (NVE et al., 2001).

Svikt: «Hendelse der en enhets evne til å utføre sin funksjon opphører eller reduseres» (NVE et al., 2001).

Gjenopprettingstid: «Tid fra svikt på en enhet oppstår til nettet har samme eller tilsvarende drift som før svikt oppstod» (NVE et al., 2001).

Vedlegg A. Tekniske parametere i DRW

For alle 66 kV XLPE kabler gjelder følgende:

- Alle XLPE kabler har kobberleder.
- Kabelavstanden mellom alle turbinene er satt lik 1,8 km.
- AC resistans ved en driftstemperatur på 20 °C: $R_{20} = \frac{\rho_{20}}{A_{cu}}$
- Positiv sekvens er lik negativ sekvens.
- Nullsekvens susceptans: $B^0 = B^1 * 1,04$
- Nullsekvens AC resistans: $R^0 = R^1 * 4$
- Nullsekvens reaktans: $X_L^0 = X_L^1 * 4$
- Maksimal operasjonstemperatur: 90 deg C (Ildstad, 2009)
- Alle 66kV XLPE kabler har en dielektrisk tapsfaktor: $\tan\delta = 0,0004$ (Ildstad, 2009)

Tabell 44 Verdier fra ABBs 3-fase XLPE sjøkabel guide ved 66 kV (ABB,2010).

| Tverrsnitt [mm ²] | Kapasitans [μF/km] | Induktans [mH/km] |
|-------------------------------|--------------------|-------------------|
| 95 | 0,17 | 0,44 |
| 120 | 0,18 | 0,43 |
| 150 | 0,19 | 0,41 |
| 185 | 0,20 | 0,40 |
| 240 | 0,22 | 0,38 |
| 300 | 0,24 | 0,37 |
| 400 | 0,26 | 0,35 |
| 500 | 0,29 | 0,34 |
| 630 | 0,32 | 0,33 |
| 800 | 0,35 | 0,32 |

Tabell 45 Tekniske restriksjoner i DRW:

| Tverrsnitt [mm ²] | I_n [A] | $R_{20^1}=R^2$ [Ω/km] | R_{20^0} [Ω/km] | $X_L^1 = X_L^2$ [Ω/km] | X_L^0 [Ω/km] | $B^1 = B^2$ [μF/km] | B^0 [μF/km] |
|-------------------------------|-----------|-----------------------|-------------------|------------------------|----------------|---------------------|---------------|
| 95 | 300 | 0,18148 | 0,72594 | 0,13823 | 0,55292 | 53,40707 | 55,54335 |
| 120 | 340 | 0,14368 | 0,57470 | 0,13509 | 0,54035 | 56,54860 | 58,81054 |
| 150 | 375 | 0,11494 | 0,45976 | 0,12881 | 0,51522 | 59,69020 | 62,07781 |
| 185 | 420 | 0,09319 | 0,37278 | 0,12566 | 0,50265 | 62,83180 | 65,34510 |
| 240 | 480 | 0,07184 | 0,28735 | 0,11938 | 0,47752 | 69,11500 | 71,87960 |
| 300 | 530 | 0,05747 | 0,22988 | 0,11624 | 0,46496 | 75,39820 | 78,41413 |
| 400 | 590 | 0,04310 | 0,17241 | 0,10995 | 0,43982 | 81,68140 | 84,94860 |
| 500 | 655 | 0,03448 | 0,13793 | 0,10681 | 0,42726 | 91,10618 | 94,75043 |
| 800 | 775 | 0,02155 | 0,08621 | 0,10053 | 0,40212 | 109,95574 | 114,35397 |

Vedlegg B. Lastflytanalyse

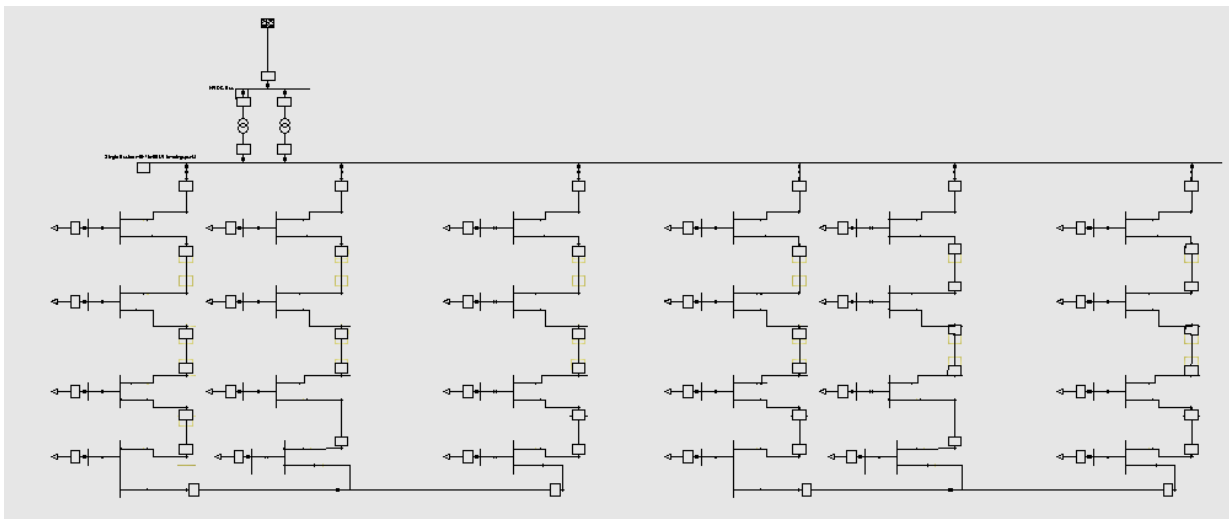
- I lastflytanalysen er DTU vindturbiner modellert som generelle laster med:
 - Aktiv effekt : -10 MW
 - Reaktiv effekt: -2 MVar
- 2x 220 MVA transformatorer modelleres mellom 66 kV nettverket og HVDC nettet. Data for transformatoren defineres i vedlegg C.
- Følgende hovedinnstillinger benyttes i lastflytanalysen:

Tabell 21: Hoved innstillinger i lastflytanalysen:

| Load Flow Calculation | Input modell | Anvendt Instilling |
|-----------------------------|--|---|
| Basic Option | Calculation method | AC Load Flow, balanced, positive sequence |
| | Reactive Power Control | Consider Reactive Power Limits |
| | Temperature Dependency: Line/Cable Resistances | At 20°C |
| | Load Options | Consider Voltage Dependency |
| Active Power Control | Active Power Control | As Dispatched Consider Active Power Limits |
| | Consider Reactive Power Limits | Yes |
| | Balancing | By Reference Machine |
| | Reference Busbar | 66 kV leveringspunkt. Angle 0 deg. |
| Advanced Options | Load Flow Method | Newton-Raphson (Power Equation, classical) |
| Iteration control | Newton-Raphson Iteration | 26 |
| | Outer loop | 22 |
| | Number of steps | 3 |
| | Max Acceptable load flow error | Nodes 0,0001 kVA |
| | Model equation | 0,001 % |
| | Convergence Option | Automatic adaption |
| | Automatic Model Adaption for Convergence | x |
| Outputs | Max Loading of Edge Element | 100% |
| | Lower Limit of Allowed Voltage | 0,9 p.u. |
| | Upper Limit of Allowed Voltage | 1,1 p.u. |
| Low voltage Analysis | Definition off fixed Load per Customer | 11 kVA |
| | Power Factor of fixed load | 0,98 |
| | Definition off variable Load per Customer | 11 kVA |
| | Power Factor of variable load | 0,98 |
| | Voltage Drop Analysis | Maximum Current Estimation |
| Advanced Simulation Options | Consider Protection Devices | All |

Tabell 47 Multi ring: 6 strenger i to ringer – 24 turbiner:

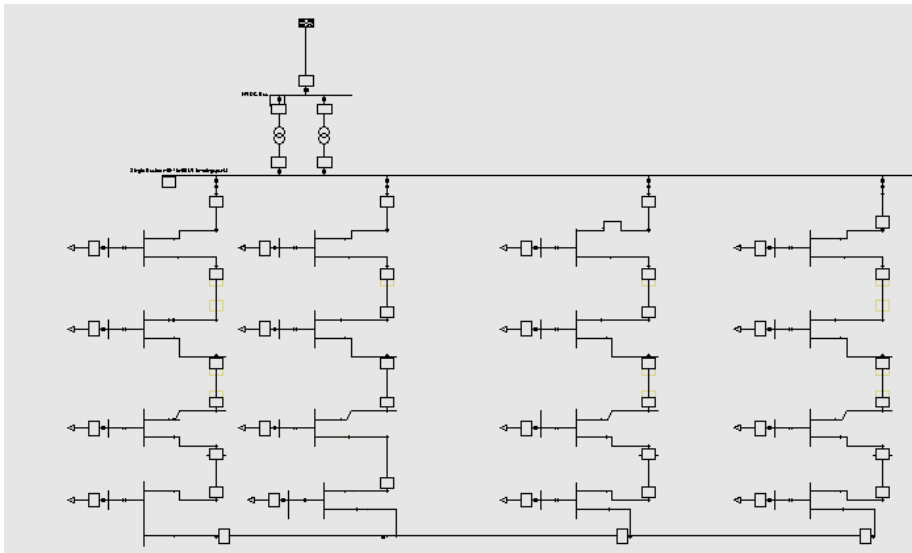
| Grid: Multi ring - 3 stren | | System Stage: Multi ring - 3 | | Study Case: Study Case(1) | | Annex: / | |
|-------------------------------------|----|------------------------------|-------------|---------------------------|-----|----------------------|----|
| Grid: Multi ring - 3 strengermmmary | | | | | | | |
| No. of Substations | 1 | No. of Busbars | 41 | No. of Terminals | 197 | No. of Lines | 28 |
| No. of 2-w Trfs. | 2 | No. of 3-w Trfs. | 0 | No. of syn. Machines | 0 | No. of asyn.Machines | 0 |
| No. of Loads | 24 | No. of Shunts | 0 | No. of SVS | 0 | | |
| Generation | = | 0,00 MW | 0,00 Mvar | 0,00 MVA | | | |
| External Infeed | = | -248,77 MW | -47,42 Mvar | 253,25 MVA | | | |
| Inter Grid Flow | = | 0,00 MW | 0,00 Mvar | | | | |
| Load P(U) | = | -249,88 MW | -49,98 Mvar | 254,83 MVA | | | |
| Load P(Un) | = | -240,00 MW | -48,00 Mvar | 244,75 MVA | | | |
| Load P(Un-U) | = | 9,88 MW | 1,98 Mvar | | | | |
| Motor Load | = | 0,00 MW | 0,00 Mvar | 0,00 MVA | | | |
| Grid Losses | = | 1,11 MW | 2,56 Mvar | | | | |
| Line Charging | = | | -16,61 Mvar | | | | |
| Compensation ind. | = | | 0,00 Mvar | | | | |
| Compensation cap. | = | | 0,00 Mvar | | | | |
| Installed Capacity | = | 0,00 MW | | | | | |
| Spinning Reserve | = | 0,00 MW | | | | | |
| Total Power Factor: | | | | | | | |
| Generation | = | 0,00 [-] | | | | | |
| Load/Motor | = | -0,98 / 0,00 [-] | | | | | |



Figur 1 Modellering av 24 turbiner i PowerFactory.

Tabell 48 Multi ring: 4 strenger i en ring – 16 turbiner:

| Grid: Multi ring - 4 stren | | System Stage: Multi ring - 4 | | Study Case: Study Case(1) | | Annex: / 1 | |
|---|----|------------------------------|-------------|---------------------------|-----|----------------------|----|
| Grid: Multi ring - 4 strenger i en ring | | | | | | | |
| No. of Substations | 1 | No. of Busbars | 43 | No. of Terminals | 136 | No. of Lines | 19 |
| No. of 2-w Trfs. | 2 | No. of 3-w Trfs. | 0 | No. of syn. Machines | 0 | No. of asyn.Machines | 0 |
| No. of Loads | 16 | No. of Shunts | 0 | No. of SVS | 0 | | |
| Generation | = | 0,00 MW | 0,00 Mvar | 0,00 MVA | | | |
| External Infeed | = | -164,51 MW | -35,07 Mvar | 168,20 MVA | | | |
| Inter Grid Flow | = | 0,00 MW | 0,00 Mvar | | | | |
| Load P(U) | = | -165,63 MW | -33,13 Mvar | 168,91 MVA | | | |
| Load P(Un) | = | -160,00 MW | -32,00 Mvar | 163,17 MVA | | | |
| Load P(Un-U) | = | 5,63 MW | 1,13 Mvar | | | | |
| Motor Load | = | 0,00 MW | 0,00 Mvar | 0,00 MVA | | | |
| Grid Losses | = | 1,13 MW | -1,95 Mvar | | | | |
| Line Charging | = | | -10,65 Mvar | | | | |
| Compensation ind. | = | | 0,00 Mvar | | | | |
| Compensation cap. | = | | 0,00 Mvar | | | | |
| Installed Capacity | = | 0,00 MW | | | | | |
| Spinning Reserve | = | 0,00 MW | | | | | |
| Total Power Factor: | | | | | | | |
| Generation | = | 0,00 [-] | | | | | |
| Load/Motor | = | -0,98 / 0,00 [-] | | | | | |



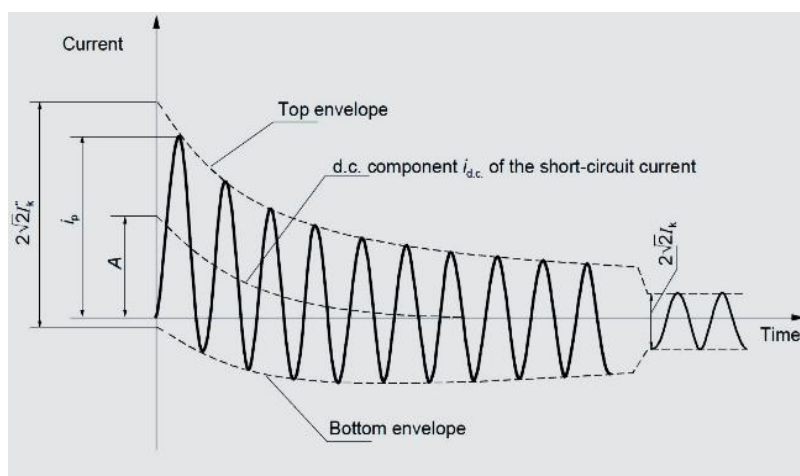
Figur 2 Modellering av 16 turbiner i PowerFactory.

Tabell 49 Radialt nett - 10 strenger:

| Grid: Total radial 23.01 | | System Stage: Total radial 23 | | Study Case: Study Case(1) | | Annex: | | / 1 | |
|----------------------------------|----|-------------------------------|-------------|---------------------------|----|----------------------|----|-----|--|
| Grid: Total radial 23.01 Summary | | | | | | | | | |
| No. of Substations | 0 | No. of Busbars | 42 | No. of Terminals | 80 | No. of Lines | 40 | | |
| No. of 2-w Trfs. | 2 | No. of 3-w Trfs. | 0 | No. of syn. Machines | 0 | No. of asyn.Machines | 0 | | |
| No. of Loads | 40 | No. of Shunts | 0 | No. of SVS | 0 | | | | |
| Generation | = | 0,00 MW | 0,00 Mvar | 0,00 MVA | | | | | |
| External Infeed | = | -421,65 MW | -53,58 Mvar | 425,04 MVA | | | | | |
| Inter Grid Flow | = | 0,00 MW | 0,00 Mvar | | | | | | |
| Load P(U) | = | -425,33 MW | -85,07 Mvar | 433,75 MVA | | | | | |
| Load P(Un) | = | -400,00 MW | -80,00 Mvar | 407,92 MVA | | | | | |
| Load P(Un-U) | = | 25,33 MW | 5,07 Mvar | | | | | | |
| Motor Load | = | 0,00 MW | 0,00 Mvar | 0,00 MVA | | | | | |
| Grid Losses | = | 3,68 MW | 31,49 Mvar | | | | | | |
| Line Charging | = | | -21,55 Mvar | | | | | | |
| Compensation ind. | = | | 0,00 Mvar | | | | | | |
| Compensation cap. | = | | 0,00 Mvar | | | | | | |
| Installed Capacity | = | 0,00 MW | | | | | | | |
| Spinning Reserve | = | 0,00 MW | | | | | | | |
| Total Power Factor: | | | | | | | | | |
| Generation | = | 0,00 | [-] | | | | | | |
| Load/Motor | = | -0,98 / 0,00 | [-] | | | | | | |

Vedlegg C. Analysemetodikk for kortslutningsanalyser i PowerFactory

Analysemetodikken for kortslutningsanalyser som beskrives nedenfor er et resultat av brukermanualen til analyseverktøyet (DIGSILENT GmbH, 2014). I teorien differensieres det mellom kortslutningsstrøm for «near-to-generator» og «far-from-generator». I figur 4 illustreres kortslutningsstrømmen i nærheten av en generator. Kortslutningsstrømmen inkluderer en avtagende AC og DC komponent, som et resultat av varierende reaktans og resistans verdier ved feil. For å beregne maksimal 3-fase kortslutningsstrøm i nærheten av en generator, antas det at maksimal kortslutningsstrøm inntreffer ved tiden $t=10$ ms, ved en impedansvinkel $\gamma = 0$ for en nettfrekvens på 50 Hz.

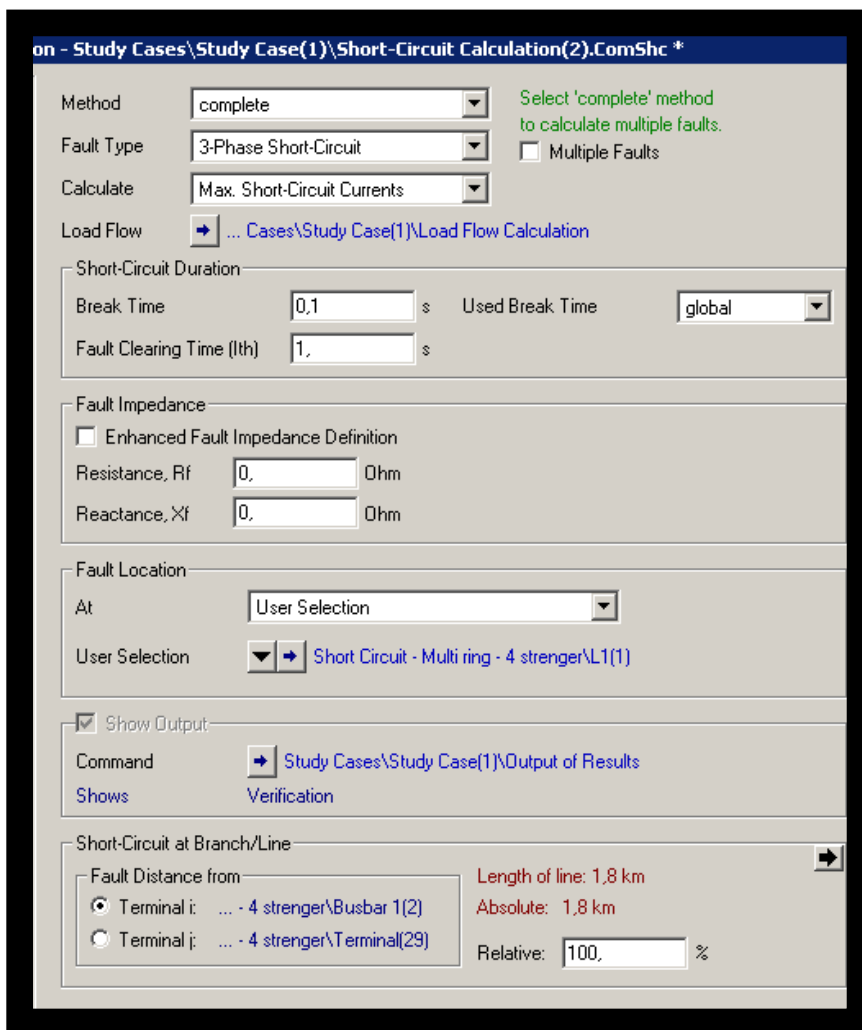


| Symbol | Forklaring |
|------------|------------------------------|
| I_k'' | Subtransient 3-fase Sh. |
| I_k' | Transient 3-fase Sh. |
| I_k | Stasjonær Sh. |
| i_p | Amplitude verdi |
| $I_{A,DC}$ | DC offset-komponent |
| A | Startverdi av DC-komponenten |

Figur 4 Kortslutningsstrøm (DIGSILENT GmbH, 2014).

Opgavens kortslutningsanalyser skal identifisere maksimal kortslutningsstrøm, tilsvarende amplitude verdi i_p i figur 4. Analysemetodikken i DIGSILENT PowerFactory baseres på følgende:

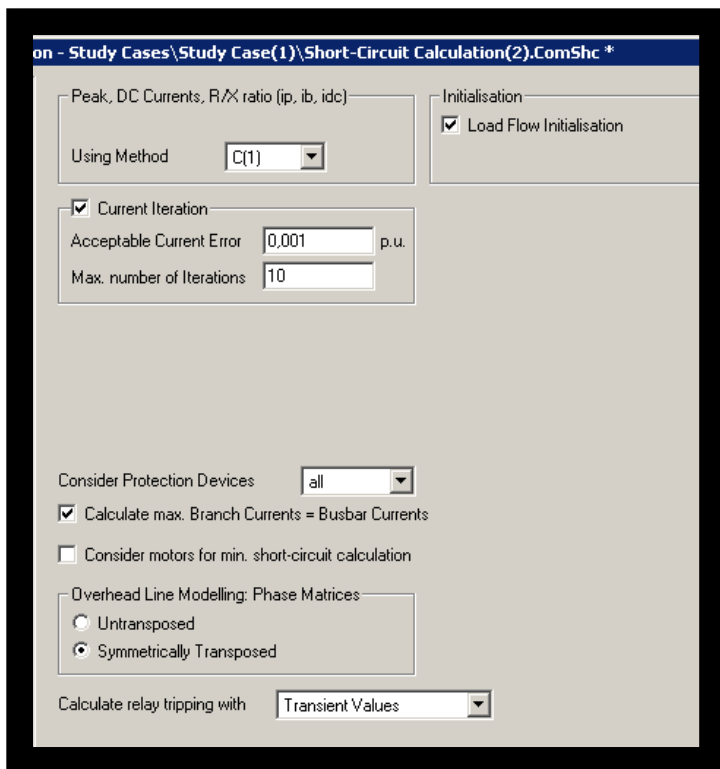
- Kortslutningsanalyser utføres for et ulikt sett av strenger i en ring, dvs. kortslutningsanalyser utføres for tre strenger i en ring og fire strenger i en ring.
- DRWs HVDC plattform modelleres som et eksternt nettverk som tilkobles transformatorplattformen via tre parallelle 132 kV med kabelverrsnitt på 800 mm². Kablene modelleres mellom transformatorplattformen og HVDC plattformen. 132 kV kablene strekkes over en distanse på 30 km. Det er utslagsgivende å modellere 132 kV kablene, siden kortslutningsstrømmen blir for høy om kablene ikke modelleres.
- Kortslutningsytelsen i det eksterne nettet inkluderer kortslutningsytelsen til HVDC kabelen og kortslutningsytelsen fra de to andre vindparkdelene, jf. beregninger nedenfor.
- Transformatorplattformen tilkobles videre 66 kV nettverket. Ved modellering av 40 vindturbiner overskrides programvarens antall tillatte noder. Likevel modelleres hele clusteret via noen forenklinger. For å inkludere effekten fra alle turbinene i clusteret beregnes kortslutningsytelsen for et sett av turbiner, slik at et sett av turbiner modelleres som en svingmaskin, jf. beregninger nedenfor.



Figur 5 Innstillinger kortslutningsanalysen.

Innstillingene ovenfor er utslagsgivende for oppgavens kortslutningsanalyser. Nedenfor begrunnes valg av innstillinger (DigSILENT PowerFactory, 2014, s.471):

- «Complete Methode»: Metoden baseres på superposisjon metoden, og inkluderer systemets operasjonstilstander. Av den grunn vil ikke kortslutningsanalysen baseres på tilnærminger, men en nøyaktig vurdering av systemets tilstand.
- Maksimal feilklareringstid antas å ha en varighet på 1 sekund.
- Varigheten av kortslutningsstrømmen er bl.a. definert av effektbryterens feilklareringstid. Verdiene som benyttes i figur 5 er normale verdier som er definert av programvarens brukermanual.
- Det forutsettes at resistansen og reaktansen til lysbuen er neglisjerbar.
- Kortslutningsstrømmen er høyest i kabelens endepunkter, og derfor defineres en relativ feilavstand på 100 %.



Figur 6 Innstillinger i kortslutningsanalysen.

- Metoden C(1) baseres på standarden IEC 60909, og er en anbefalt metode for å beregne kortslutningsstrøm i maskenett. Metoden definerer faktoren kappa, som inkluderer transiente elementer av kortslutningsstrømmen. Den maksimale kortslutningsstrømmen kan defineres som en funksjon av kappa: $i_{peak} = Kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I_k$
- Innstillingen «Calculate max. Branch Current» muliggjør at tekniske restriksjoner for effektbrytere inkluderes.
- Innstillingen «Calculate relay tripping with Transient Values» er valgt pga. at transiente verdier fastsetter termiske restriksjoner for vernsystemet.

Modell for synkrogeneratoren

(PMSG) har en kraftelektronikk til å regulere reaktiv effekt mellom 0,95-induktiv til 0,95-kapazitiv ved maksimal produksjon:

$$\text{Reaktiv effekt - operasjonsgrenser: } \frac{10}{S} = 0,95 \rightarrow S = 10,5263$$

$$Q = \sqrt{10,5263^2 - 10^2} = 3,2868 \text{ MVar}$$

$$Q_{p.u} = \frac{3,2868}{11} = 0,2988 \text{ p.u}$$

Kortslutningsytelse per vindgenerator:

- Kortslutningsytelse = $1,2 \cdot 11 \text{ MVA}$
- R/X'' ratio= 0,1

Kortslutningsytelse per streng :

- Kortslutningsytelse = $1,2 \cdot 11 \text{ MVA} \cdot 10 = 52,8 \text{ MVA}$

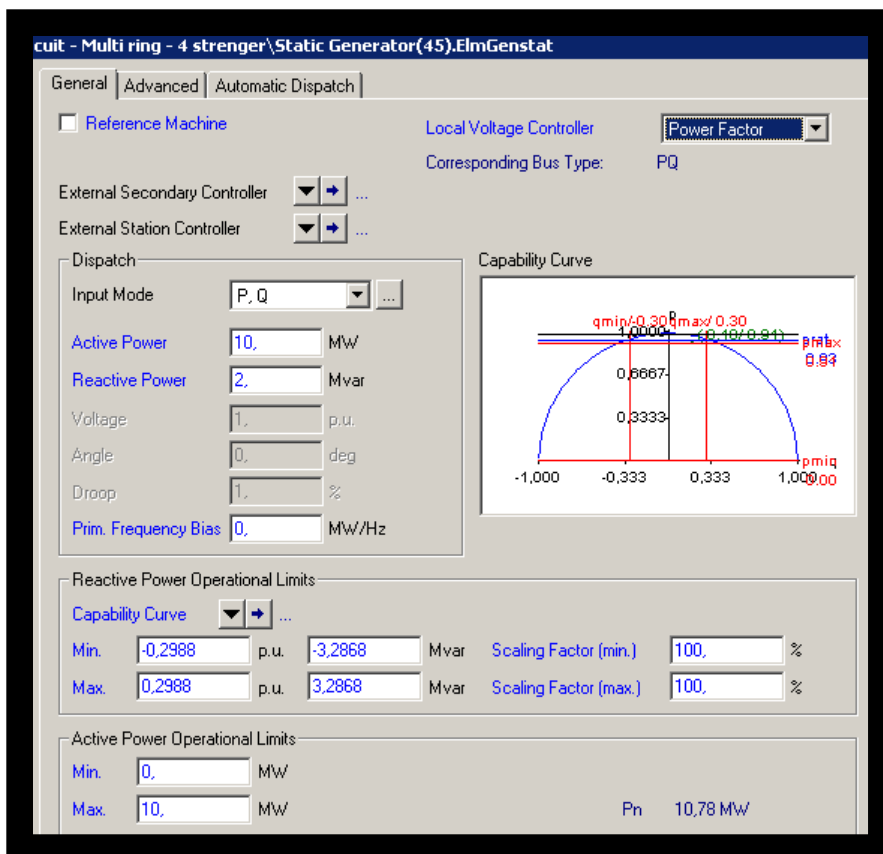
Kortslutningsytelse for et sett av strenger - 3 strenger i en ring:

- Kortslutningsytelse = $1,2 \cdot 11 \text{ MVA} \cdot 12 = 158,4 \text{ MVA}$

Kortslutningsytelse for et sett av strenger - 4 strenger i en ring:

- Kortslutningsytelse = $1,2 \cdot 11 \text{ MVA} \cdot 16 = 211,2 \text{ MVA}$

I figur 7 defineres synkrongeneratorens evne til å regulere reaktiv effekt, jf. figur i kapittel 8.4:



Figur 7 Data for generatoren.

Modell for det eksterne nettverket i PowerFactory

- Det eksterne nettet modelleres i omformerstasjonen. Kortslutningsytelsen i det eksterne nettet settes tilsvarende merkeytelsen til HVDC omformeren pluss merkeytelsen til de to andre vindparkdelene:

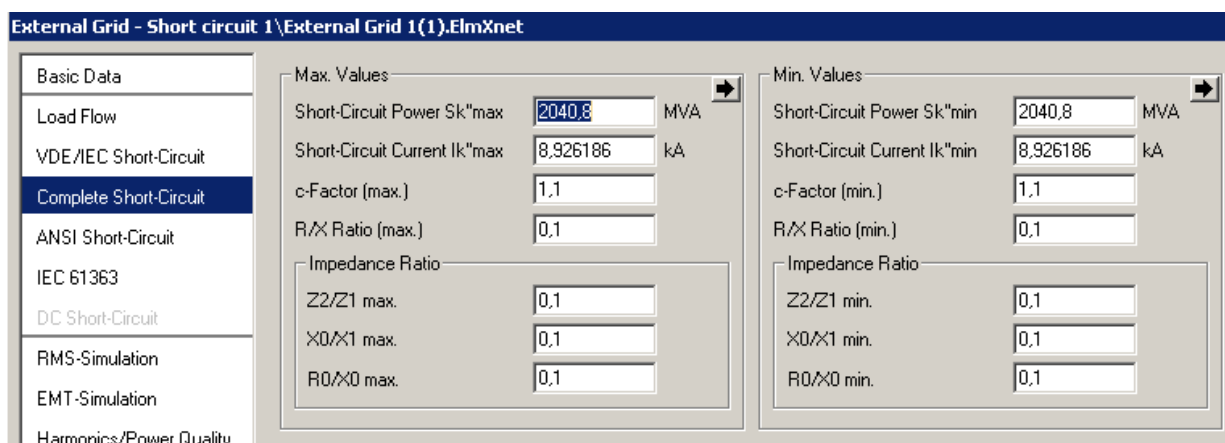
- Det eksterne nettverkets kortslutningsytelse = $(1,2 + 2 \cdot 0,4) \text{ GW} / 0,98 = 2040,8 \text{ MVA}$

- I henhold til IEC 909 beregnes maksimal kortslutningsstrøm via en C-faktor lik 1,1. Faktoren inkluderer 10 % spenningsfall i kabler ved feil (Schneider-Electric, s. 12).

- For det eksterne 132 kV nettverket: $R/X = 0,11$, jf. interpolerte verdi av følgende verdier (Schneider-Electric, s. 15):

Tabell 50 R/X for ulike spenningsnivåer:

| Spenning [kV] | R/X |
|---------------|-----|
| 6 | 0,3 |
| 20 | 0,2 |
| 150 | 0,1 |



Figur 8 Data for det eksterne nettverket.

Data for effektbrytere:

For at effektbryter skal oppfylle sin funksjon må vern systemet dimensjoneres for å klare maksimal kortslutningsstrøm.

Tabell 51 Data for 72,5 kV effektbryter (ABB, 2013, s. 9):

| Type bryter | Merkestrøm | Utkoblingsstrøm | Breaker Delay | On-Resistance |
|----------------------|------------|-----------------|---------------|---------------|
| 72,5 kV effektbryter | 31,5 | 40 A | 0,1 | 0,2 Ohm |

Data for transformer

Verdier for transformatoren er en betydning for lastflytanalysen og pålitelighetsanalysen.

2-Winding Transformer Type - Equipment Type Library\2-Winding Transformer Type(1).TypTr2

Basic Data

Name: 2-Winding Transformer Type(1)

Technology: Three Phase Transformer

Rated Power: 220 MVA

Nominal Frequency: 50 Hz

Rated Voltage

HV-Side: 132 kV

LV-Side: 66 kV

Vector Group

HV-Side: YN

LV-Side: D

Phase Shift: 0 *30deg

Name: YNd0

Positive Sequence Impedance

Short-Circuit Voltage uk: 12,5 %

Copper Losses: 756,56 kW

Zero Sequence Impedance

Short-Circuit Voltage uk0: 5 %

Ratio X0/R0: 0

Figur 9 Data for 220 MVA transformatoren.

- Short-Circuit Voltage $u_k = 12,5 \%$ (Schneider-Electric, s. 15)
- Kobber tap representerer ohmske tap i transformatorviklingene og lekkstrøm i konstruktive deler av transformatoren.
- No load losses eksisterer når transformatoren er ubelastet, og er avhengig fluks tettheten i transformator kjernen.
- Kobbertap og «no load losses» for 220 MVA transformator er et resultat av følgende interpolerte verdier:

Tabell 52 Tap i transformatoren, jf. 25 MVA (TET4195,2014) og 100 MVA : (Nysveen, Ildstad, & Runde,2010):

| Rated Power [MVA] | P_0 | P_k | Interpolert verdi, P_0 | Interpolert verdi, P_k |
|-------------------|-------|-------|--------------------------|--------------------------|
| 25 | 25,6 | 95,9 | 86,4 | 756,56 |
| 100 | 49 | 350 | | |

Winding Transformer Type - Equipment Type Library\2-Winding Transf

Basic Data

Load Flow

VDE/IEC Short-Circuit

Complete Short-Circuit

ANSI Short-Circuit

IEC 61363

DC Short-Circuit

RMS-Simulation

EMT-Simulation

Harmonics/Power Quality

Protection

General | Tap Changer | Saturation | Advanced

Magnetizing Impedance

No Load Current: 0,1 %

No Load Losses: 86,4 kW

Distribution of Leakage Reactances (p.u.)

x.Pos.Seq. HV-Side: 0,

x.Pos.Seq. LV-Side: 1,

Distribution of Leakage Resistances (p.u.)

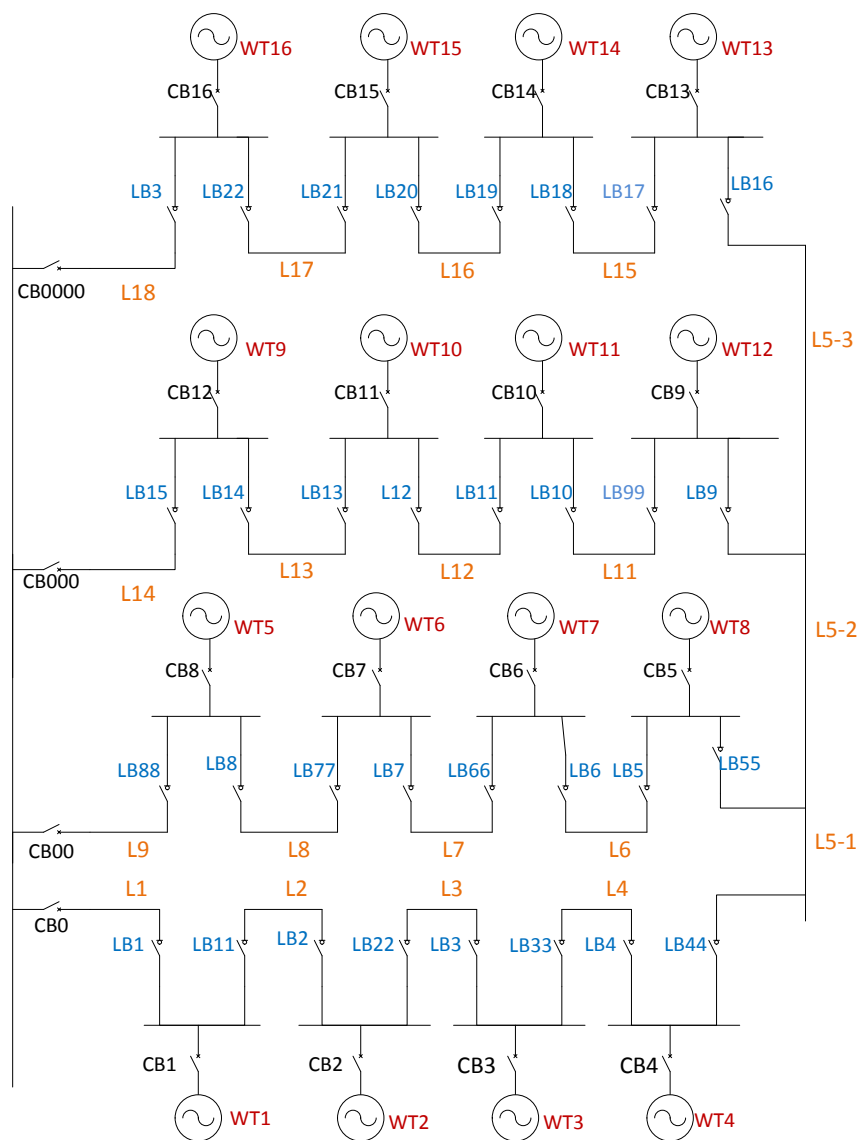
r.Pos.Seq. HV-Side: 0,

r.Pos.Seq. LV-Side: 1,

Figur 10 «No load losses» for 220 MVA transformatoren.

Vedlegg D. Kortslutningsanalyser

Alle analyser i dette kapittelet refererer til figur 11.



Figur 11 Multi ring for 4 strenger i en ring.

Maksimal akseptabel kortslutningsstrøm i andre kolonne i tabell 53 antas å ha en varighet på 1 sekund, og er beregnet via formel (5.15) i kapittel 5.6.1. I tredje kolonne angis den maksimale kortslutningsstrømmen gitt av Nexans kabelguide (Nexans, 2012, s.13), som definerer maksimal akseptabel kortslutningsstrøm.

Tabell 53 Maksimal akseptabel kortslutningsstrøm:

| Tverrsnitt [mm ²] | Maks I _p [kA] | Nexans: Maks I _p [kA] |
|-------------------------------|--------------------------|----------------------------------|
| 120 | 17,0 | 17,2 |
| 150 | 21,3 | 21,5 |
| 185 | 26,3 | 26,5 |
| 240 | 34,1 | 34,3 |
| 300 | 42,6 | 42,9 |
| 400 | 56,8 | 57,2 |
| 500 | 70,9 | 71,5 |
| 630 | 89,4 | 90,1 |
| 800 | 113,5 | - |
| 1000 | 141,9 | - |

Analyse av maksimal kortslutningsstrøm for 4 strenger i en ring:

Tabell 54 Maksimal akseptabel kortslutningsstrøm:

| Seksjon | Tverrsnitt [mm ²] | Maksimal akseptabel i _p [kA] |
|---------|-------------------------------|---|
| 1,2 | 300 | 42,9 |
| 3,4 | 240 | 34,3 |

Tabell 55 Analyse av kortslutningsstrøm for 4 strenger i en ring:

| Seksjon | Tverrsnitt [mm ²] | Amplitude, i _p [kA] |
|---------|-------------------------------|--------------------------------|
| PCC | - | 32,27 |
| L1 | 300 | 32,27 |
| L3 | 240 | 28,40 |
| L9 | 300 | 28,65 |
| L7 | 240 | 27,86 |
| L5-1 | 240 | 28,41 |
| 14 | 300 | 30,23 |
| 12 | 240 | 27,85 |
| 18 | 300 | 32,27 |
| 16 | 240 | 28,40 |

Kortslutningsanalysen i tabell 55 indikerer at maksimal kortslutningsstrøm håndteres for 300 og 240 mm² tverrsnitt.

Termisk belastning for 4 strenger i en ring:

I henhold til IEC standarder skal kabler dimensjoneres for å kunne operere 20 % over maksimal driftsbelastning ved feil i nærliggende kabler. Konsekvensen blir at tapene som oppstår i kabel lederen øker med en faktor tilsvarende (1,2)². Maksimal akseptabel driftstemperatur i lederen vil øke med en tilsvarende faktor:

$$T_{max} = (1,2)^2 \cdot (\theta_{maxload} - 20) + 20 = 120^{\circ}C \quad (\text{Nysveen, Ildstad, \& Runde, 2011, s.13})$$

Nedenfor presenteres den termiske belastningen ved utfall av kabel L1 ved ulik belastningsgrad. I beregningene settes maksimal akseptabel driftstemperatur lik 120 °C ved utfall av kabel L1, jf. formel ovenfor.

Tabell 56 Feil på kabel L1 når 1. og 2. seksjon har et 400 mm² tverrsnitt, 3. og 4. seksjon har et 150 mm² tverrsnitt:

| Name | Type | Loading [%] | Busbar | Active Power [MW] | Reactive Power [Mvar] | Power.-factor [-] | Current [kA] | Current [p.u.] |
|---------|------|-------------|--------------|-------------------|-----------------------|-------------------|--------------|----------------|
| L5-2 | Lne | 47,42 | Busbar 2(28) | -25,004 | -9,733 | -0,93 | 0,228 | 0,474 |
| | | | Busbar 2(27) | 25,039 | 9,189 | 0,94 | 0,226 | 0,471 |
| L5-3 | Lne | 21,39 | Busbar 2(25) | -11,147 | -4,691 | -0,92 | 0,103 | 0,214 |
| | | | Busbar 2(28) | 11,155 | 4,122 | 0,94 | 0,101 | 0,210 |
| L6 | Lne | 56,42 | Busbar 3(4) | 24,744 | 2,943 | 0,99 | 0,211 | 0,563 |
| | | | Busbar 2(18) | -24,694 | -3,410 | -0,99 | 0,212 | 0,564 |
| L7 | Lne | 79,64 | Busbar 2(17) | -34,591 | -5,844 | -0,99 | 0,299 | 0,796 |
| | | | Busbar 3(3) | 34,689 | 5,410 | 0,99 | 0,298 | 0,795 |
| L8 | Lne | 65,49 | Busbar 1(12) | -44,524 | -8,431 | -0,98 | 0,386 | 0,655 |
| | | | Busbar 2(16) | 44,586 | 7,844 | 0,98 | 0,385 | 0,653 |
| L9 | Lne | 80,41 | Busbar 1(11) | 54,519 | 10,431 | 0,98 | 0,473 | 0,802 |
| | | | Terminal(36) | -54,426 | -10,970 | -0,98 | 0,474 | 0,804 |
| Line(1) | Lne | 37,78 | Terminal(19) | 52,684 | 10,812 | 0,98 | 0,233 | 0,283 |
| | | | Terminal(22) | -52,467 | -48,274 | -0,74 | 0,312 | 0,378 |
| Line(2) | Lne | 37,78 | Terminal(20) | 52,684 | 10,812 | 0,98 | 0,233 | 0,283 |
| | | | Terminal(23) | -52,467 | -48,274 | -0,74 | 0,312 | 0,378 |
| Line(3) | Lne | 37,78 | Terminal(11) | 52,684 | 10,812 | 0,98 | 0,233 | 0,283 |
| | | | | | | | | |
| L11 | Lne | 56,98 | Busbar 3(20) | 23,849 | 7,611 | 0,95 | 0,212 | 0,566 |
| | | | Busbar 2(26) | -23,798 | -8,076 | -0,95 | 0,214 | 0,570 |
| L12 | Lne | 80,29 | Busbar 3(19) | -33,698 | -10,507 | -0,95 | 0,301 | 0,803 |
| | | | Busbar 3(18) | 33,798 | 10,076 | 0,96 | 0,300 | 0,800 |
| L13 | Lne | 65,99 | Busbar 1(14) | -43,635 | -13,089 | -0,96 | 0,389 | 0,660 |
| | | | Busbar 2(21) | 43,698 | 12,507 | 0,96 | 0,388 | 0,657 |
| L14 | Lne | 80,97 | Busbar 1(13) | 53,635 | 15,089 | 0,96 | 0,476 | 0,807 |
| | | | Busbar 1(19) | -53,540 | -15,624 | -0,96 | 0,478 | 0,810 |
| L15 | Lne | 50,56 | Busbar 3(17) | 21,147 | 6,691 | 0,95 | 0,188 | 0,502 |
| | | | Busbar 2(24) | -21,108 | -7,162 | -0,95 | 0,190 | 0,506 |
| L16 | Lne | 73,89 | Busbar 2(23) | -31,023 | -9,602 | -0,96 | 0,277 | 0,739 |
| | | | Busbar 3(16) | 31,108 | 9,162 | 0,96 | 0,276 | 0,736 |
| L17 | Lne | 61,92 | Busbar 1(16) | -40,967 | -12,195 | -0,96 | 0,365 | 0,619 |
| | | | Busbar 2(22) | 41,023 | 11,602 | 0,96 | 0,364 | 0,617 |
| L18 | Lne | 76,91 | Busbar 1(15) | 50,967 | 14,195 | 0,96 | 0,452 | 0,766 |
| | | | Terminal(38) | -50,882 | -14,743 | -0,96 | 0,454 | 0,769 |
| L2 | Lne | 14,75 | Busbar 1(10) | 9,996 | 2,000 | 0,98 | 0,086 | 0,145 |
| | | | Busbar 2(2) | -9,992 | -2,689 | -0,97 | 0,087 | 0,148 |
| L3 | Lne | 46,32 | Busbar 3(14) | 19,988 | 4,689 | 0,97 | 0,173 | 0,460 |
| | | | Busbar 3(13) | -19,954 | -5,173 | -0,97 | 0,174 | 0,463 |
| L4 | Lne | 69,47 | Busbar 3(15) | -29,875 | -7,629 | -0,97 | 0,260 | 0,695 |
| | | | Busbar 2(19) | 29,950 | 7,173 | 0,97 | 0,259 | 0,692 |
| L5-1 | Lne | 72,44 | Busbar 2(27) | -39,787 | -10,131 | -0,97 | 0,348 | 0,724 |
| | | | Busbar 2(20) | 39,870 | 9,629 | 0,97 | 0,347 | 0,722 |

Tabell 57 Feil på kabel L1 når 1. og 2. seksjon har et 300 mm² tverrsnitt, 3. og 4. seksjon har et 240 mm² tverrsnitt:

| Grid: Short Circuit - Mult System Stage: Short Circuit - Study Case: Study Case(1) | | | | | | Annex: | | / 5 | |
|--|------|-------------|--------------|-------------------|-----------------------|-------------------|--------------|----------------|--|
| Name | Type | Loading [%] | Busbar | Active Power [MW] | Reactive Power [Mvar] | Power.-factor [-] | Current [kA] | Current [p.u.] | |
| L14 | Lne | 82,31 | Busbar 1(13) | 51,295 | 10,404 | 0,98 | 0,435 | 0,821 | |
| | | | Busbar 1(19) | -51,235 | -10,938 | -0,98 | 0,436 | 0,823 | |
| L15 | Lne | 42,08 | Busbar 3(17) | 21,523 | 10,789 | 0,89 | 0,200 | 0,416 | |
| | | | Busbar 2(24) | -21,507 | -11,365 | -0,88 | 0,202 | 0,421 | |
| L16 | Lne | 59,61 | Busbar 2(23) | -31,471 | -13,913 | -0,91 | 0,286 | 0,596 | |
| | | | Busbar 3(16) | 31,503 | 13,365 | 0,92 | 0,284 | 0,592 | |
| L17 | Lne | 70,06 | Busbar 1(16) | -41,424 | -16,481 | -0,93 | 0,371 | 0,701 | |
| | | | Busbar 2(22) | 41,467 | 15,913 | 0,93 | 0,369 | 0,697 | |
| L18 | Lne | 86,21 | Busbar 1(15) | 51,420 | 18,481 | 0,94 | 0,455 | 0,859 | |
| | | | Terminal(38) | -51,355 | -19,001 | -0,94 | 0,457 | 0,862 | |
| L18(1) | Lne | 63,93 | Busbar 1(23) | -39,759 | -8,581 | -0,98 | 0,339 | 0,639 | |
| | | | Busbar 1(37) | 39,795 | 8,000 | 0,98 | 0,338 | 0,637 | |
| L18(2) | Lne | 63,93 | Busbar 1(18) | -39,759 | -8,581 | -0,98 | 0,339 | 0,639 | |
| | | | Busbar 1(37) | 39,795 | 8,000 | 0,98 | 0,338 | 0,637 | |
| L18(3) | Lne | 63,93 | Busbar 1(21) | -39,759 | -8,581 | -0,98 | 0,339 | 0,639 | |
| | | | Busbar 1(37) | 39,795 | 8,000 | 0,98 | 0,338 | 0,637 | |
| L18(4) | Lne | 63,93 | Busbar 1(27) | -39,759 | -8,581 | -0,98 | 0,339 | 0,639 | |
| | | | Busbar 1(24) | 39,795 | 8,000 | 0,98 | 0,338 | 0,637 | |
| | | | Busbar 1(24) | 39,795 | 8,000 | 0,98 | 0,338 | 0,637 | |
| L18(6) | Lne | 63,93 | Busbar 1(28) | -39,759 | -8,581 | -0,98 | 0,339 | 0,639 | |
| | | | Busbar 1(24) | 39,795 | 8,000 | 0,98 | 0,338 | 0,637 | |
| L2 | Lne | 16,10 | Busbar 1(10) | 9,996 | 2,000 | 0,98 | 0,084 | 0,159 | |
| | | | Busbar 2(2) | -9,993 | -2,660 | -0,97 | 0,085 | 0,161 | |
| L3 | Lne | 35,54 | Busbar 3(14) | 19,989 | 4,660 | 0,97 | 0,169 | 0,353 | |
| | | | Busbar 3(13) | -19,978 | -5,250 | -0,97 | 0,171 | 0,355 | |
| L4 | Lne | 53,31 | Busbar 3(15) | -29,948 | -7,815 | -0,97 | 0,256 | 0,533 | |
| | | | Busbar 2(19) | 29,973 | 7,250 | 0,97 | 0,255 | 0,531 | |
| L5-1 | Lne | 71,10 | Busbar 2(27) | -39,898 | -10,346 | -0,97 | 0,341 | 0,711 | |
| | | | Busbar 2(20) | 39,944 | 9,815 | 0,97 | 0,340 | 0,708 | |
| L5-2 | Lne | 42,45 | Busbar 2(28) | -22,923 | -8,881 | -0,93 | 0,204 | 0,425 | |
| | | | Busbar 2(27) | 22,940 | 8,303 | 0,94 | 0,202 | 0,421 | |
| L5-3 | Lne | 25,05 | Busbar 2(25) | -11,528 | -8,789 | -0,80 | 0,120 | 0,250 | |
| | | | Busbar 2(28) | 11,533 | 8,195 | 0,82 | 0,117 | 0,244 | |
| L6 | Lne | 47,18 | Busbar 3(4) | 26,954 | 4,043 | 0,99 | 0,226 | 0,470 | |
| | | | Busbar 2(18) | -26,934 | -4,614 | -0,99 | 0,226 | 0,472 | |
| L7 | Lne | 64,97 | Busbar 2(17) | -36,892 | -7,155 | -0,98 | 0,312 | 0,650 | |
| | | | Busbar 3(3) | 36,930 | 6,614 | 0,98 | 0,311 | 0,648 | |
| L8 | Lne | 75,01 | Busbar 1(12) | -46,839 | -9,712 | -0,98 | 0,398 | 0,750 | |
| | | | Busbar 2(16) | 46,888 | 9,155 | 0,98 | 0,396 | 0,748 | |
| L9 | Lne | 91,20 | Busbar 1(11) | 56,834 | 11,712 | 0,98 | 0,482 | 0,910 | |
| | | | Terminal(36) | -56,762 | -12,219 | -0,98 | 0,483 | 0,912 | |
| Line(1) | Lne | 79,85 | Terminal(19) | 130,316 | 16,731 | 0,99 | 0,567 | 0,688 | |
| | | | Terminal(22) | -129,723 | -76,951 | -0,86 | 0,659 | 0,798 | |
| Line(2) | Lne | 79,85 | Terminal(20) | 130,316 | 16,731 | 0,99 | 0,567 | 0,688 | |

Tabell 58 Feil på kabel L1 når 1. og 2. seksjon har et 400 mm² tverrsnitt, 3. og 4. seksjon har et 150 mm² tverrsnitt:

| Name | Type | Loading [%] | Busbar | Active Power [MW] | Reactive Power [Mvar] | Power. - factor [-] | Current [kA] | Current [p.u.] |
|------|------|-------------|-----------------------|-------------------|-----------------------|---------------------|--------------|----------------|
| L12 | Lne | 94,43 | Busbar 2(14) | -27,624 | -13,009 | -0,90 | 0,261 | 0,695 |
| | | | Busbar 3(11) | -37,485 | -17,411 | -0,91 | 0,354 | 0,944 |
| | | | Busbar 3(10) | 37,624 | 17,008 | 0,91 | 0,352 | 0,940 |
| L13 | Lne | 76,04 | Busbar 1(7) | -47,402 | -21,958 | -0,91 | 0,449 | 0,760 |
| | | | Busbar 2(3) | 47,485 | 21,411 | 0,91 | 0,446 | 0,756 |
| L14 | Lne | 92,10 | Busbar 1(6) | 57,402 | 25,958 | 0,91 | 0,541 | 0,917 |
| | | | Single Busbar with .. | -57,279 | -26,446 | -0,91 | 0,543 | 0,921 |
| L2 | Lne | 15,76 | Busbar 1(3) | 10,000 | 4,000 | 0,93 | 0,091 | 0,154 |
| | | | Busbar 2(1) | -9,996 | -4,686 | -0,91 | 0,093 | 0,158 |
| L3 | Lne | 49,42 | Busbar 3(7) | 19,996 | 8,686 | 0,92 | 0,184 | 0,490 |
| | | | Busbar 3(1) | -19,958 | -9,166 | -0,91 | 0,185 | 0,494 |
| L4 | Lne | 74,09 | Busbar 3(2) | -29,873 | -13,614 | -0,91 | 0,278 | 0,741 |
| | | | Busbar 2(4) | 29,958 | 13,166 | 0,92 | 0,276 | 0,736 |
| L5-1 | Lne | 77,27 | Busbar 2(8) | 39,873 | 17,613 | 0,91 | 0,369 | 0,769 |
| | | | Terminal | -39,779 | -18,103 | -0,91 | 0,371 | 0,773 |
| L5-2 | Lne | 34,86 | Busbar 2(15) | -17,699 | -8,563 | -0,90 | 0,167 | 0,349 |
| | | | Busbar 2(9) | 17,718 | 8,007 | 0,91 | 0,165 | 0,344 |
| L6 | Lne | 79,96 | Busbar 3(6) | 32,013 | 14,338 | 0,91 | 0,298 | 0,795 |
| | | | Busbar 2(7) | -31,914 | -14,770 | -0,91 | 0,300 | 0,800 |
| L7 | Lne | 104,89 | Busbar 2(6) | -41,743 | -19,153 | -0,91 | 0,393 | 1,049 |
| | | | Busbar 3(5) | 41,914 | 18,770 | 0,91 | 0,392 | 1,044 |
| L8 | Lne | 82,68 | Busbar 1(5) | -51,644 | -23,678 | -0,91 | 0,488 | 0,827 |
| | | | Busbar 2(5) | 51,743 | 23,152 | 0,91 | 0,485 | 0,823 |
| L9 | Lne | 98,74 | Terminal(1) | -61,503 | -28,140 | -0,91 | 0,583 | 0,987 |

Tabell 59 Feil på kabel L1 når 1. og 2. seksjon har et 400 mm² tverrsnitt, 3. og 4. seksjon har et 185 mm² tverrsnitt:

Grid: Short circuit Multi System Stage: Short circuit M | Study Case: Study Case(1) | Annex: / 4

| Name | Type | Loading [%] | Busbar | Active Power [MW] | Reactive Power [Mvar] | Power. - factor [-] | Current [kA] | Current [p.u.] |
|------|------|-------------|-----------------------|-------------------|-----------------------|---------------------|--------------|----------------|
| L12 | Lne | 84,08 | Busbar 2(14) | -27,534 | -12,841 | -0,91 | 0,259 | 0,618 |
| | | | Busbar 3(11) | -37,423 | -17,272 | -0,91 | 0,353 | 0,841 |
| | | | Busbar 3(10) | 37,534 | 16,841 | 0,91 | 0,351 | 0,836 |
| L13 | Lne | 75,88 | Busbar 1(7) | -47,340 | -21,819 | -0,91 | 0,448 | 0,759 |
| | | | Busbar 2(3) | 47,423 | 21,272 | 0,91 | 0,445 | 0,755 |
| L14 | Lne | 91,94 | Busbar 1(6) | 57,340 | 25,819 | 0,91 | 0,540 | 0,915 |
| | | | Single Busbar with .. | -57,218 | -26,307 | -0,91 | 0,542 | 0,919 |
| L2 | Lne | 15,78 | Busbar 1(3) | 10,000 | 4,000 | 0,93 | 0,091 | 0,154 |
| | | | Busbar 2(1) | -9,996 | -4,684 | -0,91 | 0,093 | 0,158 |
| L3 | Lne | 44,22 | Busbar 3(7) | 19,996 | 8,683 | 0,92 | 0,184 | 0,438 |
| | | | Busbar 3(1) | -19,966 | -9,189 | -0,91 | 0,186 | 0,442 |
| L4 | Lne | 66,31 | Busbar 3(2) | -29,897 | -13,663 | -0,91 | 0,278 | 0,663 |
| | | | Busbar 2(4) | 29,966 | 13,188 | 0,92 | 0,277 | 0,659 |
| L5-1 | Lne | 77,43 | Busbar 2(8) | 39,897 | 17,662 | 0,91 | 0,370 | 0,770 |
| | | | Terminal | -39,802 | -18,150 | -0,91 | 0,372 | 0,774 |
| L5-2 | Lne | 34,58 | Busbar 2(15) | -17,594 | -8,369 | -0,90 | 0,166 | 0,346 |
| | | | Busbar 2(9) | 17,613 | 7,814 | 0,91 | 0,164 | 0,342 |
| L6 | Lne | 71,93 | Busbar 3(6) | 32,141 | 14,577 | 0,91 | 0,300 | 0,715 |
| | | | Busbar 2(7) | -32,060 | -15,035 | -0,91 | 0,302 | 0,719 |
| L7 | Lne | 94,22 | Busbar 2(6) | -41,920 | -19,445 | -0,91 | 0,396 | 0,942 |
| | | | Busbar 3(5) | 42,060 | 19,035 | 0,91 | 0,394 | 0,938 |
| L8 | Lne | 83,09 | Busbar 1(5) | -51,821 | -23,969 | -0,91 | 0,490 | 0,831 |
| | | | Busbar 2(5) | 51,920 | 23,445 | 0,91 | 0,488 | 0,827 |
| L9 | Lne | 99,15 | Terminal(1) | -61,679 | -28,429 | -0,91 | 0,585 | 0,991 |
| | | | Busbar 1(4) | 61,821 | 27,969 | 0,91 | 0,583 | 0,987 |

Vedlegg E. Leveringspålitelighet ved reduksjon av nettkapasitet

Nedenfor analyseres tapt produksjon ved reduksjon av tverrsnittet når tre strenger i en ring sammenkobles.

Tabell 60 Tverrsnitt 500 og 185 mm² :

| | | | |
|--|-----------|--------------|--------|
| System Average Interruption Frequency Index | : SAIFI = | 0,074000 | l/Ca |
| Customer Average Interruption Frequency Index | : CAIFI = | 0,074000 | l/Ca |
| System Average Interruption Duration Index | : SAIDI = | 10,186 | h/Ca |
| Customer Average Interruption Duration Index | : CAIDI = | 137,648 | h |
| Average Service Availability Index | : ASAI = | 0,9988372239 | |
| Average Service Unavailability Index | : ASUI = | 0,0011627761 | |
| Energy Not Supplied | : ENS = | -2545,020 | MWh/a |
| Average Energy Not Supplied | : AENS = | -106,043 | MWh/Ca |
| Average Customer Curtailment Index | : ACCI = | -1489,463 | MWh/Ca |
| Expected Interruption Cost | : EIC = | -0,356 | M£/a |
| Interrupted Energy Assessment Rate | : IEAR = | 0,000 | £/kWh |
| System energy shed | : SES = | 0,000 | MWh/a |
| Average System Interruption Frequency Index | : ASIFI = | 0,000000 | l/a |
| Average System Interruption Duration Index | : ASIDI = | 0,000000 | h/a |
| Momentary Average Interruption Frequency Index | : MAIFI = | 0,000000 | l/Ca |

Tabell 22 Tverrsnitt 400 og 150 mm²

| | | | |
|--|-----------|--------------|--------|
| System Average Interruption Frequency Index | : SAIFI = | 0,074000 | l/Ca |
| Customer Average Interruption Frequency Index | : CAIFI = | 0,074000 | l/Ca |
| System Average Interruption Duration Index | : SAIDI = | 10,186 | h/Ca |
| Customer Average Interruption Duration Index | : CAIDI = | 137,648 | h |
| Average Service Availability Index | : ASAI = | 0,9988372239 | |
| Average Service Unavailability Index | : ASUI = | 0,0011627761 | |
| Energy Not Supplied | : ENS = | -2545,081 | MWh/a |
| Average Energy Not Supplied | : AENS = | -106,045 | MWh/Ca |
| Average Customer Curtailment Index | : ACCI = | -1489,499 | MWh/Ca |
| Expected Interruption Cost | : EIC = | -0,356 | M£/a |
| Interrupted Energy Assessment Rate | : IEAR = | 0,000 | £/kWh |
| System energy shed | : SES = | 0,000 | MWh/a |
| Average System Interruption Frequency Index | : ASIFI = | 0,000000 | l/a |
| Average System Interruption Duration Index | : ASIDI = | 0,000000 | h/a |
| Momentary Average Interruption Frequency Index | : MAIFI = | 0,000000 | l/Ca |

Tabell 23 Tverrsnitt 300 og 120 mm²:

| | | | |
|--|-----------|--------------|--------|
| System Average Interruption Frequency Index | : SAIFI = | 0,074000 | l/Ca |
| Customer Average Interruption Frequency Index | : CAIFI = | 0,074000 | l/Ca |
| System Average Interruption Duration Index | : SAIDI = | 10,186 | h/Ca |
| Customer Average Interruption Duration Index | : CAIDI = | 137,648 | h |
| Average Service Availability Index | : ASAI = | 0,9988372239 | |
| Average Service Unavailability Index | : ASUI = | 0,0011627761 | |
| Energy Not Supplied | : ENS = | -2546,652 | MWh/a |
| Average Energy Not Supplied | : AENS = | -106,110 | MWh/Ca |
| Average Customer Curtailment Index | : ACCI = | -1490,418 | MWh/Ca |
| Expected Interruption Cost | : EIC = | -0,356 | M£/a |
| Interrupted Energy Assessment Rate | : IEAR = | 0,000 | £/kWh |
| System energy shed | : SES = | 0,000 | MWh/a |
| Average System Interruption Frequency Index | : ASIFI = | 0,000000 | l/a |
| Average System Interruption Duration Index | : ASIDI = | 0,000000 | h/a |
| Momentary Average Interruption Frequency Index | : MAIFI = | 0,000000 | l/Ca |

Tabell 62 Tverrsnitt 240 og 95 mm²:

| | | | |
|--|-----------|--------------|--------|
| System Average Interruption Frequency Index | : SAIFI = | 0,074000 | l/Ca |
| Customer Average Interruption Frequency Index | : CAIFI = | 0,074000 | l/Ca |
| System Average Interruption Duration Index | : SAIDI = | 10,186 | h/Ca |
| Customer Average Interruption Duration Index | : CAIDI = | 137,648 | h |
| Average Service Availability Index | : ASAI = | 0,9988372239 | |
| Average Service Unavailability Index | : ASUI = | 0,0011627761 | |
| Energy Not Supplied | : ENS = | -2548,377 | MWh/a |
| Average Energy Not Supplied | : AENS = | -106,182 | MWh/Ca |
| Average Customer Curtailment Index | : ACCI = | -1491,428 | MWh/Ca |
| Expected Interruption Cost | : EIC = | -0,356 | M€/a |
| Interrupted Energy Assessment Rate | : IEAR = | 0,000 | €/kWh |
| System energy shed | : SES = | 0,000 | MWh/a |
| Average System Interruption Frequency Index | : ASIFI = | 0,000000 | l/a |
| Average System Interruption Duration Index | : ASIDI = | 0,000000 | h/a |
| Momentary Average Interruption Frequency Index | : MAIFI = | 0,000000 | l/Ca |

Vedlegg E1. Marginal beregninger for seksjon 1 og 2

Nedenfor anvendes formel (5.6) i kapittel 5.3 til å beregne C_{kabel} :

- Tverrsnitt 500:

$$C_{\text{Kabel,AC}} [\text{M€}] = \left(\frac{87,09 + 79,11 e^{\left(\frac{243,30 \cdot 655}{10^5}\right)}}{1000} \right) \cdot 21,6 \text{ km} = 10,290898$$

- Tverrsnitt 400:

$$C_{\text{Kabel,AC}} [\text{M€}] = \left(\frac{87,09 + 79,11 e^{\left(\frac{243,30 \cdot 590}{10^5}\right)}}{1000} \right) \cdot 21,6 \text{ km} = 9,060770$$

- Tverrsnitt 300:

$$C_{\text{Kabel,AC}} [\text{M€}] = \left(\frac{87,09 + 79,11 e^{\left(\frac{243,30 \cdot 530}{10^5}\right)}}{1000} \right) \cdot 21,6 \text{ km} = 8,085597$$

- Tverrsnitt 240:

$$C_{\text{Kabel,AC}} [\text{M€}] = \left(\frac{87,09 + 79,11 e^{\left(\frac{243,30 \cdot 480}{10^5}\right)}}{1000} \right) \cdot 21,6 \text{ km} = 7,374928$$

- Marginalkostnader for seksjon 1 & 2:

$$- \text{MC}_{500-400} = \frac{10,290898 - 9,060770}{60 - 55} = 0,2460$$

$$- \text{MC}_{400-300} = \frac{9,060770 - 8,085597}{55 - 50} = 0,1950$$

$$- MC_{300-240} = \frac{8,085597 - 7,374928}{50 - 45} = 0,1421$$

- Marginalinntekter av å endre inntekt seksjon 1 & 2:
Nedenfor antas det at et pund tilsvarer 1,3558 Euro.

$$- MR_{500-400} [\text{€/MW}] = \frac{140 \cdot 1,3558 (2545,081 - 2545,020)}{60 - 55} = 2,3157$$

$$- MR_{400-300} [\text{€/MW}] = \frac{140 \cdot 1,3558 (2546,652 - 2545,081)}{55 - 50} = 59,6389$$

$$- MR_{300-240} [\text{€/MW}] = \frac{140 \cdot 1,3558 (2548,377 - 2546,652)}{50 - 45} = 65,4851$$

Vedlegg E2. Marginal beregninger for seksjon 3 og 4

Tabell 63 Marginalberegninger for seksjon 3 og 4:

| A [mm ²] | I _N [A] | C _{Kabel,AC} [M€] | ENS [MWh] |
|----------------------|--------------------|----------------------------|-----------|
| 185 | 420 | 6,629 | 2545,020 |
| 150 | 375 | 6,136 | 2545,081 |
| 120 | 340 | 5,789 | 2546,652 |
| 95 | 300 | 5,427 | 2548,377 |

| ΔA | MC [M€] | MR [€/MW] |
|----------------------|-----------|-----------|
| A ₁₈₅₋₁₅₀ | 0,0984690 | 2,3157 |
| A ₁₅₀₋₁₂₀ | 0,0694714 | 59,6389 |
| A ₁₂₀₋₉₅ | 0,0724790 | 65,4851 |

Vedlegg F. Leveringspålidelighet uten tidsvariasjon i vindkraftproduksjonen

På grunn av at PowerFactory fastsetter restriksjoner for modellering av antall noder, er ENS avdekket for følgende modeller i PowerFactory,

- ENS I: ENS 3 strenger i to ring – 24 turbiner
- ENS II: ENS for 4 strenger i en ring – 16 turbiner
- ENS: ENS for 10 strenger – 40 turbiner

Figur 12 illustrerer multi ring som sammenkobler 40 turbiner.

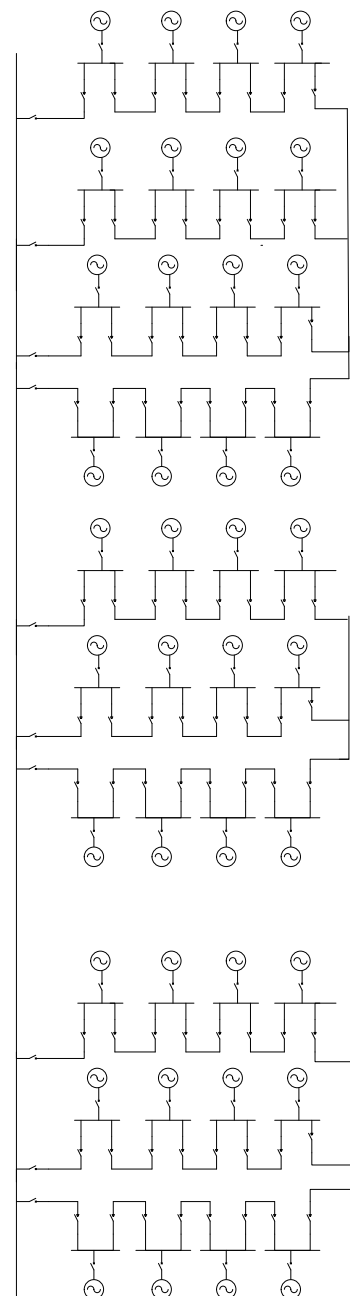
Vedlegg F1. ENS Radielt nett

Tabell 64 Uavhengige feil i kabler:

| | | | |
|--|-----------|--------------|--------|
| System Average Interruption Frequency Index | : SAIFI = | 0,025875 | l/Ca |
| Customer Average Interruption Frequency Index | : CAIFI = | 0,025875 | l/Ca |
| System Average Interruption Duration Index | : SAIDI = | 45,677 | h/Ca |
| Customer Average Interruption Duration Index | : CAIDI = | 1765,309 | h |
| Average Service Availability Index | : ASAI = | 0,9947856895 | |
| Average Service Unavailability Index | : ASUI = | 0,0052143105 | |
| Energy Not Supplied | : ENS = | -19446,009 | MWh/a |
| Average Energy Not Supplied | : AENS = | -486,150 | MWh/Ca |
| Average Customer Curtailment Index | : ACCI = | -20425,474 | MWh/Ca |
| Expected Interruption Cost | : EIC = | -2,722 | M€/a |
| Interrupted Energy Assessment Rate | : IEAR = | 0,000 | €/kWh |
| System energy shed | : SES = | 0,000 | MWh/a |
| Average System Interruption Frequency Index | : ASIFI = | 0,000000 | l/a |
| Average System Interruption Duration Index | : ASIDI = | 0,000000 | h/a |
| Momentary Average Interruption Frequency Index | : MAIFI = | 0,000000 | l/Ca |

Tabell 65 Uavhengige kabelfeil og uavhengig bryterfeil:

| | | | |
|--|-----------|--------------|--------|
| System Average Interruption Frequency Index | : SAIFI = | 0,028763 | l/Ca |
| Customer Average Interruption Frequency Index | : CAIFI = | 0,028763 | l/Ca |
| System Average Interruption Duration Index | : SAIDI = | 45,679 | h/Ca |
| Customer Average Interruption Duration Index | : CAIDI = | 1588,124 | h |
| Average Service Availability Index | : ASAI = | 0,9947854697 | |
| Average Service Unavailability Index | : ASUI = | 0,0052145303 | |
| Energy Not Supplied | : ENS = | -19446,828 | MWh/a |
| Average Energy Not Supplied | : AENS = | -486,171 | MWh/Ca |
| Average Customer Curtailment Index | : ACCI = | -18232,854 | MWh/Ca |
| Expected Interruption Cost | : EIC = | -2,722 | M€/a |
| Interrupted Energy Assessment Rate | : IEAR = | 0,000 | €/kWh |
| System energy shed | : SES = | 0,000 | MWh/a |
| Average System Interruption Frequency Index | : ASIFI = | 0,000000 | l/a |
| Average System Interruption Duration Index | : ASIDI = | 0,000000 | h/a |
| Momentary Average Interruption Frequency Index | : MAIFI = | 0,000000 | l/Ca |



Figur 12 Multi ring

Tabell 66 Uavhengige kabelfeil og uavhengig bryterfeil + avhengige kabelfeil:

| | | | |
|--|-----------|--------------|--------|
| System Average Interruption Frequency Index | : SAIFI = | 0,033763 | l/Ca |
| Customer Average Interruption Frequency Index | : CAIFI = | 0,033763 | l/Ca |
| System Average Interruption Duration Index | : SAIDI = | 55,829 | h/Ca |
| Customer Average Interruption Duration Index | : CAIDI = | 1653,562 | h |
| Average Service Availability Index | : ASAI = | 0,9936267939 | |
| Average Service Unavailability Index | : ASUI = | 0,0063732061 | |
| Energy Not Supplied | : ENS | -23763,916 | MWh/a |
| Average Energy Not Supplied | : AENS = | -594,098 | MWh/Ca |
| Average Customer Curtailment Index | : ACCI | -18829,172 | MWh/Ca |
| Expected Interruption Cost | : EIC = | -3,326 | M£/a |
| Interrupted Energy Assessment Rate | : IEAR = | 0,000 | £/kWh |
| System energy shed | : SES = | 0,000 | MWh/a |
| Average System Interruption Frequency Index | : ASIFI = | 0,000000 | l/a |
| Average System Interruption Duration Index | : ASIDI = | 0,000000 | h/a |
| Momentary Average Interruption Frequency Index | : MAIFI = | 0,000000 | l/Ca |

Tabell 67 Uavhengige feil i vern systemet + uavhengige kabelfeil + avhengige feil + PCC feil:

| | | | |
|--|-----------|--------------|--------|
| System Average Interruption Frequency Index | : SAIFI = | 0,034213 | l/Ca |
| Customer Average Interruption Frequency Index | : CAIFI = | 0,034213 | l/Ca |
| System Average Interruption Duration Index | : SAIDI = | 55,937 | h/Ca |
| Customer Average Interruption Duration Index | : CAIDI = | 1634,969 | h |
| Average Service Availability Index | : ASAI = | 0,9936144651 | |
| Average Service Unavailability Index | : ASUI = | 0,0063855349 | |
| Energy Not Supplied | : ENS | -23809,852 | MWh/a |
| Average Energy Not Supplied | : AENS = | -595,246 | MWh/Ca |
| Average Customer Curtailment Index | : ACCI | -18606,474 | MWh/Ca |
| Expected Interruption Cost | : EIC = | -3,332 | M£/a |
| Interrupted Energy Assessment Rate | : IEAR = | 0,000 | £/kWh |
| System energy shed | : SES = | 0,000 | MWh/a |
| Average System Interruption Frequency Index | : ASIFI = | 0,000000 | l/a |
| Average System Interruption Duration Index | : ASIDI = | 0,000000 | h/a |
| Momentary Average Interruption Frequency Index | : MAIFI = | 0,000000 | l/Ca |

$$- \text{Bidrag fra PCC feil} = \frac{23809,852}{23763,916} = 1,001933015$$

Tabell 68 Oppsummering av simuleringer radielt nett:

| | ENS |
|-----------------------|-------------------|
| Uavhengige kabelfeil | 19 446,009 |
| Uavhengige bryterfeil | 0,819 |
| Avhengige feil | 4317,088 |
| PCC feil | 45,936 |
| Total | 23 809,852 |

Vedlegg F2. ENS I – 24 turbiner

Tabell 69 Uavhengige feil i kabler:

| | | | |
|--|-----------|--------------|--------|
| System Average Interruption Frequency Index | : SAIFI = | 0,069000 | l/Ca |
| Customer Average Interruption Frequency Index | : CAIFI = | 0,069000 | l/Ca |
| System Average Interruption Duration Index | : SAIDI = | 0,036 | h/Ca |
| Customer Average Interruption Duration Index | : CAIDI = | 0,516 | h |
| Average Service Availability Index | : ASAI = | 0,9999959332 | |
| Average Service Unavailability Index | : ASUI = | 0,0000040668 | |
| Energy Not Supplied | : ENS = | -8,902 | MWh/a |
| Average Energy Not Supplied | : AENS = | -0,371 | MWh/Ca |
| Average Customer Curtailment Index | : ACCI = | -5,585 | MWh/Ca |
| Expected Interruption Cost | : EIC = | -0,001 | M£/a |
| Interrupted Energy Assessment Rate | : IEAR = | 0,000 | £/kWh |
| System energy shed | : SES = | 0,000 | MWh/a |
| Average System Interruption Frequency Index | : ASIFI = | 0,000000 | l/a |
| Average System Interruption Duration Index | : ASIDI = | 0,000000 | h/a |
| Momentary Average Interruption Frequency Index | : MAIFI = | 0,000000 | l/Ca |

Tabell 70 Uavhengige feil i vern systemet + uavhengige kabelfeil:

| | | | |
|--|-----------|--------------|--------|
| System Average Interruption Frequency Index | : SAIFI = | 0,069000 | l/Ca |
| Customer Average Interruption Frequency Index | : CAIFI = | 0,069000 | l/Ca |
| System Average Interruption Duration Index | : SAIDI = | 0,036 | h/Ca |
| Customer Average Interruption Duration Index | : CAIDI = | 0,521 | h |
| Average Service Availability Index | : ASAI = | 0,9999958996 | |
| Average Service Unavailability Index | : ASUI = | 0,0000041004 | |
| Energy Not Supplied | : ENS = | -8,975 | MWh/a |
| Average Energy Not Supplied | : AENS = | -0,374 | MWh/Ca |
| Average Customer Curtailment Index | : ACCI = | -5,622 | MWh/Ca |
| Expected Interruption Cost | : EIC = | -0,001 | M£/a |
| Interrupted Energy Assessment Rate | : IEAR = | 0,000 | £/kWh |
| System energy shed | : SES = | 0,000 | MWh/a |
| Average System Interruption Frequency Index | : ASIFI = | 0,000000 | l/a |
| Average System Interruption Duration Index | : ASIDI = | 0,000000 | h/a |
| Momentary Average Interruption Frequency Index | : MAIFI = | 0,000000 | l/Ca |

Tabell 71 Avhengige feil + uavhengige feil i kabler og vern systemet:

| | | | |
|--|-----------|--------------|--------|
| System Average Interruption Frequency Index | : SAIFI = | 0,074000 | l/Ca |
| Customer Average Interruption Frequency Index | : CAIFI = | 0,074000 | l/Ca |
| System Average Interruption Duration Index | : SAIDI = | 10,186 | h/Ca |
| Customer Average Interruption Duration Index | : CAIDI = | 137,648 | h |
| Average Service Availability Index | : ASAI = | 0,9988372239 | |
| Average Service Unavailability Index | : ASUI = | 0,0011627761 | |
| Energy Not Supplied | : ENS = | -2545,246 | MWh/a |
| Average Energy Not Supplied | : AENS = | -106,052 | MWh/Ca |
| Average Customer Curtailment Index | : ACCI = | -1489,596 | MWh/Ca |
| Expected Interruption Cost | : EIC = | -0,356 | M£/a |
| Interrupted Energy Assessment Rate | : IEAR = | 0,000 | £/kWh |
| System energy shed | : SES = | 0,000 | MWh/a |
| Average System Interruption Frequency Index | : ASIFI = | 0,000000 | l/a |
| Average System Interruption Duration Index | : ASIDI = | 0,000000 | h/a |
| Momentary Average Interruption Frequency Index | : MAIFI = | 0,000000 | l/Ca |

Tabell 72 Avhengige feil + uavhengige feil i kabler og vern systemet + PCC feil:

| | | | |
|--|-----------|--------------|--------|
| System Average Interruption Frequency Index | : SAIFI = | 0,074450 | l/Ca |
| Customer Average Interruption Frequency Index | : CAIFI = | 0,074450 | l/Ca |
| System Average Interruption Duration Index | : SAIDI = | 10,294 | h/Ca |
| Customer Average Interruption Duration Index | : CAIDI = | 138,268 | h |
| Average Service Availability Index | : ASAI = | 0,9988248762 | |
| Average Service Unavailability Index | : ASUI = | 0,0011751238 | |
| Energy Not Supplied | : ENS = | -2572,274 | MWh/a |
| Average Energy Not Supplied | : AENS = | -107,178 | MWh/Ca |
| Average Customer Curtailment Index | : ACCI = | -1496,585 | MWh/Ca |
| Expected Interruption Cost | : EIC = | -0,360 | M£/a |
| Interrupted Energy Assessment Rate | : IEAR = | 0,000 | £/kWh |
| System energy shed | : SES = | 0,000 | MWh/a |
| Average System Interruption Frequency Index | : ASIFI = | 0,000000 | l/a |
| Average System Interruption Duration Index | : ASIDI = | 0,000000 | h/a |
| Momentary Average Interruption Frequency Index | : MAIFI = | 0,000000 | l/Ca |

Tabell 73 Oppsummering av simulering – 24 turbiner:

| | ENS I |
|-----------------------|-----------------|
| Uavhengige kabelfeil | 8,902 |
| Uavhengige bryterfeil | 0,073 |
| Avhengige feil | 2536,271 |
| Total | 2545,246 |

Vedlegg F3. ENS II – 16 turbiner

Tabell 74 Uavhengige feil i kabler:

| | | | |
|--|-----------|--------------|--------|
| System Average Interruption Frequency Index | : SAIFI = | 0,105750 | l/Ca |
| Customer Average Interruption Frequency Index | : CAIFI = | 0,105750 | l/Ca |
| System Average Interruption Duration Index | : SAIDI = | 0,054 | h/Ca |
| Customer Average Interruption Duration Index | : CAIDI = | 0,508 | h |
| Average Service Availability Index | : ASAI = | 0,9999938677 | |
| Average Service Unavailability Index | : ASUI = | 0,0000061323 | |
| Energy Not Supplied | : ENS = | -8,897 | MWh/a |
| Average Energy Not Supplied | : AENS = | -0,556 | MWh/Ca |
| Average Customer Curtailment Index | : ACCI = | -5,343 | MWh/Ca |
| Expected Interruption Cost | : EIC = | -0,001 | M£/a |
| Interrupted Energy Assessment Rate | : IEAR = | 0,000 | £/kWh |
| System energy shed | : SES = | 0,000 | MWh/a |
| Average System Interruption Frequency Index | : ASIFI = | 0,000000 | l/a |
| Average System Interruption Duration Index | : ASIDI = | 0,000000 | h/a |
| Momentary Average Interruption Frequency Index | : MAIFI = | 0,000000 | l/Ca |

Tabell 75 Uavhengige feil i vern systemet + uavhengige kabelfeil:

| | | | |
|--|-----------|--------------|--------|
| System Average Interruption Frequency Index | : SAIFI = | 0,105750 | l/Ca |
| Customer Average Interruption Frequency Index | : CAIFI = | 0,105750 | l/Ca |
| System Average Interruption Duration Index | : SAIDI = | 0,054 | h/Ca |
| Customer Average Interruption Duration Index | : CAIDI = | 0,511 | h |
| Average Service Availability Index | : ASAI = | 0,9999938257 | |
| Average Service Unavailability Index | : ASUI = | 0,0000061743 | |
| Energy Not Supplied | : ENS = | -8,958 | MWh/a |
| Average Energy Not Supplied | : AENS = | -0,560 | MWh/Ca |
| Average Customer Curtailment Index | : ACCI = | -5,366 | MWh/Ca |
| Expected Interruption Cost | : EIC = | -0,001 | M£/a |
| Interrupted Energy Assessment Rate | : IEAR = | 0,000 | £/kWh |
| System energy shed | : SES = | 0,000 | MWh/a |
| Average System Interruption Frequency Index | : ASIFI = | 0,000000 | l/a |
| Average System Interruption Duration Index | : ASIDI = | 0,000000 | h/a |
| Momentary Average Interruption Frequency Index | : MAIFI = | 0,000000 | l/Ca |

Tabell 76 Avhengige feil + uavhengige feil i kabler og vern systemet:

| | | | |
|--|-----------|--------------|--------|
| System Average Interruption Frequency Index | : SAIFI = | 0,110750 | l/Ca |
| Customer Average Interruption Frequency Index | : CAIFI = | 0,110750 | l/Ca |
| System Average Interruption Duration Index | : SAIDI = | 10,204 | h/Ca |
| Customer Average Interruption Duration Index | : CAIDI = | 92,136 | h |
| Average Service Availability Index | : ASAI = | 0,9988351500 | |
| Average Service Unavailability Index | : ASUI = | 0,0011648500 | |
| Energy Not Supplied | : ENS = | -1690,138 | MWh/a |
| Average Energy Not Supplied | : AENS = | -105,634 | MWh/Ca |
| Average Customer Curtailment Index | : ACCI = | -970,755 | MWh/Ca |
| Expected Interruption Cost | : EIC = | -0,236 | M£/a |
| Interrupted Energy Assessment Rate | : IEAR = | 0,000 | £/kWh |
| System energy shed | : SES = | 0,000 | MWh/a |
| Average System Interruption Frequency Index | : ASIFI = | 0,000000 | l/a |
| Average System Interruption Duration Index | : ASIDI = | 0,000000 | h/a |
| Momentary Average Interruption Frequency Index | : MAIFI = | 0,000000 | l/Ca |

Tabell 77 Avhengige feil + uavhengige feil i kabler og vern systemet +PCC feil:

| | | | |
|--|-----------|--------------|--------|
| System Average Interruption Frequency Index | : SAIFI = | 0,111200 | l/Ca |
| Customer Average Interruption Frequency Index | : CAIFI = | 0,111200 | l/Ca |
| System Average Interruption Duration Index | : SAIDI = | 10,312 | h/Ca |
| Customer Average Interruption Duration Index | : CAIDI = | 92,737 | h |
| Average Service Availability Index | : ASAI = | 0,9988227929 | |
| Average Service Unavailability Index | : ASUI = | 0,0011772071 | |
| Energy Not Supplied | : ENS = | -1708,068 | MWh/a |
| Average Energy Not Supplied | : AENS = | -106,754 | MWh/Ca |
| Average Customer Curtailment Index | : ACCI = | -977,433 | MWh/Ca |
| Expected Interruption Cost | : EIC = | -0,239 | M£/a |
| Interrupted Energy Assessment Rate | : IEAR = | 0,000 | £/kWh |
| System energy shed | : SES = | 0,000 | MWh/a |
| Average System Interruption Frequency Index | : ASIFI = | 0,000000 | l/a |
| Average System Interruption Duration Index | : ASIDI = | 0,000000 | h/a |
| Momentary Average Interruption Frequency Index | : MAIFI = | 0,000000 | l/Ca |

Tabell 78 Oppsummering av simuleringer – 16 turbiner:

| | ENS II |
|-----------------------|-----------------|
| Uavhengige kabelfeil | 8,897 |
| Uavhengige bryterfeil | 0,061 |
| Avhengige feil | 1681,180 |
| Total | 1690,138 |

Vedlegg F4. Oppsummering ENS – 40 turbiner

- Bidraget fra transformatorplattformens sviktintensitet varierer avhengig av antall tilkoblede strenger. Beregnet bidrag fra transformatorplattformens sviktintensitet i tabell 24 (s. 85) inkluderer effekten fra 10 strenger. Det forutsettes et tilsvarende bidrag fra transformatorplattformens sviktintensitet i multi ring.

$$\text{ENS I: PCC feil} = (2545,246 \cdot 1,001933015) - 2545,246 = 4,919$$

$$\text{ENS II: PCC feil} = (1690,138 \cdot 1,001933015) - 1690,138 = 3,267$$

Tabell 79 Oppsummering av simuleringer – 40 turbiner:

| | ENS I | ENS II | ENS |
|-----------------------|----------|----------|-----------------|
| Uavhengige kabelfeil | 8,902 | 8,897 | 17,799 |
| Uavhengige bryterfeil | 0,073 | 0,061 | 0,134 |
| Avhengige feil | 2536,271 | 1681,180 | 4217,451 |
| PCC feil | 4,919 | 3,267 | 8,186 |
| Total | | | 4243,570 |

- På grunn av uforholdsmessig lang simuleringstid ved tidsvariasjon for fire strenger i en ring, er følgende forhold benyttet ved beregning av ENS når tidsvariasjon i vindkraftproduksjonen inkluderes, jf. tabell 35 og 30 (uten PCC feil):

$$\frac{\text{ENS I}}{\text{ENS II}} = \frac{2545,246}{1690,138} = 1,50593975$$

Tabell 80 Forholdstall til å beregne ENS ved tidsvariasjon for 16 turbiner:

| | $\frac{\text{ENS I}}{\text{ENS II}}$ |
|-----------------------|--------------------------------------|
| Uavhengige kabelfeil | 1,00056198 |
| Uavhengige bryterfeil | 1,19672131 |
| Avhengige feil | 1,50862548 |

Tabell 81 Vektet gjennomsnitt for 40 turbiner aggregert i multi ring, jf. tabell 29 og 34 (med PCC feil) :

| Indeks | 24 turbiner | 16 turbiner | 40 turbiner |
|-----------------------------------|-------------|-------------|-------------|
| SAIFI $[\frac{1}{\text{turbin}}]$ | 0,074450 | 0,111200 | 0,08915 |
| CAIDI [h] | 138,268 | 92,737 | 120,0556 |

Tabell 82 Beregning av SAIDI, ASUI og ASAI:

| Indeks | Formell | 40 turbiner i multi ring |
|-----------------------------------|------------------------------------|--------------------------|
| SAIDI $[\frac{h}{\text{turbin}}]$ | SAIDI = SAIFI · CAIDI | 10,7029 |
| ASUI | ASUI = $\frac{\text{SAIDI}}{8760}$ | 0,0012218 |
| ASAI | ASAI = 1-ASUI | 0,9987782 |

Vedlegg F5. Nettonåverdiberegninger

- I tabell 40 og 41 antas det at et pund tilsvarer 1,3558 Euro

Tabell 83 Nåverdiberegninger for multi ring. Her defineres ENS av Energy lost [MWh]:

| Year | 1 | 2 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
|-------------------------|----------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Energy lost | 4243,57 | 4243,57 | 4243,57 | 4243,57 | 4243,57 | 4243,57 | 4243,57 | 4243,57 |
| Price [€/MWh] | 140 | 140 | 140 | 140 | 140 | 140 | 140 | 140 |
| Energy cost [M€] | 0,5941 | 0,5941 | 0,5941 | 0,5941 | 0,5941 | 0,5941 | 0,5941 | 0,5941 |
| NPV | 0,59410 | 0,5450 | 0,4588 | 0,4209 | 0,3861 | 0,3542 | 0,3250 | 0,2982 |
| Total energy costs [M€] | 5,7138 | | | | | | | |
| Total energy costs [M€] | 7,7468 | | | | | | | |

| 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| 4243,57 | 4243,57 | 4243,57 | 4243,57 | 4243,57 | 4243,57 | 4243,57 | 4243,57 | 4243,57 | 4243,57 | 4243,57 |
| 140 | 140 | 140 | 140 | 140 | 140 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 |
| 0,5941 | 0,5941 | 0,5941 | 0,5941 | 0,5941 | 0,5941 | 0,42 | 0,42 | 0,42 | 0,42 | 0,42 |
| 0,2735 | 0,25095 | 0,23023 | 0,21122 | 0,19378 | 0,17778 | 0,11650 | 0,10688 | 0,09806 | 0,08996 | 0,08253 |

Tabell 84 Nåverdiberegninger for radielt nett. Her defineres ENS av Energy lost [MWh]:

| Year | 1 | 2 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
|-------------------------|-----------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| Energy lost | 23809,85 | 23809,85 | 23809,85 | 23809,85 | 23809,85 | 23809,85 | 23809,85 | 23809,85 |
| Price [€/MWh] | 140 | 140 | 140 | 140 | 140 | 140 | 140 | 140 |
| Energy cost [M€] | 3,3334 | 3,3334 | 3,3334 | 3,3334 | 3,3334 | 3,3334 | 3,3334 | 3,3334 |
| NPV | 3,33338 | 3,0581 | 2,5740 | 2,3614 | 2,1665 | 1,9876 | 1,8235 | 1,6729 |
| Total energy costs [M€] | 32,0590 | | | | | | | |
| Total energy costs [M€] | 43,4655 | | | | | | | |

| 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|---------|---------|----------|----------|
| 23809,85 | 23809,85 | 23809,85 | 23809,85 | 23809,85 | 23809,85 | 23809,85 | 23809,9 | 23809,9 | 23809,85 | 23809,85 |
| 140 | 140 | 140 | 140 | 140 | 140 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 |
| 3,3334 | 3,3334 | 3,3334 | 3,3334 | 3,3334 | 3,3334 | 2,38 | 2,38 | 2,38 | 2,38 | 2,38 |
| 1,5348 | 1,40806 | 1,29179 | 1,18513 | 1,08728 | 0,99750 | 0,65367 | 0,59970 | 0,55018 | 0,50475 | 0,46308 |

Vedlegg G. Tidsvariasjon i vindkraftproduksjonen

ENS er identifisert for følgende modeller i PowerFactory:

- ENS I: ENS 3 strenger i to ring – 24 turbiner
- ENS II: ENS for 4 strenger i en ring – 16 turbiner
- ENS: ENS for 10 strenger – 40 turbiner

Vedlegg G1. Radielt nett – 40 turbiner

Tabell 85 Uavhengig kabel feil:

| | | | |
|--|-----------|--------------|--------|
| System Average Interruption Frequency Index | : SAIFI = | 0,025875 | l/Ca |
| Customer Average Interruption Frequency Index | : CAIFI = | 0,025875 | l/Ca |
| System Average Interruption Duration Index | : SAIDI = | 45,677 | h/Ca |
| Customer Average Interruption Duration Index | : CAIDI = | 1765,309 | h |
| Average Service Availability Index | : ASAI = | 0,9947856895 | |
| Average Service Unavailability Index | : ASUI = | 0,0052143105 | |
| Energy Not Supplied | : ENS | -10673,611 | MWh/a |
| Average Energy Not Supplied | : AENS = | -266,840 | MWh/Ca |
| Average Customer Curtailment Index | : ACCI = | -796,030 | MWh/Ca |
| Expected Interruption Cost | : EIC = | -1,493 | M£/a |
| Interrupted Energy Assessment Rate | : IEAR = | 0,000 | £/kWh |
| System energy shed | : SES = | 0,000 | MWh/a |
| Average System Interruption Frequency Index | : ASIFI = | 0,000000 | l/a |
| Average System Interruption Duration Index | : ASIDI = | 0,000000 | h/a |
| Momentary Average Interruption Frequency Index | : MAIFI = | 0,000000 | l/Ca |

Tabell 86 Uavhengig kabel feil + uavhengig bryterfeil:

| | | | |
|--|-----------|--------------|--------|
| System Average Interruption Frequency Index | : SAIFI = | 0,028763 | l/Ca |
| Customer Average Interruption Frequency Index | : CAIFI = | 0,028763 | l/Ca |
| System Average Interruption Duration Index | : SAIDI = | 45,679 | h/Ca |
| Customer Average Interruption Duration Index | : CAIDI = | 1588,124 | h |
| Average Service Availability Index | : ASAI = | 0,9947854697 | |
| Average Service Unavailability Index | : ASUI = | 0,0052145303 | |
| Energy Not Supplied | : ENS | -10674,060 | MWh/a |
| Average Energy Not Supplied | : AENS = | -266,852 | MWh/Ca |
| Average Customer Curtailment Index | : ACCI = | -683,315 | MWh/Ca |
| Expected Interruption Cost | : EIC = | -1,493 | M£/a |
| Interrupted Energy Assessment Rate | : IEAR = | 0,000 | £/kWh |
| System energy shed | : SES = | 0,000 | MWh/a |
| Average System Interruption Frequency Index | : ASIFI = | 0,000000 | l/a |
| Average System Interruption Duration Index | : ASIDI = | 0,000000 | h/a |
| Momentary Average Interruption Frequency Index | : MAIFI = | 0,000000 | l/Ca |

Tabell 87 Uavhengig kabel feil + uavhengig bryterfeil + avhengige feil:

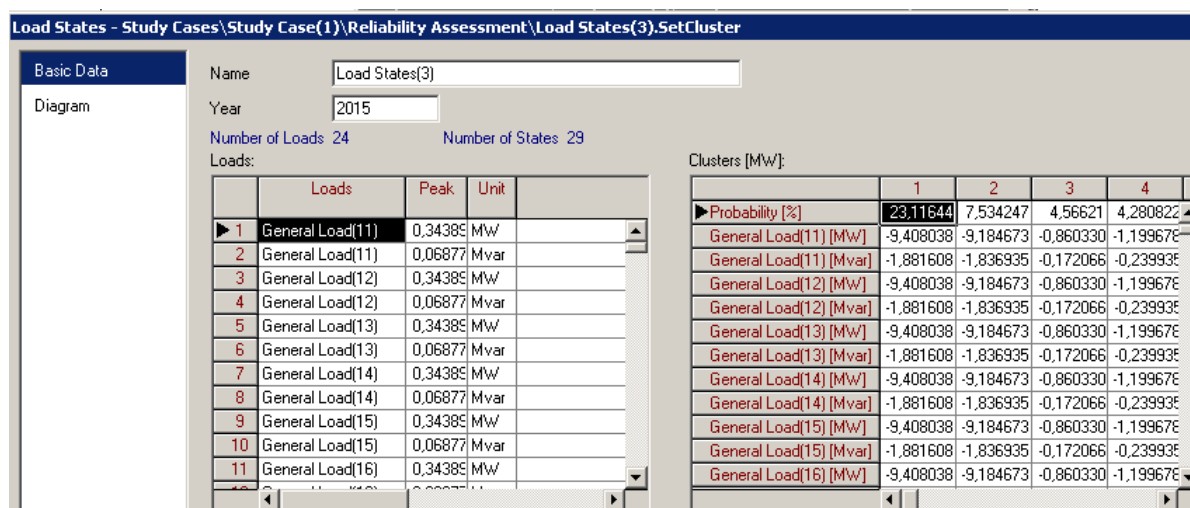
| | | | | |
|--|---|---------|--------------|--------|
| System Average Interruption Frequency Index | : | SAIFI = | 0,033763 | l/Ca |
| Customer Average Interruption Frequency Index | : | CAIFI = | 0,033763 | l/Ca |
| System Average Interruption Duration Index | : | SAIDI = | 55,829 | h/Ca |
| Customer Average Interruption Duration Index | : | CAIDI = | 1653,562 | h |
| Average Service Availability Index | : | ASAI = | 0,9936267939 | |
| Average Service Unavailability Index | : | ASUI = | 0,0063732061 | |
| Energy Not Supplied | : | ENS = | -13044,122 | MWh/a |
| Average Energy Not Supplied | : | AENS = | -326,103 | MWh/Ca |
| Average Customer Curtailment Index | : | ACCI = | -668,124 | MWh/Ca |
| Expected Interruption Cost | : | EIC = | -1,824 | M£/a |
| Interrupted Energy Assessment Rate | : | IEAR = | 0,000 | £/kWh |
| System energy shed | : | SES = | 0,000 | MWh/a |
| Average System Interruption Frequency Index | : | ASIFI = | 0,000000 | l/a |
| Average System Interruption Duration Index | : | ASIDI = | 0,000000 | h/a |
| Momentary Average Interruption Frequency Index | : | MAIFI = | 0,000000 | l/Ca |

Tabell 88 Uavhengig kabel feil + uavhengig bryterfeil + avhengige feil + PCC feil:

| | | | | |
|--|---|---------|--------------|--------|
| System Average Interruption Frequency Index | : | SAIFI = | 0,034213 | l/Ca |
| Customer Average Interruption Frequency Index | : | CAIFI = | 0,034213 | l/Ca |
| System Average Interruption Duration Index | : | SAIDI = | 55,937 | h/Ca |
| Customer Average Interruption Duration Index | : | CAIDI = | 1634,969 | h |
| Average Service Availability Index | : | ASAI = | 0,9936144651 | |
| Average Service Unavailability Index | : | ASUI = | 0,0063855349 | |
| Energy Not Supplied | : | ENS = | -13069,340 | MWh/a |
| Average Energy Not Supplied | : | AENS = | -326,734 | MWh/Ca |
| Average Customer Curtailment Index | : | ACCI = | -657,599 | MWh/Ca |
| Expected Interruption Cost | : | EIC = | -1,828 | M£/a |
| Interrupted Energy Assessment Rate | : | IEAR = | 0,000 | £/kWh |
| System energy shed | : | SES = | 0,000 | MWh/a |
| Average System Interruption Frequency Index | : | ASIFI = | 0,000000 | l/a |
| Average System Interruption Duration Index | : | ASIDI = | 0,000000 | h/a |
| Momentary Average Interruption Frequency Index | : | MAIFI = | 0,000000 | l/Ca |

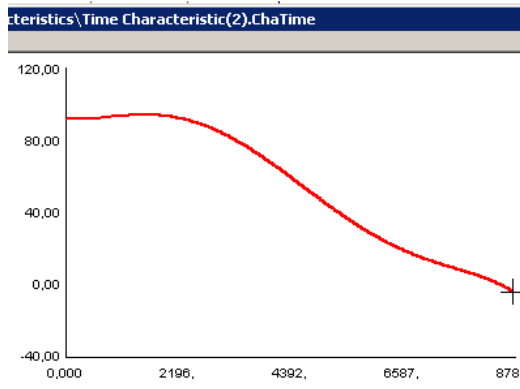
Vedlegg G2. Multi ring – 24 turbiner

Figur 13 angir 29 lasttilstander for 24 turbiner i en multi ring: sannsynlighetsfordeling av reaktiv og aktiv effekt med 5.grads approksimering når omformerteknologien er inkludert.



Figur 13 Produksjonstilstander.

5. grads approksimering i modellen «ChaTime» muliggjør følgende varighetskurve når omformerteknologien er inkludert:



Figur 14 Varighetskurve for DTU turbinen ved 5. grads approksimering.

Tabell 89 Uavhengig kabelfeil for 3 strenger i to ringer:

| | | | | | |
|--|---|-------|---|--------------|--------|
| System Average Interruption Frequency Index | : | SAIFI | = | 0,069000 | l/Ca |
| Customer Average Interruption Frequency Index | : | CAIFI | = | 0,069000 | l/Ca |
| System Average Interruption Duration Index | : | SAIDI | = | 0,036 | h/Ca |
| Customer Average Interruption Duration Index | : | CAIDI | = | 0,516 | h |
| Average Service Availability Index | : | ASAI | = | 0,9999959327 | |
| Average Service Unavailability Index | : | ASUI | = | 0,0000040673 | |
| Energy Not Supplied | : | ENS | = | -4,903 | MWh/a |
| Average Energy Not Supplied | : | AENS | = | -0,204 | MWh/Ca |
| Average Customer Curtailment Index | : | ACCI | = | 0,000 | MWh/Ca |
| Expected Interruption Cost | : | EIC | = | -0,001 | M\$/a |
| Interrupted Energy Assessment Rate | : | IEAR | = | 0,000 | \$/kWh |
| System energy shed | : | SES | = | 0,000 | MWh/a |
| Average System Interruption Frequency Index | : | ASIFI | = | 0,000000 | l/a |
| Average System Interruption Duration Index | : | ASIDI | = | 0,000000 | h/a |
| Momentary Average Interruption Frequency Index | : | MAIFI | = | 0,000000 | l/Ca |

Tabell 90 Uavhengig og avhengig kabelfeil:

| | | | | | |
|--|---|-------|---|--------------|--------|
| System Average Interruption Frequency Index | : | SAIFI | = | 0,074000 | l/Ca |
| Customer Average Interruption Frequency Index | : | CAIFI | = | 0,074000 | l/Ca |
| System Average Interruption Duration Index | : | SAIDI | = | 10,186 | h/Ca |
| Customer Average Interruption Duration Index | : | CAIDI | = | 137,644 | h |
| Average Service Availability Index | : | ASAI | = | 0,9988372569 | |
| Average Service Unavailability Index | : | ASUI | = | 0,0011627431 | |
| Energy Not Supplied | : | ENS | = | -1401,732 | MWh/a |
| Average Energy Not Supplied | : | AENS | = | -58,405 | MWh/Ca |
| Average Customer Curtailment Index | : | ACCI | = | -518,479 | MWh/Ca |
| Expected Interruption Cost | : | EIC | = | -0,196 | M\$/a |
| Interrupted Energy Assessment Rate | : | IEAR | = | 0,000 | \$/kWh |
| System energy shed | : | SES | = | 0,000 | MWh/a |
| Average System Interruption Frequency Index | : | ASIFI | = | 0,000000 | l/a |
| Average System Interruption Duration Index | : | ASIDI | = | 0,000000 | h/a |
| Momentary Average Interruption Frequency Index | : | MAIFI | = | 0,000000 | l/Ca |

Tabell 91 Uavhengig kabel feil + uavhengig bryter feil + avhengig feil:

| | | | | | |
|--|---|-------|---|--------------|--------|
| System Average Interruption Frequency Index | : | SAIFI | = | 0,074000 | l/Ca |
| Customer Average Interruption Frequency Index | : | CAIFI | = | 0,074000 | l/Ca |
| System Average Interruption Duration Index | : | SAIDI | = | 10,186 | h/Ca |
| Customer Average Interruption Duration Index | : | CAIDI | = | 137,648 | h |
| Average Service Availability Index | : | ASAI | = | 0,9988372234 | |
| Average Service Unavailability Index | : | ASUI | = | 0,0011627766 | |
| Energy Not Supplied | : | ENS | = | -1401,772 | MWh/a |
| Average Energy Not Supplied | : | AENS | = | -58,407 | MWh/Ca |
| Average Customer Curtailment Index | : | ACCI | = | -526,807 | MWh/Ca |
| Expected Interruption Cost | : | EIC | = | -0,196 | M\$/a |
| Interrupted Energy Assessment Rate | : | IEAR | = | 0,000 | \$/kWh |
| System energy shed | : | SES | = | 0,000 | MWh/a |
| Average System Interruption Frequency Index | : | ASIFI | = | 0,000000 | l/a |
| Average System Interruption Duration Index | : | ASIDI | = | 0,000000 | h/a |
| Momentary Average Interruption Frequency Index | : | MAIFI | = | 0,000000 | l/Ca |

Tabell 92 Uavhengig kabel feil + uavhengig bryter feil + avhengig feil + PCC feil:

| | | | | |
|--|---------|---|--------------|--------|
| System Average Interruption Frequency Index | : SAIFI | = | 0,074450 | l/Ca |
| Customer Average Interruption Frequency Index | : CAIFI | = | 0,074450 | l/Ca |
| System Average Interruption Duration Index | : SAIDI | = | 10,294 | h/Ca |
| Customer Average Interruption Duration Index | : CAIDI | = | 138,268 | h |
| Average Service Availability Index | : ASAI | = | 0,9988248762 | |
| Average Service Unavailability Index | : ASUI | = | 0,0011751238 | |
| Energy Not Supplied | : ENS | = | -1416,658 | MWh/a |
| Average Energy Not Supplied | : AENS | = | -59,027 | MWh/Ca |
| Average Customer Curtailment Index | : ACCI | = | -474,343 | MWh/Ca |
| Expected Interruption Cost | : EIC | = | -0,198 | M€/a |
| Interrupted Energy Assessment Rate | : IEAR | = | 0,000 | €/kWh |
| System energy shed | : SES | = | 0,000 | MWh/a |
| Average System Interruption Frequency Index | : ASIFI | = | 0,000000 | l/a |
| Average System Interruption Duration Index | : ASIDI | = | 0,000000 | h/a |
| Momentary Average Interruption Frequency Index | : MAIFI | = | 0,000000 | l/Ca |

Tabell 93 Oppsummering av 3 strenger i to ringer:

| Feil | ENS I |
|-----------------------|-----------------|
| Uavhengige kabelfeil | 4,903 |
| Uavhengige bryterfeil | 0,04 |
| Avhengige feil | 1396,829 |
| Total | 1401,772 |

Tabell 94 Oppsummering av 4 strenger i en ring:

| Feil | ENS I | ENS II | ENS |
|-----------------------|------------------|-----------------|------------------|
| | ENS II | | |
| Uavhengige kabelfeil | 1,00056198 | 4,9002 | 9,8032 |
| Uavhengige bryterfeil | 1,19672131 | 0,0334 | 0,0734 |
| Avhengige feil | 1,50862548 | 925,8951 | 2322,7241 |
| Total | 1,5059397 | 930,8287 | 2332,6007 |

- ENS II for fire strenger i en ring = $\frac{1401,772}{1,50593975} = 930,8287$ MWh/år
- ENS u/PCC feil = ENS I + ENS II = 2332,601
- ENS m/PCC feil = $2332,601 \cdot 1,001933015 = 2337,11$

Vedlegg G3. Oppsummering av tidsvariasjon i vindkraftproduksjonen

I tabell 51 estimeres $ENS(P_{wt})$ for et bestemt produksjonsnivå som en funksjon av at sannsynligheten for at et produksjonsnivå p_{wt} inntreffer:

$$ENS(P_{wt}) [Mwh] = ENS_{tidsvariasjon} \cdot p_{wt}$$

Tabell 95 ENS for multi ring og radielt nett – 40 turbiner

| | | Multi ring | Radiell |
|-----------------|-------------------|------------|---------|
| Produksjonsnivå | Sannsynlighet [%] | ENS III | ENS III |
| 1,0 | 0,33064 | 772,74 | 4321,25 |
| 2,0 | 0,0363 | 84,84 | 474,42 |

| | | | |
|-------------------------|---------|---------|----------|
| 3,0 | 0,04816 | 112,56 | 629,42 |
| 4,0 | 0,05037 | 117,72 | 658,30 |
| 5,0 | 0,053 | 123,87 | 692,68 |
| 6,0 | 0,05623 | 131,42 | 734,89 |
| 7,0 | 0,06035 | 141,04 | 788,73 |
| 8,0 | 0,0659 | 154,02 | 861,27 |
| 9,0 | 0,07402 | 172,99 | 967,39 |
| 10,0 | 0,08789 | 205,41 | 1148,66 |
| 11,0 | 0,09069 | 211,95 | 1185,26 |
| 12,0 | 0,04645 | 108,56 | 607,07 |
| Total m/PCC feil | | 2337,11 | 13069,34 |

Vedlegg G4. Nettonåverdiberegninger for radielt nett og multi ring ved tidsvariasjon i vindkraftproduksjonen

- Ved beregning av bryterkostnader antas det at en dollar tilsvarer 0,90 Euro.
- I tabell 53 og 54 antas det at et pund tilsvarer 1,3558 Euro

Tabell 96 Nåverdiberegninger for radielt nett uten effekttap i kabler. Her defineres ENS av Energy lost [MWh]:

| Year | 1 | 2 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
|-------------------------|-----------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| Energy lost | 13069,34 | 13069,34 | 13069,34 | 13069,34 | 13069,34 | 13069,34 | 13069,34 | 13069,34 |
| Price [€/MWh] | 140 | 140 | 140 | 140 | 140 | 140 | 140 | 140 |
| Energy cost [M€] | 1,8297 | 1,8297 | 1,8297 | 1,8297 | 1,8297 | 1,8297 | 1,8297 | 1,8297 |
| NPV | 1,82971 | 1,6786 | 1,4129 | 1,2962 | 1,1892 | 1,0910 | 1,0009 | 0,9183 |
| Total energy costs [M€] | 17,5973 | | | | | | | |
| Total energy costs [M€] | 23,8584 | | | | | | | |

| 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|---------|---------|----------|----------|
| 13069,34 | 13069,34 | 13069,34 | 13069,34 | 13069,34 | 13069,34 | 13069,34 | 13069,3 | 13069,3 | 13069,34 | 13069,34 |
| 140 | 140 | 140 | 140 | 140 | 140 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 |
| 1,8297 | 1,8297 | 1,8297 | 1,8297 | 1,8297 | 1,8297 | 1,31 | 1,31 | 1,31 | 1,31 | 1,31 |
| 0,8424 | 0,77289 | 0,70907 | 0,65052 | 0,59681 | 0,54753 | 0,35880 | 0,32918 | 0,30200 | 0,27706 | 0,25419 |

Tabell 97 Nåverdiberegninger for multi ring uten effekttap i kabler. Her defineres ENS av Energy lost [MWh] :

| Year | 1 | 2 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
|-------------------------|----------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Energy lost | 2337,11 | 2337,11 | 2337,11 | 2337,11 | 2337,11 | 2337,11 | 2337,11 | 2337,11 |
| Price [€/MWh] | 140 | 140 | 140 | 140 | 140 | 140 | 140 | 140 |
| Energy cost [M€] | 0,3272 | 0,3272 | 0,3272 | 0,3272 | 0,3272 | 0,3272 | 0,3272 | 0,3272 |
| NPV | 0,32720 | 0,3002 | 0,2527 | 0,2318 | 0,2127 | 0,1951 | 0,1790 | 0,1642 |
| Total energy costs [M€] | 3,1468 | | | | | | | |
| Total energy costs [M€] | 4,2665 | | | | | | | |

| 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| 2337,11 | 2337,11 | 2337,11 | 2337,11 | 2337,11 | 2337,11 | 2337,11 | 2337,11 | 2337,11 | 2337,11 | 2337,11 |
| 140 | 140 | 140 | 140 | 140 | 140 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 |
| 0,3272 | 0,3272 | 0,3272 | 0,3272 | 0,3272 | 0,3272 | 0,23 | 0,23 | 0,23 | 0,23 | 0,23 |
| 0,1506 | 0,13821 | 0,12680 | 0,11633 | 0,10672 | 0,09791 | 0,06416 | 0,05886 | 0,05400 | 0,04955 | 0,04545 |

Vedlegg G5. Nettonåverdiberegninger som inkluderer effekttap

Effekttap i kabler er et resultat av lastflytanalyser i PowerFactory, og er definert av vedlegg B. Beregningene nedenfor forutsetter at varmegenerering i kabel-lederen eksisterer 8760 timer i året:

Multi ring: $P_{\text{tap}} = \text{Effekttap i kabler} = (1,11 + 1,13) \text{ MW} \cdot 8760\text{h} = 19\,622,4 \text{ MWh}$

Radielt nett: $P_{\text{tap}} = \text{Effekttap i kabler} = 3,68 \text{ MW} \cdot 8760\text{h} = 32\,236,8 \text{ MWh}$

- Multi ring: $\text{ENS} + \text{effekttap i kabler} = 2337,11 + 19662,40 = 21999,51 \text{ MWh}$
- Radielt nett: $\text{ENS} + \text{effekttap i kabler} = 13069,34 + 32236,8 = 45306,14 \text{ MWh}$

Tabell 98 Nåverdiberegninger for multi ring med ENS + effekttap i kabler:

| Year | 1 | 2 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
|-------------------------|-----------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| Energy lost | 21999,51 | 21999,51 | 21999,51 | 21999,51 | 21999,51 | 21999,51 | 21999,51 | 21999,51 |
| Price [€/MWh] | 140 | 140 | 140 | 140 | 140 | 140 | 140 | 140 |
| Energy cost [M€] | 3,0799 | 3,0799 | 3,0799 | 3,0799 | 3,0799 | 3,0799 | 3,0799 | 3,0799 |
| NPV | 3,07993 | 2,8256 | 2,3783 | 2,1819 | 2,0017 | 1,8365 | 1,6848 | 1,5457 |
| Total energy costs [M€] | 29,6214 | | | | | | | |
| Total energy costs [M€] | 40,1607 | | | | | | | |

| 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|---------|---------|----------|----------|
| 21999,51 | 21999,51 | 21999,51 | 21999,51 | 21999,51 | 21999,51 | 21999,51 | 21999,5 | 21999,5 | 21999,51 | 21999,51 |
| 140 | 140 | 140 | 140 | 140 | 140 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 |
| 3,0799 | 3,0799 | 3,0799 | 3,0799 | 3,0799 | 3,0799 | 2,20 | 2,20 | 2,20 | 2,20 | 2,20 |
| 1,4181 | 1,30100 | 1,19357 | 1,09502 | 1,00461 | 0,92166 | 0,60397 | 0,55410 | 0,50835 | 0,46638 | 0,42787 |

Tabell 99

| Year | 1 | 2 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
|-------------------------|-----------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| Energy lost | 45306,14 | 45306,14 | 45306,14 | 45306,14 | 45306,14 | 45306,14 | 45306,14 | 45306,14 |
| Price [€/MWh] | 140 | 140 | 140 | 140 | 140 | 140 | 140 | 140 |
| Energy cost [M€] | 6,3429 | 6,3429 | 6,3429 | 6,3429 | 6,3429 | 6,3429 | 6,3429 | 6,3429 |
| NPV | 6,34286 | 5,8191 | 4,8979 | 4,4934 | 4,1224 | 3,7820 | 3,4698 | 3,1833 |
| Total energy costs [M€] | 61,0028 | | | | | | | |
| Total energy costs [M€] | 82,7076 | | | | | | | |

| 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|---------|---------|----------|----------|
| 45306,14 | 45306,14 | 45306,14 | 45306,14 | 45306,14 | 45306,14 | 45306,14 | 45306,1 | 45306,1 | 45306,14 | 45306,14 |
| 140 | 140 | 140 | 140 | 140 | 140 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 |
| 6,3429 | 6,3429 | 6,3429 | 6,3429 | 6,3429 | 6,3429 | 4,53 | 4,53 | 4,53 | 4,53 | 4,53 |
| 2,9204 | 2,67929 | 2,45807 | 2,25511 | 2,06891 | 1,89808 | 1,24383 | 1,14112 | 1,04690 | 0,96046 | 0,88116 |

Vedlegg H. Sensitivitetsanalyser – multi ring

Tabell 100 Uavhengig og avhengig kabelfeil ved $\lambda = 0,005$ og MTTR= 2030:

| | |
|--|--------------------------|
| System Average Interruption Frequency Index | : SAIFI = 0,074000 l/Ca |
| Customer Average Interruption Frequency Index | : CAIFI = 0,074000 l/Ca |
| System Average Interruption Duration Index | : SAIDI = 10,186 h/Ca |
| Customer Average Interruption Duration Index | : CAIDI = 137,644 h |
| Average Service Availability Index | : ASAI = 0,9988372569 |
| Average Service Unavailability Index | : ASUI = 0,0011627431 |
| Energy Not Supplied | : ENS = -1401,732 MWh/a |
| Average Energy Not Supplied | : AENS = -58,405 MWh/Ca |
| Average Customer Curtailment Index | : ACCI = -518,479 MWh/Ca |
| Expected Interruption Cost | : EIC = -0,196 M£/a |
| Interrupted Energy Assessment Rate | : IEAR = 0,000 £/kWh |
| System energy shed | : SES = 0,000 MWh/a |
| Average System Interruption Frequency Index | : ASIFI = 0,000000 l/a |
| Average System Interruption Duration Index | : ASIDI = 0,000000 h/a |
| Momentary Average Interruption Frequency Index | : MAIFI = 0,000000 l/Ca |

- Fire strenger i en ring: $ENS II = \frac{1401,732}{1,50593975} = 930,802 \text{ MWh/år}$

- Totalt: $ENS = 1401,732 + 930,802 = 2332,534 \text{ MWh/år}$

Tabell 101 Uavhengig og avhengig kabelfeil ved $\lambda = 0,00375$ og MTTR= 1522,5:

| | |
|--|--------------------------|
| System Average Interruption Frequency Index | : SAIFI = 0,056750 l/Ca |
| Customer Average Interruption Frequency Index | : CAIFI = 0,056750 l/Ca |
| System Average Interruption Duration Index | : SAIDI = 10,177 h/Ca |
| Customer Average Interruption Duration Index | : CAIDI = 179,326 h |
| Average Service Availability Index | : ASAI = 0,9988382737 |
| Average Service Unavailability Index | : ASUI = 0,0011617263 |
| Energy Not Supplied | : ENS = -1400,506 MWh/a |
| Average Energy Not Supplied | : AENS = -58,354 MWh/Ca |
| Average Customer Curtailment Index | : ACCI = -130,648 MWh/Ca |
| Expected Interruption Cost | : EIC = -0,196 M£/a |
| Interrupted Energy Assessment Rate | : IEAR = 0,000 £/kWh |
| System energy shed | : SES = 0,000 MWh/a |
| Average System Interruption Frequency Index | : ASIFI = 0,000000 l/a |
| Average System Interruption Duration Index | : ASIDI = 0,000000 h/a |
| Momentary Average Interruption Frequency Index | : MAIFI = 0,000000 l/Ca |

- Fire strenger i en ring: $ENS II = \frac{1400,506}{1,50593975} = 929,988 \text{ MWh/år}$

- Totalt: $ENS = 929,988 + 1400,506 = 2330,494 \text{ MWh/år}$

Tabell 102 Uavhengig og avhengig kabelfeil: $\lambda = 0,0025$ og MTTR= 1015 :

| | | | |
|--|-----------|--------------|--------|
| System Average Interruption Frequency Index | : SAIFI = | 0,039500 | l/Ca |
| Customer Average Interruption Frequency Index | : CAIFI = | 0,039500 | l/Ca |
| System Average Interruption Duration Index | : SAIDI = | 10,168 | h/Ca |
| Customer Average Interruption Duration Index | : CAIDI = | 257,413 | h |
| Average Service Availability Index | : ASAI = | 0,9988392906 | |
| Average Service Unavailability Index | : ASUI = | 0,0011607094 | |
| Energy Not Supplied | : ENS = | -1399,280 | MWh/a |
| Average Energy Not Supplied | : AENS = | -58,303 | MWh/Ca |
| Average Customer Curtailment Index | : ACCI = | -103,460 | MWh/Ca |
| Expected Interruption Cost | : EIC = | -0,196 | M£/a |
| Interrupted Energy Assessment Rate | : IEAR = | 0,000 | £/kWh |
| System energy shed | : SES = | 0,000 | MWh/a |
| Average System Interruption Frequency Index | : ASIFI = | 0,000000 | l/a |
| Average System Interruption Duration Index | : ASIDI = | 0,000000 | h/a |
| Momentary Average Interruption Frequency Index | : MAIFI = | 0,000000 | l/Ca |

- *Fire strenger i en ring:* $ENS II = \frac{1399,280}{1,50593975} = 929,174 \text{ MWh/år}$

- *Totalt:* $ENS = 1399,280 + 929,174 = 2328,454 \text{ MWh/år}$

Tabell 103 Uavhengig og avhengig kabelfeil: $\lambda = 0,00125$ og MTTR= 507,5:

| | | | |
|--|-----------|--------------|--------|
| System Average Interruption Frequency Index | : SAIFI = | 0,022250 | l/Ca |
| Customer Average Interruption Frequency Index | : CAIFI = | 0,022250 | l/Ca |
| System Average Interruption Duration Index | : SAIDI = | 10,159 | h/Ca |
| Customer Average Interruption Duration Index | : CAIDI = | 456,580 | h |
| Average Service Availability Index | : ASAI = | 0,9988403074 | |
| Average Service Unavailability Index | : ASUI = | 0,0011596926 | |
| Energy Not Supplied | : ENS = | -1398,055 | MWh/a |
| Average Energy Not Supplied | : AENS = | -58,252 | MWh/Ca |
| Average Customer Curtailment Index | : ACCI = | -125,767 | MWh/Ca |
| Expected Interruption Cost | : EIC = | -0,196 | M£/a |
| Interrupted Energy Assessment Rate | : IEAR = | 0,000 | £/kWh |
| System energy shed | : SES = | 0,000 | MWh/a |
| Average System Interruption Frequency Index | : ASIFI = | 0,000000 | l/a |
| Average System Interruption Duration Index | : ASIDI = | 0,000000 | h/a |
| Momentary Average Interruption Frequency Index | : MAIFI = | 0,000000 | l/Ca |

- *Fire strenger i en ring:* $ENS II = \frac{1398,055}{1,50593975} = 928,3605 \text{ MWh/år}$

- *Totalt:* $ENS = 1398,055 + 928,3605 = 2326,415 \text{ MWh/år}$

Tabell 104 Uavhengig og avhengig kabelfeil: $\lambda = 0,000625$ og MTTR= 253,7

| | | | | | |
|--|---|-------|---|--------------|--------|
| System Average Interruption Frequency Index | : | SAIFI | = | 0,013625 | l/Ca |
| Customer Average Interruption Frequency Index | : | CAIFI | = | 0,013625 | l/Ca |
| System Average Interruption Duration Index | : | SAIDI | = | 10,154 | h/Ca |
| Customer Average Interruption Duration Index | : | CAIDI | = | 745,281 | h |
| Average Service Availability Index | : | ASAI | = | 0,9988408158 | |
| Average Service Unavailability Index | : | ASUI | = | 0,0011591842 | |
| Energy Not Supplied | : | ENS | = | -1397,442 | MWh/a |
| Average Energy Not Supplied | : | AENS | = | -58,227 | MWh/Ca |
| Average Customer Curtailment Index | : | ACCI | = | -175,742 | MWh/Ca |
| Expected Interruption Cost | : | EIC | = | -0,195 | M£/a |
| Interrupted Energy Assessment Rate | : | IEAR | = | 0,000 | £/kWh |
| System energy shed | : | SES | = | 0,000 | MWh/a |
| Average System Interruption Frequency Index | : | ASIFI | = | 0,000000 | l/a |
| Average System Interruption Duration Index | : | ASIDI | = | 0,000000 | h/a |
| Momentary Average Interruption Frequency Index | : | MAIFI | = | 0,000000 | l/Ca |

- Fire strenger i en ring: $ENS II = \frac{1397,442}{1,50593975} = 927,953 \text{ MWh/år}$

- Totalt: $ENS = 1397,442 + 927,953 = 2325,395 \text{ MWh/år}$

Vedlegg I. Sensitivitetsanalyser – radielt nett

Tabell 105 Uavhengig og avhengig kabelfeil ved $\lambda = 0,005$ og MTTR= 2030:

| | | | | | |
|--|---|-------|---|--------------|--------|
| System Average Interruption Frequency Index | : | SAIFI | = | 0,030875 | l/Ca |
| Customer Average Interruption Frequency Index | : | CAIFI | = | 0,030875 | l/Ca |
| System Average Interruption Duration Index | : | SAIDI | = | 55,827 | h/Ca |
| Customer Average Interruption Duration Index | : | CAIDI | = | 1808,174 | h |
| Average Service Availability Index | : | ASAI | = | 0,9936270137 | |
| Average Service Unavailability Index | : | ASUI | = | 0,0063729863 | |
| Energy Not Supplied | : | ENS | = | -13043,672 | MWh/a |
| Average Energy Not Supplied | : | AENS | = | -326,092 | MWh/Ca |
| Average Customer Curtailment Index | : | ACCI | = | -755,755 | MWh/Ca |
| Expected Interruption Cost | : | EIC | = | -1,825 | M£/a |
| Interrupted Energy Assessment Rate | : | IEAR | = | 0,000 | £/kWh |
| System energy shed | : | SES | = | 0,000 | MWh/a |
| Average System Interruption Frequency Index | : | ASIFI | = | 0,000000 | l/a |
| Average System Interruption Duration Index | : | ASIDI | = | 0,000000 | h/a |
| Momentary Average Interruption Frequency Index | : | MAIFI | = | 0,000000 | l/Ca |

Tabell 106 Uavhengig og avhengig kabelfeil: $\lambda = 0,00375$ og MTTR= 1522,5:

| | | | | | |
|--|---|-------|---|--------------|--------|
| System Average Interruption Frequency Index | : | SAIFI | = | 0,024406 | l/Ca |
| Customer Average Interruption Frequency Index | : | CAIFI | = | 0,024406 | l/Ca |
| System Average Interruption Duration Index | : | SAIDI | = | 35,844 | h/Ca |
| Customer Average Interruption Duration Index | : | CAIDI | = | 1468,639 | h |
| Average Service Availability Index | : | ASAI | = | 0,9959082240 | |
| Average Service Unavailability Index | : | ASUI | = | 0,0040917760 | |
| Energy Not Supplied | : | ENS | = | -8374,071 | MWh/a |
| Average Energy Not Supplied | : | AENS | = | -209,352 | MWh/Ca |
| Average Customer Curtailment Index | : | ACCI | = | -784,276 | MWh/Ca |
| Expected Interruption Cost | : | EIC | = | -1,172 | M£/a |
| Interrupted Energy Assessment Rate | : | IEAR | = | 0,000 | £/kWh |
| System energy shed | : | SES | = | 0,000 | MWh/a |
| Average System Interruption Frequency Index | : | ASIFI | = | 0,000000 | l/a |
| Average System Interruption Duration Index | : | ASIDI | = | 0,000000 | h/a |
| Momentary Average Interruption Frequency Index | : | MAIFI | = | 0,000000 | l/Ca |

Tabell 107 Uavhengig og avhengig kabelfeil: $\lambda = 0,0025$ og MTTR= 1015:

| | | | |
|--|-----------|--------------|--------|
| System Average Interruption Frequency Index | : SAIFI = | 0,017937 | l/Ca |
| Customer Average Interruption Frequency Index | : CAIFI = | 0,017937 | l/Ca |
| System Average Interruption Duration Index | : SAIDI = | 21,570 | h/Ca |
| Customer Average Interruption Duration Index | : CAIDI = | 1202,505 | h |
| Average Service Availability Index | : ASAI = | 0,9975376792 | |
| Average Service Unavailability Index | : ASUI = | 0,0024623208 | |
| Energy Not Supplied | : ENS = | -5038,602 | MWh/a |
| Average Energy Not Supplied | : AENS = | -125,965 | MWh/Ca |
| Average Customer Curtailment Index | : ACCI = | -536,021 | MWh/Ca |
| Expected Interruption Cost | : EIC = | -0,705 | M£/a |
| Interrupted Energy Assessment Rate | : IEAR = | 0,000 | £/kWh |
| System energy shed | : SES = | 0,000 | MWh/a |
| Average System Interruption Frequency Index | : ASIFI = | 0,000000 | l/a |
| Average System Interruption Duration Index | : ASIDI = | 0,000000 | h/a |
| Momentary Average Interruption Frequency Index | : MAIFI = | 0,000000 | l/Ca |

Tabell 108 Uavhengig og avhengig kabelfeil: $\lambda = 0,00125$ og MTTR= 507,5:

| | | | |
|--|-----------|--------------|--------|
| System Average Interruption Frequency Index | : SAIFI = | 0,011469 | l/Ca |
| Customer Average Interruption Frequency Index | : CAIFI = | 0,011469 | l/Ca |
| System Average Interruption Duration Index | : SAIDI = | 13,005 | h/Ca |
| Customer Average Interruption Duration Index | : CAIDI = | 1133,975 | h |
| Average Service Availability Index | : ASAI = | 0,9985153793 | |
| Average Service Unavailability Index | : ASUI = | 0,0014846207 | |
| Energy Not Supplied | : ENS = | -3037,266 | MWh/a |
| Average Energy Not Supplied | : AENS = | -75,932 | MWh/Ca |
| Average Customer Curtailment Index | : ACCI = | -330,534 | MWh/Ca |
| Expected Interruption Cost | : EIC = | -0,425 | M£/a |
| Interrupted Energy Assessment Rate | : IEAR = | 0,000 | £/kWh |
| System energy shed | : SES = | 0,000 | MWh/a |
| Average System Interruption Frequency Index | : ASIFI = | 0,000000 | l/a |
| Average System Interruption Duration Index | : ASIDI = | 0,000000 | h/a |
| Momentary Average Interruption Frequency Index | : MAIFI = | 0,000000 | l/Ca |

Tabell 109 Uavhengig og avhengig kabelfeil: $\lambda = 0,000625$ og MTTR= 253,7:

| | | | |
|--|-----------|--------------|--------|
| System Average Interruption Frequency Index | : SAIFI = | 0,008234 | l/Ca |
| Customer Average Interruption Frequency Index | : CAIFI = | 0,008234 | l/Ca |
| System Average Interruption Duration Index | : SAIDI = | 10,864 | h/Ca |
| Customer Average Interruption Duration Index | : CAIDI = | 1319,343 | h |
| Average Service Availability Index | : ASAI = | 0,9987598211 | |
| Average Service Unavailability Index | : ASUI = | 0,0012401789 | |
| Energy Not Supplied | : ENS = | -2536,897 | MWh/a |
| Average Energy Not Supplied | : AENS = | -63,422 | MWh/Ca |
| Average Customer Curtailment Index | : ACCI = | -311,046 | MWh/Ca |
| Expected Interruption Cost | : EIC = | -0,355 | M£/a |
| Interrupted Energy Assessment Rate | : IEAR = | 0,000 | £/kWh |
| System energy shed | : SES = | 0,000 | MWh/a |
| Average System Interruption Frequency Index | : ASIFI = | 0,000000 | l/a |
| Average System Interruption Duration Index | : ASIDI = | 0,000000 | h/a |
| Momentary Average Interruption Frequency Index | : MAIFI = | 0,000000 | l/Ca |

Vedlegg J. Effekttap og nåverdiberegninger

Tabell 110 Nåverdiberegninger av effekttap i radielt nett:

| Year | 1 | 2 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
|-------------------------|-----------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Energy lost | 32236,80 | 32236,8 | 32236,8 | 32236,8 | 32236,8 | 32236,8 | 32236,8 | 32236,8 |
| Price [€/MWH] | 140 | 140 | 140 | 140 | 140 | 140 | 140 | 140 |
| Energy cost [M€] | 4,5132 | 4,5132 | 4,5132 | 4,5132 | 4,5132 | 4,5132 | 4,5132 | 4,5132 |
| NPV | 4,51315 | 4,1405 | 3,4850 | 3,1972 | 2,9332 | 2,6910 | 2,4688 | 2,2650 |
| Total energy costs [M€] | 43,4055 | | | | | | | |
| Total energy costs [M€] | 58,8492 | | | | | | | |

| 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| 32236,8 | 32236,8 | 32236,8 | 32236,8 | 32236,8 | 32236,8 | 32236,8 | 32236,8 | 32236,8 | 32236,8 | 32236,8 |
| 140 | 140 | 140 | 140 | 140 | 140 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 |
| 4,5132 | 4,5132 | 4,5132 | 4,5132 | 4,5132 | 4,5132 | 3,22 | 3,22 | 3,22 | 3,22 | 3,22 |
| 2,0780 | 1,90640 | 1,74899 | 1,60458 | 1,47209 | 1,35054 | 0,88502 | 0,81195 | 0,74491 | 0,68340 | 0,62697 |

Tabell 111 Nåverdiberegninger av effekttap i multi ring:

| Year | 1 | 2 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
|-------------------------|-----------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Energy lost | 19622,40 | 19622,4 | 19622,4 | 19622,4 | 19622,4 | 19622,4 | 19622,4 | 19622,4 |
| Price [€/MWH] | 140 | 140 | 140 | 140 | 140 | 140 | 140 | 140 |
| Energy cost [M€] | 2,7471 | 2,7471 | 2,7471 | 2,7471 | 2,7471 | 2,7471 | 2,7471 | 2,7471 |
| NPV | 2,74714 | 2,5203 | 2,1213 | 1,9461 | 1,7854 | 1,6380 | 1,5028 | 1,3787 |
| Total energy costs [M€] | 26,4207 | | | | | | | |
| Total energy costs [M€] | 35,8212 | | | | | | | |

| 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| 19622,4 | 19622,4 | 19622,4 | 19622,4 | 19622,4 | 19622,4 | 19622,4 | 19622,4 | 19622,4 | 19622,4 | 19622,4 |
| 140 | 140 | 140 | 140 | 140 | 140 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 |
| 2,7471 | 2,7471 | 2,7471 | 2,7471 | 2,7471 | 2,7471 | 1,96 | 1,96 | 1,96 | 1,96 | 1,96 |
| 1,2649 | 1,16042 | 1,06461 | 0,97670 | 0,89606 | 0,82207 | 0,53871 | 0,49423 | 0,45342 | 0,41598 | 0,38164 |