



UNIVERSITETET I AGDER

FREMTIDIG SYSTEMJORDING AV REGIONALNETTET I AGDER

Katja Sørum

Veileder

Professor Mohan Lal Kolhe

*Masteroppgaven er gjennomført som ledd i utdanningen ved
Universitetet i Agder og er godkjent som en del av denne utdanningen.
Denne godkjenningen innebærer ikke at universitetet inntår for de
metoder som er anvendt og de konklusjoner som er trukket.*

Universitetet i Agder, 2018
Fakultet for Teknologi og Realfag
Institutt for Ingeniørvitenskap

Individual declaration

The individual student or group of students is responsible for the use of legal tools, guidelines for using these and rules on source usage. The statement will make the students aware of their responsibilities and the consequences of cheating. Missing statement does not release students from their responsibility.

1.	I hereby declare that my thesis is my own work and that I/We have not used any other sources or have received any other help than mentioned in the thesis.	<input checked="" type="checkbox"/>
2.	I further declare that this thesis: - not been used for another exam at another department/university/university college in Norway or abroad; - does not refer to the work of others without it being stated; - does not refer to own previous work without it being stated; - have all the references given in the literature list; - is not a copy, duplicate or copy of another's work or manuscript.	<input checked="" type="checkbox"/>
3.	I am aware that violation of the above is regarded as cheating and may result in cancellation of exams and exclusion from universities and colleges in Norway, see Universitets- og høyskoleloven §§4-7 og 4-8 og Forskrift om eksamen §§ 31.	<input checked="" type="checkbox"/>
4.	I am aware that all submitted theses may be checked for plagiarism.	<input checked="" type="checkbox"/>
5.	I am aware that the University of Agder will deal with all cases where there is suspicion of cheating according to the university's guidelines for dealing with cases of cheating.	<input checked="" type="checkbox"/>
6.	I have incorporated the rules and guidelines in the use of sources and references on the library's web pages.	<input checked="" type="checkbox"/>

Publishing Agreement

<p>Authorization for electronic publishing of the thesis.</p> <p>Author(s) have copyrights of the thesis. This means, among other things, the exclusive right to make the work available to the general public (Åndsverkloven. §2).</p> <p>All theses that fulfill the criteria will be registered and published in Brage Aura and on UiA's web pages with author's approval.</p> <p>Theses that are not public or are confidential will not be published.</p>	
I hereby give the University of Agder a free right to make the task available for electronic publishing:	Yes <input checked="" type="checkbox"/>
Is the thesis confidential? (confidential agreement must be completed)	No <input checked="" type="checkbox"/>
- If yes: Can the thesis be published when the confidentiality period is over?	
Is the task except for public disclosure? (contains confidential information. see Offl. §13/Fvl. §13)	No <input checked="" type="checkbox"/>

Sammendrag

Systemjording omhandler hvordan deler av kraftsystemet forbindes til jord. Ved feil i kraftnettet skal systemjordingen sørge for riktig håndtering av feilstrømmen og rask utkobling, slik at det unngås skader for mennesker og på anlegg.

Systemjording har i senere tid blitt et aktuelt tema grunnet økt bekymring for voksende spolejordede nett. Spenningsoppgraderinger, nettutvidelser og økt andel kabel er faktorer som har ført til en stigning i jordfeilstrøm i mange nett. Det har derfor vært uttrykt et ønske om en gjennomgang av mulige systemjordinger i regionalnettet, for å sikre en fremtidsrettet utbygging av nett.

I denne masteroppgaven har det blitt undersøkt hvilken påvirkning en spenningsoppgradering og nettutvidelse kan ha på 110 kV regionalnettet i Agder, sør i Norge.

Metoden benyttet for analysen er basert på beregninger for ladestrøm og feilstrøm ved enpolet jordslutning i spolejordede nett. Da det er lite faktiske data rundt dette emnet, er analysene hovedsakelig basert på tidligere utredninger gjort for Mørenettet og Sørnettet, samt teori og bransjebaserte erfaringstall ved beregning av kostnads-kalkyler.

I resultatene ble det påvist at feilstrømmen i nettet øker fra 30 A til 40 A ved spenningsoppgradering til 132 kV. Ved uendret andel kabel i nettet, vil nettet fortsatt ha 520 – 1192 km i tilgjengelig nettutvidelse i fremtiden. Det ble konkludert med at nettet antageligvis kan driftes spolejordet også i fremtiden, etter spenningsoppgradering.

I den andre analysen ble 110 kV nettet analysert spenningsoppgradert til 132 kV og sammenslått med eksisterende 132 kV nett. Beregningene viste en økning i ladestrøm fra 30 A til omtrent 80 A. Da dette vil kreve tiltak for reduksjon i feilstrøm, ble både galvanisk inndeling av nett og overgang til direktejording vurdert som mulige løsninger. Avslutningsvis ble overgang i systemjording konkludert som den mest fremtidsrettede løsningen, da inndeling ved galvanisk skille kun vil innebære å utsette problemene ved høye jordfeilstrømmer til fremtiden.

Totale kostnader for spenningsoppgradering og endring i systemjording ble beregnet til henholdsvis 108 millioner kr og 560 millioner kr. Kostnader bør vurderes med en -10% /+20% usikkerhetsmargin.

Abstract

System earthing describes how the neutral of a transformer is connected to ground. If a ground fault occurs, the system earthing is to detect and manage the fault current in such a way that it does not inflict damage on humans or the grid.

An increasing fault current in compensated earthed networks have recently started to cause concerns in the Norwegian regional grid. Grid expansions, upgrades in operating voltage and increased amount of cables are factors that have made the fault current rise in many parts of the regional grid. Due to this, a review of possible system earthing designs has been desired, to insure a future-oriented development of power grids.

In this master's thesis, a 110 kV regional grid located in southern Norway has been investigated. Two analyses have been done to cover the grid behavior during a single-phase ground fault. In the first analysis the fault current is examined before and after an upgrade in operating voltage to 132 kV. In the second analysis a system expansion with the nearby 132 kV network is analyzed in addition to the voltage upgrade.

The methods used for the analysis are based on current calculations and previous work on the subject. Numbers from the industry have been used for cost calculations, as well as results from previous investigations on similar networks in Norway.

In the results the fault current was found to increase from 30 A to 40 A by upgrading the operating voltage from 110 kV to 132 kV. A possible network expansion of 520 - 1192 kilometers was found when assuming no change in cable percentage. A conclusion was made that the grid should continue with compensated neutrals, as the fault current is within the maximum recommended fault current of 80 ampere.

In the second analysis results showed a rise in fault current to round 80 A. Two alternatives were considered to reduce the fault current. As suggestions for reducing the fault current galvanic isolation and a change in system earthing to solid earthing were considered and elaborated. Because dividing the network by galvanic isolation only would postpone other initiatives in reducing the increasing fault current, the alternative of changing into a solid earthed system was concluded as the most future – oriented solution. The total cost of voltage upgrade and change in system earthing was estimated at NOK 108 million and NOK 560 million, respectively. Costs should be assessed with a -10%/+20% margin of uncertainty.

Forord

Denne masteroppgaven er skrevet som avsluttende del av det toårige masterprogrammet Fornybar Energi, ved Universitetet i Agder (UiA). Oppgaven teller 30 studiepoeng, og utgjør ved denne rapporten resultatet av arbeidet som er gjort i løpet av vårsemesteret i 2018. Oppgaven har vært skrevet i samarbeid med Agder Energi Nett, som eier og drifter det elektriske regional -og fordelingsnett i Aust -og Vest – Agder. Prosjektets hensikt har vært å analysere hvilken systemjording som kan være hensiktsmessig for regionalnettet i Agder i fremtiden. Grunnleggende kunnskap om elektronikk er derfor anbefalt ved lesning av denne rapporten.

Jeg vil benytte muligheten til å takke Trond – Arild Reiersølmoen og Kristoffer Sletten fra Agder Energi Nett, for hjelp til kartlegging av data og besvarelse av tekniske spørsmål underveis som oppgaven har blitt til. Jeg ønsker også å rette en takk til John Masvik fra Statnett, for bidrag med mye nyttig informasjon rundt tema systemjording. En takk må også rettes til min veileder ved UiA, professor Mohan Lal Kolhe for hjelp ved innspurten av oppgaven. Avslutningsvis vil jeg også takke Henrik Slåen Nordby for iherdig innsats og hjelp med oppgaven de siste ukene før innlevering. Takk!

Oslo, Mai. 2018

Katja Sørum

Innholdsfortegnelse

Individual declaration

Publishing Agreement

Figur liste vi

Tabell liste vii

1	Innledning	1
1.1	Problembeskrivelse og oppbygning	2
1.2	Bakgrunn	3
1.2.1	Agder Energi Nett	3
1.2.2	Regionalnettet i Agder	4
1.2.3	110 kV Kristiansand - Øye	5
1.2.4	132 kV Arendal – Brokke – Kristiansand	5
1.3	Målsetning	6
1.4	Fremgangsmåte	6
1.5	Antagelser og begrensninger	7
1.6	Tidligere arbeid og litteratur	8
2	Teori	10
2.1	Transmisjonsnett og distribusjonsnett	10
2.2	Induktivitet og kapasitans	11
2.3	Jordingssystemer	12
2.3.1	Isolert nøytralt punkt	13
2.3.2	Direktejordet nøytralt punkt	16
2.3.3	Mostantsjording	18
2.3.4	Spolejordet nøytralt punkt	20
2.3.5	Mulige kombinasjoner av systemjording	23
2.3.6	Oppsummering jordingsmetoder	25
2.4	Feiltyper i kraftnettet	28
2.4.1	Symmetriske komponenter	29
2.4.2	U_0 -Spenning	32
2.5	Overgang til direktejordet-/ lavohmig jordet nett	33
2.5.1	Jordingsplan	33

3	Metode for beregninger	36
3.1	Innsamling av linje- og transformatordata	36
3.2	Beregningsverktøy i Excel	37
3.2.1	Ladestrøm	38
3.2.2	Feilstrøm	39
3.2.3	Maksimal nettlengde og nettutvidelse	40
3.2.4	Kostnader	41
4	Utredning av 110 kV -nettet	44
4.1	Spenningsoppgradering til 132 kV	44
4.1.1	Tiltak	44
4.1.2	Resultater	47
4.1.3	Diskusjon	49
4.2	Spenningsoppgradering og sammenslåing med eksisterende 132 kV	51
4.2.1	Tiltak og sammenkoblingspunkter	51
4.2.2	Resultater	54
4.2.3	Diskusjon	56
5	Konklusjon	58
5.1	Scenario 1	58
5.2	Scenario 2	59
6	Referanser	61

Figur liste

1.1	Kart over utredningsområder og utredningsansvarlige i Norge. Utredningsområdet for Aust- og Vest-Agder er merket område 9. Kilde[1]	3
1.2	Oversiktskart over regionalnettet i Agder Kilde: [2]	4
2.1	Kraftsystemets oppbygning i Norge fordelt på transmisjons- og distribusjonsnettet.	10
2.2	Viserdiagrammer for induktiv, kapasitiv og resistiv strøm med tilhørende impedanser.	11
2.3	RLC-krets og vektorer for impedans, resistans og reaktanser.	12
2.4	Isolert nøytralpunkt.	13
2.5	Thévenin ekvivalent for et isolert system	14
2.6	Direktejordet nøytralpunkt.	16
2.7	Lavohmig jordet nøytralpunkt.	18
2.8	Thévenin ekvivalent for et lavohmig jordet system	19
2.9	Lavohmig jordet nøytralpunkt.	20
2.10	Illustrasjon av lysbue oppstått mellom flere faser.	21
2.11	Resonanskurve. Kilde: [?]	23
2.12	Direktejording illustrert i kombinasjon med lavohmig jording (venstre), og isolert jording (høyre).	24
2.13	Forskjellige typer feil og kortslutning	28
2.14	Visere for trefase strøm og spenning med 120° faseforskyvning [3]	29
2.15	Trefase spenning fordelt over tre balanserte system [3]	30
2.16	Eksempelkrets som viser I_0 og U_0 -spenningen over nøytralpunktet.	32
2.17	Jordings-/ zig-zag -transformator tilkoblet delta-viklingen i en $Y\Delta$. Kilde: [?]	34
3.1	Utklipp fra beregningsverktøyet i Excel benyttet for beregning av ladestrømmen i nettet. Her vises regnearket for 132 kV nettet i Agder.	37
3.2	Utklipp fra Excel med oversikt over jordslutningsspolene i 110 kV -nettet.	38
4.1	Feilstrøm ved ulik kompensierungsgrad før og etter spenningsoppgradering av 110 kV.	47
4.2	Sammenkoblingen mellom 110 kV og 132 kV nett slik det er i dag (2018).	52
4.3	Foreslått nettkonfigurasjon mellom 110 kV og 132 kV ved sammenkobling	52
4.4	Feilstrøm ved ulik kompensierungsgrad før og etter sammenslåing med eksisterende 132 kV.	54

Tabell liste

1.1	Kategoriserte meninger om dagens systemjording i 11 av Norges konsesjonsområder.	9
2.1	Fordeler og ulemper ved isolert nøytralpunkt.	15
2.2	Fordeler og ulemper ved direktejordet nøytralpunkt.	17
2.3	Fordeler og ulemper ved motstandsjording.	19
2.4	Fordeler og ulemper ved spolejordet nøytralpunkt.	22
2.5	Kompenseringsgrad i prosent ved ulik grad av kompensering.	23
2.6	Vektorgruppe som beskriver faseforskyvningen til spenningen på transformatorens sekundærside.	24
2.7	Fordeler og ulemper ved spolejordet nøytralpunkt.	27
2.8	Oversikt over fordeler og ulemper ved overgang til direkte-/lavohmig jordet nett.	35
3.1	Kostnader for nye 132 kV luftlinjer ved ulik mastetype, med og uten jordline	41
3.2	KILE-, Drift -og vedlikeholdskostnader for 132 kV luftlinjer ved ulik mastetype	41
3.3	Investering kostnader for samleskinne og transformator ved spenningsnivå 66 kV-300 kV.	42
3.4	Drift -og vedlikeholdskostnader for samleskinne og transformator ved spenningsnivå 66 kV-300 kV.	42
3.5	Kostnad reaktor og tilhørende bryteranlegg.	42
3.6	Kostnad jordslutningsspole og bryteranlegg ved spenningsnivå 24 kV - 132 kV.	43
4.1	Oversikt med fordeler og ulemper ved spenningsoppgradering av 110 kV til 132 kV.	46
4.2	Ladestrøm, feilstrøm og ΔL etter spenningsoppgradering av 110 kV til 132 kV	47
4.3	Tilgjengelig nettutvidelse i km ved ulike feilstrømmer og grad av kompensering.	48
4.4	Kostnader og nytteverdi ved spenningsoppgradering av 110 kV til 132 kV.	48
4.5	Oversikt med fordeler og ulemper ved sammenslåing av nett (scenario 2).	53
4.6	Resultater for ladestrøm, feilstrøm og tilgjengelig nettutvidelse for scenario 2	54
4.7	Tilgjengelig nettutvidelse i km ved ulike feilstrømmer og grad av kompensering.	55

Forkortelser og forklaringer

DSB	Direktoratet for samfunnssikkerhet og beredskap
FEF	Forskrift om elektriske forsyningsanlegg
FOR	Forskrift om elsikkerhet i elektronisk kommunikasjonsnett
FOS	Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet
KILE	Kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke levert energi.
KSU	Kraftsystemutredning
NVE	Norges- vassdrags og energidirektorat
TS	Transformatorstasjon
Fosweb	Portal som knytter systemansvarlig og konsesjonær. Gir oversikt over kraftsystemdata og benyttes som rapporteringsverktøy.
Seksjonering	Inndeling av nettet i mindre delnett ved utkobling for lokalisering av feil
Sørnettet	132 kV-nettet som forsyner Sør-Troms, Lofoten, Ofoten og Vesterålen.
Thevenin ekvivalent	Forenklet krets av et lineært system med flere impedanser
Usymmetrisk feil	Feil som fører til ulik spenning på fasene A, B, C

Symboler

C_d	Driftskapasitans
C_{aj}	Kapasitans mellom fase a og jord
C_{bj}	Kapasitans mellom fase b og jord
C_{cj}	Kapasitans mellom fase c og jord
C_{ab}	Kapasitans mellom fasene a og b
I_C	Kapasitiv strøm (ladestrøm)
I_L	Induktiv strøm (spolestrøm)
I_R	Resistiv strøm
I_f	Feilstrøm (jordslutningstrøm)
I_0	Nullfølgestrøm
$I_{C_{maks}}$	Maksimal ladestrøm i et nett
I_{comp}	Kompenseringsgrad [A]
$\%_{comp}$	Kompenseringsgrad [%]
U_0	Nullpunktspenning (spenning over nøytralpunktet)
U_b	Berøringspenning (spenning over feilstedet)
U_f	Fasespenning
U_{fj}	Fasespenning for fase med jordfeil (fase-jord)
U_L	Linjespenning (driftsspenningen)
U_i	Indusert spenning
U_{NX}	Usymmetrispenning
Z_0	Nullsystemimpedans
Z_j	Fase-jord impedans
Z_f	Overgangsimpedans
Z_k	Koplingsimpedans (mellom kraftlinje og telelinje)
Z_n	Nøytralpunktsimpedans (mellom nøytralpunkt og jord)
R_f	Overgangsmotstand mot jord i feilsted
R_{aj}	Resistans mellom fase a og jord
R_{bj}	Resistans mellom fase b og jord
R_{cj}	Resistans mellom fase c og jord
X_c	Kapasitiv reaktans
X_L	Induktiv reaktans

1 Innledning

Kraftnettet er i stadig vekst, og aldri har sikker strømforsyning vært viktigere. Statnett, som er utredningsansvarlig for transmisjonsnettet i Norge, har sagt at det skal investeres 35-45 milliarder kroner i kraftsystemet de neste fem årene [4]. Nye utenlandskabler skal bygges fra Norge til Storbritannia og Tyskland for økt leveringssikkerhet, og investeringer i eksisterende og nye anleggsdeler skal øke nettkapasiteten for framtidens energibruk og fornybare energikilder.

Økt nettstørrelse og andel kabler i nettet skaper også større feilstrømmer, og fordrer derfor til god sikring av system -og anleggskomponenter. I kraftsystemet er det systemjordingen som skal sikre overspenningsvern av utstyr og apparater, og hindre farlige skritt og berøringsspenninger under feil i nettet [5]. I Norge benyttes hovedsakelig disse fire jordingssystemene;

- Spolejording
- Direktejording
- Isolert nøytralpunkt
- Motstands-jording (lavohmig)

Det Norske transmisjonsnettet (300 kV-420 kV) er i dag direktejordet, mens regionalnettet (33 kV- 132 kV) for det meste er spolejordet eller med isolert nøytralpunkt. I tillegg til dette er det noen eksempler på lavohmig jording i 132 kV -nett. Hvilken systemjording som velges til et nett vil avhenge av faktorer som blant annet; nettets utstrekning, driftsspenning, feilstrøm og andelen kabler i nettet.

I de fleste land er det vanlig praksis å direktejorde nett med spenninger over 100 kV. I Sverige for eksempel, har 132 kV -nettet vært direktejordet siden 50-tallet [6]. I Norge har høyspentnettet vært bygget spolekompensert siden slutten av 20-tallet. Rundt 50-tallet begynte spolejordede nett å bli et problem, og oppmerksomheten begynte å rettes mot slukkeproblemer og overspenninger i voksende spolejordede nett. På 60-tallet ble de første 300 kV nettene bygd i Norge med direktejording, og driften av 132 kV nettene ble lettere ved inndeling i flere nettdeler [6]. I senere tid har systemjording vært et aktuelt tema siden slutten av 80 -tallet og fram til i dag. Med bakgrunn i regionale kraftsystemutredninger 2016 antas det at planlagte spenningsoppgraderinger til 132 kV og økende andel kabel i regionalnettet vil øke ladestrømmen i samtlige utredningsområder i landet [4][?] Systemjording er derfor et viktig tema som bør tas hensyn til ved planlegging av fremtidig nett.

1.1 Problembeskrivelse og oppbygning

I November 2017 sendte Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) varsler til utredningsansvarlige i transmisjons- og regionalnettet om at de ønsker å fatte vedtak om utredning av systemjording for isolerte og spolejordede nett med spenningsnivå 33 – 132 kV. I varselet viser NVE til regionale kraftsystemutredninger for 2016 og uttrykker bekymring for økende ladestrømmer i ulike regionalnett, med bakgrunn i planlagte spenningsoppgraderinger og økende andel kabel i flere nett. Med varselet ønsker NVE å bidra til at det planlegges for en fremtidsrettet systemjording i 33-132 kV regionalnett, med bakgrunn i planlagt nettutvikling oppgitt i kraftsystemutredningene [7].

Da Agder Energi Nett er utredningsansvarlig for sitt område (se figur 1.1), er de pålagt å gjøre utredning for fremtidig systemjording i sine regional -og transmisjonsnett med spenningsnivå 33 - 132 kV.

Denne masteroppgaven er skrevet i samarbeid med Agder Energi Nett (AEN) med hensikt om å utrede systemjording for regionalnett i Agder -fylkene med spenningsnivå 110 kV – 132 kV. Oppgaven skal gjennom beregninger for ulike framtidsscenarioer gi svar på om 110 kV nettet fortsatt vil kunne driftes spolejordet, etter potensiell spenningsoppgradering til 132 kV. Det skal også undersøkes om et spenningsoppgradert 110 kV kan driftes spolejordet etter sammenkobling med eksisterende 132 kV nett. Dersom det konkluderes med at spolejording ikke er anbefalt, skal andre systemjordinger og tiltak anbefales for et fremtidig 110 kV nett i Agder.

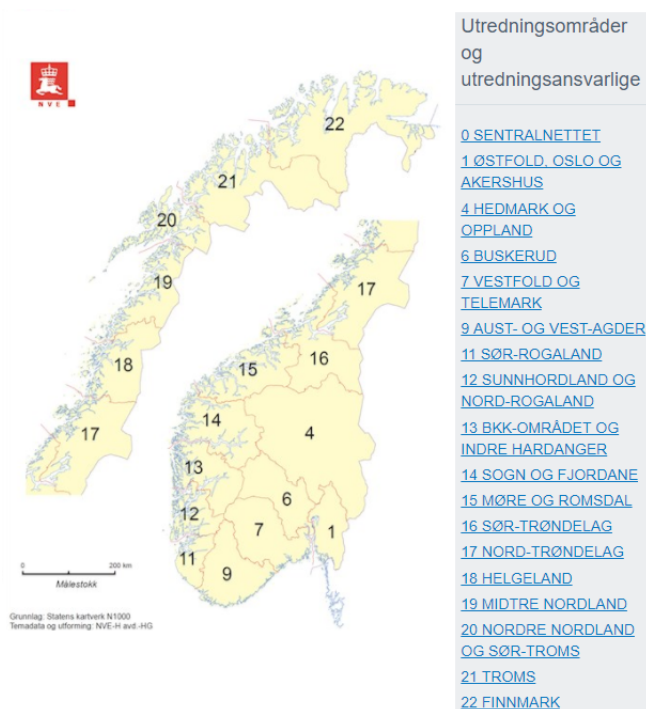
I kapittel 1 vil det kort bli gitt informasjon om AEN, samt en rask presentasjon av 110 kV og 132 kV regionalnett. Videre vil det bli gått inn på tidligere arbeid innen systemjording og litteratur. I kapittel 2 vil teorien bak systemjording og de ulike jordingsformene presenteres, sammen med litt feilstrøms-teori og tiltak dersom nett skal gjennomgå en overgang fra spolejording til direkte/ lavohmig jording. Videre vil kapittel 3 presentere beregningsmetoden for analysen, samt forklare beregningsverktøyet som har blitt utviklet underveis mens oppgaven har blitt til. I kapittel 4 vil to utvalgte framtidsscenario bli analysert og beskrevet. Kapittelet vil inneholde tiltak for gjennomføring, gjennomgang med fordeler og ulemper for hvert scenario, beregningsresultater for feilstrøm og en diskusjonsdel. I diskusjons delen vil ulike tiltak veies opp mot hverandre for analyse av mulige framtidige løsninger. Avslutningsvis vil det i kapittel 5 bli gitt en konklusjon med anbefalinger om fremtidig systemjording for 110 kV nettet.

1.2 Bakgrunn

I følgende avsnitt vil selskapet Ager Energi Nett bli kort presentert, etterfulgt av en oversikt over regionalnettet i Aust -og Vest – Agder med kart og beskrivelser av 110 kV og 132 kV nettene.

1.2.1 Agder Energi Nett

Agder Energi Nett (AEN) er et selskap i Agder Energi konsernet og eies av Agder kommunene med 54,5 prosent, der Statkraft Holding AS eier de resterende 45,5 prosent. Som eier og driftsansvarlig for det elektriske regional- og fordelingsnettet i Aust og Vest – Agder, leverer AEN energi til 199.000 nettkunder i Agder, og er med det Norges fjerde største nettselskap [8]

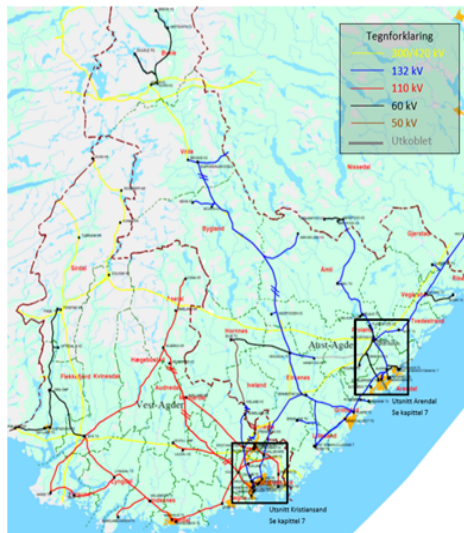


Figur 1.1. Kart over utredningsområder og utredningsansvarlige i Norge. Utredningsområdet for Aust- og Vest-Agder er merket område 9. Kilde[1]

1.2.2 Regionalnettet i Agder

Dagens regionalnett strekker seg over Aust- og Vest Agder og innehar spenningsnivå 50kV, 60kV, 110kV og 132 kV. I Norge er det vanlig med spenningsnivå på 60kV og 132kV for regionalnett, dette gjør at 110kV nettet skiller seg ut fra resterende regionalnett i landet. 110 kV nettet stammer fra da tidligere Vest-Agder Energiverk (VAE) i 1952 valgte dette spenningsnivå for videre utvikling av regionalnettet, med bakgrunn i en kostnadsvurdering. Regionalnettet var tidligere kun dimensjonert for 60 kV, men etterhvert som etterspørselen økte ble det et behov for økt kapasitet i nettet. Flere alternativer ble vurdert, men oppgradering til 110 kV ble valgt som den beste løsningen da mange gamle master kunne igjenbrukes. Dette gjorde oppgraderingen langt billigere enn ved oppgradering til 132 kV. Nå til dags benyttes kun 132 kV materiell (145 kV merkespenning) ved oppgradering eller nybygging av linjen, for å kunne legge til rette for mulig oppgradering fra 110 kV til 132 kV i fremtiden[2].

Driftsmessig er regionalnettet inndelt i tre deler, bestående av 110KV nettet i Vest-Agder, 132kV nettet under Kristiansand, Brokke og Arendal og et 60kV nett under Hølen kraftstasjon. Under 110kV og 132kV-nettene er det i tillegg ett 50kV og flere 60kV nett. Regionalnettet i Agder er for det meste spolejordet, med unntak av et par underliggende del-nett som er direktejordet grunnet minimale jordfeilstrømmer. [2].



Figur 1.2. Oversiktskart over regionalnettet i Agder Kilde: [2]

1.2.3 110 kV Kristiansand - Øye

110 kV nettet strekker seg over nesten hele Vest-Agder, med unntak av Flekkefjord og Sirdal som forsynes av underliggende 60kV nett. Selv om nettets linjer og kabler har en merkespenning på 110 kV, driftes nettet med spenninger på mellom 100-106kV. En høyere driftsspenning ville krevd utskiftning av utvalgte transformatorer som tidligere ble bygget med forutsetning om 110kV driftsspenning. 110 kV-nettet har tilkobling til 132kV via transformator i Ålefjær, 60 kV i Øye og sentralnettet (300 kV/ 420 kV) i Kristiansand, Øye (Kvinesdal fra høsten 2018) og Honna (fra 1 Mai 2018) [2].

Nettet er 465 km langt og består av 1.7 % kabler som utgjør 34 % av den totale ladestrømmen i nettet. Denne ladestrømmen blir kompensert av fire jordslutningsspoler, med spolekapasitet på 80 - 799 A. Disse spolene er fordelt på Kr.sand TS, Honna TS (fra Mai 2018), Leire TS og Kvinesdal TS (fra høsten 2018). I dagens 110 kV står tremaster for 98.6 % av nettlengden. Ved gjennomsnittlig driftsspenning er total ladeytelse i nettet 269 A.

1.2.4 132 kV Arendal – Brokke – Kristiansand

Regionalnettet på 132kV strekker seg over hele Aust-Agder samt de østlige delene av Vest-Agder (Kristiansand og Vennesla kommune). 132kV nettet er tilknyttet sentralnettet i Arendal TS, Brokke kraftstasjon og Kristiansand TS. Nettet har en normal driftsspenning på 130-140 kV med høyest spenning rundt Brokke, og litt lavere (130-134) langs kysten [2].

Nettets tilgjengelige spolekapasitet ligger på 720 A, og er fordelt på tre jordslutningsspoler lokalisert i Kristiansand TS, Brokke TS og Arendal TS. Nettet er 552 km langt og har i gjennomsnitt en total ladeytelse på 395 A. Selv om nettet kun har 7.5 km kabel, står kablet nett for 30 % av ladeytelsen. Hvis man ser bort ifra kabler står luftlinjer på stålmaster for 72 % av nettet.

1.3 Målsetning

Hensikten med denne oppgaven er å besvare følgende spørsmål:

- Hva er fordelene og ulempene ved de ulike systemjordingene vi har i dag?
- Hva blir jordfeilstømmene etter 30 % økning i driftsspenning og sammenkobling med andre regionalnett?
- Hva er alternativene til systemjording dersom nettene ikke kan driftes spolejordnet?
- Hvilke tiltak må iverksettes for å redusere store feilstrømmer?
- Hva blir kostnadene for ulike løsningsalternativer.

1.4 Fremgangsmåte

Dette avsnittet vil gi en kort oversikt over fremgangsmetoden for utførelsen av oppgaven. Litt av fremgangsmåten er allerede beskrevet i problembeskrivelsen, men vil her bli presentert punktvis.

- Lese teorien om de ulike typene systemjording, og feiltyper som kan forekomme i nettet ved ulike jordingssystemer.
- Innhente informasjon og nødvendige likninger for beregninger.
- Kartlegge tidligere arbeid og erfaringer ang. systemjording.
- Analysere og innhente nødvendig data for regionalnettet i Agder.
- Gjøre nødvendige beregninger for ladestrøm, feilstrøm og fremtidig nettlengde før og etter spenningsoppgradering av 110 kV til 132 kV og sammenkobling med eksisterende 32 kV.
- Utarbeide kostnadskalkyler for mulige framtidsscenarioer.
- Diskutere fremtidige alternativer for systemjording, det utførte arbeidet og fremtidig arbeid.
- Konkludere hvorvidt spolejording vil være aktuelt for Agders 110 kV -nett i fremtiden, med bakgrunn i fremtidige nettplaner, beregnede verdier feilstrøm og kostnadskalkyler.

1.5 Antagelser og begrensninger

- Ved beregninger er det i denne oppgaven antatt at alle aktuelle linjer som vanligvis er i drift, er innkoblet i de ulike beregnings-scenarier.
- Selv om systemjording og relèvern henger nøye sammen, har det ikke blitt gjort tiltak og beregninger for vern da dette er et stort fagfelt som krever en del lesing av teori. Estimerte kostnader for vern er likevel tatt med i kapitlet om kostnader i slutten av rapporten for en helhetlig kostnadsvurdering ved endringer i nettet.
- Ved beregning av feilstrømmer i høyspent nett er det vanlig å inkludere impedansen i følgende komponenter; transformatorer, over/underliggende nett, luftlinjer og kabler [9]. For å forenkle beregninger er det i denne rapporten kun gjort beregninger på impedansen i transformatorens nullpunkt, Z_n , og impedans i kabler og linjestrøkk.
- En overgangsimpedans kan beskrives som et medium mellom faselesere som forhindrer fullstendig elektrisk kontakt (for eksempel et tre). I alle beregninger er det antatt en overgangsimpedans lik null ($Z_f = 0$).
- Ved kostnadsberegninger har nåverdimetoden blitt brukt for å finne dagens verdi av tidligere utarbeidede kalkyler.

1.6 Tidligere arbeid og litteratur

Nøytralpunktsbehandling har eksistert siden 1890, da den russiske ingeniøren Mikhail Dolivo-Dobroolskij oppfant designet for dagens delta- og stjernetransformatorer [10]. Siden den gang har det blitt skrevet hundrevis av artikler om jordingen av transformatorens nøytralpunkt. I Norge har tema vært aktuelt siden slutten av 80-tallet, og særlig etter at DSB i 2017 vedtok at Sørnettet driftes forskriftsstridig [7].

I litteratursøket for denne masteroppgaven har det blitt lagt vekt på rapporter om overgang til direktejordet nett, tidligere masteroppgaver om elkraft, teoretiske fagbøker og artikler om emnet systemjording. I dette avsnittet vil de mest brukte kildene bli kort beskrevet og oppsummert.

”Direktejording av 132kV nett” [6] fra 1993 er en rapport som inneholder prosedyrer for overgang fra spolejordet til direkte-/ lavohmig jordet nett, samt noen beregninger for konkrete høyspentnett i Norge. Rapporten er utarbeidet av representanter fra blant annet Statkraft, Statnett, televerket (Telenor) og Energiforsyningens forskningsinstitutt (Sintef Energi). I rapporten blir mange av fordelene og ulempene ved spolejordet og direktejordet nett gjennomgått, i tillegg til anbefalte prosedyrer for overgang mellom jordingssystemene. Prosedyrene består av en forundersøkelse og syv faser, og kan leses mer om i vedlegg 2. Ved å følge disse prosedyrene vil man oppnå beregnede verdier for strøm og spenning, som videre kan benyttes for utarbeidelse av en jordingsplan i tillegg til en kostnadsvurdering til vern av telenettet.

”Elektriske kraftsystemer Del 1 og 2” [11][5] er to fagbøker utgitt i 1988 av Prof. Hans H. Faanes som pensum til faget ”Elektriske kraftsystemer” ved NTNU. Bøkene har blitt benyttet for å danne det teoretiske grunnlaget i denne masteroppgaven, og for en generell forståelse av kraftsystemer og høyspentnett. Her har kapittel 5, som omhandler systemjording særlig blitt brukt for beskrivelsen av jordingsformene, innhenting av likninger for feilstrøm og for inspirasjon til illustrasjoner. ”Systemjording” [12] er en rapport skrevet av to studenter for NVE sommeren 2017. I denne beskrives alle fire jordingssystemene grundig, med fordeler og ulemper. Samtidig får den også godt frem de ulike erfaringene som er gjort ved drift av spolejordede regionalnett ulike steder i landet. Basert på innholdet i rapporten kan driftserfaringene fra de 11 områdekonsesjonærene som ble vurdert rangeres i fire kategorier. Disse er oppgitt i tabell 1.1 og beskriver områdekonsesjonærenes innstilling i forhold endring av dagens til systemjording.

Tabell 1.1. Kategoriserte meninger om dagens systemjording i 11 av Norges konsesjonsområder.

Kategori nr:	Beskrivelse	Antall områdekonsesjonærer innenfor gitt kategori:
1	De som var fornøyde med dagens nettdrift og ikke ønsket å endre jordingsformen	4
2	De som vurderer overgang fra spolejordet til direktejordet nett	4
3	De som delte opp nettet for å redusere feilstrømmen	1
4	De som løste spolejordingsproblemet med overgang til lavohmig jording, vern av telenettet og aktiv bruk av vern	2

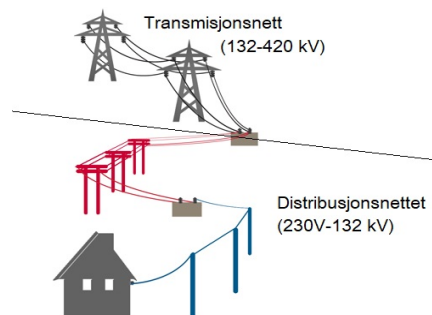
2 Teori

2.1 Transmisjonsnett og distribusjonsnett

Kraftnettet i Norge har en fartstid på omtrent 120 år, og spenner seg i dag mellom energiprodusenter og forbrukere over to nivåer: transmisjonsnettet og distribusjonsnettet [13]. Ledningsnettet i Norge var tidligere delt inn i tre nivå; transmisjonsnettet, regionalnettet og distribusjonsnettet. Dette ble endret i 2017 til de to overnevnte nivå, for å forenkle nettstrukturen ved å kun ha to administrative nettnivå i Norge.

Transmisjonsnettet, tidligere kaldt sentralnettet, er selve ryggraden i kraftsystemet og forbinder produsenter og forbrukere over hele landet gjennom ca. 11 000 km med kraftlinjer. Nettet består i hovedsak av 300 -og 400 kV kraftledninger, men innehar også noen overføringer som inngår 132 kV [13]. Transmisjonsnettet har også utlandsforbindelser via luftlinjer til Sverige, Russland og Finland, samt kabler til Danmark og Nederland. Transmisjonsnettet eies og drives av Statnett, med 46 eiere av underliggende distribusjonsnett (tidligere regionalnett og distribusjonsnett) [14].

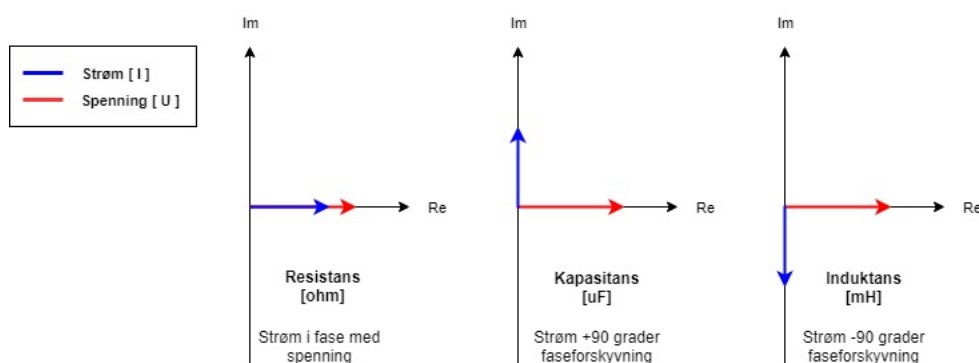
Distribusjonsnettet består av det tidligere regionalnett og distribusjonsnett, som ble slått sammen (i 2017) for å forenkle nettstrukturen ved å kun ha to administrative nettnivå i Norge. Tidligere høyspent distribusjonsnett (1kV til 22 kV) og regionalnett (33kV til 132 kV) utgjør om lag 100 000 km og 19 000 km i kraftlinjer [15]. På de laveste spenningsnivåene (lavspent fordelingsnett) forsynes sluttbrukere som husholdninger og industri, mens linjene med høyere spenningsnivå forbinder sluttbrukerne til transmisjonsnettet og mindre produksjonsanlegg.



Figur 2.1. Kraftsystemets oppbygning i Norge fordelt på transmisjons- og distribusjonsnettet.

2.2 Induktivitet og kapasitans

Elektrisk energiforsyning er basert på sinusformet vekselstrøm og vekselspenning fordelt på tre faser med 120° faseforskjvning. Faseforskjvningen mellom strøm og spenning avgjøres av impedansene i nettet, som kan bestå av både resistans, kapasitans og induktans. En strøm som er $+90^\circ$ faseforskyvd i forhold til spenningen vil være kapasitiv. Hvis strømmen er -90° faseforskyvd i forhold til spenningen, er den induktiv [?]. I tillegg til dette eksisterer det et resistiv strømbidrag, som ikke kan kompenseres der strømmen ligger i fase med spenningen. Nettet er sjeldent nøyaktig 90 grader faseforskjøvet da impedansen, Z_j , ofte er en kombinasjon av resistanser, kapasitanser og spoler [12].



Figur 2.2. Viserdiagrammer for induktiv, kapasitiv og resistiv strøm med tilhørende impedanser.

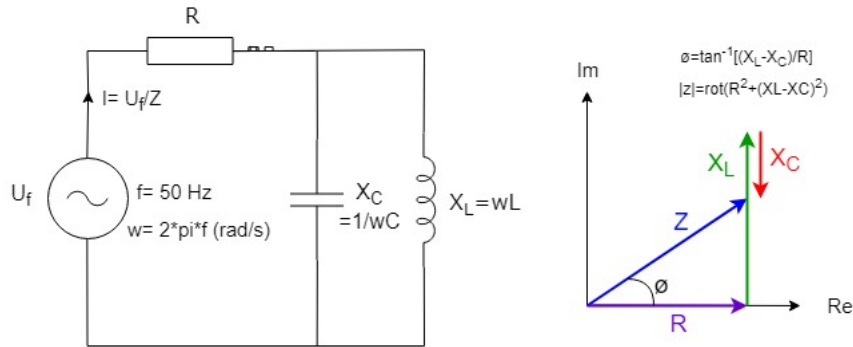
I kraftsystemet kan vekselstrøm -og spenning analyseres som en RLC -krets i det komplekse planet [16]. På kompleks form er ohms lov uttrykt som: 2.1.

$$U = ZI \quad (2.1)$$

Her er impedansen Z i likning 2.3 en generalisert motstand for resistansen og reaktansene i systemet. Reaktansene for kondensator og spole henholdsvis er gitt ved:

$$X_c = \frac{1}{\omega C} \quad X_L = \omega L \quad (2.2)$$

$$Z_j = \sqrt{R^2 + jX^2} = \sqrt{R^2 + (X_L - X_C)^2} \quad (2.3)$$



Figur 2.3. RLC-krets og vektorer for impedans, resistans og reaktanser.

2.3 Jordingsystemer

I tradisjonell forstand er jording ment å føre feilstrøm ned til jord for å unngå skader for mennesker og på utstyr. Ved jording av elektriske anlegg og elektriske kraftsystemer så er det vanlig å skille mellom tre typer jording; systemjording, beskyttelsesjording og sikkerhetsjording [5]. Beskyttelsesjording og sikkerhetsjording er ment å ivareta personvernet ved å jorde deler som ikke er direkte tilknyttet kraftsystemet og jording av anleggsdeler utenfor drift, for å unngå farlige berøringsspenninger. Systemjording, også kjent som nøytralspunktbehandling, omhandler hvordan man velger å behandle systemets nøytralspunkter. I et kraftsystem vil man som oftest finne disse nøytralspunktene i transformatorer som innehar stjerne koblet sekundærvikling [5].

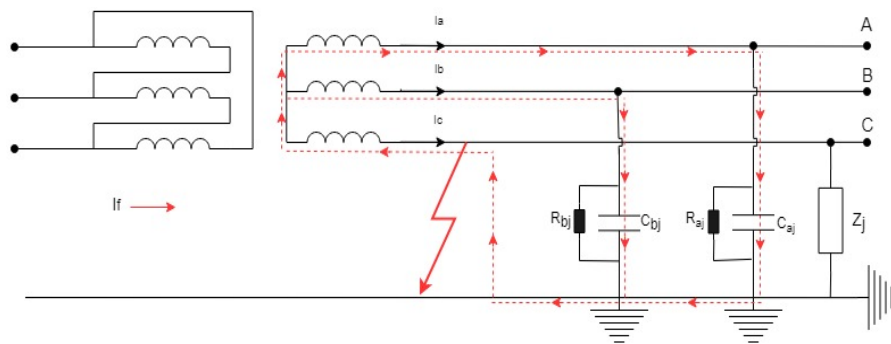
Systemjordings hensikt er å sikre overspenningsvern av utstyr og apparater [17]. Ved jordfeil skal systemjordingen håndtere feilstrømmen på riktig måte, og sørge for hurtig utkobling i samspill med vernene for å begrense overspenninger. Hvis en jordfeil oppstår må utkobling skje innen utkoblingstider beskrevet i FEF §4-3. Hvis ikke dette skjer, kan dette medføre uventede skritt- og berøringsspenninger. Skrittspenningen er spenningsforskjellen som oppstår mellom en persons føtter, forårsaket av en feilstrøm med returvei i jord [18]. Berøringsspenning er spenningsforskjellen forårsaket av jordfeil som

medfører strømgjennomgang i kroppen fra hånd til fot (FEF §1-5). I følge FEF §6-7 skal jordingsystemet sikre mot farlige berøringsspenninger, også ved høyeste jordfeilstrom.

Systemjordingen som velges vil ha stor betydning for hvordan nettet oppfører seg under usymmetriske feil, da de ulike jordings- alternativene vil ha forskjellige verdier for Z_j , og dermed varierende jordfeilstømmer [19]. I Norge er det per i dag fire typer systemjording som benyttes for høyspentnettet; direktejording, isolert nøytralpunkt, spolejording og motstandsjording (lavohmig jording). Hvilken systemjording som velges til et nett vil avhenge luft-/kabelnettets utstrekning, størrelsen på feilstømmer, nettets system-/driftsspenning og forskriftenes krav til utkoplingstid og til skritt- og berøringsspenning [17]. I de følgende kapitlene vil alternativer for systemjording bli gjennomgått, avslutningsvis med en oppsummering av deres fordeler og ulemper.

2.3.1 Isolert nøytralpunkt

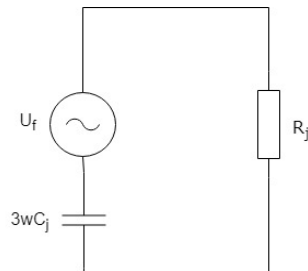
I et der transformatorens nøytralpunkt er isolert, vil det ikke eksistere noen fysisk kobling mellom transformatorens nøytralpunkt og jord. Denne jordingsformen blir som oftest valgt til mindre distribusjonsnett med små ladestrømmer der mesteparten er luftlinjer [20], og i nett der transformatorens nøytralpunkt ikke er tilgjengelig, se figur 2.4.



Figur 2.4. Isolert nøytralpunkt.

Ladestrøm (I_C) er en kapasitiv strøm som genereres ved feil i nettet. Ladestrømmen øker med nettets utstrekning, som følge av potensialforskjeller mellom faser og jord. Dette kan sette begrensninger for størrelsen på nettet, noe som gjør at isolert nøytralpunkt ikke er anbefalt i store regionalnett der ladestrømmen er større enn 30-60 A [20]. Kapasitiv ladestrøm kan ikke måles under drift, men finnes ved resonans når $X_L = X_C$ og $\phi=0$ (2.3). Ved jordfeil er det kun kapasitansen mellom fase og jord (C_{cj}) som vil repre-

sentere en tilbakevei for feilstrømmen. Fordi kretsen ikke har noen induktans vil nettets feilstrøm kun avhenge av fasespenning og kapasitans mot jord. Systemets resistans mot jord kan neglisjeres da den vil være liten i forhold til den kapasitive avledningen [21]. I figur 2.5 kan man se Thévenin ekvivalenten for et nett med isolert nøytralepunkt.



Figur 2.5. Thévenin ekvivalent for et isolert system

Ved Thévenin ekvivalenten kan systemet løses som en RC krets. Ved å finne nettets totale impedans, Z_j og ved å neglisjere overgangsimpedansen Z_f , kan feilstrømmen I_f beregnes for en enpolet jordslutning ved ohms lov i det komplekse planet ($U=ZI$).

$$I_f = I_C = \frac{U_f}{Z_j} = \frac{U_f}{\frac{1}{j3\omega C_j}} = j3U_f\omega C_j \quad (2.4)$$

Her er U_f fase-jord spenningen før feil inntreffer, Z_j total impedans mot jord, ω nettets vinkelfrekvens ($2\pi f$) og C_j kapasitans mellom fase og jord (oppgitt i $\mu\text{F}/\text{km}$). Likning for Z_j er oppgitt i 2.5.

$$\frac{1}{Z_j} = \left(\frac{1}{R_{aj}} + j\omega C_{aj}\right) + \left(\frac{1}{R_{bj}} + j\omega C_{bj}\right) + \left(\frac{1}{R_{cj}} + j\omega C_{cj}\right) + \frac{1}{Z_n} \quad (2.5)$$

Ved en jordfeil vil Z_j bli parallellkoblet med impedans mot jord i feilstedet. I likning 2.5 er R_{aj} og C_{aj} henholdsvis resistans og kapasitans mot jord for fase a. C_j avhenger av faktorer som ledertype, nettutstrekning og plassering over bakken, og omtales ofte som nettets driftskapasitans ved feilberegninger der kapasitansen mellom fasene er lik null i nullsystemet [5]. R_j kommer fra lekkstrømmer i isolatorer og vil derfor variere basert på vær og forurensning på isolatorene. I følge [12] kan resistans mot jord antas å ligge på rundt 2-7 % av den kapasitive avledningen.

Ledd $\frac{1}{Z_n}$ inkluderes kun i nett med motstandsjordet eller spolejordet nøytralepunkt.

Z_n representerer reaktansen i transformatorens nøytralpunkt og er ofte enten en Petersen spole eller en spole med luftkjerne i henholdsvis spolejordet og motstandsjordet nett [12] På grunn av den kapasitive avledningen mot jord, vil impedansen i feilstedet Z_j være stor når jordfeil inntreffer. Dette medfører en liten feilstrøm, men overspenninger på fasene i systemet [19]. Kort forklart vil dette øke U_0 -spenningen over kapasitansene til usymmetrispenningen, U_{nx} . Usymmetrispenningen er dypere forklart i kapittel 2.4.2, og er for et isolert nett er gitt ved [21] 2.6.

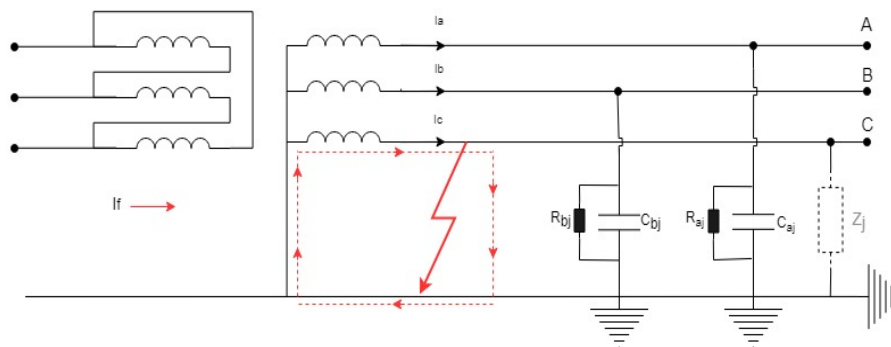
$$U_{nx} = \frac{I_f}{3\omega C_j} \quad (2.6)$$

Tabell 2.1. Fordeler og ulemper ved isolert nøytralpunkt.

Jording system:	Egnet for:	Fordeler:	Ulemper:
Isolert jord	Små nett med lav kapasitans mot jord	<ul style="list-style-type: none"> • Små feilstrømmer forutsatt at nettet ikke er for stort. • De fleste feil løser seg selv. • Kan driftes ved stående jordfeil. • Kostnadseffektivt. 	<ul style="list-style-type: none"> • Begrenset nettstørrelse. • Alle trafoer må jordes likt. • Vanskelig å detektere feil. • Fare for doble jordfeil. • Høye overspenninger på friske faser ved periodiske feil. • Ved for stort nett vil ikke lysbuer lenger slukke seg selv.

2.3.2 Direktejordet nøytralpunkt

I et direktejordet nett er transformatorens nøytralpunkt direkte koblet til jord. Ved en jordfeil vil feilstrømmen I_f ha returvei gjennom denne koblingen, se figur 2.6. Fordi impedansen i feilstedet er liten, vil feilstrømmen være stor [19]. Ved normale forhold vil en stor feilstrøm trigge vern og sørge for rask utkobling av feilstedet. Hvis dette ikke skjer (grunnet for eksempel stor overgangsmotstand mot jord), kan feil føre til farlige skritt- og berøringsspenninger i direktejordede nett. På grunn av lav grad av overspenninger i direktejordede nett, vil U_0 -spenningen bli omtrent uforandret ved feil. Dette muliggjør bruk av et lavere isolasjonsnivå i direktejordede nett [6].



Figur 2.6. Direktejordet nøytralpunkt.

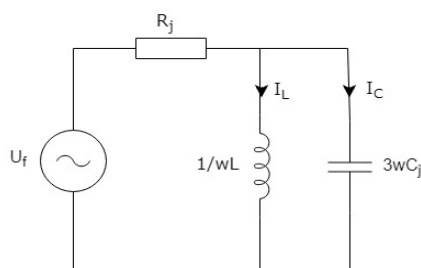
På grunn av lave overspenninger, benyttes ofte direktejording i transmisjonsnettet (300 kV og 400 kV) [6]. I et direktejordet nett er det anbefalt å unngå jording av alle nøytralpunkter, da dette kan redusere størrelsen på feilstrømmen i nettet [21]. Ulempen med dette kan være relétekniske problemer og noe høyere overspenninger. Da det inne er impedans i transformatorens nøytralpunkt, vil feilstrømmen i et direktejordet nett kun avhenge av feilsted og resistans mot jord R_j . Stålmaster vil skape større R_j enn tremaster, og er derfor i dag påkrevd med jordline i direktejordede nett for å unngå høyohmige jordfeil [6]. I et rent direktejordet nett er formelen for feilstrøm gitt ved 2.7

$$I_f = \frac{U_f}{Z_j} = \frac{U_f}{R_j + \frac{1}{j \cdot 3\omega C_j}} = jU_f(3\omega C_j + \frac{1}{R_j}) \quad (2.7)$$

Jordslutninger er i direktejordede nett oftest forbigående, slik at nettet igjen blir intakt når lysbuen er slukket og lysbuebanen avionisert ved at feilstedet legges spenningsløst i en liten periode (hurtig gjeninnkopling) [12].

Tabell 2.2. Fordeler og ulemper ved direktejordet nøytralpunkt.

Jording system:	Egnet for:	Fordeler:	Ulemper:
Direktejording	Sentralnett og regionalnett av middels til stor størrelse	<ul style="list-style-type: none"> • Lave overspenninger • Lavere isolasjonsnivå på linjer. • Kort feiltid. • Liten sannsynlighet for doble jordfeil reduserer skader for telenettet • Ubegrenset nettstørrelse. • Selektiv utkobling 	<ul style="list-style-type: none"> • Spenningsdip og avbrudd ved forbigående jordfeil • Store feilstrømmer • Lang utkoblingstid ved stor overgangsmotstand til jord ($> 400\Omega$ [6]). • Kan gi spenningsøkning i underliggende nett. • Kan skape økte skritt- og berøringsspenninger. • Ikke levert energi til forbruker om radialavgang må utkobles.



Figur 2.8. Thévenin ekvivalent for et lavohmig jordet system

$$I_f = (I_c - I_L) + I_R = \frac{U_f}{Z_j} = U_f(j(3\omega C_j - \frac{1}{\omega L}) + R_j) \quad (2.8)$$

$$Z_j = (Z_R + Z_C + Z_L) = (R_j + \frac{1}{j\omega C_j} + \omega L) \quad (2.9)$$

I likhet med isolerte nett kan nett vil det i nett med lavohmig jording oppleves overspenninger på grunn av lav feilstrøm. En stigning i U_0 -spenning vil øke spenningen på de friske fasene med $\sqrt{3}$, da U_0 øker spenningen på feilfasen til usymmetrispenningen, U_{nx} :

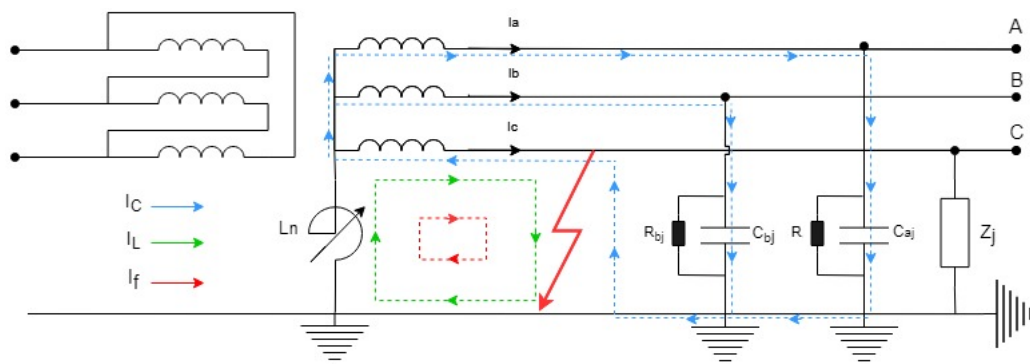
$$U_{nx} = \frac{I_f}{\sqrt{(\frac{1}{R_j^2})^2 + (3\omega C_j - \frac{1}{\omega L})^2}} \quad (2.10)$$

Tabell 2.3. Fordeler og ulemper ved motstandsjording.

Jording system:	Egnet for:	Fordeler:	Ulemper:
Motstands/ lavohmig -jording	Nett med lav kapasitans mot jord og middels/ store distribusjon-snett og regionalnett	<ul style="list-style-type: none"> • De fleste jordfeil slukkes av seg selv. • Lettere deteksjon av feilsted. • Liten sjans for doble jordfeil • Valgfri nettstørrelse. • Lave skritt og -berøringspenninger. • Lavere isolasjonsnivå. • Selektiv utkobling. • Større personsikkerhet 	<ul style="list-style-type: none"> • Overspenninger kan indusere forstyrrende speninger til nærliggende telenett • Spenningsdip ved jordfeil. • Transformatorer med slukkespole i underliggende nett kan ikke jordes.

2.3.4 Spolejordet nøytralpunkt

I spolejordede nett er et eller flere nøytralpunkter bundet til jord via en Petersen spole (jordslutningsspole). I denne jordingsformen benyttes spolene for å kompensere nettets kapasitive ladestrøm. Dette gjøres ved at spolen sørger for en induktiv spolestrøm (I_L) som kansellerer deler av den kapasitive feilstrømmen (I_C), slik at feilstrømmen (I_f) blir liten (se 2.9). R_j kan som tidligere nevnt antas lik 2-7 % av C_j , og vil sette en begrensning for nettets størrelse da I_R ikke kan kompenseres [12].



Figur 2.9. Lavohmig jordet nøytralpunkt.

Spolejording er den jordingsstypen som er mest brukt i Norges distribusjonsnett (33-132 kV), og passer godt til nett der andelen kabler er stor [21]. Jordingsformen kan karakteriseres av små jordfeilstrømmer, og har på grunn av evnen til selvslukking av lysbuer vært den foretrukne jordingsformen i middels store til store regionalnett. Hvis derimot nettet får en så stor utstrekning at feilstrømmen I_f blir større enn bestemt kritisk verdi, vil ikke lysbuer slukke av seg selv, og gå over til å bli permanent [5]. Ved prøver utført av Statkraft i 1991 kunne det avdekkes at lysbuer ved enpolet jordslutning kan gå over til topolet jordslutning dersom lysbuen ikke slukkes innen 1-2 sekunder [6]. Lysbuen vil da opptre i en bueforment bane gjennom en ionisert luft som leder strøm, slik som vist i figur 2.10. I [5] er kritisk verdi for jordfeilstrøm angitt som ca. 120 A for 132 kV nett for unngåelse av stående jordfeil. Slukkerprøver utført av Statnett viser til 80 A som fornuftig grense for slukkestrømmen på samme spenningsnivå [7].



Figur 2.10. Illustrasjon av lysbue oppstått mellom flere faser.

Thévenin ekvivalenten for denne systemjordingen er lik den for motstandsjordet nett i figur 2.8. Dette vil dermed gi den samme formelen for feilstrøm. Ved feil vil U_0 spenningen bli lik fase jord spenningen før feil inntraff, og mye høyere enn ved liknende feil i et system med isolert nøytralpunkt. Formelen for U_0 ved feil er den samme som for motstandsjordet nett, og oppgitt i 2.10.

En kompensert feilstrøm kan i et spolejordet nett gjøre det vanskelig å detektere stedet der feilen oppsto, da størrelsen på denne strømmen er ganske liten. Det er i midlertid gjort erfaringer ved bruk av Wischerreléer for deteksjon av feilretningen. Ved målinger av nullsystemets strøm og spenning under den transiente perioden av en feil, skal Wischerréleet gjennom kommunikasjon med andre reléer finne stedet med jordfeil [23]. Erfaringene med disse reléene er blandet, men viser at de kan være problematiske å bruke i store maskede nett, slik at deleplan heller må benyttes for deteksjon og utkobling stående jordfeil [12].

Innenfor et galvanisk skilt nett er de fleste spoler satt i ”fast” innstilling. Dette innebærer en fast spoleverdi [A], med mindre denne reguleres manuelt. Innenfor det samme nettet vil det også eksistere en spole med «auto-innstilling», for å kunne kompensere det kapasitive strømbidraget automatisk hvis det skulle oppstå feil eller endringer i nettet [24]. Det er viktig å påse at reguleringsområdet til den automatiske spolen er stort nok, og at det kun er én automatisk spole i nettet så ikke spolene regulerer mot hverandre. Videre er det viktig å sørge for god spoledekning, slik at hele nettet fortsatt er kompensert hvis en linje faller ut [17].

Tabell 2.4. Fordeler og ulemper ved spolejordet nøytralpunkt.

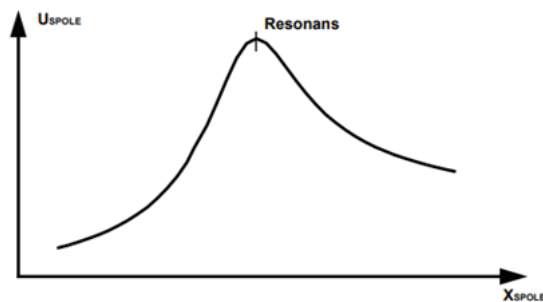
Jording system:	Egnet for:	Fordeler:	Ulemper:
Spolejording	Middels og store distribusjonsnett og regionalnett	<ul style="list-style-type: none"> • Liten feilstrom • Selvslukking av lysbuer og enpolte jordfeil • Lave skritt og -berøringsspenninger • Nett kan driftes med jordfeil. • Lav kostnad til vern av telenett. 	<ul style="list-style-type: none"> • Sjans for doble jordfeil pga. overspenninger • Kostbart (økt krav til isolasjon). • Overspenninger kan skape induserte spenninger i telenettet. • Tidkrevende feillokalisering ved utkoblinger. • Begrenset nettstørrelse.

Kompenseringsgrad

Innenfor et galvanisk sammenhengende nett vil samlet spoleytelse, oppgitt i ampere eller prosent, enten være større eller mindre enn den totale ladestrømmen i nettet. Hvis den induktive strømmen er noe større enn den kapasitive i et galvanisk sammenhengende nett, er nettet overkompensert. Nettet er underkompensert dersom spolens verdi er lavere enn den totale ladestrømmen i nettet [21].

For å unngå *resonans* så er det vanlig å drive nettet enten over eller underkompensert. Dette innebærer at spoleytelsen er omkring 5 % til 10 % større eller mindre enn ladeytelsen i nettet [19][25]. De fleste spolejordede nett driftes overkompensert for å unngå resonans ved utfall av linjer, ved at man opplever tap av kapasitans i det linjene kobles ut.

I tabell 2.5 finnes en oversikt over de ulike kategoriene for kompensering og tilhørende kompenseringsgrader i prosent. Kompenseringsgraden vil variere fra nett til nett, og vil avhenge av andre faktorer som usymmetri i nettet og sesong [25], så tabellen må derfor tas som en "tommelfingerregel" ved beregning av kompenseringsgrad.



Figur 2.11. Resonanskurve. Kilde: [?]

Tabell 2.5. Kompenseringsgrad i prosent ved ulik grad av kompensering.

Kompenseringsgrad	% _{comp}
Kraftig overkompensert	10% ⇒ 100%
Overkompensert	5% ⇒ 10%
Resonans	-5% ⇒ 5%
Underkompensert	-10% ⇒ -5%
Kraftig underkompensert	-100% ⇒ -10%

Likninger for spoleytelse og nettets kompenseringsgrad i ampere finnes ved henholdsvis likning 2.11 og 2.12. Her er I_L nettets kapasitive ladestrøm, %_{comp} nettets kompenseringsgrad i prosent og I_{comp} nettets kompenseringsgrad i ampere.

$$I_L = I_C(\%_{comp} + 1) \quad (2.11)$$

$$I_{comp} = I_C \cdot \%_{comp} \quad (2.12)$$

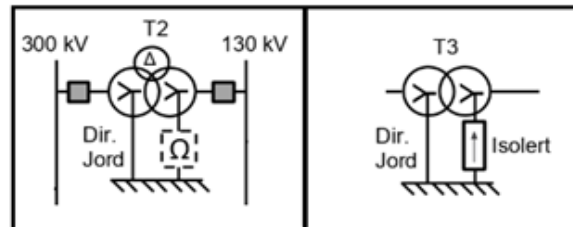
2.3.5 Mulige kombinasjoner av systemjording

Ved jording av transformatorens nøytralpunkt er følgende kombinasjoner av systemjording mulig;

- Spolejordet og isolert
- Direktejordet, lavohmig jordet og isolert.

En kombinasjon mellom direktejordet og spolejordet nett ville ikke vært hensiktsmessig, da de store feilstrømmene i et direktejordede nettet ville utløst vern i spolejordet

nett [12]. En illustrasjon av jordingskombinasjonen direktejording/lavohmig jording med delta-vikling (Y_Nynd11) er vist til venstre i figur 2.12. I samme figur til høyre er direktejording illustrert i kombinasjon med isolert nøytralpunkt (Y_Nyn).



Figur 2.12. Direktejording illustrert i kombinasjon med lavohmig jording (venstre), og isolert jording (høyre).

Bokstavkoden «Y_Nynd11» kalles for transformatorens koblingsgruppe, og sier noe om transformatorens kobling på primær- og sekundærsiden. Her er stjernekobling definert med bokstaven «Y», deltakobling med «D», «zig-zag»-kobling med «Z» og nøytralpunktet med «N». Primærkoblingen har høyest spenning og skrives derfor med store bokstaver, mens lavspenningssiden skrives med små bokstaver [26]. I tillegg til dette kan koblingsgruppen inneholde et tall som for eksempel fem, som vist i bokstavkoden «Y_Nynd5». Dette tallet beskriver faseforskyvningen mellom spenningene på sekundærsiden og primærsiden [27]. Hvis tallet er «5», er spenningen på sekundærsiden faseforskyvnet 150°. Flere tall med tilhørende faseforskyvning og deres betydning er gitt i tabellen 2.6.

Tabell 2.6. Vektorgruppe som beskriver faseforskyvningen til spenningen på transformatorens sekundærside.

Vektorgruppe [n]:	Faseforskyvning [°]
1	30
6	180
11	330

2.3.6 Oppsummering jordingsmetoder

I tabell 2.7 er det laget en oversikt over fordeler og ulemper for hvert jordingsssystem som har vært nevnt i det foregående kapittel. Sammenlikningen av disse jordingsssystemene er ikke ment å gi en fasit på hvilken systemjording som er best, men en oversikt over jordingssystemenes karakteristikk

I dagens nett benyttes direktejording for transmisjonsnett (300 og 420 kV). I distribusjonsnett blir det for spenningene 33-145 kV og delvis 22 kV benyttet spolejordet nøytralpunkt. I distribusjonsnett der spenningsnivå er under 22kV benyttes isolert nøytralpunkt i stor grad [6].

Isolert nøytralpunkt anbefales kun til mindre regionalnett med spenningsnivå under 66 kV, og der feilstrømmene er mindre enn 30-60A [17]. Ved større jordfeilstrømmer må jordfeilstrømmen kompenseres via reaktans, eller utkoples via vern for at stående jordfeil med påfølgende lysbue skal unngås.

Direktejording er anbefalt i nett med store jordfeilstrømmer, og gjerne der spolejording ikke lenger gir tilstrekkelig kompensering av feilstrøm (feilstrøm $> 140A$). Ulempen med denne jordingsformen er spenningsdip som kan forplante seg ned til forbrukernivå, grunnet at linjen ofte vil kreve utkopling ved feil. I tillegg til dette kan de store feilstrømmene skape farlige skritt -og berøringsspenninger, og unnløse utløsning av vern dersom overgangsmotstanden i feilstedet er stor ($> 400\Omega$). Likevel tilbyr jordingsformen rask utkopling av feil (< 8 sek.) ved normal drift og lave temporære overspenninger. Spolejording er den jordingstypen som er mest foretrukket i regionalnettet grunnet evnen til selvslukking av feil og nettdrift med stående feil. Men dersom spolejordede nett øker i størrelse kan feillokaliseringen bli vanskeligere. Ved seksjonering under feilsøking har transiente spenninger og strøm ført til triggering av distansevern og unødvendige utkoplinger i nettet [12].

Den sammenlikningsfaktoren som er viktigst å merke seg, er nok graden av overspenninger ved valg av systemjording. Fordi overspenninger oppstår i nett med lav feilstrøm (reststrøm), vil dette være et problem i isolerte og spolejordede nett. Hvis ikke linjer og anlegg er tilstrekkelig dimensjonert for overspenningene, kan det oppstå en kaskadering av feil og svekkelse i nettet over tid [12]. På grunn av dette skadeomfanget virker spenningsdip og lavfrekvente skritt -og berøringsspenninger som et bedre alternativ, så lenge feilstrømmen reduseres noe. Erfaringer fra Sørnettet har vist at jordfeilstrømmen

kan reduseres betraktelig hvis man unnlater jording av noen transformatornullpunkter. Om dette kommer i konflikt med telenettets linjer, eller feilstrommen fortsatt er for stor kan direktejordingen kombineres med lavohmig jording. Dette innebærer innføring av strømbegrensende reaktorer i kritiske områder nært telenettet. [6]

I motsetning til isolert og spolejordet nett har direktejordet og lavohmig jordede nett ”ubegrenset” størrelse. Dette kan være positivt dersom det er planer om fremtidig utvidelse av nett.

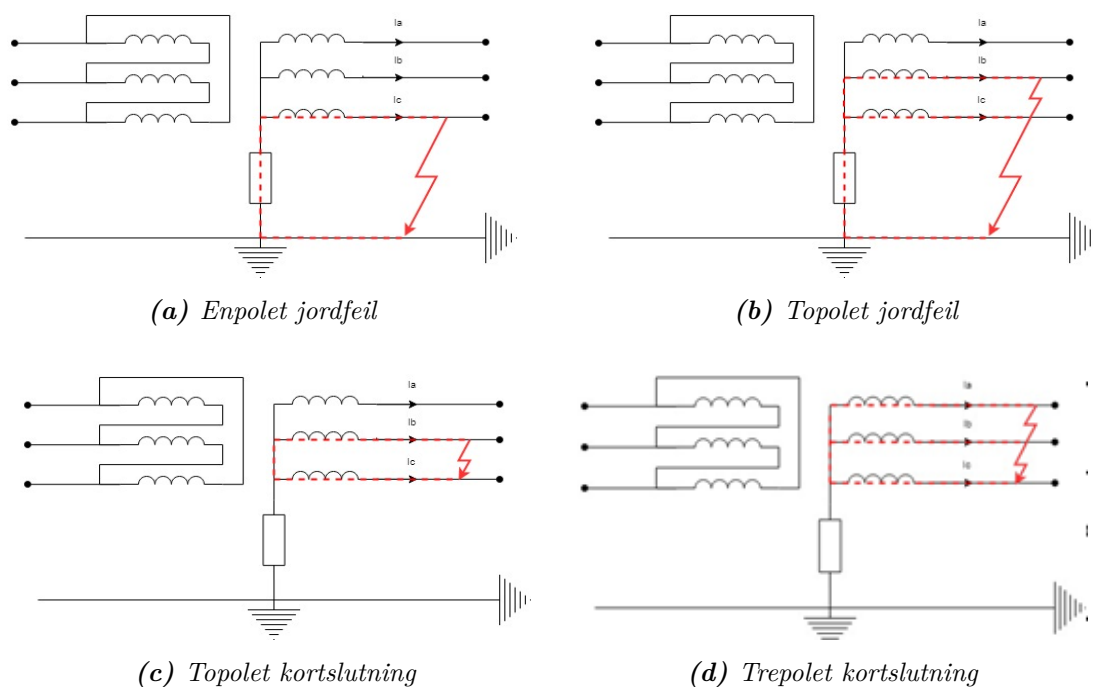
Tabell 2.7. Fordeler og ulemper ved spolejordet nøytralpunkt.

Jording system:	Egnet for:	Fordeler:	Ulemper:
Isolert jording	Små nett med lav kapasitans mot jord	<ul style="list-style-type: none"> • Små feilstømmer forutsatt liten nettstørrelse. • De fleste feil løser seg selv. • Kan driftes ved stående jordfeil. • Kostnadseffektivt. 	<ul style="list-style-type: none"> • Begrenset nettstørrelse. • Vanskelig å detektere feil. • Fare for doble jordfeil. • Høye overspenninger. • Manglende lysbueslukking ved stort nett.
Direktejording	Transmisjonsnett av middels til stor størrelse	<ul style="list-style-type: none"> • Lave overspenninger. • Lavere isolasjonsnivå på linjer. • Kort feiltid. • Liten sannsynlighet for doble jordfeil reduserer skader for telenettet. • Ubegrenset nettstørrelse. • Selektiv utkobling. 	<ul style="list-style-type: none"> • Spenningsdip og avbrudd ved forbigående jordfeil. • Store feilstømmer. • Lang utkoblingstid ved stor overgangsmotstand til jord ($> 400\Omega$)[6]. • Kan gi spenningsøkning i underliggende nett. • Skritt- og berøringsspenninger. • Ikke levert energi til forbruker om radialavgang må utkobles.
Motstands/lavohmig-jording	Nett med lav kapasitans mot jord og middels/store distribusjonsnett og regionalnett	<ul style="list-style-type: none"> • De fleste feil løser seg selv. • Lettere deteksjon av feilsted. • Liten sjans for doble jordfeil. • Valgfri nettstørrelse. • Lave skritt- og -berøringsspenninger. • Lavere isolasjonsnivå, selektiv utkobling og større personsikkerhet. 	<ul style="list-style-type: none"> • Overspenninger kan indusere speninger til nærliggende telenett ved små feilstømmer. • Spenningsdip ved jordfeil. • Transformatorer med slukkespole i underliggende nett kan ikke jordes.
Spolejording	Middels og store distribusjonsnett og regionalnett	<ul style="list-style-type: none"> • Liten feilstrom • Selvslukking av lysbuer og enpolte jordfeil • Lave skritt- og berøringsspenninger • Nett kan driftes med jordfeil. • Lav kostnad til vern av telenett. 	<ul style="list-style-type: none"> • Sjans for doble jordfeil pga. overspenning • Kostbart (økt krav til isolasjon). • Overspenninger kan skape induserte spenninger i telenettet. • Tidkrevende feillokalisering ved utkoblinger. • Begrenset nettstørrelse.

2.4 Feiltyper i kraftnettet

I et kraftsystem vil det oppstå to feiltyper; seriefeil og parallellfeil. Seriefeil kan være brudd på leder eller kortslutning i et element som fører til at strømmen må gjennom et mindre tverrsnitt, noe som igjen kan medføre varmgang. Parallellfeil er feil mellom faseledere innbyrdes, eller fase(r) og jord, og omtales henholdsvis som kortslutning eller jordslutning [11]. Av disse feiltypene er det kun parallellfeil som vil bli behandlet i denne rapporten.

Av parallellfeil har man; enpolet jordfeil, topolet jordfeil (dobbel jordfeil), topolet kortslutning og trepolet kortslutning. Det kan også oppstå en kombinasjon av disse feiltypene dersom for eksempel en fase løsner fra masten og får jordforbindelse. Illustrasjoner av de ulike feiltypene er gitt i figurene 2.13a-2.13d.

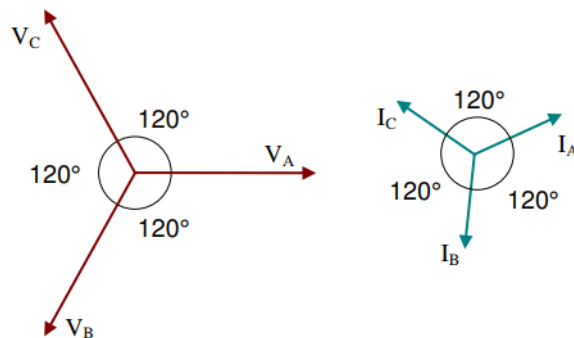


Figur 2.13. Forskjellige typer feil og kortslutning

I kraftsystemer bruker feil mellom fase og jord å stå for 80 % av alle feiltyper, mens kortslutninger mellom faser innbyrdes står for 20 % [3]. I Norge er enpolte jordfeil den feiltypen som forekommer oftest [11]. Blant nevnte feiltyper skiller man mellom balanserte og ubalanserte feil. Eksempler på balanserte feil er trepolet jordslutning/kortslutning. Ved slike feil vil alle fasene inneha samme strøm og spenning, noe som betyr at man kun vil trenge å gjøre beregninger på en av fasene [28]. Beregninger for slike feil er derfor kun nødvendig på en av fasene. Ved en -og topolte jordfeil vil strøm og spenning være ulik, dette indikerer at feilen ubalansert. For å gjøre beregninger på ubalanserte feil må man benytte symmetriske komponenter. Hvordan dette gjøres vil bli presentert i neste kapittel.

2.4.1 Symmetriske komponenter

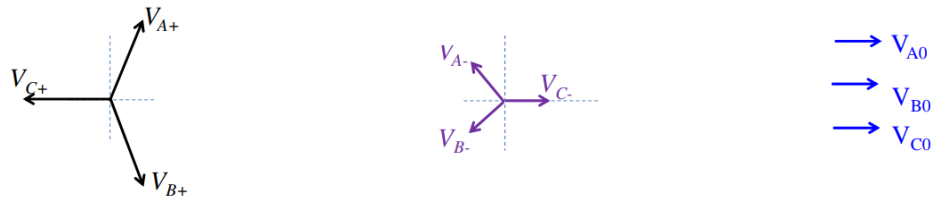
I trefasesystemer anvendes symmetriske komponenter for beregning av usymmetriske jordfeilstrømmer og spenninger som opptrer ved usymmetriske feil [29]. Metoden kalles Fortescues teorem, og handler om hvordan en ubalansert feil kan løses ved tre distinkte sett med balanserte fasevektorer (symmetriske komponenter) [30]. I elektriske kraftsystemer er den elektriske energiforsyningen basert på sinusformet vekselstrøm og vekselspenning. Trefase vekselstrøm ligger med en frekvens på 50 Hz i det Norske strømnettet, og overføres over tre faser som er forskjøvet 120° i forhold til hverandre. Dette er representert i figur 2.14 med vektorer for strøm og spennings for de tre fasene a , b og c .



Figur 2.14. Visere for trefase strøm og spenning med 120° faseforskyvning [3]

Ved en ubalansert feil vil vektorene A , B og C inneha forskjellige verdier for strøm og spenning, og kan derfor ikke løses ved beregninger på kun en fase. Ved å benytte

Fortescues teorem kan den ubalanserte feilen dekomponeres til tre balanserte system; det positive system, negative system og nullsystemet i figur 2.15.



Figur 2.15. Trefase spenning fordelt over tre balanserte system [3]

De ubalanserte vektorene for strøm (I_a, I_b, I_c) og spenning (V_a, V_b, V_c) blir dermed:

$$\begin{aligned}
 I_a &= I_a^0 + I_a^1 + I_a^2 & V_a &= V_a^0 + V_a^1 + V_a^2 \\
 I_b &= I_b^0 + I_b^1 + I_b^2 & V_b &= V_b^0 + V_b^1 + V_b^2 \\
 I_c &= I_c^0 + I_c^1 + I_c^2 & V_c &= V_c^0 + V_c^1 + V_c^2
 \end{aligned} \tag{2.13}$$

Her er I_a^0 strømmen i nullsystemet, I_a^1 strømmen i det positive system og I_a^2 strømmen i det negative system for fase a . Fordi vektorer i samme system har lik absoluttverdi, kan uttrykkene forenkles ved å multiplisere med operatoren a :

$$a = 1 < 120^\circ = e^{j(\frac{2\pi}{3})} = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} \tag{2.14}$$

$$1 + a + a^2 = 0 \tag{2.15}$$

Med dette oppnås uttrykk for strøm og spenning for de ulike fasene under feil:

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} \quad \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_0 \\ V_1 \\ V_2 \end{bmatrix} \tag{2.16}$$

For å finne de symmetriske komponentene til strøm og spenning kan man multiplisere

feilstrømmen og feilspenningene med den inverse transformasjonsmatrisen $[T^{(-1)}]$ i 2.17.

$$[T] = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \quad [T^{-1}] = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \quad (2.17)$$

Symmetriske komponenter er vist i 2.18;

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} \quad \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_0 \\ V_1 \\ V_2 \end{bmatrix} \quad (2.18)$$

Ved disse symmetriske komponentene kan man finne et uttrykk for strømmen i nullsystemet, I_0 . Ved feilanalyse vil nullsystemet benyttes til deteksjon av ubalanserte feil, da det kun er strømmen i nullsystemet som kan gå via fysisk tilkobling til jord (trafoens nullpunkt). Det positive systemet er et balansert system som benyttes ved analyse under normal drift eller ved balanserte feil. Det negative systemet benyttes ved analyse av impedansene i passive komponenter [5]. Formelen for nullsystemstrømmen I_0 er gitt i 2.19. Her er I_a , I_b og I_c strømmene i henholdsvis fase a, b og c.

$$I_0 = \frac{1}{3}(I_a + I_b + I_c) \quad (2.19)$$

$$I_a + I_b + I_c = 0 \quad (2.20)$$

Ved normal drift vil nullsystemstrømmen være lik null, da summen av fasestrømmene er lik null, se likning 2.20. Hvis feil oppstår vil I_0 endre verdi, og sirkulere i transformatorens stjerne-koblede vikling (figur2.16). Hvis ikke sekundærsiden har delta-vikling vil det grunnet fluks balanse gå en returstrøm til jord via transformator-kassen. Dette kan medføre stor flukstetthet med påfølgende høy temperatur og fare for skader. Anbefalt grense for $3I_0$ er derfor 25 % av merkestrøm på primærsiden, eller 15 % ifølge Statnett («15 %-grensen») [22].

2.4.2 U_0 -Spenning

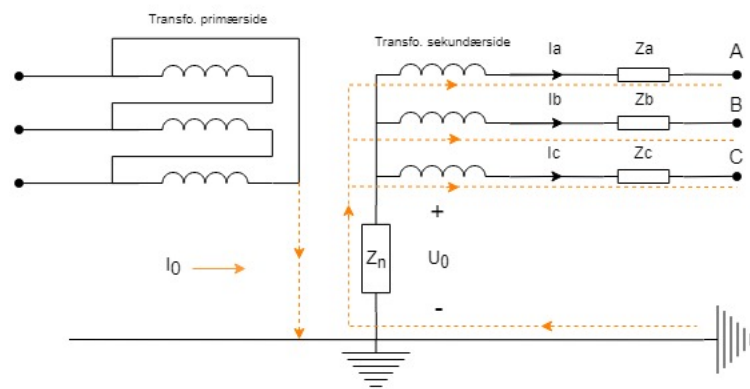
En endring i I_0 vil også skape en endring i det man kaller for usymmetrispenningen, eller U_0 -spenningen, som er uttrykt i 2.21

$$U_0 = Z_0 I_0 \quad (2.21)$$

U_0 -spenningen er potensialforskjellen som ligger over transformatorens nullpunkt og jord. Sammen med jordfeilstrommen kontrollerer nullpunktspenningen sensitiviteten på relévernet. Under normal drift vil U_0 -spenningen være lik null i et friskt nett. Hvis jordfeil inntreffer vil U_0 -spenningen stige til fase-jord spenningen i den feilbefengte fasen, som lades ut og blir låst til jord. Spenningen på de friske fasene vil øke med $\sqrt{3}$ til linjespenning (U_L) [21]. U_0 -spenningen er lik ved alle nøytralt punkt innenfor et galvanisk sammenhengende nett, og kan derfor medføre følgefeil og svekke komponenter ved økning [12]. Likningen for U_0 -spenningen vil være forskjellig ved ulike typer systemjording, og er derfor å finne i under de ulike systemjording-kapitlene. En illustrasjon av nullpunktstrøm -og spenning er gitt i figur 2.16.

$$U_0 \text{ i friskt nett: } U_0 = 0$$

$$U_0 \text{ under jordfeil: } U_0 = U_{fj}$$



Figur 2.16. Eksempelkrets som viser I_0 og U_0 -spenningen over nøytralt punktet.

2.5 Overgang til direktejordet-/ lavohmig jordet nett

Dersom jordfeilstømmen i spolejordede nett blir så store at de begynner å skape problemer ved normalt drift, kan endring i systemjording være en løsning for å redusere feilstømmen i nettet. I dette avsnittet vil tiltak og kostnader ved overgang fra spolejordet til direktejordet-/ lavohmig jordet nett bli beskrevet. Kapitlet vil fungere som et teoretisk grunnlag for argumentasjoner i senere diskusjonsdel om alternative systemjordingsløsninger i 110 kV nettet.

2.5.1 Jordingsplan

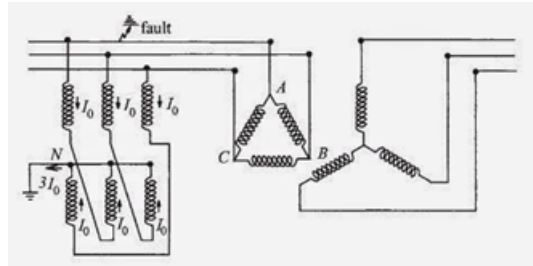
Som tidligere nevnt vil direktejording redusere overspenninger og redusere feiltiden og sjansen for doble jordfeil. Dette vil dog komme på bekostning av en mye høyere feilstrom som kan skape farlige skritt- og berøringsspenninger. Dersom en jordfeil oppstår gjennom høyohmig retur kan feilstømmen bli så liten at vernet ikke vil registrere feilen. Ved en slik stående feil øker faren for doble jordfeil betydelig, noe som vil skape et spenningspotensial mellom feilstedene [6].

Ved overgang til direktejording vil det derfor være behov for vern av telenett nærliggende kraftlinjer med fare for stående jordfeil. I følge [6] kostet vern av telenettet ca. 15.000-80.000 kr per km kraftledning, ved beregninger gjort for BKK, Mørenettet, Sørnettet og Trøndelagsnettet. I dag tilsvarer dette 24.000-132.000 kr/km kraftledning.

For at televerket skal vite hvilke linjer som må vernes, burde det lages en jordingsplan. En jordingsplan vil inneholde en systematisk oversikt over transformatorene i nettet, og hvordan de skal systemjordes. I et direkte-/ lavohmig jordet nett vil noen nøytralepunkter være direktejordet, noen isolert, og andre jordet via reaktor (20-60 Ω) [6][22]. Hvilke transformatorer som får hvilken jordingsform avhenger av koblingsgruppen, og hvor mye feilstømmen skal reduseres. I følge [6] kan en forventet reduksjon i kapasitiv feilstrom komme på 15 A/MVA ved isolering av tre-bens transformator, 70 A/MVA for transformator med delta-vikling.

Grunnet høyere jordfeilstrom ved direktejording av transformatorer med deltavikling, bør transformatorer uten delta-vikling jordes først. Direktejording er ikke anbefalt i transformatorer med slukkespole i underliggende (22 kV) nett, eller med transformerings til sentralnettet (300 kV/ 420 kV) [6]. Dersom disse faktorene medfører mangel på nøytralepunkter i nettet, kan tilkobling av jordingstransformator («zig zag trafo»)

gjøres i delta-vikling. Disse er billigere å installere enn skilletrafo, og kan også tilkobles i stjerne-vikling der nøytralpunkt er utilgjengelig nøytralpunkt. Jordingstrafo er illustrert i figur 2.17, og kan leses mer om i [31].



Figur 2.17. Jordings-/ zig-zag -transformator tilkoblet delta-viklingen i en $Y\Delta$. Kilde: [?]

I Mørenettet og Trøndelagsnettet ble det beregnet at reaktansjording av 5-10 av totalt 20 transformatorer via reaktor var tilstrekkelig for reduksjon i feilstrøm. Prisen for reaktorer ligger på 136 000 kr/MVAr, pluss 200.000 kr for tilhørende bryteranlegg [32].

For å sikre riktig føring av feilstrøm tilbake til jordnet nullpunkt, kan gjennomgående jordline innføres i parallell med kraftlinjene. Ved innføring av linen er det viktig at masten tåler de ekstra kg som linen kan gi [20]. For stålmaster vil ikke dette være et problem. Ulempen med disse er høyere overgangsmotstand mot jord. Hvis overgangsmotstand mot jord blir over 400 Ω , vil det i tillegg bli behov for overstrømsrelèer for deteksjon av høyohmige feil. Her kan man benytte samme type som i dag finnes i sentralnettet (300/400 kV). Prisen på disse ligger på 98.000 kr/linjeavgang ferdigmontert (2018-kroner), og ble på ca. 4.5 millioner kroner i beregninger for Mørenettet (7.4 millioner kr i dagens verdi).

Totale kostnader for Mørenettet og Sørnettet ved overgang fra spolejordet til direktejordet/lavohmig jordnet ble beregnet til 16-22 mill.kr per nett i Sintef i 1993 [6]. Dette tilsvarer 24-31 mill.kr i 2018-kroner. Dette er basert på investeringskostnadene minus energibesparelser og inntekt ved salg/videre bruk av jordslutningsspoler i 66 kV nett. I beregninger sparte Mørenettet 1 MW i tap ved å unngå inndeling av nettet [6]. Dette tilsvarer energibesparelser på henholdsvis 47 mill. kr. Forutsatt levetid på 40 år og en kapitalrente på 4 %.

Tabell 2.8. Oversikt over fordeler og ulemper ved overgang til direkte-/lavohmig jordet nett.

Overgang fra spolejordet til direktejordet-/lavohmig jordet nett	
Fordeler	Ulemper
<ul style="list-style-type: none"> • Reduserte fremtidige drifts- og vedlikeholdskostnader (langsiktig investering). • Lavere energitap ved unngåelse av splittet nettdrift i spolejordet nett. • Reduserte skadekostnader pga. mindre temporære overspenninger. • Færre fase-fase og doble jordslutninger. • Lavere isolasjonsfasthet. • Auto -utkopling av feil vil øke personsikkerheten, og spare driftspersonale for feillokalisering. • Gjenbruk av spoler ved salg. • Ved lavere isolasjonsfasthet kan master bygges med «kompakt». 	<ul style="list-style-type: none"> • Ved lavere isolasjonsfasthet kan master bygges med «kompakt». • Få tilgjengelige nøytralepunkt i mange nett.. • Kostbart for vern av telenett, nye reaktorer, vern, jordingstransformatorer, jordliner og master. • Utkoplingstider over 0.5 s der overgangsmotstand er for stor ($> 400\Omega$ /stålmast uten jordline). • Krav til jordline for linjer på stålmast. • Høye berøringsspenninger ved manglende jordline/ mastejord [8]. • Økt antall spenningsdip kan ramme kunder. • Korte avbrudd under 10 s for kunder under stasjoner med manglende N-1.

3 Metode for beregninger

I dette kapitlet vil forarbeidet med datainnsamling og beregningsmetodene for strøm, kapasitans mot jord og nettlengde bli presentert. Disse faktorene vil være avgjørende for hvilken systemjording som bør anbefales 110 kV og 132 kV nettene i framtiden. Kapitlet vil gå inn på hvor informasjon har blitt hentet i forkant av beregningene, og forklare beregningsverktøyet som har blitt benyttet i oppgaven.

Formler og beregninger i dette kapitlet er basert på de antagelser og forutsetninger gitt i punktene under.

- Spolejordet systemjording ved feilstrømsberegninger.
- Likning for I_f er ved enpolet jordfeil.
- Overgangsimpedans lik null ($Z_f = 0$).
- 10% overkompensering ($\%_{comp} = 0.10$) der ikke annet er oppgitt.
- Resistiv feilstrømskomponent lik 4 % av ladeytelsen ($I_R = 0.04I_C$).
- Gjennomsnittlige verdier for kapasitans mot jord (C_{aj}) for luftlinjer (0.006844 [μF]) og kabler (0.207777 [μF]).
- Andel kabler i nettet (%) er basert på dagens 110 kV og 132 kV luft- og kabel nett i Agder, og ikke nasjonalt gjennomsnitt. (1.5 % kabel i Agder, 6.6 % nasjonalt).
- Det eksisterende 132kV nettet driftes i dag rundt 130-140kV, med ulik spenning avhengig av hvor man ser i nettet. For å forenkle utregninger er det i denne rapporten antatt gjennomsnittlig linjespenning på $U_L=135$ kV. Gjennomsnittlig linjespenning for 110 kV er antatt lik 103 kV.

3.1 Innsamling av linje- og transformatordata

Før beregninger kunne gjennomføres måtte det gjøres et forarbeid med innsamling av data for linjer, transformatorer i regionalnettet. Dette er et omfattende arbeid som kan ta tid, da hvert linjestrekk bør dokumenteres og adderes for høyest mulig nøyaktighet. Hensikten med datainnsamlingen var å ha et beregningsgrunnlag basert på realistiske verdier, og for å kunne utarbeide en tilnærmet realistisk jordingsplan.

For anskaffelse av tekniske data ble «Regional kraftsystemutredning for Agder 2016 – 2035» [2] benyttet for anskaffelse av enlinjeskjema og tekniske data som; ledertype, merkespenning, lengde på linjestrekk, mastetype, driftsspenning og eier av linjer med spenningsnivå 50-132 kV. Denne informasjonen vil ikke være tilgjengelig i denne rapporten, grunnet offentlighetsloven §13. «Opplysninger som er underlagt taushetsplikt».

For beregning av kapasitans mot jord ble standardverdier for ulike linje -og kabeltyper med merkespenning 145 kV benyttet. Disse verdiene er utviklet av Sintef og finnes i [33] for ulike luftlinjer (Feral, Al, Cu, Fe) og kabler (TSLE, DKBA), oppgitt i nF/km.

3.2 Beregningsverktøy i Excel

Microsoft Excel er et kjent dataprogram i Office-pakken, som baserer på regneark for å utføre beregninger, behandle data og produsere grafiske fremstillinger. Excel er enkelt å bruke, særlig for spesifikke regneoperasjoner der mye data skal behandles.

I denne oppgaven ble Excel versjon 2018 benyttet for å gjøre beregninger på ladestrøm, feilstrøm, kompensingsgrad og nettstørrelse. Et eksempel på dette er vist i figur 3.1. Figuren er et utklipp av beregningsverktøyet for 132 kV-nettet i Agder. Av overskriftene kan man se hvilke data som er lagt inn for beregning av ladestrøm i kolonne J. Utkoblede linjer har rød skrift, og er inkludert i tilfelle beregninger ønskes gjort med alle linjer innkoplet. For å finne ladestrømmen ved ulik driftsspenning, kan linjespenningen endres i den gule cellen ved rullegardin i Excel-arket (celle E3).

Regionalnett Kristiansand - Brokke - Arendal									
132 kV Aust-Agder, Kristiansand og Vennessla		135		<---- Velg driftsspenning					
Kabel/ linje	Eier	Merkespenning [kV]	Driftsspenning [kV]	Type kabel/ ledning	Lengde [km]	Type mast	Caj [uF/km]	Ladestrøm [A]	Kommentar
Steinfoss - Kr.sand	AEN	132	135	leg. Al 454	6.3	Stål	0.007045	3.3	
		145	135	2x3x1x800 mm ²	0.7	(Kabel)	0.2	10.3	k. parallelle kal
Kr.sand - Krossen L1	AEN	132	135	FeAl 185	12.4	Stål	0.006929	6.3	
Kr.sand - Krossen L2	AEN	132	135	FeAl 185	12.4	Stål	0.006929	6.3	
Kr.sand - NO1 Campus	AEN	145	135	TSLF 3x1x1200 AL	0.55	(Kabel)	0.23	9.3	
		145	110	TSLF 3x1x1200 AL	0.35	(Kabel)	0.23	4.8	
Krossen - Lund L1	AEN	132	135	FeAl 240	4.9	Stål	0.007045	2.5	
Krossen - Lund L2	AEN	132	0	FeAl 240	3.9	Stål	0.007045	0.0	Ikke i drift. Koblet fra et

Figur 3.1. Utklipp fra beregningsverktøyet i Excel benyttet for beregning av ladestrømmen i nettet. Her vises regnearket for 132 kV nettet i Agder.

Videre til høyre i Excel-arket vil det finnes en oversikt over jordslutningsspolene i nettet. Denne oversikten er illustrert i figur 3.2, som viser jordslutningsspolene for 110 Kv.

Jordslutningsspoler							
110 kV Vest-Agder							
Plassering	Eier	Merkespennning [kV]	Maks strøm [A]	Min. strøm [A]	Normal Innstilling [A]	Aktuell innstilling[A]	Innstilling
HONNA TS	AEN R	138	260	26	-	-	Hånd
Kvinesdal TS	AEN R	110	179	17.9	71	74	Auto
KRISTIANSAND TS	SN	132	260	26	96	131	Hånd
LEIRE - 110 JORDSPOLE	AEN R	110	100	10	70	73	Hånd
		Sum P-spolestrøm	799	79.9	237	278	

Figur 3.2. Utklipp fra Excel med oversikt over jordslutningsspolene i 110 kV -nettet.

Ulempen vil med dette beregningsverktøyet være at alle ladestrømmer beregnes med samme driftsspenning. Driftsspenningen vil normalt variere og være forskjellig ulike steder i nettet. Det må derfor tas forutsetninger om noen prosent avvik i beregningene. Man tror likevel at beregninger vil være realistiske med bakgrunn i sammenlikninger gjort underveis mellom beregnede verdier i oppgaven og reelle verdier for ladestrømmen i aktuelle nett.

3.2.1 Ladestrøm

Likningen benyttet for beregning av ladestrømmen i kolonne J i figuren er gitt i 3.1.

$$I_C = 3 \cdot \frac{U_L}{\sqrt{3}} \cdot 2\pi f L C_j \quad [\text{A}] \quad (3.1)$$

Her er I_C ladestrømmen, U_L linjespenning, f frekvensen i nettet på 50 Hz, C_j kapasitans mot jord og L lengden på kabel eller luftlinje i [km]. Ved input av verdier er det viktig å huske å oppgi U_L i kV, og C_j i $\mu\text{F}/\text{km}$ for å oppnå riktig benevnelse på strømmen.

Ved spenningsoppgradering og sammenslåing av nett forventes en økning i ladestrøm, på grunn av økte potensialforskjeller mellom faser og jord. Ladestrømmen må derfor bregnes på nytt ved endringer i nettets konfigurasjon eller spenningsnivå.

Ved manglende linjedata kan likning 3.2 benyttes for en estimering av C_j . Likningen er

basert på gjennomsnittlige verdier i kapasitans mot jord for 132 kV luftlinjer og kabler. Her er $\%_{linjer}$ prosentandel luftlinjer og $\%_{kabler}$ prosentandel kabler i et nett. Ved manglende data for disse prosentverdiene kan nasjonalt snitt for andel kabel benyttes (6.6 % for 132 kV og 5.8 % for 33-420 kV [?], se vedleggX og X). Fordi andelen kabler i 110 kV og 132 kV nettet i Agder utgjør henholdsvis 1.7 % og 1.36 %, ble disse verdiene brukt for i beregningene i denne oppgaven.

$$C_j = \%_{linjer}(0.006844) + \%_{kabler}(0.207777) \quad [\mu\text{F}] \quad (3.2)$$

3.2.2 Feilstrøm

Ved økning i lade strøm vil også feilstrømmen øke. Feilstrøm for scenario 1 og 2 ble beregnet i Excel ved bruk av likning 3.3. Likningen er basert på impedanslikning for RLC -krets, og ohms lov for komplekse verdier (likning 2.3 og 2.4).

$$I_f = \sqrt{I_R^2 + (I_L - I_C)^2} \quad (3.3)$$

$$Z = \sqrt{R^2 + (X_L - X_C)^2} \quad (3.4)$$

$$I_f = \frac{U_f}{Z_j} \quad (3.5)$$

Her representerer I_R lekkstrømmer i isolatorene, og antatt lik 4 % av den kapasitive lade strømmen i nettet. Da kompenseringgraden er anbefalt å ligge på 10 %, er spoleytelsen I_L antatt lik 110 % av lade strømmen i nettet.

Ulempen med denne likningen er at den kun gjelder ved enpolte jordfeil i spolejordet nett. Den kan derfor ikke benyttes ved liknende utregninger i et nett med lavohmig jording, med mindre informasjon om reaktansenes innstilte verdi er kjent for det aktuelle nettet. Da det ikke er mange regionalnett på 132 kV med lavohmig jording, har det vært vanskelig å finne beregningsmetode for feilstrøm i slike nett. Samme problemstilling gjelder også direktejordede nett, da et galvanisk sammenhengende nett som oftest består av en kombinasjon av flere jordingsmetoder som krever kjennskap til flere

av komponentene i nettet (se kap 2.3.5). Det er derfor kun gjort beregninger for enpolte jordfeil i denne oppgaven. Med bakgrunn i de faktum at de fleste 132 kV regionalnett er spolejordet, og fordi 70 % av alle feil i kraftnett er enpolte jordfeil, kan nevnte beregningsmetode for feilstrøm anses som brukbar for hensikten i denne oppgaven.

Det skal nevnes at likningen kan benyttes for isolerte nett, selv om dette ikke vil være så sannsynlig da isolert nøytralspunkt ikke er anbefalt som systemjording alene i regionalnett.

3.2.3 Maksimal nettlengde og nettutvidelse

For å vite hvor mye nettet kan utbygges etter spenningsoppgradering av 110 kV og eventuell sammenkobling med eksisterende 132 kV, ble verdier for L_{maks} og ΔL beregnet for scenario1 og 2. For å utarbeide en likning for L_{maks} ble likningene for kompenseringsgrad (2.12) og resistiv avledning mot jord (3.6) satt inn i likningen for feilstrøm fra foregående avsnitt.

$$I_R = 0.04 \cdot I_C \quad (3.6)$$

$$I_f^2 = I_R^2 + I_{comp}^2 = (0.04I_C)^2 + (\%_{comp}I_C)^2 = (0.04^2 + (\%_{comp}^2)I_C^2) \quad (3.7)$$

$$I'_C = \sqrt{\frac{I_f^2}{\%_{comp}^2 + 0.04^2}} \quad (3.8)$$

Ved å så omformulere den originale likningen (2.4) for ladestrøm med hensyn på L, kan formelen for I'_C settes inn for I_C i likningen slik at man oppnår:

$$L_{maks} = \frac{I'_C}{\left(3 \cdot \frac{U_L}{\sqrt{3}} \cdot 2\pi f C_j\right)} \quad (3.9)$$

Her kan samme metode for C_j benyttes som i avsnitt 3.2.1 Ladestrøm. Fordi L_{maks} tar utgangspunkt i ulike verdier for feilstrøm, kan denne variabelen benyttes for å beregne hvor mye nettet kan utvides i km. Dette gjøres ved å trekke fra verdi for nettets nåværende lengde i km. Hvis feilstrømmen er for stor i nettet, vil ΔL bli negativ eller nærmere lik null.

$$\Delta L = L_{maks} - L \quad (3.10)$$

3.2.4 Kostnader

Ved spenningsoppgradering og sammenslåing av 132 kV -nett være behov for kostnadsberegninger. I denne rapporten har [32] fra NVE blitt benyttet for å estimere kostnader for nye luftlinjer og stasjonskomponenter, i tillegg til kostnader for drift og vedlikehold. Rapporten er basert på erfaringsbaserte og innsendte verdier fra 10 ulike nettselskaper i Norge. I tillegg til dette har liknende investeringer i Agders kraftsystemutredning blitt brukt, samt beregningseksempler fra Sørnettet og Mørenettet

I tabell 3.1 er kostnader for nye luftlinjer i stål og- tremast, med og uten toppline illustrert. Verdiene er basert på gjennomsnittskostnader for linjer i korte og lange traseer, og lett og vanskelig terreng. I følge kilden kan kostnader for direktejordede nett antas å være 10 % høyere enn for spolejordede nett [32]. Dette henger sammen med effektive vernløsninger, innføring av gjennomgående toppline og vern av telenettet. Tabell 3.2 gir kostnadsoversikten for drift og vedlikehold, samt KILE -kostnader i luftnett. For duplex linjer vil linjekostnaden være 30 % høyere enn for simplex.

Tabell 3.1. Kostnader for nye 132 kV luftlinjer ved ulik mastetype, med og uten jordline

Kostnader (ny) luftlinje [mill.kr/km]					
Spenningsnivå [kV]	Tråd	Stålmast u/toppline	Stålmast m/toppline	Tremast u/toppline	Tremast m/toppline
132	Feal 150	1.68	1.88	1.21	1.57
132	Feal 240	1.8	2.02	1.29	1.68
132	Feal 120	2.14	2.40	1.83	2.38

Tabell 3.2. KILE-, Drift -og vedlikeholdskostnader for 132 kV luftlinjer ved ulik mastetype

Andre (årlige) kostnader luftlinjer [kr/km]				
Spenningsnivå	Drift og vedlikehold		KILE kostnader	
	Stålmast	Tremast	Stålmast	Tremast
132	15750	18750	15750	18750

Investerings-/ drifts -og vedlikeholdskostnader for stasjonskomponenter er gitt i tabell 3.3 – tabell 3.6. I tabeller for samleskinner er avganger til intern forsyning og brytere til kompenseringсанlegg og mellom samleskinner ekskludert. I tabell 3.5 og 3.6 er årlig reinvestering inkludert for å kunne gjøre beregninger for eksisterende komponenter, der anleggsdeler må utskiftes ved tid til annen.

Tabell 3.3. Investering kostnader for samleskinne og transformator ved spenningsnivå 66 kV-300 kV.

Kostnader (ny) stasjonskomponenter [tusen kr/stk.]				
Spenningsnivå [kV]	Samleskinne		Transformator	
	Enkel	Dobbel	Tovikling	Trevikling
66	780	1560	1593	1593
132	1700	3400	2802	3227
300	4500	9000	4794	6044

Tabell 3.4. Drift -og vedlikeholdskostnader for samleskinne og transformator ved spenningsnivå 66 kV-300 kV.

Andre (årlige) kostnader stasjonskomponenter[tusen kr/stk.]				
Spenningsnivå [kV]	Drift og vedlikehold		Årlige reinvesteringer i eksisterende komponenter	
	Samleskinne enkel	Samleskinne dobbel	Transformator	Transformator
66	23	47	52.4	105
132	51	102	92.1	184
300	135	270	157.6	315

Tabell 3.5. Kostnad reaktor og tilhørende bryteranlegg.

Kostnader reaktor [tusen kr/stk.]			
Type anlegg	Nyverdi per MVar	Årlig reinvestering (ved eksisterende)	Årlig drift og vedlikehold
Reaktor, verdi pr MVar	136	7.3	3
Tilhørende bryteranlegg	200	10.7	4.4

Tabell 3.6. *Kostnad jordslutningspole og bryteranlegg ved spenningsnivå 24 kV - 132 kV.*

Kostnader jordslutningspole [tusen kr/stk.]			
Spenningsnivå	Nyverdi per MVA	Årlig reinvestering (ved eksisterende)	Årlig drift og vedlikehold
24	4.8	0.3	0.1
66	9.6	0.5	0.2
132	20.8	1.1	0.5
Tilhørende bryteranlegg	200	10.7	4.4

I tabell 3.5 og tabell 3.6 finnes kostnadsoversikt for investering og vedlikehold av reaktorer og spoler. Kostnader for alle stasjonskomponenter er basert på 4 % realrente og 35 års levetid. Alle priser er antatt inkluderer materiell, montasje og transport. For begrensning av oppgavens omfang har kostnader tilknyttet eierskap/ bygging/ drift av transformator-/koblingsstasjoner blitt neglisjert. Det samme gjelder kostnader som avhenger av lokasjon for anlegg og stasjonsstørrelse.

4 Utredning av 110 kV -nettet

I dette kapittelet vil beregninger og analyse av et fremtidig 110 kV gjennomføres og bli presentert. Analysen er inndelt i to scenarier, beskrevet ved kulepunktene under:

- Scenario 1: Spenningsoppgradering av 110kV til 132 kV.
- Scenario 2: Spenningsoppgradering av 110kV til 132 kV + sammenslåing med eksisterende 132 kV nett i Agder.

Det er gjennom disse scenarioene oppgavens forskningsspørsmål skal besvares. Her vil verdier for ladeytelse (I_c), jordfeilstrom (I_f) og maksimal nettutstrekning (ΔL), i tillegg til kostnadskalkyler for begge scenarier være avgjørende faktorer for endelig konklusjon. Beregningsmetode er lik for begge scenarier, og oppgitt i kapittel 3. Kostnadskalkyler for eventuelle tiltak vil for hvert scenario presenteres i resultatkapittelet for hvert avsnitt.

4.1 Spenningsoppgradering til 132 kV

I dette avsnittet vil tiltak og kostnader for spenningsoppgradering av 110 kV nettet til 132 kV bli presentert. Det vil bli gitt en oversikt med fordeler og ulemper ved eventuell oppgradering, samt beregningsresultater for ladestrøm, feilstrom og nettutvidelse. Avslutningsvis vil avsnittet bestå av en diskusjonsdel, der det drøftes om 110 kV nettet fortsatt bør driftes spolejordet etter gjennomført spenningsoppgradering.

4.1.1 Tiltak

Ved oppgradering av dagens 110kV nett må alle 110 kV linjer byttes ut til linjer med 145 kV merkespenning. Hvis man ser bort ifra kabler og linjer i nettet som allerede er spenningsoppgradert til 132/ 145 kV, (antageligvis 10 % av nettet pr 2018), vil det gjenstå 417 km luftnett som må oppgraderes.

I tillegg til dette vil økt linjespenning stille høyere krav til mastehøyde, og avstand mellom fasene. Et spenningsoppgradert nett vil derfor ha behov for nye master, i tillegg til nye luftlinjer. Med bakgrunn NVE'S vekstsystem fra 2014 kan det antas en kostnad på omkring 1.2-2.4 mill.kr/km ved reinvestering av 110 kV luftlinjer [32]. Her vil kostnaden

være høyest for linjer på stålmast inkludert toppline. For stasjonskomponenter kan kostnadene derimot neglisjerbare, da merkespenningen på mange komponenter (brytere o.l.) allerede er 145 kV [2].

Totalt består 110 kV -nettet av 39 transformatorer med transformering til over-/underliggende spenningsnivå. Av disse er kun to omkobbar til 132 kV. Fordi resterende 37 transformatorer i 110 kV -nettet ble bygget for en driftsspenning på 100 kV, må samtlige byttes ut for å tåle en 145 kV merkespenning ved spenningsoppgradering. Ved utskiftning av transformatorer med transformering til underliggende 22 kV er det viktig å påse at underliggende nett er dimensjonert for en eventuell endring i merkeytelse/ MVA. Innkjøp av nye transformatorer ligger 2.8 mill.kr/km for toviklingstransformatorer og 3.2 mill.kr/km for transformatorer med tre viklinger. Kostnader for tilhørende 132 kV enkle/doble bryterfelt ligger på 1.7-3.4 mill.kr/km [32].

En økning i driftsspenningen kan i teorien redusere energitapet i nettet [34]. En økning kan derimot være mindre gunstig i spolejordede nett med høye overspenninger. Ved spenningsøkning i spolejordede nett vil det derfor være nødvendig å øke isolasjonsnivået på linjene, i tillegg til ny innstilling av vern [12]. For Agders 110 kV -nett vil dette innebære en økt linjekostnad på rundt 10 % dersom ikke en reinvestering i linjene hadde blitt gjennomført.

I beregninger gjort for Mørenettet i 1995 ble det funnet at en spenningsoppgradering på 5 % til 145 kV reduserte nettapet med 10 %. For Mørenettet som den gang hadde totalt tap i nettets linjer på 30 MW tunglast, ble et oppnådd en tapsreduksjon på 3 MW [6]. Dette tilsvarer en besparelse på 142 mill. kr. I nåverdi hvis det antas en levetid på 40 år, en kalkulasjonsrente på 4 % og gjennomsnittlig systempris for 2018 (270 kr/MWh). Fordi Mørenettet er på omtrentlig størrelse som Agders 110 kV -nett, kan det antas tilsvarende besparelser ved spenningsoppgradering av 110 kV.

Tabell 4.1. Oversikt med fordeler og ulemper ved spenningsoppgradering av 110 kV til 132 kV.

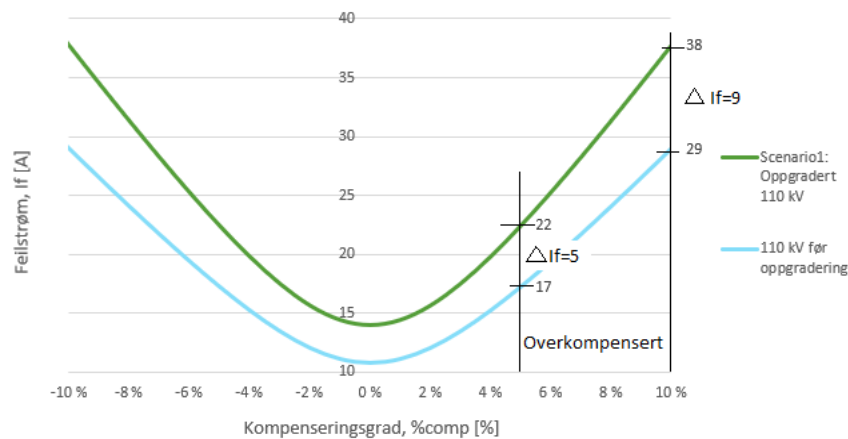
Spenningsoppgradering av 110 kV til 132 kV	
Fordeler	Ulemper
<ul style="list-style-type: none"> • Økt kapasitet per overføring/linje. • Muliggjør sammenslåing med andre 132 kV nett, og mer optimal nettdrift • Lavere energitap ved økt driftsspenning og utskiftning av transformatorer. • Neglisjerbar merkostnad i stasjonsanlegg (effektbrytere osv.) fordi komponenter allerede har merkespenning 145 kV. 	<ul style="list-style-type: none"> • Høyere overspenninger ved spolejordet nett, som igjen krever økt isolasjonsnivå og endring i vernfunksjoner. • Noe større feilstrøm. • Tidskrevende og kostbart ved utskiftning av transformatorer, da det er få tilgjengelige transformatorer med mulig omkobling til 132 kV. • Miljøpåvirkning ved høyere/bredere master. • Høy merkostnad ved utskiftning av luftlinjer, pga. krav til høyere/ bredere master, i tillegg til kostnad for utskiftning av linjer.

4.1.2 Resultater

Resultater fra et spenningsoppgradert 110 kV nett er sammenlignet med dagens verdier for ladestrøm og feilstrøm i tabellX. Økningen i strøm er et resultat av økt U_L i likning 3.1. Av tabellen kan man se at ladeytelsen øker fra 269 A til 351 A. Det kan også observeres en økning i feilstrøm fra 29 A til 37.8 A. Dette tilsvarer en økning på 8.8 A (30 %), og er forutsatt en 10 % overkompensering i nettet. Ved å sammenlikne verdier for strøm i figur 4.1 kan det observeres en differanse mellom strømmene på 5-9 A ved overkompensert drift (5-10 %). Tabell med flere feilstrømmer og kompenseringsgrader for 110 kV er å finne i vedleggX. Videre viser tabellen beregnede verdier for maksimal tilgjengelig nettutvidelse, ΔL , før og etter spenningsoppgradering på henholdsvis 790 km og 520 km for 110 kV -nettet.

Tabell 4.2. Ladestrøm, feilstrøm og ΔL etter spenningsoppgradering av 110 kV til 132 kV

Regionalnett	Driftspenning U_L [kV]	Ladestrøm I_C [A]	Feilstrøm I_f [A]	Tilgjengelig nettutvidelse ΔL [km]
110 kV før oppgradering	103	269	29	789.8
110 kV etter oppgradering	135	351	37.8	520.1



Figur 4.1. Feilstrøm ved ulike kompenseringsgrader før og etter spenningsoppgradering av 110 kV.

TabellX viser oversikten over tilgjengelig nettutvidelse for 110 kV -nettet ved ulike kompensierungsgrader og feilstrømmer i nettet. Celler med 0 i verdi representerer de kompensierungsgradene og feilstrømmene der nettet ikke lenger kan utbygges noe større. Tabellen er basert på utregnede verdier for L_{maks} i vedleggX for scenario 1.

Tabell 4.3. Tilgjengelig nettutvidelse i km ved ulike feilstrømmer og grad av kompensering.

Scenario 1																						
lf	Mulig økning av nettet, dL [km]																					
[A]	5 %	6 %	7 %	8 %	9 %	10 %	11 %	12 %	13 %	14 %	15 %	16 %	17 %	18 %	19 %	20 %	21 %	22 %	23 %			
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
25	53	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
30	156	87	28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
35	260	179	111	54	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
40	363	271	193	128	73	27	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
45	467	363	275	202	141	89	45	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
50	571	455	357	276	208	151	101	59	22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
55	674	547	440	350	276	212	158	112	71	36	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
60	778	639	522	425	343	274	215	164	120	81	47	17	0	0	0	0	0	0	0	0		
65	882	731	604	499	410	335	271	216	169	127	90	58	28	2	0	0	0	0	0	0		
70	985	823	687	573	478	397	328	269	217	172	133	98	66	38	13	0	0	0	0	0		
75	1089	915	769	647	545	459	385	321	266	218	176	138	104	74	47	22	0	0	0	0		
80	1192	1007	851	721	612	520	441	374	315	264	218	178	142	110	81	55	31	9	0	0		

Estimerte kostnadsberegninger ved spenningsoppgradering av 110 kV nettet er gitt ved tabell 4.4. Av tabellen kan man se at totale tallfestede kostnader ligger på omkring 108 mill. kr i nåverdi over 35 år.

Tabell 4.4. Kostnader og nytteverdi ved spenningsoppgradering av 110 kV til 132 kV.

Scenario 1: Kostnader og nytteverdi [mill. kr]			
	Lengde [km]		Kostnader [mill. kr]
Reinvestering luftlinjer	Stålmast	Tremast	604.0
	3.8	413.2	
Transformator (ny)	Antall av type [n]		103.7
	Tovikling	Trevikling	
	37	0	
Samleskinne (ny)	Antall av type [n]		49.3
	Enkel	Dobbel	
	25	2	
Bespargelse, redusert energitap	Redusert energitap [MW]		649
	13.7		
	Totalt		1484.4

4.1.3 Diskusjon

En spenningsoppgradering vil øke ladeytelsen i det spolejordede 110 kV -nettet fra 269 A til 351 A. Da dagens tilgjengelige spoleytelse ligger på 799 A i 110 kV -nettet, vil ikke dette medføre et behov for å investere i flere jordslutningsspoler. For at økt spoleytelse skal bli et behov, må ladeytelsen øke 48 % etter eventuell spenningsoppgradering. Sannsynligheten for en fordobling i ladeytelse over kort tid er liten. Med bakgrunn i ladeytelsen alene, kan det antas et fremtidig 110 kV vil kunne fortsette spolejordet, etter en spenningsoppgradering.

På grunn av økning i ladestrømmen, vil også nettets feilstrøm øke. I tabell 4.2 kunne det observeres en økning fra 29 til 38 A. Dette er fortsatt ganske langt fra antydnet maksimal grense på 80 A, og tilsier at nettet fortsatt skal kunne driftes spolejordet etter spenningsoppgradering. Da tabell 4.3 er laget med utgangspunkt i maksimal feilstrøm på 80 A, kan verdier for ΔL og I_f fort endres.

Etter oppgradering viser grafen for ΔL at nettutstrekningen fortsatt vil kunne utvides med 520 – 1192 km ved 5-10 % kompensering, noe som tilsvarer dobbelt til tredobbelt av dagens nettstørrelse. Dette kan dog endres hvis nettet utbygges med en større andel kabler. Dersom andelen kabler øker til for eksempel nasjonalt snitt på 6.6 %, vil feilstrømmen øke til 74 A samtidig som ΔL minker til 500 km. Graf og tabell for feilstrøm ved andre prosentandeler kabel er gitt i vedleggX. Systemjording bør derfor sees i sammenheng med andel kabler og planlagt nettutvidelse i et fremtidig nett.

Når det gjelder kostnader er reinvestering av transformatorer den største utgiftsposten ved oppgradering av spenningen i nettet. Av nettets 39 transformatorer er 59 % av transformatorene over 30 år gamle med en 50 % sjans for havari det neste året, hvis man regner med grafen fra Sintef i vedleggX. I tillegg til dette kan man med bakgrunn i kraftsystemutredningen anta at 40 % av dagens luftlinjer vil oppnå forutsatt levetid innen 2035. Mange linjer og transformatorer i 110kV nettet er derfor gamle og har behov for reinvestering de neste 20 årene. Med bakgrunn i dette behovet for reinvestering, kan det spekuleres i om besparelser fra lavere avbruddstid, energitap og vedlikeholdskostnader vil overgå investeringsbeløpet ved en spenningsoppgradering. Ved å anta en lik energibesparelse som Mørenettet (0.429 MW/kV) ved spenningsoppgradering, vil energitapet i 110 kV i teorien reduseres med 13.7 MW. Fremtidige tapskostnader vil i regionalnettet avhenge av den framtidige produksjon som etableres i nettet. Da det er over 20 år siden energiberegningene ble gjort for Mørenettet, kan produksjonen i nettet

forventes å ha økt i løpt av disse årene. I regionalnettene i Agder økte elektrisitetsproduksjonen med 3766 MW i løpet av 10 år. Økt produksjon gir økte tap i MW, og videre større besparelser ved spenningsøkning. Det kan derfor tenkes at høyere energibesparelser kan oppnås.

Totale kostnader for spenningsoppgraderingen ble på omkring 108 mill. kr. På grunn av usikkerheter som markedssituasjon, tidsaspekt og gjennomføringskompleksitet bør kostnadene regnes med en usikkerhet på -10/+20 %.

Ved en oppgradering kan det også forventes besparelser ved unngåelse av senere investeringer grunnet færre skader og lengere levetid i et nett der mange komponenter er nye. Disse verdiene er dog ikke tallfestet i tabelloversikten over kostnader, da disse tallene vil avhenge av en rekke ulike faktorer (komponentalder, nærliggende nett, framtidig utvidelse, behov for kapasitet).

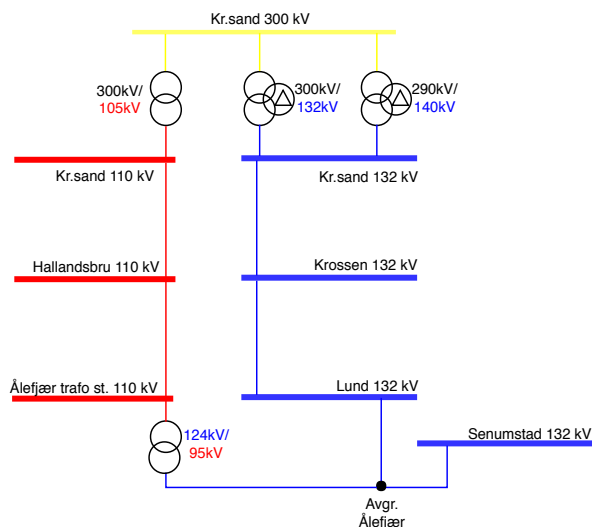
4.2 Spenningsoppgradering og sammenslåing med eksisterende 132 kV

En spenningsoppgradering av 110 kV nettet vil åpne opp for nye muligheter og sammenslåing med andre 132 kV nett. I dette avsnittet vil et spenningsoppgradert 110 kV nett analyseres sammenslått med Agders eksisterende 132 kV nett, Arendal – Brokke – Kristiansand. Scenarioet tar utgangspunkt i at 110 kV nettet allerede er spenningsoppgradert, slik at tiltak kun beskrives for sammenkoblingen. Videre vil fordeler og ulemper ved sammenkoblingen diskuteres, etterfulgt av nye beregnede verdier for lade strøm, jordfeilstrøm og tilgjengelig nettutvidelse for det totale sammenslåtte nettet. Avslutningsvis vil avsnittet inneholde en diskusjonsdel med alternative fremtidige nettløsninger, basert på resultatene.

4.2.1 Tiltak og sammenkoblingspunkter

Ved sammenkobling av oppgradert 110 kV og eksisterende 132 kV er det antatt en sammenkobling i to punkter; Ålefjær transformatorstasjon og Kristiansand transformatorstasjon.

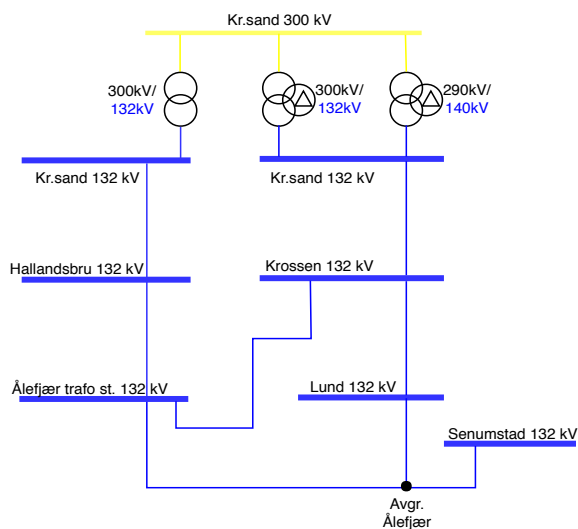
I dag er 132kV og 110 kV nettene knyttet sammen via en 50 MVA 124/95 kV transformator i Ålefjær transformatorstasjon (se figur 4.2). En sammenkobling av nettene vil derfor være et naturlig valg i dette punktet, i tillegg til at eksisterende 132 kV linje kan gjenbrukes mellom avgrenningen mot Ålefjær og 132/110kV transformatoren. I Kristiansand transformatorstasjon transformeres 300 kV ned fra sentralnettet til både 110 kV og 132kV, og er derfor også et bra punkt for en sammenkobling.



Figur 4.2. Sammenkoblingen mellom 110 kV og 132 kV nett slik det er i dag (2018).

Etter sammenkobling er fremtidig nettkonfigurasjon antatt lik illustrasjonen i figur 4.3. For å oppnå denne nettkonfigurasjonen må følgende tiltak gjøres:

- Fjerning av 124 kV/95 kV transformator i Ålefjær
- Oppgradering av merkespenning på 300 kV/105 kV transformator i Kristiansand.
- Opprettelse ny linje Krossen – Ålefjær.



Figur 4.3. Foreslått nettkonfigurasjon mellom 110 kV og 132 kV ved sammenkobling

Transformatoren i Ålefjær er en av de eldste i nettet (53 år). Fjerningen av denne kan derfor forsvares ved at den mest sannsynligvis vil oppnå tiltenk levealder i løpet av de 10 neste årene. Kostnadene ved fjerning og eventuelt videre salg/ utnyttelse av transformatoren er ikke videre undersøkt, så kostnad ved dette er uvisst. Ved økningen i merkespenning i Kristiansand er det antatt at 300 kV/105 kV transformatoren må skiftes ut med en 300 kV/ 145 kV transformator. Da dette allerede er inkludert i kostnadskalkylen for spenningsoppgradering i foregående kapittel vil ikke dette gi videre kostnader.

Ved denne nettkonfigurasjonen er det også antatt en opprettelse av ny linje Krossen – Ålefjær, i parallell med dagens eksisterende linje Ålefjær – Lund – Krossen. Linjen tar utgangspunkt i et tidligere utredningsarbeid utført på linjen av AEN i perioden 2012-2013 [2]. Løsningen ble vurdert samfunnsøkonomisk lønnsom av AEN da den vil gi tilnærmet null økning i linjetrase, i tillegg til at eksisterende linje 2. Krossen – Lund som ikke er i bruk per i dag kan gjenbrukes. Da denne linjen er 3.9 km, vil det kun være behov for investering i et tillegg på 8.8 km med luftlinje fra Lund til Ålefjær ved opprettelse av linjen. Linjen mellom avgrening Ålefjær og Ålefjær trafo på 0.2 km vil trenge reinvestering dom distribusjonstransformatoren fjernes. Da denne linjen også allerede er medberegnet i kostnader for spenningsoppgradering, vil total kostnaden i nye luftlinjer ved dette scenarioet koste omkring 18 mill.kr. Sett bort fra kostnadene vil en sammenkobling mellom 110 kV og 132 kV nettene gi økt kapasitet og bedre sikring av N-1.

Tabell 4.5. *Oversikt med fordeler og ulemper ved sammenslåing av nett (scenario 2).*

Sammenslått 132 kV (Scenario 2)	
Fordeler	Ulemper
<ul style="list-style-type: none"> • Langsiktig investering. • Økt overføringskapasitet i regionalnett. • Flere punkter med sikret N-1. • Flere tilgjengelige punkter for reaktansjording ved overgang til lavohmig jording. • Lavere prosentandel kabler i nettet (1 %). 	<ul style="list-style-type: none"> • Kostbart å investere i nye transformatorer. • Mulige flaskehalsers dersom to sammenkoblingspunkter ikke er nok.

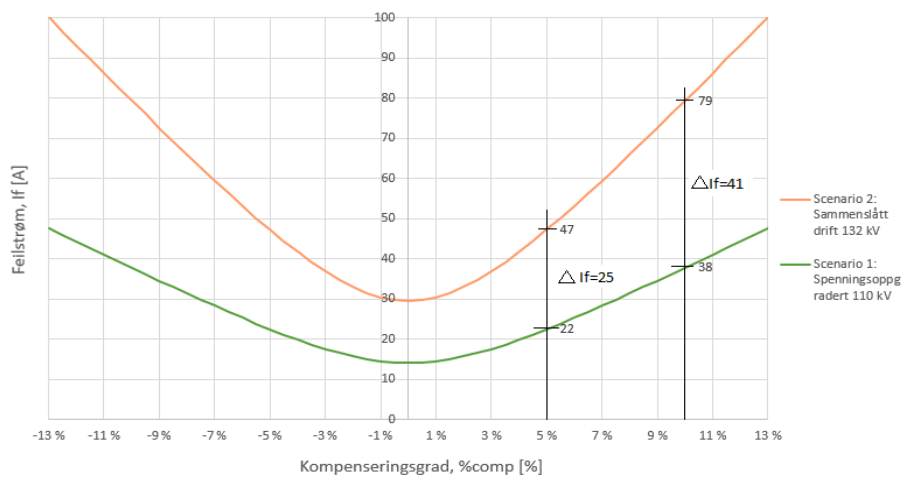
4.2.2 Resultater

I tabell 4.6 er ladestrøm, feilstrøm og tilgjengelig nettutvidelse presentert for dagens 110 kV, i tillegg til tilsvarende verdier i et spenningsoppgradert og sammenkoblet 132 kV nett. Her har ladestrømmen doblet seg og økt til 737 A etter sammenslåingen med 132 kV nettet. Feilstrømmen har steget til ca. 80 A. Tilgjengelig nettutvidelse er nå kun 7.62 km, hvis det antas en kompenseringsgrad på 10 %.

Tabell 4.6. Resultater for ladestrøm, feilstrøm og tilgjengelig nettutvidelse for scenario 2

Regionalnett	Driftspenning U_L [kV]	Ladestrøm I_C [A]	Feilstrøm I_f [A]	Tilgjengelig nettutvidelse Δ_L [km]
110 kV før oppgradering	103	269	29	789.8
110 kV etter oppgradering	135	351	37.8	520.1
Spenningsoppgradert 110 kV sammenslått med eksisterende 132 kV	135	737	79.4	7.62

Forskjellen i feilstrøm mellom scenario 1 og 2 er illustrert ved to grader i figur 4.4. Differansen mellom feilstrømmene er nå 4-5 ganger så stor enn ved spenningsoppgraderingen alene.



Figur 4.4. Feilstrøm ved ulike kompenseringsgrader før og etter sammenslåing med eksisterende 132 kV.

Ved å analysere verdier for tilgjengelig nettutvidelse i tabell 4.7 vil man i dette tilfellet se at nettet kun kan utvides 7.6 km før maksimal nettstørrelse er nådd. Tabellen er basert på verdier for L_{maks} i vedleggX.

Tabell 4.7. Tilgjengelig nettutvidelse i km ved ulike feilstrømmer og grad av kompensering.

Scenario 2								
If [A]	Mulig økning av nettet, dL [km]							
	5 %	6 %	7 %	8 %	9 %	10 %	11 %	12 %
0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0
15	0	0	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0	0	0
25	0	0	0	0	0	0	0	0
30	0	0	0	0	0	0	0	0
35	0	0	0	0	0	0	0	0
40	0	0	0	0	0	0	0	0
45	0	0	0	0	0	0	0	0
50	60.2	0	0	0	0	0	0	0
55	168	35.1	0	0	0	0	0	0
60	276	131	9.59	0	0	0	0	0
65	384	227	95.2	0	0	0	0	0
70	492	322	181	62.64	0	0	0	0
75	599	418	267	139.8	33.48	0	0	0
80	707	514	352	217	103.6	7.62	0	0

Kostnadskalkylen for dette scenarioet viser tilsvarende kostnader ved spenningsoppgradering i tabell 4.4. Det vil kun eksistere en ekstra kostnad, og et er opprettelsen av den nye linjen mellom Ålefjær og Krossen.

4.2.3 Diskusjon

I resultatene ble den nye feilstrømmen I_f i tabell 4.6 funnet til å bli 79.4 A. Dette er ekstremt nært anbefalt øvre grense for et galvanisk sammenhengende nett med spolejordet nøytralspunkt. Ved å analysere figur 4.4 og tabell 4.7 kunne det tenkes at jordfeilstrømmen ville blitt redusert til 47 A ved å stille ned kompensierungsgraden til 5 %. Problemet med dette er den store graden av usymmetri som 132 kV -nettet har. Der man normalt ville økt kompensierungsgraden for å utjevne usymmetriske spenninger, ville det i dette tilfellet ikke vært mulig med høyere kompensering uten å komme over 80 A. Dermed bør ikke kompensierungsgraden i nettet stilles veldig mye lavere før det vil havne i resonans.

Ettersom nettet likevel forventes spenningsoppgradert i framtiden, bør det iverksettes tiltak for å redusere jordfeilstrømmen i nettet. Anbefalte tiltak vil basert på tidligere erfaringer fra andre nett være;

1. Inndele nettet ved galvanisk skille
2. Overgang til direktejordet/ lavohmig jordet nett.

Dersom galvanisk skille velges er det grunn til å tro at det vil være tilstrekkelig spolekapasitet i begge galvanisk skilte nett dersom nettene deles der de allerede er sammenkoblet i dag. Spolekapasiteten vil ved sammenslått nett være på 1519 A, noe som tilsvarer en margin på 630 A før spolekapasiteten er oppbrukt. Dersom oppdelingen gjennomføres via skilletransformator i Ålefjær og Kristiansand, vil kostnadene være ca. lik som i scenario 1, hvis man ser bort ifra litt 1 MW høyere tap i nettet grunnet flere transformatorer. Her blir fordelingen av spolene i nettet viktig. I Sør-Trøndelag har det vært opplevd for store jordfeilstrømmer på enkelte spoler [12]. Det vil derfor være viktig å påse tilstrekkelig kompensering ved flere scenarioer der utfall kan skje.

Dersom alternativ to "overgang til direktejordet/ lavohmig jordet nett" velges, vill ikke begrensningen i nettlengde og feilstrøm i tabell 4.7 ikke lenger være et problem. Ved direkte/lavohmig -jording vil nettstørrelsen praktisk talt bli «ubegrenset». Dette muliggjør også økt prosentandel kabler i nettet, såfremt feilstrømmen kompenseres tilstrekkelig med reaktanser (20-60Ω) og isolerte nøytralspunkt. Her burde det lages en god jordingsplan, slik at vern av telenett og kostnader blir forutsigbare. Ved sammenkobling av 110 kV og 132 kV er det antatt 43 transformatorer med mulighet direktejording. Av disse kan om lag 25 stk. reaktansjordes via delta-vikling. Da det i Mørenettet ble beregnet som tilstrekkelig å jorde 5-10 av nettets 20 transformatorer med delta-vikling, bør dette bli tatt som utgangspunkt. For nettene i Agder tilsvarer

dette reaktansjording av 9 transformatorer via delta-vikling (37 %). Resterende transformatorer bør direktejordres og isoleres i den grad at feilstømmen blir tilstrekkelig redusert for vern av telenettets linjer. Det bør merkes at denne jordingsplanen tar utgangspunkt i transformatorer med tilsvarende koblingsgruppe som blir brukt i dag. Endring i transformatorens koblingsgruppe ved spenningsoppgradering er derfor ikke medregnet.

Da beregninger for overgang i systemjording ble gjort for Mørenettet og Sørnettet, ble vern av telenettet funnet som den mest kostbare utgiften. Fordi man i senere tid har gått over til optisk kabel (fiber) i store deler av telenettet, kan det hende at prisen til vern av telenett har sunket kraftig siden den gang (90-tallet). Fiberkabler blir ikke forstyrret av induerte spenninger, men er kun en liten del av telenettet i Norge [12]. Det kan derfor tenkes at kostnader til vern av telenett vil bli mindre kostbart enn antatt, og videre ettersom andelen fiber øker i telenettet. I kapittel 2.5 ble det nevnt at overgang i systemjording ble beregnet til omkring 24-31 mill.kr for Mørenettet (2018-kroner). Her er totale kostnader estimert til 40-65 mill.kr, og reduserte kostnader (nytteverdier) til 16.5-34.6 mill.kr. Da Mørenettets størrelse i km er litt under halvparten av det sammenslåtte nettet i Agder, kan det antas at kostnader til vern av telenettet kan komme på 90 mill.kr. for et sammenslått 132 kV nett. Besparelser i energitap, reduserte skadekostnader og salg av spoler er estimert til omkring 700 mill.kr. Totale kostnader for overgang fra spolejordet til direktejordet/ lavohmig jorder nett for Agder -nettene er estimert til 667 mill.kr. Som tidligere nevnt burde det på grunn av usikkerheter i markedssituasjon, tidsaspekt og gjennomføringskompleksitet beregnes en usikkerhet i kostnadsberegninger på -10/+20 %.

Hadde nettet vært eid av 12 forskjellige netteiere slik som i Sørnettet ville kostnadsfordeling blitt vanskeligere, da kostnadene måtte blitt fordelt noenlunde rettferdig mellom ulike netteiere. Dette er ikke alltid lett, da endringer ett sted i nettet, ofte kan påvirke en nett-del eid av en annen konsesjonær. Da AEN eier mesteparten av regionalnettet, vil ikke dette bli et problem.

Fordi dette er en prosess som krever mange tiltak, burde tiltakene gjøres stegvis, der de eldste komponentene i nettet utskiftes først. Dette vil samtidig gi rom til endringer underveis i byggingen.

5 Konklusjon

Gjennom arbeidet med denne oppgaven har det blitt konkludert at systemjording er et veldig bredt tema, der begrensning av oppgavens innhold kan være utfordrende. I elektriske kraftsystemer er det veldig mange ting som henger sammen, og faktorer som påvirker hverandre. Arbeidet har likevel vært utrolig interessant, og veldig lærerikt for en student som ikke har elkraft-bakgrunn. I dette kapittelet vil konklusjoner fra det utførte arbeidet trekkes frem og bli presentert. Ved systemjording av høyspentnett er isolert nøytralt punkt mest lukrativt for nett med lave utstrekninger og ladestrømmer under 30-60 A. Ved større nett kan jordfeilstømmen kompenseres via reaktans (Petersenspole) mellom transformator og nøytralt punkt. Dersom feilstømmen blir så stor at reststrøm blir over 80 A, bør galvanisk skille eller direktejording/ lavohmig jording vurderes. I AEN's nett har 110 kV nettet blitt analysert ved to ulike fremtidsscenarioer. Da feilstømmen i nettet ligger på omkring 30 A i dag, er det ikke grunn til å tro at det vil være behov for endringer i nettet i nærmeste framtid. En utredning vil likevel gi svar på hvilken systemjording som kan være hensiktsmessig i fremtiden. Konklusjonen for hver analyse er gitt i punktene under.

5.1 Scenario 1

Ved den første analysen ble det funnet ut at en spenningsoppgradering av 110 kV til 132 kV vil øke feilstømmen i nettet fra 30 A til ca. 40 A. Da dette er i god margin unna anbefalt øvre grense på 80 A, vil nettet fortsatt kunne utvides med 520 – 1192 km ved fortsatt spolejordet drift og en kompenseringsgrad på 5-10 %. Gjennom analysen ble det også gjort funn som bekrefter påvirkningskraften andelen kabel har for nettets feilstrom. Ved egenutviklet formel for kapasitans mot jord ble det funnet at feilstømmen øker med omtrent 7.4 A per %kabel i 110 kV -nett. Feilstømmen vil derfor endres hvis nettet utbygges med store mengder kabel. Totale kostnader for spenningsoppgraderingen ble beregnet til 108 mill.kr, der den dyreste kostnaden kom for nye luftlinjer og master med merkespenning 145 kV. Basert på analysens beregninger burde nettet fortsatt drives spolejordet etter spenningsoppgradering.

5.2 Scenario 2

I den andre analysen av 110 kV -nettet ble en sammenkobling med eksisterende 132 kV vurdert, i tillegg til spenningsoppgraderingen i scenario 2. I denne analysen ble jordfeilstrommen beregnet til 79.4 A ved 10 % kompensering. Fordi dette er farlig nært øvre grense på 80 A, måtte andre tiltak enn spolejording vurderes. Da nedjustering av kompenseringsgraden til 5 % ikke var anbefalt grunnet usymmetri i 132 kV, ble reduksjon av jordfeilstrommen vurdert ved galvanisk skille, og overgang til direktejording/ lavohmig jording.

Analysen viste at begge alternativer er mulig, men at de vil ha ulik kostnad og framtidssutsikter. Ved deling av nettet med galvanisk skille vil spoleytelsen være tilstrekkelig for drift av to nett. Da løsningen vil ha få inngrep, vil gjennomføring skje relativt raskt uten for store konsekvenser som lange utkoblingstider og ikke levert energi til forbruker. Kostnadene ved tiltaket vil være omtrent lik som i scenario 1.

Ved å sammenlikne kostnader for alternativ 1 galvanisk skille og alternativ 2 direkte/ lavohmig jording, kan man se at kostnadene vil være 500 mill.kr høyere ved alternativ 2.

Mellom alternativ 1 og alternativ 2 vil det være en forskjell i tidsaspekt for gjennomføring. For et galvanisk skilt nett vil det blant annet ta mye kortere tid å installere 2-3 skilletrafoer i nettet, enn det å fullføre alle tiltak ved overgang til direktejording/lavohmig jording. Ved å innføre galvanisk skille vil endringene komme raskt, og man vil unngå konsekvenser som lange utkoblingstider og høye kostnader knyttet til ikke levert energi hos forbrukere. Samtidig vil løsningen ikke vil være særlig framtidsrettet, da dette bare vil utsette problemet med voksende jordfeilstrommer i spolejordede nett. Dette vil også være motstridende mot NVE's ønske om framtidsrettet nettdrift. Selv om en økning i jordfeilstrommer mest sannsynligvis vil ta tid, vil en økende andel kabler og framtidig utvidelse av nettet føre til økte ladestrommer i de galvanisk skilte nettene som tilslutt ikke vil kunne kompenseres. Det er heller ikke ønskelig med for mange galvaniske skilte små-nett, da dette vil øke net-tap og gå utover driften av nettet. Det vil derfor være grunn til å tro at en overgang til direktejording/ lavohmig jording vil være den beste løsningen for 110 kV nettet, dersom det i fremtiden både blir spenningsoppgradert og sammenslått med eksisterende 132 kV nett.

Ved investering i regionalnett er det essensielt å vite at det er en tidkrevende prosess,

der utbygging er kostbart og ferdige anlegg har lang levetid. Man bør ha et langsiktig perspektiv på planleggingen, og vurdere investeringer i tråd med forventet fremtidig behov for overføringskapasitet og økonomisk vekst i området hvor nettet befinner seg. Da mange anleggsdeler ikke har nådd sin fulle levetid, er det anbefalt å burde endringer gjøres gradvis, og etter hvert som komponenter trenger utskiftning.

For å synliggjøre lønnsomheten i store prosjekter bør ikke kostnadene ved investeringer vurderes alene, men sees i sammenheng med den samfunnsøkonomiske nytten og kroner bespart over tid.

Referanser

- [1] Statnett, «Nettutviklingsplan 2017,» Statnett SF, Oslo.
- [2] H. G. K. O.Arnese, Elektriske kraftsystemer Del 2, Trondheim: NTNU Trondheim - Institutt for Elkraftteknikk, 1994.
- [3] H. Seljeseth, «Direktejording av 132 kV nett,» EFI Sintef Gruppen, Trondheim, 1993.
- [4] Norges vassdrag- og energidirektorat, «Varsel om vedtak om utredning av systemjording,» Nov. 2017.
- [5] Ager Energi Nett, «Hjemmeside - Om AE Nett - Vår virksomhet,» 2015. [Internett]. Available: <https://www.aenett.no/virksomhet/om-ae-nett/var-virksomhet/>. [Funnet 03 2018].
- [6] E.R.Johnsen, «Utredningsområder og -ansvarlige,» Norges vassdrags- og energidirektorat, 11 01 2017. [Internett]. Available: <https://www.nve.no/energiforsyning-og-konsesjon/nett/kraftsystemutredninger/utredningsomrader-og-ansvarlige/>. [Funnet 01 2018].
- [7] C. T.A.Reiersølmoen, «Regional kraftsystemutredning for Agder 2016 - 2035,» Agder Energi Nett, 2016.
- [8] P.M.Anderson, Power system protection, New York: IEEE Press Power Engineering Series, Wiley Interscience, 1998.
- [9] H. G. K. O.Arnese, Elektriske kraftsystemer Del 1, Trondheim: NTNU - Institutt for elkraftteknikk, 1994.
- [10] M. G. M. Særen, «Systemjording, Sommerprosjekt NVE,» Norges Vassdrag- og Energidirektorat (NVE), Oslo, 2017.
- [11] NVE - Norges vassdrag og energidirektorat, «Nett,» 02 06 2017. [Internett]. Available: <https://www.nve.no/energiforsyning-og-konsesjon/nett/>. [Funnet 05 1018].
- [12] H. H. Faanes, «Kraftnett,» 2014. [Internett]. Available: <https://www.ntva.no/wp-content/uploads/2014/01/Kraftnett-faanes.pdf>. [Funnet 04 2018].
- [13] E. Norge, «Beskrivelse av strømnettet,» Olje- og energidepartementet, 12 12 2017. [Internett]. Available: <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftnett/>. [Funnet 11 05 2018].
- [14] Ø. Grøn, «Vekselstrøm,» Store Norske Leksikon, 19 03 2018. [Internett]. Available: <https://snl.no/vekselstr%C3%B8m>. [Funnet 11 05 2018].

- [15] Universitetet i Oslo, «Oppsummering om kretser med R,L og C - FYS1120,» 2011. [Internett]. Available: <http://elektromagnetisme.no/wp-content/uploads/2011/11/kretser.pdf>. [Funnet 09 05 2018].
- [16] H. S. A. P. Brede, «Systemjording av nøytralt punkt i det norske høyspente fordelings- og overføringsnett,» EFI Sintef gruppen, 1995.
- [17] ERICO International Corporation, «Jord- og lynvern av bygninger og industri anlegg,» 2008. [Internett]. Available: https://www.elit.no/media/catalog/product/j/o/jord-_og_lynvern_av_bygninger_og_industri_full_versjon.pdf. [Funnet 04 2018].
- [18] M. Lauglo, «Master thesis "Ground Fault Protection of Transmission Lines",» NTNU, Trondheim, 2017.
- [19] T.-A. R. Kristoffer Sletten, *Notater fra veiledningsmøte, Agder Energi Nett, Arendal*, 2018.
- [20] A. Guldbrand, «System Earthing,» Dept. of Industrial Electrical Engineering and Automation, Lund University, 2006.
- [21] M. Lauglo, «Masteroppgave "Ground Fault Protection of Transmission Lines",» NTNU, Trondheim, 2017.
- [22] S. John Masvik, *Mailkorrespondanse "Transformatorer i Sørnettet"*, Oslo, 2018.
- [23] E. World, Regissør, *Top 5 Dangerous Short Circuit*. [Film]. Youtube, 2016.
- [24] A. L. Fredriksen, «Masteroppgave "Earth fault protection in isolated and compensated power distribution systems",» NTNU, Trondheim, 2016.
- [25] U. arbeidsgruppe, «Resonansmålinger, ladestrømmer og P-spolestrømmen i Sørnettet,» Statnett, (ukjent).
- [26] G. Delbekk, «Hovedoppgave "Jordslutningsvern i høgspente (opptil 24 kV) fordelingsnett",» NTNU, Trondheim, 2003.
- [27] M. Guldal, «Jordfeildeteksjon i spolejorda distribusjonsnett,» NTNU, Trondheim, 2007.
- [28] Statnett, «Fosweb: Transformatordata - parameterveileder,» 31 05 2016. [Internett]. Available: <http://www.statnett.no/Global/Dokumenter/Kraftsystemet/Systemansvar/Fosweb/Fosweb%20-%20Transformatordata%20-%20parameterveileder.pdf>. [Funnet 18 05 2018].
- [29] J. Parmar, «Understanding Vector Group of Transformer (Part 1), Technical Articles, EEP,» 03 06 2012. [Internett]. Available: <http://electrical-engineering-portal.com/understanding-vector-group-transformer-1>. [Funnet 05 2018].
- [30] V. Huynh, *Lecture slides on Power System Analysis ENE 411, Fault analysis - part 3*, Grimstad: Universitetet i Agder, UIA, 2018.
- [31] I. Myhr, «Masteroppgave "Lokalisering av kortslutninger i høyspent distribusjonsnett",» NTNU, Trondheim, 2017.

- [32] Draka, Prysmian Group, «Teknisk håndbok, Kraftkabel, 4.utgave,» Draka, 2010. [Internett]. Available: http://media.draka.no/2016/07/Teknisk-Handbok-2010_final-til-web.pdf. [Funnet 02 2018].
- [33] C. L. Fortescue, «Method of Symmetrical Co-Ordinates Applied to the Solution of Polyphase Networks,» *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers*, nr. 2, pp. 1027-1140, 1918.
- [34] A. B. R. S. W. K. D. D. A. Bhadkamkar, «Application of zig-zag transformers in a three-wire three-phase dynamic sag corrector system,» *Power Electronics Specialist Conference*, pp. 1260-1265 vol.3, 19 06 2003.
- [35] T. E. Portal, «transformerengineering.blogspot.no,» [Internett]. Available: <http://transformerengineering.blogspot.no/2014/12/reactance-calculation-for-zigzag.html>. [Funnet 22 05 2018].
- [36] H. M. K. R. A. T. L. Ole-Petter Kordal, «Forslag til nytt vektsystem i modellen for å fastsette kostnadsnormer i regionalnettene,» Norges vassdrags -og energidirektorat, Oslo, 2014.
- [37] Sintef Energi AS, «Planleggingsbok for kraftnett - Tekniske data,» 2010. [Internett]. [Funnet 02 2018].
- [38] NVE, «Statistikk for ledninger,» [Internett]. Available: <https://www.nve.no/energiforsyning-og-konsesjon/nett/statistikk-for-ledninger/>. [Funnet 26 04 2018].
- [39] C.-P. H. L. V. A. J. S. Stig Haugen, «Opprustning av kraftnettet for å redusere energitapet,» Norges vassdrags- og energidirektorat, Oslo, 2004.
- [40] Lovdata, «Forskrift om elektriske forsyningsanlegg (FEF),» 28 12 2005. [Internett]. Available: https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2005-12-20-1626#KAPITTEL_1. [Funnet 01 2018].
- [41] J. Heggset, «Bedre utnyttelse av feil- og avbruddsdata,» SINTEF Energiforskning AS, Stockholm, 2004.
- [42] Direktoratet for Samfunnssikkerhet og Beredskap (DSB), «Veiledning til forskrift om elektriske anlegg (FEF),» 01 2006. [Internett]. Available: <https://www.dsb.no/lover/elektriske-anlegg-og-elektrisk-utstyr/veiledning-til-forskrift/veiledning-til-forskrift-om-elektriske-forsyningsanlegg/#lavspenningsinstallasjoner>. [Funnet 07 04 2018].
- [43] D. W. L.M. Wedepohl, «Transient analysis of underground power-transmission systems. System-model and wave-propagation characteristics,» *Proceedings of the Institution of Electrical Engineers*, pp. 253 - 260, 02 1973.
- [44] G. A. A.Deri, «The Complex Ground Return Plane a Simplified Model for Homogeneous and Multi-Layer Earth Return,» *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, pp. 3686 - 3693, 08 1981.
- [45] S. S. I. Runde Flatby, «Tillatelse til endringer på 132 kV Kvitfossen-Solbjørn,» Norges vassdrags- og energidirektorat, 2017.

[46] Sintef Energi AS, «Tapskostnader - Planleggingsbok for kraftnett,» Sintef, 2010.

Vedlegg

Vedlegg 1 – Tabell med oversikt over driftsspenning, beregnede verdier for ladestrøm og tilgjengelig spoleytelse i spolejordede nett

Regionalnett	Driftsspenning, UL [kV]	Ladestrøm, I _c [A]	Gj.snitt, I _c [A]	Spoleytelse, I _L [A]
110 kV	100 - 106	261 - 277.1	269	79.9 - 799
132 kV	130 - 140	381 - 409	395	72 - 720
50 kV	50 - 54	139 - 150	144	31 - 336
60 kV Flekkefjord og Sirdal	56 - 62	27.5 - 30.5	29	25.4 - 50.3
60 kV Bøylefoss - Torbjørnsbu	59 - 62	8 - 8.3	8.1	6 - 60
60 kV Bøylefoss - Bjørendal	59 - 62	7.96 - 8.36	8.1	-
60 kV Vennesla	56 - 62	6.26 - 6.94	6.6	-
60 kV Holen	60 - 64	23.55 - 25.12	24	-
Oppsamling øvrig 60 kV	60	6.8 - 7	6.9	-

Vedlegg 2 – Prosedyrer ved overgang fra spolejordet til direktejordet/lavohmigjordet nett

Fase 1: Beregning av enpolet og trepolet kortslutningsstrøm for hele nettet i en tunglastsituasjon, med alle mulige transformatorer direktejordet og etter sammenslåing av nett.

Fase 2: Kontroll av at krav til relévern er oppfylt og beregning av feilstrøm ($3I_0$) for de mest aktuelle linjene, beregning av induserte spenninger, temporære overspenninger og jordpotensial ved feil i stasjonene.

Fase 3: Jordingsplan utarbeides basert på televerkets indikasjoner om områder der jordingen må begrenses av hensyn til relévern. Her vil man enten fjerne jordingen fra transformatorer, eller installere strømbegrensende reaktorer i nøytralpunktet (20-50Ω). Etter dette foretas en ny beregning av nettet i en lettlastsituasjon, og ved ulike feilsituasjoner og utfall.

Fase 4: I denne fasen beregner og sammenlikner televerket kostnader for vern av telenettet, basert på de største feilstrømmene for aktuelle linjer. Disse settes parallelt opp mot de fordeler som oppnås ved direktejording.

Fase 5: Om kostnadene i fase 4 blir for høye og det finnes en mulighet for å redusere disse ved en reduksjon av feilstrømmen, gjøres dette i fase 5. Hvis det vurderes å være billigst å innføre topp-/jordliner i utsatte områder der det er mulig å avslutte disse med en lav impedans (nærliggende stasjon, i sjøen eller nærliggende transmisjonsnett), bør dette velges.

Fase 6: I denne fasen bør en ansvarsfordeling av eventuelle kostnader være klar. Det stilles strengere krav til vern i direktejordede nett, i tillegg til at televerket har utvidet nettet betraktelig siden flere av kraftlinjene ble bygget. Dette har økt kostnadene til vern i områder som tidligere ikke ble betraktet som farlig. Derfor er det nødvendig med en gjennomgang av hvilke kostnader televerket og områdekonsesjonerer skal ta ansvar for.

Fase 7: Hvis planen for utførelse av direktejording godkjennes av el-tilsynet, vil denne fasen bestå av budsjettbehandlinger, bestilling av materiell og anleggsarbeid.

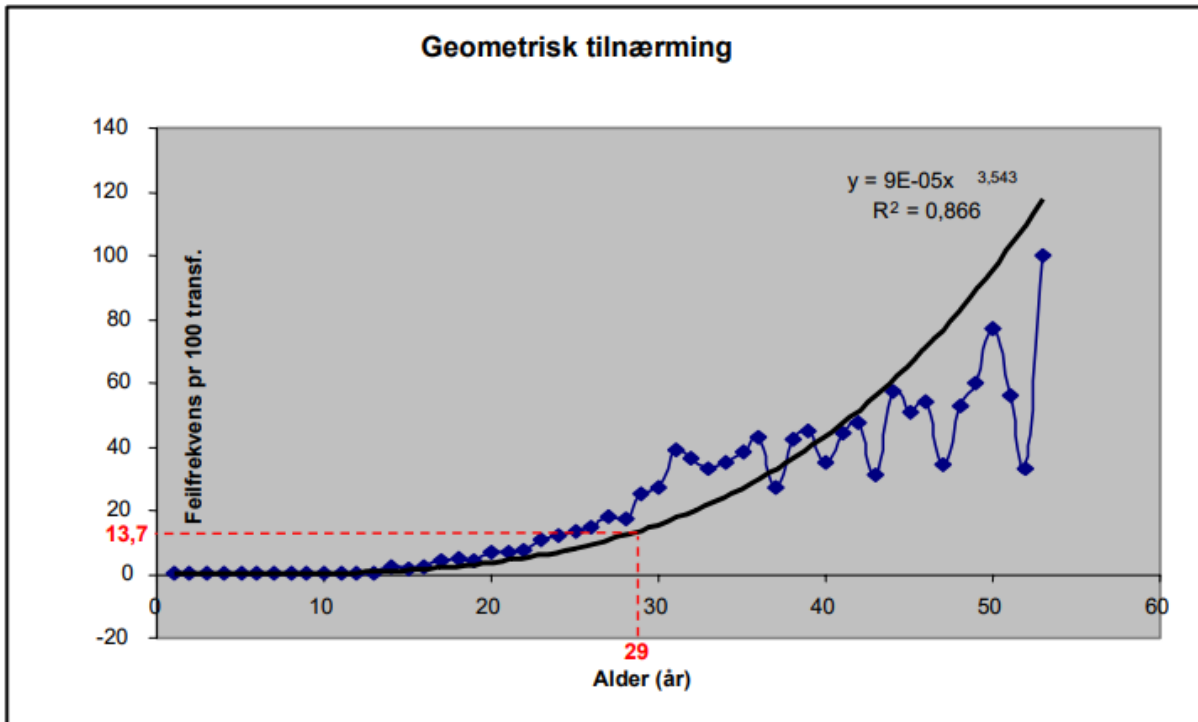
Vedlegg 3 – Utkoplingstider ved enpolet jordfeil for høyspentnett

FEF§ 4-3.Tiltak ved isolasjonsfeil i høyspenningsnett

Systemjording	Nettkonfigurasjon	Utkoplingstider:	[s/min]:
Direktejordet nett	Alle	8	s
Motstandsjordet nett	Alle	30	s
Isolert og spolejordet nett	Luftnett og blandet nett tilknyttet distribusjonstransformator	10	s
	Luftnett og blandet nett uten tilknyttet distribusjonstransformator	120	min
	Industrinett med luftnett og blandet nett	120	min
	Kabelnett med global jording	240	min

Kilde: [40]

Vedlegg 4 – Modell for havarifrekvens (Sintef)

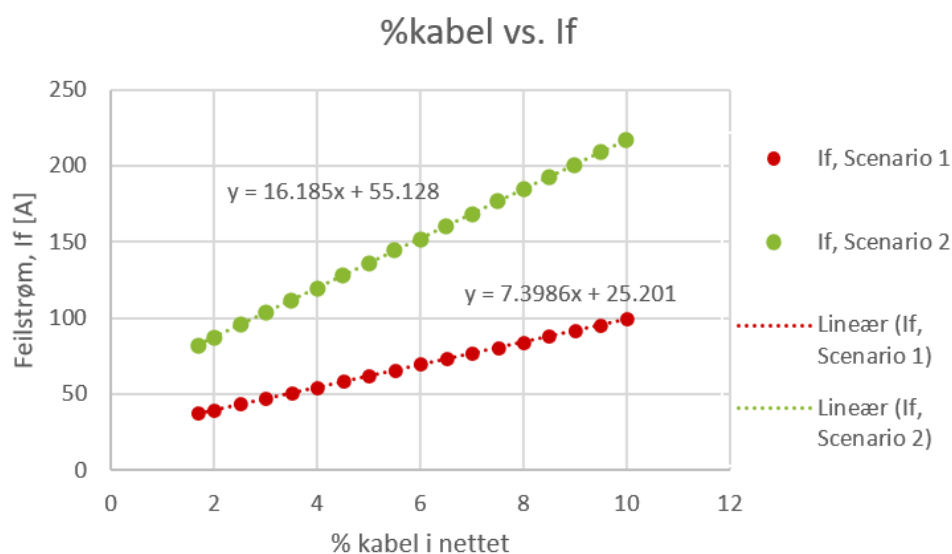


13.7 feil/ 100 stk. pr. år tilsvarer 14% sannsynlighet for transformatorhavari det neste året.

Kilde: [41]

Vedlegg 5 – Tabell og graf over feilstrømmer ved ulike %andel kabel i 110 og 132 kV nettene.

%kabel	%luft	Cj [uF]	Scenario1		Scenario2	
			Ic	If	Ic	If
1.7	98.3	0.01025986	350.76	37.78	767.32	82.64
2	98	0.01086266	371.37	40.00	812.40	87.50
2.5	97.5	0.01186733	405.72	43.70	887.54	95.59
3	97	0.01287199	440.06	47.40	962.68	103.68
3.5	96.5	0.01387666	474.41	51.10	1037.81	111.78
4	96	0.01488132	508.76	54.80	1112.95	119.87
4.5	95.5	0.01588599	543.11	58.49	1188.09	127.96
5	95	0.01689065	577.45	62.19	1263.23	136.05
5.5	94.5	0.01789532	611.80	65.89	1338.36	144.15
6	94	0.01889998	646.15	69.59	1413.50	152.24
6.5	93.5	0.01990465	680.50	73.29	1488.64	160.33
7	93	0.02090931	714.84	76.99	1563.78	168.42
7.5	92.5	0.02191398	749.19	80.69	1638.91	176.52
8	92	0.02291864	783.54	84.39	1714.05	184.61
8.5	91.5	0.02392331	817.88	88.09	1789.19	192.70
9	91	0.02492797	852.23	91.79	1864.32	200.79
9.5	90.5	0.02593264	886.58	95.49	1939.46	208.89
10	90	0.0269373	920.93	99.19	2014.60	216.98



Vedlegg 6 – If vs. %comp, Scenario 1

If v.s %comp		Scenario 1	
[%]	%comp	If	
		Oppgradert 110 kV	Gammelt 110 kV
0 %	0	14	11
0 %	0.005	14	11
1 %	0.01	14	11
2 %	0.015	15	11
2 %	0.02	16	12
3 %	0.025	17	13
3 %	0.03	18	13
4 %	0.035	19	14
4 %	0.04	20	15
5 %	0.045	21	16
5 %	0.05	22	17
6 %	0.055	24	18
6 %	0.06	25	19
7 %	0.065	27	21
7 %	0.07	28	22
8 %	0.075	30	23
8 %	0.08	31	24
9 %	0.085	33	25
9 %	0.09	35	26
10 %	0.095	36	28
10 %	0.1	38	29
11 %	0.105	39	30
11 %	0.11	41	31
12 %	0.115	43	33
12 %	0.12	44	34
13 %	0.125	46	35
13 %	0.13	48	37
14 %	0.135	49	38
14 %	0.14	51	39
15 %	0.145	53	40
15 %	0.15	54	42
16 %	0.155	56	43
16 %	0.16	58	44
17 %	0.165	60	46
17 %	0.17	61	47
18 %	0.175	63	48
18 %	0.18	65	50
19 %	0.185	66	51

19 %	0.19	68	52
20 %	0.195	70	54
20 %	0.2	72	55
21 %	0.205	73	56
21 %	0.21	75	58
22 %	0.215	77	59
22 %	0.22	78	60
23 %	0.225	80	61
23 %	0.23	82	63
24 %	0.235	84	64
24 %	0.24	85	65
25 %	0.245	87	67
25 %	0.25	89	68
26 %	0.255	91	69
26 %	0.26	92	71
27 %	0.265	94	72
27 %	0.27	96	73
28 %	0.275	97	75
28 %	0.28	99	76
29 %	0.285	101	77
29 %	0.29	103	79
30 %	0.295	104	80
30 %	0.3	106	81
31 %	0.305	108	83

Vedlegg 7 – Prosentandel kabler i 132 kV og totalt for ulike fylker i Norge

Statistikk fra 2016	I 132 kV:		Alle spenninger totalt i kV:		
Fylke	% kabel	%luftlinje	Fylke	% kabel	%luftlinje
ØSTFOLD	0 %	100 %	ØSTFOLD	4 %	96 %
AKERSHUS	48 %	52 %	AKERSHUS	8 %	92 %
OSLO	50 %	50 %	OSLO	55 %	45 %
HEDMARK	1 %	99 %	HEDMARK	2 %	98 %
OPPLAND	2 %	98 %	OPPLAND	3 %	97 %
BUSKERUD	0.2 %	99.8 %	BUSKERUD	1.8 %	98.2 %
VESTFOLD	0.3 %	99.7 %	VESTFOLD	0.3 %	99.7 %
TELEMARK	2 %	98.0 %	TELEMARK	1 %	99.0 %
AUST-AGDER	1 %	99.2 %	AUST-AGDER	1 %	99.5 %
VEST-AGDER	0 %	100.0 %	VEST-AGDER	2 %	98.4 %
ROGALAND	1.9 %	98.1 %	ROGALAND	11.1 %	88.9 %
HORDALAND	7.9 %	92.1 %	HORDALAND	4.6 %	95.4 %
SOGN OG FJORDANE	1.7 %	98.3 %	SOGN OG FJORDANE	1.2 %	98.8 %
MØRE OG ROMSDAL	3.6 %	96.4 %	MØRE OG ROMSDAL	2.9 %	97.1 %
SØR-TRØNDELAG	0.9 %	99.1 %	SØR-TRØNDELAG	5.9 %	94.1 %
NORD-TRØNDELAG	2.9 %	97.1 %	NORD-TRØNDELAG	1.3 %	98.7 %
NORDLAND	1.1 %	98.9 %	NORDLAND	1.6 %	98.4 %
TROMS	2.1 %	97.9 %	TROMS	3.6 %	96.4 %
FINNMARK	0 %	100.0 %	FINNMARK	0 %	99.8 %
Gj.snitt:	6.6 %	93.4 %	Gj.snitt:	5.8 %	94.2 %

Kilde: NVE 2016

Vedlegg 8 – Andel kabler og luftlinjer oppgitt i Km for ulike fylker i Norge

Luftledning [km]		Kabel [km]								
Fylke/ Spennning i kV	33	45	66	110	132	150	220	300	420	Totalt
ØSTFOLD	442	442	33	304	867					40
AKERSHUS	375	357	16	916	15					82
OSLO	112	62	34	252	61		27			307
HEDMARK	682	521	55	1 257	3					22
OPPLAND	448	554	626	1 628	10		4			51
BUSKERUD	231	328	409	2 061	1					37
VESTFOLD	17	103	179	619	1					2
TELEMARK	106	192	419	1 900	19					19
AUST-AGDER	30	166	140	1 103	4		2			6
VEST-AGDER	41	68	412	1 116	0					18
ROGALAND	336	289	589	1 533	5		5			191
HORDALAND	216	477	689	2 195	53		7			107
SOGN OG FJORDANE	625	518	267	1 613	9		1			20
MØRE OG ROMSDAL	388	1 108	160	1 979	41			1		59
SØR-TRØNDELAG	714	431	110	1 355	4					85
NORD-TRØNDELAG	1 005	102	478	1 585	3					21
NORDLAND	3	767	308	3 036	15					49
TROMS	38	441	101	1 691	24					64
FINNMARK	45	1 039	9	2 033	4					4

Vedlegg 9 – Lmaks for scenario 1 og scenario 2

Scenario 1																			
If	Lmaks [Km]																		
[A]	5 %	6 %	7 %	8 %	9 %	10 %	11 %	12 %	13 %	14 %	15 %	16 %	17 %	18 %	19 %	20 %	21 %	22 %	23 %
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	104	92	82	74	67	62	57	52	49	46	43	40	38	36	34	33	31	30	28
10	207	184	165	148	135	123	113	105	98	91	85	80	76	72	68	65	62	59	57
15	311	276	247	223	202	185	170	157	146	137	128	121	114	108	103	98	93	89	85
20	414	368	329	297	269	246	227	210	195	182	171	161	152	144	137	130	124	119	114
25	518	460	411	371	337	308	283	262	244	228	214	201	190	180	171	163	155	148	142
30	622	552	494	445	404	370	340	315	293	273	256	241	228	216	205	195	186	178	171
35	725	644	576	519	472	431	397	367	341	319	299	282	266	252	239	228	217	208	199
40	829	736	658	593	539	493	453	420	390	365	342	322	304	288	273	260	248	237	227
45	932	828	741	668	606	554	510	472	439	410	385	362	342	324	308	293	279	267	256
50	1036	920	823	742	674	616	567	524	488	456	427	402	380	360	342	325	310	297	284
55	1140	1012	905	816	741	678	623	577	537	501	470	442	418	396	376	358	341	326	313
60	1243	1104	987	890	808	739	680	629	585	547	513	483	456	432	410	390	372	356	341
65	1347	1196	1070	964	876	801	737	682	634	592	556	523	494	468	444	423	403	386	369
70	1451	1288	1152	1038	943	862	794	734	683	638	598	563	532	504	478	455	434	415	398
75	1554	1380	1234	1113	1010	924	850	787	732	683	641	603	570	540	513	488	465	445	426
80	1658	1472	1317	1187	1078	986	907	839	780	729	684	644	608	576	547	520	497	475	455

Scenario 2								
If	Lmaks [Km]							
[A]	5 %	6 %	7 %	8 %	9 %	10 %	11 %	12 %
0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	108	96	86	77	70	64	59	55
10	216	191	171	154	140	128	118	109
15	323	287	257	232	210	192	177	164
20	431	383	343	309	280	256	236	218
25	539	479	428	386	351	321	295	273
30	647	574	514	463	421	385	354	328
35	755	670	599	540	491	449	413	382
40	863	766	685	618	561	513	472	437
45	970	862	771	695	631	577	531	491
50	1078	957	856	772	701	641	590	546
55	1186	1053	942	849	771	705	649	600
60	1294	1149	1028	926	841	769	708	655
65	1402	1245	1113	1004	911	833	767	710
70	1510	1340	1199	1081	981	898	826	764
75	1617	1436	1285	1158	1052	962	885	819
80	1725	1532	1370	1235	1122	1026	944	873

Vedlegg 10 – Kostnads kalkyle overgang i systemjording Scenario2

Kostnader overgang til direktejordet nett ved Scenario 2			
Investering luftlinjer	Lengde [km]		Kostnad [mill.kr]
	Stålmast	Tremast	
	3.8	413.2	604
Transformator (ny)	Antall av type [n]		
	Tovikling	Trevikling	
	37	0	104
Samleskinne (ny)	Antall av type [n]		
	Enkel	Dobbel	
	25	2	493
Investering reaktanser	Antall [n]:	Merkeytelse [MVA]:	
	13	44	77
Tilhørende bryteranlegg	13	-	2.6
Investering overstrømsrelé	Antall linjeavganger [n]		
	75		
Vern av telenett	-		90
Besparelse, redusert energitap	Redusert energitap [MW]		
	14.7		
Reduserte skadekostnader	Ved nye anleggskomp. [mill.kr]	Endret jordingsystem [mill.kr]	
	8	2	10
Salg av spoler	Antall [n]		
	7		
			Tot.
			666.9