

Fanny Moen Pettersen

Metode for automatisk generering av optimale bryterkoblinger ved feil i distribusjonsnettet

Masteroppgave i Energi og Miljø

Veileder: Kjell Sand

Februar 2019

Fanny Moen Pettersen

Metode for automatisk generering av optimale bryterkoblinger ved feil i distribusjonsnett

Masteroppgave i Energi og Miljø
Veileder: Kjell Sand
Februar 2019

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet
Fakultet for informasjonsteknologi og elektroteknikk
Institutt for elkraftteknikk

Forord

Denne oppgaven er skrevet som en del av det femårige masterprogrammet Energi og Miljø ved institutt for elkraftteknikk på Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet, NTNU. Oppgaven er vektet 30 studiepoeng, og er avslutningen på masterprogrammet.

Oppgaven er utviklet i samarbeid med BKK og Powel. Jeg vil gjerne takke Kristin Marie Endal Grindheim hos BKK Nett, for god hjelp og oppfølging både under mine besøk hos BKK og via mail. Sjur Messel Nafstad hos Powel, for nyttige innspill underveis. Jeg vil også takke alle på driftssentralen hos Glitre Energi for en svært lærerik sommer, og nyttig kunnskap for arbeid med denne oppgaven.

Avslutningsvis vil jeg takke min veilder på NTNU, Kjell Sand, for god hjelp og oppfølging det siste halve året.

Trondheim, 13. Februar 2019

Fanny Moen Pettersen



Sammendrag

Feil i distribusjonsnettet står i dag for mellom 70 – 80% av total årlig ikke levert energi. I årene som kommer står distribusjonsnettet overfor en rekke utfordringer, slik som økte krav til pålitelighet, økt energibehov og implementering av distribuert energiproduksjon. I tillegg til dette vil økt sannsynlighet for ekstreme vær-situasjoner, i kombinasjon med et aldrende infrastruktur, øke sannsynligheten for omfattende strømbrudd. Samtidig utvikles det stadig ny teknologi som kan benyttes til å effektivisere nettdrift. Ulike metoder, komponenter og informasjonskilder som kan benyttes til å redusere KILE-kostnader ved avbrudd er redegjort for i oppgaven.

Det er utviklet en metode for automatisk generering av optimale koblinger ved feilsituasjoner i distribusjonsnettet. Metoden tar utgangspunkt i nettdata tilgjengelig i nettselskapets DMS-system, samt informasjon om feiltype og eventuell feilindikasjon. Metoden er delt i fire, ut fra hvilke informasjon som er tilgjengelige i det spesifikke feiltilfellet. De fire ulike kategoriene er ukjent feilsted, kjent feilsone, kjente feilsteder og kjent feilsted. De fire metodene er testet ut på en avgang i BKKs nettområde. To feiltilfeller ble simulert, og sammenlignet med koblingssekvensen ved reelle feiltilfeller. Simuleringer er utført i Powels DMS-system, iAM DMS. Alle simuleringer er gjennomført hos BKK i Bergen.

Resultatene viser at foreslått metode ga reduserte KILE-kostnader sammenlignet med de opprinnelige koblingssekvenser i hvert feiltilfelle, og for alle de fire kategoriene. Den prosentvise forbedringen varierte mye utifra hvor i nettet feilen inntraff. Dette knyttes opp mot fordelingen av forventet KILE i det aktuelle nettet. Resultatene av følsomhetsanalysen bekrefter at fordeling av forventet KILE i nettet vil ha stor betydning på resultatene.



Abstract

Every year between 70-80 % of the total energy not delivered is due to fault occurrences in the distribution network. In the time to come, the distribution network is faced with a number of challenges. Like the increasing reliability expectations, the increased energy demands and the implementation of distributed generation. In addition to this, the aging infrastructure of the distribution grid is faced with the increase of extreme weather conditions, which increases the likelihood major power outages. At the same time, there is a rapid increase in new technology, which can be implemented to improve and facilitate grid operations. Different methods, components and sources of information that may be utilized in an effort to reduce the cost of energy not supplied, CENS, is investigated in this thesis.

A method is proposed to automatically generate optimal switching operations when faults occur in the distribution network. The method utilizes the information about the grid which can be accessed through DMS, as well as information about the fault type, and any fault indication given by fault pass indicators. The method is divided into four subcategories, depending on what degree of information that is available for the given fault. The four categories are fault location unknown, faulted zone identified, possible fault locations identified, and fault location identified. Each subcategory is tested on a distribution grid model supplied by BKK. Two different fault incidents were simulated, and the switching operations were compared to those of the real fault incidents. The simulations are conducted using the DMS-software, iAM DMS, which is produced by Powel. All simulations are conducted at BKKs headquarter in Bergen.

The results of the simulations showed that the proposed method gave a reduction in CENS for both faults, for all four subcategories. The percentage decrease in CENS varied greatly between the two faults investigated. This is partly related to the deployment of CENS throughout the grid. This is confirmed by the conducted sensitivity analysis.



Forkortelser

CENS - cost of energy not supplied

DMS - Distribution Management System

EB - effebryter

FASIT - Feil og Avbruddsstatistikk I Totalsystemet

GIK - Effektbryter med automatisk gjeninnkobling

IED - Intelligent electronic device

ILE - Ikke levert energi

KILE - Kvalitetsjusterte inntektsrammer for ikke levert energi

LB - Lastskillebryter

LfK - Leder for kobling

LfS - Leder for sikkerhet

RTU - Remote Terminal Unit

SCADA - Supervisory Control And Data Acquisition

SB - Skillebryter



Contents

Forord	i
Sammendrag	iii
Abstract	v
Forkortelser	vii
List of Figures	xi
List of Tables	xiii
1 Introduksjon	1
1.1 Bakgrunn og formål	1
1.2 Oppgavebeskrivelse	2
1.3 Struktur	2
2 Distribusjonsnett	3
2.1 Kraftsystemet	3
2.2 Distribusjonsnett	4
2.2.1 Oppbygning - nettstruktur	4
2.2.2 Oppbygning - komponenter	6
2.3 Drift	9
2.4 Fremtidens distribusjonsnett	12
3 Feil og Avbrudd i Distribusjonsnett	13
3.1 Feiltyper	13
3.2 Feilstatistikk	14
3.3 Avbrudd	15
4 Feillokalisering:	
Metoder og Informasjonskilder	17
4.1 Metoder for feillokalisering	17
4.2 Informasjonskilder	19
4.3 Selvhelende nett	21
5 Feil- og avbruddshåndtering	23
5.1 Feillokalisering	23
5.2 Seksjonering	25

6	Automatisk generering av optimal koblingssekvens	31
6.1	Forutsetninger og Begrensninger	31
6.2	Beskrivelse av foreslått metode	32
6.2.1	Scenario: Ukjent Feilsted	34
6.2.2	Scenario: Kjent Feilsone	36
6.2.3	Scenario: Kjente Feilsteder	38
6.2.4	Scenario: Kjent feilsted	40
6.2.4.1	Eksempel	42
6.3	Isolere feilsone eller halvere KILE?	44
6.4	Seksjoneringsmetodikker	45
6.4.1	Seksjoneringsmetodikk: halvering av antall NS	46
6.4.2	Seksjoneringsmetodikk: halvering av forventet KILE	49
6.5	Prøvekoble?	52
6.6	Powel iAM DMS	53
7	Nettet	55
7.1	Feil og koblingsrekkefølge	57
8	Resultater	59
8.1	Optimal seksjoneringsmetodikk	59
8.2	Optimal koblingssekvens	61
8.2.1	Optimal koblingssekvens ved ukjent feilsted	61
8.2.2	Optimal koblingssekvens ved kjent feilsone	64
8.2.3	Kjente feilsteder	67
8.2.4	Kjent feilsted	71
8.3	Følsomhetsanalyse	75
8.4	Oppsummering	76
9	Diskusjon	79
9.1	Metode	79
9.2	Resultater	80
10	Konklusjon	83
11	Videre Arbeid	85
12	Bibliography	87
A	KILE	89
B	Koblingssekvenser for feil 1	91
C	Koblingssekvenser for Feil 2	99
D	Fiktive feil	107
E	Følsomhetsanalyse	113
F	Nett med feilindikatorer	119

List of Figures

2.1	Det norske kraftsystemet [1]	3
2.2	Illustrasjon av Distribusjonsnettet	4
2.3	Ulike nettstrukturer	5
2.4	Feilindikatorer	7
2.5	Feilsted og feilindikasjon	8
2.6	Skjerm bilde SCADA [2]	10
2.7	Skjerm bilde DMS ved normal drift [3]	11
2.8	Skjerm bilde DMS ved avbrudd [3]	11
3.1	Feiltyper [4]	13
3.2	Antall driftsforstyrrelser og ILE fordelt på utløsende årsak til feil	14
3.3	Antall feil og ILE for ulike komponenter i distribusjonsnettet	15
4.1	Feillokalisering ved måling av vandre bølger [5]	18
4.2	Potensielle feillokasjoner ved impedansberegninger	19
4.3	Tidslinje for avbruddsvarighet med og uten FLISR [6]	21
5.1	Prosessbeskrivelse for dagens Feil- og avbruddshåndtering	24
5.2	Seksjoneringsmetodikker og seksjoneringsforløp i dag	27
5.3	Eksempel på seksjonering ved halvering av antall berørte nettstasjoner	29
6.1	Arbeidsprosessen ved feil- og avbruddshåndtering	33
6.2	Prosessbeskrivelse for koblingssekvens ved ukjent feilsted	34
6.3	Prosessbeskrivelse for koblingssekvens ved kjent feilsone	36
6.4	Prosessbeskrivelse for koblingssekvens ved kjente feilsteder	38
6.5	Prosessbeskrivelse for koblingssekvens ved kjent feilsted	40
6.6	Markering av mulige fjernstyrte seksjoneringspunkt	42
6.7	Markering av foreslåtte manuelle seksjoneringspunkt	43
6.8	Flytskjema over seksjoneringsmetodikke <i>halvering av forventet KILE</i>	44
6.9	Nummerering av nettstasjoner og seksjoneringspunkt	46
6.10	Flytskjema over seksjoneringsmetodikke <i>halvering av antall nettstasjoner</i>	47
6.12	Flytskjema over seksjoneringsmetodikke <i>halvering av forventet KILE</i>	50
6.13	Eksempel på seksjonering ved halvering av KILE	51
6.14	Arbeidsprosess prøvekobling	52
7.1	Eksempelnettet	56
8.1	Forventet KILE ved ulike seksjoneringsmetodikker for feil 1	59
8.2	Forventet KILE ved ulike seksjoneringsmetodikker for feil 2	60
8.3	Forventet KILE for fiktive feil ved ulike seksjoneringsmetodikker	60

8.4	Resultater av simuleringer ved ukjent feilsted og ulik grad av automatikk for feil 1	62
8.5	Resultater av simuleringer ved ukjent feilsted og ulik grad av automatikk for feil 2	63
8.6	Feilindikasjon ved feil 1	64
8.7	Feil 1: Forventet KILE ved kjent feilsone, halvering eller isolering	65
8.8	Total KILE for feil 1 ved kjent feilsone	65
8.9	Feilindikasjon ved feil 2	66
8.10	Total KILE ved kjent feilsone for feil 2	66
8.11	Foreslåtte feilsteder for feil 1	67
8.12	Forventet KILE ved halvere eller isolering for feil 1	68
8.13	Feil 1: forventet KILE ved kjente feilsteder	68
8.14	Kjente feilsteder ved feil 2	69
8.15	Feil 2: KILE ved halvering og isolering	69
8.16	Feil 2: forventet KILE ved kjente feilsteder	70
8.17	Feil 1: kjent feilsted	71
8.18	Feil 1: Kjent feilsted, forventet KILE ved ulike koblingssekvenser	72
8.19	Foreslåtte feilsteder og feilindikasjon ved feil 2	73
8.20	Feil 2: Kjent feilsted, forventet KILE ved ulike koblingssekvenser	73
8.21	Resultat følsomhetsanalyse	75
D.1	Nett med fiktive feilsteder markert	111
E.1	KILE for hvert seksjoneringspunkt ved jevn fordeling av KILE	114
F.1	Plassering av feilindikatorer i eksempel nettet	120

List of Tables

3.1	Referansetidspunkt for KILE-beregninger	16
3.2	Spesifikke avbruddskostnader, $k_{P,ref}$	16
6.1	Forslag til koblinger for fjernstyrte seksjoneringspunkt	42
6.2	Alle foreslåtte koblinger	43
6.3	Koblingssekvens ved seksjonering basert på halvering av KILE	51
6.4	Kobling	53
7.1	Opprinnelig koblingsforløp for feil 1	57
7.2	Opprinnelig koblingssekvens for feil 2	58
8.1	Koblingssekvens for hhv. halvering KILE - fjernstyrt reserve - automatisk EB, manuell reserve	62
8.2	Koblingssekvens for hhv. halvering KILE - fjernstyrt reserve - automatisk EB, manuell reserve	63
8.3	Koblingssekvens ved økt grad av fjernstyring og automatikk for feil 1	72
8.4	Koblingssekvens ved økt grad av fjernstyring og automatikk for feil 2	74
8.5	Sammenligning seksjoneringsmetodikker	76
8.6	Reduksjon i total KILE ved manuelle koblinger for feil 1	76
8.7	Reduksjon i total KILE ved manuelle koblinger for feil 1	76
8.8	Prosentvis reduksjon i KILE ved fjernstyring/automatikk for feil 1	77
8.9	Prosentvis reduksjon i KILE ved fjernstyring/automatikk for feil 2	77
A.1	Korreksjonsfaktor for avbruddskostnad i måned m , $f_{K,m}$	89
A.2	Korreksjonsfaktor for avbruddskostnad på dag d , $f_{K,d}$	89
A.3	Korreksjonsfaktor for avbruddskostnad i time h , $f_{K,h}$	89
A.4	Korreksjonsfaktor ved varslet avbrudd	89
B.1	Opprinnelig koblingssekvens	91
B.2	Halvering av antall nettstasjoner	92
B.3	Halvering av forventet KILE	92
B.4	Halvering av forventet KILE, fjernstyrt bryter i NS57	93
B.5	Halvering av forventet KILE, automatiske effektbrytere	93
B.6	Halvering av forventet KILE, automatiske effektbrytere, fjernstyrt bryter i NS57	94
B.7	Halvering av forventet KILE, automatiske effektbrytere, automatisk kobling av bryter i NS57	94
B.8	Isolere feilsone	95
B.9	Halvering av forventet KILE	95
B.10	Halvere KILE, fjernstyrt effektbrytere, fjernstyrt kobling i NS57	96
B.11	Isolere feilsone, automatiske effektbrytere, automatisk kobling i NS57	96
B.12	Halvering av forventet KILE, automatiske effektbrytere, automatisk kobling i NS57	97
B.13	Isolere sone med kjente feilsteder	97
B.14	Fjernstyrte effektbrytere, manuell bryter i NS57	98

B.15 Fjernstyrte effektbrytere, fjernstyrt bryter i NS57	98
B.16 Automatisk kobling av effektbryter og bryter i NS57	98
C.1 Opprinnelig koblingssekvens	99
C.2 Halvering av antall nettstasjoner	99
C.3 Halvering av forventet KILE	100
C.4 Halvering av forventet KILE, fjernstyrt bryter i NS67	100
C.5 Halvering av forventet KILE, automatiske effektbrytere, manuell bryter i NS67	101
C.6 Halvering av forventet KILE, automatiske effektbrytere, fjernstyrt bryter i NS67	101
C.7 Halvering av forventet KILE, automatiske effektbrytere, automatisk bryter i NS67	102
C.8 Feil 2 - feilindikator - manuell kobling	102
C.9 Feil 2 - feilindikator - fjernstyring reservemating	103
C.10 Feil 2 - feilindikator - automatisk koblinger	103
C.11 Kjente feilsteder, manuell reserve, isolere	103
C.12 Feil 2: kjente feilsteder, manuell reserve, halvere KILE	104
C.13 Kjente feilsteder, fjernstyring i NS67	104
C.14 Kjente feilsteder, automatikk	104
C.15 Feil 2: kjent feilsted, manuell kobling	105
C.16 Fjernstyrt bryter i NS67	105
C.17 Automatisk kobling av effektbrytere, automatisk bryter i NS67	105
D.1 Feil før LB-B - halvering antall NS	107
D.2 Feil før LB-B - halvering KILE	108
D.3 Feil mellom NS53 og NS54 - halvering antall NS	108
D.4 Feil mellom NS53 og NS54 - halvering KILE	109
D.5 Feil mellom NS28 og NS31 - halvering antall NS	109
D.6 Feil mellom NS28 og NS31 - halvering KILE	110
E.1 KILE for opprinnelig koblingssekvens ved jevnt fordelt KILE	113
E.2 Koblingssekvens ved halvering av antall nettstasjoner, ved jevnt fordelt forventet KILE	115
E.3 Koblingssekvens ved halvering av KILE, ved jevnt fordelt forventet KILE	115
E.4 Feil 2: opprinnelig koblingssekvens ved jevn KILE	116
E.5 Feil 2: koblingssekvens ved halvering av antall nettstasjoner, jevn KILE	116
E.6 Feil 2: koblingssekvens ved halvering av forventet KILE, jevn KILE	117

1 | Introduksjon

Dette kapittelet vil gi en introduksjon til oppgaven. Først redegjøres det for bakgrunn og formål for oppgaven, deretter presenteres oppgavebeskrivelsen. Avslutningsvis vil det gis en oversikt over oppgavens oppbygning og struktur.

1.1 Bakgrunn og formål

De siste årene har mellom 70-80% av ikke levert energi (ILE) i det norske kraftnettet kommet av avbrudd i distribusjonsnettet [7]. Dette kommer blant annet av et etterslep i vedlikehold og utvikling, i tillegg til nettets ekstensive utbredelse og kontakt med omgivelsene, som gir relativt stor feilsannsynlighet. I perioden 2015-2025 vil det investeres nærmere 43 milliarder kroner i ny- og reinvesteringer i distribusjonsnettet [8].

Dette gjøres for å opprettholde høy pålitelighet for nettkunder, og gjøre distribusjonsnettet klart for fremtidige utfordringer.

Distribusjonsnettet står ovenfor en rekke utfordringer i tiden som kommer, med økt energibehov, høyere krav til pålitelighet, og økt bruk av distribuert produksjon. I tillegg går vi inn i en tid der ekstreme vær-situasjoner blir vanligere, som medfører flere omfattende og kompliserte avbruddssituasjoner. Stadig flere sektorer elektrifiseres, belastningen i nettet økes, og strømbrudd vil oppleves som enda mer lammende for samfunnet.

Samtidig pågår det en rasende utvikling innen smarte nettkomponenter og gode kommunikasjonsløsninger, som gir muligheter for å drive nettet på en langt mer effektiv måte enn vi gjør i dag. Ved rett implementering kan disse løsningene benyttes til å redusere avbruddsvarigheten, gjennom å enklere lokalisere feil og gjenopprette forsyning.

Feillokalisering i distribusjonsnettet i dag gjøres som regel gjennom en rekke kvalifisert antakelser, der en valgt seksjoneringsmetode kombineres med personlig erfaring og tilgjengelig informasjon i DMS. Alle beslutninger om kobling tas av operatør. For å øke påliteligheten og redusere nettselskapet KILE-kostnader, må feillokaliseringprosessen effektiviseres og avbruddsvarigheten reduseres. Målsetningen i denne oppgaven er å produsere en metode for å effektivisere feillokaliseringen ved å automatiske presentere operatør med optimale bryterkoblinger i feilsituasjoner.

1.2 Oppgavebeskrivelse

Problemstillingen er utarbeidet i samarbeid med BKK Nett og Powel, og er knyttet opp mot deres FoU-prosjekt *RAN - robot for automatisk nettdrift*. Problemstillingen er formulert på følgende måte:

Utvikle metode for automatisk lokasjon av feilsted og optimale bryterkoblinger ved feilsituasjoner i distribusjonsnettet

Opgaven innebærer følgende delaktiviteter:

- Identifiserer relevant informasjon for lokasjon av feilsted
- Utvikle metode for lokasjon av feilsted basert på relevante informasjon
- Utvikle metode for automatisk generering av optimal koblingssekvens basert på tilgjengelig informasjon

Opgaven vil ta for seg mulige metoder, komponenter og informasjonskilder som kan nyttegjøres i en feillokaliseringssprosess. Videre vil en metode for optimalisering av bryterkoblinger ved feilsituasjoner i distribusjonsnettet er presentert. Metoden er firedelt, avhengig av hvilke informasjon som er tilgjengelig i det aktuelle feiltilfellet. De ulike metodene og delaktivitetene vil presenteres i form av flytdiagram.

1.3 Struktur

Resten av oppgaven er strukturert på følgende måte:

- Kapittel 2: Distribusjonsnettets drift og oppbygning
- Kapittel 3: Hovedårsakene til feil i distribusjonsnettet
- Kapittel 4: Metoder og informasjonskilder som kan nyttegjøres ved feillokalisering
- Kapittel 5: Feil- og avbruddshåndtering i dag, med spesielt fokus på seksjonering
- Kapittel 6: Foreslått metode
- Kapittel 7: Innføring i nettet og feilsituasjonene som benyttes i simuleringene
- Kapittel 8: Resultater av simuleringene
- Kapittel 9: Diskusjon av metode og resultater
- Kapittel 10: Oppsummering og konklusjon
- Kapittel 11: Forslag til videre arbeid

2 | Distribusjonsnett

Dette kapittelet vil gi en innsikt i oppbygning og drift av det norske kraftnettet, med spesielt fokus på det høyspente distribusjonsnett. Det gis en innføring i driftssentralens funksjon og arbeidsoppgaver. Siste del fokuserer på hvilke mulighet og utfordringer distribusjonsnett og driftssentralen står ovenfor i fremtiden.

2.1 Kraftsystemet

Det norske kraftsystemet har tradisjonelt vært delt i tre nettnivåer; sentralnettet, regionalnettet og distribusjonsnett. Sentralnettet er kraftnettets høyeste spenningsnivå, og benyttes til overføring av kraft over store avstander. Typiske spenningsnivåer er 420 og 300 kV, men også deler av 132 kV-nettet tilhører sentralnettet. Regionalnettet omfatter det resterende 132 kV-nettet, samt nett med spenningsnivå 66 kV og 50 kV. Distribusjonsnett omfatter nettets laveste spenningsnivåer. Det kan være hensiktsmessig å skille mellom høyspent- og lavspent distribusjonsnett. Det høyspente distribusjonsnett har typisk spenningsnivå på 11 eller 22 kV, om tar strømmen frem til nettstasjonen. I nettstasjonen transformeres spenningen ned til 400 eller 230 V, som føres til sluttbruker. Dette omtales gjerne som det lavspente distribusjonsnett. Oppbygningen til det norske kraftsystemet er illustrert i figur 2.1.

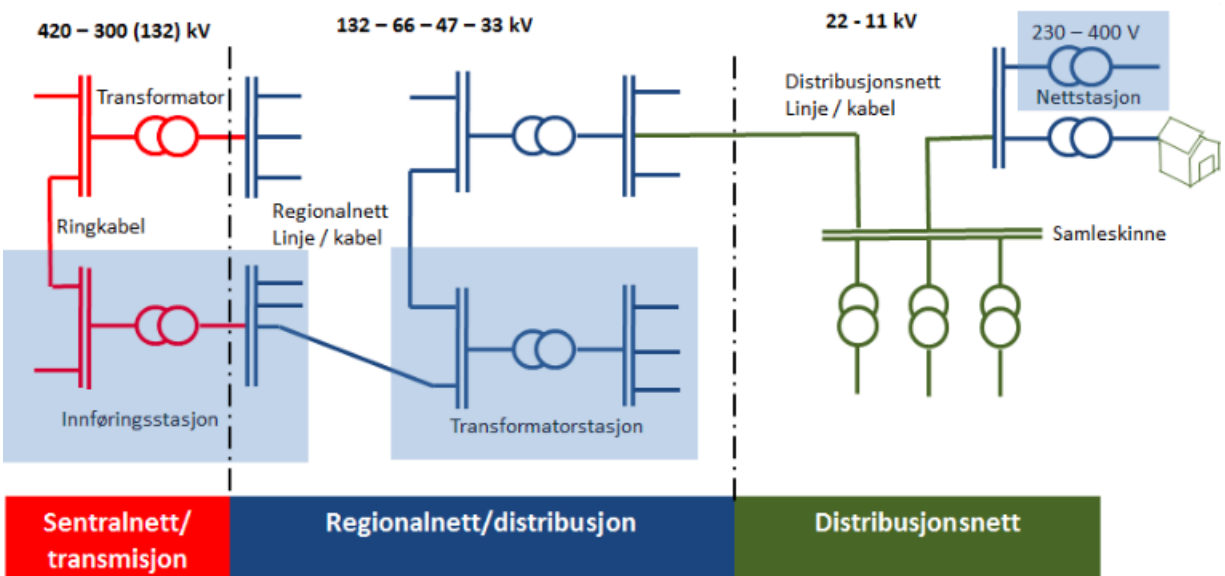


Figure 2.1: Det norske kraftsystemet [1]

I 2016 ble det gjort en omstrukturering av kraftnettet, og antall nettnivåer ble redusert fra tre til to [9]. De nye nettnivåene er transmisjonsnettet, som tilsvarer det tidligere omtalte sentralnettet, og distribusjonsnettet, som er alt underliggende nett. Det er i dag Statnett som er ansvarlig for drift og vedlikehold av transmisjonsnettet, mens ansvaret for distribusjonsnettet er fordelt mellom omtrent 140 områdekonesjonærer. Å ha områdekonesjon betyr at man har enerett til å bygge og drifte nett inntil 22 kV, innenfor et begrenset geografisk område. Det innebærer også en plikt om å forsyne alle kunder innenfor sitt konesjonsområde med elektrisk energi [10]. Tradisjonelt sett har det norske kraftnettet vært driftet "ovenfra og ned", der produksjon er tilkoblet høyere spenningsnivåer, mens forbrukere stort sett er tilkoblet distribusjonsnettet. Denne måten å drifte nett på er i endring, dette beskriver nærmere i 2.4.

2.2 Distribusjonsnettet

Distribusjonsnettet omfatter den delen av nettet som overfører strøm fra trafostasjon til nettstasjon, og fra nettstasjon til sluttbruker. Fokuset i denne oppgaven vil være den delen av distribusjonsnettet som overfører strøm fra trafostasjon til nettstasjonen, det høyspente distribusjonsnettet. Dette nettnivået har typisk spenningsnivå 11 eller 22 kV.

2.2.1 Oppbygning - nettstruktur

Figur 2.2 viser oppbygning av et typisk nettområde i distribusjonsnett. Ut fra en trafostasjon går det flere avganger, hver beskyttet av eget vern og effektbryter. En avgang kan være opptil flere titalls kilometer lang, og koble sammen flere titalls nettstasjoner. Hver avgang kan ha flere avgreininger, som gir distribusjonsnettet en kompleks utforming. I hver nettstasjon er det en minst en transformator, der spenningen transformeres ned til det nivået sluttbruker har behov for. I Norge er dette typisk 230 eller 400 V. Hvor mange kunder som er koblet til en nettstasjon avgjøres blant annet av hvor tett bebyggelse det er i området, og hvor stort forbruk kunden har. I bynære strøk kan det være inntil et par hundre tilkoblede kunder, mens det i mer grøntede strøk kan være ned mot 1-2 kunder per nettstasjon.

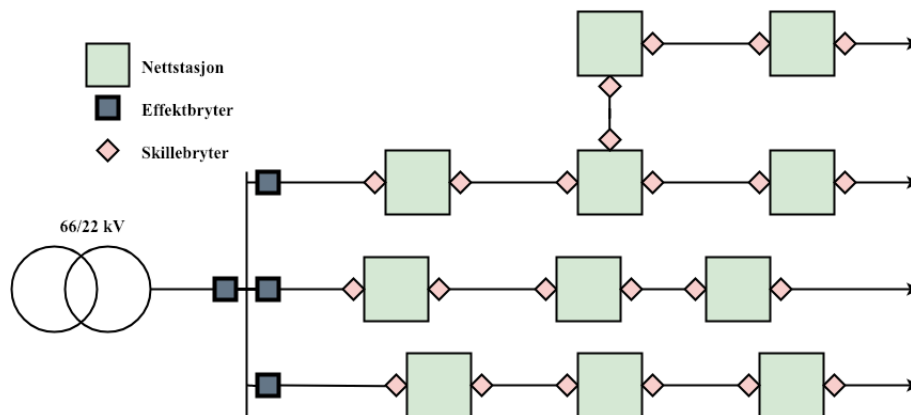


Figure 2.2: Illustrasjon av Distribusjonsnettet

Ifølge NVEs tall fra 2014 består det norske distribusjonsnett av omtrent 100,000 km ledning. Av disse er 60,000 km luftnett og 35,000 km kabel [11]. Kabelnett dominerer i bynære områder, mens det i mer grigrente strøk gjerne er bygd luftnett. Det er generell enighet om at man skal bygge kabel fremfor luftnett ved bygging av nytt nett, såfremt dette er økonomisk forsvarlig. Fordelen med kabelnett er både estetisk og økonomisk, og feilsannsynligheten er vesentlig lavere enn i luftnett. Ulempen er lang reparasjonstid, og fare for personskade ved graving nær kabel [12].

Distribusjonsnett bygges som radial- eller maskenett. Figur 2.3 viser de ulike nettstrukturene. Radielt nett, som vist i 2.3a, er nett der hvert punkt kun forsynes fra en side. I maskenett finnes det flere parallelle forsyningsveier. Figur 2.3b viser et distribusjonsnett med maskestruktur, med åpne brytere for å sikre radiell drift. Områder med mye kabelnett har ofte en maskeformet nettstruktur, mens grigrendt luftnett gjerne kan ha en mer radiell utforming. Fordelen med maskestruktur er mulighet for gjenopprette forsyning ved feil i nettet. Ved feil i et radielt utformet nett, vil alt nett bak feilsted forbli strømløst frem til feil er utbedret. Uavhengig av oppbygning vil distribusjonsnett som regel driftes radielt. Fordelene ved radiell utforming og drift er definert i [13], og gjengitt under:

- Lavere investeringskostnader. Den totale belastningen avtar lenger ut i nettet, som gir lavere krav til kapasitet og dermed reduserte kostnader.
- Billigere og mindre komplekse verninnetninger. Ved kraftflyt i en retning er det tilstrekkelig med overstrøms- og jordfeilvern først på avgangen.
- Lettere å forutse og kontrollere kraftflyt
- Forenkler spenningsregulering
- Lavere feilstrømmer ved feil som oppstår ute i netter

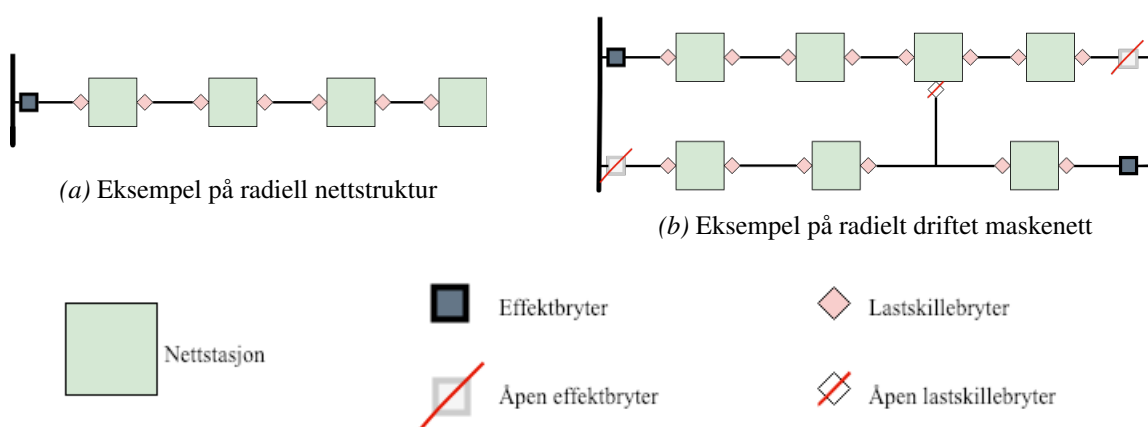


Figure 2.3: Ulike nettstrukturer

2.2.2 Oppbygning - komponenter

Utover kabel og linje består distribusjonsnettets av en rekke ulike komponenter, slik som transformatorer, brytere og vern. Det vil her fokuseres på komponenter som er spesielt nyttige i deteksjon og lokalisering av feil, slik som vern, ulike brytere og sensorteknologi.

Vern

Vernets oppgave er å raskest mulig detektere og isolere feil som oppstår i nettet. Dette er viktig for å hindre termisk og mekanisk skade på anleggskomponenter, samt minske risiko for personskafe. På grunn av distribusjonsnettets radielle utforming, er det vanlig å installere vern kun på starten av avgangen. Hovedsakelig installeres det overstrømsvern og jordfeilvern [14]. I enkelte tilfeller vil det også installeres distansevern, selv om dette er vanligere på høyere nettnivåer. Distansevern er nyttig i tilfeller der det er forsyning fra flere sider, og vil være nyttig i nett med distribuert produksjon. Når vernet registrerer feilstrømmer vil signal sendes til effektbryter, som løser ut og gjør avgangen strømløs. Via en *remote terminal unit*, RTU, vil signalet om at effektbryter er utløst videresendes til driftssentralens SCADA-system, og operatør vil varsles om avbrudd. Enkelte verninnretninger kan måle og registrere feilstrømmer på én eller flere faser. Disse sendes til SCADA, der de blant annet benyttes til å avgjøre feiltype og beregne feillokasjon.

Brytere

Brytere i distribusjonsnettets benyttes blant annet til å dele opp nettet for å optimalisere kraftflyt og redusere tap, til å opprettholde radiell drift, og til å gjenopprette forsyning ved utfall. De tre brytertypene som forklares her er skillebryter, lastskillebryter og effektbryter.

Skillebrytere benyttes for å skape synlige skiller i nettet. De kan kun betjenes i strømløs tilstand og kan derfor ikke brukes til å bryte strømførende nett, eller feilstrømmer [15]. Lastskillebrytere kan bryte og koble normale belastningsstrømmer, men vil ikke kunne bryte feilstrømmer [16]. For å bryte feilstrømmer må det installeres effektbryter.

Effektbrytere er plassert helt først på avgangen, og har til hensikt å bryte eventuelle feilstrømmer som oppstår. På spesielt lange avganger, eller avganger som hyppig er utsatt for feil, er det aktuelt å plassere effektbrytere også lenger ut på avgangen. Dette for å begrense omfanget av feilen. Effektbrytere med automatisk gjeninnkobling vil kunne gi en reduksjon i avbruddsvarighet ved avbrudd grunnet forbigående feil, og vil bli beskrevet videre.

Effektbryter er i hovedsak plassert i transformatorstasjoner, der flere avganger er tilkoblet. De er i de aller fleste tilfeller fjernstyrte, altså at de kan betjenes fjernt via SCADA-systemet hos driftssentralen. Det samme er tilfelle for de fleste skillebrytere som er plassert i trafostasjonen. Det er også en stadig økning i fjernstyrte last- og skillebryter ute i nettet, som blant annet kan ha stor nytteverdi ved seksjonering i feiltilfeller.

Gjeninnkoblere

For å minimere avbruddsvarigheten ved forbigående feil, er det mulig å installere effektbrytere med automatisk gjeninnkobling (GIK) i luftnett. Det vil typisk gjøres 1-3 forsøk på gjeninnkobling. Det første kort til etter utfall, typisk etter 1-3 sekunder. Om effektbryteren igjen faller, kan det gjøres ytterligere forsøk på innkobling etter 30-45 sekunder. Hensikten med flere prøvekoblinger kan for eksempel være at fremmedlegemer på linja vil brenne bort i første prøvekobling, slik at neste innkobling holder.

Holdningene rundt bruk av GIK varierer mellom nettselskap. Bruk av GIK innebærer ofte en økt fare for personsikkerhet. Ved normale prøvekoblinger i nettet vil operatør ta en beslutning om å prøvekoble basert på blant annet værforhold, lokasjon og tid på døgnet. Dette for å vurdere sannsynlighet for forbigående feil og risiko for menneskelig kontakt. Ved bruk av GIK har man ikke denne muligheten. Det økonomiske incentivet er ikke nødvendigvis tilstrekkelig for å veie opp for økt risiko for personskade.

Bruk av GIK er hensiktsmessig på avganger med høy sannsynlighet for forbigående feil, og lav risiko for personskade. For eksempel gravgrendte avganger i områder med mye skog. Spesielt for nettselskaper uten døgnbemannet driftssentral vil GIK kunne være hensiktsmessig. Ved utfall blir operatør varslet om feil, og må ta seg til driftssentralen før det kan kobles. Avbruddsvarigheten og KILE-kostnadene vil øke, og gi økonomisk incentiv til bruk av GIK. Det vil også være nyttig med GIK som skrur av og på fra driftssentralen, slik at det kan aktiveres i situasjoner med høy sannsynlighet for forbigående feil, slik som tordenvær, og deaktiveres når sannsynligheten er lav.

Sensorer og feilindikatorer

Sensorer plasseres i nettet for å overvåke en rekke parametre, slik som strøm, spenning, effektfaktor, kraftflyt og komponenttemperaturer. Denne informasjonen benyttes til å opprettholde effektiv nettdrift, til tilstandskontroll for å forebygge feil, og til å lokalisere feilsted når feil har inntruffet. Sensorer designet for å detektere feil omtales gjerne som feilindikatorer, og skal forklares nærmere. Det finnes også sensorer som overvåker parametre som ikke er direkte knyttet til kraftoverføring, men som kan gi indikasjoner om svakheter i nettet eller benyttes til å lokalisere feil. Dette kan for eksempel være sensorer som overvåket omgivelsestemperatur, bevegelse i linja ved vind eller vekt på linja i tilfelle snøfall.

Feilindikatorer er sensorer i nettet med foremål å detektere feil. De kommer i en rekke ulike utforminger, og med ulike algoritmer for feildeteksjon. Overordnet kan de fleste indikatorer likevel deles i to kategorier basert på hvilke måleverdier de benytter; strøm- og spenningsmålinger, eller måling av magnetfelt [17]. Ulike deteksjonsmetoder vil ikke utdypes videre i denne oppgaven. Tilnærmet alle feilindikatorer vil detektere kortslutninger, mens indikering av jordslutning er mer uvanlig. Dette fordi feilstrømmene ved jordfeil kan være svært lave, og derfor vanskeligere å oppdage. Det må ofte installeres egne jordfeilindikatorer for å detektere jordfeil. I dag er det i hovedsak kortslutningsindikatorer som er installert i distribusjonsnettet.

Feilindikatorer kan være manuelt avleste, fjernavleste eller en blanding av de to. En manuelt avlest indikator er en indikator som kun kan leses av lokalt, altså ved at en montør oppsøker indikatoren. Fjernavleste indikatorer sender signal til driftssentralen, som ved rett implementering kan leses av DMS/SCADA, eller på andre måter er tilgjengelig for operatør. Mange fjernavleste indikatorer vil også kunne indikere lokalt.



(a) Manuell feilindikator [18]



(b) Fjernavlest feilindikator [19]

Figure 2.4: Feilindikatorer

Typisk er manuelle feilindikatorer enkle innretninger, som lyser eller skifter farge når den registrer feilstrøm, og nullstilles etter et fastsatt antall timer. Et eksempel på en manuell feilindikator er gitt i figur 2.4a. Figuren viser sensor montert i luftnett, som vil lyse dersom den registrerer feilstrøm. Den vil kunne hjelpe montør i manuelt feilsøk, ved å indikere hvilke linjesegment som er berørt av feil. Manuelle feilindikatorer er ofte plassert i nettstasjoner, eller på linjennett slik som 2.4a. Dette medfører at montør må ta seg helt frem til indikatoren for å benytte den, en tidkrevende prosess. Manuelle feilindikatorer benyttes derfor i begrenset grad til feillokalisering, og vil trolig ikke gi betydelig reduksjon i avbruddsvarighet. Det vil likevel kunne gi en reduksjon i antall innkoblinger mot feil, ved at montør velger å ikke koble inn bryter dersom det er indikert feil på tilkoblet nett. Figur 2.4b viser et eksempel på en fjernavlest feilindikator. Disse vil registrere feilstrøm, og sende informasjon om dette til driftssentralen.

En betydelig andel av de fjernavleste feilindikatorer som er i bruk i distribusjonsnett er knyttet til testprosjekter. Det er utfordringer knyttet til å nyttegjøre seg av informasjonen, samt å etablere pålitelig kommunikasjon mellom feilindikator og driftssentral. Feilindikatorer vil sannsynligvis øke i nytteverdi etterhvert som tilstedeværelsen av distribuert produksjon i nettet øker. I tillegg til å registrere feil, kan indikatoren stilles inn med retningsbestemmende egenskaper. De vil da informere om hvilken retning de registrerer feilstrømmen, slik at resultatene ikke overskygges av eventuell produksjon.

Figur 2.5 illustrerer hvordan feilindikatorer vil opptre i tilfelle feil. Når feil inntreffer vil effektbryter løse ut, og avgangen blir strømløs. Indikatorene vil da indikere om de har registrert feilstrøm (rød trekant), eller ikke (grønn trekant). Dette vil begrense område som må feilsøkes, og gi operatør klarsignal til å gjenopprette forsyning der dette er mulig.

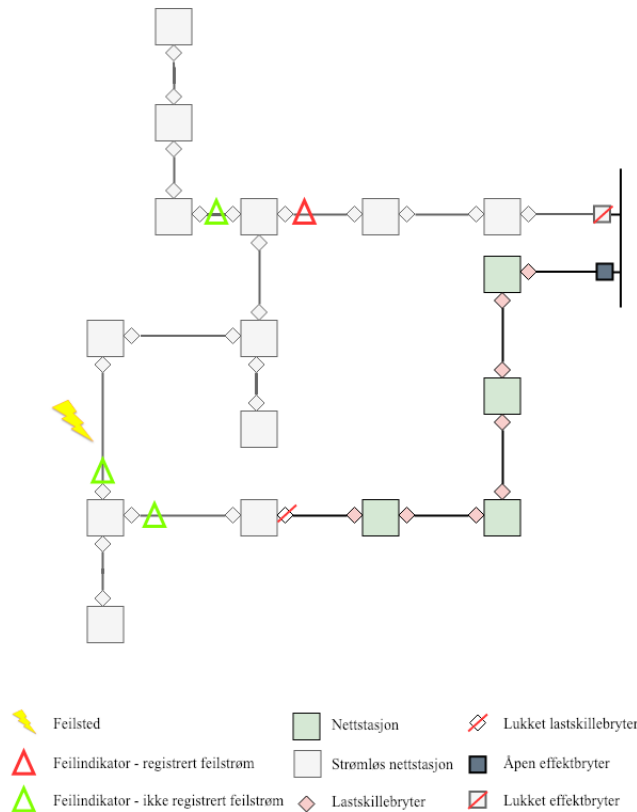


Figure 2.5: Feilsted og feilindikasjon

2.3 Drift

Driftssentralen

Drift og overvåking av kraftsystemet gjøres fra nettselskapet driftssentral. For alle større nettselskap innebærer dette døgnbemannet overvåkning, der det alltid vil være minimum en operatør tilstedet med koblingsmyndighet i nettet. Mindre nettselskap har varierende praksis rundt driftssentralen. Noen har bemannet driftssentral bare deler av døgnet, med hjemmevakt de resterende timene. Andre kjøper driftssentraltjenester av en døgnbemannet driftssentral, slik at nettet blir kontinuerlig overvåket av et annet nettselskap. Oppbygning og arbeidsfordeling på driftssentralen varierer mellom ulike nettselskaper. Dette avhenger gjerne av størrelsen på nettet som overvåkes. Enkelte vil ha en operatør med ansvar for alle nettnivåer, mens andre vil dele nettet i regional- og distribusjonsnett. Uavhengig av oppbygning og arbeidsfordeling på hver enkelt driftssentral, utøver de de samme arbeidsoppgavene. Driftssentralens mest sentrale oppgaver innebærer:

- Overvåking og kontroll av nettet
- Feilhåndtering og FASIT-rapportering
- Planlegging og koordinering av vedlikehold i nettet
- Planlegge koblingsordre
- Ivareta sikkerhet til alle montører i felt
- Kundeinformasjon ved avbrudd

Det er leder for kobling (LfK) som er ansvarlig for koblinger i nettet. LfK er *utpekt person som har fått ansvar for at nødvendige koblinger i høyspenningsanlegg blir utført på en sikkerhetsmessig forsvarlig måte* [20]. Alle beskjeder om koblinger i nettet skal gis i form av koblingsordre. Disse er skriftlige, eller i noen tilfeller muntlige, anmodninger om koblinger av entydig definert koblingsanordning [21]. Koblingsordren inneholder driftsmerking på bryter som skal kobles, og operasjonen "INN" eller "UT".

Nettet driftes i høy grad via datasystemer på driftssentralen. De mest sentrale er SCADA-systemet (*Supervisory control and data acquisition*), som benyttes til overvåking av regionalnettet, og DMS-systemet (*Distribution Management System*), som benyttes til drift av distribusjonsnettet. De to vil forklares nærmere, med spesielt fokus på hvordan de kan benyttes ved feilhåndtering i distribusjonsnettet.

DMS og SCADA

Nettet overvåkes via driftssentralens SCADA-system. Her kan operatøren overvåke alle fjernavlest verdier i nettet. Dette omfatter blant annet spenningsverdier, strøm- og kraftflyt. Figur 2.6 viser et skjermbilde av SCADA. Figuren viser en trafostasjon, der spenning transformeres fra 110 til 35 kV. SCADA benyttes i hovedsak til overvåking av regionalnettet, samt betjening av fjernstyrte komponenter. Det er også via SCADA sytemet at fjernstyrte komponenter betjenes. Fjernstyrte brytere og trinning av transformatorer er eksempler på operasjoner som kan utføres via SCADA systemet.

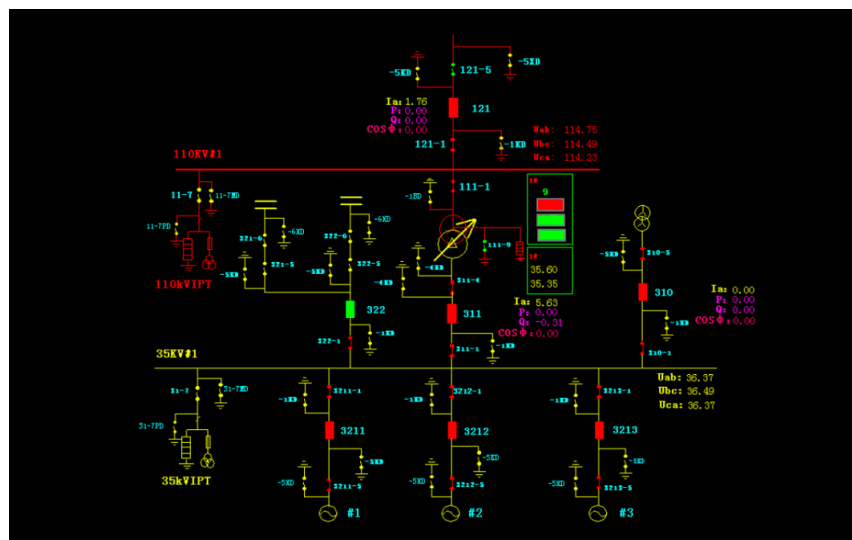


Figure 2.6: Skjermbilde SCADA [2]

SCADA sender informasjon videre til driftssentralens DMS-system. DMS-systemet er et dataprogram designet for å gi operatøren bedre oversikt over nettet, og lette nettdriften [22]. I tillegg til data hentet inn via SCADA, har DMS-systemet omfattende data hentet inn via flere andre informasjonskilder. Via NIS hentes det inn data om nettet topologi, alder på komponenter, type, lengde og rating på kabler og linjer, samt nøyaktige geografisk plassering av nettet. Via GIS hentes det inn kartdata. Dette omfatter blant annet informasjon om bebyggelse, terreng og omgivelser. DMS-systemet har også informasjon om kunder, slik som adresse, kontaktinfo, strømforbruk og eventuell status om prioritet ved avbrudd.

Ved avbrudd vil det rammede område markeres i DMS. Dette vil være et svært nyttig verktøy i feillokalisering- og gjenoppretingsprosessen. Bilde vil gi oversikt over alle aktuelle seksjoneringspunkter, alle alternative forsyningsveier og alle berørte kunder. DMS vil generere en liste over alle berørte kunder, som gir operatøren en enkel mulighet til å kommunisere med kundene. Videre beskrivelse av DMS vil ta utgangspunkt i Powels DMS-løsning, iAM DMS.

Powel iAM DMS

Powel leverer DMS-system til flere norske nettselskaper. Dette DMS-systemet vil benyttes til simuleringer senere i oppgaven, og beskrives derfor her. Figur 2.7 viser et skjermbilde fra DMS ved normal drift. Her vises alle trafostasjoner, nettstasjoner, brytere, linjer og kabler i nettet, og hvordan disse er koblet sammen. De ulike fargene i nettet forteller operatør hvilke nett som er matet fra hvilke transformatorstasjoner. Bilde vil også vise informasjon registrert av operatør. Dette kan være huskelapper basert på erfaring, slik som brytere som er dårlig egnet for kobling, informasjon om fremkomst i nettstasjoner, eller arbeider langs linje eller kabel.

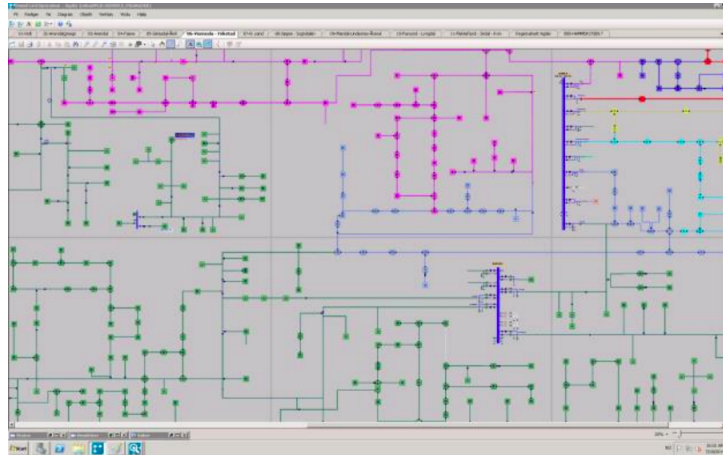


Figure 2.7: Skjermbilde DMS ved normal drift [3]

Alle hendelser vil registreres i eget hendelsesvindu i DMS. Eksempler på hendelser er utførte koblinger, registrerte LfK og *leder for sikkerhet* (LfS), utsendte SMS og registrerte jordinger og sikringer. Det vil være informasjon om hvem som registrerte den aktuelle hendelsen, eventuelt om det er automatisk registrert ved viderefremidling fra SCADA, samt tidspunkt for den aktuelle hendelsen. Ved utfall i nettet vil varsel om hendelse fra SCADA registreres i hendelsesvinduet, og alt berørt nett vil markeres i hvit farge. Dette er vist i figur 2.8. Dette gjør DMS til et godt visuelt verktøy for operatør under feilrettingsprosessen. Operatør vil enkelt få oversikt over feilrammet område, og hvilke informasjon som er tilgjengelig for å avgjøre hvilke koblinger som skal gjøres.

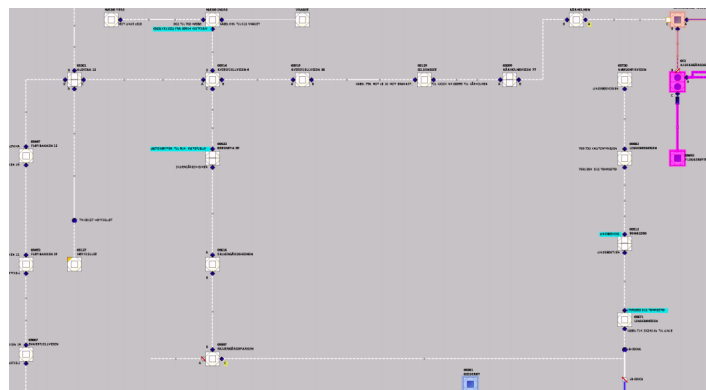


Figure 2.8: Skjermbilde DMS ved avbrudd [3]

2.4 Fremtidens distribusjonsnett

Distribusjonsnettets som helhet er preget av et etterslep i vedlikehold og utvikling over lang tid. For å forbedre dette investerer nettselskaper mer i distribusjonsnettets enn noen gang tidligere [23].

Reinvesteringer gjøres både for å opprettholde standarden i dagens nett, og for å nyttegjøre seg av ny teknologi. Distribusjonsnettets står ovenfor en rekke utfordringer. Økt last og økt effektbehov, i kombinasjon med økt bruk av distribuert kraft, gjør at det stilles stadig høyere krav til distribusjonsnettets funksjonalitet. Videre i oppgaven skal det vurderes hvordan ny og eksisterende teknologi, på en mest mulig effektiv måte, kan benyttes for å redusere avbruddsvarighet i fremtidens distribusjonsnett.

Økt tilstedeværelse av smart teknologi i distribusjonsnettets vil gi grunnlag for å automatisere flere prosesser for å øke leveringspålitelighet og spenningskvaliteten. Dette omfatter blant annet regulering av reaktiv effekt, spenningsregulering ved trinning av transformatorer i nettet og automatiske omkoblinger for å optimalisere kraftflyt og redusere tap. En viktig pådriver for denne utviklingen er muligheten til automatisk heling av nettet i feilsituasjoner. I dette ligger muligheten til å lokalisere og isolere feil, samt gjenopprette forsyning. Det mest kjente "smarte" tiltak er kanskje utrulling av de nye AMS-målerne. Dette vil gi forbrukere bedre kontroll over eget forbruk, og åpne for forbrukerfleksibilitet. På sikt vil det også kunne gi nettselskapet mulighet til å få innsikt i områder med avbrudd.

3 | Feil og Avbrudd i Distribusjonsnett

Feil er definert som *en tilstand der en enhet har manglende eller nedsatt evne til å utføre sin funksjon* [24]. Feil vil enten være varig eller forbigående, der varig feil er definert som feil hvor korrigerende vedlikehold er nødvendig, mens en forbigående feil er feil hvor korrigerende vedlikehold ikke er nødvendig [24]. Det vil i dette kapitlet redegjøres for hvilke feiltyper som forekommer i distribusjonsnettet, hovedårsakene til feil, samt hvilke komponenter nettet som er mest utsatt for feil. Siste del gir innsikt i hvilke incentiver som finnes for å redusere forekomsten av feil, og varigheten av avbrudd som følger av varige feil.

3.1 Feiltyper

Feil i distribusjonsnettet deles i to kategorier, jordfeil og kortslutning. Den spesifikke feiltypen avhenger av hvor mange faser som er berørt av feilen. De vanligste feiltyperne er illustrert i figur 3.1. Når feil inntreffer vil det oppstå feilstrømmer, som registreres av vernet. Er feilstrømmen tilstrekkelig stor vil effektbryteren utløse, og det tilkoblede nettet vil bli strømløst.

Kortslutninger oppstår når det dannes en lavohmig forbindelse mellom to eller flere spenningsførende ledere. Dette kan gi potensielt svært høye feilstrømmer. Typiske årsaker til kortslutninger er isolasjonssvikt eller fremmedlegemer som trær og dyr som kommer mellom lederne. De høye strømmene som oppstår ved kortslutning skaper høye temperaturer. Dette medfører termiske og mekaniske påkjenninger på nettet, som kan føre til slitasje og feil. Tilsvarende er en jordslutning en forbindelse mellom ledende deler og jord. På grunn av den høye resistansen i jord, er disse feilstrømmene som regel vesentlig lavere enn kortslutningsstrømmene.

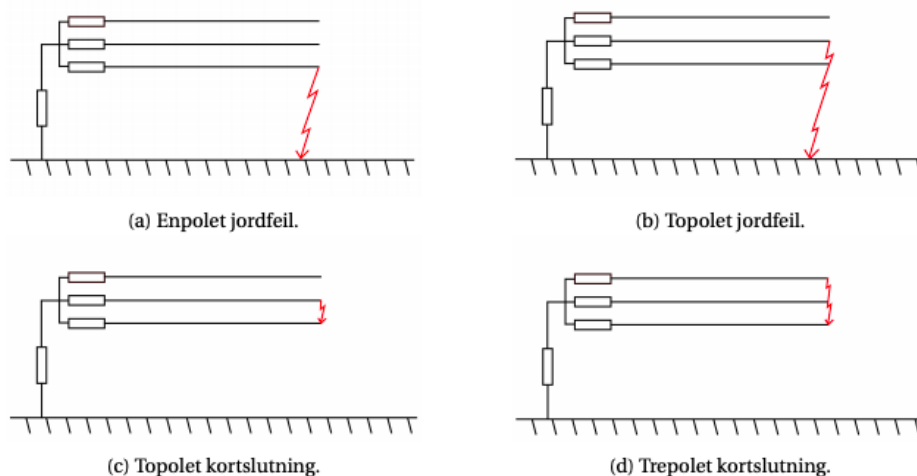


Figure 3.1: Feiltyper [4]

3.2 Feilstatistikk

Når det redegjøres for årsak til en feil oppstår, er det hensiktsmessig å skille mellom bakenforliggende-, medvirkende- og utløsende årsak. Eksempelvis vil det ved trefall på linje være vegetasjon som er utløsende årsak, mens vind eller snø kan være bakenforliggende årsak. Er både snø og vind medvirkende faktorer, vil en defineres som bakenforliggende, mens den andre for status som medvirkende feilårsak. Etter en feilsituasjon vil det foretas en feilanalyse, der årsak til feil registreres. Dette vil være verdifull informasjon for nettselskapet, og benyttes i vurdering av nettinvesteringer, feilforebygging og fremtidige feilsøk. Alle feil må FASIT-rapporteres til Statnett. Disse resultatene danner grunnlaget for Statenetts årlige statistikk over *Driftsforstyrrelser, feil og planlagte utkoplinger i 1-22 kV-nettet* [24].

Utløsende årsak

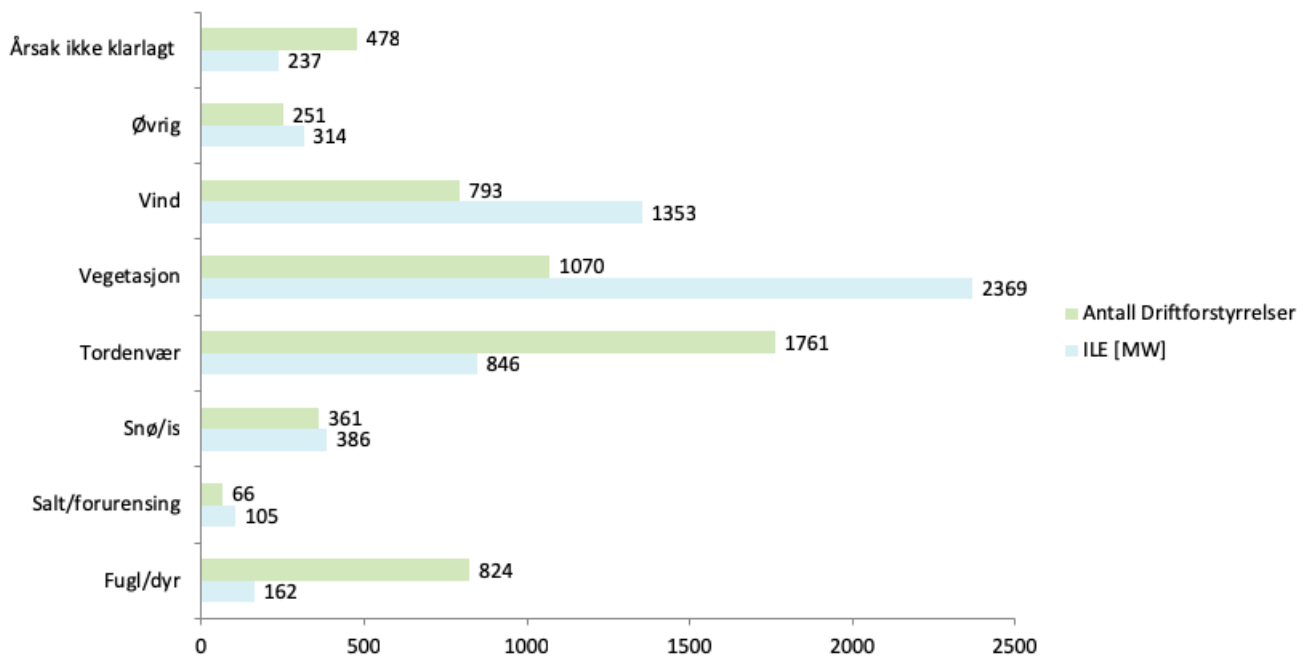


Figure 3.2: Antall driftsforstyrrelser og ILE fordelt på utløsende årsak til feil

Figur 3.2 viser fordelingen mellom antall driftsforstyrrelser og ILE som følge av feil, fordelt på ulike utløsende årsaker. Tallene viser et årlig gjennomsnitt, basert på perioden 2009-2016 [24]. Det fremkommer at tordenvær og fugl/dyr er dominerende utløsende årsak i forbigående feil, da feilhyppigheten er høy, men ILE er lav. Vegetasjon og vind står for majoriteten av ILE, noe som indikerer at de er hovedårsak for varige feil. Fra et økonomisk perspektiv, og med et ønske om å redusere avbruddsvarighet i nettet, er det derfor hensiktsmessig å se på hvordan disse feilene raskere kan lokaliseres og utbedres.

Feilende komponent

Figur 3.3 viser en prosentvis årlig fordelingen av antall feil og ILE, fordelt på ulike komponenter i distribusjonsnett. Majoriteten av driftsforstyrrelser skjer som følge av feil på kraftledning, etterfulgt av kabelfeil og transformatorfeil. At kraftledningen er hyppigst utsatt for feil kan sees i sammenheng med hvilke feilårsaker som opptrer hyppigst, der omgivelse er dominerende feilårsak. Det er også en betydelig andel feil der feilende komponent ikke er identifisert. Dette kan være tilfeller der prøvekobling gir utfall, men ingen feil blir funnet under feilsøket. Feilen kan skyldes trær eller dyr i kontakt med luftnett, som brenner bort ved prøvekobling.

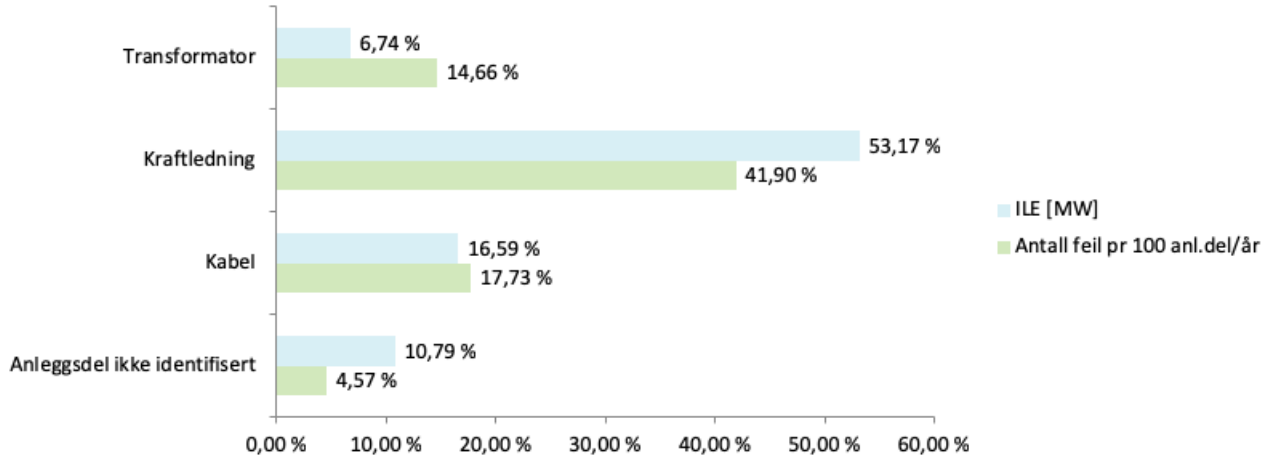


Figure 3.3: Antall feil og ILE for ulike komponenter i distribusjonsnett

3.3 Avbrudd

Avbrudd er definert som *en tilstand karakterisert ved uteblitt eller redusert levering av elektrisk energi til én eller flere sluttbrukere, hvor forsyningsspenningen er under 5 % av kontraktmessig avtalt spenning* [24]. Det skiller mellom kortvarige og langvarige avbrudd. Der langvarige avbrudd er avbrudd som varer lenger enn tre minutter, mens kortvarige avbrudd har en varighet under tre minutter. Avbruddsvarigheten er tiden det tar fra avbrudd inntreffer til spenning igjen er over 90% av avtalt spenningsnivå [25].

Incentiver for å redusere avbruddsvarighet

Nettselskapene motivasjon for å redusere avbruddsvarigheten er i hovedsak knyttet til økonomisk tap og redusert omdømme. Nettselskapets inntektgrunnlag reguleres av NVE gjennom KILE-ordningen. Ved alle avbrudd, både varslede og uforutsette, vil nettselskapet få en kostnad for ikke levert energi (KILE). Ved avbrudd med varighet lenger enn 12 timer vil en ekstra kostnad i form av erstatning til sluttbruker [26].

KILE

For å sikre tilfredsstillende leveringspålidelighet for nettkunder ble KILE-ordningen innført i 2001. Den er videreutviklet til å omfatte både kortvarige (<3 minutter) og langvarige (>3 minutter) avbrudd. Metodikken for beregning av KILE er definert i *Forskrift om Økonomisk og Teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomhet og tariffer* [27]. De viktigste punktene er gjengitt her, med tilhørende tabeller i appendiks A.

De totale avbruddskostnadene avhenger av hvilke kundegrupper som berøres av avbruddet, avbruddets varighet, tid på døgnet og tid på året. Sluttbrukere fordeles i seks ulike kundegrupper. De ulike kundegruppene, og spesifikke avbruddskostnader for hver av disse, er oppsummert i tabell 3.2.

Avbruddskostnadene er oppgitt for et avbrudd som oppstår i referansetidspunktet. Referansetidspunktet for hver kundegruppe er oppgitt i tabell 3.1. Videre i oppgaven vil KILE-kostnadene oppgis som forventet KILE ved et avbrudd oppstått i referansetidspunktet.

Jordbruk	Husholdning	Industri	Handel og tjenester	Offentlig virksomhet	Industri med eldre prosesser
Torsdag i januar kl. 06:00	Hverdag i januar kl. 16:00	Hverdag i januar kl. 10:00	Hverdag i januar kl. 10:00	Hverdag i januar kl. 10:00	Hverdag i januar kl. 10:00

Table 3.1: Referansetidspunkt for KILE-beregninger

Kundegruppe	Kostnadsfunksjon for $k_{P,ref}$ (t = avbruddsvarighet angitt i timer)					
	<1 min	≥ 1 min og <1 time	≥ 1 timer og <4 timer	≥ 4 timer og <8 timer	≥ 8 timer	
Jordbruk	5+14,3*t	5+14,3*t	19+15,6*(t-1)	66+14,3*(t-4)	66+14,3*(t-4)	
Husholdning	1,1+9,8*t	1,1+9,8*t	1,1+9,8*t	1,1+9,8*t	1,1+9,8*t	
Industri	34	34+84,7 * t	118+82,3*(t-1)	365+55,6*(t-4)	588+36,5*(t-8)	
Handel og tjenester	16	28 + 168,3*t	196+91,1*(t-1)	469+141,3 *(t-4)	1034+102,4*(t-8)	
Offentlig virksomhet	7	60+113,2*t	173+27,9*(t-1)	257+51,8*(t-4)	464+17,6*(t-8)	
Industri med eldre prosesser	49+2,8*t	49+2,8*t	49+2,8*t	91+2,8*t	91+2,8*t	

Table 3.2: Spesifikke avbruddskostnader, $k_{P,ref}$

Avbruddskostnadene korrigeres utfra når avbruddet inntreffer. Korreksjonsfaktorer for henholdsvis måned, dag og time er gitt i tabell A.1, A.2 og A.3. Det korrigeres også for varslede avbrudd, med korreksjonsfaktorene oppgitt i tabell A.4. Kostnaden for et vilkårlig avbrudd på tidspunkt j, K_j , blir da beregnet slik:

$$K_j = k_{P,ref} \cdot f_{K,m} \cdot f_{K,d} \cdot f_{K,h} \cdot P_{ref} \quad (3.3.1)$$

K_j	kostnad for avbrudd på tidspunkt j [kr]
P_{ref}	avbrutt effekt i rapporteringspunktet dersom tilsvarende avbrudd hadde skjedd på referansetidspunktet [kWh/h]
$k_{P,ref}$	spesifikk avbruddskostnad [kr/kW] på referansetidspunktet for en gitt varighet
$f_{K,m}$	korreksjonsfaktor for avbruddskostnad [kr] i måned m
$f_{K,d}$	korreksjonsfaktor for avbruddskostnad [kr] på dag d
$f_{K,h}$	korreksjonsfaktor for avbruddskostnad [kr] i time h

4 | Feillokalisering: Metoder og Informasjonskilder

Feillokalisering i distribusjonsnettet kan være en komplisert og tidkrevende prosess. I mange tilfeller har operatørene på driftssentralen lite informasjon utover hvilke vern som har løst ut, og hvilke avganger som er berørt. Dette kapittelet vil ta for seg hvilke metoder for feillokalisering som finnes i dag, og hvilke informasjonskilder operatør kan benytte seg av. Det vil redegjøres for i hvilke grad disse benyttes i dag, hvilke nytte de kan ha i fremtiden og utfordringer knyttet til dette.

4.1 Metoder for feillokalisering

Det finnes en rekke metoder for feillokalisering som kan implementeres i DMS eller SCADA. Grovt sett kan alle metoder fordeles i tre kategorier [17]. Hovedprinsippet bak disse metodene vil forklares her, med spesielt fokus på impedansbasert feillokalisering. De tre kategoriene er:

- Metoder som benytter høyfrekvente komponenter av strøm og spenning og vandrebølger
- Impedansbaserte metoder
- Kunnskapsbaserte metoder

Feillokalisering basert på høyfrekvente komponenter av strøm og spenning og vandrebølger

Metodikk som baserer seg på vandrebølger og høyfrekvente komponenter av strøm og spenning som oppstår når feil inntreffer, kan benyttes til feillokalisering. På engelsk omtales disse metodene gjerne som *travelling wave based fault location*. Metodene avhenger av som regel avanserte måleinstrumenter i begge ender av linjesegmentet, noe som ofte gjør de kostbar å implementere. Denne type feillokalisering er benyttet i transmisjonsnettet, mens bruk i distribusjonsnettet er begrenset. Hovedprinsippet i metoder for feillokalisering basert på vandrebølger er vist i figur 4.1. Når feil inntreffer vil det oppstå høyfrekvente vandrebølger, som beveger seg i begge retninger vekk fra feilstedet. Tiden det tar fra feil inntreffer til vandrebølgen registreres av måleinstrumenter i punkt A og B, representeres av henholdsvis t_A og t_B . Tidsforskjellen mellom når vandrebølgen treffer punkt A og B bestemmes som:

$$t_d = t_A - t_B \quad (4.1.1)$$

Avstand til feilstedet bergnes da slik:

$$d = \frac{L - ct_d}{2} \quad (4.1.2)$$

Der L er lengden på linja, d er avstand mellom feilstedet og punkt A, og c er hastigheten til vandrebølgen.

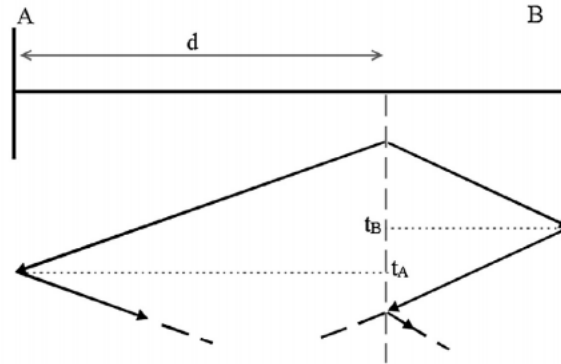


Figure 4.1: Feillokalisering ved måling av vandrebølger [5]

Kunnskapsbasert feillokalisering

Kunnskapsbasert feillokalisering er feillokaliseringsmetoder som benytter kunnskap om nettet og historiske hendelser til å lære systemet å kjenne igjen feil, og lokalisere disse i nettet. Eksempler på kunnskapsbaserte metoder for feillokalisering er metoder som baserer seg på kunstig intelligens, eller distribuerte spenningsmålinger.

Metoder basert på kunstig intelligens, slik som artificial neural networks (ANN), er inspirert av hjernens evnen til å samle informasjon og ta beslutninger. Systemet læres opp til å kjenne igjen og lokalisere feil gjennom å observere historiske og simulerte feil. Når feil inntreffer, vil metoden kunne avgjøre feilsted ved å sammenligne målte parametre med tidligere feilsituasjoner. Ulempen med disse metodene er at de krever lang opplæring, og må læres opp på nytt når det gjøres endringer i nettet.

En type kunnskapsbasert feillokalisering er feillokalisering basert på distribuerte spenningsmålinger. Sensorer i nettet måler spenningsfallet ved feil, og lagrer informasjonen sammen med informasjon om feiltype og lokasjon. Ved tilstrekkelig høy tetthet av spenningsensorer i nettet og tilstrekkelig mange registrerte feiltillfeller, vil man kunne bygge opp en database av feiltillfeller, som kan benyttes til å lokalisere fremtidige feil [28]. Når en feil inntreffer, vil det forventede spenningsfallet ved alle målepunkter beregnes. Ved å sammenligne det målte spenningsfallet ved målepunktene med det beregnede spenningsfallet, skal man kunne lokalisere feilstedet. Nøyaktigheten ved metoden er varierende, og i de fleste tilfeller vil den begrense seg til å identifisere målepunktet nærmest feilstedet [5].

Impedansbasert feillokalisering

Metoder basert på impedansberegning er ofte foretrukne metoder for feillokalisering i distribusjonsnettet. Dette fordi de er rimeligere og enklere å implementere enn andre metoder. Metodene baserer seg på måling av strøm og spenning, samt kjennskap til impedans i nettet. Ekvivalent impedans mellom målepunkt, p , og feilstedet, q , $Z_{(p-q)}$ beregnes på følgende måte [5]:

$$Z_{(p-q)} = \frac{V_p}{I_{p-q}} \quad (4.1.3)$$

Der V_p er spenning i punkt p og I_{p-q} er strømmen som flyter fra punkt p til punkt q før feil inntreffer. Målepunktet er i de fleste tilfeller plassert i trafostasjonen. Metoden kan benyttes ved tilstrekkelig

informasjon om impedans og lengde på alle linjer i nettet, samt kjennskap til belastninger i nettet. Utfordringer ved impedansberegninger i distribusjonsnettet er knyttet til nettet utforming, med avgreininger, og varierende last. Mens varierende belastninger gjør det vanskelig å beregne nøyaktig feilsted, vil avgreininger i nettet kunne medføre flere punkter med lik ekvivalent impedans. Dette vil gjøre at metoden kan foreslå flere potensielle feillokasjoner, som vist i figur 4.2.

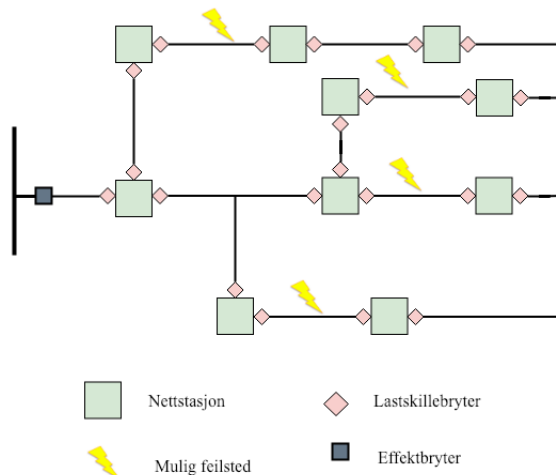


Figure 4.2: Potensielle feillokasjoner ved impedansberegninger

4.2 Informasjonsskilder

Utover metoder for feillokalisering som i stor grad belager seg på målinger av strøm, spenning, magnetfelt eller frekvensforstyrrelser i nettet, finnes det en rekke andre informasjonsskilder som kan og blir benyttet i feillokaliseringsprosessen.

NIS

Network Information System, NIS, er et informasjonssystem som inneholder all data om nettet nettselskapet forvalter. Her registreres all tilgjengelig dokumentasjon om alle komponenter i nettet, slik som type, lokasjon, kapasitet, alder og lengde. NIS er et verktøy for planlegging av nettutvikling, og simulering og analyse av eksisterende nett. Informasjonen samlet inn i NIS danner også grunnlaget for dataene som vises i nettselskapets DMS-system. DMS er et viktig verktøy i daglig nettdrift og feilhåndtering. God kvalitet på dataene som sendes fra NIS er derfor essensielt for god nettdrift.

GIS

Geographical information system, GIS, er et system som henter inn geografiske data om området nettområdet ligger. I tilfelle nettdrift vil aktuelle data være topografiske områder, som skog, bebyggelse, vann og jorder. Nettselskap benytter i dag GIS i samarbeid med NIS-data for å lokalisere nettstruktur i terrenget, samt i noe grad lokalisere feil. Dersom deler av en avgang er luftlinje som går gjennom skog, er det nærliggende å anta at feilstedet vil være her, da vegetasjon er skyld i majoriteten av feil. På vetlandet, der påkjenninger fra saltforurensing fra havet er en betydelig kilde til feil, vil nett nær havområder være potensielle feillokasjoner. Informasjon fra GIS vil også være nyttig for å hjelpe montører å finne frem til transformatorer og brytere, dersom disse for eksempel ligger skogområder.

Vær, vind og lyn

Hvis man vurderer både utløsende og bakenforliggende årsak til feil, vil man se at vær, vind og lyn er involvert i flertallet av feil. Driftssentralen benytter i dag værmeldinger, lyn- og vindkart i daglig drift. Først og fremst for å forberede seg i tilfelle ekstreme værforhold. Ved informasjon om potensielt mye vind, snø eller tordenvær, kan driftssentralen forberede seg ved å kalle inn ekstra mannskaper og operatører. Informasjonen vil også benyttes for å avgjøre hvorvidt det skal prøvekobles ved utfall.

Dersom kvaliteten på vær-, vind- og lyndataene er tilstrekkelig gode, kan de implementeres i SCADA-/DMS-systemet, og på den måten benyttes for å prediktere feillokasjon. I dag benyttes denne type metoder preventivt, men med tilstrekkelig sanntidsdata, vil det kunne benyttes til feillokalisering. I [29] er det foreslått en metode for å forutse avbrudd som følge av vær. Ved å ta utgangspunkt i tilgjengelig værdata i form av vind, lyn, regn og temperatur, samt informasjon om historiske feil i området, vil metoden informere om hvilke områder og komponenter som mest sannsynlig blir utsatt for feil. Metoden er en kunnskapsbasert metode, der nøyaktigheten vil øke etterhvert som flere feiltilfeller registreres. Ved økt antall målepunkter, og en videreutvikling av metoden, kan dette potensielt benyttes til begrense område som må feilsøkes ved avbrudd.

Historiske data, FASIT

Historiske feildata og FASIT-rapporter kan legge grunnlag for beslutninger knyttet til seksjonering av nettet. For eksempel ved at en kjenner til svake punkter i nettet, eller områder spesielt utsatt for feil. I dag benyttes dette til feillokalisering for eksempel ved at operatør, montør eller oppsynsmann har kjennskap til spesielt feilutsatte steder i nettet. Ved mer systematisk bruk av dataene vil det være mulig å karlegge feilsannsynligheten for alle områder i nettet. Ved å kombinere informasjonen om historiske feil og feilårsaker med informasjon om topologien i feilområdet, kan man for eksempel se på muligheten for prediktere feilsted. I [30] er feilstatistikker for ulike nettselskap presentert i GIS. På den måten kan nettselskapet både vurdere svakheter i nettet, og prediktere sannsynlige feilsoner.

Tilbakemelding fra publikum

Observasjoner gjort av forbruker, montører, oppsynsmenn eller tilfeldig forbipasserende kan være verdifull informasjon for operatør ved avbrudd. Operatør vil ofte avvente en fast tid før prøvekobling. Hensikten med dette er både å gi eventuelle personer i nærheten tid til å fjerne seg fra kabel/linje, samt å gi tilstrekkelig tid for tipser å ringe inn til driftssentralen. Typisk vil dette være entreprenør som har truffet en kabel ved graving, eller en montør eller oppsynsmann som kjenner til arbeid i område som kan gi årsak til feil.

Ved avbrudd er det normal praksis at nettselskapet varsler alle berørte nettkunder. Dette gjøres som regel ved at operatør sender ut SMS via DMS. Denne SMSen inneholder gjerne også et telefonnummer og en forespørsel om å ringe inn dersom man har informasjon om avbruddet. Dette kan typisk være observasjoner om trær på linje, gnister eller brann,

4.3 Selvhelende nett

Det endelige målet med feillokalisering i distribusjonsnett, er å gjøre prosessen automatisk. Med tilstrekkelig høy tetthet av sensorer og feilindikatorer, i kombinasjon med en omfattende oversikt over nettets topologi, tilstrekkelig tetthet av automatiske brytere og et velfungerende kommunikasjonssystem, er målet å oppnå et selvhelende nett. Denne tankemåten omtales gjerne som *Fault location, isolation and restoration, FLISR*. I det ligger et ønske om å raskest mulig lokalisere feil, isolere det feilbefengte nettet og gjenopprette forsyning til friskt nett. Figur 4.3 viser en oversikt over tidsbesparelsen ved implementering av FLISR sammenlignet med tradisjonell feillokalisering.

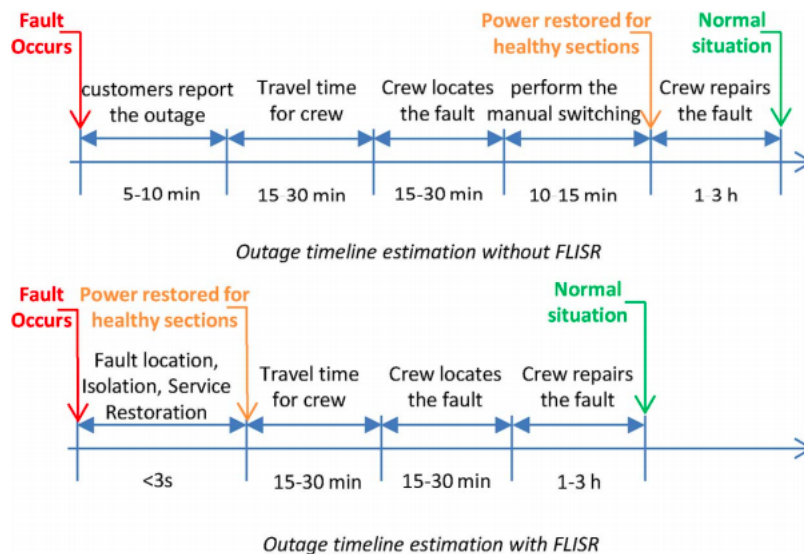


Figure 4.3: Tidslinje for avbruddsvarighet med og uten FLISR [6]

FLISR, slik det benyttes i dag, begrenser seg til å foreslå optimale koblinger for operatør, basert på nettets tilstand når feil inntreffer. [31] tar for seg dagens og fremtidens FLISR-trender. En gjennomgang av litteratur om emne viser en trend der kun halve FLISR-metoden vurderes. Studier fokuserer enten på feillokalisering og isolering, eller på gjenoppretting av forsyning. Det finnes færre studier der disse kombineres. Dette medfører at de fleste studier som undersøker optimale bryterkoblinger for å gjenopprette forsyning i nettet, tar utgangspunkt i at feilstedet er identifisert. I de fleste feiltilfeller i distribusjonsnett vil feillokaliseringen og gjenoppretting av forsyning gjøres parallelt, ettersom feilstedet svært sjeldent er identifisert før nettet er seksjonert.

En automatisering av FLIR-prosessen omtales gjerne som selvheling, man skiller mellom sentral og lokal selvheling[17]. Ved lokal selvheling vil indikatorer, brytere og vern kommunisere med hverandre og koordinerer koblinger for å isolere feilstedet. Dette vil være en effektiv prosess, og være nyttig i nettområder der svært rask gjenoppretting er nødvendig. Ved sentral selvheling vil alle komponenter kommunisere med SCADA, som vil avgjøre optimale koblinger, og kommunisere disse tilbake til nettet. Fordelen med sentral selvheling er muligheten for å finne de optimale koblingene for nettet som helhet, og ta hensyn til produksjon- og lastprofilene i de ulike delene av nettet. Det vil også være nyttig i tilfeller der det er feil på flere avganger. Studien i [32] viser hvordan selvheling kan oppnås ved innføring av feilindikatorer og automatiske brytere.

De største utfordringene ved utvikling av selvhelende nett, er knyttet til kommunikasjonen mellom nettkomponenter, og mellom komponenter og SCADA. Fibernet er den mest pålitelige kommunikasjonen, men dette er svært kostbart. I dag benyttes ofte radio- eller mobilnett, som har varierende pålitelighet. Erfaring fra nettselskap viser at kommunikasjon med fjernstyrte brytere er utfordrende, spesielt under dårlige værforhold med mye vind. I tillegg til kommunikasjonsproblemet, vil man ved selvhelende nett ha behov for stor datakraft for å overvåke all informasjon og håndtere alle beregninger. Nettselskap opplever allerede i dag at datasystemer på driftssentralen kan oppleves trege, ettersom de inneholder store datamengder. Spesielt ved sentral selvheling vil datakraft kunne være begrensende faktor for hvor hurtig selvhelingen kan utføres.

5 | Feil- og avbruddshåndtering

Arbeidsprosessene rundt feil- og avbruddshåndtering varierer blant nettselskapene, men det finnes også tydelige fellestrekk. Dette kapittelet vil gi en generisk innføring i prosessen fra feil inntreffer til forsyning er gjenopprettet. Spesielt vil det fokuseres på *seksjoneringsprosessen*, en elimineringsprosess som benyttes ved feillokalisering. Hensikten er å avgrense det feilbefengte område, og gjenopprette forsyning til øvrige kunder.

5.1 Feillokalisering

Når feil forekommer i distribusjonsnettet vil det føre til feilstrømmer som registreres vernet på den aktuelle avgangen. Effektbryter utløses, og melding om utfall sendes fra vernet til driftssentralens SCADA-system. Operatør vil varsles via alarmer på driftssentralen. I SCADA-systemet vil de aktuelle bryterne som har falt markeres, og eventuelle feilstrømmer som er registrert kan leses av. Har driftssentralen DMS, vil det feilbefengte området markeres i DMS, slik som vist i figur 2.8.

Dagens prosess for avbruddshåndtering er oppsummert i figur 5.1. Prosessen begynner med bryterfall og melding i SCADA. Dersom det er installert GIK på den aktuelle avgangen vil det gjøres forsøk på automatisk innkobling. Dersom det ikke er installert GIK, eller dersom avgangen faller på GIK, må operatøren avgjøre om det skal foretas en prøvekobling. Operatøren må da gjøre en risikovurdering, der sannsynligheten for forbigående feil veies opp mot risiko for skade på menneske, dyr eller materiell. Blant kriteriene som vurderes er:

- Feiltype (kortslutning, jordslutning, ukjent)
- Tid på døgnet
- Andelen linje og kabelnett i berørt område
- Vær
- Topografi i feilrammet område (skog, jorder, bebyggelse osv.)

Er det for eksempel lynaktivitet i området, vil operatøren prøvekoble innen kort tid. Ved feil på dagtid, i godt vær, vil man vente med å prøvekoble, og eventuelt begynne seksjoneringsprosessen før det prøvekobles. Mange nettselskaper opererer med en ventetid før det prøvekobles, for å gi eventuelle skadevoldere mulighet til å melde inn feil. Dette kan for eksempel gjelde graveskader i kabel, trepåfall ved trefelling eller annen kontakt med ledning.

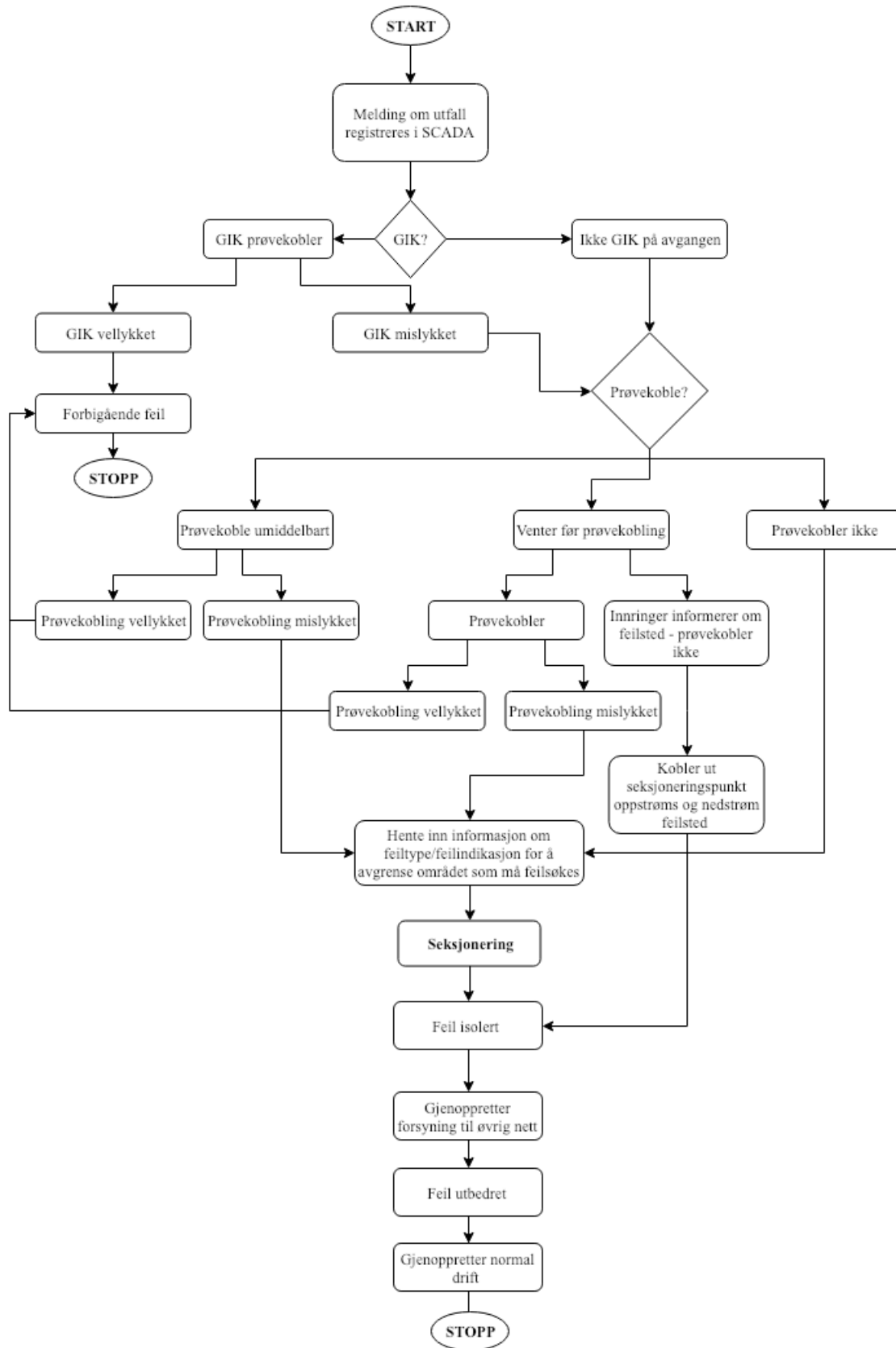


Figure 5.1: Prosessbeskrivelse for dagens Feil- og avbruddshåndtering

Dersom effektbryter faller ved prøvekobling er det fornuftig å anta at det er snakk om en varig feil, og prosessen med å lokalisere feil og gjenopprette forsyning begynner. Første steg vil være å lese av eventuelle feilstrømmer og fjernavleste feilindikatorer, få oversikt over det feilrammede nettet og eventuelle fjernstyrte brytere som kan benyttes. Dersom det finnes kortslutningsstrømmer eller feilindikatorer som kan benyttes til å lokalisere feil, eller avgrense område som må feilsøkes, vil disse benyttes som grunnlag for seksjoneringsprosessen. Hvis det ikke finnes tilgjengelig informasjon som kan benyttes, vil det gjennomføres en tradisjonell seksjonering for å begrense området. Denne prosessen er beskrevet i detalj i neste delkapittel.

Etter en seksjoneringsprosessen skal feilen ideelt sett være avgrenset mellom de to nærmeste seksjoneringspunktene. Underveis i prosessen vil operatør og montører i felt samarbeide for å i størst mulig grad gjenopprette forsyning til kunder utenfor feilbefengt område. Når feilen er begrenset mellom to seksjoneringspunkter, begynner "fin-lokaliseringen". Den aktuelle linje- eller kabelstrekningen vil befarens. Ved luftnett vil dette ofte gjøres ved å benytte bil, eller gå langs linja, mens det ved kabelnett ofte benyttes en metode kalt *meggig*. Det vil da sendes spenningspulser inn i enden av kabelen, som vil reflekteres i feilstedet. Sammen med informasjon om kabelens impedans vil man kunne beregne omtrentlig feilsted. Det kan da benyttes et redskap til å lytte til kabelen. I feilstedet vil spenningspulsene krasje, og avgi lyd. Avslutningsvis vil feilstedet utbedres ved for eksempel kabelskjøting, oppføring av ny linje eller erstatning av brytere, og normal drift kan gjenoprettes.

5.2 Seksjonering

Seksjonering er en prosess der den feilrammede avgangen deles opp og prøvekobles, for å avgjøre hvor på avgangen feilen er lokalisert. Dette gjøres ved å åpne egnede brytere, seksjoneringspunkt, og lukke enten effektbryter eller bryter til strømførende nett. Dersom effektbryter faller, ligger feilen innenfor det aktuelle området, og forsyning kan gjenoprettes til øvrig nett. Det finnes flere ulike metoder for seksjonering. De to mest benyttede seksjoneringsmetodikkene er *sekvensiell seksjonering* og *seksjonering etter halveringspringsippet* [33]. Ved sekvensiell seksjonering begynner seksjoneringen med første seksjoneringspunkt nedstrøms utløst effektbryter, og fortsetter et seksjoneringspunkt om gangen frem til feilbefengt linjesegment er isolert. Denne metoden kan være hensiktsmessig på kortere avganger og ved kortslutninger i kabelnett, der man ønsker å skåne komponenter for unødige påkjenninger ved innkobling mot feil. Det vil også redusere behovet for å "blunke" kunder. Det vil si, unngå svært kortvarige avbrudd ved kobling av brytere. Seksjonering etter halveringsprinsippet er ofte en mer effektiv seksjoneringsmetodikk enn sekvensiell seksjonering, og benyttes så fremt det ikke er sterke argumenter som taler imot. Seksjonering ved halveringsprinsippet har til hensikt å halvere feilbefengt område i hver kobling, og vil potensielt kunne gi stor reduksjon i berørte kunder, ved et fåtall koblinger. Hvilke parameter som danner utgangspunkt for halvering varierer mellom nettselskap, men disse er vanligvis:

- Lengde på avgang
- Antall kunder
- Antall nettstasjoner
- Total last
- KILE
- Feilsannsynlighet

I [33] er det gjort beregninger på ulike seksjoneringsmetodikker på et simplifisert radielt luftnett, uten avgreininger. Resultatene av simuleringene viser at seksjonering basert på *halvering av forventet KILE* og *halvering av lengde på avgang* er gode metoder for seksjonering.

Hvilke parameter som benyttes avhenger også av hvilke informasjon operatør har tilgjengelig, og hvor lett det er å nyttergjøre seg av den. Dersom det ikke finnes mistanke om feilsted, blir valget av seksjoneringspunkt ofte gjort utfra hvilke informasjon som er synlig i DMS. Dette medfører at halvering av nettstasjoner eller KILE oftere blir benyttet.

Figur 5.2 viser en oversikt over hvordan valg av seksjoneringsmetodikk gjøres i dag. Ved ukjent feiltype eller kortslutning i kabelnett, vil de fleste nettselskap benytte sekvensiell seksjonering. Ellers vil seksjonering etter halveringsprinsippet benyttes så lenge dette er hensiktsmessig. Når det feilrammede område er tilstrekkelig redusert, vil fortsatt seksjonering etter halveringsprinsippet medføre at montører kjører frem og tilbake langs samme linjestrekk. Det er derfor hensiktsmessig å gå over til sekvensiell seksjonering. Det er enighet blant nettselskapene om at fjernstyrte brytere benyttes til seksjonering, der disse er tilgjengelig. Dette gjøres uavhengig av feil- og nettype, ettersom potensiell tidsbesparelse og reduksjon i KILE er stor.

Valg av seksjoneringsmetodikk gjøres med bakgrunn i blant annet nett- og feiltype. Selv om nettselskap har retninglinjer om hvilke metodikk som skal benyttes i hvert tilfelle, vil den valgte metodikken likevel ikke følges slavisk. Den kan avvike som følge av en rekke faktorer. Eksempler på faktorer som påvirker seksjoneringsforløpet er listet opp under:

- Prioriterte kunder (liv og helse)
- Ønske om å unngå nettstasjoner med dårlig fremkommelighet
- Kjennskap til svakheter i nettet/sannsynlig feilsted
- Unngå brytere der kobling medfører høyere risiko
- Topografi
- Muligheter for å gjenopprette nettet
- Hensyn til lang reisevei

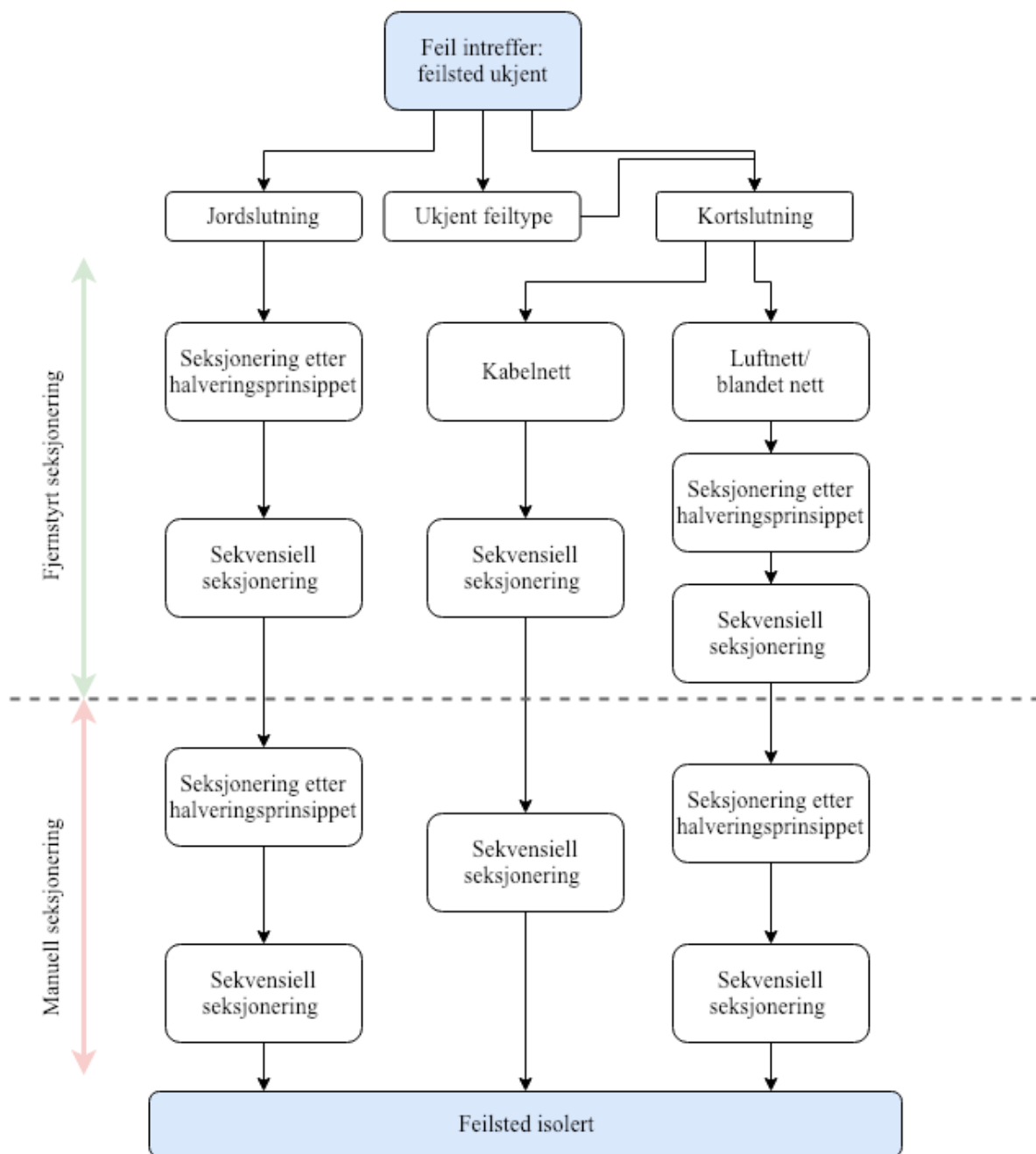


Figure 5.2: Seksjoneringsmetodikker og seksjoneringsforløp i dag

Eksempel på seksjonering

Figur 5.3 viser et seksjoneringsforløp i et tilfelle der det ikke finnes tilstrekkelig informasjon fra indikatorer eller feilstrømmer til å prediktere feilsted. Halveringsprnsippet er benyttet, og det er valgt å halvere på antall nettstasjoner.

Figur 5.3a viser nettet idet feil inntreffer. Feilstrømmene som medfølger vil registres av vernet, og effektbryter vil løses ut. Hele den feilbefengte avgangen blir da spenningsløs, som vist i 5.3b. Første seksjoneringspunkt er markert med rød pil. I første seksjoneringspunkt vil bryter mot NS3 i NS7 kobles ut, og det prøvekobles. Prøvekoblingen holder. Bryter mot NS3 kobles inn, og bryter mot NS9 kobles ut. Det prøvekobles igjen, og også denne prøvekoblingen holder. Operatøren vet nå at feilen ligger bakenfor NS7.

Figur 5.3c viser nettet etter første seksjonering. Åtte nettstasjoner har fått tilbake forsyningen. Andre seksjoneringspunkt er markert med rød pil. Før prøvekobling vil bryter mot NS11 og NS12 i NS10 kobles ut. Effektbryter kobles ut, og bryter i NS7 kobles inn. Det prøvekobles, og effektbryter faller. Feilstedet er nå isolert mellom NS7 og NS10, som vist i figur 5.3d. For å gjenopprette forsyning til kunder tilkoblet NS10, NS11 og NS12, kobles lastskillebryter i NS12 inn.

Tredje seksjoneringspunkt er markert med rød pil i figur 5.3d. Bryter mot NS10 i NS9 kobles ut, og det prøvekobles. Prøvekobling holder, og feil er isolert mellom NS9 og NS10, som vist i figur 5.3e. Nettstrekket mellom NS9 og NS10 vil undersøkes, og feil utbedres. Figur 5.3f viser nettet når normal drift er gjenopprettet.

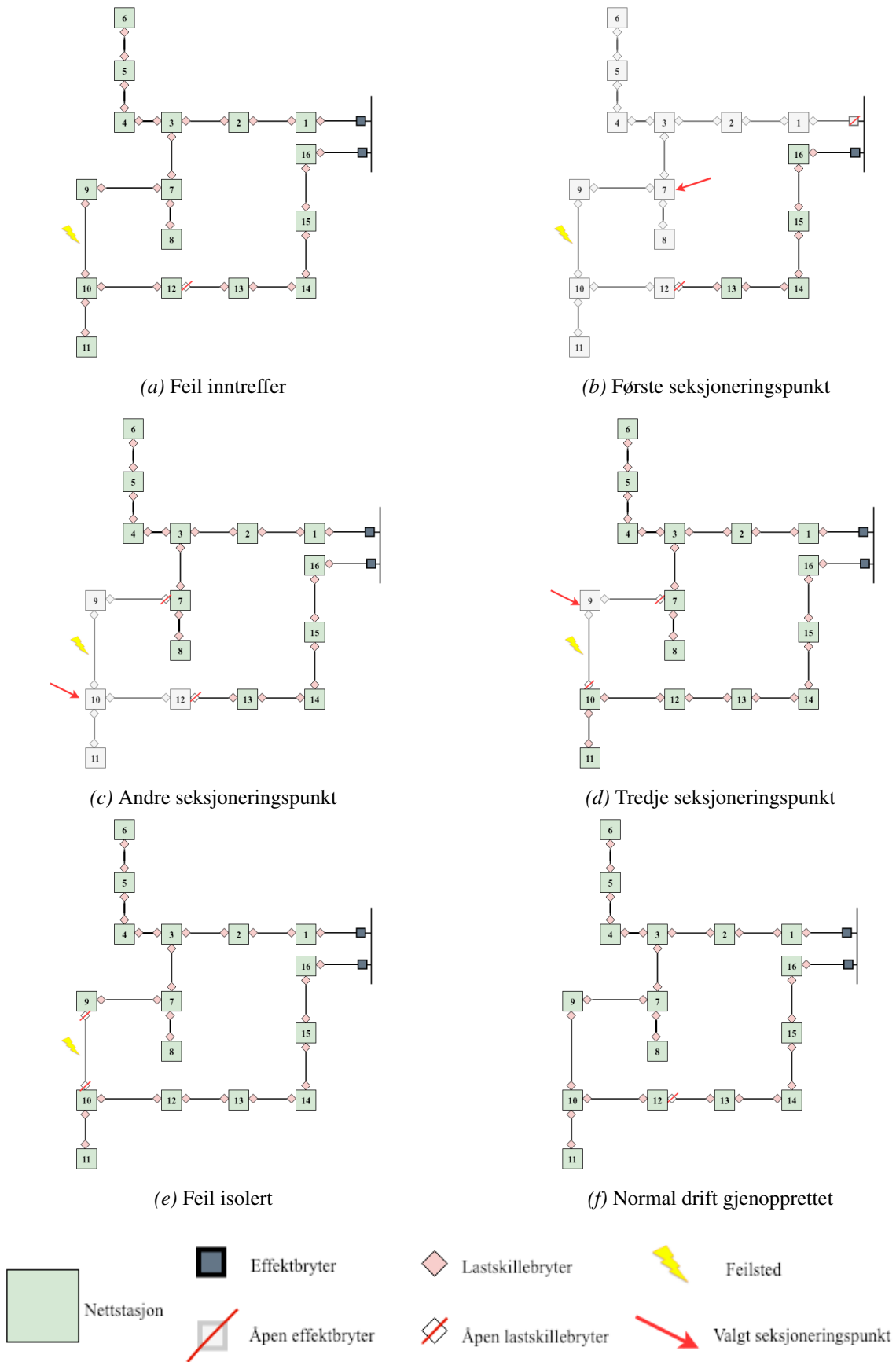


Figure 5.3: Eksempel på seksjonering ved halvering av antall berørte nettstasjoner

6 | Automatisk generering av optimal koblingssekvens

Formålet med denne oppgaven er å foreslå en metode for automatisk generering av optimale bryterkoblinger ved feil i distribusjonsnettet, basert på tilgjengelig informasjon i det aktuelle feiltilfellet. Med utgangspunkt i kjennskap til distribusjonsnettet drift og oppbygning fra kapittel 2, feil og feillokalisering fra kapittel 3 og 4, samt dagens feil- og avbruddshåndtering fra kapittel 5, vil det i dette kapittelet redegjøres en metode for å optimalisere koblingssekvensen ved feil i distribusjonsnettet. Metoden er utformet slik at den kan benyttes i alle feiltilfeller i luft- og blandingsnett, uavhengig av hvilke informasjon som er tilgjengelig og hvilke grad av fjernstyring, automatikk og sensorteknologi som finnes i det aktuelle nettet. Metoden vil derfor bli mer effektiv og nøyaktig etterhvert som flere informasjonsparametre blir tilgjengelig, eller ny teknologi installeres. Metoden er testet på reelle feiltilfeller i BKKs nettområde, gjennom simuleringer i Powels DMS-system, iAM DMS. Simuleringene er gjort hos BKK.

6.1 Forutsetninger og Begrensninger

Det norske distribusjonsnettet domineres av luftnett. Spesielt i grisgrendte landområder, der nettet har radiell utforming og få omkoblingsmuligheter. Som vist i kapittel 3 er det kraftledningen som er hyppigst utsatt for feil, og omgivelsene som er dominerende feilårsak. Det er derfor nærliggende å tenke at grisgrendt luftnett er utsatt for både hyppig og langvarige avbrudd, sammenlignet med andre deler av nettet. I disse landområde vil kundemassen typisk være spredt over et større geografisk område, og med det redusere de økonomisk incentivene for å investere i overvåking, fjernstyring og automatikk i nettet. Hovedfokus i denne oppgaven er derfor feillokalisering og koblingssekvenser i luftnett, med liten grad av tilgjengelig informasjon. Dette innebærer majoriteten av feiltilfeller i distribusjonsnettet i Norge i dag. Foreslått metode vil også inneholde mulige utvidelser, i tilfelle nye teknologi- eller informasjonskilder skal kobles inn.

I kapittel 4 er det redegjort for ulike metoder for feillokalisering basert på tilgjengelig informasjon. Av metodene som er beskrevet, er feillokalisering ved impedansberegninger den eneste som er integrert i metoden. Dette gjøres i DMS, dersom tilstrekkelige målinger av kortslutningsstrømmer er registrert. Det er, i kapittel 4, også redegjort for hvordan ulike informasjonskilder kan ha innvirkning på feillokalisering, og hvordan disse benyttes i dag. I arbeidet med denne metoden vil det i hovedsak benyttes DMS, med tilhørende NIS- og GIS-systemer. Eksterne informasjonskilder som vind, vær, lyn og historiske feil vil ikke implementeres i metoden for valg av koblingssekvens, men vil ha betydning for delaktiviteten *prøvekobling*.

For at metoden skal kunne benyttes er det satt som absolutt forutsetning at nettselskapet har tilgjengelig SCADA og DMS-systemer, med korrekt informasjon om nettets oppbygning. Det er også satt som forutsetning at alle avbrudd detekteres i SCADA, at alle fjernstyrte og automatiske brytere fungerer som tiltekt, og at eventuelle feilindikatorer indikerer korrekt.

6.2 Beskrivelse av foreslått metode

Den foreslåtte arbeidsprosessen for feil- og avbruddshåndtering er vist i flytskjemaet i figur 6.1. Første del, med GIK og prøvekobling, er lik i alle feiltilfeller. Det er valgt å inkludere GIK i prosessen. I tilfeller der GIK ikke er installert eller er avskrudd, vil DMS avgjøre hvorvidt det skal prøvekobles basert på de samme informasjonskildene som benyttes av operatør i dag. Dersom denne prosessen kan gjøres tilstrekkelig raskt, kan det tenkes at bruk av GIK avvikes, da en kalkulert avgjørelse om prøvekobling vil øke personsikkerheten. Videre vil metoden resultere i fire ulike scenarier, avhengig av informasjon om feiltyper og feilindikasjon. De ulike scenariene er; kjent feilsted, kjente feilsteder, kjent feilsone og ukjent feilsted. De fire ulike scenariene er beskrevet i hvert sitt flytskjema, med tilhørende forklaringer. Videre vil flytskjema for ulike delprosesser presenteres, slik som seksjonering, prøvekobling og prioritering av koblinger ved kjente feilsteder eller kjent feilsone. De to seksjoneringsmetodikkene som vurderes er *halvering av antall nettstasjoner* og *halvering av KILE*.

Metoden er utviklet slik at det kan benyttes både som beslutningsverktøy for operatør, og som selvstendig beslutningstaker. I overgangen mot et nett med høyere grad av selvhelning, vil forslag av optimale bryterkoblinger trolig i første omgang fungere som en anbefaling, mens det er operatør som tar de endelige beslutningene om hvilke koblinger som skal utføres. På sikt, med tilstrekkelig mange fjernstyrte brytere i nettet, vil denne prosessen trolig automatiseres, slik at SCADA automatisk utfører koblingssekvensen DMS foreslår. Hvordan DMS identifiserer og markerer mulige seksjoneringspunkt, og foreslår koblinger for operatør, er illustrert i 6.2.4.1. Metodens nytteverdi vil videre vurderes ved sammenligning med reelle feiltilfeller. Vurderingskriteriet for optimalisering vil være total KILE for avbruddet.

Det er valgt å ikke formulere en optimeringsalgoritme for å generere koblinger. Dette ville vært et svært komplekst problem, med mange variabler. Det ville krevd omfattende kartlegging og prioritering av alle faktorer som påvirker avbruddsvarigheten. En slik algoritme vil dessuten kreve kontinuerlig tilstandsinformasjon om nettet, og stor datakraft. Det er derfor besluttet å begrense optimaliseringen til å vurdere hvilke seksjoneringsmetodikk som gir best resultat.

**Metoden beskrevet i figur 6.1 inneholder et steg der DMS skal avgjøre hvorvidt det skal prøvekobles. Det er ikke utviklet en metodikk for denne beslutningsprosessen i denne oppgaven. Det er også mulig at operatør tar denne beslutningen. Dersom det besluttes å prøvekobles, vil det, avhengig av scenario, gjøres koblinger før prøvekoblingen foretas. Dette er beskrevet i 6.14.*

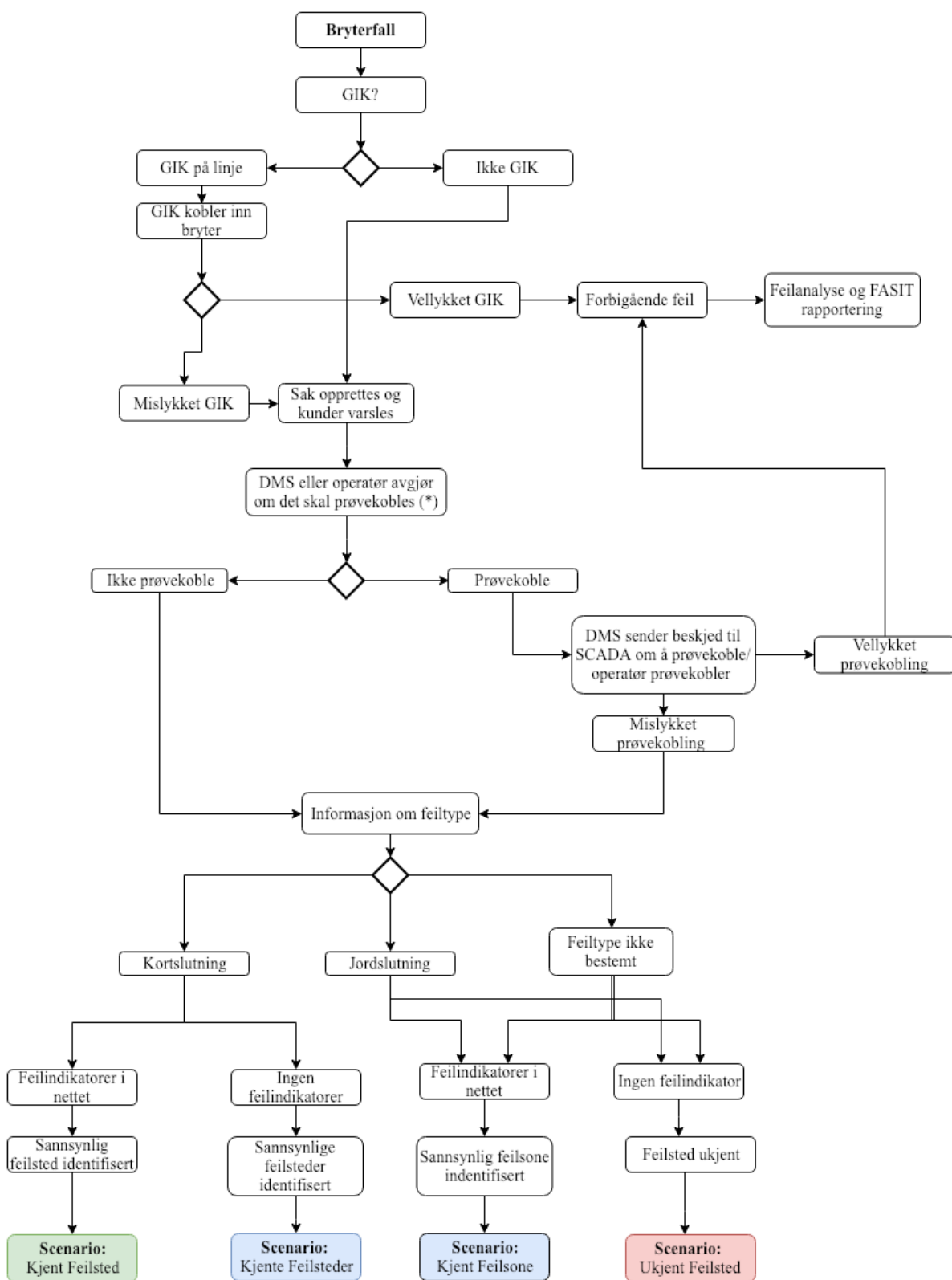


Figure 6.1: Arbeidsprosessen ved feil- og avbruddshåndtering

6.2.1 Scenario: Ukjent feilsted

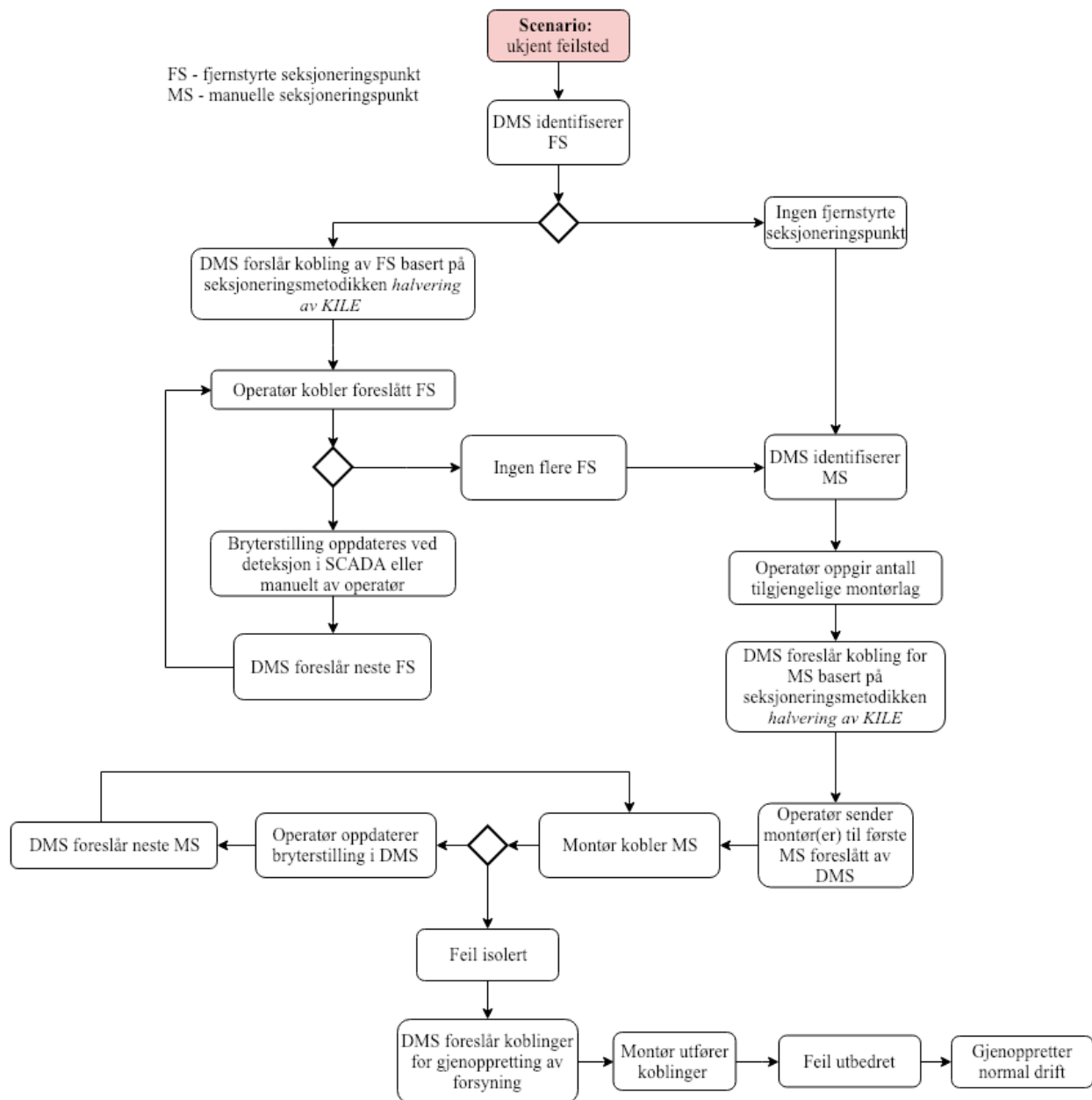


Figure 6.2: Prosessbeskrivelse for koblingssekvens ved ukjent feilsted

Koblingssekvens:

1. DMS identifiserer og markerer mulige fjernstyrte seksjoneringspunkt på avgangen, inkludert brytere mot reservemating.
2. DMS foreslår kobling for fjernstyrte seksjoneringspunkt basert på seksjoneringsmetodikken *halvering av forventet KILE*.
 - (a) Alternativ: Ingen fjernstyrte seksjoneringspunkt.
3. Operatør kobler foreslått fjernstyrt seksjoneringspunkt i SCADA
4. Ingen flere fjernstyrte seksjoneringspunkt er tilgjengelig for kobling
 - (a) Alternativ: Fortsett fjernstyrt seksjonering.
5. DMS identifiserer og markerer mulige manuelle seksjoneringspunkt
6. Operatør oppgir antall tilgjengelige montørlag
7. DMS foreslår kobling av manuelle seksjoneringspunkter basert på seksjoneringsmetodikken *halvering av forventet KILE*.
8. Operatør sender montør til det/de første foreslåtte manuelle seksjoneringspunktene
9. Montør kobler manuelle seksjoneringspunkt
10. Feil isolert
 - (a) Alternativ: Fortsett manuell seksjonering
11. DMS foreslår koblinger for å gjenopprette forsyning til øvrig nett
12. Montør utfører foreslåtte koblinger
13. Feil utbedres
14. Normal drift gjenoprettes

Alternativ: Ingen fjernstyrte seksjoneringspunkt

1. DMS kunne ikke identifisere noen fjernstyrte seksjoneringspunkt på den aktuelle avgangen

Alternativ: Fortsett fjernstyrt seksjonering

1. Bryterstilling oppdateres i DMS ved automatisk deteksjon i SCADA, eller manuelt av operatør
2. DMS foreslår neste fjernstyrte seksjoneringspunkt.
3. Operatør kobler foreslått fjernstyrt seksjoneringspunkt i SCADA

Alternativ: Fortsett manuell seksjonering

1. Operatør oppdaterer bryterstilling i DMS
2. DMS foreslår neste manuelle seksjoneringspunkt etter seksjoneringsprinsippet *halvering av forventet KILE*
3. Montør kobler foreslått manuelt seksjoneringspunkt.

6.2.2 Scenario: Kjent Feilsone

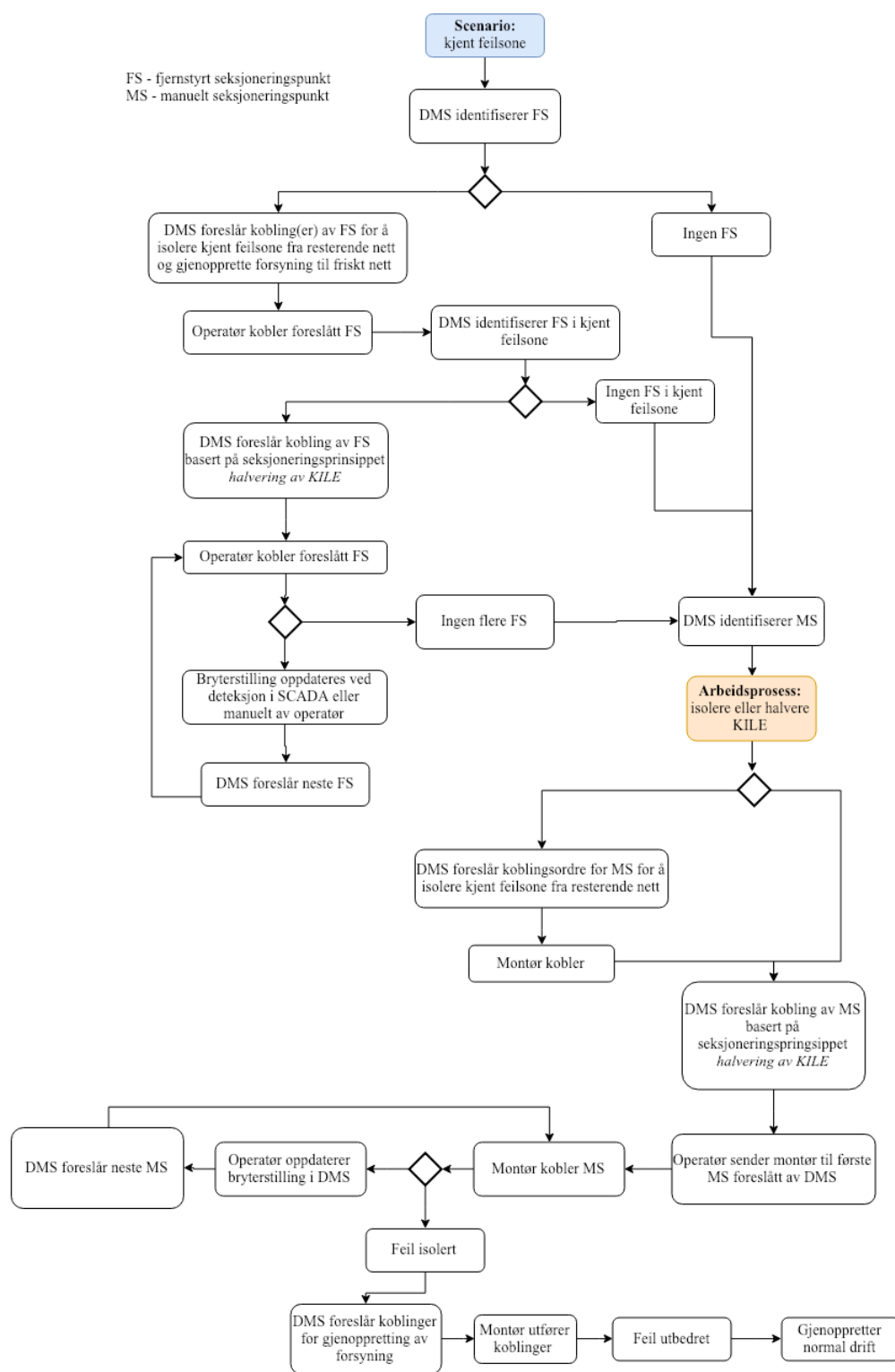


Figure 6.3: Prosessbeskrivelse for koblingssekvens ved kjent feilsone

Koblingssekvens:

1. DMS identifiserer og markerer mulige fjernstyrte seksjoneringspunkt på avgangen, inkludert brytere mot reservemating.
2. DMS foreslår kobling for fjernstyrte seksjoneringspunkt med mål om å isolere kjent feilsone fra resterende nett
 - (a) Alternativ: Ingen fjernstyrte seksjoneringspunkt
3. Operatør kobler foreslått fjernstyrt seksjoneringspunkt i SCADA
4. DMS identifiserer fjernstyrte seksjoneringspunkt i kjent feilsone
5. DMS foreslår kobling av fjernstyrte seksjoneringspunkt i kjent feilsone basert på seksjoneringsprinsippet *halvering av forventet KILE*
 - (a) Alternativ: Ingen fjernstyrte seksjoneringspunkt i kjent feilsone
6. Operatør kobler foreslått fjernstyrt seksjoneringspunkt
7. Ingen flere fjernstyrte seksjoneringspunkt igjen å koble
 - (a) Alternativ: Fortsett fjernstyrt seksjonering i kjent feilsone
8. DMS identifiserer alle manuelle seksjoneringspunkt
9. DMS avgjør om det skal prioriteres å isolere feilsone eller seksjoneres ved halvering av KILE
10. DMS foreslår og markerer kobling av manuelle seksjoneringspunkt i kjent feilsone basert på seksjoneringsprinsippet *halvering av forventet KILE*
 - (a) Alternativ: isolere feilsone
11. Montør kobler foreslått seksjoneringspunkt
12. Feil isolert
 - (a) Alternativ: Fortsett manuell seksjonering
13. DMS foreslår og markerer koblinger for å gjenopprette forsyning til resterende nett
14. Montør utfører foreslåtte koblinger
15. Feil utbedres
16. Normal drift gjenopprettes.

Alternativ: Ingen fjernstyrte seksjoneringspunkt

1. DMS finner ingen fjernstyrte seksjoneringspunkt

Alternativ: Ingen fjernstyrte seksjoneringspunkt i kjent feilsone

1. DMS finner ingen fjernstyrte seksjoneringspunkt i kjent feilsone

Alternativ: Fortsett fjernstyrt seksjonering

1. Bryterstilling oppdateres automatisk i SCADA eller manuelt av operatør
2. DMS foreslår neste fjernstyrte seksjoneringspunkt etter seksjoneringsprinsippet *halvering av KILE*
3. Operatør kobler foreslått fjernstyrt seksjoneringspunkt

Alternativ: Isolere feilsone

1. DMS foreslår koblinger for manuelle seksjoneringspunkt, med mål om å isolere kjent feilsone fra resterende nett
2. Montør utfører koblinger for å isolere feilsone fra resterende nett

Alternativ: Fortsett manuell seksjonering

1. Operatør oppdaterer bryterstilling i DMS
2. DMS foreslår kobling av manuelle seksjoneringspunkt etter seksjoneringsprinsippet *halvering av forventet KILE*
3. Montør kobler foreslått seksjoneringspunkt

6.2.3 Scenario: Kjente Feilsteder

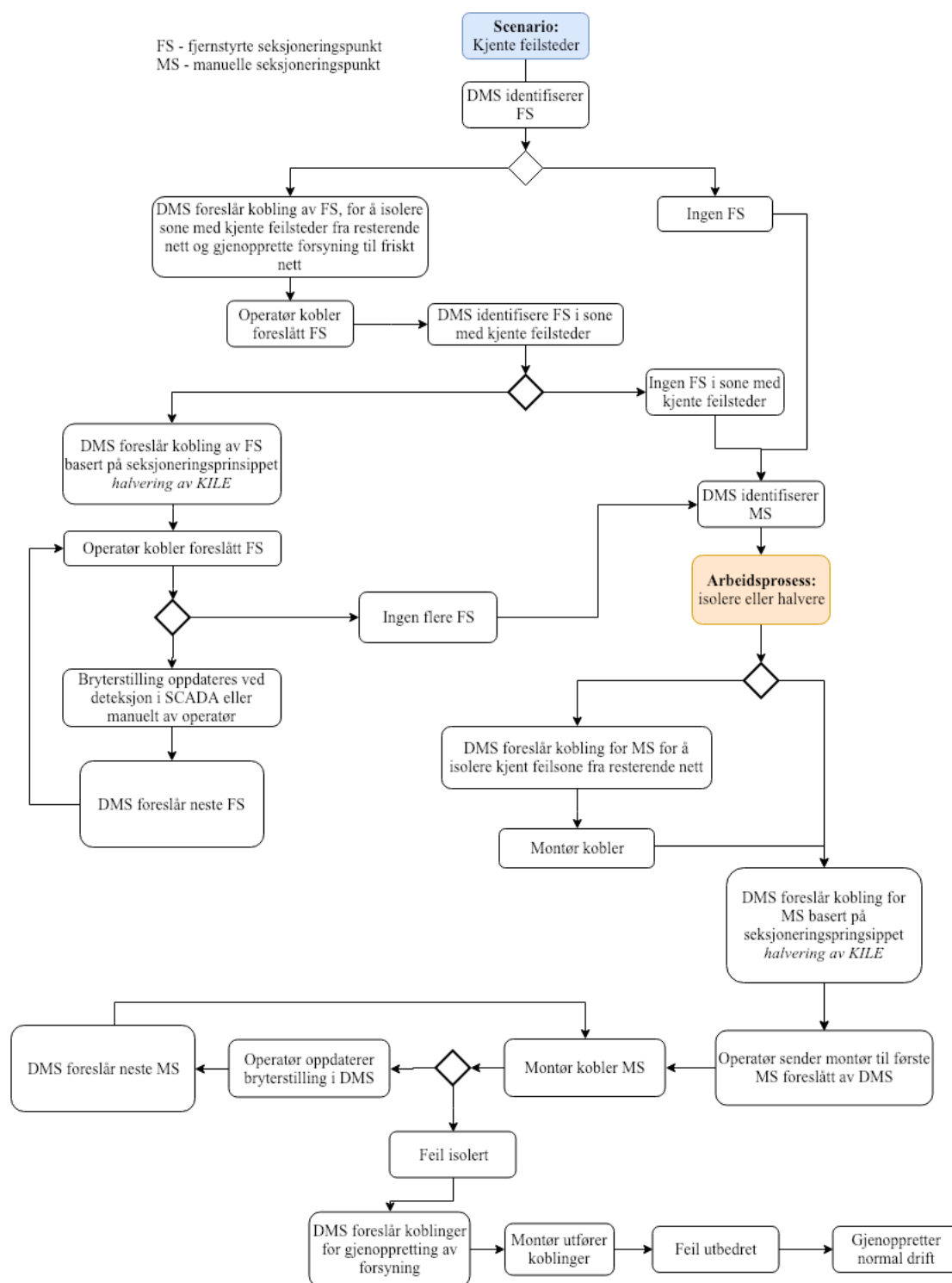


Figure 6.4: Prosessbeskrivelse for koblingssekvens ved kjente feilsteder

Koblingssekvens

1. DMS identifiserer og markerer mulige fjernstyrte seksjoneringspunkt på avgangen, inkludert brytere mot reservemating.
2. DMS foreslår koblinger for fjernstyrte seksjoneringspunkt, med målsetning om å isolere sone med kjente feilsteder fra resterende nett og gjenopprette forsyning til friskt nett
 - (a) Alternativ: ingen fjernstyrte brytere
3. Operatør utfører foreslåtte koblinger i SCADA
4. DMS identifiserer og markerer fjernstyrte seksjoneringspunkt i sone med kjente feilsteder
 - (a) Alternativ: Ingen fjernstyrte seksjoneringspunkt i sone med kjente feilsteder
5. DMS foreslår koblinger for fjernstyrte seksjoneringspunkt i sone med kjente feilsteder, basert på seksjoneringsprinsippet *halvering av forventet KILE*.
6. Operatør kobler foreslått fjernstyrte seksjoneringspunkt
7. Ingen flere fjernstyrte seksjoneringspunkt
 - (a) Alternativ: Fortsett fjernstyrt seksjonering
8. DMS identifiserer manuelle seksjoneringspunkt
9. DMS igangsetter scenario: isolere eller halvere
 - (a) Alternativ: Isolere sone med feilsteder fra resterende nett
10. DMS foreslår koblinger for manuelle seksjoneringspunkt basert på seksjoneringsprinsippet *halvering av forventet KILE*
11. Operatør sender montør til første manuelle seksjoneringspunkt
12. Montør kobler manuelt seksjoneringspunkt
13. Feil isolert
 - (a) Alternativ: Fortsett manuell seksjonering
14. DMS foreslår koblinger for å gjenopprette forsyning til friskt nett
15. Feil utbedres
16. Normal drift gjenoprettes.

Alternativ: Ingen fjernstyrte seksjoneringspunkt

1. DMS finner ingen fjernstyrte seksjoneringspunkt i det feilrammede nettområde

Alternativ: Ingen fjernstyrte seksjoneringspunkt i sone med kjente feilsteder

1. DMS finner ingen fjernstyrte seksjoneringspunkt i sone med kjente feilsteder

Alternativ: Fortsett fjernstyrt seksjonering

1. Bryterstilling oppdateres automatisk i SCADA eller manuelt av operatør
2. DMS foreslår neste fjernstyrte seksjoneringspunkt etter seksjoneringsprinsippet *Halvering av forventet KILE*
3. Operatør kobler foreslått seksjoneringspunkt

Alternativ: Isolere sone med feilsteder fra resterende nett

1. DMS foreslår koblinger for manuelle seksjoneringspunkt, med mål om å isolere kjent feilsone fra resterende nett
2. Montør utfører koblinger

Alternativ: Fortsett manuell seksjonering

1. Operatør oppdaterer bryterstilling i DMS
2. DMS foreslår kobling av manuelle seksjoneringspunkt etter seksjoneringsprinsippet *halvering av forventet KILE*
3. Montør kobler foreslått seksjoneringspunkt

6.2.4 Scenario: Kjent feilsted

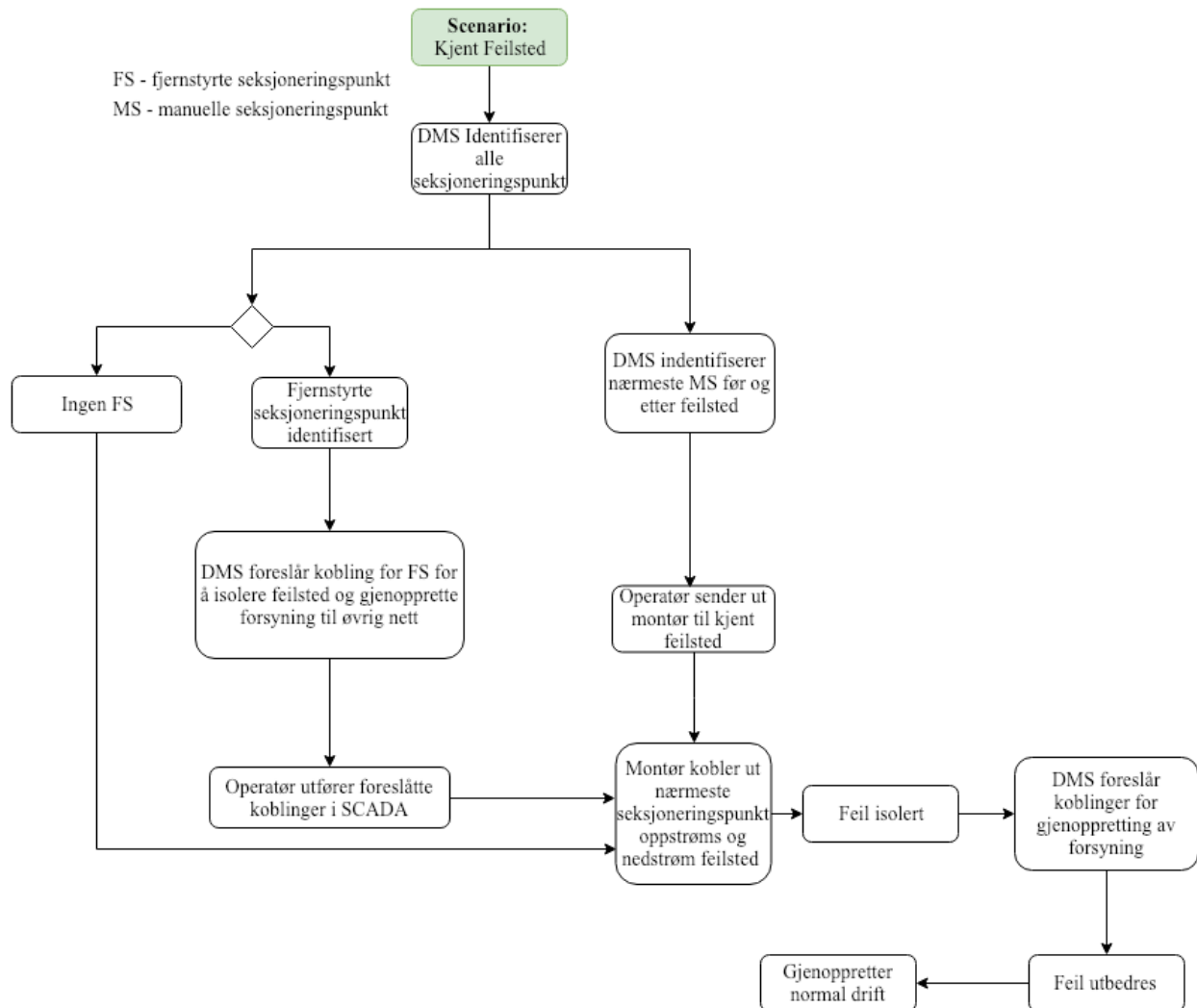


Figure 6.5: Prosessbeskrivelse for koblingssekvens ved kjent feilsted

Koblingssekvens

1. DMS identifiserer alle seksjoneringspunkt
2. **Paralell hendelse A:**
 - (a) DMS identifiserer og markerer alle fjernstyrte seksjoneringspunkt
 - i. Alternativ: ingen fjernstyrte seksjoneringspunkt
 - (b) DMS forelår koblinger av fjernstyrte brytere, for å isolere feilsted fra resterende nett, og gjenopprette forsyning til øvrig nett
 - (c) Operatør utfører foreslåtte koblinger i SCADA
3. **Paralell hendelse B:**
 - (a) DMS identifiserer og markerer nærmeste seksjoneringspunkt oppstrøms og nedstrøms kjent feilsted
 - (b) Operatør sender montør til manuelle seksjoneringspunkt
4. Montør kobler nærmeste seksjoneringspunkt oppstrøms og nedstrøms feilsted
5. Feil isolert
6. DMS foreslår koblinger for å gjenopprette forsyning til øvrig nett
7. Montør utfører foreslåtte koblinger
8. Feil utbedres
9. Gjenoppretter normal drift

Alternativ: Ingen fjernstyrte seksjoneringspunkt

1. DMS finner ingen fjernstyrte seksjoneringspunkt

6.2.4.1 Eksempel

Med utgangspunkt i scenariet *kjent feilsted* vil deler av prosessen illustreres. Når feil inntreffer vil det feilrammede området markeres i DMS. Området analyseres, og DMS vil identifisere alle fjernstyrte seksjoneringspunkt i det rammede område, og som kobler det aktuelle område til øvrig nett. Figur 6.6 viser hvordan fjernstyrte seksjoneringspunkt vil markeres i DMS. Basert på denne informasjonen, vil DMS foreslå en koblingssekvens for fjernstyrte brytere for å isolere feilstedet og gjenopprette øvrig forsyning. Dette presenteres som foreslåtte koblinger for operatør, som kan velge å utføre koblingene i SCADA, eller gjøre andre koblinger.

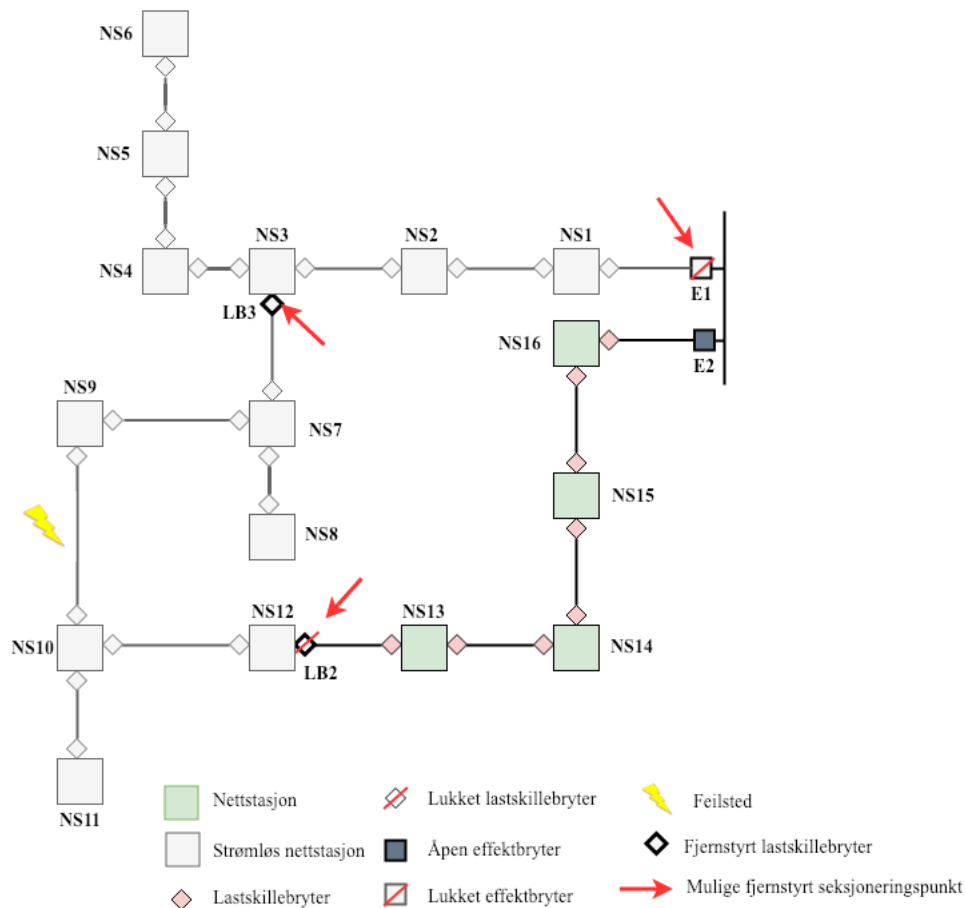


Figure 6.6: Markering av mulige fjernstyrte seksjoneringspunkt

For eksempelet i figur 6.6 vil foreslåtte koblinger kunne formuleres som i tabell 6.1.

Steg	Kobling	Kobler
1	NS3 LB3	UT SCADA
2	E1	INN SCADA

Table 6.1: Forslag til koblinger for fjernstyrte seksjoneringspunkt

For de manuelle seksjoneringspunktene vil kun foreslåtte koblinger markeres i DMS. Dette er vist i figur 6.7.

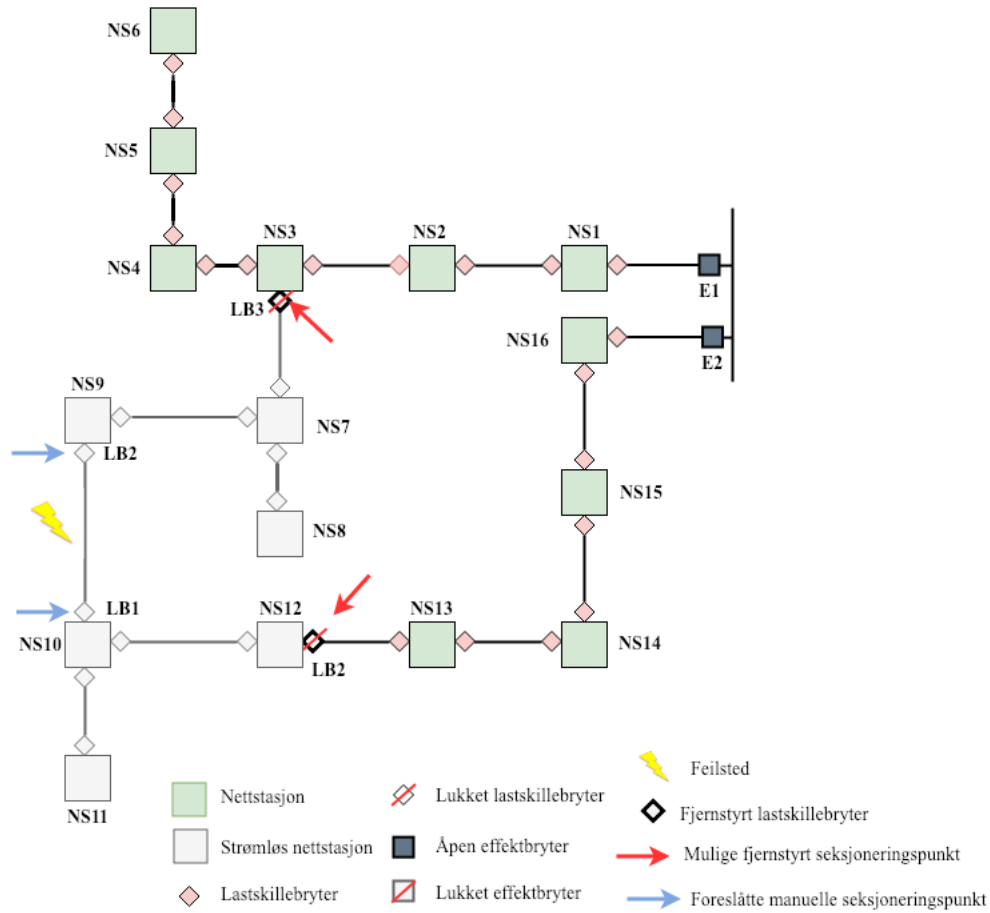


Figure 6.7: Markering av foreslåtte manuelle seksjoneringspunkt

Hele den foreslåtte koblingssekvens for å isolere feilsteder er oppsummert i tabell 6.2.

Steg	Kobling	Kobler
1	NS3 LB3	UT SCADA
2	E1	INN SCADA
3	NS9 LB2	UT montør
4	NS3 LB3	INN SCADA
5	NS10 LB1	UT montør
6	NS12 LB2	INN SCADA

Table 6.2: Alle foreslåtte koblinger

6.3 Isolere feilsone eller halvere KILE?

I de to scenarioene *kjent feilsone* og *kjente feilsteder*, vil det være behov for å beslutte det skal priorites å isolere feilrammet nettområde fra friskt nett, eller gå direkte til seksjonering etter halvering av KILE. Hvilke av disse som bør prioriteres, avhenger av KILE-fordelingen i nettet. Arbeidsprosessen for å avgjøre hva som skal prioriteres er forklart i flytdiagrammet i figur 6.8. Kumulativ forventet KILE blir beregnet for alle seksjoneringspunkt, og første seksjoneringspunkt for de to alternativene blir identifisert. Dersom forventet reduksjon av KILE

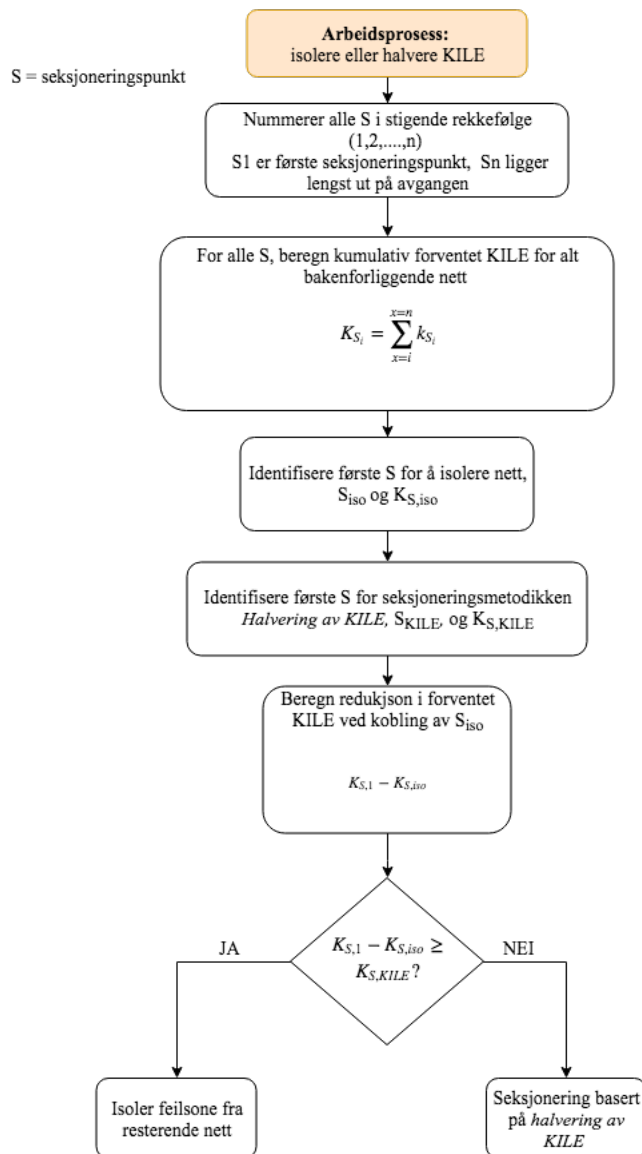


Figure 6.8: Flytskjema over seksjoneringsmetodikke halvering av forventet KILE

6.4 Seksjoneringsmetodikker

I kapittel 5 blir ulike metoder for seksjonering presentert. Det kommer frem at seksjonering etter halveringsprinsippet benyttes ved seksjonering i luftnett. Slik situasjonen er i distribusjonsnettet i dag, vil det i de fleste feiltilfeller benyttes manuell seksjonering for å lokalisere feilen. Enten som eneste metode, eller som en avsluttende del av feilsøket. Det vil som regel være den mest tidkrevende delen av feillokaliseringprosessen. Det er derfor hensiktsmessig å vurdere hvilke seksjoneringsmetodikker som gir best resultater. Fordi det er begrenset mengde informasjon tilgjengelig om det aktuelle nettet, er det valgt å vurdere kun to seksjoneringsmetodikker: *halvering av antall nettstasjoner* og *halvering av forventet KILE*.

I begge metodene er det lagt inn et trinn om spesielt egnet seksjoneringspunkt, som vurderes før det bestemmes hvilket seksjoneringspunkt som skal benyttes. Etter metoden har pekt ut et seksjoneringspunkt basert på valgt metode, vil nærmeste seksjoneringspunkt oppstrøms og nedstrøms punktet vurderes. Dersom et av disse klassifiseres som spesielt egnet punkt, og avstanden mellom foreslått punkt og spesielt egnet punkt ikke er for lang, vil spesielt egnet punkt velges som neste seksjoneringspunkt. Dette kan for eksempel være nettstasjoner med flere avgreininger. Det kan også være aktuelt dersom det valgte seksjoneringspunktet er vanskelig å nå. Eksempelvis dersom det ligger i låst nettstasjon eller langt fra bilvei. For at metoden skal kunne nyttegjøre seg av spesielt egnede seksjoneringspunkt, må seksjoneringspunkt registres som dette i DMS.

6.4.1 Seksjoneringsmetodikk: halvering av antall NS

Seksjoneringsmetodikken halvering av antall NS er vist i flytskjemaet i figur 6.10. Alle seksjoneringspunkt i det berørte område identifisere og nummereres i stigende rekkefølge. Effektbryter er første seksjoneringspunkt ($a=1$), mens seksjoneringspunkt lengst ut på den aktuelle avgangen nummereres som seksjoneringspunkt n ($b=n$). Seksjoneringspunktet lengst ut er enten en normalt åpen bryter som kan kobles inn som reserve, eller en tenkt bryter plassert på utsiden av siste nettstasjon for å avgrense feilområdet. Alle nettstasjoner nummereres i stigende rekkefølge, der NS1 er første nettstasjon nedstrøms første seksjoneringspunkt, mens NS n ligger lengst ut av avgangen. Ved avgreininger vil avgreining med færrest antall nettstasjoner nummereres først. Det er antall nettstasjoner som bestemmer hvordan nettet skal nummereres, mens brytere nummereres i samme mønster. Et eksempel på dette er vist i figur 6.9.

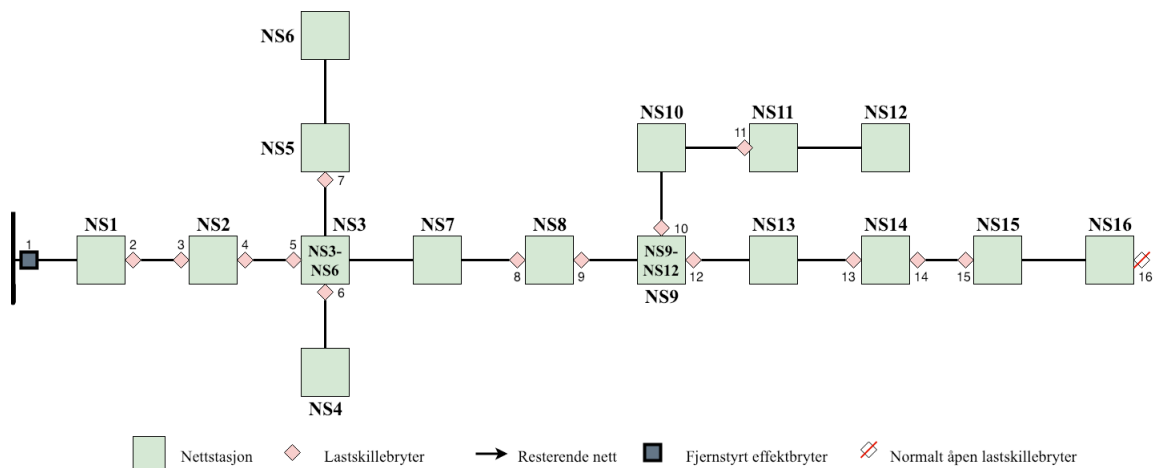


Figure 6.9: Nummerering av nettstasjoner og seksjoneringspunkt

Videre i seksjoneringsprosessen vil det totale antallet nettstasjoner halveres, og seksjoneringspunktet nærmest den aktuelle nettstasjonen identifiseres. Ved avgreininger vil beregnet NS benyttes i tilfeller der antall nettstasjoner på avgangen er mer en halvparten av det totale antall nettstasjoner. Eller vil nettstasjon på hovedavgang benyttes. Eksempelvis, som vist i figur 6.9, vil alle seksjoneringspunkter som resulterer i NS9-NS12, resultere i NS9 som valgte nettstasjon. Etter nettstasjon og nærmeste seksjoneringspunkt er identifisert, vil nærmeste seksjoneringspunkt oppstrøms og nedstrøms det beregnede seksjoneringspunktet undersøkes. Dersom en av disse er klassifisert som spesielt egent seksjoneringspunkt, vil dette punkt benyttes. Bryter i valgt seksjoneringspunkt åpnes, og det prøvekobles. Avhengig av om prøvekoblingen holder eller ikke, vil seksjoneringspunktet benyttes som hhv første eller siste når metoden gjentas. Prosessen forsetter frem til feilstedet er isolert mellom to nærliggende seksjoneringspunkt, a og b .

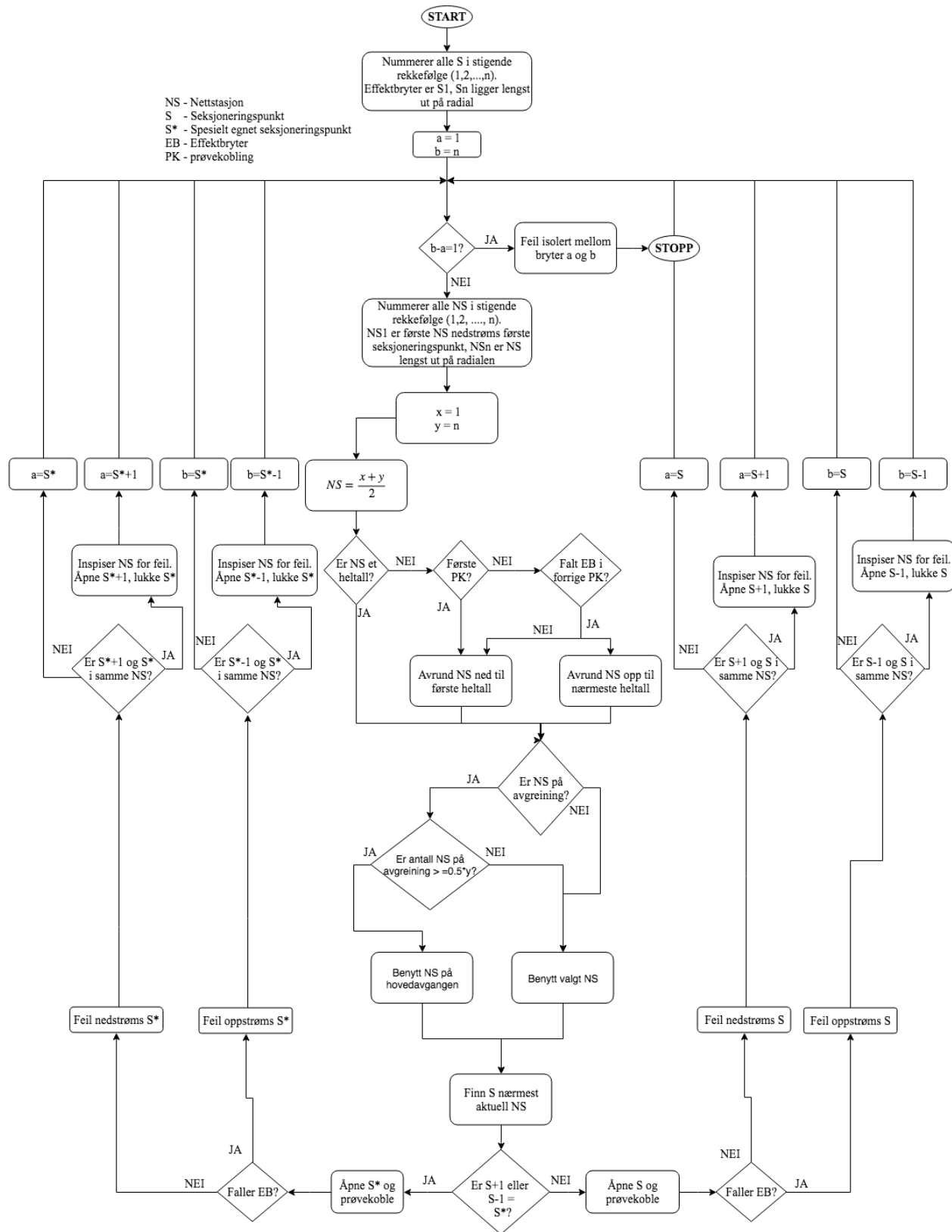
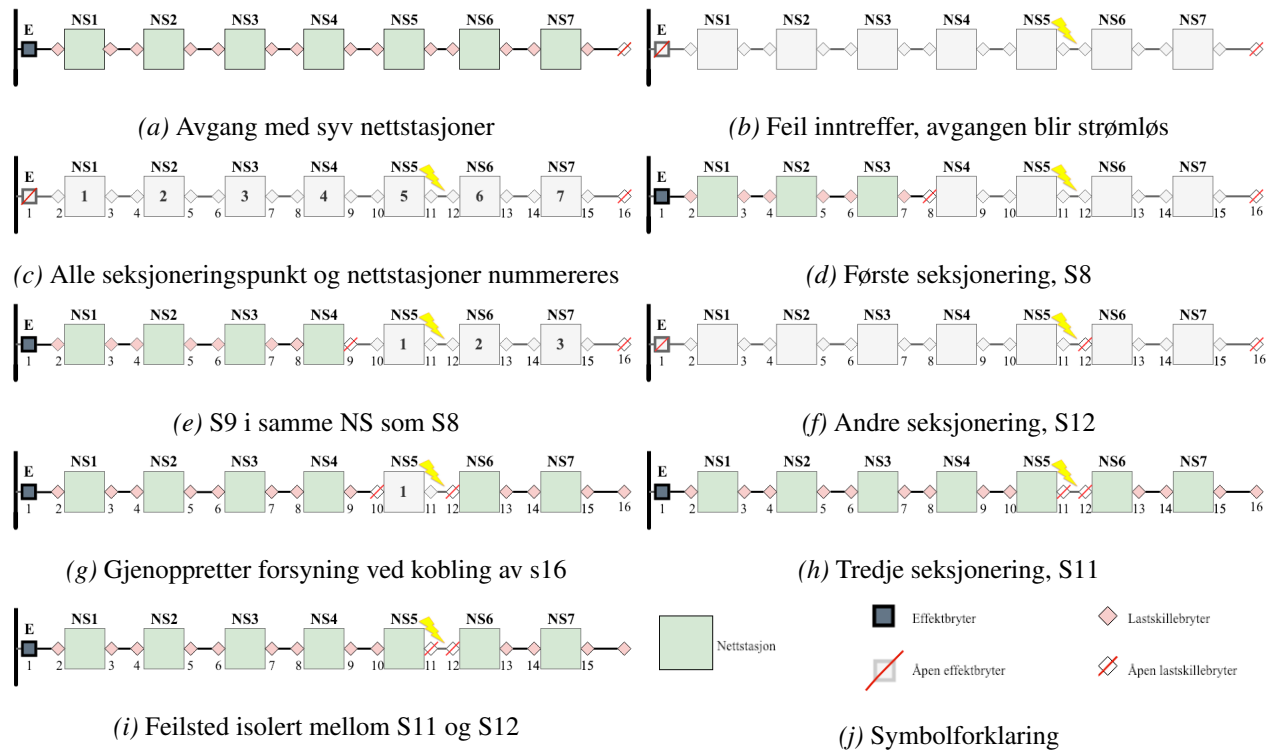


Figure 6.10: Flytskjema over seksjoneringsmetodikke halvering av antall nettstasjoner

Eksempel på seksjonering ved halvering av antall nettstasjoner

Seksjoneringsmetodikken *halvering av antall nettstasjoner* er vist og forklart i de kommende figurene. Metoden er vist på en svært enkel avgang. Den er radiell, uten avgreininger, har syv nettstasjoner og lastskillebrytere på begge tilkoblingspunkter av hver nettstasjon. Foruten effektbryteren, er alle brytere på avgangen manuelle. Avgangen er vist i figur 6.11a.



Når feil inntreffer løser effektbryter ut, og avgangen blir strømløs. Dette er vist i figur 6.11b. Alle nettstasjoner og seksjoneringspunkt nummereres, som vist i figur 6.11c. Med $a=1$, $b=16$, $x=1$ og $y=7$ gir metoden beskrevet i 6.10 første seksjoneringspunkt S8 i NS4. Bryter kobles ut, det prøvekobles og prøvekoblingen holder. Dette er vist i figur 6.11d. Inspeksjon av NS4 viser at nettstasjonen er feilfri. S9 kobles ut og S8 kobles inn, vist i figur 6.11e.

Med $a=9$, $b=16$, $x=1$ og $y=3$ gjentas metoden i 6.10. Neste seksjoneringspunkt er S12 i NS6. Ettersom feilsteder er oppstrøms S12 faller avgangen på prøvekobling. Dette er vist i figur 6.11f. Feilstedet er nå isolert mellom S9 og S12, som vist i figur 6.11g. For å gjenopprette forsyning til NS6 og NS7 kobles S16 inn, vist i figur 6.11h. Metoden i 6.10 gjentas en tredje gang, med $a=9$, $b=12$, $x=1$ og $y=1$. S11 kobles ut, det prøvekobles og prøvekoblingen holder. Feilsteder er isolert mellom S11 og S12, og seksjoneringen er ferdig. Isolert feilsted er vist i figur 6.11i

Koblingsforløpet er oppsummert i tabell. Det er lagt inn forslag til tid benyttet på hvert steg. Hensikten med dette er å gi et omtrentlig bilde på en seksjonering, og er ikke representativt for et reelt tilfelle. Hvor lang tid som benyttes i hvert steg avhenger i stor grad av distanse mellom seksjoneringspunkt, fremkommelighet og hvor mange mannskap man har tilgjengelig. På et tidspunkt i seksjoneringen vil man gjerne gå fra *halvering* til *rullerende seksjonering*. Dette er ikke tatt hensyn til i dette eksempelet.

6.4.2 Seksjoneringsmetodikk: halvering av forventet KILE

Seksjoneringsmetodikken *halvering av forventet KILE* baserer seg på å velge seksjoneringspunkter slik at den forventede KILE-kostnaden i området halveres ved hver kobling. Figur 6.12 viser flytskjema over en tenkt metode for seksjonering med utgangspunkt i halvering av forventet KILE. Alle seksjoneringspunkter i nettet vil nummereres slik at første seksjoneringspunkt får nummer 1, og siste nummer n . Siste seksjoneringspunkt er enten bryter til reservemating, eller en fiktiv bryter plassert nedstrøms nettstasjon lengst ut på avgangen. Dette for å definere feilområde også i tilfeller uten mulighet for omkobling. Nummerering ved avgreining vil gjøres på samme måte som i halvering av antall nettstasjoner, slik som vist i figur 6.9. Avgreining med færrest antall nettstasjoner vil nummereres først. For hvert seksjoneringspunkt beregnes forventet KILE for aktuelt punkt, og alle bakenforliggende punkt på avgangen. Dette medfører at kumulativ KILE til første seksjoneringspunkt, K_{S_a} representerer forventet KILE for hele den strømløse avgangen. Total KILE, K_{S_a} , halveres for å finne midtpunktet. Kumulativ KILE for alle seksjoneringspunkt nedstrøm første seksjoneringspunkt vil sammenlignes med halvert KILE, m , frem til punktet med forventet kumulativ KILE nærmer m er identifisert. Avslutningsvis vurderes seksjoneringspunktet nærmest halvering av KILE med nærmeste seksjoneringspunkt oppstrøms og nedstrøms. Dersom et av disse vurderes som spesielt godt egnet for seksjonering, vil disse bli valgt fremfor det beregnede punktet. Metoden vil deretter fungere som en iterativ prosess frem til feilen er isolert mellom to nærliggende seksjoneringspunkt.

bryter 9 og lukke bryter 8, slik at forsyning gjenoprettes til kunder tilknyttet NS4. 6.13e viser situasjonen etter kobling i NS4.

Metoden i 6.12 gjentas for $a=9$ og $K_a=62,000$ kr. Dette gir neste seksjoneringspunkt $S=12$. Bryter 12 kobles ut, effektbryter kobles ut og legger hele avgangen strømløs. Bryter LB9 lukkes og det prøvekobles. Ettersom feilen ligger oppstrøms LB12 vil EB løse ut. LB9 vil igjen åpnes og EB kobles inn. Forsyningen vil deretter kunne gjenoprettes til NS6 og NS7 ved å lukke bryter LB16. NS5 er nå eneste nettstasjon uten forsyning, som vist i 6.13f.

Avslutningsvis vil bryter S11 kobles ut, bryter s9 kobles inn, og det prøvekobles. Prøvekoblingen holder, og feilen er isolert mellom S11 og S12. Dette er vist i figur 6.13g. Koblingssekvensen er oppsummert i tabell 6.13.

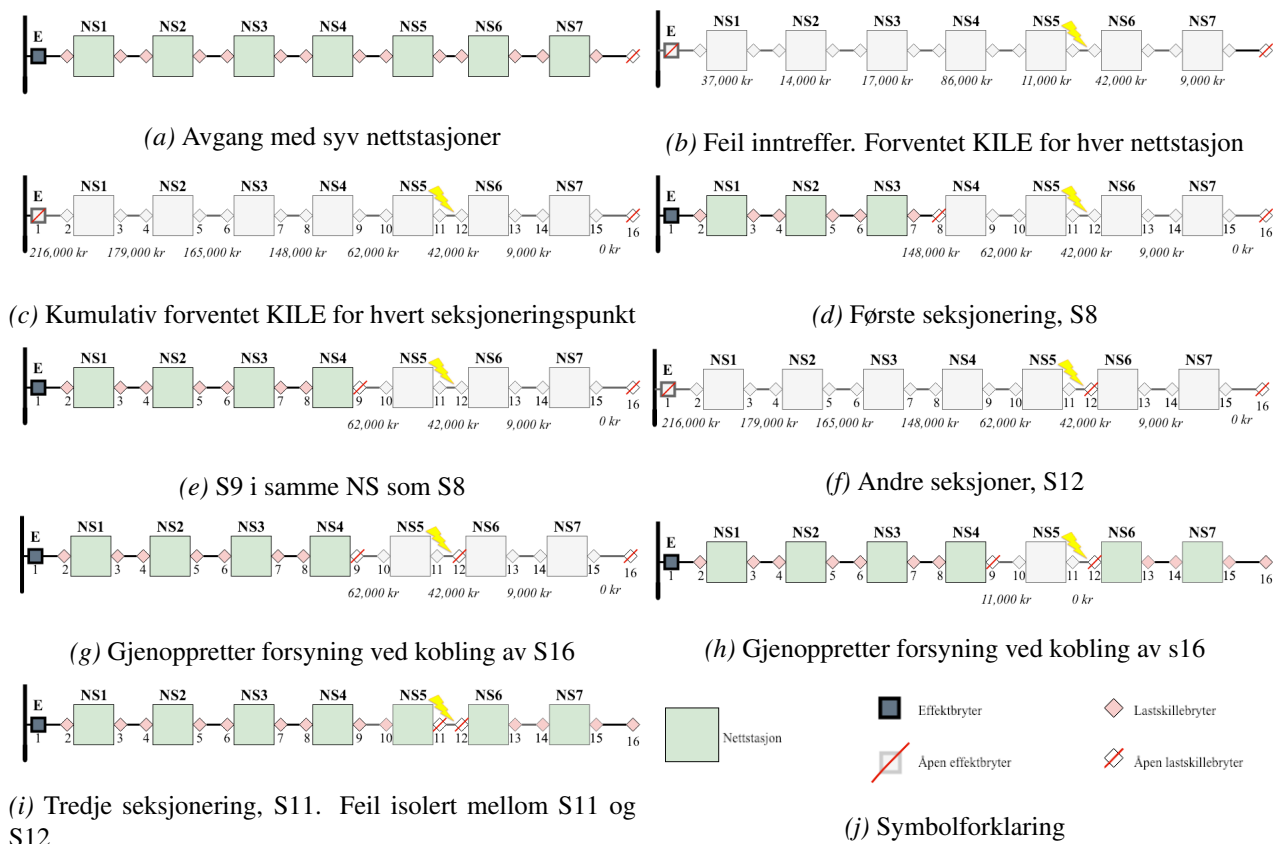


Figure 6.13: Eksempel på seksjonering ved halvering av KILE

Kobling	#NS	Forventet KILE [kr/t]
EB1 UT	7	216,000
LB8 UT	7	216,000
EB1 INN	4	148,000
LB9 UT	4	148,000
LB8 INN	3	62,000
LB12 UT	3	62,000
EB1 UT	7	216,000
LB9 UT	7	216,000
EB1 INN	7	216,000
EB1 UT	7	216,000
LB9 UT	7	216,000
EB1 INN	3	62,000
LB16 INN	1	11,000
LB11 UT	1	11,000
EB1 UT	5	165,000
LB9 INN	5	165,000
EB1 INN	0	0

Table 6.3: Koblingssekvens ved seksjonering basert på halvering av KILE

6.5 Prøvekoble?

En viktig avgjørelse i alle feiltilfeller er hvorvidt det skal prøvekobles. Hvordan man forholder seg til dette varierer mellom nettselskap, og i noe grad også innad i nettselskapet. Faktorer som vurderes er for eksempel bebyggelse og vegetasjon i området, dominerende nettype (linje eller kabel), tid på døgnet og værforhold. En automatisk vurdering av denne informasjonen som resulterer i en anbefaling om hvorvidt det skal prøvekobles kan være hensiktsmessig. Det vil spare tid og sikre like betingelser i alle feiltilfeller. Det vil også være nødvendig i en videre utvikling mot en selvhelende nett. Der det vurderes utrygt å prøvekoble, vil det først foretas koblinger i nettet for å redusere last, deretter prøvekobles. I denne oppgaven vil det ikke foreslås en metode for å beslutte om det skal prøvekobles, men vises hvordan en slik beslutning vil påvirke koblingssekvensen i de ulike scenarioene.

Figur 6.14 viser hvordan avgjørelsen om prøvekobling vil påvirke de fire ulike scenarioene. DMS vil hente inn informasjon om vegetasjon, GIK, lyn, vind, nettype og bebyggelse, og basert på dette avgjøre hvorvidt det er trygt å prøvekoble. Dersom det finnes fjernstyrte seksjoneringspunkt som kan isolere område med feil fra resterende nett, vil disse benyttes før det prøvekobles.

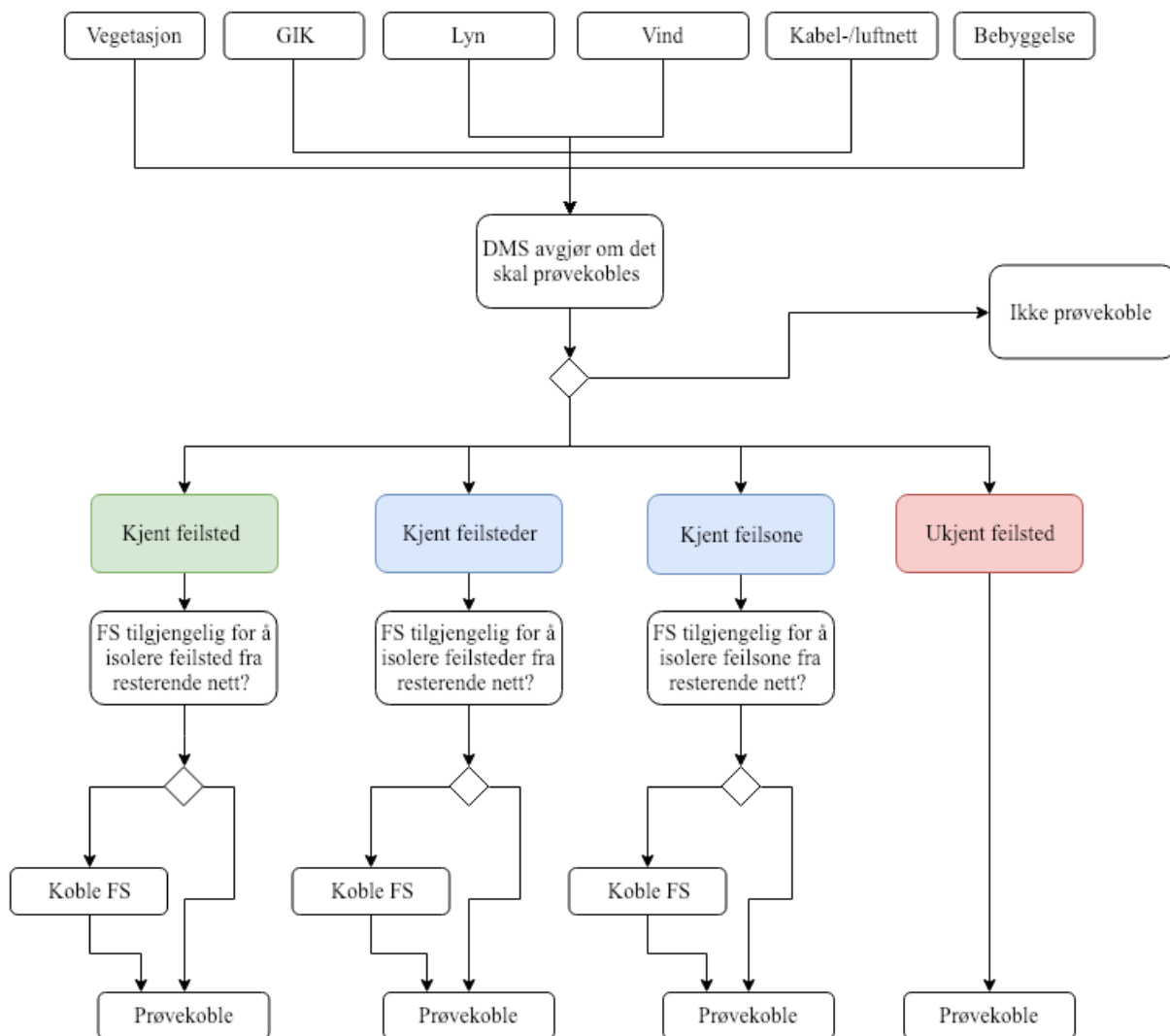


Figure 6.14: Arbeidsprosess prøvekobling

6.6 Powel iAM DMS

Funksjonaliteten til DMS-systemet iAM DMS fra Powel er forklart i kapittel 2.3. Ved driftsforstyrrelse eller planlagte utkoblinger nettet, vil operatør opprette en egen sak i DMS. Til denne saken vil man lagre alle koblinger som er gjort, og annen relevant informasjon slik som LFS og eventuelle sikringer og jordinger. Koblinger som gjøres fjernstyrt via SCADA vil automatisk registreres, mens andre koblinger registres ved at disse simuleres i DMS. Alle koblinger vil registreres med tilhørende tidspunkt, og informasjon om hvem som utførte koblingen. Ved driftsforstyrrelsen eller utkobling slutt, vil endelige koblingssekvens benyttes til å beregne KILE-kostnader. Et eksempel på en koblingssekvens ved en driftsforstyrrelse er vist i tabell 6.4. Informasjonen som vises

Steg	Tid	Koblingssted	Kobling	Operasjon	#NS	#Kunder	Forventet KILE [kr/t]	Kobler
1	01.01.2019 08:00	Trafostasjon	E1	UT	15	100	20 000	SCADA
2	01.01.2019 08:15	Trafostasjon	E1	INN	0	0	0	Operatør
3	01.01.2019 08:15	Trafostasjon	E1	UT	15	100	20 000	SCADA
4	01.01.2019 09:00	NS7	NS7 LB2	UT	15	100	20 000	Montør
5	01.01.2019 09:01	Trafostasjon	E1	INN	8	65	13 000	Operatør

Table 6.4: Kobling

I hvert tilfelle vil DMS beregne en forventet KILE for område som er strømløst. Denne KILE-kostnaden representerer forventet kostnadene per time for det strømløse området, med utgangspunkt i referansetidspunktet for KILE-beregninger [34]. Disse tidspunktene er gjengitt i tabell 3.1. KILE oppgitt i DMS samsvarer derfor ikke med KILE beregnet for avbruddet. Det er likevel et nyttig beslutningsverktøy for operatøren. Resultatene av videre simuleringer baserer seg på disse forventede KILE-kostnadene.

$$KILE_{tot} = \frac{KILE_{avg} \cdot min}{60} \quad (6.6.1)$$

7 | Nettet

I kapittel 6 foreslås en metode for å optimalisere koblingssekvensen ved feil i distribusjonsnettet. Den foreslåtte metoden skal testes ut på et eksempelnett gitt av BKK, i Powels DMS-program iAM DMS. Resultatene av simuleringene presenteres i kapittel 8. Det aktuelle nettet er et blandingsnett dominert av luftnett. Det er en enkel avgang som analyseres, en modifisert utgave av denne er illustrert i figur 7.1. Den har 64 nettstasjoner og 1778 tilkoblede kunder. Det er installert en fjernstyrt effektbryter i trafostasjonen, og fjernstyrt effektbryter og lastskillebryter i NS34, alle andre brytere i nettet betjenes manuelt. Nettet har flere normalt åpne brytere, som kan betjenes ved feil for å forsyne nettet fra andre transformatorstasjoner. Disse finnes i NS3, NS11, NS57 og NS67. Det er ingen installerte feilindikatorer i nettet.

Fordelingen av kundemassen på den aktuelle avgangen medfører en ujevn fordeling av forventet KILE ved avbrudd. Fordelingen av forventet KILE i nettet er fordelt slik at over 50 % av forventet KILE den første timen etter et avbrudd er knyttet til nettstasjonene oppstrøms LB-B i figur 7.1. Det er også betydelig forventet KILE knyttet til NS67. Øvrige nettstasjoner har en forventet KILE lavere enn 1 % av total KILE.

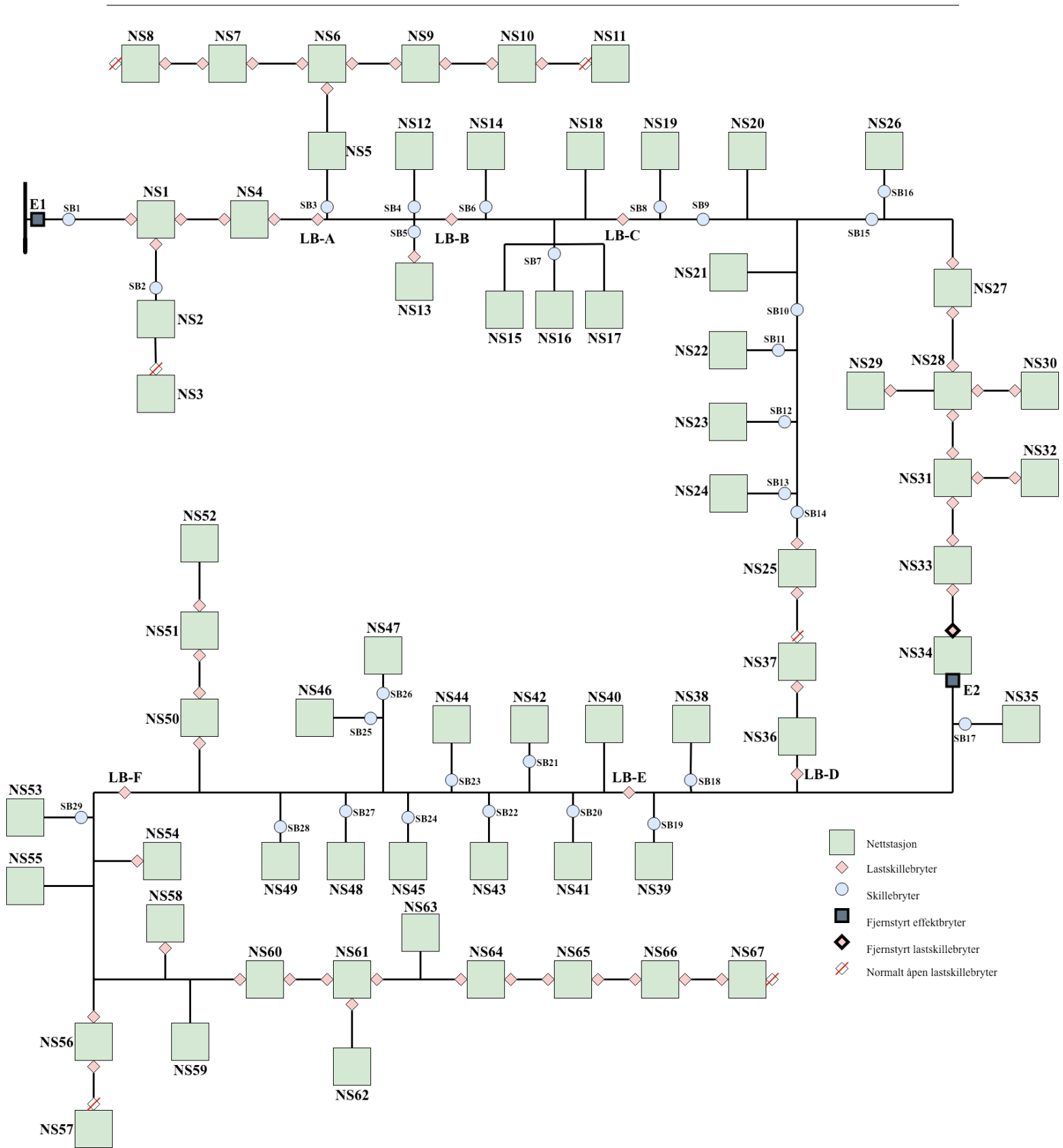


Figure 7.1: Eksempelnettet

7.1 Feil og koblingsrekkefølge

To ulike reelle feilsituasjoner på den aktuelle avgangen vil analyseres. Foreslått metode vil sammenlignes med det originale koblingsforløpet gjort av BKK i de aktuelle feilsituasjonene. BKK har retningslinjer for seksjoneringsforløpet, men disse følges ikke slavisk i en feilsituasjon. De endelige beslutningene tas av LFK, og baserer seg på retningslinjer, den spesifikke situasjonen og operatørs erfaring og kjennskap til feilrammet område. En prioritert liste over retningslinjer ved seksjonering som danner grunnlag for de to feiltilfellene er gjengitt under:

- Koblinger som gir forsyning til prioriterte kunder, slik som sykehus og eldreheim.
- Seksjonering med hensyn til KILE-tyngdepunkter i nettet.
- Halvering av antall anleggsdeler (nettstasjoner, kabel/linje).
- Tilpasse for å unngå spesielt krevende seksjoneringspunkter. Eksempler på dette er nettstasjoner i bygg som krever ekstern følge eller nøkkel for adgang, nettstasjoner som kun nås via for eksempel båt, eller nettstasjoner med koblingsanlegg der sikkerheten er lavere enn ønsket.
- Vurdere reisevei for montør opp mot foreslått kobling. Dersom det finnes egnet seksjoneringspunkt mellom montør og foreslått første seksjoneringspunkt, vil dette punktet kobles først.

Feil 1

Den første feilen som analyseres er en feil på linjestrekket mellom NS6 og NS9 i figur 7.1. GIK benyttes ikke, og første prøvekobling utføres etter 8 minutter. Effektbryter i trafostasjonen løser ut, og totalt 64 nettstasjoner og 1778 kunder blir strømløse. Bryter LB1 i NS57 benyttes for reservemating. Hele koblingssekvensen er gjengitt i tabell 7.1.

Steg	Tid [min]	Kobling		#NS	#Kunder	Forventet KILE [kr/t]	KILE per steg [kr]	Total KILE [kr]
1	0	E1	UT	64	1778	417,325	-	-
2	8	E1	INN	0	0	-	55,643	55,643
3	8	E1	UT	64	1778	417,325	-	55,643
4	9	E2 i NS34	UT	64	1778	417,325	6,955	62,599
5	17	E1	INN	0	0	-	55,643	118,242
6	17	E1	UT	64	1778	417,325	-	118,242
7	41	NS57 LB1	INN	32	900	284,927	166,930	285,172
8	51	LB-B	UT	32	900	284,927	47,488	332,660
9	52	E1	INN	0	0	-	4,749	337,409
10	52	E1	UT	32	900	284,927	-	337,409
11	53	E2 i NS34	INN	12	160	229,337	4,749	342,157
12	62	LB-A	UT	32	900	284,927	34,401	376,558
13	62	E1	INN	9	66	224,437	-	376,558
14	80	NS6 LB1	UT	9	66	224,437	67,331	443,889
15	85	E1	UT	12	160	229,337	18,703	462,592
16	86	LB-A	INN	12	160	229,337	3,822	466,415
17	86	E1	INN	2	3	86,783	-	466,415
18	92	NS9 LB1	UT	2	3	86,783	8,678	475,093
19	94	E1	UT	12	160	229,337	2,893	477,986
20	94	NS6 LB1	INN	12	160	229,337	-	477,986
21	95	E1	INN	2	3	86,783	3,822	481,808
22	95	E1	UT	12	160	229,337	-	481,808
23	95	NS6 LB1	UT	12	160	229,337	-	481,808
24	95	E1	INN	2	3	86,783	-	481,808
25	100	NS11 LB1	INN	0	0	-	7,232	489,040

Table 7.1: Opprinnelig koblingsforløp for feil 1

Feil 2

Den andre feilen som analyseres er en feil på linjestrekket mellom NS22 og NS23. Det er GIK på avgangen. Effektbryter faller på prøvekobling med GIK. Nettet bak NS34 kobles vekk før første prøvekobling, som gjøres etter 17 minutter. Prøvekoblingen faller, og 64 nettstasjoner og 1778 kunder blir strømløse. Bryter LB1 i NS67 benyttes som reservemating. Hele koblingssekvensen er gjengitt i tabell 7.2

Steg	Tid [min]	Kobling		#NS	#Kunder	Forventet KILE [kr/t]	KILE per steg [kr]	Total KILE [kr]
1	0	E1	UT	64	1 778	417 325	-	-
2	0	E1	INN	0	0	-	-	-
3	0	E1	UT	64	1 778	417 325	-	-
4	16	NS34 E2	UT	64	1 778	417 325	111 287	111 287
5	17	E1	INN	32	878	132 398	6 955	118 242
6	17	E1	UT	64	1 778	417 325	-	118 242
7	43	NS67 LB1	INN	32	900	284 927	180 841	299 083
8	48	SB9	UT	32	900	284 927	23 744	322 827
9	51	NS27 LB2	UT	32	900	284 927	14 246	337 073
10	52	E1	INN	14	564	48 910	4 749	341 822
11	55	SB9	INN	8	333	29 563	2 446	344 267
12	55	E1	UT	32	900	284 927	-	344 267
13	55	SB9	UT	32	900	284 927	-	344 267
14	55	E1	INN	14	564	48 910	-	344 267
15	57	NS34 E2	INN	6	231	19 347	1 630	345 898
16	70	SB15	UT	6	231	19 347	4 192	350 090
17	75	NS27 LB2	INN	5	195	6 946	1 612	351 702
18	80	SB10	UT	5	195	6 946	579	352 281
19	85	SB9	INN	3	123	5 350	579	352 860
20	120	SB10	INN	0	0	-	3 121	355 980

Table 7.2: Opprinnelig koblingssekvens for feil 2

8 | Resultater

8.1 Optimal seksjoneringsmetodikk

Første steg mot en optimal koblingssekvens er en vurdering av hvilke seksjoneringsmetodikk som gir best resultater. Metoden foreslått i kapittel 6 er utviklet for luftnett, der sannsynligheten for fobigående feil er høy og nettselskap oftere prøvekobler tross risiko for komponentskade som følge av innkobling mot feil. KILE-kostnader ble derfor vurdert som et godt kriterium for å vurdere metodens suksess. De to ulike seksjoneringsmetodikkene *Halvering av antall nettstasjoner* (6.4.1) og *Halvering av forventet KILE* (6.4.2) er vurdert for nettet i figur 7.1, med utgangspunkt i de to feiltilfellene beskrevet i tabell 7.1 og 7.2

I figur 8.1 er tre ulike seksjoneringsmetodikker for feiltilfelle 1 målt opp mot hverandre. Første søyle representerer den opprinnelige koblingssekvensen. Den andre er representert seksjonering med utgangspunkt i halvering av antall nettstasjoner, og den tredje seksjonering ved halvering av forventet KILE. Resultatene viser at halvering av forventet KILE er den beste seksjoneringsmetodikken i det aktuelle tilfellet, der total forventet KILE er beregnet til 379,956 kr. Til sammenligning var beregnet KILE i opprinnelig seksjonering 489,040 kr. Koblingssekvensen med tilhørende KILE-kostnader er oppsummert i tabell B.1, B.2 og B.3 i appendiks B.

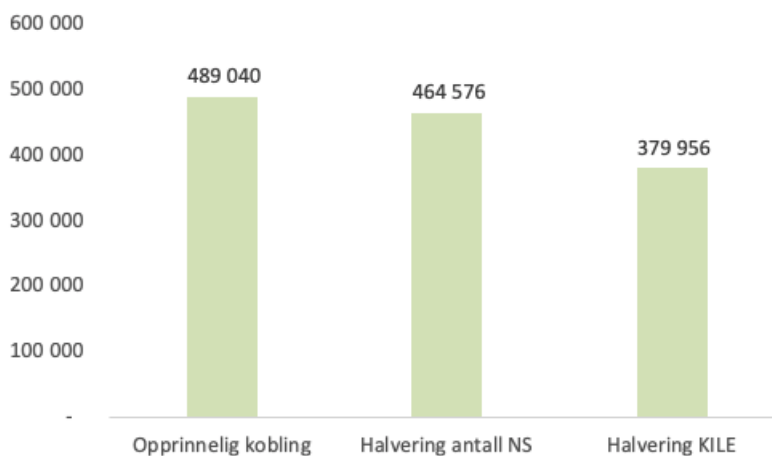


Figure 8.1: Forventet KILE ved ulike seksjoneringsmetodikker for feil 1

Figur 8.2 viser forventede KILE-kostnader ved de ulike seksjoneringsmetodikker for feiltilfelle 2. Første søyle representere den opprinnelige koblingssekvensen, andre søyle koblingssekvensen ved seksjonering basert på halvering av antall nettstasjoner, og tredje søyle koblingssekvens ved seksjonering basert på halvering av forventet KILE. Resultatene viser at seksjonering basert på halvering av antall nettstasjoner gir størst reduksjon av KILE, med en total forventet KILE på 339,294 kr. Til sammenligning hadde den opprinnelige koblingssekvens en total forventet KILE på 355,980 kr. Koblingssekvensen for de ulike tilfellene er oppsummert i tabell C.1, C.2 og C.3 i appendiks C.

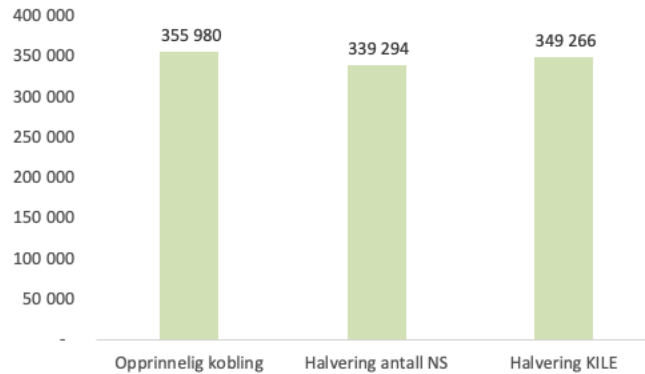


Figure 8.2: Forventet KILE ved ulike seksjoneringsmetodikker for feil 2

Resultatene fra figur 8.1 og 8.2, viser at ulike seksjoneringsmetodikker gir det beste resultatene for de ulike feilsituasjonene. Mens det i 8.1 er tydelig at halvering av KILE er den beste seksjoneringsmetodikken, viser resultatene i 8.2 en liten favorisering av seksjoneringsmetodikken halvering av antall NS.

For å avgjøre hvilke seksjoneringsmetodikk som skulle benyttes, ble tre fiktive feilsituasjoner simulert. Feil mellom NS53 og NS54, feil mellom NS29 og NS31, og feil mellom NS12 og NS13 og LB-B. Alle feilsituasjonene er vist i figur D.1 i appendiks D. For de tre ulike feilsituasjonene ble de to seksjoneringsmetodikkene sammenlignet. Resultatene av disse simuleringene er vist i figur 8.3. I tilfelle ved feil mellom NS35 og NS54, samt feil ved LB-B vil seksjonering ved halving av KILE gi en betydelig reduksjon i KILE sammenlignet med halvering av NS. Ved feil mellom NS28 og NS31 vil halvering av antall NS gi best resultat, men forskjellen mellom de to seksjoneringsmetodikkene er langt mindre enn i de andre feiltilfellene. Koblingssekvensene for de ulike seksjoneringsforløpene er oppsummert i tabell D.1, D.2, D.3, D.4, D.5 og D.6, .

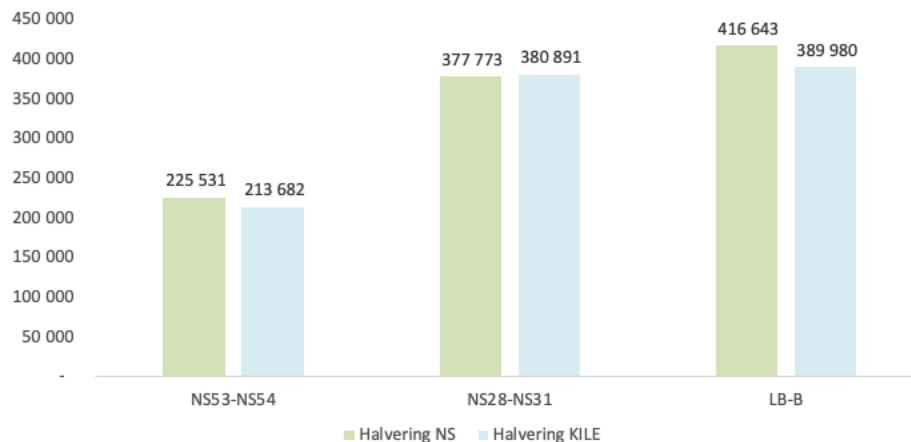


Figure 8.3: Forventet KILE for fiktive feil ved ulike seksjoneringsmetodikker

8.2 Optimal koblingssekvens

Foreslått metode for optimal koblingssekvens for de fire ulike scenarioene foreslått i kapittel 6 skal benyttes for de to feiltilfellene beskrevet i tabell B.1 og C.1. Resultatene av metoden vil sammenlignes med den opprinnelige koblingssekvensen, og med optimal seksjoneringsmetodikk ved manuelle koblinger. Det er besluttet å sammenligne med resultatene fra seksjonering ved halvering av forventet KILE, ettersom denne ga best resultater for de fleste tilfellene. Det vil også gjøres simuleringer ved økt grad av fjernstyring og automatikk, i form av fjernstyrt eller automatisk kobling av reservemating i NS56 og ved automatisk kobling av effektbrytere.

8.2.1 Optimal koblingssekvens ved ukjent feilsted

For seksjonering ved ukjent feilsted er seksjoneringsmetodikken *Halvering av forventet KILE* benyttet ved begge tilfellene, ettersom den viste seg å gi best resultater i flertallet av simuleringene av optimal seksjoneringsmetodikk. Metoden som benyttes er beskrevet i 6.2.1. For de to feiltilfellene er følgende tilfeller ble simulert:

- Opprinnelig seksjonering
- Halvering av forventet KILE - fjernstyrt kobling av effektbryter, manuell kobling av reserve
- Halvering av forventet KILE - fjernstyrt kobling av effektbrytere, fjernstyrt reserve
- Halvering av forventet KILE - automatisk kobling av effektbrytere, manuell kobling av reserve
- Halvering av forventet KILE - automatisk kobling av effektbrytere, fjernstyrt reserve
- Halvering av forventet KILE - automatisk kobling av effektbrytere, automatisk reserve

Feil 2

De samme simuleringene er gjort for feil 2, men for å vise den isolerte effekten av fjernstyring/automatikk, er de eneste parameterne som endres i simuleringene tiden for disse koblingene. Mens resultatene i figur 8.4 vil gi et mer virkelighetsnært bilde, gir resultatene i figur 8.5 et godt bilde av effekten økt fjernstyring og automatikk har på avbruddsvarighet og KILE. Koblingssekvensene for de ulike tilfellene er oppsummert i tabell C.1, C.3, C.4, C.5, C.6 og C.7 i appendiks C.

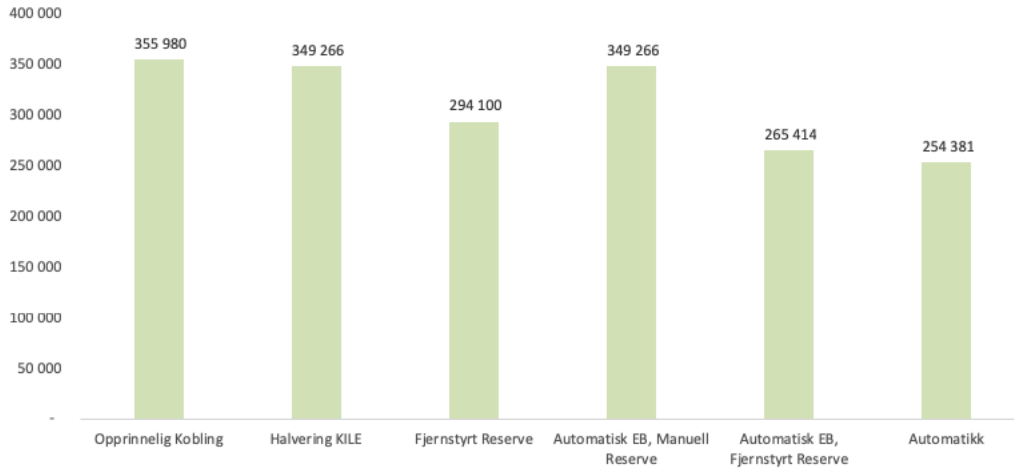


Figure 8.5: Resultater av simuleringer ved ukjent feilsted og ulik grad av automatikk for feil 2

En oppsummering av koblingssekvensen for henholdsvis opprinnelig seksjonering ved halvering av antall nettstasjoner, koblingssekvens med fjernstyring av bryter for reservemating, og automatisk kobling av effektbrytere med manuell bryter for reserve er vist i tabell 8.2. Sammenligningen viser at dersom man ikke antar at tid før første manuelle kobling reduseres ved økt fjernstyring/automatikk, så vil KILE-kostnadene være like i tilfelle med fjernstyrte og automatiske effektbrytere. Det fremkommer at tiden frem til innkobling av reserve har stor betydning for total KILE, og bør prioriteres fremfor automatisering av effektbrytere.

Tid [min]	Kobling	Total KILE [kr]	Tid [min]	Kobling	Total KILE [kr]	Tid [min]	Kobling	Total KILE [kr]
0	E1 UT	-	0	E1 UT	-	0	E1 UT	-
0	E1 INN	-	0	E1 INN	-	0	E1 INN	-
0	E1 UT	-	0	E1 UT	-	0	E1 UT	-
16	NS34 E2 UT	111 287	16	NS34 E2 UT	111 287	0	NS34 E2 UT	-
17	E1 INN	118 242	17	E1 INN	118 242	0	E1 INN	-
17	E1 UT	118 242	17	E1 UT	118 242	0	E1 UT	-
43	NS67 INN	299 083	18	NS67 LB1 INN	125 198	43	NS67 LB1 INN	299 083
45	NS6 LB1+LB2 UT	308 580	45	NS6 LB1+LB2 UT	253 415	45	NS6 LB1+LB2 UT	308 580
46	E1 INN	313 329	46	E1 INN	258 163	46	E1 INN	313 329
46	E1 UT	313 329	46	E1 UT	258 163	46	E1 UT	313 329
47	NS6 LB1+LB2 INN	318 245	47	NS6 LB1+LB2 INN	263 079	47	NS6 LB1+LB2 INN	318 245
47	NS6 LB3 UT	318 245	47	NS6 LB3 UT	263 079	47	NS6 LB3 UT	318 245
49	SB15 UT	328 076	49	SB15 UT	272 910	49	SB15 UT	328 076
50	NS34 E2 INN	332 991	50	NS34 E2 INN	277 825	50	NS34 E2 INN	332 991
52	NS11 LB1 INN	340 546	52	NS11 LB1 INN	285 380	52	NS11 LB1 INN	340 546
55	LB-B UT	342 605	55	LB-B UT	287 439	55	LB-B UT	342 605
56	E1 INN	343 291	56	E1 INN	288 125	56	E1 INN	343 291
64	SB9 UT	345 108	64	SB9 UT	289 942	64	SB9 UT	345 108
65	LB-B INN	345 335	65	LB-B INN	290 169	65	LB-B INN	345 335
70	SB10 UT	345 914	70	SB10 UT	290 748	70	SB10 UT	345 914
72	SB9 INN	346 145	72	SB9 INN	290 979	72	SB9 INN	346 145
107	SB10 INN	349 266	107	SB10 INN	294 100	107	SB10 INN	349 266

Table 8.2: Koblingssekvens for hhv. halvering KILE - fjernstyrt reserve - automatisk EB, manuell reserve

8.2.2 Optimal koblingssekvens ved kjent feilsone

For å vurdere metoden for optimal koblingssekvens ved kjent feilsone, ble feilindikatorer plassert i nettet. Disse ble plassert der det fremsto hensiktsmessig, uten at det ble gjort beregninger for å optimaliserer plassering av indikatorene. Total tre feilindikatorer ble plassert i nettet, én mellom SB3 og NS5, én mellom LB-A og LB-B, og én før SB10. Plasseringen til de ulike indikatorene er vist i figur F.1 i appendiks F. For de to tilfelle ble det først avgjort hvorvidt det skulle kobles for å isolere kjent feilsone, eller seksjoneres ved halvering av KILE. Deretter ble følgende tilfeller simulert:

- Opprinnelig kobling
- Halvering av forventet KILE
- Kjent feilsone - fjernstyrt EB, manuell reserve
- Kjent feilsone - fjernstyrt EB, fjernstyrt reserve
- Kjent feilsone - automatisk EB, automatisk reserve

Feil 1

Figur 8.6 viser nettområde der feil 1 inntreffer. Installerte feilindikatorer indikerer at feil ligger bakkenfor SB3. Det første som vurderes er derfor hvorvidt man skal prioritere å isolere kjent feilsone fra resterende nett, eller seksjonere basert på halvering av forventet KILE.

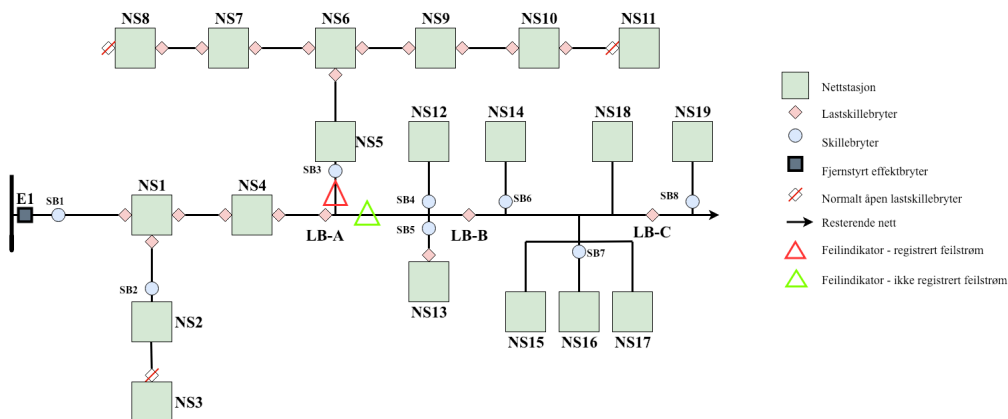


Figure 8.6: Feilindikasjon ved feil 1

Det ble gjort simulering for henholdsvis isolering av feilsone og halvering av KILE for feiltilfelle 1. Koblingssekvensen for isolering av feilsone ved henholdsvis manuell seksjonering og full automatikk er oppsummert i tabell B.8 og B.11 i appendiks B. Koblingssekvensen ved halvering av KILE er oppsummert i tabell B.9 og B.12. Resultatene av disse simuleringene er vist i figur 8.7. Resultatene viser at isolering av feilsone ikke er lønnsomt i dette feiltilfellet. Seksjonering basert på halvering av forventet KILE bør prioriteres.

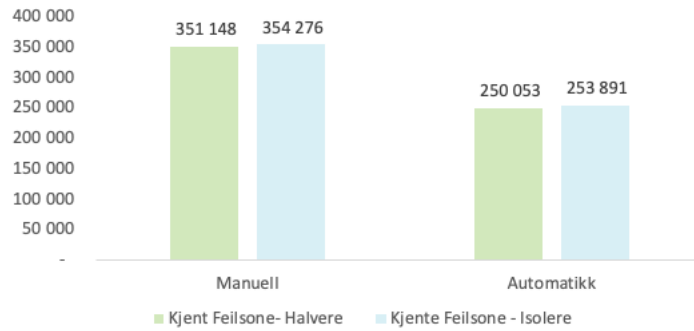


Figure 8.7: Feil 1: Forventet KILE ved kjent feilsone, halvering eller isolering

Figur 8.8 viser en sammenligning av total KILE for de fem simulerte tilfellene. Resultatene viser at feilindikatoren er nyttig ved at det reduserer antall prøvekoblinger, og med det den totale avbruddsvarigheten. I kombinasjon med fjernstyring av bryter mot reservemating, gir metoden stor reduksjon i KILE. Koblingssekvensene for henholdsvis manuell reserve, fjernstyrt reserve og automatiske bryterkoblinger er oppsummert i tabell B.8, B.10 B.12

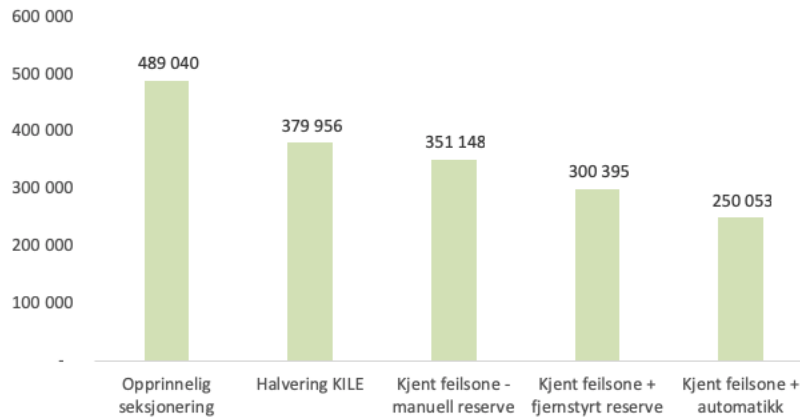


Figure 8.8: Total KILE for feil 1 ved kjent feilsone

Feil 2

For feiltilfelle 2 vil feilindikator på avgreining mot SB10 indikere registrert feilstrøm, noe som vil avgrense feilsonen til område mellom feilindikator og NS37, som er et nettdeler. Figur 8.9 viser nettområde der feil 2 inntreffer, og feilindikator som indikerer feilstrøm.

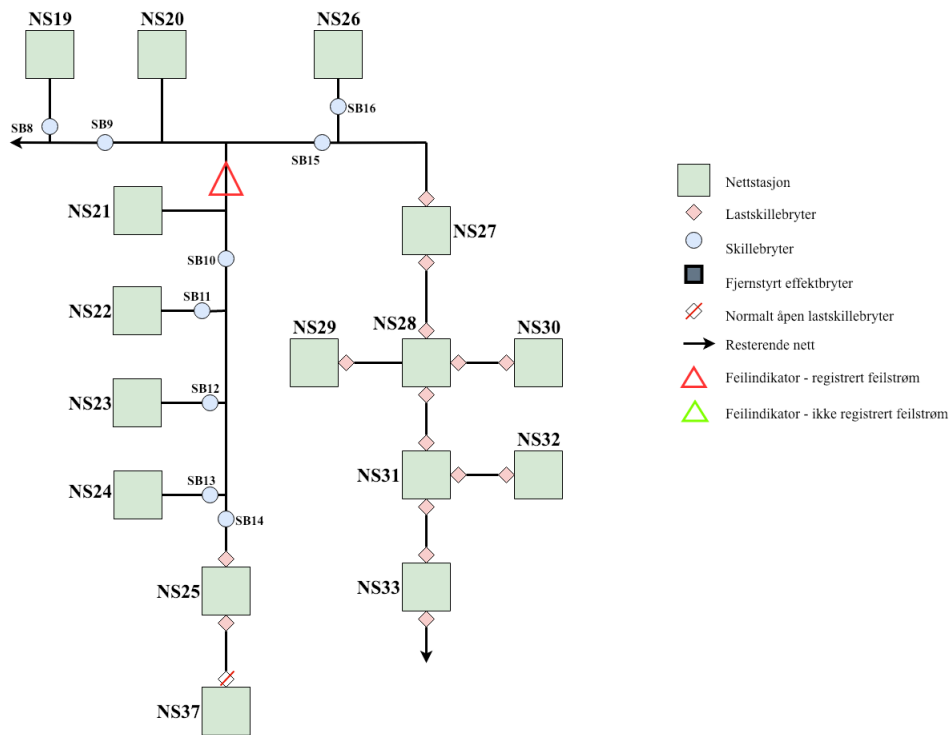


Figure 8.9: Feilindikasjon ved feil 2

Fra metoden i 6.2.2 besluttes det å benytte første kobling for å avgrense feilrammet område fremfor å halvere KILE, ettersom dette vil gi en større reduksjon i forventet KILE. Figur 8.10 viser forventet total KILE ved feiltilfelle 2, med feilindikator på avgangen. Resultatene viser en reduksjon av KILE fra 349,266 kr til 333,872 kr ved manuelle koblinger, der eneste forskjell er valg av første seksjoneringspunkt som følge av indikert feilsone. Videre viser resultatene at tiden frem mot innkobling av reservemating fra NS67 har stor innvirkning på total KILE, og at fjernstyring/automatisering av denne vil være nytting for reduksjon i både total forventet KILE og avbruddsvarighet for kunder nedstrøms NS34. Koblingssekvensen for henholdsvis fjernstyring av reservemating og automatisk kobling av effektbrytere og reservemating finnes i tabell C.8, C.9 og C.10 i appendiks C.

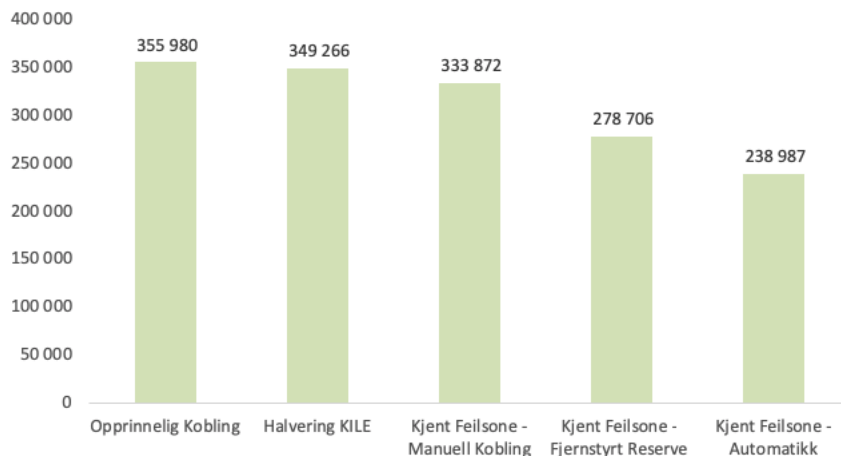


Figure 8.10: Total KILE ved kjent feilsone for feil 2

8.2.3 Kjente feilsteder

På samme måte som for metoden for kjent feilsone, er første vurdering hvorvidt det skal kobles for å isolere sone med feilsteder fra resterende nett, eller seksjoneres baser på halvering av forventet KILE. Deretter vil følgende tilfeller ble simulert:

- Opprinnelig seksjonering
- Halvering av forventet KILE
- Kjente feilsteder - fjernstyrt EB, manuell reserve
- Kjente feilsteder - fjernstyrt EB, fjernstyrt reserve
- Kjente feilsteder - automatisk EB, automatisk reserve

Feil 1

Figur 8.11 viser et utklipp av nettet i figur 7.1. Ved måling av feilstrømmer og impedansberegninger har DMS foreslått tre mulige feilsteder. Disse er markert som lyn i figuren. Koblinger er gjort etter metoden foreslått i 6.2.3. Det første som må avgjøres er hvorvidt det skal kobles for å isolere sone med feilsteder fra resterende nett, eller seksjoneres etter seksjoneringsprinsippet *halvering av forventet KILE*. Koblingsforløpet for henholdsvis isolering av sone med feilsteder og halvering av forventet KILE er vist i tabell B.13 og B.3. Resultatene viser tydelig at det ikke bør prioriteres å isolere.

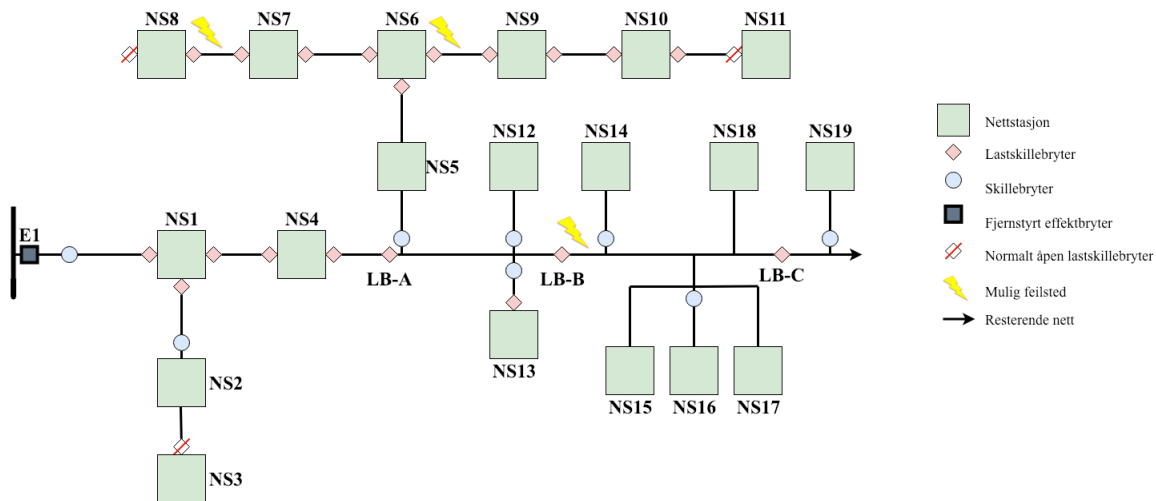


Figure 8.11: Foreslåtte feilsteder for feil 1

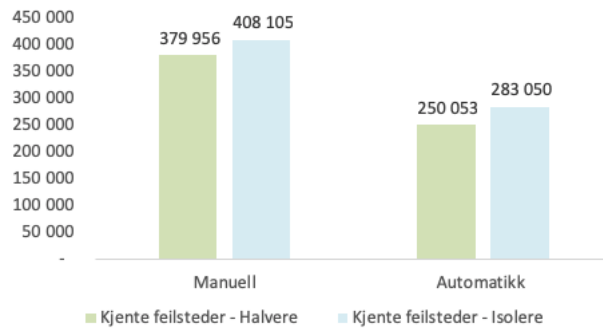


Figure 8.12: Forventet KILE ved halvere eller isolering for feil 1

På grunn av nettets utforming og foreslåtte feilstedet blir koblingssekvensene for de ulike tilfelle like som for kobling ved kjent feilsted. Forventet KILE for de ulike tilfellene er oppsummert i figur 8.13

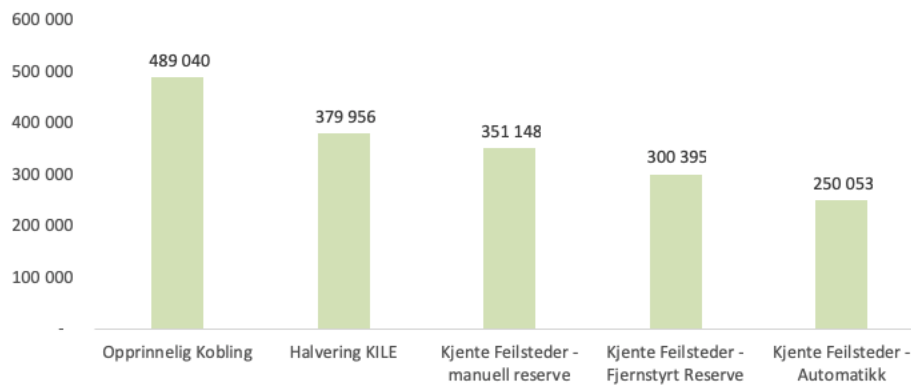


Figure 8.13: Feil 1: forventet KILE ved kjente feilsteder

Feil 2

Figur 8.14 viser et utklipp av nettet, med markerte mulige feilsteder for feil 2. Metoden beskrevet i 6.2.3 er benyttet. Resultatene vist i figur 8.15 viser at det er hensiktsmessig å isolere sone med kjente feilsteder, før det seksjoneres basert på *halvering av forventet KILE*. Koblingsforløpet for henholdsvis isolering av feilsone og halvering av KILE er oppsummert i tabell C.11 og C.12.

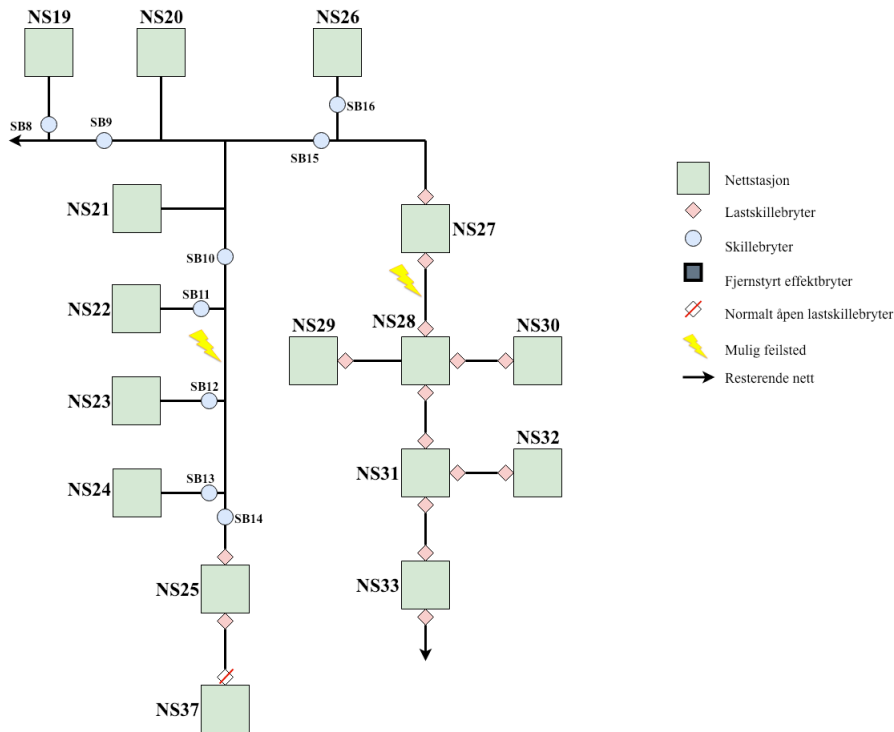


Figure 8.14: Kjente feilsteder ved feil 2

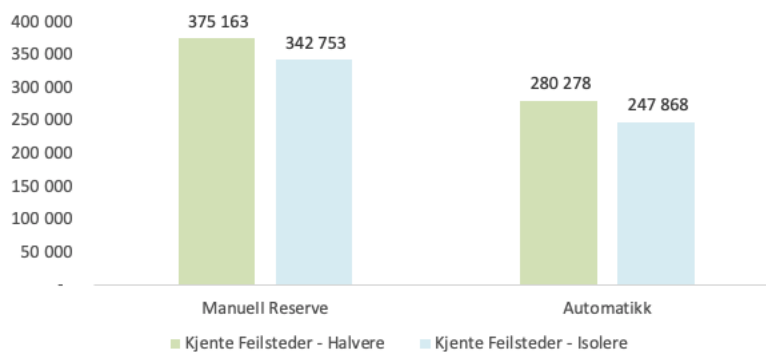


Figure 8.15: Feil 2: KILE ved halvering og isolering

Figur viser total KILE for de ulike simulerte tilfelle. Hele koblingssekvensen for hvert av tilfellene er oppsummert i tabell C.13 og C.1, C.3, C.11, C.14 i appendiks C. Resultatene viser at metoden foreslått i 6.2.3 gir lavere total KILE enn både den opprinnelige seksjoneringen, og seksjonering ved halvering av forventet KILE.

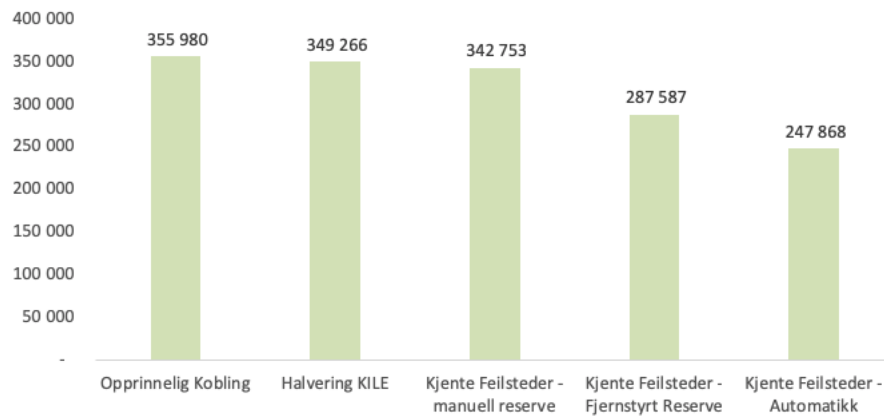


Figure 8.16: Feil 2: forventet KILE ved kjente feilsteder

8.2.4 Kjent feilsted

Den aktuelle feilen det sammenlignes med er registrert som en jordfeil. Dette innebærer at det ikke er registrert tilstrekkelige feilstrømmer til å benytte DMS-verktøyet for å finne feilstedet. Det er likevel gjort simuleringer for koblingsrekkefølge for kjent feilsted, for å vise hvordan metoden ville fungert.

Følgende tilfeller er undersøkt:

- Opprinnelig kobling
- Halvering av forventet KILE
- Kjent feilsted - fjernstyrt kobling av effektbrytere, manuell kobling av reserve
- Kjent feilsted - fjernstyrt kobling av effektbrytere og reserve
- Kjent feilsted - automatisk kobling av effektbrytere og reserve

Feil 1

For å simulere koblingssekvensen ved kjent feilsted for feiltilfelle 1 var det nødvendig å installere ytterligere en feilindikator i nettet. Denne ble plassert på avgreining fra NS6 mot NS9. Et utklipp av nettet, med foreslåtte feilsteder og feilindikasjoner, er vist i figur 8.17. Koblingssekvensen er utført ved å benytte metoden forklart i 6.2.4. Effektbryter i NS34 er koblet ut før prøvekobling, for å isolere kjent feilsted fra resterende nett og redusere påkjenninger som følge av store feilstrømmer.

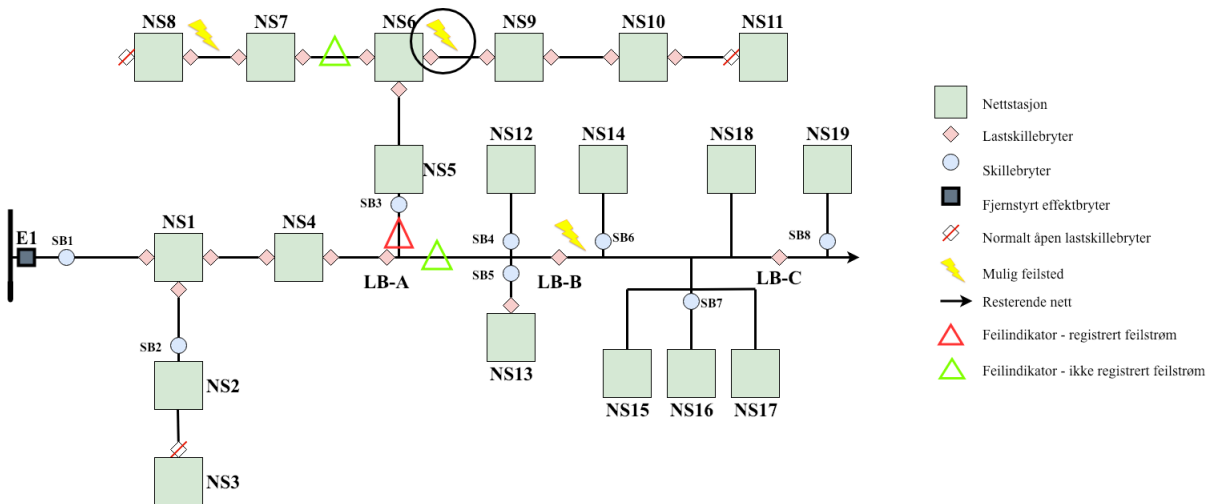


Figure 8.17: Feil 1: kjent feilsted

For å vurdere nytten av fjernstyring og automatikk, ble det gjort simuleringer med henholdsvis fjernstyring og automatisk kobling av effektbrytere og reservemating. Koblingsforløpet for de tre tilfellene er oppsummert i tabell 8.3. Hele koblingssekvensen er vist i tabell B.14, B.15 og B.16 i appendiks B.

Tid [m]	Kobling	KILE [kr]	Tid [m]	Kobling	KILE [kr]	Tid [m]	Kobling	KILE [kr]
0	E1	UT	0	E1	UT	0	E1	UT
8	E2 i NS34	UT	8	E2 i NS34	UT	0	E2 i NS34	UT
9	E1	INN	9	E1	INN	0	E1	INN
9	E1	UT	9	E1	UT	0	E1	UT
33	NS57 LB1	INN	10	NS57 LB1	INN	0	NS57 LB1	INN
47	NS6 LB1	UT	47	NS6 LB1	UT	37	NS6 LB1	UT
48	E1	INN	48	E1	INN	38	E1	INN
56	NS9 LB1	UT	56	NS9 LB1	UT	46	NS9 LB1	UT
61	NS11 LB1	INN	61	NS11 LB1	INN	51	NS11 LB1	INN
		332 724			281 971			212 417

Table 8.3: Koblingssekvens ved økt grad av fjernstyring og automatikk for feil 1

Resultatene i figur 8.18 viser en sammenligning mellom opprinnelig seksjonering, seksjonering basert på halvering av KILE, samt de tre koblingsforløpene for kjent feilsted beskrevet i tabell 8.3. Resultatene viser at fjernstyring og automatikk av bryterkoblinger vil ha stor påvirkning på total KILE i tilfellet der feilstedet er kjent.

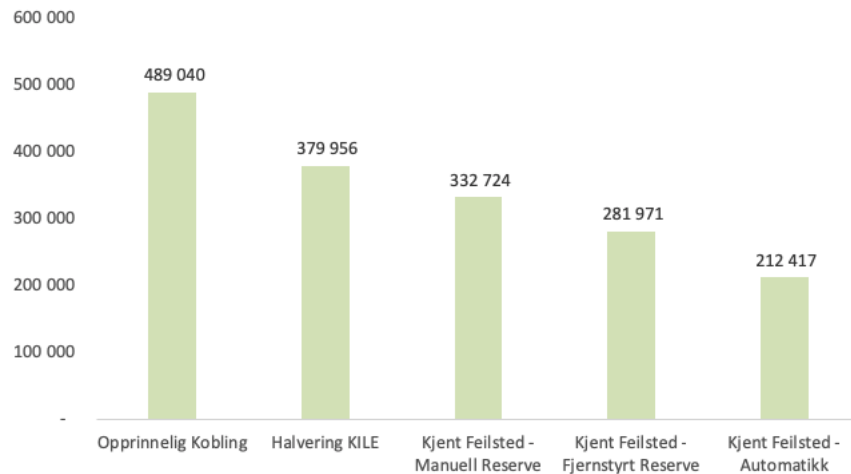


Figure 8.18: Feil 1: Kjent feilsted, forventet KILE ved ulike koblingssekvenser

Feil 2

Figur 8.19 viser nettområdet der feil 2 rammer, med foreslåtte feilsteder og feilindikasjon. Det kjente feilstedet er markert. Metoden for kjent feilsted, beskrevet i 6.2.4, benyttes. Før prøvekobling kobles fjernstyrt effektbryter i NS34, som beskrevet i 6.14.

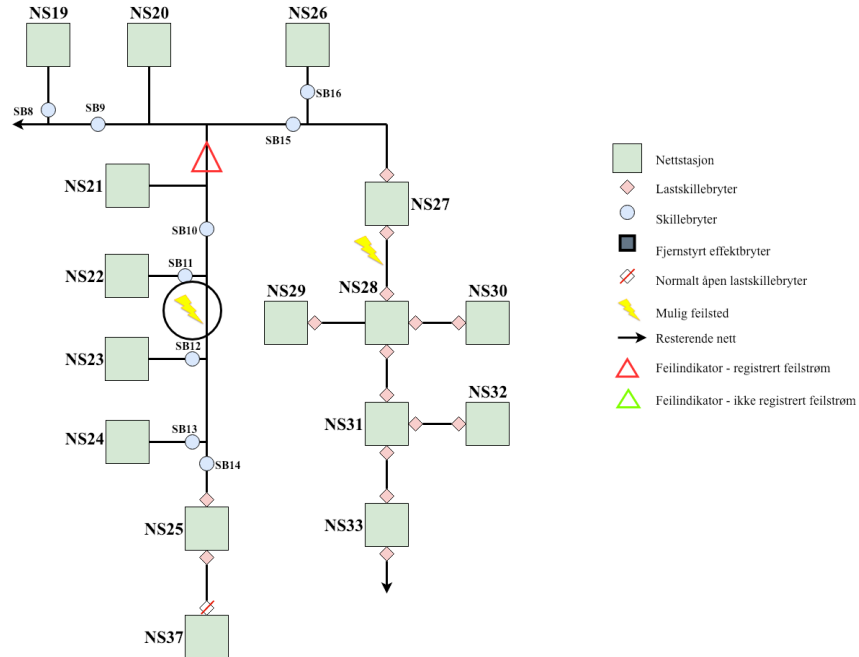


Figure 8.19: Foreslåtte feilsteder og feilindikasjon ved feil 2

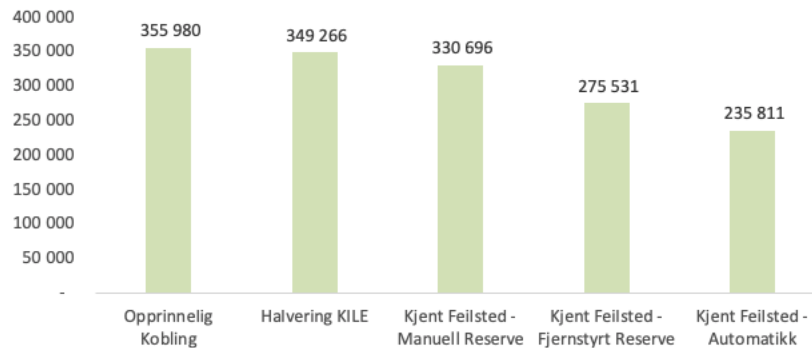


Figure 8.20: Feil 2: Kjent feilsted, forventet KILE ved ulike koblingssekvenser

Tabellene i 8.4 sammenligner koblingssekvensene ved manuelle koblinger, ved fjernstyring i NS67 og ved automatisk kobling av reserve og effektbrytere. De fullverdige koblingssekvensene finnes i tabell C.15, C.16 og C.17 i appendiks C.

Tid [min]	Kobling		Total KILE [kr]	Tid [min]	Kobling		Total KILE [kr]	Tid [min]	Kobling		Total KILE [kr]
0	E1	UT	-	0	E1	UT	-	0	E1	UT	-
0	E1	INN	-	0	E1	INN	-	0	E1	INN	-
0	E1	UT	-	0	E1	UT	-	0	E1	UT	-
16	NS34 E2	UT	111 287	16	NS34 E2	UT	111 287	0	NS34 E2	UT	-
17	E1	INN	118 242	17	E1	INN	118 242	0	E1	INN	-
17	E1	UT	118 242	17	E1	UT	118 242	0	E1	UT	-
43	NS67 LB1	INN	299 083	18	NS67 LB1	INN	125 198	0	NS67 LB1	INN	-
48	SB10	UT	322 827	48	SB10	UT	267 661	48	SB10	UT	227 942
49	E1	INN	327 576	49	E1	INN	272 410	49	E1	INN	232 690
84	SB10	INN	330 696	84	SB10	INN	275 531	84	SB10	INN	235 811

Table 8.4: Koblingssekvens ved økt grad av fjernstyring og automatikk for feil 2

Figur 8.20 viser forventet total KILE ved henholdsvis opprinnelig kobling, halvering av KILE, og de tre tilfellene for kjent feilsted beskrevet i tabell 8.4.

8.3 Følsomhetsanalyse

Resultatene viser at seksjonering basert på halvering av KILE ga gode resultater for det aktuelle nettet. Fordeling av KILE i nettet er veldig ujevn, slik at over halvparten av forventet KILE ved utfall av E1 er sentrert før bryter LB-B i 7.1. For å vurdere innvirkningen av fordeling av KILE, ble det gjort simuleringer der forventet KILE for fordelt jevnt over nettet. Med forventet KILE 417,325 kr/t og 64 nettstasjoner, ga det en forventet KILE på 6,521kr/t/NS. Kostnadene forbundet med hvert seksjoneringspunkt er illustrert i nettet i E.1.

Følgende ble beregnet:

- Total KILE ved opprinnelig seksjonering ved jevnt fordelt forventet KILE
- Total KILE ved halvering av antall nettstasjoner ved jevnt fordelt forventet KILE
- Total KILE ved halvering av forventet KILE, ved jevnt fordelt forventet KILE

I alle tilfellene vil det først prøvekobles, deretter vil kobling av effektbryter i NS34 være første seksjoneringspunkt. Dette er den eneste fjernstyrte bryteren i det opprinnelige nettet. De ulike koblingsforløpene for feil er oppsummert i tabell E.1, E.2 og E.3 i appendiks E. Koblingsforløpene for feil 2 er vist i tabell E.4, E.5 og E.3. Koblingsforløpet er likt for de to seksjoneringsmetodikkene *Halvering av forventet KILE* og *halvering av antall nettstasjoner*. Figur 8.21 viser forventet total KILE ved henholdsvis opprinnelig koblingssekvens, og halvering dersom forventet KILE er jevnt fordelt i nettet.

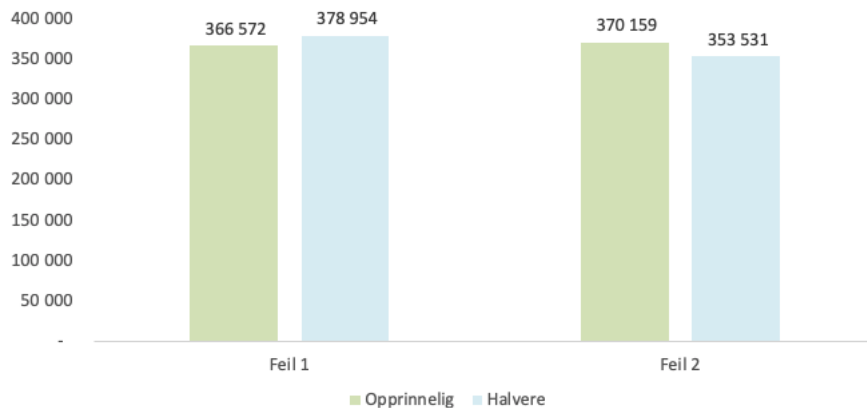


Figure 8.21: Resultat følsomhetsanalyse

8.4 Oppsummering

Tabell 8.5 viser total KILE for de ulike seksjoneringsmetodikkene *halvering av antall nettstasjoner* og *halvering av forventet KILE* for de to reelle og tre fiktive feiltilfellene. Kolonnen lengst til høyre viser den prosentvise forbedringen ved halvering av KILE fremfor halvering av antall nettstasjoner. Resultatene viser at halvering av KILE er beste metode i tre av de fem tilfellene, og at i de tilfellene halvering av antall nettstasjoner gir best resultat, er den prosentvise forskjellen lavere.

Feiltilfelle:	Halvering antall NS	Halvering forventet KILE	Endring
<i>Feil 1</i>	464 576 kr	379 956 kr	18,21 %
<i>Feil 2</i>	339 294 kr	349 266 kr	-2,94 %
<i>NS53- NS54</i>	225 531 kr	213 683 kr	5,25 %
<i>NS28-NS31</i>	377 773 kr	380 891 kr	-0,83 %
<i>LB-B</i>	416 643 kr	389 980 kr	6,40 %

Table 8.5: Sammenligning seksjoneringsmetodikker

Tabell 8.6 og 8.7 viser en oppsummering av de viktigste resultatene som er oppnådd. Resultatene viser en prosentvis reduksjon i total KILE ved de fire scenariene *ukjent feilsted*, *kjent feilsone*, *kjente feilsteder* og *kjent feilsted*, sammenlignet med opprinnelig koblingssekvens for de ulike feiltilfellene. Resultatene gjelder for manuelle koblinger- Den relativt større forbedringen for feil 1 kan forklares med feilstedets plassering i forhold til KILE-tyngdepunktet i nettet og reduksjonen i antall prøvekoblinger sammenlignet med opprinnelig koblingssekvens i det reelle tilfellet.

Scenario:	Total KILE [kr]	Forbedring
<i>Opprinnelig Kobling</i>	489 040	0,00 %
<i>Ukjent Feilsted</i>	379 956	22,31 %
<i>Kjent Feilsone</i>	351 148	28,20 %
<i>Kjente Feilsteder</i>	357 353	26,93 %
<i>Kjent Feilsted</i>	332 724	31,96 %

Table 8.6: Reduksjon i total KILE ved manuelle koblinger for feil 1

Scenario:	Total KILE [kr]	Forbedring
<i>Opprinnelig Kobling</i>	355 980	0,00 %
<i>Ukjent Feilsted</i>	349 266	1,89 %
<i>Kjent Feilsone</i>	333 872	6,21 %
<i>Kjente Feilsteder</i>	342 753	3,72 %
<i>Kjent Feilsted</i>	330 696	7,10 %

Table 8.7: Reduksjon i total KILE ved manuelle koblinger for feil 1

For alle scenarier ble det gjort vurdering av nytteverdien til fjernstyring av kobling mot reservemating, samt automatisering av både effektbryterkoblinger og kobling mot reservemating. Resultatene for feil 1 er oppsummert i tabell 8.8 og feil 2 i tabell 8.9. Tabellen viser KILE i den opprinnelige koblingen, og prosentvis reduksjon i KILE ved henholdsvis fjernstyrt kobling mot reserve og full automatikk, for alle de fire scenariene.

Scenario	Opprinnelig [kr]	Fjernstyrt Reserve [kr]	Forbedring	Automatiske Koblinger [kr]	Forbedring
<i>Ukjent Feilsted</i>	379 956	329 203	13,4 %	261 087	31,3 %
<i>Kjent Feilsone</i>	351 148	300 395	14,5 %	250 053	28,8 %
<i>Kjente Feilsteder</i>	351 148	300 395	14,5 %	250 053	28,8 %
<i>Kjent Feilsted</i>	331 724	281 971	15,0 %	212 417	36,0 %

Table 8.8: Prosentvis reduksjon i KILE ved fjernstyring/automatikk for feil 1

Scenario	Opprinnelig [kr]	Fjernstyrt Reserve [kr]	Forbedring	Automatiske Koblinger [kr]	Forbedring
<i>Ukjent Feilsted</i>	349 266	294 100	15,8 %	254 381	27,2 %
<i>Kjent Feilsone</i>	333 872	278 706	16,5 %	238 987	28,4 %
<i>Kjente Feilsteder</i>	342 753	287 587	16,1 %	247 868	27,7 %
<i>Kjent Feilsted</i>	330 696	275 531	16,7 %	235 811	28,7 %

Table 8.9: Prosentvis reduksjon i KILE ved fjernstyring/automatikk for feil 2

9 | Diskusjon

Metode for å optimale bryterkoblinger i fire ulike scenarier er presentert og simulert. Resultatene av simuleringene er presentert i kapittel 8. I dette kapitlet vil den foreslåtte metoden og resultatene analyseres og diskuteres. Begrensninger, forenklinger og svakheter ved metoden vil belyses. Resultatene vil vurderes, og sammenlignes med eksisterende studier, der dette er mulig. Diskusjonen vil danne grunnlaget for forslag til videre arbeid, som presenteres i kapittel 11.

9.1 Metode

Utover informasjon om nettets oppbygning i DMS, tar den foreslåtte metoden kun for seg informasjon om feiltype og feilindikasjon. Feillokalisering ved tilstrekkelige målinger av feilstrømmer er allerede implementert som funksjon i DMS, mens bruk av feilindikatorer sannsynligvis vil øke i tiden som kommer. Utover dette er flere informasjonskilder nevnt og diskutert i kapittel 4, men ikke implementert i metoden. Spesielt kan informasjon om feilsannsynlighet basert på topologi og historiske feiltilfeller, slik som beskrevet i [30], være interessant å implementere. Flertallet av feiltilfeller vil i dag havne i kategorien *ukjent feilsted*, der optimalisering av seksjoneringsmetodikk er eneste vurderingskriterium.

Ved seksjonering vil metoden vurdere hvorvidt nærliggende seksjoneringspunkt klassifiserer som *spesielt egnet seksjoneringspunkt*. Eksempler på dette er seksjoneringspunkt i nettstasjoner med flere avgreininger. Det kan også være tilfelle at det beregnede seksjoneringspunktet er dårlig egnet, som følge av dårlig fremkommelighet eller brytere man av sikkerhetsmessige hensyn ønsker å unngå å koble. I disse tilfellene kan nærliggende seksjoneringspunkt vurderes som bedre egnet. Mens det i metoden kun tas hensyn til nettstasjoner med flere avgreining og brytere med dårlig fremkommelighet, finnes det en rekke informasjonskilder registrert i DMS som bør implementeres i metoden. Dette er faktorer operatør vil nyttegjøre seg av i dag, og som gjør at valg av seksjoneringspunkt avviker fra den underliggende seksjoneringsmetodikken.

For å optimalisere koblinger i tilfeller der feilstedet er ukjent, ble to ulike seksjoneringsmetodikker testet. Andre seksjoneringmetodikker kunne vært utprøvd, slik som halvering av lengde på avgang, eller halvering av total last. Halvering av forventet KILE viste seg å gi best resultater for flertallet av de simulerte feilene. Trolig vil også reisevei være av stor betydning for total avbruddsvarighet og KILE, og bør tas hensyn til ved optimalisering av koblingssekvens. Det er heller ikke vurdert hvorvidt kriteriet for halvering bør endres etterhvert i seksjoneringsforløpet, for eksempel ved at det først seksjoneres etter halvering av KILE, og deretter etter halvering av anleggsdeler, slik BKK gjør i dag.

Det er ikke tatt hensyn til prioriterte kunder. I vanlige feiltilfeller vil operatør prioritere koblinger som gjenoppretter forsyning til prioriterte kunder, slik som sykehus eller eldrehjem, så fremt dette er mulig. I den foreslåtte metoden er det ikke tatt hensyn til prioriterte kunder.

Det største usikkerhetsmomentet i metoden er sannsynligvis forutsetningen om at alle fjernstyrte brytere kobler som tiltekt, og indikerer korrekt bryterstilling i SCADA. Erfaring fra nettselskapene tilsier at dette ikke alltid er tilfelle, for eksempel ved brytere som ikke har vært koblet på lenge, eller ved svikt i samband mellom driftssentral og stasjon med fjernstyrt bryter [35]. I tillegg forventes det at alle feilindikatorer indikerer korrekt.

9.2 Resultater

Det ble gjort simuleringer av de to seksjoneringsmetodikkene *halvering av antall nettstasjoner* og *halvering av forventet KILE* for begge de reelle feiltilfellene. Resultatene her viste at det for feil 1 var en betydelig større reduksjon av total KILE ved seksjonering basert på halvering av KILE fremfor halvering av antall nettstasjoner. Henholdsvis en forbedring på 22,31 % og 5% sammenlignet med opprinnelig kobling. Til sammenligning ga resultatene for feil 2 en prosentvis forbedring på 4,69 % for halvering av antall nettstasjoner, og bare 1,89 % for halvering av forventet KILE. Det ble gjort simuleringer av ytterligere tre feiltilfeller, der de to seksjoneringsmetodikkene ble målt opp mot hverandre. Resultatene her viste at seksjonering ved *halvering av forventet KILE* enten ga best resultat, eller marginalt dårligere resultat enn *halvering av antall nettstasjoner* i alle tre tilfellene. Det ble derfor konkludert med at halvering av forventet KILE ville være den beste seksjoneringsmetodikken, selv om det tydelig er behov for flere beregninger. Dette stemmer også overens med resultatene presentert for luftnetmodellen i [33].

Det ble gjort en følsomhetsanalyse, der forventet KILE i nettet ble fordelt likt mellom alle nettstasjoner. Seksjoneringsforløpet for henholdsvis halvering av antall nettstasjoner og halvering av forventet KILE ble da likt. Resultatene av simuleringene ble sammenlignet med KILE for det opprinnelige seksjoneringsforløpet, ved jevnt fordelt forventet KILE. Resultatene av følsomhetsanalysen viste at total KILE økte for feil 1. og minket ved feil 2, ved seksjonering basert på halvering, sammenlignet med det opprinnelige koblingsforløpet. Det fremkommer derfor at fordeling av KILE-tyngdepunkter i nettet er av betydning for valg av seksjoneringsmetodikk. Også dette i tråd med [33].

I tabell 8.6 og 8.7 oppsummeres de viktigste resultatene for hvert av de ulike scenariene som er presentert. Den prosentvise forbedringen sammenlignet med opprinnelig koblingssekvens er bedre for feil 1 enn for feil 2. Dette skyldes primært at feilstedet er lokalisert i nettets KILE-tyngdepunkt, slik at seksjonering basert på halvering av forventet KILE raskt vil lokalisere feilstedet, og gjenopprette forsyning til nett med høy forventet KILE. Den relativt store forbedringen ved de tre scenarioene kjent feilsone, kjente feilsteder og kjent feilsted, kommer av at antall prøvekoblinger blir redusert sammenlignet med opprinnelig koblingssekvens. I den opprinnelige koblingen, vist i tabell B.1, gjøres det en prøvekobling etter 8 minutter, og en andre prøvekobling etter 17 minutter. Ved de kjente feilsone, kjente feilsteder eller kjent feilsted, er det kjent at feilstedet er lokalisert før NS34. Nettet bak NS34 vil derfor isoleres før prøvekobling, og det vil prøvekobles bare en gang. Det er derfor tenkt at tiden før første manuelle prøvekobling vil reduseres med 8 minutter. Dette har stor innvirkning på total KILE.

Ved koblingssekvenser for kjent feilsone og kjente feilsteder, ble det opprinnelig vurdert som hensiktsmessig å isolere feilsone eller sone med feilsteder fra resterende nett, slik at man kunne gjenopprette forsyning til øvrige kunder. Gjennom simuleringene viste det seg at denne prioriteringen ville gi økt total KILE i noen tilfeller. Det er derfor viktig å vurdere hvorvidt det er hensiktsmessig å isolere feilsone, fremfor å seksjonere ved halvering av forventet KILE innenfor feilsonen.

Resultatene fra tilfellet *kjent feilsone*, viser en reduksjon i total KILE ved bruk av feilindikatorer, sammenlignet med vanlig seksjonering. Resultatene stemmer overens med studien som presenteres i [32].

I alle fire scenarier ble det videre vurdert hvordan økt tilstedeværelse av fjernstyrte og automatiske brytere i nettet reduserer avbruddsvarighet og total KILE. Resultatene viser at spesielt fjernstyring/automatisering av koblingspunkter til reserveforbindelser er viktig for å redusere avbruddsvarighet. Automatisering av effektbryterkoblinger vil redusere tiden det tar å erklære varig feil ved prøvekobling, og redusere feilområdet ved flere effektbrytere på avgangen. Det vil kunne redusere total avbruddsvarighet dersom tid før første manuelle prøvekobling reduseres, men har ellers liten innvirkning på total KILE. Det viktigste punktet å trekke frem, er viktigheten av reserveforbindelser. Spesielt i arbeidet mot et selvhelende nett, vil dette være svært viktig. Uten reserveforbindelser vil alt bakenforliggende nett forbli strømløst frem til feil er utbedret.

Tidsbruk på alle steg i de ulike koblingssekvensene er valgt med utgangspunkt i koblingssekvensen ved de reelle feiltilfellene, vist i tabell B.1 og C.1. Selv om flertallet av koblinger i de ulike scenariene er like, vil dette være kilde til usikkerhet. Dessuten vil tidsbruk for kjøring og kobling kunne variere mye ved alle feiltilfeller i nettet, avhengig av blant annet kjøreforhold, værforhold og fremkommelighet ved bryter.

Metoden er kun testet på et nettområde og to feiltilfeller, det vil derfor være behov for flere simuleringer for å underbygge resultatene som er funnet i denne oppgaven.

10 | Konklusjon

Denne oppgaven har tatt for seg koblingssekvensen ved to reelle feiltilfeller på en blandingsnettsavgang i BKKs nettområde. Målsetningen var å minimere total KILE ved avbrudd i distribusjonsnettet, ved å optimalisere bryterkoblinger ved feilsituasjoner. En metode for optimalisering av bryterkoblinger ved feilsituasjoner i distribusjonsnettet er produsert og utprøvd. Utover tilgjengelig informasjon om nettets oppbygning og beliggenhet fra NIS og GIS, tilgjengelig gjennom DMS, baserer metoden seg på de to informasjonskildene feiltype og feilindikasjon. Metoden er firedelt, utfra hvilke informasjon som er tilgjengelig i det aktuelle feiltilfellet. De ulike metodene er testet ut på den aktuelle avgangen, og sammenlignet med de to feiltilfellene. Simuleringene er gjort hos BKK i Powels DMS-system, iAM DMS. Metoden deles i følgende scenarier:

- Ukjent feilsted
- Kjent feilsone
- Kjente feilsteder
- Kjent feilsteder

Resultatene viser at metoden gir en forbedring av totale KILE-kostnader ved avbrudd sammenlignet med de opprinnelige koblingene. For kategorien *ukjent feilsted*, er det gjort beregninger for å avgjøre optimal seksjoneringsmetodikk. Metodikken *halvering av forventet KILE* ga de beste resultatene sammenlagt for de simulerte feiltilfellene og ble valgt som seksjoneringsmetodikk ved bryterkoblinger i alle tilfeller. For de to feiltilfelle ble total KILE redusert med henholdsvis 22,31 % og 1,89 %, sammenlignet med det opprinnelige koblingsforløpet

For metodene kjent feilsone, kjente feilsteder og kjent feilsted blir det aktuelle nettet analysert for mulige fjernstyrte seksjoneringspunkt. Ved prøvekobling vil eventuelle fjernstyrte seksjoneringspunkt som isolerer sone med feilsted fra resterende nett kobles, slik at påkjenningen ved prøvekobling reduseres.

I de to tilfellene kjent feilsone og kjente feilsteder fremkom det at koblinger gjort for å isolere sone med feilsteder, og gjenopprette forsyning til øvrig nett, kunne medføre høyere total KILE. Metoden vil gjøre beregninger for å avgjøre hvilke koblinger som skal prioriteres i de to tilfellene.

For kategorien *kjent feilsted*, ble reduksjonen i total KILE beregnet til henholdsvis 22,31 % og 6,21 % for feil 1 og feil 2. Ved *kjente feilsteder* ble reduksjonen av total KILE beregnet til henholdsvis 26,93 % og 3,72 %, mens det ved *kjent feilsted* var en reduksjon på 31,96 % og 7,10 % for de to tilfellene. Både simuleringene for de to tilfellene, og resultatene av følsomhetsanalysen viset at fordeling av forventet KILE i nettet har stor betydning for metodens nytteverdi.

Utover dette ble det vurdert hvilke effekt fjernstyring av koblinger mot reserveforsyning og automatisering av effektbryterkoblinger hadde på total KILE. Resultatene viser at fjernstyring av kobling mot reservemating ga en reduksjon i forventet total KILE på 13,4 – 16,7%. Ved automatisk kobling av reservemating og effektbrytere var reduksjonen i total KILE på 27,2 – 36%.



11 | Videre Arbeid

Første steg mot automatisk genererte koblingssekvenser og selvhelende nett er en omfattende kartlegging av tilgjengelig informasjon, og utfordringer ved prosessen. De fleste nettselskaper jobber i dag for å gjøre det lettere for operatører å gjøre kvalifiserte valg. Dette gjøres ved å kartlegge all informasjon operatør kan nyttegjøre seg av, og gjøre denne lett tilgjengelig og håndterlig ved behov. Det arbeides også med å automatisere delprosesser, som vil frigjøre tid og kapasitet for operatøren til å fokusere på de mer komplekse oppgavene.

Den foreslåtte metoden er utviklet for luft- og blandingsnett. Det er ikke tatt høyde for ønsket koblingssekvens ved feil i kabelnett. Litteraturstudien viste at nettselskaper ofte benytter sekvensiell seksjonering ved feil i kabelnett, spesielt ved kortslutningsfeil. Dette for å redusere påkjenningen på kablen ved stadig innkobling mot feil. Det vil være behov for å videreutvikle metoden til å håndtere kabelnett.

De to eneste informasjonskildene som er inkludert i den endelige metoden er informasjon om feiltype og informasjon fra feilindikatorer. Etersom feilindikatorer fremdeles benyttes i begrenset grad, er det i hovedsak kortslutningsstrømmer som kan være med å angi feilsted. Det kan derfor være hensiktsmessig å implementere andre informasjonskilder i metoden. For eksempel vil implementering av feilfrekvens og topologi kunne benyttes for å angi sannsynlig feilsone.

Ved seksjonering etter prinsippet halvering av forventet KILE vil spesielt egnede seksjoneringspunkt benyttes der dette er hensiktsmessig. I metoden omfatter dette i hovedsak å benytte seksjoneringspunkt i nettstasjoner med flere avgreininger, og unngå nettstasjoner med redusert fremkommelighet eller brytre med redusert personsikkerhet. Ytterlige parametre bør implementeres, og det vil være behov for å gi en prioritet til de ulike parameterne. Skal for eksempel nettstasjon med flere avgreininger benyttes, dersom denne har redusert fremkommelighet?

Et steg i metoden kalles *prøvekobling*. Her er det tenkt at DMS automatisk vil hente inn tilgjengelig informasjon om blant annet feiltype, værforhold, vegetasjon og bebyggelse langs nettet og hvorvidt GIK er benyttet. Basert på denne informasjonen, vil DMS enten komme med en anbefaling om hvorvidt det bør prøvekobles, eller automatisk prøvekobler. Det er ikke gjort forsøk på å vekte de ulike informasjonskildene, eller avgjøre hva som skal settes som grenser for prøvekobling. Dette må gjøres for videre å utvikle metoden.



12 | Bibliography

- [1] Energi Norge. Nettstruktur og organisering. <https://www.energinorge.no/fagomrader/stromnett/kraftsystemet/nettstruktur-og-organisering/>.
- [2] Secondary system eng - hts consulting. <https://fmtppower.com/consulting-engineering/fmtp-hts-secondary-system-eng>.
- [3] Kristin Marie Endal Grindheim. Brukergrensesnitt og visualisering i fremtidens driftssentral for smarte nett, 2014.
- [4] Ingrid Myhr. Lokalisering av kortslutninger i høyspent distribusjonsnett, 2017.
- [5] A. Bahmanyar, S. Jamali, A. Estebarsari, and E. Bompard. A comparison framework for distribution system outage and fault location methods. *Electric Power Systems Research*, 145:19–34, 2017.
- [6] M. Eriksson, M. Armendariz, O. O. Vasilenko, A. Saleem, and L. Nordström. Multiagent-based distribution automation solution for self-healing grids. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 62(4):2620–2628, April 2015.
- [7] NVE. Avbrottsstatistikk 2017. 2018.
- [8] EnergiNorge. Investeringer i strømmettet 2015-2025, 2016.
- [9] Olje- og Energidepartementet. Utredningsoppdrag - fra tre til to nettnivå.
- [10] NVE. Områdekonsesjon. <https://www.nve.no/energiforsyning-og-konsesjon/nett/omradekonsesjon>.
- [11] NVE. Det høyspente distribusjonsnettet. http://publikasjoner.nve.no/rapport/2014/rapport2014_02.pdf.
- [12] Frode Sætre. Kabel eller linje? 2017.
- [13] T.A Short. Electric power distribution handbook, 2004.
- [14] Jan H Sebergsen. Reléteknikk, 2009.
- [15] Store norske leksikon - skillebryter. <https://snl.no/skillebryter>.
- [16] Store norske leksikon - lastskillebryter. <https://snl.no/lastskillebryter>.
- [17] Tonje Skoglund Hermansen and Gerd Kjølle. Feil- og avbruddshåndtering i smarte distribusjonsnett, 2017.
- [18] HV Power. Fault passage indicators. <http://www.hvpower.co.nz/Products/FaultPassageIndicators.html>.
- [19] Horstmann. Compass b 2.0 - directional short-circuit and directional earth fault indicator. <https://www.horstmanngbh.com/products/>

short-circuit-and-earth-fault-indicators/
directional-short-circuit-and-directional-earth-fault-indicators/
compass-b-2.

- [20] REN. Forskrift om sikkerhet ved arbeid i og drift av elektriske anlegg.
- [21] Forskrift om sikkerhet ved arbeid i og drift av elektriske anlegg.
<https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2006-04-28-458>.
- [22] Ravindra Singh, James T. Reilly, and Jianhui Wang. Foundational report series: Advanced distribution management systems for grid modernization, implementation strategy for a distribution management system, 3 2017.
- [23] Olje og energidepartementet. Et bedre organisert strømmnett.
- [24] Statnett. Årsstatistikk 2016.
- [25] Lovdata. Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet.
- [26] NVE. Strømbrudd: rettigheter og regler.
- [27] Lovdata. Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffier. <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/1999-03-11-302>.
- [28] Maryam Mirzaei, Mohd Zainal Abidin Ab Kadir, E Moazami, and H Hizam. Review of fault location methods for distribution power system. *Australian Journal of Basic and Applied Sciences*, 3(3):2670–2676, 2009.
- [29] Arif I. SARWAT, Mohammadhadi AMINI, Alexander DOMIJAN, Aleksandar DAMNJANOVIC, and Faisal KALEEM. Weather-based interruption prediction in the smart grid utilizing chronological data. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 4(2):308–315, Apr 2016.
- [30] Magnus Holm Nygaard. Sammenligning av feilstatistikk mellom nettselskaper - med utgangspunkt i kostnadsnormen og bruk av gis, 2017.
- [31] Aboelsood Zidan, Mutaz Khairalla, Ahmed M. Abdrabou, Tarek Khalifa, Khaled Shaban, Atef Abdrabou, Ramadan El Shatshat, and Ahmed M. Gaouda. Fault detection, isolation, and service restoration in distribution systems: State-of-the-art and future trends. *Smart Grid, IEEE Transactions on*, 8(5):2170–2185, 2017.
- [32] K. A. Tutvedt, R. Seguin, G. Kjølle, S. Simonsen, T. S. Hermansen, and I. Myhr. Smart fault handling in medium-voltage distribution grids. *CIREN - Open Access Proceedings Journal*, 2017(1):1471–1474, 2017.
- [33] Emil Hjelmseth Olsen. Analyse av seksjoneringsmetodikker i høyspennings distribusjonsnett, 2018.
- [34] Powel. Mailkorrespondans med Sjur Messel Nafstad.
- [35] J. Kuru, T. Ihonon, and J. Haikonen. Control-center-based automatic fault isolation and restoration system for rural medium voltage networks. In *22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIGRE 2013)*, pages 1–4, June 2013.

A | KILE

Måned	Jordbruk	Husholdning	Industri	Handel og tjenester	Offentlig virksomhet	Industri med eldre prosesser
Januar	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Februar	1,10	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Mars	1,10	0,90	0,87	1,00	0,67	1,00
April	1,10	0,90	0,87	1,00	0,67	1,00
Mai	0,90	0,90	0,87	1,00	0,67	1,00
Juni	0,90	0,80	0,86	1,02	0,51	1,00
Juli	0,90	0,80	0,86	1,02	0,51	1,00
August	0,90	0,80	0,86	1,02	0,51	1,00
September	1,00	1,00	0,88	1,06	0,58	1,00
Oktober	1,00	1,00	0,88	1,06	0,58	1,00
November	1,10	1,00	0,88	1,06	0,58	1,00
Desember	1,10	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00

Table A.1: Korreksjonsfaktor for avbruddskostnad i måned m , $f_{K,m}$

Ukedag	Jordbruk	Husholdning	Industri	Handel og tjenester	Offentlig virksomhet	Industri med eldre prosesser
Hverdag	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Lørdag	1,10	1,10	0,13	0,45	0,30	1,00
Søn-/helligdager	1,10	1,10	0,14	0,11	0,29	1,00

Table A.2: Korreksjonsfaktor for avbruddskostnad på dag d , $f_{K,d}$

Klokkeslett	Jordbruk	Husholdning	Industri	Handel og tjenester	Offentlig virksomhet	Industri med eldre prosesser
0000–0600	0,80	0,90	0,12	0,11	0,43	1,00
0600–0800	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
0800–1200	0,90	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1200–1600	0,70	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1600–1800	1,00	1,10	1,00	1,00	1,00	1,00
1800–2000	1,00	1,10	0,14	0,30	0,31	1,00
2000–2400	0,80	1,10	0,14	0,29	0,31	1,00

Table A.3: Korreksjonsfaktor for avbruddskostnad i time h , $f_{K,h}$

Kundegruppe	Varslet avbrudd - spesifikk avbruddskostnad multipliseres med faktor:
Jordbruk	0,80
Husholdning	0,90
Industri	0,50
Handel og tjenester	0,70
Offentlig virksomhet	0,82
Industri med eldre prosesser	1,00

Table A.4: Korreksjonsfaktor ved varslet avbrudd



B | Koblingssekvenser for feil 1

Steg	Tid [m]	Kobling		#NS	#Kunder	Forventet KILE [kr/t]	KILE per steg [kr]	Total KILE [kr]
1	0	E1	UT	64	1778	417,325	-	-
2	8	E1	INN	0	0	-	55,643	55,643
3	8	E1	UT	64	1778	417,325	-	55,643
4	9	E2 i NS34	UT	64	1778	417,325	6,955	62,599
5	17	E1	INN	0	0	-	55,643	118,242
6	17	E1	UT	64	1778	417,325	-	118,242
7	41	NS57 LB1	INN	32	900	284,927	166,930	285,172
8	51	LB-B	UT	32	900	284,927	47,488	332,660
9	52	E1	INN	0	0	-	4,749	337,409
10	52	E1	UT	32	900	284,927	-	337,409
11	53	E2 i NS34	INN	12	160	229,337	4,749	342,157
12	62	LB-A	UT	32	900	284,927	34,401	376,558
13	62	E1	INN	9	66	224,437	-	376,558
14	80	NS6 LB1	UT	9	66	224,437	67,331	443,889
15	85	E1	UT	12	160	229,337	18,703	462,592
16	86	LB-A	INN	12	160	229,337	3,822	466,415
17	86	E1	INN	2	3	86,783	-	466,415
18	92	NS9 LB1	UT	2	3	86,783	8,678	475,093
19	94	E1	UT	12	160	229,337	2,893	477,986
20	94	NS6 LB1	INN	12	160	229,337	-	477,986
21	95	E1	INN	2	3	86,783	3,822	481,808
22	95	E1	UT	12	160	229,337	-	481,808
23	95	NS6 LB1	UT	12	160	229,337	-	481,808
24	95	E1	INN	2	3	86,783	-	481,808
25	100	NS11 LB1	INN	0	0	-	7,232	489,040

Table B.1: Opprinnelig koblingssekvens

Steg	Tid [min]	Kobling		#NS	#Kunder	Forventet KILE [kr/t]	KILE per steg [kr]	Total KILE [kr]
1	0	E1	UT	64	1778	417,325	-	-
2	8	E1	INN	0	0	-	55,643	55,643
3	8	E1	UT	64	1778	417,325	-	55,643
4	9	E2 i NS34	UT	64	1778	417,325	6,955	62,599
5	17	E1	INN	0	0	-	55,643	118,242
6	17	E1	UT	64	1778	417,325	-	118,242
7	41	NS57 LB1	INN	32	900	284,927	166,930	285,172
8	54	LB-C	UT	32	900	284,927	61,734	346,906
9	55	E1	INN	0	0	-	4,749	351,655
10	55	E1	UT	32	900	284,927	-	351,655
11	56	E2 i NS34	INN	17	316	235,302	4,749	356,404
12	74	NS6 LB1 og LB2	UT	17	316	235,302	70,591	426,994
13	75	E1	INN	5	38	185,485	3,922	430,916
14	76	E1	UT	17	316	235,302	3,091	434,008
15	77	NS6 LB2	INN	17	316	235,302	3,922	437,929
16	78	E1	INN	2	3	86,783	3,922	441,851
17	84	NS9 LB1	UT	2	3	86,783	8,678	450,529
18	86	E1	UT	17	316	235,302	2,893	453,422
19	86	NS6 LB1	INN	17	316	235,302	-	453,422
20	87	E1	INN	2	3	86,783	3,922	457,344
21	87	E1	UT	17	316	235,302	-	457,344
22	87	NS6 LB1	UT	17	316	235,302	-	457,344
23	87	E1	INN	2	3	86,783	-	457,344
24	92	NS11 LB1	INN	0	0	-	7,232	464,576

Table B.2: Halvering av antall nettstasjoner

Steg	Tid [min]	Kobling		#NS	#Kunder	Forventet KILE [kr/t]	KILE per steg [kr]	Total KILE [kr]
1	0	E1	UT	64	1778	417,325	-	-
2	8	E1	INN	0	0	-	55,643	55,643
3	8	E1	UT	64	1778	417,325	-	55,643
4	9	E2 i NS34	UT	64	1778	417,325	6,955	62,599
5	17	E1	INN	0	0	-	55,643	118,242
6	17	E1	UT	64	1778	417,325	-	118,242
7	41	NS57 LB1	INN	32	900	284,927	166,930	285,172
8	51	NS6 LB1 og LB2	UT	32	900	284,927	47,488	332,660
9	54	E1	INN	5	38	185,485	14,246	346,906
10	54	E1	UT	32	900	284,927	-	346,906
11	54	NS6 LB2	INN	32	900	284,927	-	346,906
12	55	E1	INN	2	3	86,783	4,749	351,655
13	61	NS9 LB1	UT	2	3	86,783	8,678	360,333
14	63	E1	UT	32	900	284,927	2,893	363,226
15	63	NS6 LB1	INN	32	900	284,927	-	363,226
16	64	E1	INN	2	3	86,783	4,749	367,975
17	64	E1	UT	32	900	284,927	-	367,975
18	65	NS6 LB1	UT	32	900	284,927	4,749	372,724
19	65	E1	INN	2	3	86,783	-	372,724
20	70	NS11 LB1	INN	0	0	-	7,232	379,956

Table B.3: Halvering av forventet KILE

Steg	Tid [min]	Kobling		#NS	#Kunder	Forventet KILE [kr/t]	KILE per steg [kr]	Total KILE [kr]
1	0	E1	UT	64	1778	417,325	-	-
2	8	E1	INN	0	0	-	55,643	55,643
3	8	E1	UT	64	1778	417,325	-	55,643
4	9	E2 i NS34	UT	64	1778	417,325	6,955	62,599
5	17	E1	INN	0	0	-	55,643	118,242
6	17	E1	UT	64	1778	417,325	-	118,242
7	18	NS57 LB1	INN	32	900	284,927	6,955	125,198
8	51	NS6 LB1 og LB2	UT	32	900	284,927	156,710	281,907
9	54	E1	INN	5	38	185,485	14,246	296,154
10	54	E1	UT	32	900	284,927	-	296,154
11	54	NS6 LB2	INN	32	900	284,927	-	296,154
12	55	E1	INN	2	3	86,783	4,749	300,902
13	61	NS9 LB1	UT	2	3	86,783	8,678	309,581
14	63	E1	UT	32	900	284,927	2,893	312,474
15	63	NS6 LB1	INN	32	900	284,927	-	312,474
16	64	E1	INN	2	3	86,783	4,749	317,222
17	64	E1	UT	32	900	284,927	-	317,222
18	65	NS6 LB1	UT	32	900	284,927	4,749	321,971
19	65	E1	INN	2	3	86,783	-	321,971
20	70	NS11 LB1	INN	0	0	-	7,232	329,203

Table B.4: Halvering av forventet KILE, fjernstyrt bryter i NS57

Steg	Tid [min]	Kobling		#NS	#Kunder	Forventet KILE [kr/t]	KILE per steg [kr]	Total KILE [kr]
1	0	E1	UT	64	1778	417,325	-	-
2	0	E1	INN	0	0	-	-	-
3	0	E1	UT	64	1778	417,325	-	-
4	0	E2 i NS34	UT	64	1778	417,325	-	-
5	0	E1	INN	0	0	-	-	-
6	0	E1	UT	64	1778	417,325	-	-
7	30	NS57 LB1	INN	32	900	284,927	208,663	208,663
8	40	NS6 LB1 og LB2	UT	32	900	284,927	47,488	256,150
9	42	E1	INN	5	38	185,485	9,498	265,648
10	43	E1	UT	32	900	284,927	3,091	268,739
11	43	NS6 LB2	INN	32	900	284,927	-	268,739
12	44	E1	INN	2	3	86,783	4,749	273,488
13	60	NS9 LB1	UT	2	3	86,783	23,142	296,630
14	62	E1	UT	32	900	284,927	2,893	299,523
15	62	NS6 LB1	INN	32	900	284,927	-	299,523
16	63	E1	INN	2	3	86,783	4,749	304,272
17	63	E1	UT	32	900	284,927	-	304,272
18	64	NS6 LB1	UT	32	900	284,927	4,749	309,021
19	64	E1	INN	2	3	86,783	-	309,021
20	69	NS11 LB1	INN	0	0	-	7,232	316,252

Table B.5: Halvering av forventet KILE, automatiske effektbrytere

Steg	Tid [min]	Kobling	#NS	#Kunder	Forventet KILE [kr/t]	KILE per steg [kr]	Total KILE [kr]	
1	0	E1	UT	64	1778	417,325	-	-
2	0	E1	INN	0	0	-	-	-
3	0	E1	UT	64	1778	417,325	-	-
4	0	E2 i NS34	UT	64	1778	417,325	-	-
5	0	E1	INN	0	0	-	-	-
6	0	E1	UT	64	1778	417,325	-	-
7	5	NS57 LB1	INN	32	900	284,927	34,777	34,777
8	40	NS6 LB1 og LB2	UT	32	900	284,927	166,207	200,985
9	42	E1	INN	5	38	185,485	9,498	210,482
10	43	E1	UT	32	900	284,927	3,091	213,573
11	43	NS6 LB2	INN	32	900	284,927	-	213,573
12	44	E1	INN	2	3	86,783	4,749	218,322
13	60	NS9 LB1	UT	2	3	86,783	23,142	241,464
14	62	E1	UT	32	900	284,927	2,893	244,357
15	62	NS6 LB1	INN	32	900	284,927	-	244,357
16	63	E1	INN	2	3	86,783	4,749	249,106
17	63	E1	UT	32	900	284,927	-	249,106
18	64	NS6 LB1	UT	32	900	284,927	4,749	253,855
19	64	E1	INN	2	3	86,783	-	253,855
20	69	NS11 LB1	INN	0	0	-	7,232	261,087

Table B.6: Halvering av forventet KILE, automatiske effektbrytere, fjernstyrt bryter i NS57

Steg	Tid [min]	Kobling	#NS	#Kunder	Forventet KILE [kr/t]	KILE per steg [kr]	Total KILE [kr]	
1	0	E1	UT	64	1778	417,325	-	-
2	0	E1	INN	0	0	-	-	-
3	0	E1	UT	64	1778	417,325	-	-
4	0	E2 i NS34	UT	64	1778	417,325	-	-
5	0	E1	INN	0	0	-	-	-
6	0	E1	UT	64	1778	417,325	-	-
7	0	NS57 LB1	INN	32	900	284,927	-	-
8	40	NS6 LB1 og LB2	UT	32	900	284,927	189,951	189,951
9	42	E1	INN	5	38	185,485	9,498	199,449
10	43	E1	UT	32	900	284,927	3,091	202,540
11	43	NS6 LB2	INN	32	900	284,927	-	202,540
12	44	E1	INN	2	3	86,783	4,749	207,289
13	60	NS9 LB1	UT	2	3	86,783	23,142	230,431
14	62	E1	UT	32	900	284,927	2,893	233,324
15	62	NS6 LB1	INN	32	900	284,927	-	233,324
16	63	E1	INN	2	3	86,783	4,749	238,073
17	63	E1	UT	32	900	284,927	-	238,073
18	64	NS6 LB1	UT	32	900	284,927	4,749	242,822
19	64	E1	INN	2	3	86,783	-	242,822
20	69	NS11 LB1	INN	0	0	-	7,232	250,053

Table B.7: Halvering av forventet KILE, automatiske effektbrytere, automatisk kobling av bryter i NS57

Kjent feilsone

Steg	Tid [min]	Kobling	#NS	#Kunder	Forventet KILE [kr/t]	KILE per steg [kr]	Total KILE [kr]
1	0	E1	UT	64	1778	417,325	-
2	8	E2 i NS34	UT	64	1778	417,325	55,643
3	9	E1	INN	32	878	132,398	6,955
4	9	E1	UT	64	1778	417,325	-
5	33	NS57 LB1	INN	32	900	284,927	166,930
6	45	LB-B	UT	32	900	284,927	56,985
7	45	E2 i NS34	INN	12	160	229,337	-
8	50	NS6 LB1 og LB2	UT	12	160	229,337	19,111
9	51	E1	INN	5	38	185,485	3,822
10	52	E1	UT	12	160	229,337	3,091
11	54	NS6 LB2	INN	12	160	229,337	7,645
12	56	E1	INN	2	3	86,783	7,645
13	62	NS9 LB1	UT	2	3	86,783	8,678
14	64	E1	UT	12	160	229,337	2,893
15	64	NS6 LB1	INN	12	160	229,337	-
16	65	E1	INN	2	3	86,783	3,822
17	65	E1	UT	12	160	229,337	-
18	66	NS6 LB1	UT	12	160	229,337	3,822
19	66	E1	INN	2	3	86,783	-
20	71	NS11 LB1	INN	0	0	-	7,232
							354,276

Table B.8: Isolere feilsone

Steg	Tid [min]	Kobling	#NS	#Kunder	Forventet KILE [kr/t]	KILE per steg [kr]	Total KILE [kr]
1	0	E1	UT	64	1778	417 325	-
2	8	E2 i NS34	UT	64	1778	417 325	55 643
3	9	E1	INN	32	878	132 398	6 955
4	9	E1	UT	64	1778	417 325	-
5	33	NS57 LB1	INN	32	900	284 927	166 930
6	47	NS6 LB1 og LB2	UT	32	900	284 927	66 483
7	48	E1	INN	5	38	185 485	4 749
8	49	E1	UT	32	900	284 927	3 091
9	51	NS6 LB2	INN	32	900	284 927	9 498
10	53	E1	INN	2	3	86 783	9 498
11	59	NS9 LB1	UT	2	3	86 783	8 678
12	61	E1	UT	32	900	284 927	2 893
13	61	NS6 LB1	INN	32	900	284 927	-
14	62	E1	INN	2	3	86 783	4 749
15	62	E1	UT	32	900	284 927	-
16	63	NS6 LB1	UT	32	900	284 927	4 749
17	63	E1	INN	2	3	86 783	-
18	68	NS11 LB1	INN	0	0	-	7 232
							351 148

Table B.9: Halvering av forventet KILE

Steg	Tid [min]	Kobling	#NS	#Kunder	Forventet KILE [kr/t]	KILE per steg [kr]	Total KILE [kr]
1	0	E1	UT	64	1778	417 325	-
2	8	E2 i NS34	UT	64	1778	417 325	55 643
3	9	E1	INN	32	878	132 398	6 955
4	9	E1	UT	64	1778	417 325	-
5	10	NS57 LB1	INN	32	900	284 927	6 955
6	47	NS6 LB1 og LB2	UT	32	900	284 927	175 705
7	48	E1	INN	5	38	185 485	4 749
8	49	E1	UT	32	900	284 927	3 091
9	51	NS6 LB2	INN	32	900	284 927	9 498
10	53	E1	INN	2	3	86 783	9 498
11	59	NS9 LB1	UT	2	3	86 783	8 678
12	61	E1	UT	32	900	284 927	2 893
13	61	NS6 LB1	INN	32	900	284 927	-
14	62	E1	INN	2	3	86 783	4 749
15	62	E1	UT	32	900	284 927	-
16	63	NS6 LB1	UT	32	900	284 927	4 749
17	63	E1	INN	2	3	86 783	-
18	68	NS11 LB1	INN	0	0	-	7 232
							300 395

Table B.10: Halvere KILE, fjernstyrt effektbrytere, fjernstyrt kobling i NS57

Steg	Tid [min]	Kobling	#NS	#Kunder	Forventet KILE [kr/t]	KILE per steg [kr]	Total KILE [kr]
1	0	E1	UT	64	1778	417,325	-
2	0	E2 i NS34	UT	64	1778	417,325	-
3	0	E1	INN	32	878	132,398	-
4	0	E1	UT	64	1778	417,325	-
5	0	NS57 LB1	INN	32	900	284,927	-
6	40	LB-B	UT	32	900	284,927	189,951
7	40	E2 i NS34	INN	12	160	229,337	-
8	46	NS6 LB1 og LB2	UT	12	160	229,337	22,934
9	48	E1	INN	5	38	185,485	7,645
10	49	E1	UT	12	160	229,337	3,091
11	49	NS6 LB2	INN	12	160	229,337	-
12	50	E1	INN	2	3	86,783	3,822
13	56	NS9 LB1	UT	2	3	86,783	8,678
14	58	E1	UT	12	160	229,337	2,893
15	58	NS6 LB1	INN	12	160	229,337	-
16	59	E1	INN	2	3	86,783	3,822
17	59	E1	UT	12	160	229,337	-
18	60	NS6 LB1	UT	12	160	229,337	3,822
19	60	E1	INN	2	3	86,783	-
20	65	NS11 LB1	INN	0	0	-	7,232
							253,891

Table B.11: Isolere feilsone, automatiske effektbrytere, automatisk kobling i NS57

Steg	Tid [min]	Kobling		#NS	#Kunder	Forventet KILE [kr/t]	KILE per steg [kr]	Total KILE [kr]
1	0	E1	UT	64	1778	417,325	-	-
2	0	E2 i NS34	UT	64	1778	417,325	-	-
3	0	E1	INN	32	878	132,398	-	-
4	0	E1	UT	64	1778	417,325	-	-
5	0	NS57 LB1	INN	32	900	284,927	-	-
6	40	NS6 LB1 og LB2	UT	32	900	284,927	189,951	189,951
7	42	E1	INN	5	38	185,485	9,498	199,449
8	43	E1	UT	32	900	284,927	3,091	202,540
9	43	NS6 LB2	INN	32	900	284,927	-	202,540
10	44	E1	INN	2	3	86,783	4,749	207,289
11	60	NS9 LB1	UT	2	3	86,783	23,142	230,431
12	62	E1	UT	32	900	284,927	2,893	233,324
13	62	NS6 LB1	INN	32	900	284,927	-	233,324
14	63	E1	INN	2	3	86,783	4,749	238,073
15	63	E1	UT	32	900	284,927	-	238,073
16	64	NS6 LB1	UT	32	900	284,927	4,749	242,822
17	64	E1	INN	2	3	86,783	-	242,822
18	69	NS11 LB1	INN	0	0	-	7,232	250,053

Table B.12: Halvering av forventet KILE, automatiske effektbrytere, automatisk kobling i NS57

Kjente Feilsteder

Steg	Tid [min]	Kobling		#NS	#Kunder	Forventet KILE [kr/t]	KILE per steg [kr]	Total KILE [kr]
1	0	E1	UT	64	1778	417 325	-	-
2	8	E2 i NS34	UT	64	1778	417 325	55 643	55 643
3	9	E1	INN	32	878	132 398	6 955	62 599
4	9	E1	UT	64	1778	417 325	-	62 599
5	33	NS57 LB1	INN	32	900	284 927	166 930	229 529
6	46	LB-C	UT	32	900	284 927	61 734	291 263
7	47	E2 i NS34	INN	17	316	235 302	4 749	296 012
8	66	NS6 LB1 og LB2	UT	17	316	235 302	74 512	370 524
9	67	E1	INN	5	38	185 485	3 922	374 446
10	68	E1	UT	17	316	235 302	3 091	377 537
11	69	NS6 LB2	INN	17	316	235 302	3 922	381 459
12	70	E1	INN	2	3	86 783	3 922	385 381
13	76	NS9 LB1	UT	2	3	86 783	8 678	394 059
14	78	E1	UT	17	316	235 302	2 893	396 952
15	78	NS6 LB1	INN	17	316	235 302	-	396 952
16	79	E1	INN	2	3	86 783	3 922	400 873
17	79	E1	UT	17	316	235 302	-	400 873
18	79	NS6 LB1	UT	17	316	235 302	-	400 873
19	79	E1	INN	2	3	86 783	-	400 873
20	84	NS11 LB1	INN	0	0	-	7 232	408 105

Table B.13: Isolere sone med kjente feilsteder

Kjent Feilsted

Steg	Tid [m]	Kobling		#NS	#Kunder	Forventet KILE [kr/t]	KILE per steg [kr]	Total KILE [kr]
1	0	E1	UT	64	1778	417 325	-	-
2	8	E2 i NS34	UT	64	1778	417 325	55 643	55 643
3	9	E1	INN	32	878	132 398	6 955	62 599
4	9	E1	UT	64	1778	417 325	-	62 599
5	33	NS57 LB1	INN	32	900	284 927	166 930	229 529
6	47	NS6 LB1	UT	32	900	284 927	66 483	296 012
7	48	E1	INN	5	38	185 485	4 749	300 761
8	56	NS9 LB1	UT	2	3	86 783	24 731	325 492
9	61	NS11 LB1	INN	0	0	-	7 232	332 724

Table B.14: Fjernstyrte effektbrytere, manuell bryter i NS57

Steg	Tid [m]	Kobling		#NS	#Kunder	Forventet KILE [kr/t]	KILE per steg [kr]	Total KILE [kr]
1	0	E1	UT	64	1778	417 325	-	-
2	8	E2 i NS34	UT	64	1778	417 325	55 643	55 643
3	9	E1	INN	32	878	132 398	6 955	62 599
4	9	E1	UT	64	1778	417 325	-	62 599
5	10	NS57 LB1	INN	32	900	284 927	6 955	69 554
6	47	NS6 LB1	UT	32	900	284 927	175 705	245 259
7	48	E1	INN	5	38	185 485	4 749	250 008
8	56	NS9 LB1	UT	2	3	86 783	24 731	274 739
9	61	NS11 LB1	INN	0	0	-	7 232	281 971

Table B.15: Fjernstyrte effektbrytere, fjernstyrt bryter i NS57

Steg	Tid [m]	Kobling		#NS	#Kunder	Forventet KILE [kr/t]	KILE per steg [kr]	Total KILE [kr]
1	0	E1	UT	64	1778	417 325	-	-
2	0	E2 i NS34	UT	64	1778	417 325	-	-
3	0	E1	INN	32	878	132 398	-	-
4	0	E1	UT	64	1778	417 325	-	-
5	0	NS57 LB1	INN	32	900	284 927	-	-
6	37	NS6 LB1	UT	32	900	284 927	175 705	175 705
7	38	E1	INN	5	38	185 485	4 749	180 454
8	46	NS9 LB1	UT	2	3	86 783	24 731	205 185
9	51	NS11 LB1	INN	0	0	-	7 232	212 417

Table B.16: Automatisk kobling av effektbryter og bryter i NS57

C | Koblingssekvenser for Feil 2

Steg	Tid [min]	Kobling		#NS	#Kunder	Forventet KILE [kr/t]	KILE per steg [kr]	Total KILE [kr]
1	0	E1	UT	64	1 778	417 325	-	-
2	0	E1	INN	0	0	-	-	-
3	0	E1	UT	64	1 778	417 325	-	-
4	16	NS34 E2	UT	64	1 778	417 325	111 287	111 287
5	17	E1	INN	32	878	132 398	6 955	118 242
6	17	E1	UT	64	1 778	417 325	-	118 242
7	43	NS67	INN	32	900	284 927	180 841	299 083
8	48	SB9	UT	32	900	284 927	23 744	322 827
9	51	NS27 LB2	UT	32	900	284 927	14 246	337 073
10	52	E1	INN	14	564	48 910	4 749	341 822
11	55	SB9	INN	8	333	29 563	2 446	344 267
12	55	E1	UT	32	900	284 927	-	344 267
13	55	SB9	UT	32	900	284 927	-	344 267
14	55	E1	INN	14	564	48 910	-	344 267
15	57	NS34 E2	INN	6	231	19 347	1 630	345 898
16	70	SB15	UT	6	231	19 347	4 192	350 090
17	75	NS27 LB2	INN	5	195	6 946	1 612	351 702
18	80	SB10	UT	5	195	6 946	579	352 281
19	85	SB9	INN	3	123	5 350	579	352 860
20	120	SB10	INN	0	0	-	3 121	355 980

Table C.1: Opprinnelig koblingssekvens

Steg	Tid [min]	Kobling		#NS	#Kunder	Forventet KILE [kr/t]	KILE per steg [kr]	Total KILE [kr]
1	0	E1	UT	64	1 778	417 325	-	-
2	0	E1	INN	0	0	-	-	-
3	0	E1	UT	64	1 778	417 325	-	-
4	16	NS34 E2	UT	64	1 778	417 325	111 287	111 287
5	17	E1	INN	32	878	132 398	6 955	118 242
6	17	E1	UT	64	1 778	417 325	-	118 242
7	43	NS67 LB1	INN	32	900	284 927	180 841	299 083
8	48	LB-C	UT	32	900	284 927	23 744	322 827
9	49	E1	INN	15	584	49 625	4 749	327 576
10	52	NS27 LB2	UT	15	584	49 625	2 481	330 057
11	53	NS34 E2	INN	7	251	20 062	827	330 884
12	58	SB15	UT	7	251	20 062	1 672	332 556
13	65	NS27 LB2	INN	6	215	7 661	2 341	334 896
14	69	SB10	UT	6	215	7 661	511	335 407
15	75	LB-C	INN	3	123	5 350	766	336 173
16	110	SB10	INN	0	0	-	3 121	339 294

Table C.2: Halvering av antall nettstasjoner

Steg	Tid [min]	Kobling		#NS	#Kunder	Forventet KILE [kr/t]	KILE per steg [kr]	Total KILE [kr]
1	0	E1	UT	64	1 778	417 325	-	-
2	0	E1	INN	0	0	-	-	-
3	0	E1	UT	64	1 778	417 325	-	-
4	16	NS34 E2	UT	64	1 778	417 325	111 287	111 287
5	17	E1	INN	32	878	132 398	6 955	118 242
6	17	E1	UT	64	1 778	417 325	-	118 242
7	43	NS67 LB1	INN	32	900	284 927	180 841	299 083
8	45	NS6 LB1 og LB2	UT	32	900	284 927	9 498	308 580
9	46	E1	INN	5	38	185 485	4 749	313 329
10	46	E1	UT	32	900	294 927	-	313 329
11	47	NS6 LB1 og LB2	INN	32	900	294 927	4 915	318 245
12	47	NS6 LB3	UT	32	900	294 927	-	318 245
13	49	SB15	UT	32	900	294 927	9 831	328 076
14	50	NS34 E2	INN	22	525	226 655	4 915	332 991
15	52	NS11 LB1	INN	17	487	41170	7 555	340 546
16	55	LB-B	UT	17	487	41170	2 059	342 605
17	56	E1	INN	11	371	13626	686	343 291
18	64	SB9	UT	11	371	13 626	1 817	345 108
19	65	LB-B	INN	5	195	6 946	227	345 335
20	70	SB10	UT	5	195	6 946	579	345 914
21	72	SB9	INN	3	123	5 350	232	346 145
22	107	SB10	INN	0	0	-	3 121	349 266

Table C.3: Halvering av forventet KILE

Ukjent Feilsted

Steg	Tid [min]	Kobling		#NS	#Kunder	Forventet KILE [kr/t]	KILE per steg [kr]	Total KILE [kr]
1	0	E1	UT	64	1 778	417 325	-	-
2	0	E1	INN	0	0	-	-	-
3	0	E1	UT	64	1 778	417 325	-	-
4	16	NS34 E2	UT	64	1 778	417 325	111 287	111 287
5	17	E1	INN	32	878	132 398	6 955	118 242
6	17	E1	UT	64	1 778	417 325	-	118 242
7	18	NS67 LB1	INN	32	900	284 927	6 955	125 198
8	45	NS6 LB1 og LB2	UT	32	900	284 927	128 217	253 415
9	46	E1	INN	5	38	185 485	4 749	258 163
10	46	E1	UT	32	900	294 927	-	258 163
11	47	NS6 LB1 og LB2	INN	32	900	294 927	4 915	263 079
12	47	NS6 LB3	UT	32	900	294 927	-	263 079
13	49	SB15	UT	32	900	294 927	9 831	272 910
14	50	NS34 E2	INN	22	525	226 655	4 915	277 825
15	52	NS11 LB1	INN	17	487	41170	7 555	285 380
16	55	LB-B	UT	17	487	41170	2 059	287 439
17	56	E1	INN	11	371	13626	686	288 125
18	64	SB9	UT	11	371	13 626	1 817	289 942
19	65	LB-B	INN	5	195	6 946	227	290 169
20	70	SB10	UT	5	195	6 946	579	290 748
21	72	SB9	INN	3	123	5 350	232	290 979
22	107	SB10	INN	0	0	-	3 121	294 100

Table C.4: Halvering av forventet KILE, fjernstyrt bryter i NS67

Steg	Tid [min]	Kobling		#NS	#Kunder	Forventet KILE [kr/t]	KILE per steg [kr]	Total KILE [kr]
1	0	E1	UT	64	1 778	417 325	-	-
2	0	E1	INN	0	0	-	-	-
3	0	E1	UT	64	1 778	417 325	-	-
4	0	NS34 E2	UT	64	1 778	417 325	-	-
5	0	E1	INN	32	878	132 398	-	-
6	0	E1	UT	64	1 778	417 325	-	-
7	43	NS67 LB1	INN	32	900	284 927	299 083	299 083
8	45	NS6 LB1 og LB2	UT	32	900	284 927	9 498	308 580
9	46	E1	INN	5	38	185 485	4 749	313 329
10	46	E1	UT	32	900	294 927	-	313 329
11	47	NS6 LB1 og LB2	INN	32	900	294 927	4 915	318 245
12	47	NS6 LB3	UT	32	900	294 927	-	318 245
13	49	SB15	UT	32	900	294 927	9 831	328 076
14	50	NS34 E2	INN	22	525	226 655	4 915	332 991
15	52	NS11 LB1	INN	17	487	41170	7 555	340 546
16	55	LB-B	UT	17	487	41170	2 059	342 605
17	56	E1	INN	11	371	13626	686	343 291
18	64	SB9	UT	11	371	13 626	1 817	345 108
19	65	LB-B	INN	5	195	6 946	227	345 335
20	70	SB10	UT	5	195	6 946	579	345 914
21	72	SB9	INN	3	123	5 350	232	346 145
22	107	SB10	INN	0	0	-	3 121	349 266

Table C.5: Halvering av forventet KILE, automatiske effektbrytere, manuell bryter i NS67

Steg	Tid [min]	Kobling		#NS	#Kunder	Forventet KILE [kr/t]	KILE per steg [kr]	Total KILE [kr]
1	0	E1	UT	64	1 778	417 325	-	-
2	0	E1	INN	0	0	-	-	-
3	0	E1	UT	64	1 778	417 325	-	-
4	0	NS34 E2	UT	64	1 778	417 325	-	-
5	0	E1	INN	32	878	132 398	-	-
6	0	E1	UT	64	1 778	417 325	-	-
7	5	NS67 LB1	INN	32	900	284 927	34 777	34 777
8	45	NS6 LB1 og LB2	UT	32	900	284 927	189 951	224 728
9	46	E1	INN	5	38	185 485	4 749	229 477
10	46	E1	UT	32	900	294 927	-	229 477
11	47	NS6 LB1 og LB2	INN	32	900	294 927	4 915	234 393
12	47	NS6 LB3	UT	32	900	294 927	-	234 393
13	49	SB15	UT	32	900	294 927	9 831	244 224
14	50	NS34 E2	INN	22	525	226 655	4 915	249 139
15	52	NS11 LB1	INN	17	487	41170	7 555	256 694
16	55	LB-B	UT	17	487	41170	2 059	258 753
17	56	E1	INN	11	371	13626	686	259 439
18	64	SB9	UT	11	371	13 626	1 817	261 256
19	65	LB-B	INN	5	195	6 946	227	261 483
20	70	SB10	UT	5	195	6 946	579	262 062
21	72	SB9	INN	3	123	5 350	232	262 293
22	107	SB10	INN	0	0	-	3 121	265 414

Table C.6: Halvering av forventet KILE, automatiske effektbrytere, fjernstyrt bryter i NS67

Steg	Tid [min]	Kobling		#NS	#Kunder	Forventet KILE [kr/t]	KILE per steg [kr]	Total KILE [kr]
1	0	E1	UT	64	1 778	417 325	-	-
2	0	E1	INN	0	0	-	-	-
3	0	E1	UT	64	1 778	417 325	-	-
4	0	NS34 E2	UT	64	1 778	417 325	-	-
5	0	E1	INN	32	878	132 398	-	-
6	0	E1	UT	64	1 778	417 325	-	-
7	0	NS67 LB1	INN	32	900	284 927	-	-
8	45	NS6 LB1 og LB2	UT	32	900	284 927	213 695	213 695
9	46	E1	INN	5	38	185 485	4 749	218 444
10	46	E1	UT	32	900	294 927	-	218 444
11	47	NS6 LB1 og LB2	INN	32	900	294 927	4 915	223 359
12	47	NS6 LB3	UT	32	900	294 927	-	223 359
13	49	SB15	UT	32	900	294 927	9 831	233 190
14	50	NS34 E2	INN	22	525	226 655	4 915	238 106
15	52	NS11 LB1	INN	17	487	41170	7 555	245 661
16	55	LB-B	UT	17	487	41170	2 059	247 720
17	56	E1	INN	11	371	13626	686	248 406
18	64	SB9	UT	11	371	13 626	1 817	250 222
19	65	LB-B	INN	5	195	6 946	227	250 450
20	70	SB10	UT	5	195	6 946	579	251 028
21	72	SB9	INN	3	123	5 350	232	251 260
22	107	SB10	INN	0	0	-	3 121	254 381

Table C.7: Halvering av forventet KILE, automatiske effektbrytere, automatisk bryter i NS67

Kjent Feilsone

Steg	Tid [min]	Kobling		#NS	#Kunder	Forventet KILE [kr/t]	KILE per steg [kr]	Total KILE [kr]
1	0	E1	UT	64	1 778	417 325	-	-
2	0	E1	INN	0	0	-	-	-
3	0	E1	UT	64	1 778	417 325	-	-
4	16	NS34 E2	UT	64	1 778	417 325	111 287	111 287
5	17	E1	INN	32	878	132 398	6 955	118 242
6	17	E1	UT	64	1 778	417 325	-	118 242
7	43	NS67 LB1	INN	32	900	284 927	180 841	299 083
8	48	LB-C	UT	32	900	284 927	23 744	322 827
9	49	E1	INN	15	584	49 625	4 749	327 576
10	51	SB15	UT	15	584	49 625	1 654	329 230
11	52	NS34 E2	INN	5	195	6 946	827	330 057
12	57	SB10	UT	5	195	6 946	579	330 636
13	58	LB-C	INN	3	123	5 350	116	330 751
14	93	SB10	INN	0	0	-	3 121	333 872

Table C.8: Feil 2 - feilindikator - manuell kobling

Steg	Tid [min]	Kobling		#NS	#Kunder	Forventet KILE [kr/t]	KILE per steg [kr]	Total KILE [kr]
1	0	E1	UT	64	1 778	417 325	-	-
2	0	E1	INN	0	0	-	-	-
3	0	E1	UT	64	1 778	417 325	-	-
4	16	NS34 E2	UT	64	1 778	417 325	111 287	111 287
5	17	E1	INN	32	878	132 398	6 955	118 242
6	17	E1	UT	64	1 778	417 325	-	118 242
7	18	NS67 LB1	INN	32	900	284 927	6 955	125 198
8	48	LB-C	UT	32	900	284 927	142 464	267 661
9	49	E1	INN	15	584	49 625	4 749	272 410
10	51	SB15	UT	15	584	49 625	1 654	274 064
11	52	NS34 E2	INN	5	195	6 946	827	274 891
12	57	SB10	UT	5	195	6 946	579	275 470
13	58	LB-C	INN	3	123	5 350	116	275 586
14	93	SB10	INN	0	0	-	3 121	278 706

Table C.9: Feil 2 - feilindikator - fjernstyring reservemating

Steg	Tid [min]	Kobling		#NS	#Kunder	Forventet KILE [kr/t]	KILE per steg [kr]	Total KILE [kr]
1	0	E1	UT	64	1 778	417 325	-	-
2	0	E1	INN	0	0	-	-	-
3	0	E1	UT	64	1 778	417 325	-	-
4	0	NS34 E2	UT	64	1 778	417 325	-	-
5	0	E1	INN	32	878	132 398	-	-
6	0	E1	UT	64	1 778	417 325	-	-
7	0	NS67 LB1	INN	32	900	284 927	-	-
8	48	LB-C	UT	32	900	284 927	227 942	227 942
9	49	E1	INN	15	584	49 625	4 749	232 690
10	51	SB15	UT	15	584	49 625	1 654	234 345
11	52	NS34 E2	INN	5	195	6 946	827	235 172
12	57	SB10	UT	5	195	6 946	579	235 750
13	58	LB-C	INN	3	123	5 350	116	235 866
14	93	SB10	INN	0	0	-	3 121	238 987

Table C.10: Feil 2 - feilindikator - automatikse koblinger

Feil 2: kjente feilsteder

Steg	Tid [min]	Kobling		#NS	#Kunder	Forventet KILE [kr/t]	KILE per steg [kr]	Total KILE [kr]
1	0	E1	UT	64	1 778	417 325	-	-
2	0	E1	INN	-	-	-	-	-
3	0	E1	UT	64	1 778	417 325	-	-
4	16	NS34 E2	UT	64	1 778	417 325	111 287	111 287
5	17	E1	INN	32	878	132 398	6 955	118 242
6	17	E1	UT	64	1 778	417 325	-	118 242
7	43	NS67	INN	32	900	284 927	180 841	299 083
8	48	SB9	UT	32	900	284 927	23 744	322 827
9	49	E1	INN	14	564	48 910	4 749	327 576
10	51	NS28 LB1	UT	14	564	48 910	1 630	329 206
11	52	NS34 E2	INN	7	268	22 053	815	330 021
12	70	SB15	UT	7	268	22 053	6 616	336 637
13	75	NS28 LB1	INN	5	195	6 946	1 838	338 475
14	80	SB10	UT	5	195	6 946	579	339 054
15	85	SB9	INN	3	123	5 350	579	339 632
16	120	SB10	INN	0	0	-	3 121	342 753

Table C.11: Kjente feilsteder, manuell reserve, isolere

Steg	Tid [min]	Kobling		#NS	#Kunder	Forventet KILE [kr/t]	KILE per steg [kr]	Total KILE [kr]
1	0	E1	UT	64	1 778	417 325	-	-
2	0	E1	INN	0	0	-	-	-
3	0	E1	UT	64	1 778	417 325	-	-
4	16	NS34 E2	UT	64	1 778	417 325	111 287	111 287
5	17	E1	INN	32	878	132 398	6 955	118 242
6	17	E1	UT	64	1 778	417 325	-	118 242
7	43	NS67	INN	32	900	284 927	180 841	299 083
8	49	SB15	UT	32	900	284 927	28 493	327 576
9	50	E1	INN	0	0	0	4 749	332 324
10	50	E1	UT	32	900	284 927	-	332 324
11	52	NS34 E2	INN	22	525	226 655	9 498	341 822
12	59	SB10	UT	22	525	226 655	26 443	368 265
13	60	E1	INN	3	123	5 350	3 778	372 043
14	95	SB10	INN	0	0	0	3 121	375 163

Table C.12: Feil 2: kjente feilsteder, manuell reserve, halvere KILE

Steg	Tid [min]	Kobling		#NS	#Kunder	Forventet KILE [kr/t]	KILE per steg [kr]	Total KILE [kr]
1	0	E1	UT	64	1 778	417 325	-	-
2	0	E1	INN	0	0	-	-	-
3	0	E1	UT	64	1 778	417 325	-	-
4	16	NS34 E2	UT	64	1 778	417 325	111 287	111 287
5	17	E1	INN	32	878	132 398	6 955	118 242
6	17	E1	UT	64	1 778	417 325	-	118 242
7	18	NS67	INN	32	900	284 927	6 955	125 198
8	48	SB9	UT	32	900	284 927	142 464	267 661
9	49	E1	INN	14	564	48 910	4 749	272 410
10	51	NS28 LB1	UT	14	564	48 910	1 630	274 040
11	52	NS34 E2	INN	7	268	22 053	815	274 855
12	70	SB15	UT	7	268	22 053	6 616	281 471
13	75	NS28 LB1	INN	5	195	6 946	1 838	283 309
14	80	SB10	UT	5	195	6 946	579	283 888
15	85	SB9	INN	3	123	5 350	579	284 467
16	120	SB10	INN	0	0	-	3 121	287 587

Table C.13: Kjente feilsteder, fjernstyring i NS67

Steg	Tid [min]	Kobling		#NS	#Kunder	Forventet KILE [kr/t]	KILE per steg [kr]	Total KILE [kr]
1	0	E1	UT	64	1 778	417 325	-	-
2	0	E1	INN	0	0	-	-	-
3	0	E1	UT	64	1 778	417 325	-	-
4	0	NS34 E2	UT	64	1 778	417 325	-	-
5	0	E1	INN	32	878	132 398	-	-
6	0	E1	UT	64	1 778	417 325	-	-
7	0	NS67	INN	32	900	284 927	-	-
8	48	SB9	UT	32	900	284 927	227 942	227 942
9	49	E1	INN	14	564	48 910	4 749	232 690
10	51	NS28 LB1	UT	14	564	48 910	1 630	234 321
11	52	NS34 E2	INN	7	268	22 053	815	235 136
12	70	SB15	UT	7	268	22 053	6 616	241 752
13	75	NS28 LB1	INN	5	195	6 946	1 838	243 590
14	80	SB10	UT	5	195	6 946	579	244 168
15	85	SB9	INN	3	123	5 350	579	244 747
16	120	SB10	INN	0	0	-	3 121	247 868

Table C.14: Kjente feilsteder, automatikk

Kjent Feilsted

Steg	Tid [min]	Kobling		#NS	#Kunder	Forventet KILE [kr/t]	KILE per steg [kr]	Total KILE [kr]
1	0	E1	UT	64	1 778	417 325	-	-
2	0	E1	INN	0	0	-	-	-
3	0	E1	UT	64	1 778	417 325	-	-
4	16	NS34 E2	UT	64	1 778	417 325	111 287	111 287
5	17	E1	INN	32	878	132 398	6 955	118 242
6	17	E1	UT	64	1 778	417 325	-	118 242
7	43	NS67 LB1	INN	32	900	284 927	180 841	299 083
8	48	SB10	UT	32	900	284 927	23 744	322 827
9	49	E1	INN	3	123	5 350	4 749	327 576
10	84	SB10	INN	0	0	0	3 121	330 696

Table C.15: Feil 2: kjent feilsted, manuell kobling

Steg	Tid [min]	Kobling		#NS	#Kunder	Forventet KILE [kr/t]	KILE per steg [kr]	Total KILE [kr]
1	0	E1	UT	64	1 778	417 325	-	-
2	0	E1	INN	0	0	-	-	-
3	0	E1	UT	64	1 778	417 325	-	-
4	16	NS34 E2	UT	64	1 778	417 325	111 287	111 287
5	17	E1	INN	32	878	132 398	6 955	118 242
6	17	E1	UT	64	1 778	417 325	-	118 242
7	18	NS67 LB1	INN	32	900	284 927	6 955	125 198
8	48	SB10	UT	32	900	284 927	142 464	267 661
9	49	E1	INN	3	123	5 350	4 749	272 410
10	84	SB10	INN	0	0	-	3 121	275 531

Table C.16: Fjernstyrt bryter i NS67

Steg	Tid [min]	Kobling		#NS	#Kunder	Forventet KILE [kr/t]	KILE per steg [kr]	Total KILE [kr]
1	0	E1	UT	64	1 778	417 325	-	-
2	0	E1	INN	0	0	-	-	-
3	0	E1	UT	64	1 778	417 325	-	-
4	0	NS34 E2	UT	64	1 778	417 325	-	-
5	0	E1	INN	32	878	132 398	-	-
6	0	E1	UT	64	1 778	417 325	-	-
7	0	NS67 LB1	INN	32	900	284 927	-	-
8	48	SB10	UT	32	900	284 927	227 942	227 942
9	49	E1	INN	3	123	5 350	4 749	232 690
10	84	SB10	INN	0	0	0	3 121	235 811

Table C.17: Automatisk kobling av effektbrytere, automatisk bryter i NS67



D | Fiktive feil

Steg	Tid [min]	Kobling		#NS	#Kunder	Forventet KILE [kr/t]	KILE per steg [kr]	Total KILE [kr]
1	0	E1	UT	64	1 778	471 325		
2	0	E1	INN	0	0	-	-	-
3	0	E1	UT	64	1 778	471 325		
4	15	NS34 E2	UT	64	1 778	471 325	117 831	117 831
5	16	E1	INN	32	878	132 398	7 855	125 687
6	16	E1	UT	64	1 778	471 325	-	125 687
7	43	NS67 LB1	INN	32	900	284 927	212 096	337 783
8	48	LB-C	UT	32	900	284 927	23 744	361 527
9	49	E1	INN	15	584	49 625	4 749	366 276
10	49	E1	UT	32	900	284 927	-	366 276
11	50	NS34 E2	INN	17	316	235 302	4 749	371 024
12	53	NS6 LB1 og LB2	UT	17	316	235 302	11 765	382 790
13	53	E1	INN	5	38	185 485	-	382 790
14	54	E1	UT	17	316	235 302	3 091	385 881
15	55	NS6 LB1 og LB2	INN	17	316	235 302	3 922	389 803
16	55	NS6 LB3	UT	17	316	235 302	-	389 803
17	58	NS11 LB1	INN	11	272	22 509	11 765	401 568
18	60	LB-B	UT	11	272	22 509	750	402 318
19	60	E1	INN	5	156	5 965	-	402 318
20	60	E1	UT	11	272	22 509	-	402 318
21	63	LB-C	INN	6	116	27 544	1 125	403 443
22	64	LB-A	UT	6	116	27 544	459	403 903
23	65	E1	INN	3	22	22 644	459	404 362
24	67	SB3	UT	3	22	22 644	755	405 116
25	68	NS6 LB3	INN	2	14	22 298	377	405 494
26	98	LB-A	INN	0	0	-	11 149	416 643

Table D.1: Feil før LB-B - halvering antall NS

Steg	Tid [min]	Kobling	#NS	#Kunder	Forventet KILE [kr/t]	KILE per steg [kr]	Total KILE [kr]
1	0	E1	UT	64	1 778	471 325	-
2	0	E1	INN	0	0	-	-
3	0	E1	UT	64	1 778	471 325	-
4	15	NS34 E2	UT	64	1 778	471 325	117 831
5	16	E1	INN	32	878	132 398	7 855
6	16	E1	UT	64	1 778	471 325	-
7	43	NS67 LB1	INN	32	900	284 927	212 096
8	43	NS6 LB1 og LB2	UT	32	900	284 927	-
9	44	E1	INN	5	38	185 485	4 749
10	44	E1	UT	32	900	284 927	-
11	45	NS6 LB1 og LB2	INN	32	900	284 927	4 749
12	45	NS6 LB3	UT	32	900	284 927	-
13	50	NS11	INN	26	856	83 143	23 744
14	52	SB15	UT	26	856	83 143	2 771
15	53	E1	INN	9	369	41 964	-
16	53	E1	UT	26	856	83 143	-
17	54	NS34 E2	INN	17	487	41 170	1 386
18	56	LB-B	UT	17	487	41 170	1 372
19	56	E1	INN	11	371	13 626	-
20	56	E1	UT	17	487	41 170	-
21	57	SB15	INN	6	116	27 544	686
22	63	LB-A	UT	6	116	27 544	-
23	64	E1	INN	3	22	22 644	459
24	66	SB3	UT	3	22	22 644	755
25	67	NS6 LB3	INN	2	14	22 298	377
26	97	LB-A	INN	0	0	-	11 149
							389 980

Table D.2: Feil før LB-B - halvering KILE

Steg	Tid [min]	Kobling	#NS	#Kunder	Forventet KILE [kr/t]	KILE per steg [kr]	Total KILE [kr]
1	0	E1	UT	64	1 778	471 325	-
2	0	E1	INN	0	0	-	-
3	0	E1	UT	64	1 778	471 325	-
4	15	NS34 E2	UT	64	1 778	471 325	117 831
5	16	E1	INN	32	878	132 398	7 855
6	45	LB-F	UT	32	878	132 398	63 992
7	46	NS34 E2	INN	14	399	110 817	2 207
8	54	NS61 LB2 og LB3	UT	14	399	110 817	14 776
9	57	NS67 LB1	INN	8	233	37 812	5 541
10	59	NS61 LB3	INN	7	193	36 449	1 260
11	64	NS60	UT	7	193	36 449	3 037
12	65	NS61 LB2	INN	6	155	35 304	607
13	69	NS56 LB2	UT	6	125	35 304	2 354
14	73	NS57 LB2	INN	5	148	5 717	2 354
15	112	LB-F	INN	0	0	-	3 716
							225 531

Table D.3: Feil mellom NS53 og NS54 - halvering antall NS

Steg	Tid [min]	Kobling		#NS	#Kunder	Forventet KILE [kr/t]	KILE per steg [kr]	Total KILE [kr]
1	0	E1	UT	64	1 778	471 325	-	-
2	0	E1	INN	0	0	-	-	-
3	0	E1	UT	64	1 778	471 325	-	-
4	15	NS34 E2	UT	64	1 778	471 325	117 831	117 831
5	16	E1	INN	32	878	132 398	7 855	125 687
6	43	NS67 LB1	UT	32	878	132 398	59 579	185 266
7	44	NS67 LB2	INN	31	868	69 352	2 207	187 472
8	52	LB-F	UT	31	868	69 352	9 247	196 719
9	53	NS34 E2	INN	13	389	47 771	1 156	197 875
10	62	NS56 LB2	UT	13	389	47 771	7 166	205 041
11	65	NS57 LB2	INN	12	382	18 184	909	205 950
12	70	NS61 LB3	UT	12	382	18 184	1 515	207 465
13	71	NS56 LB2	INN	6	196	11 322	189	207 654
14	71	NS56 LB2	UT	12	382	18 184	-	207 654
15	76	NS60 LB2	UT	12	382	18 184	1 515	209 169
16	78	NS67 LB2	INN	6	186	6 862	606	209 776
17	80	NS61 LB2	INN	5	148	5 717	191	209 966
18	119	LB-F	INN	0	0	-	3 716	213 682

Table D.4: Feil mellom NS53 og NS54 - halvering KILE

Steg	Tid [min]	Kobling		#NS	#Kunder	Forventet KILE [kr/t]	KILE per steg [kr]	Total KILE [kr]
1	0	E1	UT	64	1 778	471 325	-	-
2	0	E1	INN	0	0	-	-	-
3	0	E1	UT	64	1 778	471 325	-	-
4	15	E2 i NS34	UT	64	1 778	471 325	117 831	117 831
5	16	E1	INN	32	878	132 398	7 855	125 687
6	16	E1	UT	64	1 778	471 325	-	125 687
7	43	NS67 LB1	INN	32	900	284 927	212 096	337 783
8	48	LB-C	UT	32	900	284 927	23 744	361 527
9	49	E1	INN	15	584	49 625	4 749	366 276
10	52	NS27 LB2	UT	15	584	49 625	2 481	368 757
11	53	NS34 E2	INN	7	251	20 062	827	369 584
12	53	NS34 E2	UT	15	584	49 625	-	369 584
13	54	NS27 LB2	UT	15	584	49 625	827	370 411
14	54	NS27 LB1	INN	15	584	49 625	-	370 411
15	60	LB-C	INN	7	274	28 100	4 963	375 374
16	62	NS31 LB2 og 3	UT	7	274	28 100	937	376 310
17	62	NS34 E2	INN	4	127	15 569	-	376 310
18	63	NS31 LB3	INN	3	100	14 438	259	376 570
19	65	NS30 LB2 og LB3	UT	3	100	14 438	481	377 051
20	64	NS31 LB3	INN	1	31	2 746	-241	376 810
21	64	NS31 LB3	UT	3	100	14 438	-	376 810
22	65	NS30 LB1	UT	3	100	14 438	241	377 051
23	66	NS30 LB2 og LB3	INN	3	100	14 438	241	377 292
24	68	NS29	INN	0	0	-	481	377 773

Table D.5: Feil mellom NS28 og NS31 - halvering antall NS

Steg	Tid [min]	Kobling	#NS	#Kunder	Forventet KILE [kr/t]	KILE per steg [kr]	Total KILE [kr]
1	0	E1	UT	64	1 778	471 325	
2	0	E1	INN	0	0	-	-
3	0	E1	UT	64	1 778	471 325	-
4	15	E2 i NS34	UT	64	1 778	471 325	117 831
5	16	E1	INN	32	878	132 398	7 855
6	16	E1	UT	64	1 778	471 325	-
7	43	NS67 LB1	INN	32	900	284 927	212 096
8	43	NS6 LB1 og LB2	UT	32	900	284 927	-
9	44	E1	INN	5	38	185 485	4 749
10	44	E1	UT	32	900	284 927	-
11	45	NS6 LB1 og LB2	INN	32	900	284 927	4 749
12	45	NS6 LB3	UT	32	900	284 927	-
13	50	NS11 LB1	INN	26	856	83 143	23 744
14	54	NS27 LB2	UT	26	856	83 134	5 543
15	55	NS34 E2	INN	18	523	53 571	1 386
16	55	NS34 E2	UT	26	856	83 134	-
17	55	E1	INN	8	333	29 563	-
18	57	NS29 LB2 og LB3	UT	8	333	29 563	985
19	58	NS34 E2	INN	2	90	4 209	493
20	58	NS24 E2	UT	8	333	29 563	-
21	59	NS29 LB2 og LB3	INN	8	333	29 563	493
22	59	NS29 LB1	UT	8	333	29 563	-
23	60	NS27 LB2	INN	4	174	13 662	493
24	62	NS32 LB2 og LB3	UT	4	174	13 662	455
25	62	NS24 E2	INN	1	27	1 131	-
26	63	NS32 LB3	INN	0	0	-	19
							380 891

Table D.6: Feil mellom NS28 og NS31 - halvering KILE

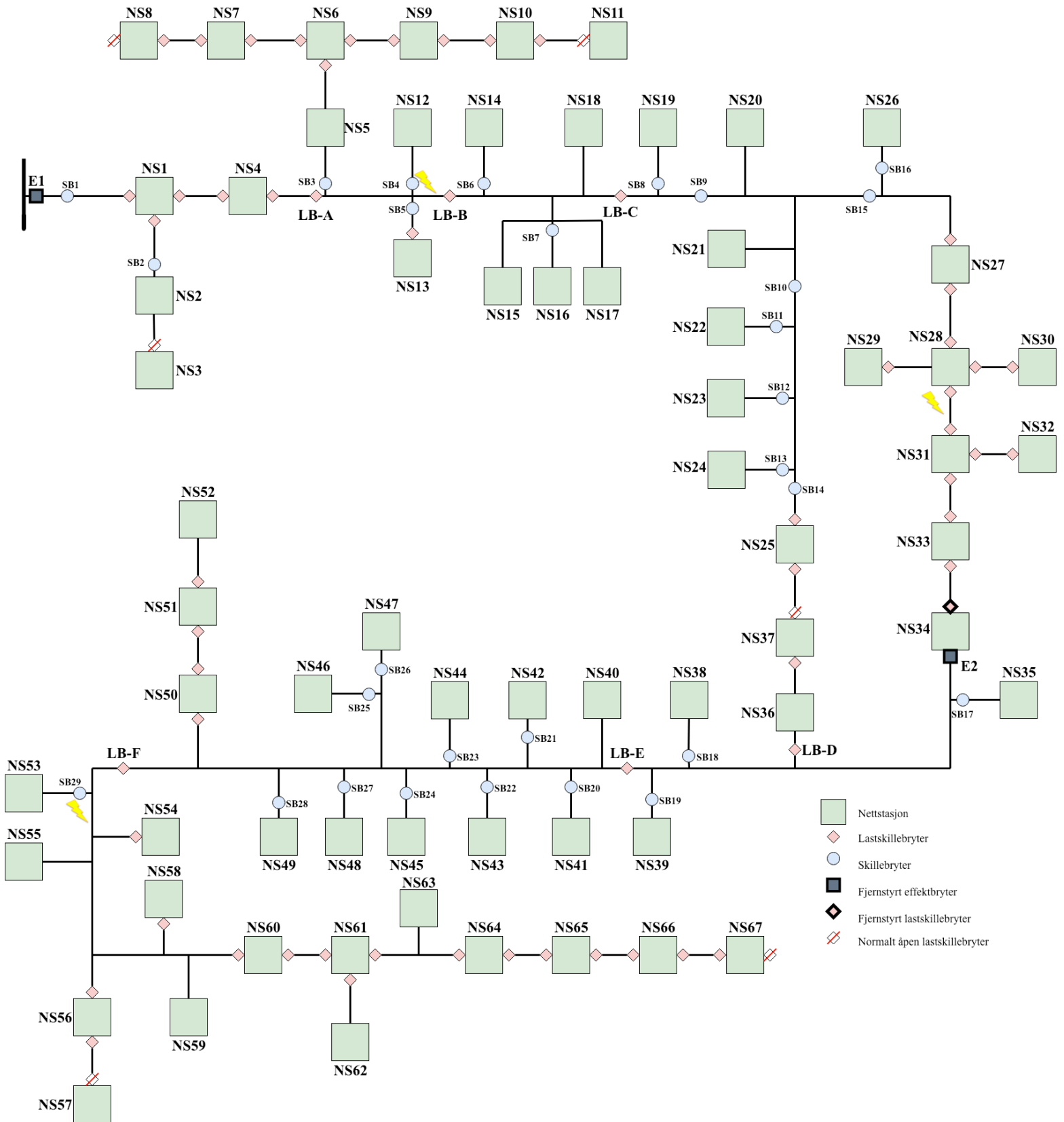


Figure D.1: Nett med fiktive feilsteder markert



E | Følsomhetsanalyse

Steg	Tid [min]	Kobling		#NS	#Kunder	Forventet KILE [kr/t]	KILE per steg [kr]	Total KILE [kr]
1	0	E1	UT	64	1778	417 325	-	-
2	8	E1	INN	0	0	-	55 643	55 643
3	8	E1	UT	64	1778	417 325	-	55 643
4	9	E2 i NS34	UT	64	1778	417 325	6 955	62 599
5	17	E1	INN	0	0	-	55 643	118 242
6	17	E1	UT	64	1778	417 325	-	118 242
7	41	NS57 LB1	INN	32	900	208 653	166 930	285 172
8	51	LB-B	UT	32	900	208 653	34 776	319 948
9	52	E1	INN	0	0	-	3 478	323 425
10	52	E1	UT	32	900	208 653	-	323 425
11	53	E2 i NS34	INN	12	160	78 252	3 478	326 903
12	62	LB-A	UT	12	160	78 252	11 738	338 640
13	62	E1	INN	9	66	58 689	-	338 640
14	80	NS6 LB1	UT	9	66	58 689	17 607	356 247
15	85	E1	UT	12	160	78 252	4 891	361 138
16	86	LB-A	INN	12	160	78 252	1 304	362 442
17	86	E1	INN	2	3	13 042	-	362 442
18	92	NS9 LB1	UT	2	3	13 042	1 304	363 746
19	94	E1	UT	12	160	78 252	435	364 181
20	94	NS6 LB1	INN	12	160	78 252	-	364 181
21	95	E1	INN	2	3	13 042	1 304	365 485
22	95	E1	UT	12	160	78 252	-	365 485
23	95	NS6 LB1	UT	12	160	78 252	-	365 485
24	95	E1	INN	2	3	13 042	-	365 485
25	100	NS11 LB1	INN	0	0	-	1 087	366 572

Table E.1: KILE for opprinnelig koblingssekvens ved jevnt fordelt KILE

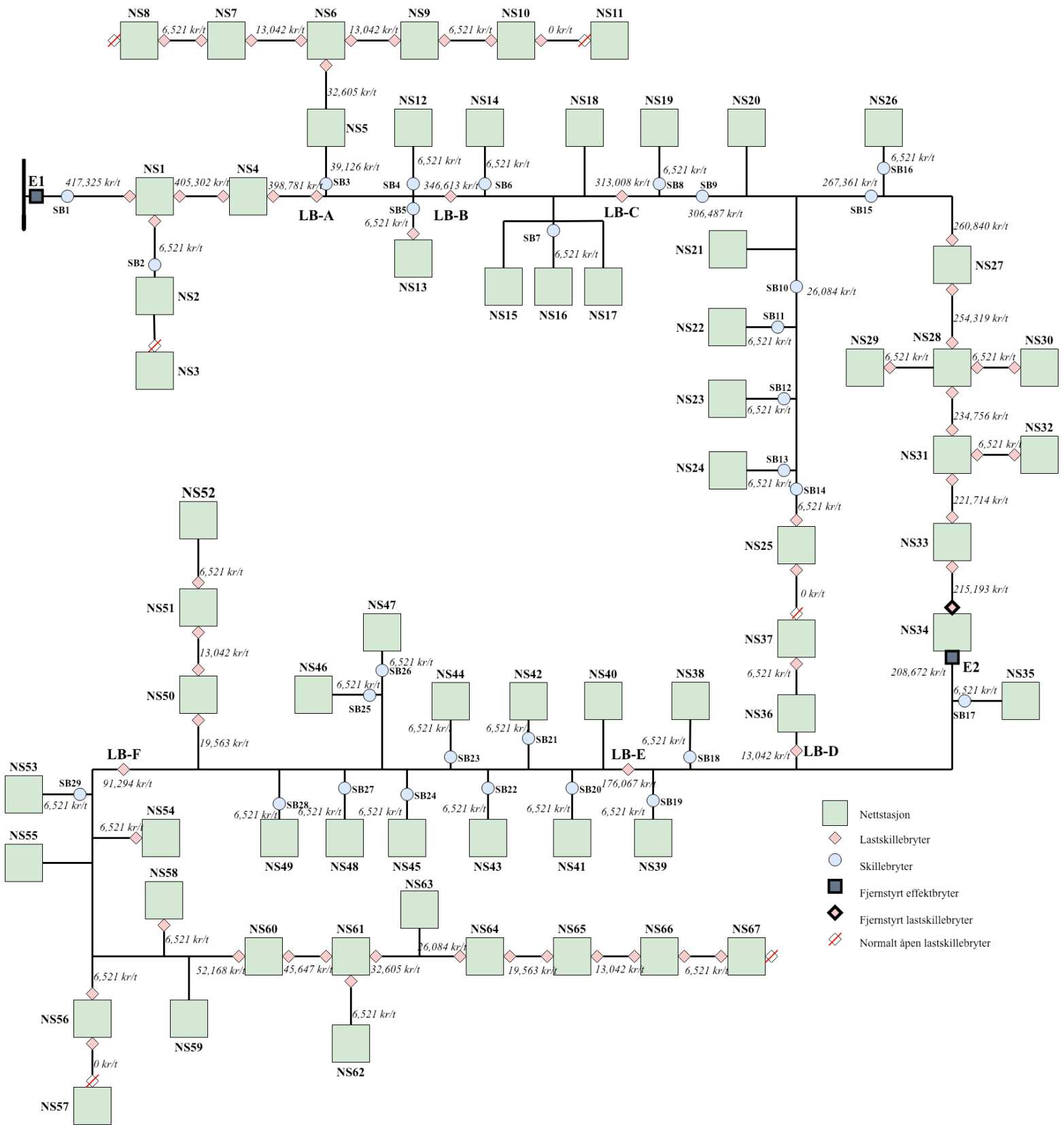


Figure E.1: KILE for hvert seksjoneringspunkt ved jevn fordeling av KILE

Steg	Tid [min]	Kobling		#NS	#Kunder	Forventet KILE [kr/t]	KILE per steg [kr]	Total KILE [kr]
1	0	E1	UT	64	1778	417 325	-	-
2	8	E1	INN	0	0	-	55 643	55 643
3	8	E1	UT	64	1778	417 325	-	55 643
4	9	E2 i NS34	UT	64	1778	417 325	6 955	62 599
5	17	E1	INN	0	0	-	55 643	118 242
6	17	E1	UT	64	1778	417 325	-	118 242
7	41	NS57 LB1	INN	32	900	208 653	166 930	285 172
8	54	LB-C	UT	32	900	208 653	45 208	330 380
9	55	E1	INN	0	0	-	3 478	333 858
10	55	E1	UT	32	900	208 653	-	333 858
11	56	E2 i NS34	INN	17	316	104 317	3 478	337 335
12	74	NS6 LB1 og LB2	UT	17	316	104 317	31 295	368 630
13	75	E1	INN	5	38	32 605	1 739	370 369
14	76	E1	UT	17	316	104 317	543	370 912
15	77	NS6 LB2	INN	17	316	104 317	1 739	372 651
16	78	E1	INN	2	3	13 042	1 739	374 390
17	84	NS9 LB1	UT	2	3	13 042	1 304	375 694
18	86	E1	UT	17	316	104 317	435	376 129
19	86	NS6 LB1	INN	17	316	104 317	-	376 129
20	87	E1	INN	2	3	13 042	1 739	377 867
21	87	E1	UT	17	316	104 316	-	377 867
22	87	NS6 LB1	UT	17	316	104 317	-	377 867
23	87	E1	INN	2	3	13 042	-	377 867
24	92	NS11 LB1	INN	0	0	-	1 087	378 954

Table E.2: Koblingssekvens ved halvering av antall netstasjoner, ved jevnt fordelt forventet KILE

Halvering KILE:

Steg	Tid [min]	Kobling		#NS	#Kunder	Forventet KILE [kr/t]	KILE per steg [kr]	Total KILE [kr]
1	0	E1	UT	64	1778	417 325	-	-
2	8	E1	INN	0	0	-	55 643	55 643
3	8	E1	UT	64	1778	417 325	-	55 643
4	9	E2 i NS34	UT	64	1778	417 325	6 955	62 599
5	17	E1	INN	0	0	-	55 643	118 242
6	17	E1	UT	64	1778	417 325	-	118 242
7	41	NS57 LB1	INN	32	900	208 653	166 930	285 172
8	54	LB-C	UT	32	900	208 653	45 208	330 380
9	55	E1	INN	0	0	-	3 478	333 858
10	55	E1	UT	32	900	208 653	-	333 858
11	56	E2 i NS34	INN	17	316	104 317	3 478	337 335
12	74	NS6 LB1 og LB2	UT	17	316	104 317	31 295	368 630
13	75	E1	INN	5	38	32 605	1 739	370 369
14	76	E1	UT	17	316	104 317	543	370 912
15	77	NS6 LB2	INN	17	316	104 317	1 739	372 651
16	78	E1	INN	2	3	13 042	1 739	374 390
17	84	NS9 LB1	UT	2	3	13 042	1 304	375 694
18	86	E1	UT	17	316	104 317	435	376 129
19	86	NS6 LB1	INN	17	316	104 317	-	376 129
20	87	E1	INN	2	3	13 042	1 739	377 867
21	87	E1	UT	17	316	104 316	-	377 867
22	87	NS6 LB1	UT	17	316	104 317	-	377 867
23	87	E1	INN	2	3	13 042	-	377 867
24	92	NS11 LB1	INN	0	0	-	1 087	378 954

Table E.3: Koblingssekvens ved halvering av KILE, ved jevnt fordelt forventet KILE

Steg	Tid [min]	Kobling		#NS	#Kunder	Forventet KILE [kr/t]	KILE per steg [kr]	Total KILE [kr]
1	0	E1	UT	64	1 778	417 325	-	-
2	0	E1	INN	0	0	-	-	-
3	0	E1	UT	64	1 778	417 325	-	-
4	16	NS34 E2	UT	64	1 778	417 325	111 287	111 287
5	17	E1	INN	32	878	132 398	6 955	118 242
6	17	E1	UT	64	1 778	417 325	-	118 242
7	43	NS67	INN	32	900	284 927	180 841	299 083
8	48	SB9	UT	32	900	284 927	23 744	322 827
9	51	NS27 LB2	UT	32	900	284 927	14 246	337 073
10	52	E1	INN	14	564	48 910	4 749	341 822
11	55	SB9	INN	8	333	29 563	2 446	344 267
12	55	E1	UT	32	900	284 927	-	344 267
13	55	SB9	UT	32	900	284 927	-	344 267
14	55	E1	INN	14	564	48 910	-	344 267
15	57	NS34 E2	INN	6	231	19 347	1 630	345 898
16	70	SB15	UT	6	231	19 347	4 192	350 090
17	75	NS27 LB2	INN	5	195	6 946	1 612	351 702
18	80	SB10	UT	5	195	6 946	579	352 281
19	85	SB9	INN	3	123	5 350	579	352 860
20	120	SB10	INN	0	0	-	3 121	355 980

Table E.4: Feil 2: opprinnelig koblingssekvens ved jevn KILE

Steg	Tid [min]	Kobling		#NS	#Kunder	Forventet KILE [kr/t]	KILE per steg [kr]	Total KILE [kr]
1	0	E1	UT	64	1 778	417 325	-	-
2	0	E1	INN	0	0	-	-	-
3	0	E1	UT	64	1 778	417 325	-	-
4	16	NS34 E2	UT	64	1 778	417 325	111 287	111 287
5	17	E1	INN	32	878	208 653	6 955	118 242
6	17	E1	UT	64	1 778	417 325	-	118 242
7	43	NS67 LB1	INN	32	900	208 653	180 841	299 083
8	48	LB-C	UT	32	900	208 653	17 388	316 471
9	49	E1	INN	15	584	97 815	3 478	319 948
10	52	NS27 LB2	UT	15	584	97 815	4 891	324 839
11	53	NS34 E2	INN	7	251	45 647	1 630	326 469
12	58	SB15	UT	7	251	45 647	3 804	330 273
13	65	NS27 LB2	INN	6	215	39 126	5 325	335 599
14	69	SB10	UT	6	215	39 126	2 608	338 207
15	75	LB-C	INN	3	123	19 563	3 913	342 120
16	110	SB10	INN	0	0	-	11 412	353 531

Table E.5: Feil 2: koblingssekvens ved halvering av antall nettstasjoner, jevn KILE

Steg	Tid [min]	Kobling		#NS	#Kunder	Forventet KILE [kr/t]	KILE per steg [kr]	Total KILE [kr]
1	0	E1	UT	64	1 778	417 325	-	-
2	0	E1	INN	0	0	-	-	-
3	0	E1	UT	64	1 778	417 325	-	-
4	16	NS34 E2	UT	64	1 778	417 325	111 287	111 287
5	17	E1	INN	32	878	208 653	6 955	118 242
6	17	E1	UT	64	1 778	417 325	-	118 242
7	43	NS67 LB1	INN	32	900	208 653	180 841	299 083
8	48	LB-C	UT	32	900	208 653	17 388	316 471
9	49	E1	INN	15	584	97 815	3 478	319 948
10	52	NS27 LB2	UT	15	584	97 815	4 891	324 839
11	53	NS34 E2	INN	7	251	45 647	1 630	326 469
12	58	SB15	UT	7	251	45 647	3 804	330 273
13	65	NS27 LB2	INN	6	215	39 126	5 325	335 599
14	69	SB10	UT	6	215	39 126	2 608	338 207
15	75	LB-C	INN	3	123	19 563	3 913	342 120
16	110	SB10	INN	0	0	-	11 412	353 531

Table E.6: Feil 2: koblingssekvens ved halvering av forventet KILE, jevn KILE



F | Nett med feilindikatorer

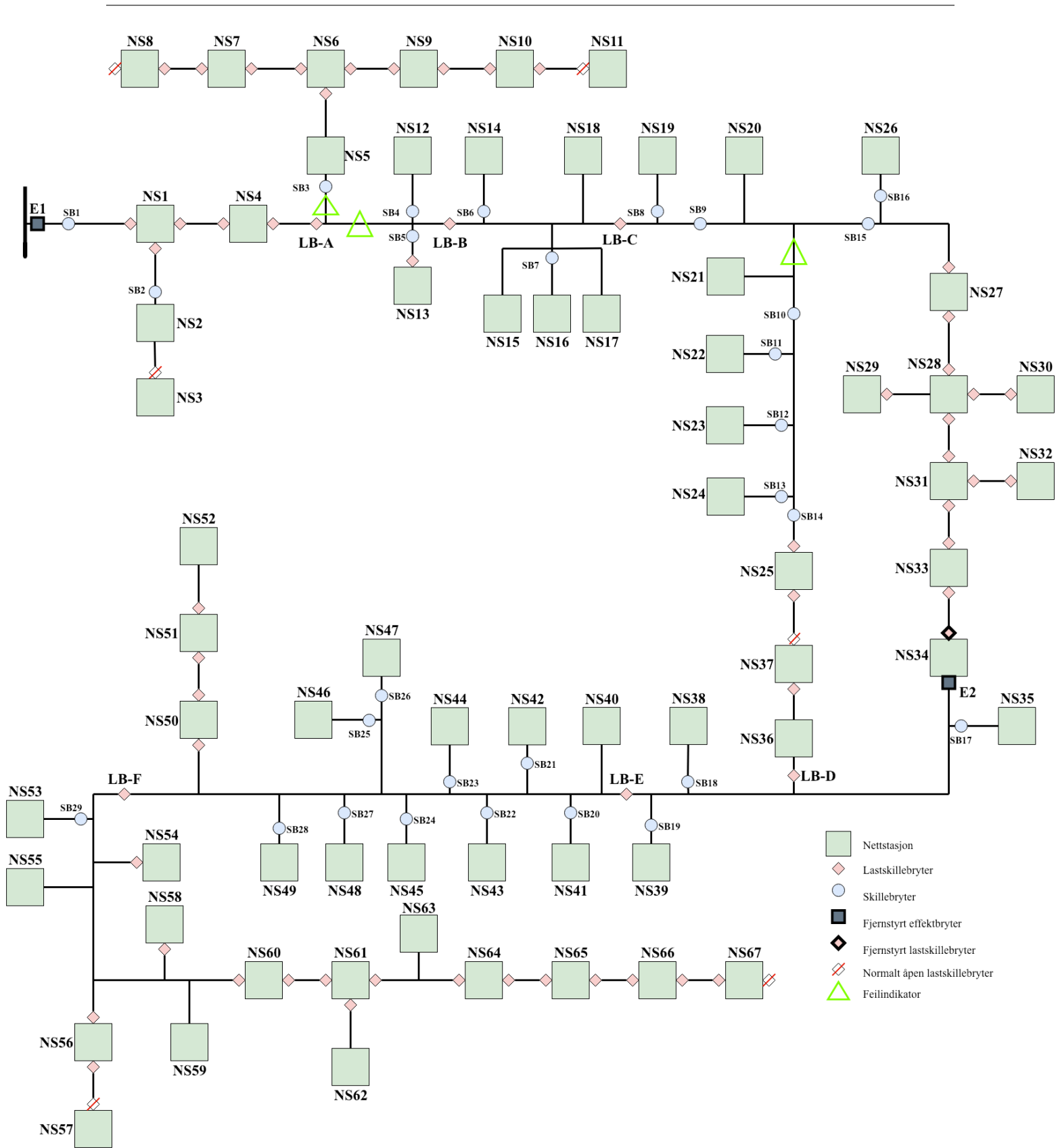


Figure F.1: Plassering av feilindikatorer i eksempelnettet

