

FASaD

Feil- og avbruddshåndtering i smarte distribusjonsnett

Nettkonferansen

Gardermoen

4.- 5. Desember 2018

Feil- og avbruddshåndtering i smarte distribusjonsnett (FASaD)

- FoU-prosjekt med støtte fra Forskningsrådet og innenfor NVEs FoU-ramme (IPN)
- Totalt budsjett 18 millioner over 4 år (2015-2018)
- Et (meget godt) samarbeid mellom SINTEF Energiforskning og 5 norske nettselskap
 - Hafslund Nett (prosjekteier), Skagerak Nett, Eidsiva Nett, Lyse Elnett, Istad Nett
- Demonstrere at bruk av ny teknologi reduserer avbruddsvarighet, antall delavbrudd under feillokalisering samt avbruddskostnader

- Retningsbestemte feilstrømindikatorer
- Fjernstyrte lastskillebrytere
- Avstandsberegning av kortslutninger
- Selvhelende nett



Test og demonstrasjon

Testlokasjoner

Hafslund Nett

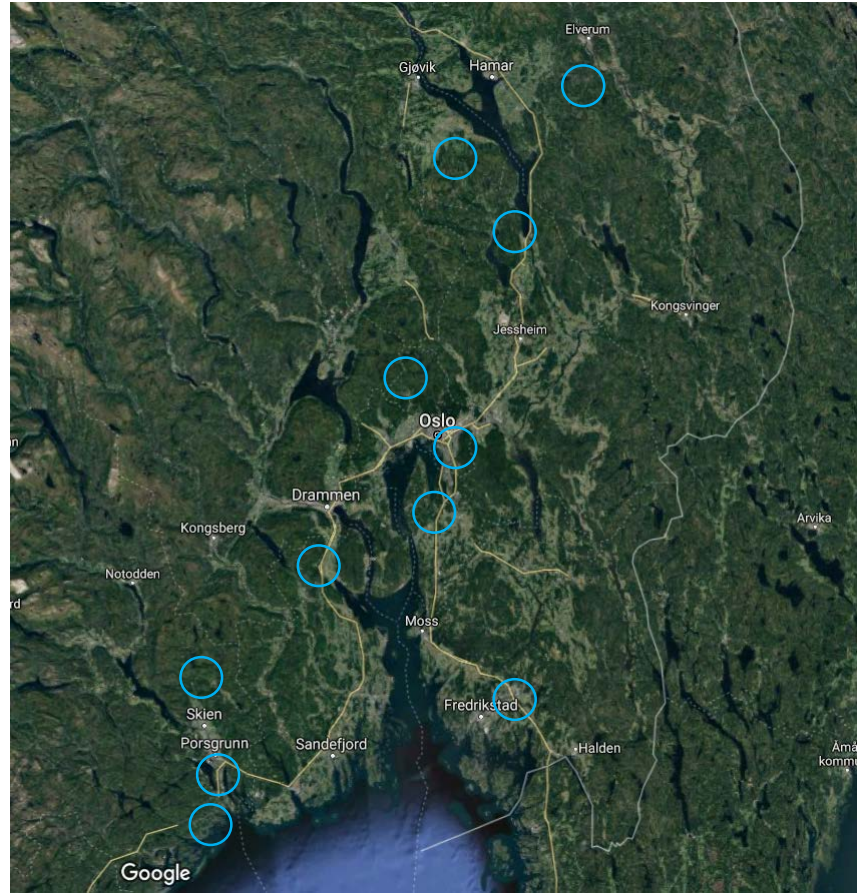
- Minnesund
- Oslo
- Grålum

Skagerak Nett

- Sande
- Langesund
- Myrene
- Frogner

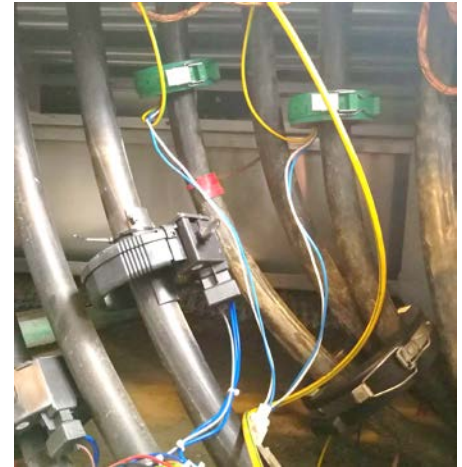
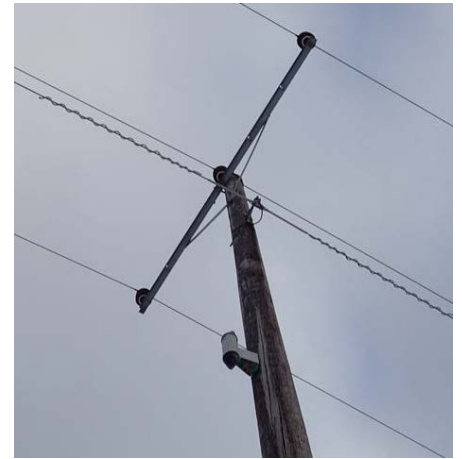
Eidsiva Nett

- Toten
- Våler

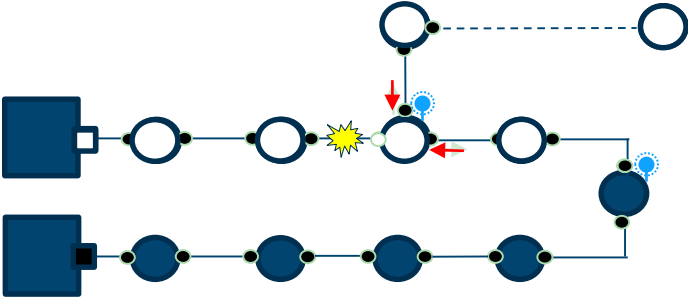


Test og demonstrasjon

- Test og verifikasjon av funksjonalitet/nøyaktighet av retningsbestemte jord- og kortslutningsindikatorer (FPI) i HS-distribusjonsnett med isolert og kompensert jording
- Estimering av avstand til feilsted basert på kortslutningsstrømmer registrert i transformatorstasjon
- Selvhelende nett gjennom bruk av automatiske koblinger (basert på sensordata, målinger og SCADA-kommunikasjon)

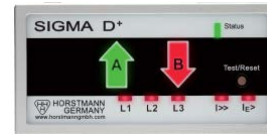


Feil- og avbruddshåndtering i smarte distribusjonsnett



Retningsbestemte kort- og jordslutningsindikatorer i høyspenningsdistributionsnettet

- Horstmann Sigma D+
- Horstmann Compass B
- Schneider Flair 22/23D
- Schneider F200C
- Siemens Sicam FCM
- NorTroll CableTroll 3610 / 600
- Cahors Sentinel D Underground
- ProTrol IPC 4012



Retningsbestemte kort- og jordslutningsindikatorer i høyspenningsdistribusjonsnett

- NorTroll Linetroll 3500
- Cahors Sentinel D Overhead
- Schneider G200 Flite 116



Datalogger transformatorstasjon

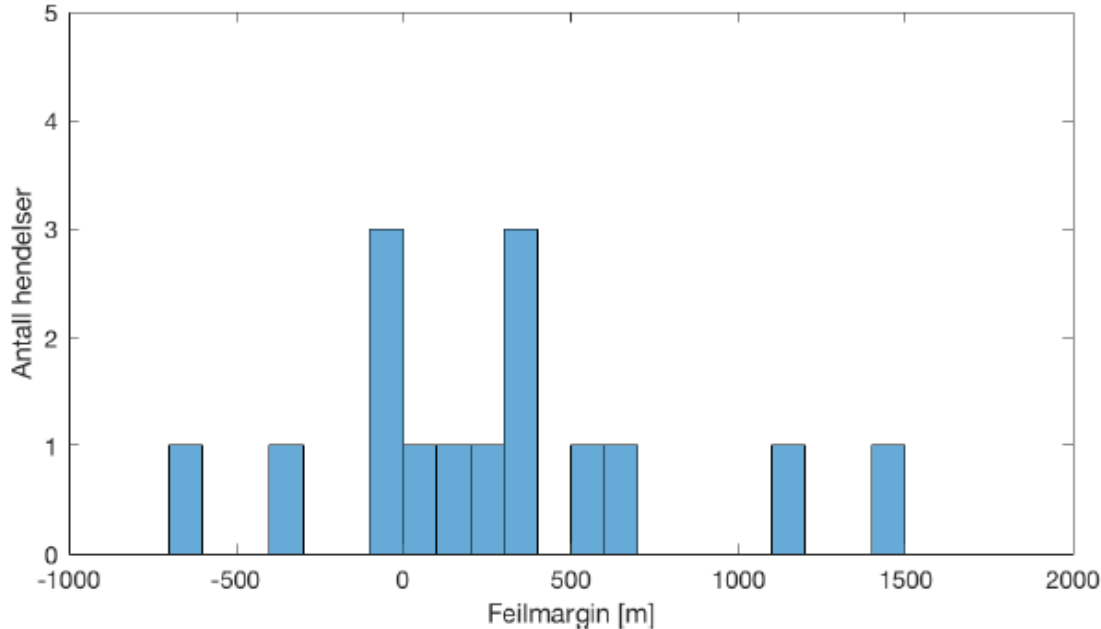
Dranetz Encore 61000



Deteksjonsprinsipper omfattet av indikatorene

Deteksjonsprinsipp	Algoritme(r)
Grunnfrekvens (50Hz)	Cos(φ)-metoden Sin(φ)-metoden
Harmoniske komponenter	«Half rectified currents»-metoden (Schneider)
Transienter	Transient-metoden ICC-metoden (Schneider) Qu2- and Qui-metoden
Andre	«Fast pulse»-metoden

Avstand til feil - kortslutningsberegninger



20 kortslutninger i Hafslund Netts HS-distribusjonsnett, kortslutningsstrømmer logget av avgangsvernet i transformatorstasjonene.

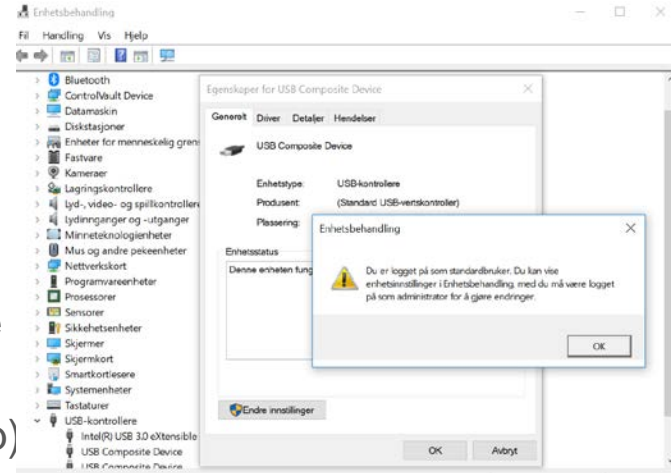
5 hendelser ble beregnet til å være *utenfor* nettet, disse er tatt bort.

Gjennomsnittlig avvik mellom beregnet og faktisk feilsted:

6% (~410 meters)

Lessons learned fra test og demo-aktiviteter

- Oppsett av parametere samt fysisk installasjon av 10+ indikatormodeller er ikke «plug and play» i alle tilfeller
 - Men noen modeller er definitivt verre enn andre (intuitiv meny, spesialprogramvare, drivere, adaptere)
 - Parameterfeil, installasjonsfeil og/eller behov for relokasjon **vil** forekomme, og endringer samt verifikasjoner kan da gjøres ute
- Noen ganger for trangt til å installere sum-CT (Type b setup)
 - Og noen ganger er det til og med vanskelig å få plass til separate 1 fase CT som resultat av mindre ideell uforming (gjelder noen produsenter/modeller)
- Gjennomgående jordleder
- Flere indikasjoner enn bryterfall.



Innspill til produsentene

- Heller noen kroner dyrere med display/on-board parameterisering enn uten
 - Det aller beste hadde selvsagt vært å ha mulighet for fjernparameterisering...
- Større grad av automatisk/adaptiv parameterisering
- Giverkompabilitet mellom produsenter ville i det minste vært *nice to have*
 - Muliggjør utskiftning/oppgradering av indikator uten enda flere planlagte avbrudd i hvertfall en del tilfeller
 - Kunne vært gunstig i fht innkjøp av bryteranlegg med ferdigmonterte givere og valg av indikator i etterkant
- Strømforsyning i «landsnett» er ofte vanskelig og kostbart
 - Stolpemonterne modeller som ikke trenger ekstern (kanskje ikke engang batteriskift) vil være svært gunstig for å få ned kostnader og dermed potensialet for et høyere antall lønnsomme installasjoner i disse nettene som ofte har trafoene andre steder enn seksjoneringsbryterne
 - Vansker med signalkabler i fht avstand til høyspenningsledere og høyde over veier og jorder
- Nye kommunikasjonsløsninger?
 - AMS, NB-IoT, «5g», ..?



Fremtidsutsikter

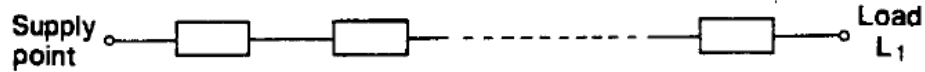
- Tradisjonelle RTU og kommunikasjonsenheter står for en betydelig del av kostnaden når det kommer til montasje av FPI
 - Også håndtering/drifning av et stort antall RTUer/modem er krevende
- Bruk av AMS-hardware og kommunikasjonsinfrastruktur for å hente inn signalene fra FPIer kan redusere kostnadene
 - Mye av denne hardware'n og driften av den gjøres jo «uansett»
- *Selvhelingsfunksjonalitet* begynner å bli en integrert del i flere av de nyere DMS på markedet



Teoretisk del

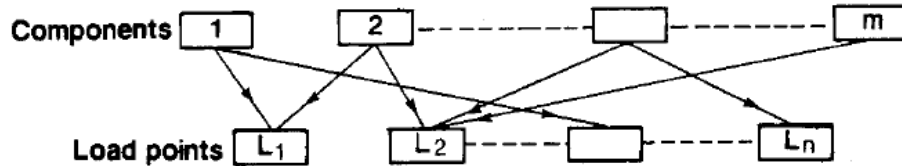
Metodikk for pålitelighetsanalyse

Minimum cut set for load point L_1 :



Which component give outage at the load point.

RELRAD approach



Which load points will have outage caused by the component.

Figure 2. Analytical techniques for radial systems.

RELRAD

RELIability in RADial
systems

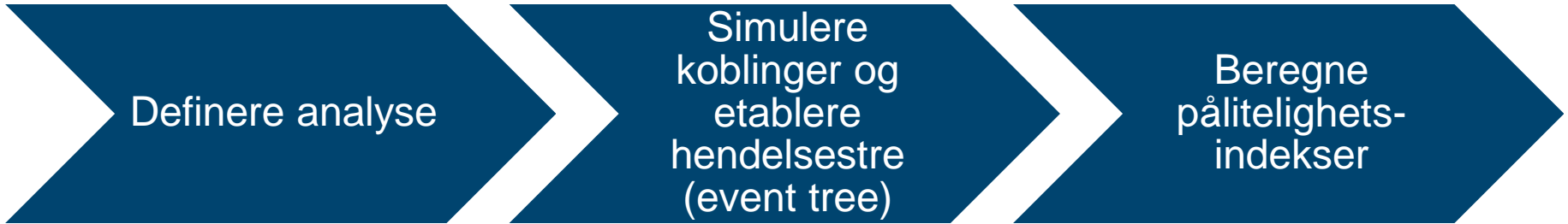
Smart feil- og avbruddshåndtering

Hvor mye påvirker nye komponenter i nettet:

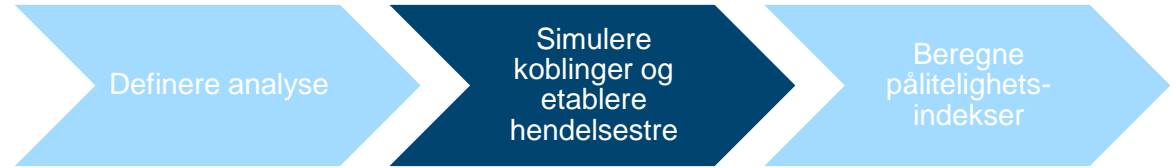
- Varigheten av feillokalisering
- Antall delavbrudd under feillokaliseringen
- Reduksjon av avbruddskostnader

→Behov for oppdatert metodikk for pålitelighetsanalyser

Metodikk



Simulere koblinger og etablere hendelsestre

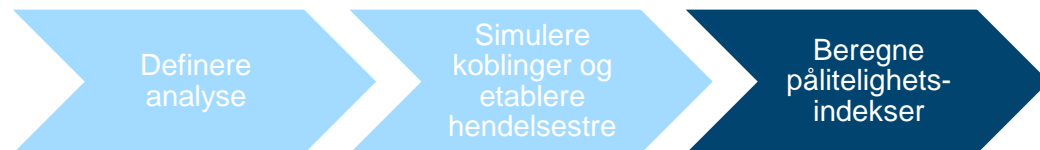


1. Primærfeil inntreffer
2. Effektbryter faller
3. GIK
4. Fjernstyrte koblinger (inkl. reserveforbindelser)
5. Manuelle koblinger (alle brytere tilgjengelige)
6. Manuell innkobling av reserveforbindelser

Simulering av koblinger

- Kriterier for valg av brytere for prøvekoblinger under feillokalisering :
Den neste bryter velges er den som gir minimal beregnet total avbruddskostnad for hele området etter prøvekoblingen.
- Dette baseres på
 - Feilsannsynlighet (komponentnivå)
 - Gjennomsnittlig avbruddskostnad pr time (for hvert enkelt leveringspunkt)
 - Feilsannsynlighet for feilindikatorene

Pålitelighetsindekser



Pr leveringspunkt:

- Årlig antall avbrudd (/år)
- Årlig antall delavbrudd (/år)
- Årlig avbruddsvarighet (min/år)
- Gjennomsnittlig avbruddsvarighet (min/avbrudd)
- Årlig ikke-levert energi (kWh/år)
- Årlig avbrudd effekt (kW/år)
- Årlig avbruddskostnad (NOK/år)

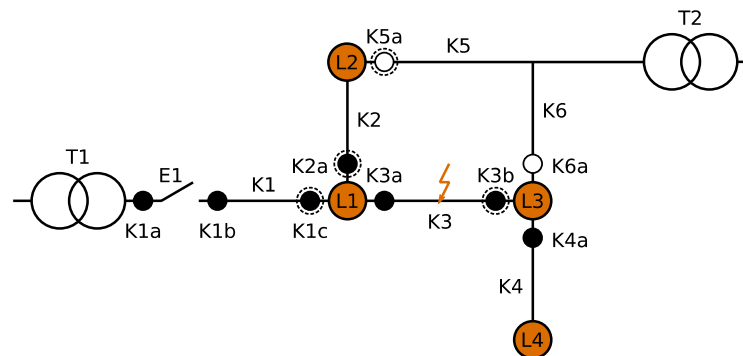
Systemindekser:

- Forventet SAIFI
- Forventet SAIDI

Pr hendelse/primærfeil:

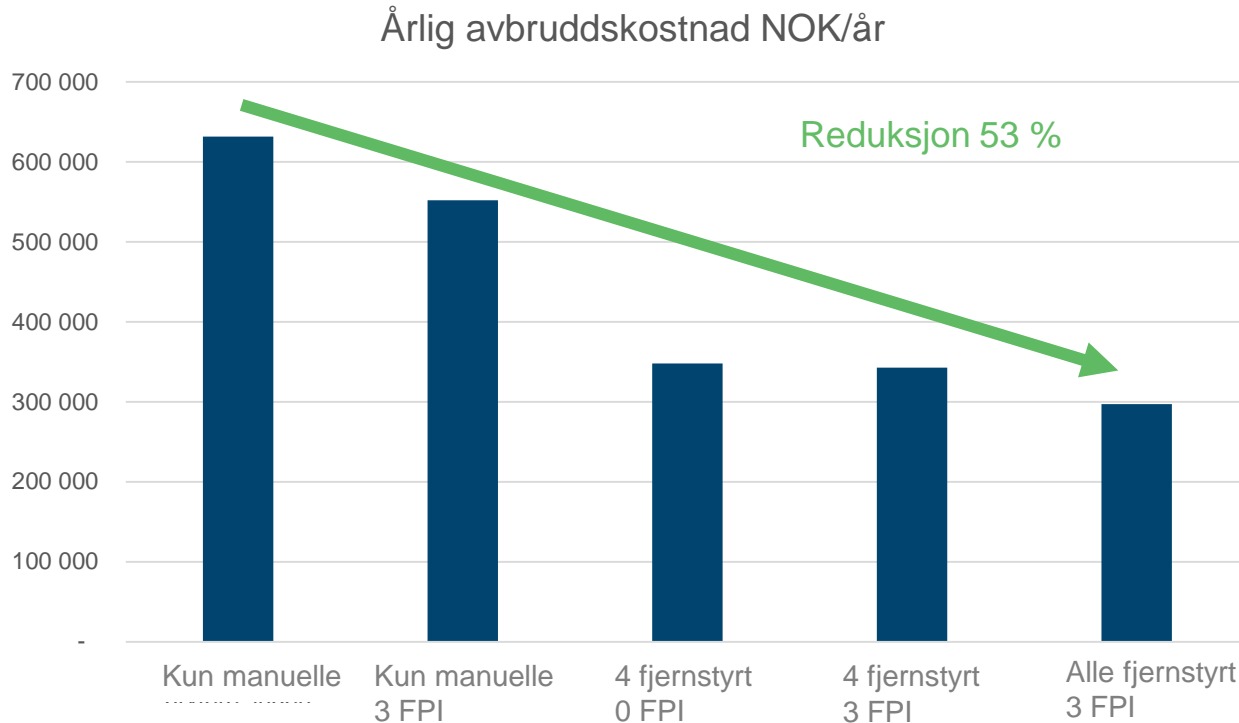
- Varighet av hendelser

Modellnett - beregninger

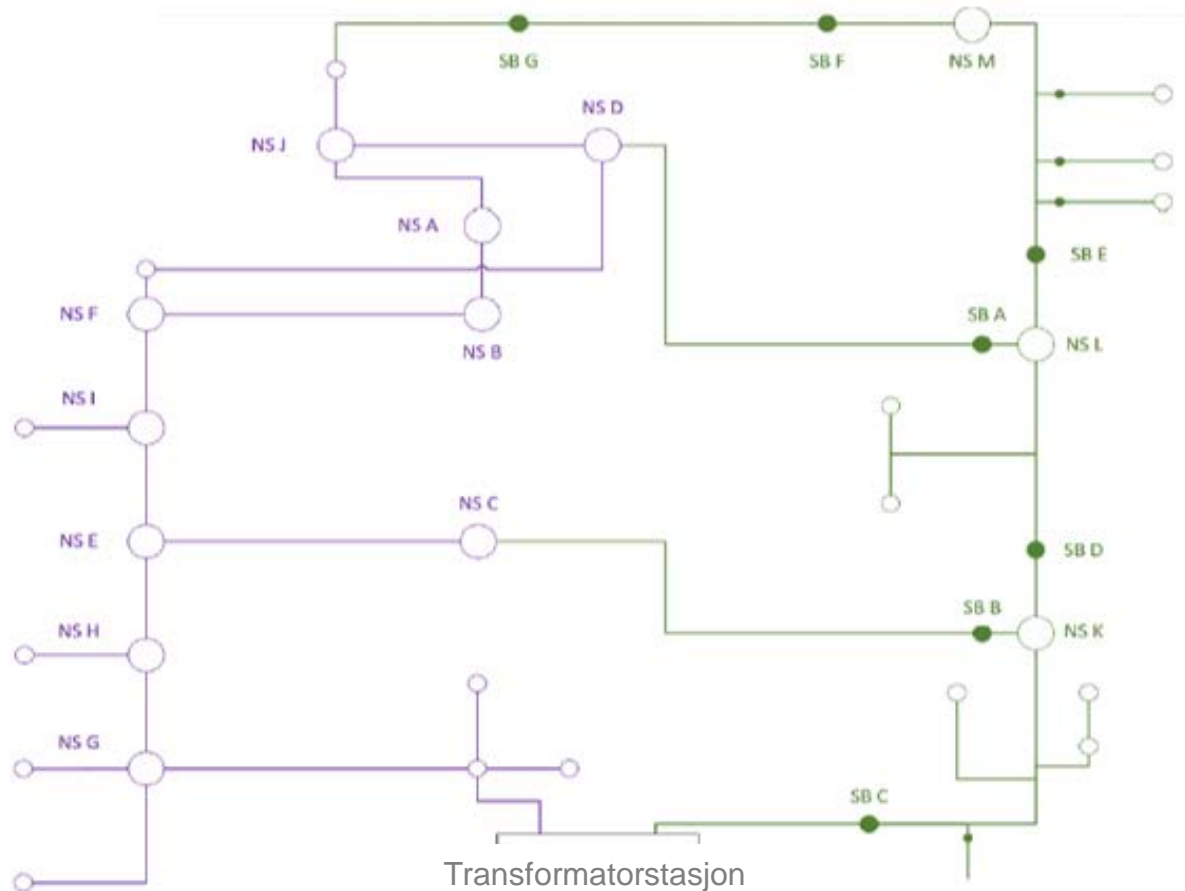


		Kun manuelle brytere, ingen indikatorer	Kun manuelle brytere, 3 indikatorer	4 fjernstyrte brytere, ingen indikatorer	4 fjernstyrte brytere, 3 indikatorer	Alle brytere fjernstyrte, 3 indikatorer
Årlig avbruddskostnad	NOK/år	631 561	552 028	347 841	342 808	297 081
Årlig ikke-levert energi	kWh/år	10 060	8 282	3 811	3 689	2 557
Årlig avbrutt effekt	kW/år	11 200	11 200	11 200	11 200	11 200
Forventet SAIDI	min/år	43,4	35,7	16,7	16,2	11,1
Forventet SAIFI	avbrudd/år	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Varighet av hendelser	min/år	138,1	129,6	113,9	113,9	101,3

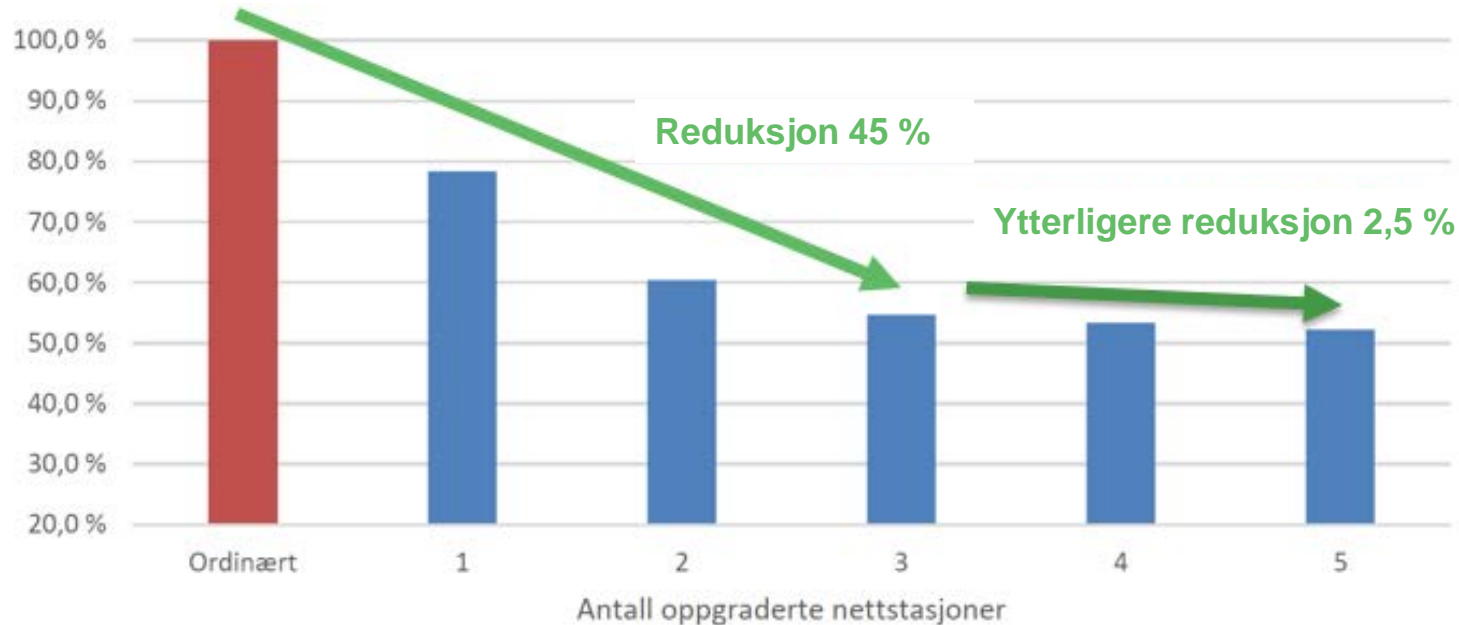
Modellnett: Avbruddskostnader



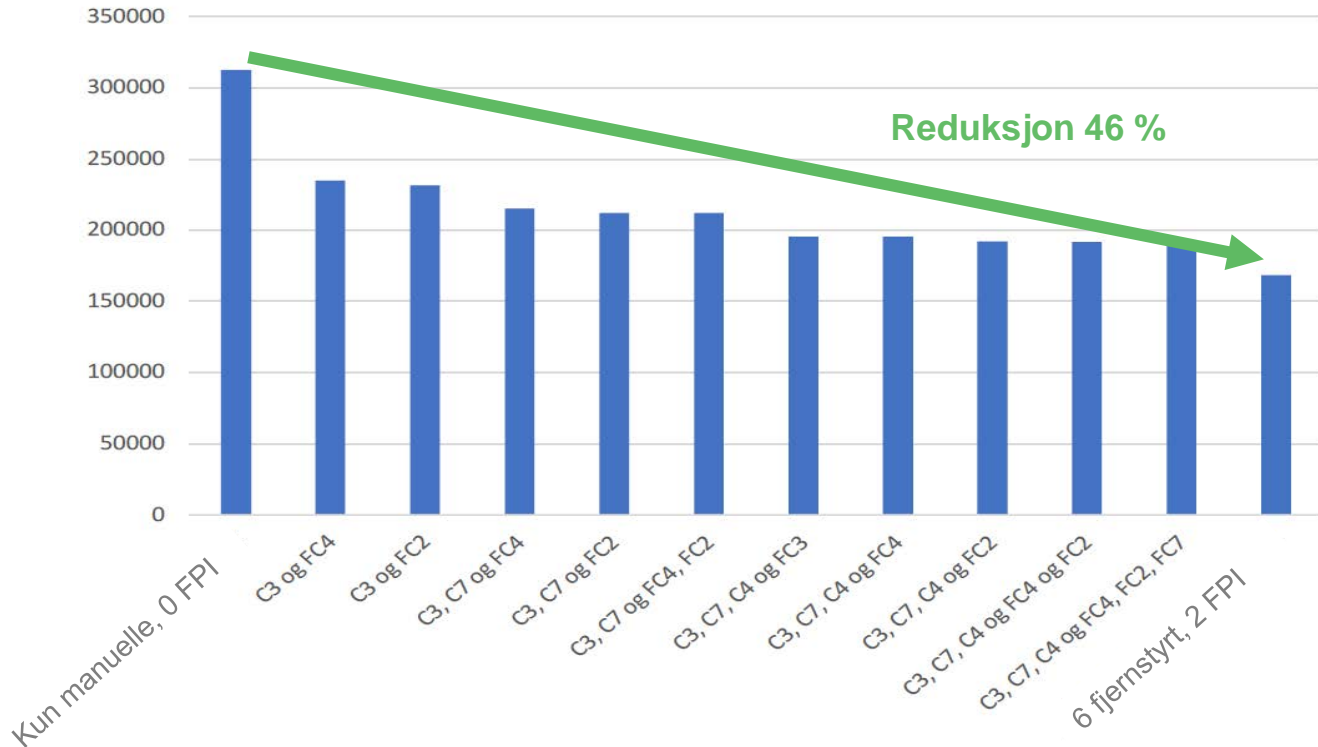
Reelt nett



Reelt nett (lilla del): Reduksjon av avbruddskostnader



Reelt nett (grønn del): Reduksjon av avbruddskostnader



Oppsummering

- Prosjektet har avdekket potensialer for hurtigere feillokalisering, med reduksjon av både avbruddsvarighet og antallet delavbrudd
- Bruk av kort- og jordslutningsindikatorer og fjernstyrte seksjoneringsbrytere har et potensial til å redusere avbruddskostnadene med **30 - 50 %**
- I Norge totalt, er potensialet for reduserte avbruddskostnader i HS-distribusjonsnettet (1-22kV) på ca **125 MNOK pr år**
- Test- og demoaktiviteter gir også svært mye viktig praktisk kunnskap
- For prosjekter med mye montasje og idriftsettelse av nye komponenter er selv 4 år litt i snaueste laget når man samtidig ønsker å ha datainnsamling over et lenger tidsrom





Kjell Anders Tutvedt
Senioringeniør
Hafslund Nett
kjell.anders.tutvedt@hafslund.no