

FEIL- OG AVBRUDDSHÅNDTERING I SMARTE DISTRIBUTJONSNETT

Av

Tonje Skoglund Hermansen og Gerd Kjølle, SINTEF Energi

Kjell Anders Tutvedt, Hafslund Nett

Stig Simonsen, Skagerak Nett

Sammendrag

Prosjektet Feil og avbruddshåndtering i smarte distribusjonsnett (FASaD) undersøker hvordan feilindikatorer, fjernstyring, estimering av avstand til feil og automatiske koblingsprogram kan utnyttes til å redusere avbruddsvarighet og kostnader ved ikke levert energi (KILE) på en samfunnsmessig rasjonell måte. I denne rapporten presenteres hva som testes i FASaD-prosjektet og hvilke data som skal samles inn. Det gis en beskrivelse av en ny metodikk som er under utvikling for å kunne analysere virkningen av smartgrid-funksjonalitet for leveringspålitelighet i distribusjonsnettet, og nytteverdiberegninger for et tenkt eksempelnett presenteres.

1. BAKGRUNN

Ny teknologi som fortløpende innføres med smarte distribusjonsnett, tilgjengeliggjør en mengde informasjon om nettets tilstand. Utnyttelse av denne informasjonen innebærer potensialer for reduksjon i både antall og varighet av avbrudd for sluttbrukere. Prosjektet Feil- og avbruddshåndtering i smarte distribusjonsnett (FASaD¹) undersøker hvordan ny smartgridteknologi og -funksjonalitet kan utnyttes for å oppnå en bedre feil- og avbruddshåndtering i nettet, og til å redusere kostnader ved ikke levert energi (KILE). Prosjektet er et samarbeid mellom SINTEF Energi og fem norske nettselskaper. Prosjektet består av testing og demonstrasjon av utstyr hos Hafslund Nett (HN) og Skagerak Nett (SN), sammen med beregninger av det teoretiske potensialet for bedre leveringspålitelighet og samfunnsøkonomisk lønnsomhet.

2. NY FUNKSJONALITET OG UTTESTING I FASAD

Ved bruk av feilindikatorer og ny funksjonalitet kan lokalisering av feil og gjenoppretting av forsyning gjøres raskere og enklere, avhengig av

¹ FASaD er et innovasjonsprosjekt finansiert av Forskningsrådet. Prosjektet eies av Hafslund Nett.

graden av automatisering. I FASaD-prosjektet testes kortslutningsindikatorer og retningsbestemte jordslutningsindikatorer, sammen med avstandskalkulasjon basert på kortslutningsstrømverdier, fjernstyrte brytere samt automatisk seksjonering og gjeninnkobling. Testlokasjoner er Minnesund, Oslo og Grålum hos HN, og Sande, Langesund, Myrene og Frogner hos SN.

2.1 Feilindikering

13 ulike indikatormodeller fra 7 produsenter testes i HN og SNs distribusjonsnett. Testlokasjonene som er valgt ut er områder med erfaringsmessig høy feilrate. Feilindikatorerne ble valgt ut på bakgrunn av hvilke interne algoritmer som ble brukt for å finne retning til feilen, sensorteknologi og evne til å automatisk tilpasse seg endringer i nettverkstopologi. Både modeller basert på konvensjonelle strøm- og spenningsensorer og stolpemonterte modeller som baserer seg på målinger av elektromagnetisk felt testes ut i prosjektet. En oversikt over indikatorer som testes er vist i tabellen under.

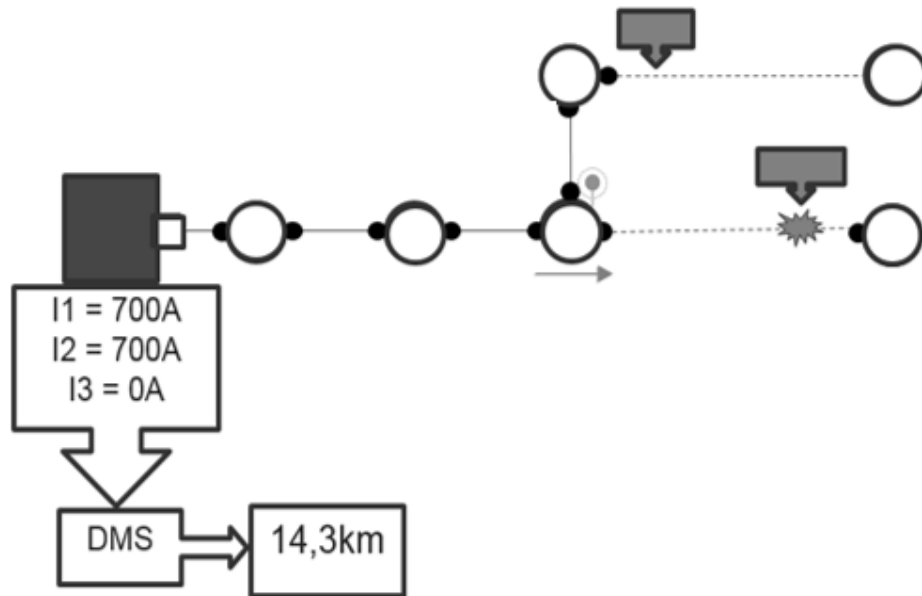
Tabell 1: Oversikt over indikatormodeller

Leverandør	Indikatormodell
Horstmann	Compass B Sigma D+
Schneider Electric	Flair 22D Flair 23DM F200C G200/Flite 116
Siemens	Sicam FCM
Protrol	IPC4012
NorTroll	LineTroll 3500 CableTroll 3610
Cahors Sentinel	D Overhead D Underground
Kries	IKI-050

2.2 Feillokalisering

I prosjektet skal det også testes ut avstandskalkulasjon for kortslutninger basert på registrerte kortslutningsverdier fra overstrømsvern. Ved feil på en linje vil vernet detektere en feilstrøm, og effektbryteren vil koble ut, slik at hele linjen blir spenningsløs. Basert på registrert overstrømsverdi, sammen med aktuell nettimpedans, kan avstanden til feil beregnes. På en linje med flere avgreininger kan imidlertid denne

avstanden tilsvare flere ulike punkter, se eksempel i Figur 1. Dersom man har installert feilindikatorer på strategiske steder i nettet, f.eks. ved alle avgreninger, kan feillokaliseringen bedres ytterligere ved at man vil kunne utelukke avganger uten feil, og dermed raskere finne aktuelt feilsted.



Figur 1: Kombinasjon av feilindikator ved avgrening og avstandskalkulasjon for feillokalisering i nettet. Skraverte bokser med piler viser mulige feilsteder basert på beregnet avstand [1]

2.3 Automatisk koblingsprogram, selvhelende nett

Selvheling er et uttrykk for nettets evne til å automatisk gjenopprette forsyning når en varig feil oppstår. Avhengig av nivået på automatiseringen vil et selvhelende system kunne isolere soner med feil og gjenopprette forsyning til soner som ikke er berørt av feilen så snart som mulig, og med minimal menneskelig inngripen [2].

Et selvhelende nett benytter seg av teknologien som finnes i smart grids, som fjernstyrte brytere, avanserte sensorer og intelligente lastkontrollenheter. Selvhelingsautomatikken kan konfigureres på to måter; enten lokalt eller sentralt. Ved lokal selvheling vil indikatorer, vern og brytere kommunisere med hverandre, og lokalt koordinere isolering av feil og gjenoppretting av forsyning. Hver RTU (Remote Terminal Unit) bestemmer nødvendig handling basert på informasjon fra tilknyttede indikatorer, vern og brytere, og deler status med nabo-RTUene. Sentralisert selvheling betyr at algoritmene for selvheling kjøres sentralt i

driftskontrollsystemet SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) eller DMS (Distribution Management System). Her blir all informasjon som tilstander, målinger og feil samlet av RTUer ute i nettet, og sendt til sentralt kontrollcenter. Algoritmene for selvheling finner optimal koblingssekvens for å minimere effekten av feilen. Enten kan forslag til koblinger gis til operatøren som må godkjenne disse, eller koblinger kan skje automatisk i en definert rekkefølge.

I FASaD-prosjektet testes både lokal- og sentral automasjon. HN tester lokal automasjon på enkelt-RTU (uten kommunikasjon mot nabo-RTUer), og sentral automasjon med Siemens Spectrum 4.7. Hos SN testes både lokal og sentral selvheling i Sande. Sentral løsning vil realiseres ved funksjonen FLIR (Fault Localization, Isolation and Restoration) i Trimble DMS ved SNs driftssentral, mens desentralisert selvheling skal testes med fire noder på testlokasjon.

2.4 Innsamling av data fra testing og verifikasjon av funksjonalitet

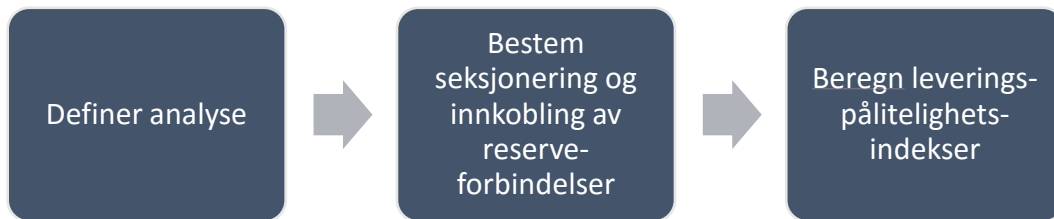
Formålet med testingen i prosjektet er å verifisere at utstyret fungerer som tiltenkt, samt å kvantifisere nytteverdien av det nye utstyret. Operatørene vil registrere hvordan utstyret blir brukt i en feilsituasjon, om utstyret og kommunikasjonsløsningene fungerte korrekt. Logg fra feilindikatorer vil samles inn der det er mulig. I tillegg til registrering av feilsituasjonen med nytt utstyr installert, vil nettselskapene også foreta en simulering av feilsituasjonen og gjenoppretting av forsyning slik det ville ha foregått uten den nye funksjonaliteten. Dette blir underlag til å estimere tidsbesparelsen som oppnås på grunn av færre og raskere bryterkoblinger.

Hypotesen for uttestingen er at ny teknologi og funksjonalitet skal bidra til færre avbrudd under feillokalisering, kortere avbruddsvarighet og lavere avbruddskostnader. Resultater fra foreløpige teoretiske beregninger av nytteverdi er vist i kapittel 4.

3. NY METODIKK FOR PÅLITELIGHETSBEREGNINGER

I prosjektet utvikles det en ny analysemetodikk for å kvantifisere effekten av å ta i bruk ny teknologi og funksjonalitet for leveringspåliteligheten. Metoden inkluderer i første omgang feil på brytere, men legger til rette for å også inkludere feil på indikatorer, avstandskalkulasjon og selvhelende nett.

Stegene i analysen er vist på et overordnet nivå i Figur 2, og videre forklart i de følgende underkapitlene.



Figur 2: Stegene i analysemetodikken

3.1 Definer analyse

Her defineres kraftnettet, driftstilstander, analyseomfang, pålitelighetsdata og avbruddskostnadsdata.

3.2 Bestem seksjonering og innkobling av reserveforbindelser

Etter at analysen er definert, genereres en liste over 1. ordens primærfeil. For hver feil identifiseres nærmeste vern, og gjeninnkobling forsøkes. Dersom gjeninnkobling er vellykket, var feilen forbigående, og hendelsen er over. Ved mislykket gjeninnkobling er feilen varig. Dersom det ikke er hjelpemidler for lokalisering av feil (feilindikatorer eller avstandskalkulasjon), starter prøvekobling for å finne feilen. Først benyttes fjernstyrte brytere, og deretter manuelle brytere. Dette er en iterativ prosess. For hvert steg i prøvekoblingen vil man se etter muligheter for å koble inn reserveforsyning til ikke berørte områder. Rekkefølgen på operasjonene velges slik at forventet reduksjon i avbruddskostnader maksimeres. Når feilen er lokalisert, må den isoleres med nærmeste skillebrytere. For hver bryterkobling tas det også med en sannsynlighet for at bryteren har en feil som gjør at den ikke vil åpne eller lukke.

For hver primærfeil lages et hendelsestre som tar for seg mulige hendelsesforløp i form av kombinasjoner av sekundærfeil. Kun 1. ordens sekundærfeil er med i første omgang. I hver node i hendelsestreet lagres informasjon om hvilke brytere som ble åpnet, hvilke som ble lukket, hvilke feil som oppsto, og hva sannsynligheten for dette var.

3.3 Beregn leveringspålitelighetsindekser

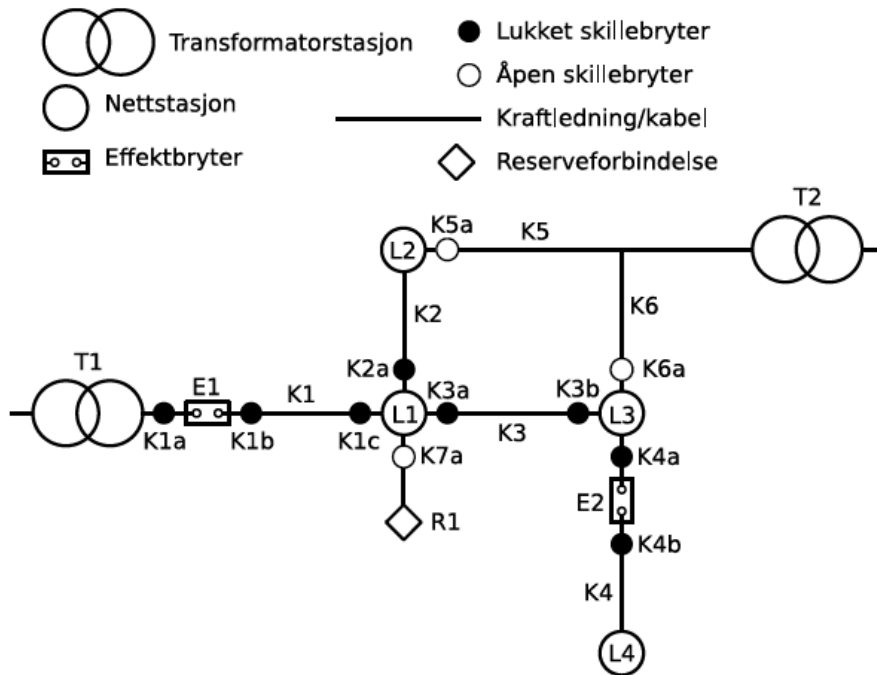
Etter at alle hendelsesforløp er generert, beregnes pålidelighetsindekser per leveringspunkt ved å aggregere og summere pålidelighetsindekser i hendelsestreet i henhold til metodikk for radielle nett [5].

Leveringspålidelighetsindekser summeres opp for alle feil, per leveringspunkt og summert over alle leveringspunkt. Følgende leveringspålidelighetsindekser beregnes:

- Antall avbrudd per år
- Årlig avbruddsvarighet (min/år)
- Gjennomsnittlig avbruddsvarighet (min/avbrudd)
- Årlig avbrutt effekt (kW/år)
- Ikke levert energi (kWh/år)
- Årlig avbruddskostnad (kr/år)

4. NYTTEVERDIER OG POTENSIALER

Som en del av utviklingen av ny beregningsmetodikk i prosjektet, er det gjort forenklede beregninger av leveringspålidelighet for et tenkt eksempelnett med ulike tiltak implementert. Eksempelnettet er vist i figuren under, og består av en enkel linje med fire nettstasjoner. Linjen har tilgang på reserveforbindelser både fra en annen trafostasjon i eget nett (T2) med åpne skillebrytere ved nettstasjonene L2 og L3, og en reserveforbindelse fra et annet nett (R1) med åpen skillebryter ved nettstasjon L1. Det er to effektbrytere på linjen; effektbryter E1 ved trafostasjonen T1, og effektbryter E2 på avgreiningen til nettstasjon L4.



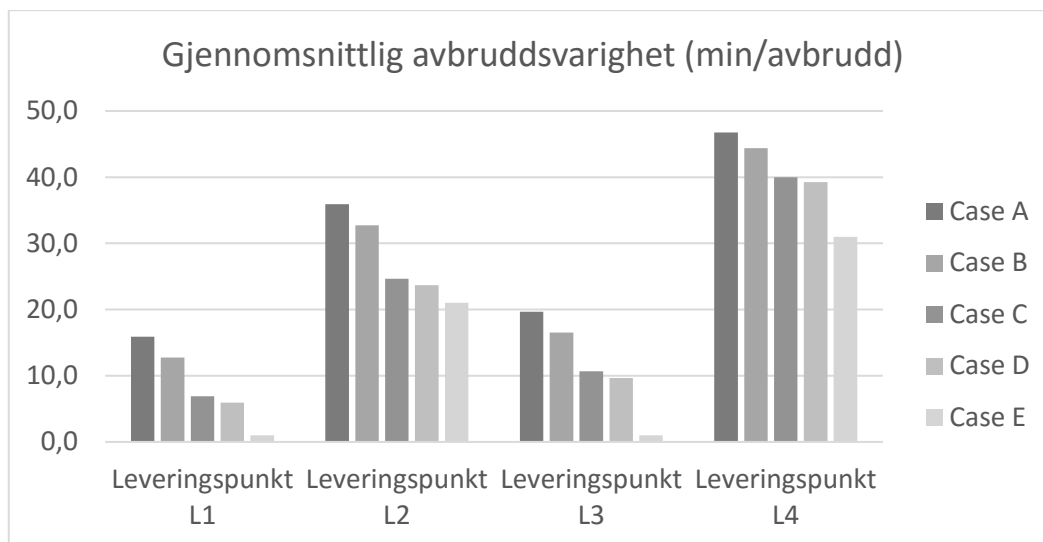
Figur 3: Eksempelnett

Avbruddsvarighet og -kostnad er beregnet for følgende case:

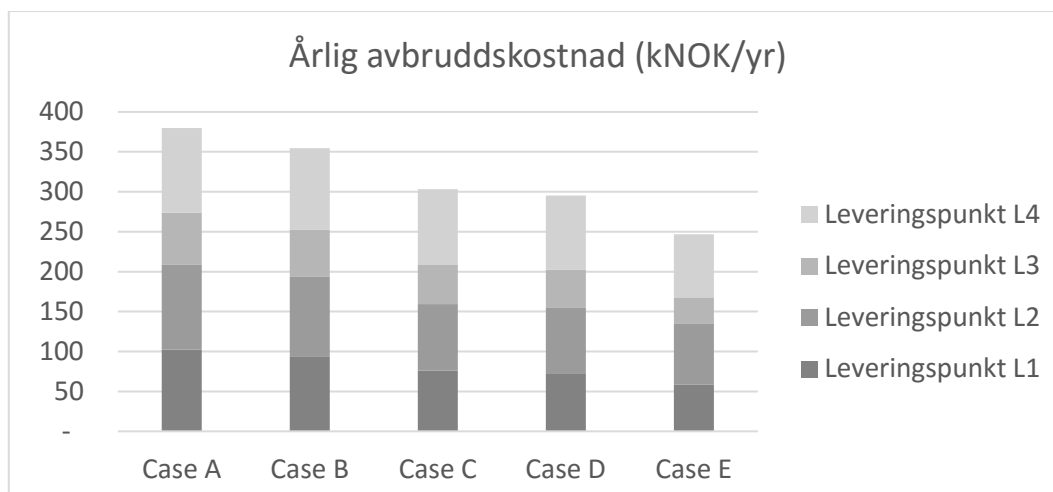
- Kun manuelle brytere, ingen feilindikatorer
- Kun manuelle brytere, med feilindikatorer ved K2a og K3a
- Fire fjernstyrte brytere (K1c, K2a, K3b og K5a), resten manuelle. Ingen feilindikatorer.
- Fire fjernstyrte brytere (K1c, K2a, K3b og K5a), resten manuelle. Feilindikatorer ved K2a og K3a.
- Automatisk koblingsprogram / selvhelende nett.

Kun feil på kraftledninger er inkludert i beregningene. Fjernstyrte brytere har en antatt koblingstid på 1 min, mens manuelle brytere har antatt koblingstid på 5 min, i tillegg til en utrykningstid som er satt til 2 min/km avstand fra trafostasjonen. Tidsbruk ved manuell prøvekobling og seksjonering er beregnet ut fra antatte koblingssekvenser. For casene med indikatorer trengs ingen prøvekobling.

Figur 4 og Figur 5 viser henholdsvis gjennomsnittlig avbruddsvarighet og avbruddskostnader for de fire leveringspunktene med ulik grad av automatisering. Feilstatistikk fra FASIT [3] og avbruddskostnadsdata fra [4] er benyttet som input til pålitelighetsberegningene. Gjennomsnittlig avbruddsvarighet går betydelig ned fra Case A til Case E for alle leveringspunkt. Også for avbruddskostnader er det en gradvis reduksjon fra case A til case E, hvor avbruddskostnadene for avgangen reduseres med 35%.



Figur 4: Gjennomsnittlig avbruddsvarighet per leveringspunkt



Figur 5: Beregnet årlig avbruddskostnad for fem ulike case

Nytteverdien av de ulike stegene fra helmanuell (case A) til helautomatisk (case E) drift avhenger i stor grad av kundesammensetningen i leveringspunktene og topologien til nettet som analyseres. Det er derfor svært viktig med en grundig analyse av nettet for å finne de best egnede lokasjonene for installasjon av nytt utstyr og ny funksjonalitet for å sikre en kostnadseffektiv løsning. Installasjon av indikatorer illustrerer dette ved at de gir en større reduksjon i både avbruddsvarighet og -kostnad for det helmanuelle nettet (case A → case B), enn for nettet med fjernstyrte brytere (case C → case D).

5. OPPSUMMERING

I FASaD-prosjektet gjennomføres testing og demonstrasjon av kortslutnings- og jordslutningsindikatorer, avstandskalkulasjon samt automatisk seksjonering og gjeninnkobling hos Hafslund Nett og Skagerak Nett. For å kunne utføre leveringspålitelighetsanalyser og kost-nytteanalyser av å ta i bruk teknologien, trengs det en metodikk som også inkluderer feil på det nye utstyret. I prosjektet utvikles en ny metodikk for beregning av leveringspålitelighet som i første omgang inkluderer feil på effektbrytere og skillebrytere. Det legges videre til rette for å i neste fase inkludere feil på indikatorer, avstandskalkulasjon og automatisk koblingsprogram i framtidens smarte distribusjonsnett med toveis lastflyt. Foreløpige beregninger av nytteverdi viser at det er betydelige potensialer for reduksjon i avbruddsvarighet og avbruddskostnad ved økt grad av automatisering av distribusjonsnettet. Nytteverdien avhenger imidlertid i stor grad av avbruddskostnader og topologi i nettet, og en grundig analyse er nødvendig for å sikre en mest mulig kostnads-effektiv løsning.

6. REFERANSER

- [1] Tutvedt et.al (2017). *Smart fault handling in medium voltage distribution grids*, CIRED International Conference on Electricity Distribution 2017, Paper 0883. (Akseptert for publisering)
- [2] P. L. Cavalcante, J. C. Lopez, J. F. Franco (2016). *Centralized self-healing scheme for electrical distribution systems*, IEEE Trans. on Smart Grid, vol. 7, no. 1.
- [3] Statnett (2016). *Årsstatistikk for driftsforstyrrelser og feil i det norske kraftnettet*. <http://www.statnett.no/Kraftsystemet/Nedlastingssenter/Feilstatistikk/>
- [4] OED. *Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer*. FOR-1999-03-11-302
- [5] G. Kjølle, K. Sand (1992). *RELRAD - an analytical approach for distribution system reliability assessment*, IEEE Trans. Power Del., vol. 7, no. 2, 809-814