

# Rapport

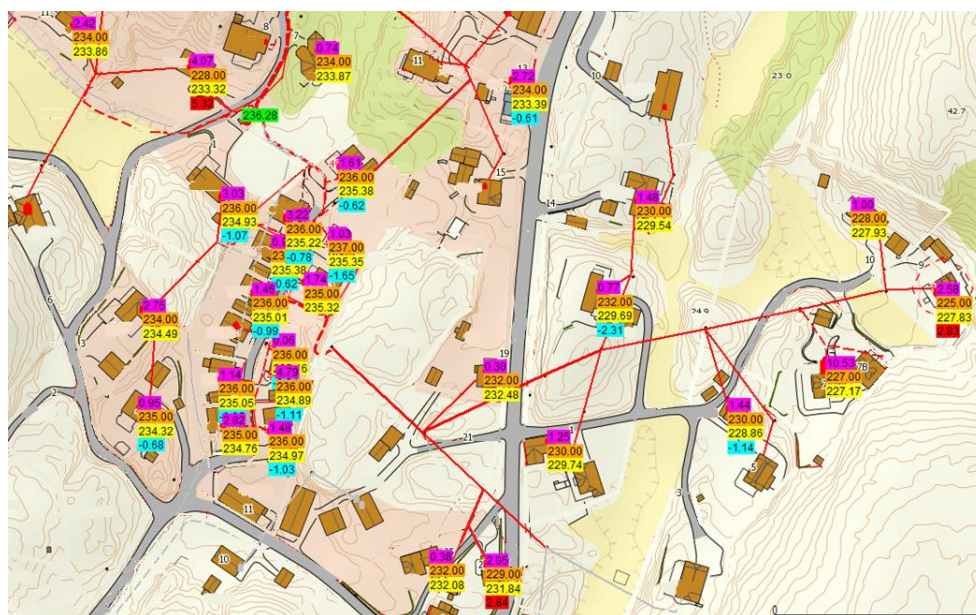
## Resultat fra use case-tester

Resultat og erfaringer fra use case-tester i DeVID-prosjektet

### Forfatter(e)

Henrik Kirkeby

Maren Istad, Henning Taxt, Magne Kolstad





SINTEF Energi AS

Postadresse:  
Postboks 4761 Sluppen  
7465 TrondheimSentralbord: 73597200  
Telefaks: 73597250energy.research@sintef.no  
www.sintef.no/energi  
Foretaksregister:  
NO 939 350 675 MVA

# Rapport

## Resultat fra use case-tester

Resultat og erfaringer fra use case-tester i DeVID-prosjektet

EMNEORD:

Demonstrasjon  
Use Case  
Distribusjonsnett  
Nettselskap

VERSJON

1.0

DATO

2015-04-20

FORFATTER(E)

Henrik Kirkeby  
Maren Istad, Henning Taxt, Magne Kolstad

OPPDRAGSGIVER(E)

NTE

OPPDRAGSGIVERS REF.

Jan A. Foosnæs

PROSJEKTNR

502000083

ANTALL SIDER

88 inkludert vedlegg

**SAMMENDRAG**

Denne rapporten avslutter arbeidet som er gjort i DeVID i WP2: Smartere Nettdrift, og WP3: Smartere Planlegging, vedlikehold og fornyelse. Rapporten går igjennom utførte tester av use casene i DeVID WP2 og WP3, og oppsummerer erfaringer, observerte muligheter og utfordringer, hvilke krav som er nødvendig for å kunne bruke use caset, og kostnytte betraktninger. Rapportens viktigste resultater og erfaringer er sammenfattet i kapittel 3 som omhandler oppsummeringer og anbefalinger fra DeVID-prosjektet ved anskaffelse av AMS, nettstasjonsovervåking, tilhørende systemer, og tilhørende programmer.

UTARBEIDET AV

Henrik Kirkeby

KONTROLLERT AV

Kjell Sand

GODKJENT AV

Knut Samdal

RAPPORTNR

TR A7442

ISBN

978-82-594-3603-0

GRADERING

Åpen

SIGNATUR



SIGNATUR



SIGNATUR



GRADERING DENNE SIDE

Åpen



# Innholdsfortegnelse

<b>1</b>	<b>Innledning</b> .....	<b>5</b>
<b>2</b>	<b>Definisjoner</b> .....	<b>6</b>
<b>3</b>	<b>Oppsummering og anbefalinger</b> .....	<b>7</b>
3.1	AMS.....	8
3.2	Nettstasjon.....	9
3.3	DMS / Driftsstøttesystem .....	10
3.4	NIS / Plan- og analyseverktøy .....	11
3.5	MDMS .....	12
3.6	Kommunikasjon/Integrasjon.....	13
<b>4</b>	<b>Fullstendig oversikt over kravspesifikasjon for alle use case</b> .....	<b>15</b>
<b>5</b>	<b>Konklusjon</b> .....	<b>19</b>
<b>6</b>	<b>Referanser</b> .....	<b>20</b>
<b>VEDLEGG</b>	<b>.....</b>	<b>21</b>
<b>A</b>	<b>Use Case</b> .....	<b>21</b>
A.1	Utføre lastflyt med målte timesverdier .....	21
A.2	Vurdere belastnings- og spenningsforhold.....	24
A.3	Lagre historisk belastningsdata fra AMS-data .....	25
A.4	Lagring av transformortemperatur for vedlikehold- og fornyelsesplanlegging .....	26
A.5	Alarm ved temperaturøkning uten tilsvarende lastøkning .....	28
A.6	Alarm ved høy temperatur på transformator .....	29
A.7	Generere lastprofil fra AMS- og nettstasjonsdata.....	33
A.8	Håndtere jordfeil i LS-nett .....	35
A.9	Håndtere avbrudd i LS-nett .....	40
A.10	Avspørre AMS-måler fra DMS .....	44
A.11	Utløse AMS-bryter ved farlig feil .....	47
A.12	Balansekontroll nettstasjon.....	48
A.13	Bruke spenningsmålinger for å verifisere nettdokumentasjon.....	52
A.14	Finne aktuelt omsetningsforhold i fordelingstransformator vha AMS.....	56
A.15	Velge trinn for fordelingstransformator .....	58
A.16	Velge regulatorinnstillinger for trinkobler.....	59
A.17	Bekrefte/avkrefte høy/lav spenning.....	60
A.18	Bekrefte/avkrefte spenningsprang/spenningsdipp .....	64

A.19	Lokalisere kilde til spenningsprang/spenningsdipp .....	66
A.20	Gi oversikt over spenningsforhold ved tung og lett last.....	69
A.21	Presentere spenningsmarginer .....	70
A.22	Varsel ved varig lav/høy spenning.....	72
A.23	Undersøke om spenningsforhold er akseptable med aktuell kobling.....	73
A.24	Feilregistrering og -lokalisering i høyspennings distribusjonsnett .....	74
A.25	Importere, oppdatere kart- og nettdata i DMS .....	79
<b>B</b>	<b>Mal for evaluering av use case.....</b>	<b>82</b>
<b>C</b>	<b>Vurdering av autonom bryterfunksjon ved farlige situasjoner i el-forsyningen.....</b>	<b>85</b>
C.1	Bakgrunn.....	85
C.2	Generelt om bryting / struping med AMS .....	85
C.3	Automatisk bryting ved registrert feiltilfelle .....	86
C.4	Oppsummering .....	87

## 1 Innledning

Denne rapporten er skrevet som er del av DeVID-prosjektet – *Demonstrasjon og verifikasjon av smarte distribusjonsnett*. Prosjektet hovedmål er å bidra til verdiskaping ved hjelp av kostnadseffektive løsninger og økt produktivitet for nettkunder, nettselskap og leverandørindustri. Dette skal skje gjennom utvikling, demonstrasjon og verifikasjon. I to av arbeidspakkene (work packages WP) i DeVID, WP 2 og 3 er use case valgt som arbeidsmetodikk. Disse to arbeidspakkene fokuserer på drift, planlegging, vedlikehold og fornyelse av nettet og use case er her brukt til å beskrive funksjonalitet, dataflyt og sette krav til komponenter og systemer. Hovedfokus har vært på AMS-målere, men det er også gjennomført noen use case knyttet til nettstasjonsovervåkning, NIS og DMS.

Alle use case i WP 2 og 3 er gjengitt i sin helhet i TR A7412 *Use Case Samling* [1]. I tillegg er resultat knyttet til use case testet i samarbeid med SINTEF-prosjektet SPESNETT, use case om spenningskvalitet, utgitt i en egen rapport TR A7355 *Storskala spenningsmåling med AMS* [2]. I TR A7401 *Samfunnsøkonomisk vurdering av Smart Grid Use Cases* [3] er kost/nytte aspekter ved use case beskrevet og et eksempel på en kost/nytt analyse av et use case er gitt. Som et bakgrunnstykke for alt arbeidet i WP 2 og 3 og hele DeVID er det utgitt en rapport som beskriver scenarier for fremtidens smarte nett, TR A7270 *Scenarier for fremtidens smarte distribusjonsnett* [4].

Målet for denne rapporten er å oppsummere resultatene fra testing og evaluering av use case i DeVID WP 2 og 3, og gi anbefalinger på bakgrunn av oppsummeringen. Anbefalingene viser hva slags funksjonalitet de ulike systemene må ha for å kunne gjennomføre use caset. Rapporten beskriver også utfordringer møtt i løpet av testingen og kost/nytte betraktninger gjort i samarbeid med nettselskaper og andre partnere i prosjektet.

Rapporten starter med det viktigste, anbefalinger til AMS, MDMS, DMS, NIS og nettstasjonsovervåkning. Etter dette vises kravspesifikasjonen for alle use casene som er testet i DeVID. Arbeidet som anbefalingene er basert på er gjengitt i vedlegg A: Use Case, som gir en gjennomgang av alle testede use case etter samme mal:

- *Kortversjon av use case*
- *Tester*
- *Muligheter og utfordringer*
- *Innspill til kravspesifikasjon*
- *Kost/nytte*

I denne rapporten omtales kun de use case som er testet. Den komplette use case samlingen finnes i TR A7413.

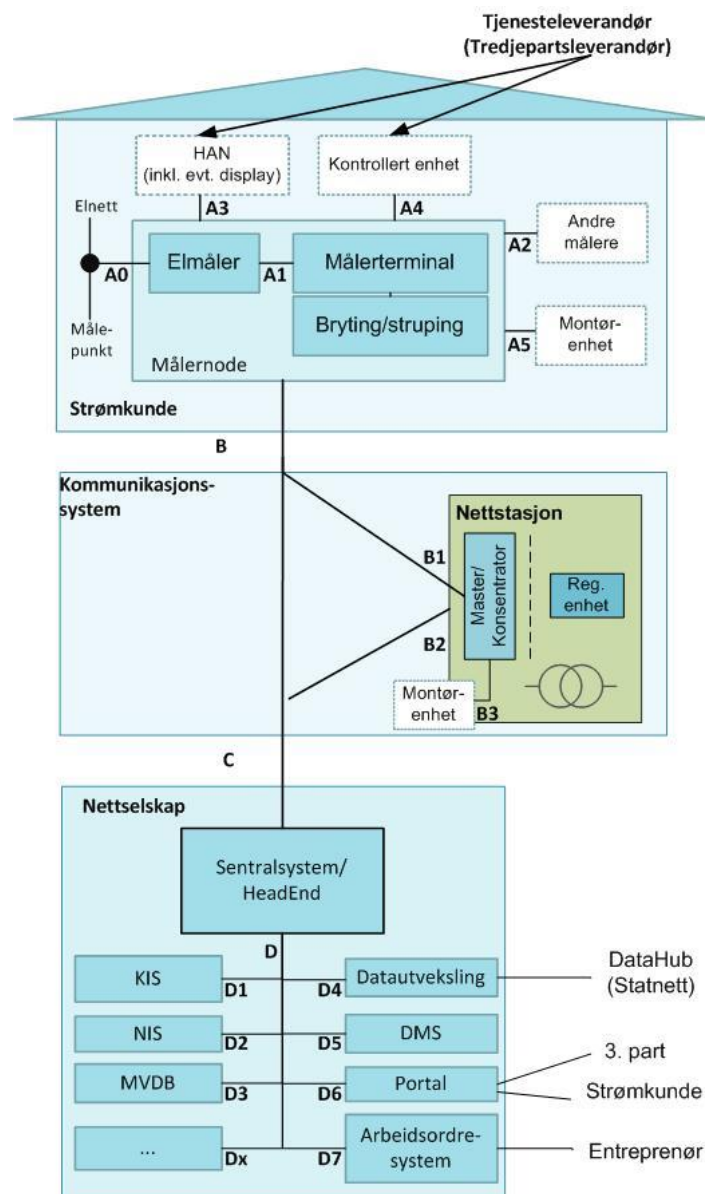
## 2 Definisjoner

AMS	-	Avanserte Måle- og Styringsystemer
API	-	Application Programming Interface
CIM	-	Common Information Model
DLE	-	Det Lokale Elekrisitetstilsyn
DMS	-	Distribution Management System
FoL	-	Forskrift om Leveringskvalitet
GIK	-	Gjeninnkobling
GIS	-	Geografisk informasjonssystem
HES	-	Head End System
HS	-	Høyspent
KILE	-	Kostnad ved Ikke Levert Energi
KIS	-	Kundeinformasjonssystem
LS	-	Lavspenning
MDMS	-	Meter Database Management System
MVDB	-	Måleverdidatabase
NIS	-	Nettinformasjonssystem
NS	-	Nettstasjon
OMS	-	Outage Management System
RMS	-	Root Mean Square
RTU	-	Remote Terminal Unit
SAIDI <sub>L</sub>	-	System Average Interruption Duration Index
SAIFI <sub>L</sub>	-	System Average Interruption Frequency Index (Langvarige avbrudd)
SAIFI <sub>K</sub>	-	System Average Interruption Frequency Index (Kortvarige avbrudd)
SCADA	-	Supervisory Control And Data Acquisition



### 3 Oppsummering og anbefalinger

I arbeidet med å lage anbefalinger til funksjonalitet for AMS, MDMS, nettstasjon, DMS og NIS ble use case samlingen brukt for å undersøke krav til disse komponentene og systemene. Testing av use case, kost/nytte evalueringer og generelle erfaringer fra DeVID er blitt brukt for å identifisere de nyttigste og viktigste use casene i DeVID-prosjektet. Det ble også lagt vekt på at de nyttigste use casene er de det er forholdsvis enkelt å implementere. Disse use casene ble brukt som grunnlag for å lage anbefalinger til funksjonalitet i AMS, nettstasjoner og tilhørende systemer som kan brukes i anskaffelsesprosessen. Disse kravene må sees på som viktige minimumsanbefalinger. I tillegg til disse anbefalingene beskrives også nyttig tilleggsfunksjonalitet som det enkelte nettselskap kan vurdere selv om de vil realisere.



**Figur 1: AMS infrastruktur.**

### 3.1 AMS

Når AMS skal installeres vil noen krav være lovpålagt, som for eksempel å kunne måle en time og 15-minutts energi, og aktiv og reaktiv effekt (last, produksjon). Men i tillegg til den lovpålagte funksjonaliteten er det også ekstra funksjonalitet det vil være fornuftig å stille krav til ved anskaffelse av AMS. I arbeidet med AMS og use case har det blitt klart at det er mange muligheter, mye til dels kompliserte funksjoner som kan implementeres, og noen utfordringer som kommer ved å installere AMS.

Den viktigste ekstra måleparameteren er spenningens timesgjennomsnitt, maksimum- og minimums 1 minutts RMS-verdien per time skal kunne lagres og sendes til en måleverdidatabase og til DMS med tilhørende tidsstempel og identifikasjon av måleren. Dette er nødvendig blant annet for at AMS skal kunne brukes til å kontrollere overholdelse av Forskrift om Leveringskvalitets (FoLs) krav om langsomme spenningsvariasjoner, kunne brukes til å verifisere nettdokumentasjonen, og gi oversikt over utnyttelse av distribusjonsnettet (se [Bekreft/avkreft høy/lav spenning](#), [Bruke spenningsmålinger for å verifisere nettdokumentasjon](#) og [Presentere spenningsmarginer](#)). For å få full nytte av disse use casene må spenningen måles i alle tre faser. At spenningen måles i to faser og den tredje fasen beregnes i måleren gir samme nytte. Disse use casene gir nytte både i kundebehandling, drift og som underlag i nettplanlegging.

Andre høyt prioriterte use case krever at AMS-måleren må kunne avspørres for siste 1-minuttsverdi og måle jordstrøm. Dette er nødvendig for å kunne bruke AMS til å lokalisere jordfeil i IT-nett, implementere avbruddshåndtering, og gi oversikt over spenning i nettet (se [Håndtere jordfeil i LS-nett](#), [Håndtere avbrudd i LS-nett](#), og [Undersøke om spenningsforhold er akseptable med aktuell kobling](#)). I nye nett med høy andel jordfeilvern har dette en begrenset verdi. Nyten med sumstrømmålinger må derfor vektas mot type og alder på nett, utskiftningshastighet på nett og installasjoner hos kunder, og nettselskapets kostnader med jordfeilretting.

Generelt anbefales følgende som minimumskrav til målere i en anskaffelsesprosess.

#### Anbefalinger:

- A. Å lagre spenningens timesgjennomsnitt, maksimum- og minimums 1 minutts RMS-verdien per time, som gir nytteverdi innenfor planlegging, spenningskvalitetsarbeid, ved unormale koblingsbilder og gir bedre dokumentasjonskvalitet.
- B. Å avspørre en enkelt, eller en gruppe, AMS-målere fra DMS, som er nødvendig for å bruke avbruddshåndtering og for å gi øyeblikksbilder over spenningsnivåer i nettet
- C. Å måle spenning i tre faser, som er nødvendig for å få fullstendig nytte av use casene.
- D. Måling av sumstrøm i IT-nett, som kan bidra til å korte ned tiden og ressurser brukt på å søke etter jordfeil (kostnadsbesparelsen varierer mellom nettselskaper og ulike nett).

En del ekstra nytte kan bli realisert om det stilles noen ekstra krav til funksjonalitet:

- Måleren har et internminne som kan lagre mer detaljerte data som kan avspørres direkte, for eksempel fra en app-løsning,
- måleren kan registrere maksimum effekt med tidsopløsning rundt 1 sekund,
- måleren kan pushe meldinger til DMS, og kan gi "et siste sukk" ved avbrudd.

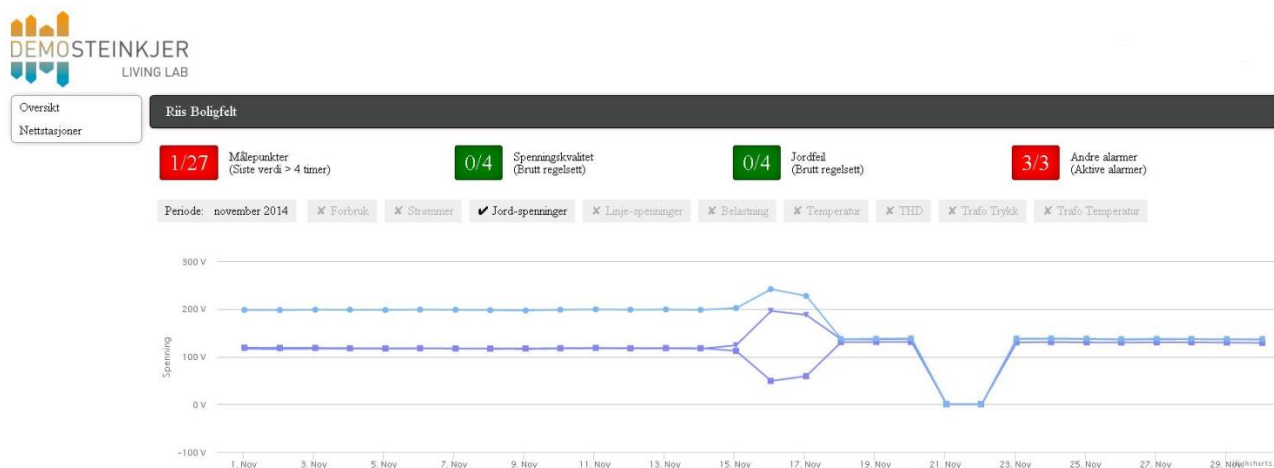
Dette gjør det mulig å gi mer detaljert oversikt over spenningskvalitet hos enkeltforbrukere ved kundeklager, lokalisere kilder til spenningskvalitetsforstyrrelser, gi bedre oversikt over bruken av nettet, varsle for farlige feil som fasebrudd, brudd i nøytralleider, og svært høye overspenninger eller svært lave underspenninger, og gi varsel om avbrudd. Dette kan gi økt sikkerhet, og raskere og bedre kundebehandling Dette vil igjen føre til bedre omdømme for nettselskapet. For at mange av disse use casene skal implementeres, så stilles det ikke

bare krav til AMS, men også til NIS, DMS, MDMS og kommunikasjon mellom disse. Dette er tema i de fire siste delkapitlene.

## 3.2 Nettstasjon

Overvåkning av enkelte parametere i nettstasjoner er i dag lovpålagt for nye stasjoner, mens for eldre nettstasjoner må valg av hvilke nettstasjoner og grad av overvåkning besluttes ut fra en kostnytte vurdering. Installasjon av overvåkningsutstyr i eksisterende nettstasjoner og ved nyinnkjøp er forskjellig fordi ved installasjon i nye nettstasjoner kan kostnaden med ekstra overvåkningsutstyr vurderes i innkjøpsfasen og inngå som en del av installasjonen. I eksisterende stasjoner vil installasjonskostnaden komme i tillegg til innkjøp av utstyr.

Nytteverdiene ved overvåking i nettstasjon er blant annet bedre oversikt ved energi- og spenningsmålinger, og avbruddsovervåkning. Denne nytten blir mindre når informasjonen fra AMS-målere blir tilgjengelig. Overvåking av spenningsverdier er nyttig i nettplanlegging, til å kvalitetssikre nettdokumentasjonen (se [Bruke spenningsmålinger for å verifisere nettdokumentasjon](#)), og for å avdekke tap, tyveri eller feil kundelokasjon i nettinformasjonssystemet (se [Balansekontroll nettstasjon](#)). Overvåkning av nettstasjoner gir bedre oversikt over nettstasjonens tilstand enn ved kun årlig inspeksjon, og gjør også at den årlige inspeksjonen av nettstasjonen kan utsettes. Tilstanden i nettstasjonen kan i stedet overvåkes via kamera, med tilstandskontroll av nullpunktssikring og overspenningsvern, jordfeildeteksjon, sjekk av låst dør osv. Ekstra overvåkning av utsatte nettstasjoner for innbrudd, flom, brann osv. er også mulig. Kostnaden ved overvåkingen må vurderes mot kostnaden av å utføre vedlikeholds kontroll, som for ett nettselskap viste seg å være i snitt 550 kr per nettstasjon per år.



**Figur 2: Eksempel på overvåkning: Fase-jord-spenningsmålinger viser en forbigående jordfeil.**

Transformortemperatur kan også overvåkes for å unngå overbelastning av transformator som kan medføre redusert levetid og i verste fall feil på transformator (se [Alarm ved høy temperatur på transformator](#)). Belastning kan også overvåkes for å estimere forventet restlevetid til bruk i fornyelsesplanlegging. Dette bidrar til å redusere kostnader til korrektivt vedlikehold og antall avbrudd, og dermed eventuelle kundeklager.

#### Anbefalinger:

- A. Hvis det er RTU i nettstasjonen vil installasjon/overvåkning av kortslutningsindikator åpne muligheter for bedre og raskere feillokasjon. Fjernstyrte brytere kan minske tid til å isolere feilen.
- B. Hvis det ikke er RTU i nettstasjonen kan det installeres en AMS-måler i nettstasjon med samme kommunikasjon som andre AMS-målere. Denne kan benyttes til å overvåke jordfeil, måle strøm, spenning, trafotemperatur osv.
- C. Overvåkning av transformortemperatur gir nyttig informasjon til alarm ved overtemperatur, og historikk til fornyelsesformål sammen med belastningsmåling. Overvåkning av transformortemperatur kan ikke fra en kost/nytte vurdering forsvares som eneste overvåkingsparameter, men om overvåkning av nettstasjonene skal implementeres kan det være en fornuftig tilleggsinvestering.

Overvåkning av nettstasjon gjør at det kan drives differensiert og målrettet vedlikehold basert på risikovurderinger og tilstandskontroll, heller enn periodisk og havaribasert kontroll. Dette gjør at levetiden på komponentene kan utnyttes bedre, og bidrar til mer effektiv drift.

### 3.3 DMS / Driftsstøttesystem

DMS er et støtteverktøy for nettdrift, og gir blant annet oversikt over driftsbildet i nettet og støtte til å utføre arbeid i nettet. AMS data kan være til stor hjelp i å gi informasjon om driftsbildet og gi data som kan brukes til å lette arbeidet med vedlikehold, feilretting, og sikker nettdrift. En av måtene dette kan gjøres på er ved å avspørre AMS for spenningsmålinger for å finne ut hvilke kunder som er berørt av et avbrudd og hvor sannsynlig feilsted er (se [Håndtere avbrudd i LS-nett](#)). Spenningsmålinger og sumstrømmålinger kan også brukes for å identifisere og lokalisere nullpunktsfeil, jordfeil og fasebrudd (se [Håndtere jordfeil i LS-nett](#)). Hvor store summer som kan spares på feilretting, avhenger av nettselskapets nåværende kostnader på jordfeillokasjon og annen feilretting. Dette stiller i midlertidig krav til implementeringen i DMS, deriblant at målerne som avspørres kan presenteres oversiktlig og at statussignaler om jordfeil, fasebrudd osv. er godt synlige uten å zoome for mye inn i kartet.



**Figur 3: Presentasjon av målere i ett større bygg med fasebrudd og jordfeil i DMS.**

Ved anskaffelse av DMS er det viktig å spesifisere funksjonaliteten, ettersom erfaringer viser at ikke alle parter har samme oppfatning om hva DMS skal kunne gjøre. Ved anskaffelse bør også DMS systemets grensesnitt mot andre systemer vurderes, om topologi ikke kan importeres eller eksporteres til og fra NIS kan det medføre merarbeid. Erfaringer fra DeVID-prosjektet viser at det er utfordrende å få ulike datasystemer til å snakke sammen. Å være oppmerksom på dette i anskaffelsesprosesser kan spare nettselskap for mye merarbeid.

#### Anbefalinger:

- A. Å kunne avspørre AMS-målere fra DMS og presentere resultatene oversiktlig gjør at AMS kan brukes for å korte ned tid på feilretting, som sparer både kostnader, gir bedre kundebehandling og i noen tilfeller bedre personsikkerhet. Dette kan også brukes til å gi oversikt over spenningsforhold i nettet ved for eksempel uvanlige koblingsbilder.
- B. Grensesnitt mot andre systemer, standardisering, konsistent bruk av navn, osv. bør inngå ved anskaffelse for å unngå merarbeid, ettersom DMS blir integrert mot andre systemer.

En del av nytten ved AMS kommer fra å kunne overvåke for feil og farlige situasjoner i nettet, og å bidra som driftsstøtteverktøy. Feil som fasebrudd og brudd i nøytralleder, kan om de får stå udetektert i lengre tid føre til brann, og å overvåke nettet ved å sende en alarm til DMS ved verdier utenfor fastsatte grenseverdier vil føre til økt sikkerhet i nettet. For at denne nytten skal kunne realiseres ved hjelp av DMS, må DMS være i stand til å ta i mot og behandle alarmsignaler fra AMS-målerne. Noen alarmer fra DMS vil ikke være tidskritiske å rette, som for eksempel jordfeil. Disse alarmene bør ikke være forstyrrende for driftssentral-personalet, men føre til at det utstedes en arbeidsordre om å utbedre jordfeilen ved neste arbeidsdag. DMS kan brukes til å overvåke mange driftsparametere, deriblant trafotemperatur i nettstasjoner. Men akkurat som for jordfeil er overtemperatur en alarm som bør føre til en opprettet arbeidsordre heller enn en respons i driftssentralen. Bedre kontroll på nettet gjør at det kan driftes tettere opp mot grensene. Nettstasjoner kan for eksempel dimensjoneres med mindre margin i forhold til forventet makslast under nettstasjonen. DMS kan også brukes til beslutningsstøtte når det utføres endringer i nettet, ved å gi oversikt over spenning i nettet ved uvanlige driftsbilder, oversikt over hvordan spenningen varierer i et punkt over et år om en trafo skal trinnes. Å kunne ta i mot alarmer fra AMS er også nødvendig om det skal implementeres avbruddshåndtering, som kan være til nytte for ikke bare å avkorte tiden det tar på å identifisere et avbrudd, men som også kan brukes for bedre kundeoppfølging ved å kommunisere progresjon i feilrettingsarbeidet.

### 3.4 NIS / Plan- og analyseverktøy

NIS er et støtteverktøy for blant annet nettplanlegging. AMS-data kan i NIS brukes blant annet til å gi bedre oversikt over tilstanden og utnyttelsen av distribusjonsnettet, og dermed gi et mer korrekt grunnlag for investeringsbeslutninger. Blant annet kan AMS data hjelpe til å sikre at nettdokumentasjonen er korrekt, kontrollere kortslutningsytelse hos abonnentene, kontrollere at innstillingene på trinnkoblerne i NIS er korrekt, gi oversikt over utnyttelsen av nettet, kontrollere at grenseverdiene for langsomme spenningsvariasjoner er overholdt, osv. (se blant annet [Bruke spenningsmålinger for å verifisere nettdokumentasjon](#), [Presentere spenningsmarginer](#) og [Bekreft/avkreft høy/lav spenning](#)). For å realisere denne nytten er det nødvendig at nettinformasjonssystemet kan utføre lastflyt med energimålingene fra AMS (se [Utføre lastflyt med målte timesverdier](#)), og sammenligne disse med spenningsmåling med en times gjennomsnitt. For å gi oversikt over utnyttelse av nettet, oversikt om grenseverdiene for langsomme spenningsvariasjoner og andre use case, så kreves det at gode grafiske presentasjonsmuligheter, grensesnitt og presentasjonsstil utvikles. Den største og viktigste utfordringen for å realisere nytte av AMS-data, spesielt for de use casene som presenteres i NIS, er å gi oversiktlig presentasjon av AMS-dataene som er enkel å forstå. For at funksjonaliteten til use casene skal bli utviklet av leverandørene av NIS og GIS systemer, så må nettselskapene uttrykke et ønske om slik funksjonalitet.



**Figur 4: Presentasjon av avvik mellom beregnede og målte spenninger i NIS ved bruk av AMS data.**

#### Anbefalinger:

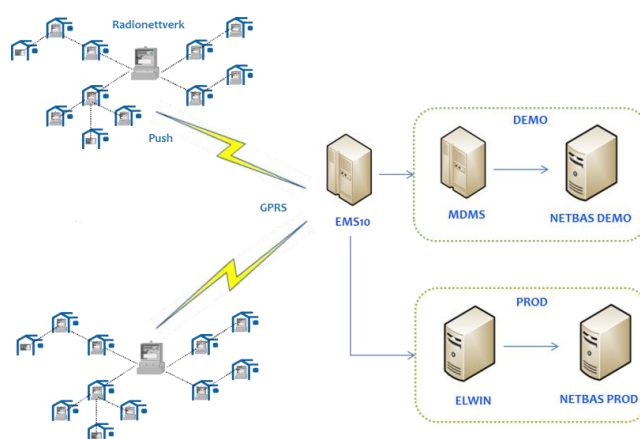
- A. NIS er et av flere egnede medium til å presentere resultater som grafisk presentasjon av statistiske spenningsdata og oversikt om grenseverdiene for langsomme spenningsvariasjoner er overholdt for en abonnent eller område.
- B. Å kunne utføre lastflyt fra timesverdier gir oversikt over faktisk bruk av nettet. Om lastflyten sammenlignes med målinger av spenningens 1 times gjennomsnitt kan nettdokumentasjonen også kvalitetssikres, som fører til bedre kontroll av tilstanden til nettet.
- C. Funksjonaliteten må utvikles av leverandørene etter påtrykk fra nettselskapene, hovedutfordringen blir å gi oversiktlig presentasjon av dataene som er enkel å forstå. Da kan use casene gi nytte i nettplanlegging, nettdrift og kundebehandling ved å ha bedre kontroll på nettet.

Use casene som gir denne nytten kan være naturlig å implementere i NIS, men disse kan også implementeres som frittstående applikasjoner, eller via et program med en samling av applikasjoner. Det gir høyest nytte om funksjonaliteten til disse use casene er tilgjengelig for flere enn nettplanleggere, deriblant kundebehandlere og saksbehandlere, for eksempel gjennom web service. Det er også viktig at NIS kan utveksle data med andre programmer, ettersom noen use case drar nytte av at andre systemer har tilgang på nettopologien som er lagret i NIS. Det kan også utvikles mer avansert funksjonalitet i NIS, som for eksempel evnen til å lokalisere kilde til spenningskvalitetsforstyrrelser i et nett (se [Lokalisere kilde til spenningsprang/spenningsdipp](#)). Dette use caset avhenger av at AMS-måleren også kan lagre og sende effektmålinger med 1 sekunds tidsoppløsning eller mer.

### 3.5 MDMS

MDMS, som også blir kalt måleverdidatabase (MVDB), er navet på datahåndteringssystemet i nettselskapet. Nettselskapet innhenter måledata fra flere kilder med ulike formater og til ulik bruk. I MDMS samles disse dataene, og sammenhengen mellom dataene som er tilgjengelig kan presenteres. Dette gjør det mulig å få ut større nytte enn om hver datakilde blir behandlet separat. Et eksempel er sammenligning av energimålinger fra nettstasjon og fra AMS-målerne (se [Balansekontroll nettstasjon](#)). Et annet eksempel er jordfeilvarsel fra nettstasjoner som kan ses i sammenheng med målinger av jordstrøm i AMS-målere (se [Håndtere jordfeil i LS-nett](#)). Også i planlegging og prosjektering kan kvaliteten økes ved å ha tilgang til målte spenninger og effekt i nettstasjon og hos sluttbruker (se [Vurdere belastnings- og spenningsforhold](#)). Datavarehus kan benyttes i stedet for MDMS, det anbefales da at det stilles strenge krav til hvordan integrasjonen mot resten av nettselskapets systemer er utformet.

Måledata i MDMS vil, i tillegg til å komme fra mange ulike kilder, også være av ulike type. Energimåling for fakturering består av kontinuerlig tidsserier med faste tidssteg. Spenningsmåling kan også ha faste tidssteg, men kan også bestå av utvalgte enkeltmålinger for høyeste og laveste spenninger med tilhørende tidsstempel. Jordfeilmålinger kan bestå av hendelser og tidsserier for både for spenningsmåling og jordstrømmåling. De tidsseriene som skal lagres i MDMS har ikke nødvendigvis samme tidssteg, for eksempel kan det etter hvert bli utført kvartersmålinger av energi heller enn timesmålinger.



**Figur 5: Eksempel på MDMS i IT-systemet i Smart Energi Hvaler (EMS10 er et HES).**

I tillegg til lagring av måledata, skal MDMS bidra til å behandle måledata. Måledata skal valideres, tilføres metadata, oversendes til DataHub'en når denne blir operativ, og kanskje sorteres i ulike databaser. Det er også nødvendig med rutiner for hvordan manglende data eller data med feil behandles. I tillegg er det beskrevet mange ulike funksjoner i denne rapporten som bør inkluderes i funksjonaliteten til en MDMS, og det bør derfor utvikles et API og et applikasjonsbibliotek i MDMS for å kunne overføre nødvendige data til ulike programmer som NIS, DMS, HES, frittstående applikasjoner osv.

#### Anbefalinger:

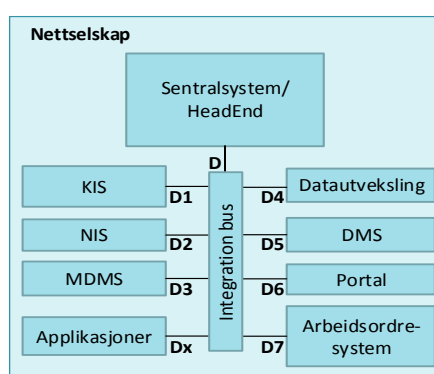
- A. En hovedprioritering bør være effektiv utnyttelse av tidsserier for forbruk og enkle spenningsmålinger. Får man tatt i bruk informasjonen som ligger i disse til planlegging, prosjektering, drift og rapportering, kan arbeidsbesparelsen og kvalitetshevingen bli stor.
- B. Datakvalitet og metadata er viktig for å sikre nytte av data i MDMS over tid. Det må lages rutiner for avviksbehandling og å tilegne metadata..
- C. Applikasjoner for automatisk behandling og utnyttelse av måledata bør vurderes som en del av MDMS. Dette gjelder aggregering/anonymisering av måledata, statistiske analyser, osv.

### 3.6 Kommunikasjon/Integrasjon

En generell trend når det arbeides med AMS-data er at de har ulike formater og tidsoppløsning, brukes av mange ulike programmer og til ulike formål, har ulike krav til personvern, krever utveksling på tvers av flere programmer for å gi nytte, og må i noen tilfeller kunne overføres raskt. Dette setter krav til standardiserte grensesnitt mellom de programmene som bruker AMS-data, deriblant NIS, DMS, HES og MDMS. At disse programmene kan eksportere og importere data mellom hverandre er også viktig, for å sikre effektiv datautveksling og unngå merarbeid, som for eksempel å måtte legge inn hele nettopologien i DMS når den

ikke kan eksporteres fra NIS (som var et erfart problem i prosjektet). Å bruke standarder som CIM kan være fornuftig. Ved anskaffelse bør det sikres enten at det anskaffes systemer sammen med AMS som kan brukes med nettselskapets eksisterende løsninger, eller at nettselskapene fornyer flere av IT-systemene sine.

Hvordan data navngis i de ulike systemene bør også standardiseres. Målere bør for eksempel ikke ha forskjellige navn i ulike systemer, spenningsmålinger med en tidsoppløsning bør ikke ha samme navn som en annen type spenningsmåling osv. I starten av en implementeringsfase betyr dette at det kan bli mye arbeid med å oppdatere systemer, men dette vil sikre mer stabil drift over tid. Kommunikasjonssystem bør også velges slik at det gis tilstrekkelig kapasitet til å overføre de dataene nettselskapet ønsker å benytte seg av, også om det på et senere tidspunkt bestemmes at det skal samles inn flere måleverdier enn tidligere. Noen use case stiller også krav til hurtigheten av overførte data, for eksempel om en større mengde AMS-målere skal avspørres samtidig.



**Figur 6: Mulig integrasjon av alle programmer, applikasjoner og systemer.**

Use casene som er presentert i denne rapporten kan ofte implementeres i flere enn et system. I noen tilfeller kan det også være at de kan implementeres som en samling av applikasjoner som ligger utenfor de andre systemene. Det bør derfor utvikles et application programming interface (API) til MDMS. Det vil være en hjelp for nettselskap til å lokalisere hvor ulike use case skal implementeres ved å oppdatere (eller lage) et system for drift og prosesser i nettselskapet (kvalitetssystem). Dette kan brukes til å illustrere hvor ulike use case hører hjemme, og oppdatere eller lage use case beskrivelser for å illustrere hvordan ulike funksjoner skal fungere. En naturlig løsning er også å bruke web services for å aksessere en applikasjon som for eksempel ligger i DMS, fra for eksempel NIS.

#### Anbefalinger:

- A. Ulike systemer må kunne importere og eksportere data, på likt format og med samme standarder.
- B. Navngiving og format på data som brukes flere steder bør standardiseres
- C. Det må velges et kommunikasjonssystem som har tilstrekkelig kapasitet og hurtighet.
- D. Utarbeide rutiner for hvordan manglende data eller data med feil behandles, som for eksempel å lage varsel når manglende forbruksdata registreres ved lastflytberegninger i NIS.
- E. Å bruke og oppdatere et kvalitetssystem som gir oversikt over bruk og overføring av AMS-data og nødvendige funksjoner i andre programmer.



## 4 Fullstendig oversikt over kravspesifikasjon for alle use case

Tabell 1 viser kravspesifikasjonen for alle use casene. Kravene i denne tabellen må ikke tolkes som anbefalt funksjonalitet, men en oversikt over kravene som de ulike use casene stiller til AMS-måler, HES, nettstasjon, NIS, DMS osv.

**Tabell 1: Kravspesifikasjon for alle use case.**

System	Krav ID	Navn	Beskrivelse	Relasjon til annet krav
AMS	1.1	Energimåling	Lagre og overføre måling av energi hver time/kvarter	2.1
AMS	1.2	Spenningsmåling	Måle 1 minutts RMS spenning, og lagre maksimum og minimumsverdi per time. Oversende maksimum eller minimum verdi per time, døgn eller uke.	2.1
AMS	1.3	Måle spenningsstrang	Måle spenning med 0,5 s oppløsning. Telle antall ganger differansen mellom største og laveste spenningsmåling per minutt er over 6.9 V, og oversende til HES med valgt tidsintervall regelmessig eller på forespørsel.	2.1
AMS	1.4	Måle momentan effekt	Måle effekt med 0,5 s oppløsning, og lagre og oversende til HES høyeste verdi per time regelmessig eller på forespørsel.	2.1
AMS	1.5	Sumstrømmåling	I IT-nett, måle summen av strømmene i alle faser i alle tilknytningspunkt i området 0,03-3 A, lagre med valgt tidsintervall, og overføre til HES regelmessig eller via forespørsel.	2.1
AMS	1.6	AMS jordfeilhendelse	Opprette en hendelse når jordstrømmen er over en valgbar grenseverdi over en valgbar varighet, og overføre melding til HES med informasjon om jordstrømmens amplitude og varighet	2.2
AMS	1.7	AMS avbruddsalarm	Opprette og sende en hendelse til HES ved avbrudd.	2.2
AMS	1.8	AMS varsel om farlig hendelse / feil	Opprette en hendelse når spenningsmålingene går over valgte grenseverdier og en valgbar varighet, og overføre melding til HES med informasjon om spenningsverdier.	2.2
AMS	1.9	Endre innstillinger	Endre måleintervall, måleparametere, grenseverdier osv., fra DMS og applikasjoner gjennom HES	2.4
AMS	1.10	Koble inn/ut intern bryter	Den integrerte bryteren kobles inn/ut basert på kriterier for hva som er en farlig feil.	1.8
HES	2.1	Avspørre/motta parametere fra AMS og nettstasjon, og sende til MDMS for lagring	Motta/hente tidsserier i en konfigurert parameterliste (1 minutts RMS-spenning, kortvarig effekt, energi osv.) fra AMS og nettstasjon, og sende til MDMS for lagring	3.1
HES	2.2	Motta og videresende hendelser fra AMS og nettstasjon	Motta hendelser, sende hendelser til MDMS for lagring, og oversende hendelse til DMS og eventuelle applikasjoner ved bruk av en standard kommunikasjonsprotokoll. Om en måler har lagret informasjon som ikke ble oversendt ved tidligere innsamling skal disse oversendes til MDMS.	1.8, 6.1, 9.1, 10.1

System	Krav ID	Navn	Beskrivelse	Relasjon til annet krav
HES	2.3	Avspørre AMS eller nettstasjon ved henvendelse fra DMS	Motta henvendelse fra DMS om å avspørre AMS eller nettstasjon for bestemte data, avspørre og videresende til DMS. Gi melding om manglende kontakt med måler om spørringen tar lengre tid enn en valgbar grense.	6.2
HES	2.4	Endre innstillinger i AMS og nettstasjon	Formidle endringer i måleintervall, måleparametere, grenseverdier osv., i AMS og nettstasjon.	1.9, 5.8
MDMS	3.1	Motta parametere fra HES	Motta/hente tidsserier og hendelser målt i nettstasjon og AMS.	2.1, 5.1-5
MDMS	3.2	Vaske data	Bruke sorteringsalgoritmer for å vaske data mtp. usannsynlige verdier, målinger berørt av feil og avbrudd, flagge manglende verdier, flagge verdier som er over en gitt grenseverdi osv.	
MDMS	3.3	Strukturere/sortere data	Lagre hendelser og tidsserier i valgbare format, potensielt i separate underdatabaser. Inneholder rutiner for å tilføye nødvendig metadata.	
MDMS	3.4	Motta spørring etter data / gjøre nøkkelbasert søk etter data	Returnere ett sett med valgte parametere fra valgt periode og valgt del av nettet.	4.1,
MDMS	3.5	Utarbeide statistikk	Utarbeide gjennomsnitt av forbruksprofiler i et gitt område, returnere kurver over valgte parametere, angi variasjon av ulike datasett osv.	
MDMS	3.6	Utvexle data med andre applikasjoner	Sende data til andre programmer / applikasjoner gjennom et API eller ved bruk av standardiserte protokoller som CIM.	
MDMS	3.7	Endre innstillinger	Endre innstillinger for sortering, vasking, lagring, strukturering, format osv.	6.5
MDMS	3.8	Varsle	Sende varsel til DMS om innsamlede verdier bryter konfigurerbare betingelser eller grenseverdier.	
NIS	4.1	Hente data fra MDMS eller applikasjoner	Motta/hente måling av energi, effekt, spenning og statistikk fra MDMS, eller ulike applikasjoner gjennom et API.	3.4
NIS	4.2	Vaske data	Ved manglende verdier skal energimåling settes til 0 og det gis et varsel. Om en kunde ikke er tilknyttet i nettinformasjonsskjemaet, men er registrert i KIS, så skal det gis varsel.	
NIS	4.3	Utføre lastflyt i bestemt område	Utføres lastflyt med målinger fra AMS for angitt tid og innstillinger for det valgte nettområde.	
NIS	4.4	Sammenligne målte og beregnede spenninger	Presentere og sammenligne målte og beregnede spenninger med fargekodet avvik.	
NIS	4.5	Eksportere data	Eksportere nettinformasjonsskjema og resultater fra lastflyt med standardisert protokoll.	6.6
NIS	4.6	Presentere informasjon fra MDMS/ applikasjoner	Presentere informasjon og statistikk for ulike måledata, enten fra MDMS eller ulike applikasjoner gjennom et API.	4.1
Nettstasjon	5.1	Fase-jord- spenningsmåling	I IT-nett, måle spenningene mellom hver fase og jord og sende tidsserier for fase-jord-spenninger til HES regelmessig eller på forespørsel.	3.1
Nettstasjon	5.2	Detektore og melde jordfeil i nettstasjon	I IT-nett, sjekke fase-jord-spenninger mot kriterier, melde jordfeil til DMS via HES.	3.1

System	Krav ID	Navn	Beskrivelse	Relasjon til annet krav
Nettstasjon	5.3	Energimåling	Måle energi hvert kvarter/time og oversende til HES.	3.1
Nettstasjon	5.4	Trafotemperaturmåling	Måle og overføre trafotemperatur. Måler bør helst være innkapslet og i oljen i transformatoren.	3.1
Nettstasjon	5.5	Romtemperaturmåling	Måle og overføre romtemperatur	3.1
Nettstasjon	5.6	Samle og sende feilstrømsverdier	Samle og sende feilstrømstørrelse, berørte faser, tidsstempel og lokasjon fra retningsbestemt kortslutningsindikator.	12.1
Nettstasjon	5.7	HS-spenningsmåling	Lagre og overføre måling av spenningens maksimum, minimums og gjennomsnittlig 1 minutt RMS-verdi hver time.	3.1
Nettstasjon	5.8	Endre innstillinger	Endre måleintervall, måleparametere, grenseverdier osv., fra DMS og andre applikasjoner gjennom HES.	2.4
DMS	6.1	Motta og vise jordfeilmelding, hendelser og alarmer	Informasjon presenteres i DMS med tilhørende symboler på kart, og som meldinger. Kan kvitteres ut av operatøren.	2.2
DMS	6.2	Avspørre AMS/nettstasjon	Sende en spørring til HES om data fra AMS-målere/nettstasjon, presentere resultatet i kart. Ved manglende verdier skal aktiv effekt settes til 0.	2.3
DMS	6.3	Initiere visning av tidsserier for jordfeil, og spenning for ulike hendelser og alarmer	Fra DMS skal operatør kunne initiere visning av tidsserier og få disse vist grafisk i eget vindu. Informasjon kan både komme fra MDMS gjennom et API eller en standardisert protokoll som CIM, men kan også komme fra applikasjoner.	3.4, 8.1, 9.1
DMS	6.4	Presentere informasjon fra applikasjoner	Presentere informasjon fra ulike applikasjoner gjennom et API.	10.1, 12.1 13.1
DMS	6.5	Konfigurere alarmgrenser og innstillinger	Konfigurere innstillinger, og grenseverdier for hendelser og alarmer i AMS/nettstasjon gjennom HES, MDMS og frittstående applikasjoner	2.4
DMS	6.6	Eksportere/importere data	Eksportere/importere data som kart og nettinformasjonsskjema.	4.4
DMS	6.7	Eksportere/importere data fra/til SCADA	Kommunisere med SCADA gjennom standardisert protokoll.	6.7
SCADA	7.1	Eksportere/importere informasjon fra/til DMS	Kommunisere med DMS gjennom standardisert protokoll.	7.1
Jordfeil-analysator	8.1	Vise tidsserie for jordfeil	Henter tidsserie for jordfeilstrømmer og fasejordspenning fra MDMS og presenterer disse grafisk.	2.2, 6.3
OMS	9.1	Avbruddshåndtering	Vise områder med avbrudd, kontakte kunder og gi informasjon om hendelse og rettetid, finne sannsynlig feilsted, bidra med støtte ved feilretting, oppdatere kunder om rettet feil.	2.2, 6.3
Nettstasjons-overvåking-applikasjon	10.1	Presentere måleserier fra nettstasjon	Henter tidsserie for temperatur-målinger, spenningsmålinger, energimålinger fra MDMS og presenterer disse grafisk. Verdier må vaskes, ved blant annet å sette manglende energimålinger til 0.	2.2, 6.4
Vern/RTU	11.1	Samle og sende feilstrømsverdier.	Samle inn og oversende feilstrømstørrelse, berørte faser, tidsstempel og lokasjon	12.1
Vern/RTU	11.2	Samle og sende feilstrømsverdier.	Samle inn og oversende feilstrømstørrelse, berørte faser, tidsstempel og lokasjon fra retningsbestemt kortslutningsindikator i store forgreningspunkter.	12.1

System	Krav ID	Navn	Beskrivelse	Relasjon til annet krav
Feilanalysator	12.1	Analysere feilstrømmer	Motta feilstrømstørrelse, berørte faser, tidsstempel og lokasjon, og analysere nettimpedans for å finne sannsynlig feilsted	5.6, 11.1, 11.2
Spenningskvalitetsapplikasjon	13.1	Analysere spenningskvalitet	Samle relevant statistikk fra MDMS og presentere en spenningskvalitetsrapport periodevis eller på forespørsel, og/eller finn kilden til et spenningsprang.	3.6,
Balansekontroll-applikasjon	14.1	Sammenligne målt forbruk i transformator og nettstasjon	Hente energimålinger fra AMS og nettstasjon fra MDMS, vaske data, presentere målinger og avvik.	3.6

## 5 Konklusjon

Denne rapporten oppsummerer erfaringene fra arbeidet med use case i DeVID. Rapporten har presentert de viktigste anbefalingene om hvilke krav som bør stilles ved anskaffelse av AMS og tilhørende programmer og systemer i et oppsummeringskapittel. Det siste kapittelet i rapporten har presentert hele kravspesifikasjonen for use casene omtalt i vedlegget. Arbeidet anbefalingene og kravspesifikasjonen baseres på er presentert i vedlegg A: Use Case. Dette arbeidet inneholder informasjon og erfaringer hvert enkelt use case, og egner seg som et oppslagsverk for å undersøke use case av spesiell interesse. Det har blitt lagt vekt på erfaringer fra tester, muligheter og utfordringer, hvilke krav som use caset stiller, og kostnytte vurderinger.

Selv om DeVID nå avsluttes, så er arbeidet med use case ikke ferdig. Vedlegg A i rapporten presenterer det arbeidet som er gjort til nå, og er også et godt rammeverk for å arbeide videre med nytteverdier fra AMS ved bruk av use case. Å lage, evaluere og teste use case hjelper nettselskap og utviklere å bestemme hvilken funksjonalitet de vil realisere, og avdekker muligheter og utfordringer som oppstår ved praktisk implementasjon av use casene. Innhold og struktur i Vedlegg A er derfor et godt utgangspunkt for videre arbeid på temaet.

## 6 Referanser

- [1] H. Taxt og M. Istad, «TR A7412 Use Case Samling,» 2014.
- [2] H. Taxt, H. Seljeseth, H. Kirkeby og Ø. Sagosen, «TR A7355 Storskala spenningsmåling med AMS,» 2014.
- [3] K. Sand og Ø. Sagosen, «TR A7401 Samfunnsøkonomisk vurdering av Smart Grid Use Cases,» 2014.
- [4] H. Sæle, M. D. Catrinu-Renström, M. K. Istad, H. Taxt, D. E. Nordgård og E. Solvang, «TR A7270 Scenarier for fremtidens smarte distribusjonsnett,» 2012.
- [5] Olje og Energidepartementet, «Forskrift om måling, avregning og samordnet opptreden ved kraftomsetning og fakturering av netjtjenester (Forskrift om kraftomsetning og netjtjenester),» Lovdata, 1999 og 2010.
- [6] Statnett, «Årsstatistikk 2013: Driftsforstyrrelser og feil i det norske distribusjonsnettet 1-22 kV,» 2013. [Internett]. Available: <http://www.statnett.no/Drift-og-marked/Nedlastingssenter/Feilstatistikk/>.
- [7] A. Ørnes, «Masteroppgave: Bruk av AMS-data i forbindelse med nettplanlegging i distribusjonsnett,» NTNU, 2014.
- [8] «USELOAD,» [Internett]. Available: <http://www.sintef.no/home/SINTEF-Energy/Software/USELOAD/>.
- [9] J. Kura, J. Haikonen og J. Myllymäki, «Innovative system integration for outage communication,» i *CIREC*, 2009.
- [10] H. Sæle og S. V. Dyken, «TR A7196 Avanserte Måle og Styresystemer (AMS) sitt bidrag til SmartGrid,» Energi Norge, 2012.

## VEDLEGG

### A Use Case

#### A.1 Utføre lastflyt med målte timesverdier

##### A.1.1 Kortversjon av use case

<b>Beskrivelse av mål og hensikt med funksjonaliteten til use caset</b>
Målet med use caset er å benytte måledata fra AMS til å få oversikt over faktiske belastninger i nettet. God oversikt over belastningene kan gi bedre beslutninger i drift og planlegging av distribusjonsnett.
<b>Kort beskrivelse – maks 3 setninger</b>
Use Caset beskriver framgangsmåten for å overføre målte timesverdier for elektrisk forbruk, målt med AMS, fra innsamlingsystemet via MDMS til NIS. Her utgjør verdiene grunnlaget for å gjøre lastflytberegninger med faktisk forbruk. Resultater fra lastflytberegninger presenteres for å gi informasjon om transformatorbelastning, linjebelastning, min/maks beregnet spenning mm.

Nr.	Scenario-navn	Primær Aktør	Utløsende hendelse	Startbetingelser/ Starttilstand	Sluttbetingelser/ Slutttilstand
1	Utføre lastflyt	NIS	Nettplanlegger aktiverer	Energimålinger tilgjengelig i MDMS	Resultater fra lastflytberegning mottatt
2a	Vis belastning i tidsserie	NIS	Nettplanlegger aktiverer	Resultat fra lastflytberegning er tilgjengelig	Resultat presentert på valgt måte
2b	Vis belastning per komponent	NIS	Nettplanlegger aktiverer	Resultat fra lastflytberegning er tilgjengelig	Resultat presentert på valgt måte
2c	Vis beregnet min/max spenninger	NIS	Nettplanlegger aktiverer	Resultat fra lastflytberegning er tilgjengelig	Resultat presentert på valgt måte

##### A.1.2 Tester

Test ble gjennomført for scenario 1 i 9 steg. For å se detaljer om stegene i scenariet henvises det til TR A7412 Use Case-samling.

Steg Nr.	Beskrivelse av Prosess/ Aktivitet	Resultat og erfaringer fra test
1	Timesmålt forbruk overføres hvert døgn fra AMS-måler til HES	<p>Enkelte sluttbrukere tar ut hovedsikring på anlegget sitt når de forlater boligen. Dette fører til brudd i kommunikasjons-kanalen og forbruksverdier på timesnivå mangler. Ytterligere kommunikasjon mot sluttbrukere om bruk av innebygd bryterfunksjonalitet i måler for å gjøre anlegg spenningsløst kan løse problemet.</p> <p>Manglende verdier fra MDMS kan føre til at NIS estimerer verdier som ikke nødvendigvis er korrekt, da ingen verdi i noen tilfeller betyr 0. Dette har med oppsettet i NIS å gjøre og kan rettes ved å endre innstillinger i NIS.</p> <p>Timeverdier for store anlegg samles per i dag inn i et annet system og overføres ikke til MDMS. En løsning på dette er at målere i store anlegg byttes ut, slik at felles innsamlingsystem brukes.</p>

Steg Nr.	Beskrivelse av Prosess/ Aktivitet	Resultat og erfaringer fra test
2	Timesmålt forbruk overføres hvert døgn fra HES til MDMS	<p>Import/eksport gjennom mellomlagring på gs2-filer lokalt feiler.</p> <p>Hvis HES samler inn verdier i et gitt tidsrom kan det være at noen målverdier fra AMS-måler ikke blir med i innsamlingen. Slike sent innkomne måleverdier fra AMS-måler til HES blir ikke med i eksportrutine til MDMS og data går dermed tapt.</p> <p>Løsninger på disse to utfordringene kan være direkte integrasjon mellom innsamlingssystem og MDMS, for overføring av data og bedre innsamlingsrutiner for HES.</p>
3	Angir hvilket område og tidsintervall som skal undersøkes. Svingmaskins spenning angis.	Inngangsverdier på spenning og trafotrinninger er feil/usikker. Drift og vedlikehold utføres jevnlig og kan gi informasjon til inngangsverdier eller helst kan måling av spenning i nettstasjon benyttes. Nettplanlegger kontrollerer data før beregning utføres.
4	Nødvendig data etter-spørres fra MDMS til NIS	I testen var MDMS og NIS fra samme leverandør og spørring og overføring av data var en integrert del av programvaren. Dette fungerte fint.
5	Data overføres fra MDMS til NIS	Dette fungerte fint.
6	Lastflytberegning utføres i NIS	Det er viktig for dette use caset at nettdokumentasjonen er riktig, og oppdatering av nettdokumentasjon er viktig for at use case skal gi troverdige resultater.

### A.1.3 Muligheter og utfordringer

Lastflytanalyser er viktig for nettselskaper i mange sammenhenger. Resultat fra lastflytanalyser benyttes i andre use case beskrevet i denne rapporten. Disse use casene viser bruksområder for lastflyt.

De viktigste utfordringene har vært:

- Dataoverføring fra HES til MDMS
- Eksport av resultat fra lastflyt ut av NIS

I begge tilfellene er utfordringen hva slags format og kommunikasjonsprotokoll som skal benyttes for å utføre overføringene. Det er ingen omforent effektiv metode å gjøre dette på.

En utfordring er at det ikke er tillat å lagre forbruksdata på timesnivå lengre enn 15 måneder [5]. Det må derfor etableres aggregeringsrutiner hvis data skal lagre lengre enn 15 måneder, eksempel på slike aggregeringsrutiner er beskrevet i use caset "Lagre historisk belastningsdata fra AMS-data".



### A.1.4 Innspill til kravspesifikasjon

System	Krav ID	Navn	Beskrivelse	Relasjon til annet krav
AMS	1.1	Energimåling	Lagre og overføre måling av energi hver time/kvarter.	2.1
AMS	1.9	Endre innstillinger	Endre måleintervall, måleparametere, grenseverdier osv., fra DMS og applikasjoner gjennom HES.	2.4
HES	2.1	Avspørre/motta parametere fra AMS og nettstasjon, og sende til MDMS for lagring	Motta/hente tidsserier i en konfigurert parameterliste (1 minutt RMS-spenning, kortvarig effekt, energi osv.) fra AMS og nettstasjon, og sende til MDMS for lagring	3.1
HES	2.4	Endre innstillinger i AMS og nettstasjon	Formidle endringer i måleintervall, måleparametere, grenseverdier osv., i AMS og nettstasjon.	1.9, 5.8
MDMS	3.1	Motta parametere fra HES	Motta/hente tidsserier og hendelser målt i nettstasjon og AMS.	2.1, 5.1-5
MDMS	3.2	Vaske data	Bruke sorteringsalgoritmer for å vaske data mtp. usannsynlige verdier, målinger berørt av feil og avbrudd, flagge manglende verdier, flagge verdier som er over en gitt grenseverdi osv.	
MDMS	3.3	Strukturere/sortere data	Lagre hendelser og tidsserier i valgbare format, potensielt i separate underdatabaser. Inneholder rutiner for å tilføye nødvendig metadata.	
MDMS	3.4	Motta spørring etter data / gjøre nøkkelbasert søk etter data	Returnere ett sett med parametere fra valgt periode og valgt del av nettet.	4.1,
MDMS	3.5	Utarbeide statistikk	Utarbeide gjennomsnitt av forbruksprofiler i et gitt område, returnere kurver over valgte parametere, angi variasjon av ulike datasett osv.	
MDMS	3.6	Sende informasjon	Sende informasjon til andre programmer gjennom et API eller en standardisert protokoll.	
MDMS	3.7	Endre innstillinger	Endre innstillinger for sortering, vasking, lagring, strukturering osv.	6.5
NIS	4.1	Hente data fra MDMS eller applikasjoner	Motta/hente måling av energi, spenning og statistikk fra MDMS, eller ulike applikasjoner gjennom et API.	3.4
NIS	4.2	Vaske data	Ved manglende verdier skal målt energi settes til 0 og det gis et varsel. Om en kunde ikke er tilknyttet i NIS, men er registrert i KIS skal det gis varsel.	
NIS	4.3	Utføre lastflyt i bestemt område	Utføres lastflyt for det valgte nettområde i det angitte tidsrommet.	
NIS	4.5	Eksportere data	Eksportere nettinformasjonsskjema og resultater fra lastflyt med standardisert protokoll.	6.6
Nettstasjon	5.7	HS-spenningsmåling	Lagre og overføre måling av spenningens maksimum, minimums og gjennomsnittsverdi hver time.	3.1

## A.1.5 Kost/nytte

Dette use case gir nytte gjennom at resultat fra lastflyt er viktig inngangsdata i andre use case. Lastflyt-analyser er ikke noe nytt for nettselskapene. Det som er nytt er bruk av målinger fra AMS. Kostnader knyttet til dette use case er integrering av systemer, ettersom krav til AMS blir forskriftskrav fra 2019. I tillegg stilles det krav til at nettinformasjonen er riktig, og en oppdatering av slik informasjon er ressurskrevende. Ved nettplanlegging er det viktig å huske på at lastflyt med målte timesverdier ikke er temperaturkorrigert.

Kost-nytte-aspekter (aggregert)		
Indikatorer	Score	Kommentar
Økonomi	Middels	Lastflyt med målte timesverdier gir en "historisk riktig" lastflyt og er viktig inngangsdata for planlegging i nettselskapet. Detaljert informasjon om last i ulike deler av nettet gjør at tapskostnader i ulike deler av nettet identifiseres, og bidrar til bedre prioritering av fornyelse.
Pålitelighet - KILE	Middels	Lastflyt med målte timesverdier kan gi riktigere beslutningsgrunnlag for nettinvesteringer.
Spenningskvalitet	Middels	Lastflyt med målte timesverdier gir et riktigere bilde av stasjonær spenning i nettet.
Kost-nytte-aspekter (detaljert) Legg til relevante indikatorer		
Indikatorer – legg til flere selv	Score	Kommentar
Investeringskostnader	Lav	Integrasjonskostnad. Data må gå mellom ulike systemer.

## A.2 Vurdere belastnings- og spenningsforhold

Use case "Vurdere belastnings- og spenningsforhold" er et overordnet use case med flere sub-use case. Under følger en kort oppsummering av "Vurdere belastnings- og spenningsforhold", mens relevante sub-use case er angitt delkapittel A.2.2.

### A.2.1 Kortversjon av use case

Beskrivelse av mål og hensikt med funksjonaliteten til use case
Få rask oversikt over belastning og spenningsforhold for nettplanlegging.
Kort beskrivelse – maks 3 setninger
Use case beskriver hvordan nettplanlegger raskt kan få oversikt over belastnings- og spenningsforhold som er nødvendig i forbindelse med nettplanlegging. Use case beskriver hvordan data fra nettstasjon kan brukes som et første steg i å vurdere belastnings- og spenningsforhold for eksempel i forbindelse med tilknytting av nye lavspenningskunder.

Nr.	Scenario-navn	Primær Aktør	Utløsende hendelse	Startbetingelser/ Starttilstand	Sluttbetingelser/ Slutt-tilstand
1	Valg av nettområde	Nettplanlegger	Planleggings-behov		Valg gjort
2	Hente belastningsdata	Planleggings-verktøy	Spørring		Data overført
3	Hente spenningsdata	Planleggings-verktøy	Spørring		Data overført
4	Hente avbrudd- og spenningsklage-historikk	Planleggings-verktøy	Spørring		Data overført

Nr.	Scenario-navn	Primær Aktør	Utløsende hendelse	Startbetingelser/ Starttilstand	Sluttbetingelser/ Slutt-tilstand
5	Hente data fra nettstasjon	Planleggings-verktøy	Spørring		Data overført
6	Valg av presentasjonsform og innhold	Nettplanlegger	Behov		Valg gjort
7	Presentasjon av data i kart/grafikk/diagram/ figur	Planleggings-verktøy	Spørring		Data presentert

## A.2.2 Sub-use case

I senere kapitler er følgende sub-use case til " Vurdere belastnings- og spenningsforhold" presentert:

- [Lagre historisk belastningsdata fra AMS-data](#) (kapittel A.3)
- [Lagring av transformortemperatur for vedlikehold- og fornyelsesplanlegging](#) (kapittel A.4)
- [Alarm ved temperaturøkning uten tilsvarende lastøkning](#) (kapittel A.5)
- [Alarm ved høy temperatur på transformator](#) (kapittel A.6)
- [Bekreft/avkreft høy/lav spenning](#) (kapittel A.17)
- [Gi oversikt over spenningsforhold ved tung og lett last](#) (kapittel A.20)
- [Presentere spenningsmarginer](#) (kapittel A.21)

## A.2.3 Kost/nytte

Detaljert kostnytte beregning for transformatorovervåking er utført i kapittel A.6.5. Generelt sett kan reduksjon av antall feil, og utetid ved feil, være en motivasjon for å overvåke nettstasjoner. Siste tilgjengelig feilstatistikk for distribusjonsnettet er utgitt av Statnett: "Årsstatistikk 2013 Driftsforstyrrelser og feil i det norske distribusjonsnettet 1-22 kV" [6]. Statistikken viser at fordelingstransformatorer er den komponenten det er flest feil på nest etter kraftlinjer og ukjent anleggsdel. Feilfrekvensen for fordelingstransformator var totalt på 0,79 antall feil pr. 100 anleggsdel/år, med 60 registrerte feil på anleggsdel "nettstasjon".

Ikke alle typer feil kan forhindres ved overvåking. Statnetts statistikk sier heller ikke noe om årsaken til feil, men et stort nettselskap som er med i DeVID har statistikk på årsakene til transformatorhendelser. For dette nettselskapet stod for eksempel overbelastning for 6,91 % av hendelsene. Dette er en type hendelse som kan avverges ved å overvåke belastning og temperatur.

## A.3 Lagre historisk belastningsdata fra AMS-data

### A.3.1 Kortversjon av use case

Beskrivelse av mål og hensikt med funksjonaliteten til use caset
Målet er å tilrettelegge for raskere kartlegging av lastsituasjonen i forbindelse med nettplanlegging og fornyelse
Kort beskrivelse – maks 3 setninger
Use caset beskriver prosessen for automatisk bearbeidelse, lagring og anvendelse av relevant belastningsdata. En lastanalysator innhenter informasjon fra flere kilder, som måleverdier fra AMS, meteorologiske data og nettinformasjon fra NIS.

Nr.	Scenario-navn	Primær Aktør	Utløsende hendelse	Startbetingelser/ Starttilstand	Sluttbetingelser/ Slutt-tilstand
1	Behandle/aggregere måledata	Lastanalysator	Timer	Normal tilstand	Ny data er aggregert/ behandlet
2	Presentere måledata	NIS	Informasjon om en komponent etterspørres		Belastningsdata på aktuell komponent er presentert

### A.3.2 Tester

Det er ikke gjort tester av dette use caset, men masteroppgaven til Aksel Ørnes våren 2014 [7], i regi av DeVID-prosjektet, beskrives modeller på nettstasjonsnivå med kundegruppene "husholdning" og "hytter og fritidshus". Denne "summering" av belastninger til nettstasjonsnivå var motivert av Forskrift om måling, avregning og samordnet opptreden ved kraftomsetning og fakturering av netjtjenester [5] hvor det er slått fast at måleverdier med en tidsopløsning på 60 minutter maksimalt kan lagres i 15 måneder, selv om dataene likevel kan benyttes om det er virksomhetskritisk. I tillegg har Datatilsynet reservasjoner mht bruk og lagring av enkeltkunders strømforbruk. Dette gjør at det er rimelig å anta at det vil bli restriksjoner mht til hvilke data som kan lagres hvor lenge og anonymisering av data, eksempelvis i form av summering, fra enkeltkunder kan bli nødvendig.

## A.4 Lagring av transformortemperatur for vedlikehold- og fornyelsesplanlegging

### A.4.1 Kortversjon av use case

Beskrivelse av mål og hensikt med funksjonaliteten til use caset
Målet med use case er å lagre transformortemperaturendring som skal brukes seinere ved vedlikeholds- og fornyelsesplanlegging.
Kort beskrivelse – maks 3 setninger
Gitt at temperatur registreres for en transformator. Temperaturinformasjon er relevant for å beregne restlevetiden til transformatoren. Dermed må temperaturinformasjon lagres for fremtidige vedlikeholds- og fornyelsesplanlegging. For høy temperatur kan skyldes periodevis overbelastning eller dårlig ventilasjon.

Nr.	Scenario-navn	Primær Aktør	Utløsende hendelse	Startbetingelser/ Starttilstand	Sluttbetingelser/ Slutt-tilstand
1	Lagre transformator-temperatur for vedlikehold- og fornyelsesplanlegging		Kontinuerlig		Temperaturmålinger ligger i MDMS - temperaturdatabase

### A.4.2 Tester

En gjennomgang av use caset er gjort i programvareplattformen Discover levert av Smart Grid Norway i desember 2014 sammen med Norsk Transformator, Demo Steinkjer og NTE. Use caset skulle egentlig måle temperaturen i oljen i trafoen, men dette ble vanskelig å gjennomføre i praksis. Årsaken var utfordringer med innkapslingen til sensoren og den analog/digitale omformerer for målesignalene. Trafotemperaturmålingene er derfor implementert på kassen til transformatoren. Testresultatene er beskrevet i detalj i kapittel A.6.2. En variant av use caset er allerede implementert i Discover, som kan vise historiske kurver over belastning og temperatur.

### A.4.3 Muligheter og utfordringer

Om temperatur måles er ikke belastningen av transformatoren interessant å lagre for å estimere restlevetid, men om temperaturmålinger ikke er tilgjengelig kan belastningen av transformatoren brukes til å gjøre en tilnærming. Om AMS har belastningsdata tilgjengelig, så kan dette brukes i stedet for belastning av transformatoren.

### A.4.4 Innspill til kravspesifikasjon

Se kapittel 0

### A.4.5 Kost/nytte

Kostnytte-evaluering til use caset er sammenfattet i tabellen under. Konklusjonen er at det er interessant å lagre historiske temperatur og belastningsdata til transformatorer.

Kost-nytte-aspekter (aggregert)	
Indikatorer	Kommentar
Økonomi	<p>Om en transformator vurderes å byttes ut, så kan historiske belastningsdata vise hvor lang forventet restlevetid er. Dermed kan også brann / teknisk svikt forhindres.</p> <p>Investeringskostnaden består av:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>o Sensorer</li> <li>o Datainnsamling og lagring</li> <li>o Bearbeiding av data</li> </ul> <p>Merkostnaden er ikke så stor dersom man uansett skal hente inn data fra nettstasjoner (last, jordfeil, bryterstyring, osv.).</p>
Pålitelighet - KILE	<p>Redusere KILE som følge av transformatorhavari, om feil/end-of-life kan oppdages/estimeres før fullt havari.</p>
<p>Use caset har en nytteverdi, men den begrenses når AMS-data samles inn. Med AMS-data gis et ganske bra bilde av hvordan transformatoren belastes og da også temperaturen tilgjengelig. Kanskje restlevetiden like gjerne kan estimeres ut fra belastningen av transformatoren som ut fra temperaturen.</p> <p>Et fåtall av transformatorene belastes mer enn 50 %. Høyest belastning er om vinteren når det er kaldt, så sant det ikke er tilknyttet et produksjonsanlegg eller annen næring med mye kjøling om sommeren.</p> <p>Timeverdier – kontinuerlig overvåkning av temperaturen:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>o Ikke så anvendelig til driftsovervåkning. Får ikke umiddelbart signal når temperaturen overstiger en grense som i annet use-case.</li> <li>o Gir oversikt over langsom utvikling av temperaturen</li> <li>o Gir indikatorer på transformatorens belastning gjennom levetiden (sier noe om forventet restlevetid)</li> <li>o Nyttig i driftsplanlegging, vedlikeholdsplanlegging og fornyelsesplanlegging.</li> </ul>	

## A.5 Alarm ved temperaturøkning uten tilsvarende lastøkning

### A.5.1 Kortversjon av use case

<b>Beskrivelse av mål og hensikt med funksjonaliteten til use caset</b>
Målet med use case er å generere en alarm ved en temperaturendring hos transformator, som ikke skyldes lastøkning.
<b>Kort beskrivelse – maks 3 setninger</b>
Gitt at det er temperaturmåling på en transformator. Ved stor temperaturendring, sammenlignet med lastøkning, skal det genereres en alarm.

Nr.	Scenario-navn	Primær Aktør	Utløsende hendelse	Startbetingelser/ Starttilstand	Sluttbetingelser/ Slutt-tilstand
1	Register, beregne og sammenligne		Kontinuerlig		
2	Alarm ved stor $\Delta T$ AND liten $\Delta L$		Stor $\Delta T$ , mens $\Delta L$ er liten		

### A.5.2 Tester

En gjennomgang av use caset er gjort i programvareplattformen Discover desember 2014 sammen med Norsk Transformator, Demo Steinkjer og NTE. Use caset skulle egentlig måle temperaturen i oljen i trafoen, men dette ble vanskelig å gjennomføre i praksis. Årsaken var utfordringer med innkapslingen til sensoren og den analog/digitale omformerer for målesignalene. Trafotemperaturmålingene er derfor implementert på kassen til transformatoren. En algoritme for å gi alarmer ved endring i temperatur uten endring i last er ikke implementert, bare en bit av første halvdel av use caset er testet. Testresultatene er beskrevet i detalj i kapittel A.6.2.

### A.5.3 Muligheter og utfordringer

Utfordringen til use caset er å finne en god algoritme som kun utløser alarm når en eventuell vifte er defekt, og ikke utløses av f.eks. plutselige væromslag. Alarmene som genereres av use caset identifiserer ingen umiddelbar risiko, men må følges opp av montører så snart som mulig. Det er derfor viktig at use caset gir pålitelige alarmer for å ikke sende montører ut unødvendig for å sjekke fungerende nettstasjoner.

### A.5.4 Innspill til kravspesifikasjon

Se kapittel 0

## A.5.5 Kost/nytte

Kostnytte-evaluering til use caset er sammenfattet i tabellen under. Konklusjonen er at det ikke nødvendigvis er relevant å gjennomføre dette use caset, det gis lignende og større nytte av use caset Alarm ved høy temperatur på transformator.

Kost-nytte-aspekter (aggregert)	
Indikatorer	Kommentar
Økonomi	Feil kan avdekkes før transformortemperaturen blir for høy. Investeringskostnad består av: <ul style="list-style-type: none"> <li>o Sensorer</li> <li>o Datainnsamling og lagring</li> <li>o Bearbeiding av data</li> <li>o Merkostnad ikke så stor dersom man uansett skal hente inn data fra nettstasjoner (last, jordfeil, bryterstyring, ...).</li> </ul>
Pålitelighet - KILE	Feil kan avdekkes før transformortemperaturen blir for høy, fører til bedre leveringskvalitet og (noe) redusert KILE. Sannsynlighet for at intern feil i transformator skal oppstå er liten
<p>Årsaker til temperaturøkning i transformator dersom lasten ikke øker tilsvarende:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Umålt belastning (dersom belastning måles på transformator faller dette pkt bort)</li> <li>- Intern feil i transformator</li> <li>- Økning i omgivelsestemperatur (brann, sol, annen varmekilde, ventilasjon, ...)</li> </ul> <p>Oppsummert så er nytten til use caset er evaluert til å være lav, samt at det er identifisert utfordringer med å utforme en algoritme som gir relevante feilmeldinger. Use caset Alarm ved høy temperatur på transformator gir bedre kostnytte.</p>	

## A.6 Alarm ved høy temperatur på transformator

### A.6.1 Kortversjon av use case

Beskrivelse av mål og hensikt med funksjonaliteten til use caset
Målet med use case er å generere en alarm ved for høy temperatur på transformator.
Kort beskrivelse – maks 3 setninger
Gitt at det er temperaturmåling på en transformator. Ved for høy temperatur, sammenlignet med en grenseverdi, skal det genereres en alarm.

Nr.	Scenario-navn	Primær Aktør	Utløsende hendelse	Startbetingelser/ Starttilstand	Sluttbetingelser/ Slutt-tilstand
1	Overvåker temperatur		Kontinuerlig		
2	Alarm ved for høy temperatur		Temperatur over X grader		

### A.6.2 Tester

En gjennomgang av use caset er gjort i programvareplattformen Discover desember 2014 sammen med Norsk Transformator, Demo Steinkjer og NTE. Use caset skulle egentlig sjekke temperaturen i oljen i trafoen, men

dette ble vanskelig å gjennomføre i praksis. Årsaken var utfordringer med innkapslingen til sensoren og den analog/digitale omformerer for målesignalene. Trafotemperaturmålingene er derfor implementert på kassen til transformatoren.

Steg Nr.	Beskrivelse av prosess/aktivitet	Resultat og erfaringer fra test
1.1	Temperatur- overvåkning	<p>Det var utfordringer med å installere sensorer på grunn av mangel på erfaring om å takle miljøet sensorene skulle stå i. Det ble mye læring, deriblant at skal det gjøres i dag så kreves god innkapsling av sensoren. Sensorer er i utgangspunktet analoge, derfor trengs en analog digital omformer som i dette tilfellet var litt trøblete.</p> <p>Når temperaturmålingene skulle hentes til Discover så ble de lagt til som en ekstra parameter til i et system som oversendte overvåkning av andre parametere som spenning og effekt. Smartgrid Norway sørget for at parameteren ble lagt til. Temperaturmålingene viste også som forventet en klar sammenheng med lasten. Temperaturøkningen hadde en forsinkelse i forhold til lastøkningen, som forventet. Det var også implementert trykkmålinger, som stemte godt overens med temperaturmålingene (økt trykk ved økt temperatur).</p> <p>Use caset skal fungere bra om det brukes gode sensorer med god innkapsling som tåler olje og har en god omformer som plasseres så den ikke forstyrres.</p>
2.1	Temperatursensor måler for høy temperatur, $T > 86^{\circ}\text{C}$	<p>Norsk trafo anbefalte grenseverdi for alarm på trafotemperatur på 85-90 grader, i dette use caset er alarmgrensen satt til 86 grader. Ved halv last er tapene 25 % av makstap. NTE må i dag få Smartgrid Norway til å forandre grenseverdier i Discover, men ønsker kompetanse på dette selv i fremtiden. Grenseverdien på alarm for transformortemperatur er i dag satt til 25 grader for å se om alarmsystemet fungerer. Trafoen har hatt høyeste temperatur på 26,1, og derfor skulle alarmen ha gått. Dessverre har romtemperaturmåling og trafotemperaturmåling blitt byttet, og romtemperaturen har i hele testperioden vært under 25 grader, og det har derfor ikke blitt registrert noen alarmer. Disse to temperaturmålingene skal bli byttet om.</p>
2.2-3	RTU mottar signal fra sensor DMS mottar signal fra RTU	<p>Alarmer i Discover fungerer for delta I, strømdring, i et annet use case, og burde derfor også fungere for last og temperatur, både maksverdier og forandringer. Alarmgrensen for temperatur er satt på <math>T = 25</math> grader, men siden følerne har bytta plass, så har det ikke vært så varmt i testperioden.</p> <p>Use caset kan utvides til å si hva respons på alarmen skal være. NTE forteller at vanlig respons vil være å sjekke trafoen i Discover for å se hvordan temperatur og last har utviklet seg. Mulig at det kunne vært høyere tidsoppløsning på temperaturmålingene, dette er sannsynligvis bare en innstilling i Discover siden måleverdiene finnes.</p> <p>Typisk respons på for høy temperatur kan være:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Lage arbeidsordre om å se på problemet, eventuelt å bytte ut trafo.</li> <li>- Sende SMS for å be kunder om minke forbruk, men det er ukjent om dette vil ha noen effekt.</li> </ul>

### A.6.3 Muligheter og utfordringer

Fra testingen kommer det fram at temperaturmålinger i oljen krever sensorer som er innkapslet, og analog/digitale omformere må plasseres steder de ikke blir forstyrret. Når måleutstyr til spenning og last er implementert fra før, så krever det svært lite arbeid å få inn temperaturmålingene i Discover.



## A.6.4 Innspill til kravspesifikasjon

System	Krav ID	Navn	Beskrivelse	Relasjon til annet krav
MDMS	3.1	Motta parametere fra HES	Motta/hente tidsserier og hendelser målt i nettstasjon og AMS.	2.1, 5.1-5
MDMS	3.2	Vaske data	Bruke sorteringsalgoritmer for å vaske data mtp. usannsynlige verdier, målinger berørt av feil og avbrudd, flagge manglende verdier, flagge verdier som er over en gitt grenseverdi osv.	
MDMS	3.3	Strukturere/sortere data	Lagre hendelser og tidsserier i valgbare format, potensielt i separate underdatabaser. Inneholder rutiner for å tilføye nødvendig metadata.	
MDMS	3.4	Motta spørring etter data / gjøre nøkkelbasert søk etter data	Returnere ett sett med parametere fra valgt periode og valgt del av nettet	4.1,
MDMS	3.5	Utarbeide statistikk	Utarbeide gjennomsnitt av forbruksprofiler i et gitt område, returnere kurver over valgte parametere, angi variasjon av ulike datasett osv.	
MDMS	3.6	Sende informasjon	Sende informasjon til andre programmer gjennom et API eller en standardisert protokoll.	
MDMS	3.7	Endre innstillinger	Endre innstillinger for sortering, vasking, lagring, strukturering osv.	6.5
MDMS	3.8	Varsle	Sende varsel til DMS om noen innsamlede verdier bryter gitte konfigurerbare betingelser eller grenseverdier.	
Nettstasjon	5.3	Energimåling	Måle energi hvert kvarter/time og oversende til HES.	3.1
Nettstasjon	5.4	Trafotemperaturmåling	Måle og overføre trafotemperatur, måler helst innkapslet og i oljen i transformatoren.	3.1
Nettstasjon	5.5	Romtemperaturmåling	Måle og overføre romtemperatur.	3.1
DMS	6.1	Motta og vise jordfeilmelding, hendelser og alarmer	Informasjon presenteres i DMS med tilhørende symboler på kart, og som meldinger. Kan kvitteres ut av operatøren.	2.2
DMS	6.3	Initiere visning av tidsserier for jordfeil, og spenning for ulike hendelser og alarmer	Fra DMS skal operatør kunne initiere visning av tidsserier og få disse vist grafisk i eget vindu. Informasjon kan både komme fra MDMS gjennom et API grensesnitt eller standardisert protokoll, men kan også komme fra applikasjoner.	3.4, 8.1, 9.1
DMS	6.4	Presentere informasjon fra applikasjoner	Presentere informasjon fra ulike applikasjoner gjennom et API.	10.1, 12.1 13.1
DMS	6.5	Konfigurere alarmgrenser og innstillinger	Konfigurere innstillinger, og grenseverdier for hendelser og alarmer i AMS/nettstasjon gjennom HES, MDMS og frittstående applikasjoner.	2.4
Nettstasjons- overvåkning- applikasjon	10.1	Presentere måleserier fra nettstasjon	Henter tidsserie for temperatur-målinger, spenningsmålinger, energimålinger fra MDMS og presenterer disse grafisk. Verdier må vaskes, ved blant annet å sette manglende energimålinger til 0.	2.2, 6.4

## A.6.5 Kost/nytte

Kostnytte-evaluering til use caset er sammenfattet i tabellen under. Konklusjonen er at det er interessant med temperaturovervåkning på transformatoren, men det er ikke i så stor grad at det anbefales å etablere kommunikasjon til transformatoren bare for å overvåke temperaturen. Om det uansett skal etableres kommunikasjon, så er det en god idé også å overvåke transformatortemperaturen.

Kost-nytte-aspekter (aggregert)	
Indikatorer	Kommentar
Økonomi	<p>En overopphetet transformator kan havare (indre kortslutning, lekkasje, eksplosjon...). Dette medfører kostnad for eier og berørte kunder:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Utfall med KILE-kostnader</li> <li>• Reparasjon/utbedring til ofte ugunstige tidspunkt</li> </ul> <p>Use caset avdekker trafoer med for høy belastning, og kan øke levetiden til trafoen ved å bytte den ut. Nyttens avhenger av at tiltak blir iverksatt etter at alarmen er registrert. Responsen på en alarm om overbelastning kan være å lage arbeidsordre som iverksettes første arbeidsdag. En trafo koster 70-80 kkr, montering koster ca. 36 kkr. Likevel, KILE kan være høyere ved utfall enn dette, det avhengig av området. Use caset har svært lav investeringskostnad om IT-system og kommunikasjonslink allerede er på plass.</p>
Pålitelighet - KILE	Kan avdekke problemer før det blir havari (gir også bedre innsikt via temperaturhistorikk).
Personersikkerhet (ansatte)	<p>En overopphetet transformator kan havare</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Isolasjonen degenereres og mister sin isolerende evne -&gt; Intern kortslutning -&gt; trykk -&gt; eksplosjon, lekkasje. Transformatorer skal normalt tåle dette (vern). Dette skjer ganske raskt når temperaturen stiger over 86 grader.</li> </ul> <p>Sannsynligheten for havari pga. overopphetet transformator er liten (&lt;1/10-50.000 utfall/år i NTE). Størst risiko for ansatte da de kan være svært nær transformatoren når det skjer noe. Dog – liten sannsynlighet.</p>
Personersikkerhet (publikum)	<p>En overopphetet transformator kan havare</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Isolasjonen degenereres og mister sin isolerende evne -&gt; Intern kortslutning -&gt; trykk -&gt; eksplosjon, lekkasje. Transformatorer skal normalt tåle dette (vern)</li> </ul> <p>Sannsynligheten for havari pga. overopphetet transformator er liten (&lt;1/10-50.000 utfall/år i NTE). Ca. 1,5 trafoer som havarerer per måned på vinteren.</p> <p>Mindre risiko for personskade. Transformator plassert i bygg/kiosk som fysisk beskytter person/omgivelser mot skade.</p>
Miljøvirkninger	Temperaturovervåkning gjør at overbelastede transformatorer kan bli avdekket, og dermed byttet ut til en bedre dimensjonert transformator. Når transformatoren er bedre dimensjonert blir også tapene lavere.
Sårbarhet	Mer robust system fordi oversikten er bedre.
<p>De aller fleste fordelingstransformatorer i distribusjonsnettet i dag er lavt belastet og vil aldri bli overopphetet. En slik overvåkning som gir alarm til driftssentralen ved høy temperatur, kan gjøres på et utvalg av transformatorer som kan bli hardt belastet. Om trafoen allerede har overvåkning er ekstrakostnaden ved å innføre temperaturovervåkning minimal (noen 100 kr for sensor, og installasjon om det ikke gjøres samtidig som annen overvåkning). Denne overvåkningen vil være nyttig i driftsøyemed.</p> <p>Fjernavlesning av temperatur i transformator er interessant fordi:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Transformatortemperaturen gir informasjon om hvor hardt transformatoren kan belastes.</li> <li>2. Historikk på temperaturen gir ved bruk av en modell, en risikofaktor for transformatorhavari. (Den deriverte av temperaturen er her også interessant fordi denne sier noe om effekt tilførsel og/eller effekt tap (les kjølingseffekt). ( Da kombinert med en termisk modell av transformatoren)</li> <li>3. Effektdifferanse mellom tilført og avgitt effekt er interessant, men spørsmålet er om feilen allerede har inntruffet og transformatoren har havarert når denne blir signifikant.</li> </ol> <p>Konklusjon er at overvåking av temperatur i transformator er interessant.</p>	

## A.7 Generere lastprofil fra AMS- og nettstasjonsdata

### A.7.1 Kortversjon av use case

Beskrivelse av mål og hensikt med funksjonaliteten til use caset
Målet er å tilrettelegge for raskere kartlegging av lastsituasjonen i forbindelse med nettplanlegging og gi bedre kvalitet på de lastprofiler som benyttes.
Kort beskrivelse – maks 3 setninger
Use caset beskriver hvordan prosessen for automatisk generering og oppdatering av lastprofiler. En lastanalysator innhenter informasjon fra flere kilder, som måleverdier fra AMS, meteorologiske data og nettinformasjon fra NIS. Nye laster kan også inkluderes i lastanalysen.

### A.7.2 Tester

Deler av dette use caset ble testet i masteroppgaven til Aksel Ørnes [7]. Temperatursegmenterte lastprofiler basert på historiske AMS-data ble laget og nøyaktigheten testet. Denne testen var basert på data fra Smart Energi Hvaler.

Steg Nr.	Beskrivelse av Prosess/ Aktivitet	Resultat og erfaringer fra test
1	Innhenting av måleverdier fra AMS-målere hos enkeltkunder i aktuelt område.	Timesverdier for energibruk på kundenivå [kWh/h] innhentes fra MVDB hos Smart Energi Hvaler.
2	Innhenting av døgnmiddeltemperatur fra nærmeste værstasjon.	Åpne kilder som <a href="http://www.eklima.no">www.eklima.no</a> . I dette tilfellet ble data fra Strømtangen fyr benyttet.
3	Segmentering av last – alternativ 1	<p>Summering av forbruket for alle kunder i kretsen for hver enkelt time. Da er dataene anonymisert. Målt eller beregnede energitap kan legges til. Hvis det er AMS-måler i nettstasjon kan data fra denne benyttes.</p> <p>Tidsserien må sees i sammenheng med temperaturserien for samme periode. Programmet Useload [8] ble brukt for å kjøre regresjonsanalyse på dataene for å segmentere forbruket i en temperaturavhengig del og en temperaturuavhengig del.</p> <p>Resultatet er en temperatursegmentert lastprofil per nettstasjon per døgn.</p>
4	Segmentering av last – alternativ 2	<p>Segmentering av last kan også gjøres for hver enkelt kunde, dette kan også gjøre i programmet Useload. Deretter kan lastprofilene for hver kunde kombineres for hver krets.</p> <p>Resultatet er en temperatursegmentert lastprofil per nettstasjon per døgn.</p>

Generering av lastprofiler for nettstasjoner basert på data for nettstasjon ble testet. Å lage lastprofiler for nettstasjoner ble testet på to kretser som hadde kunder utelukkende fra henholdsvis sluttbrukergruppene "hytter og fritidshus" og "husholdninger". Disse kretsene er dermed godt egnet til å modellere kretser som består av kunder fra begge sluttbrukergruppene.

Steg Nr.	Beskrivelse av Prosess/ Aktivitet	Resultat og erfaringer fra test
1	Innhenting av inngangsdata	Totalt energiforbruk per time [kWh/h] for transformatorretter der kundemassen utelukkende består av kunder fra en sluttbrukergruppe for en tidsperiode på ett år ble innhentet. To transformatorretter ble valgt ut og data for 2013 ble benyttet.
2	Beregning av gjennomsnittskunde for sluttbrukergruppene	<p>Gjennomsnittlig energiforbruk per time for en måned beregnes. Resultatet er et gjennomsnittsdøgn for hver måned. Helligdager og helg ble ikke inkludert.</p> <p>Gjennomsnittsverdiene for hver måned divideres på antall kunder i en transformatorrets og gir energiforbruket til en gjennomsnittskunde i kretsen innenfor tidsperioden.</p> <p>Gjennomsnittskundene kan benyttes som grunnlag for å modellere transformatorretter der kundemassen er en blanding av kunder fra de to ulike sluttbrukergruppene, "hytter og fritidshus" og "husholdninger" ved formelen:</p> $P_{tot} = P_{gjennomsnittshusholdning} * n_{husholdning} + P_{gjennomsnitthytte} * n_{hytte}$ <p>Hvor P er effekt og n er antall</p>
3	Testing på kretser med blanding av sluttbrukergrupper	Et gjennomsnittsdøgn i januar ble forsøkt modellert. Resultat fra tester viste at metoden fungerer brukbart for å modellere kretser hvor 1/2 til 2/3 av kundemassen er "husholdning" og resten er "hytter og fritidshus" eller omvendt.

### A.7.3 Muligheter og utfordringer

Bruk av gjennomsnittskunder for sluttbrukergrupper til å modellere kretser med blanding av sluttbrukergrupper fungerer dårlig i kretser som domineres veldig av en sluttbrukergruppe, men fungerer brukbart for kretser der forholdet mellom to sluttbrukergrupper er 1/2 til 2/3. Modellen tar ikke hensyn til temperaturavhengighet og det er dermed vanskelig å korrigere lasten i forhold til ønsket temperatur. Modellering av gjennomsnitt er ikke like interessant som modellering av maksimal belastning. Det er ønskelig å modellere døgnet med maksimal belastning slik at modellen kan benyttes til termisk dimensjonering av nettet. På grunn av begrensninger i hvor lenge data på kundenivå kan lagres, så må nettselskapene finne ut hvilke data som er nødvendig for de oppgaver de skal utføre og vurdere om bruk av gjennomsnittskunder gir den nøyaktigheten som er nødvendig.

### A.7.4 Innspill til kravspesifikasjon

System	Krav ID	Navn	Beskrivelse	Relasjon til annet krav
AMS	1.1	Energimåling	Lagre og overføre måling av energi hver time/kvarter	2.1
HES	2.1	Avspørre/motta parametere fra AMS og nettstasjon, og sende til MDMS for lagring	Motta/hente tidsserier i en konfigurert parameterliste (1 minutt RMS-spennning, kortvarig effekt, energi osv.) fra AMS og nettstasjon, og sende til MDMS for lagring	3.1
MDMS	3.1	Motta parametere fra HES	Motta/hente tidsserier og hendelser målt i nettstasjon og AMS.	2.1, 5.1-5
MDMS	3.2	Vaske data	Bruke sorteringsalgoritmer for å vaske data mtp. usannsynlige verdier, målinger berørt av feil og avbrudd, flagge manglende verdier, flagge verdier som er over en gitt grenseverdi osv.	

System	Krav ID	Navn	Beskrivelse	Relasjon til annet krav
MDMS	3.3	Strukturere/sortere data	Lagre hendelser og tidsserier i valgbare format, potensielt i separate underdatabaser. Inneholder rutiner for å tilføye nødvendig metadata.	
MDMS	3.4	Motta spørring etter data / gjøre nøkkel-basert søk etter data	Returnere ett sett med parametere fra valgt periode og valgt del av nettet	4.1,
MDMS	3.5	Utarbeide statistikk	Utarbeide gjennomsnitt av forbruksprofiler i et gitt område, returnere kurver over valgte parametere, angi variasjon av ulike datasett osv.	
MDMS	3.6	Sende informasjon	Sende informasjon til andre programmer gjennom et API eller en standardisert protokoll.	
MDMS	3.7	Endre innstillinger	Endre innstillinger for sortering, vasking, lagring, strukturering osv.	6.5

## A.7.5 Kost/nytte

Ikke beregnet.

## A.8 Håndtere jordfeil i LS-nett

### A.8.1 Kortversjon av use case

Beskrivelse av mål og hensikt med funksjonaliteten til use caset
Målet er å detektere, lokalisere og gjøre nødvendige tiltak mot jordfeil på en mest mulig effektiv måte ved å ta i bruk jordstrømmåleren i AMS-målerne. Det viktigste målet er redusert tidsforbruk til feilsøking.
Kort beskrivelse – maks 3 setninger
Use Caset er delt i tre underordnede use case: "Detektere jordfeilhendelse", "Lokalisere og tidfeste jordfeil" og "Følge opp jordfeil". Deteksjon foregår i nettstasjon, AMS-måler eller ved kundehenvendelse. Lokalisering gjøres ved hjelp av AMS-systemet ved at jordstrømmer gjennom alle målere registreres. Oppfølging av jordfeil består av utbedring av eget nett eller utsending av melding til berørte kunde, med kopi til DLE. Use caset gjelder kun for 230 V IT-nett.

Nr	Scenario-navn	Primær Aktør	Utløsende hendelse	Startbetingelser/ Starttilstand	Sluttbetingelser/ Slutt-tilstand
1a	Jordfeildeteksjon med AMS-måler	AMS-måler	Registrerer jordfeilhendelse når jordstrøm og varighet er over grenseverdi	Normalsituasjon	Hendelsen er lagret i jordfeildatabasen
1b	Jordfeildeteksjon i nettstasjon	Jordfeilmåler i nettstasjon	Jordfeil eller 0-punktsfeil registreres i nettstasjon	Normalsituasjon	Hendelse lagret i jordfeildatabasen
1c	Kunde melder om jordfeil	Kundebehandler	Kunde melder fra om mulig jordfeil	Normalsituasjon	Hendelse lagret i jordfeildatabasen

Nr	Scenario-navn	Primær Aktør	Utløsende hendelse	Startbetingelser/ Starttilstand	Sluttbetingelser/ Slutt-tilstand
2a	Lokalisere jordfeil	Jordfeilanalysator AMS-måler	Melding om jordfeilhendelse	Ubehandlet hendelse ligger i jordfeildatabasen.	Jordfeilen er lokalisert (og tidfestet)
2b	Utvidet analyse av jordfeil	Jordfeil- analysator	Trigges av person/ jordfeilanalysator	Uløst hendelse ligger i jordfeildatabasen. Behov for en mer grundig undersøkelse for å finne jordfeil	Jordfeilen er lokalisert (og tidfestet)
3a	Kunde pålegges utbedring	Jordfeilanalysator/ Ansvarlig person	Jordfeil lokaliseres hos kunde	Jordfeil er påvist og lokalisert	Kunde er informert. Pålegg om utbedring. Melding til DLE.
3b	Jordfeil i eget nett utbedres	Jordfeilanalysator/ Ansvarlig person	Jordfeil er lokalisert i eget nett	Jordfeil ikke lokalisert hos kunde	Arbeidsordre er sendt

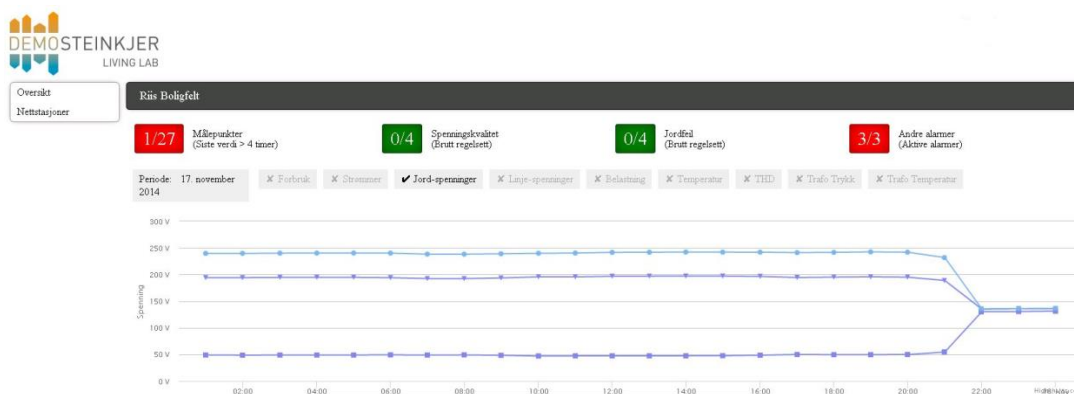
For å se detaljer om stegene i scenariet henvises det til TR A7412 Use Case-samling.

## A.8.2 Tester

Test av jordfeildeteksjon med AMS-måler (Scenario 1a) har blitt gjennomført i kontrollerte omgivelser hos NTE i Steinkjer. Testen ga erfaringer som er relevant for de andre scenarioene, som derfor også er inkludert her.

Steg Nr.	Beskrivelse av Prosess/ Aktivitet	Resultat og erfaringer fra test
1a.1	Jordfeilhendelse blir registrert i AMS-måleren	Følgende vises i dag i DMS: Starttidspunkt, slutt-tidspunkt, løpenummer, og momentan jordfeilstrom (ikke historikk)  Historikken bør gjøres tilgjengelig, inkludert høyeste og laveste og middelvei på detektert jordstrom. Presentasjon av momentanverdi og historikk bør være grafisk
1a.2	Nye jordfeilhendelser samles inn periodisk eller ved push	Nye jordfeilhendelser bør samles inn ved push, alternativt bør status kombineres med historikk. Spesielt viktig for farlig jordfeil (høy jordstrom).
1a.4	Leverer hendelse til DMS	Ingen visuell eller tekstlig alarm om farlig jordfeil Bør kanskje ha en egen alarm med eget symbol ved farlig jordfeil
1c	Kunde melder inn jordfeil	Ofte ringer kunden eller installatør til netteier etter at installatør har leitt etter jordfeil i kundens installasjon, og funnet at det ikke er jordfeil der.  Når kunden ringer bør saksbehandler ha tilgang til jordfeildatabase for å gjøre et søk på trafokretsen og måleren for jordfeil med en gang. Bør kunne søke opp historikk på alarmer fra AMS som kan avsløre intermitterende jordfeil og se antall henvendelser fra kunde på jordfeilsøk.
2a.2	Saks-behandler etterspør momentanverdi for jordstrom i krets med jordfeil	Det er potensielt et problem om DMS ikke får samlet inn tidsseriedata fra målerne. Er det da nok minne i måleren, og mulighet til å lagre verdiene så de kan sendes over senere?  En god praksis kan være å lagre historiske verdiene som tidsseriedata i en egen database. Dette kan blant annet være til hjelp for å finne intermitterende jordfeil. Dette kan implementeres ved at målerne logger verdiene hele tiden i buffer, men tømmer de eldste til en hver tid. Når det er registrert en jordfeil, så sendes data i buffer (før og etter regelbrudd) til innsamlingssystemet som deretter lagrer verdiene i egen database.

Steg Nr.	Beskrivelse av Prosess/ Aktivitet	Resultat og erfaringer fra test
3a.1	Standard-skriv for jordfeil hos kunde produseres med de data som er tilgjengelig i jordfeil-databasen, inkl. tidspunkt for jordfeil	Netteier orienterer ikke kunden direkte men varsler DLE som så gir kunden pålegg om utbedring
<b>Andre erfaringer/ kommentarer</b>		
Egen jordfeildatabase benyttes ikke, men finnes i form av arbeidsordrer/jobbordrer, dvs. hvilke jobber som er utført, men dette sider ingenting om måleverdier. Det finnes ikke oversikt over antallet kundefølgende. Ønske om at det skal være enkelt å gå inn på målere for å endre innstillinger, eksempelvis for å måle 1 minuttverdier for en periode (tidsavgrenset periode).		



**Figur 7: Oversikt i Discover over målte fasespenninger i en nettstasjon ved jordfeil.**

Figur 7 viser hvordan deteksjon av jordfeil i nettstasjon kan implementeres, i dette tilfellet gjennom Discover som er brukt i Demo Steinkjer. Det kan være en god praksis å ha varsling av jordfeil kun fra nettstasjon, så kan sumstrømmålinger fra AMS brukes for å lokalisere jordfeilen.

### A.8.3 Muligheter og utfordringer

Det er et tilbakevendende spørsmål hvor ulike applikasjoner skal kjøres, og hvem som skal kunne ha disse applikasjonene tilgjengelig. I utgangspunktet ble det tenkt at jordfeilvarsling hører hjemme i DMS, men ettersom jordfeil ikke er en hastesak så kan det være like hensiktsmessig at det kommer via en applikasjon som en saksbehandler har tilgang til. Varslene kan likevel vises i DMS i tillegg, men kanskje ikke som pushvarsler. En kundebehandler bør også ha informasjonen fra use case tilgjengelig, noe som stiller krav til utformingen av feilmeldingene, slik at de er forståelige for ikke teknisk personell. Det vil være saksbehandleren og kundebehandleren som er ansvarlig for å kontakte DLE, eventuelt lage en arbeidsordre for å utbedre jordfeil i eget nett, eller følge opp kunder med jordfeil.

Jordfeilvarsling i nettstasjon har også blitt testet, og for en lavspenningskrets ble det påvist jordfeil, uten at det var mulig å se hvilken av målerne i kretsen det var jordfeil på. De tre mulige forklaringene på dette er at det kan ha vært jordfeil hos en av tre abonnenter som ikke var integrert i DMS; at jordfeilen var i NTEs nettet; eller at jordfeilstrømgrensen i måleren var stilt inn på 80 mA, som kan ha vært så høyt at jordfeilen ikke slo ut. Dette caset viser at det er interessant å kunne stille jordfeilstrømvarslingsgrense ved behov, noe NTE ikke hadde lært å gjøre fra målerleverandøren enda. I følge målerleverandøren skulle dette være forholdsvis enkelt å ordne.

## A.8.4 Innspill til kravspesifikasjon

System	Krav ID	Navn	Beskrivelse	Relasjon til annet krav
AMS	1.5	Sumstrømmmåling	I IT-nett, måle summen av strømmene i alle faser i alle tilknytningspunkt i området 0,03-3 A, lagre med valgt tidsintervall, og overføre til HES regelmessig eller via forespørsel.	2.1
AMS	1.6	AMS jordfeilhendelse	Opprette en hendelse når jordstrømmen er over en valgbar grenseverdi over en valgbar varighet, og overføre melding til HES med informasjon om jordstrømmens amplitude og varighet.	2.2
AMS	1.9	Endre innstillinger	Endre måleintervall, måleparametere, grenseverdier osv., fra DMS og applikasjoner gjennom HES.	2.4
HES	2.1	Avspørre/motta parametere fra AMS og nettstasjon, og sende til MDMS for lagring	Motta/hente tidsserier i en konfigurert parameterliste (1 minutt RMS-spenning, kortvarig effekt, energi osv.) fra AMS og nettstasjon, og sende til MDMS for lagring.	3.1
HES	2.2	Motta og videregående hendelser fra AMS og nettstasjon	Motta hendelser, sende hendelser til MDMS for lagring, og oversende hendelse til DMS og eventuelle applikasjoner ved bruk av en standard kommunikasjonsprotokoll. Om en måler har lagret informasjon som ikke ble oversendt ved tidligere innsamling skal disse oversendes til MDMS.	1.8, 6.1, 9.1, 10.1
HES	2.3	Avspørre AMS eller nettstasjon ved henvendelse fra DMS	Motta henvendelse fra DMS om å avspørre AMS eller nettstasjon for bestemte data, avspørre og videregående til DMS. Gi melding "ikke kontakt med måler" om spørring tar lengre tid enn en valgbar grense.	6.2
HES	2.4	Endre innstillinger i AMS og nettstasjon	Formidle endringer i måleintervall, måleparametere, grenseverdier osv., i AMS og nettstasjon.	1.9, 5.8
MDMS	3.1	Motta parametere fra HES	Motta/hente tidsserier og hendelser målt i nettstasjon og AMS.	2.1, 5.1-5
MDMS	3.2	Vaske data	Bruke sorteringsalgoritmer for å vaske data mtp. usannsynlige verdier, målinger berørt av feil og avbrudd, flagge manglende verdier, flagge verdier som er over en gitt grenseverdi osv.	
MDMS	3.3	Strukturere/sortere data	Lagre hendelser og tidsserier i valgbare format, potensielt i separate underdatabaser. Inneholder rutiner for å tilføye nødvendig metadata.	
MDMS	3.4	Motta spørring etter data / gjøre nøkkelbasert søk etter data	Returnere ett sett med parametere fra valgt periode og valgt del av nettet	4.1,
MDMS	3.5	Utarbeide statistikk	Utarbeide gjennomsnitt av forbruksprofiler i et gitt område, returnere kurver over valgte parametere, angi variasjon av ulike datasett osv.	
MDMS	3.6	Sende informasjon	Sende informasjon til andre programmer gjennom et API eller en standardisert protokoll.	



System	Krav ID	Navn	Beskrivelse	Relasjon til annet krav
MDMS	3.7	Endre innstillinger	Endre innstillinger for sortering, vasking, lagring, strukturering osv.	6.5
MDMS	3.8	Varsle	Sende varsel til DMS om noen innsamlede verdier bryter gitte konfigurerbare betingelser eller grenseverdier.	
Nettstasjon	5.1	Fase-jord-spenningsmåling	I IT-nett, måle spenningene mellom hver fase og jord og sende tidsserier for fase-jord-spenninger til HES regelmessig eller på forespørsel.	3.1
Nettstasjon	5.2	Detektere og melde jordfeil i nettstasjon	I IT-nett, sjekke fase-jord-spenninger mot kriterier, melde jordfeil til DMS via HES.	3.1
Nettstasjon	5.8	Endre innstillinger	Endre måleintervall, måleparametere, grenseverdier osv., fra DMS og applikasjoner gjennom HES.	2.4
DMS	6.1	Motta og vise jordfeilmelding, hendelser og alarmer	Informasjon presenteres i DMS med tilhørende symboler på kart, og som meldinger. Kan kvitteres ut av operatøren.	2.2
DMS	6.2	Avspørre AMS/nettstasjon	Sende en spørring til HES om data fra AMS-målere/nettstasjon, presentere resultatet i kart. Ved manglende verdier skal aktiv effekt settes til 0.	2.3
DMS	6.3	Initiere visning av tidsserier for jordfeil, og spenning for ulike hendelser og alarmer	Fra DMS skal operatør kunne initiere visning av tidsserier og få disse vist grafisk i eget vindu. Informasjon kan både komme fra MDMS gjennom et API grensesnitt eller standardisert protokoll, men kan også komme fra applikasjoner.	3.4, 8.1, 9.1
DMS	6.4	Presentere informasjon fra applikasjoner	Presentere informasjon fra ulike applikasjoner gjennom et API.	10.1, 12.1 13.1
DMS	6.5	Konfigurere alarmgrenser og innstillinger	Konfigurere innstillinger, og grenseverdier for hendelser og alarmer i AMS/nettstasjon gjennom HES, MDMS og frittstående applikasjoner.	2.4
Jord feilanalysator	8.1	Vise tidsserie for jordfeil	Henter tidsserie for jordfeilstrømmer og fase-jordspenning fra MDMS og presenterer disse grafisk.	2.2, 6.3

### A.8.5 Kost/nytte

Deteksjon og retting av jordfeil er en lovpålagt oppgave og er viktig for personsikkerheten. Lokalisering av jordfeil er en oppgave som i dag tar mye ressurser og kan forenkles ved å bruke AMS. Eidsiva Nett har gjort kostnytte beregninger, og regnet med å kunne spare 4,5 millioner kr på jordfeildeteksjon via AMS. NTE har deltatt i en kost nytte vurdering av use case, som er gjengitt nedenfor.

Kost-nytte-aspekter (aggregert)	
Indikatorer	Kommentar
Økonomi	Det er ca. 1000 feil i året, med en kostnad per feil på ca. 2 kkr. 98 % av feilene er hos kunder, de oppdages ved nettstasjonsinspeksjon i løpet av vinteren. Totalkostnaden er ca. 2 mill. kr per år.
Spenningskvalitet	ja
Kundeservice	Ja, mulighet til å sjekke måleren til kunden, mens kunden venter, vil gi bedre kundeservice.
Personssikkerhet (ansatte)	I liten grad
Personssikkerhet (publikum)	ja
Omdømme/PR	ja
Investeringskostnader	Estimert 40-50 kr pr kunde

## A.9 Håndtere avbrudd i LS-nett

### A.9.1 Kortversjon av use case

Beskrivelse av mål og hensikt med funksjonaliteten til use caset
Hensikten med dette use caset er raskt å lokalisere et avbrudd, avdekke om det er feil i installasjon eller i forsyningsnett og eventuelt utbedre feilen i eget nett. Mål å redusere tid på avklaringer med kunde om feil i egen installasjon evt. i forsyningsnett og feilsøketid.
Kort beskrivelse – maks 3 setninger
Use caset startes enten ved at kunde tar kontakt med nettselskap om feil på strømforsyningen eller det kommer inn en avbrudds- eller fasebruddalarm fra AMS-systemet eller nettstasjon. Avspørring av kundens måler, og andre strategiske kundemålere i samme område/radial/kurs/nettstasjon, for på den måten å sannsynliggjøre feilsted. Informasjonen vises for driftssentralen/kundemottaket for utkalling av montør. Eventuelt tar kunde selv kontakt med installatør. Kan automatiseres ytterligere med registrering og tilbakemelding uten behov for kundemottak.

Nr.	Scenario-navn	Primær Aktør	Utløsende hendelse	Startbetingelser/ Starttilstand	Sluttbetingelser/ Slutt-tilstand
1 a/b/ c	Oppdage avbrudd i LS-nett	Kunde / AMS-måler / RTU	Avbrudd er oppdaget	Avbruddet er ikke kjent fra før	Avbruddet er registrert i feilhåndterings-systemet
2	Lokalisering av feil	OMS	Avbrudd er oppdaget	Feilsted er ikke kjent fra før	Feil er lokalisert eller timeout
3	Sammenstille informasjon og presentere feil	DMS			Feilen har blitt presentert for driftssentralen
4	Varsle kunde om feil	OMS		Kunde er ikke informert om feilsituasjonen	Kunden har tilgjengelig informasjon om feil og evt. estimert rettetid
5	Utbedre feil	OMS	Avdekket feil krever utbedring	Feilen er registrert i feilhåndterings-systemet	Feil er blitt utbedret

For å se detaljer om stegene i scenariet henvises det til Use Case-samling TR A7412.

## A.9.2 Tester

Use caset er testet hos NTE.

Steg Nr.	Beskrivelse av Prosess/ Aktivitet	Resultat og erfaringer fra test
1b	Hendelse oppdages i AMS og videresendes	<p>Fasebrudd blir sendt som push fra AMS og videre til DMS. Verdiene for spenning sendes samtidig. Hvis brudd på fase 2 ser det ut som det er halvspenning på de 2 andre fasene. Tester utført i lab, har ikke hatt reelt fasebrudd i området med AMS-målere.</p> <p>Svarforsinkelser fra avspørring kan ikke være så lang som det er i dag på P2P målerne. (8 sek intervall).</p> <p>På kundemottak bør det bare være melding om fasebrudd (ikke sende med spenningen i meldinga). Usikkert hvilke system dette skal implementeres i, sannsynligvis bør bare statusmeldinga (fasebrudd eller ikke) presenteres i kundebehandlingssystemet.</p> <p>Usikkert hva som skjer om man spør om mens en annen spørring pågår eller om det kommer en melding når man spør om noe.</p>
3	OMS utfører en algoritme for tolking / sammenstilling av feilmeldinger og det blir foretatt rapportering av hvor feilen antas å være (evt. melding om at feilen ikke kan lokaliseres)	<p>OMS er integrert i DMS, men har ikke blitt testet i dette use caset. Feilen er presentert i DMS'en til Demo Steinkjer (ikke «skarpe» driftssentralen)</p> <p>Startbetingelse: All informasjon er tilgjengelig.</p> <p>Symbol for jordfeil og fasebrudd blir vist som push (symboler i kart, må være tydelig uten å måtte zoome for mye inn). I DMS i dag må en gå inn på hver enkelt måler for å få målerverdier for spenning og jordstrøm.</p>

## A.9.3 Muligheter og utfordringer

Å håndtere avbrudd og fasebrudd i LS nett stiller noen krav til både måler, DMS og kommunikasjonssystem. Skal det pushes informasjon om avbrudd til DMS, så stiller det blant annet krav til andre kommunikasjonssystemer enn PLC, og måleren må også kunne ha noe batterikapasitet til å sende avgårde en melding om at strømmen er borte. Hvor lenge måleren skal vente før den pusher signalet må kunne stilles inn, i tilfelle et kortvarig avbrudd. Ved avbrudd over større områder kan kommunikasjonssystemet bli overbelastet, og det kan være mer hensiktsmessig å bruke avspørring av målere for å se hvilke målere man får kontakt med. I slike situasjoner bør fasebrudd prioriteres over avbrudd, og fasebruddmeldinger bør derfor pushes uansett. Avbruddsmeldingene bør lagres i måleren for å hentes ut senere (Eidsiva om avbruddsregistrering på workshop). Om det velges en enklere kommunikasjonsløsning og måler som ikke kan pushe meldinger ved avbrudd, så kan fortsatt avbruddshåndtering implementeres ved å foreta avspørringer av målere for å se hvilke målere det ikke oppnås kontakt med (se use case [Avspørre AMS-måler fra DMS](#)). Det gis da ikke varsel til nettselskapet om når det oppstår avbrudd. Dette kan likevel være til hjelp for å varsle kundene som er berørt av avbruddet, og til å lokalisere feilen. I testene som ble gjort var tiden det tok for å motta svar fra spørringen alt for langt (8s per måler), dette må bli bedre i fremtiden.

I Finland lanserte DSOen Vattenfall Verkkö Oy en avbruddshåndteringstjeneste via SMS og epost [9]. Dette viser hva som er mulig å implementere for norske nettselskaper også. Tjenesten gjorde at kundene ikke trengte å ta kontakt med nettselskapet for å varsle om avbrudd, og at kunder som var avhengig av strøm på fjerne lokasjoner som sommerhus med fryser, pumpestasjoner eller basestasjoner kunne være oppdatert på hvordan det stod til. Dette gjør at det blir mindre jobb for kundemottaket, og da selskapet lanserte tjenesten fikk selskapet gode tilbakemeldinger fra kundene, og god medieomtale.

## A.9.4 Innspill til kravspesifikasjon

System	Krav ID	Navn	Beskrivelse	Relasjon til annet krav
AMS	1.7	AMS avbruddsalarm	Opprette og sende en hendelse til HES ved avbrudd.	2.2
AMS	1.8	AMS varsel om farlig hendelse / feil	Opprette en hendelse når spenningsmålingene går over valgte grenseverdier og en valgbar varighet, og overføre melding til HES med informasjon om spenningsverdier.	2.2
AMS	1.9	Endre innstillinger	Endre måleintervall, måleparametere, grenseverdier osv., fra DMS og applikasjoner gjennom HES.	2.4
HES	2.2	Motta og videregående hendelser fra AMS og nettstasjon	Motta hendelser, sende hendelser til MDMS for lagring, og oversende hendelse til DMS og eventuelle applikasjoner ved bruk av en standard kommunikasjonsprotokoll. Om en måler har lagret informasjon som ikke ble oversendt ved tidligere innsamling skal disse oversendes til MDMS.	1.8, 6.1, 9.1, 10.1
HES	2.3	Avspørre AMS eller nettstasjon ved henvendelse fra DMS	Motta henvendelse fra DMS om å avspørre AMS eller nettstasjon for bestemte data, avspørre og videregående til DMS. Gi melding "ikke kontakt med måler" om spørring tar lengre tid enn en valgbar grense.	6.2
HES	2.4	Endre innstillinger i AMS og nettstasjon	Formidle endringer i måleintervall, måleparametere, grenseverdier osv., i AMS og nettstasjon.	1.9, 5.8
DMS	6.2	Avspørre AMS/nettstasjon	Sende en spørring til HES om data fra AMS-målere/nettstasjon, presentere resultatet i kart. Ved manglende verdier skal aktiv effekt settes til 0.	2.3
DMS	6.3	Initiere visning av tidsserier for jordfeil, og spenning for ulike hendelser og alarmer	Fra DMS skal operatør kunne initiere visning av tidsserier og få disse vist grafisk i eget vindu. Informasjon kan både komme fra MDMS gjennom et API gresnesnitt eller standardisert protokoll, men kan også komme fra applikasjoner.	3.4, 8.1, 9.1
DMS	6.4	Presentere informasjon fra applikasjoner	Presentere informasjon fra ulike applikasjoner gjennom et API.	10.1, 12.1, 13.1
DMS	6.5	Konfigurere alarmgrenser og innstillinger	Konfigurere innstillinger, og grenseverdier for hendelser og alarmer i AMS/nettstasjon gjennom HES, MDMS og frittstående applikasjoner.	2.4
OMS	9.1	Avbruddshåndtering	Vise områder med avbrudd, kontakte kunder og gi informasjon om hendelse og rettetid, finne sannsynlig feilsted, bidra med støtte ved feilretting, oppdatere kunder om rettet feil.	2.2, 6.3

## A.9.5 Kost/nytte

Sammendrag fra TRA 7401 supplert med evaluering av NTE, Agder Energi Nett og Eidsiva Nett

Personersikkerhet			
Personersikkerhet (ansatte)	Det forventes at tiltaket ikke medfører endring i personersikkerheten til eget personell.		
Personersikkerhet (publikum)	Det forventes at tiltaket vil bidra positivt til personersikkerheten for publikum siden potensielt farlige situasjoner som fasebrudd som kan forårsake brann avdekkes raskere og sannsynlighet for tredjeparts berøring av spenningsførende anleggsdeler minker.		
Kost-nytte			
Risikovurdering økonomi (kort beskrivelse): Tiltaket gir en kostnadseffektiv reduksjon av avbruddskostnadene og konklusjonen er robust med hensyn til de største usikkerhetsfaktorene. Samlede kostnader (nødvendige ekstrainvesteringer+ KILE-kostnader) reduseres med ca. 15 % når tiltaket omfatter kunder i sluttbrukerkategorien Handel og Tjenester, sammenlignet med det å ikke gjennomføre tiltaket. Tilsvarende gevinst er på ca. 14 % om tiltaket gjennomføres for kunder i sluttbrukerkategorien Husholdning.			
Kost-nytte overordnet vurdering			
Parameter	Score	Enhet	Kommentar
Økonomi	God	-	Mindre avbruddskostnad og eventuelle krav i etterkant ved ødelagt utstyr hos kunden
Pålitelighet - KILE	20	%	Reduserte KILE-kostnader for feil i lavspenningsnettet. Gir også raskt oversikt over hvilke av kundene som er berettiget kompensasjon ved avbrudd over 12 t.
Spenningskvalitet	God	Pr. tilfelle	Raskere utkobling av situasjoner med fasebrudd i lavspenningsnettet, men siden antall fasebrudd i LS-nettet er lavt, er personersikkerhetsargumentet i forhold til fasebrudd mye viktigere.
Kundeservice	God	-	Raskere respons på avbrudd, fører til økt kundetilfredshet. Bedre tilbakemelding til kundene ved feilretting.
Omdømme/PR	God	-	Se kundeservice
Kost-nytte indikatorer (detaljert)			
Parameter	Score	Enhet	Kommentar
Investeringskostn.	250	Kr/ kunde	Ekstrakostnader for tilleggsfunksjoner og datainnlegging i DMS. Parametere / funksjonalitet i AMS må aktiveres.
Drift og vedlikehold	Noe	-	Reduserte reparasjonskostnader pga reduserte feilsøkingstider. Kan brukes som grunnlag til årlig avbruddsregistrering.
KILE	20	%	Reduserte KILE-kostnader for feil i lavspenningsnettet, men ikke for fasebrudd.
SAIDI reduksjon	15	minutter	Gjennomsnittstall for feil i lavspenningsnettet
Responstid på kundeforhold	Betydelig raskere	-	Mer proaktiv kundebehandling. Om use case utvides til også å sende informasjon om at feil er registrert, kan dette gi reduksjon i antall kundeforhold.

## A.10 Avspørre AMS-måler fra DMS

### A.10.1 Kortversjon av use case

Beskrivelse av mål og hensikt med funksjonaliteten til use caset
Beskriver prosessen med å hente informasjon fra én AMS-måler ved behov. Muligheten til å lese av momentan spenning og effekt kan blant gi en bedre oversikt etter feilsituasjoner.
Kort beskrivelse – maks 3 setninger
Driftssentralperson eller annen person i nettselskapet spør i DMS om informasjon fra en spesifikk måler. En avspørring sendes via Head-end systemet og kommunikasjonssystemet og videre til AMS-måleren, som sender informasjonen tilbake til DMS. Informasjonen presenteres på skjermen til den som etterspør den.

Scen nr	Primær Aktør	Utløsende hendelse	Startbetingelser/ Starttilstand	Sluttbetingelser/ Slutttilstand
1	Driftssentralperson (eller annen person el.)	Henvendelse fra kunde eller kontroll etter avbrudd		Etterspurt informasjon er presentert og kvittert
2	HES	Får ikke kontakt med måler		Manglende kontakt varslet

For å se detaljer om stegene i scenariet henvises det til Use Case-samling TR A7412.

### A.10.2 Tester

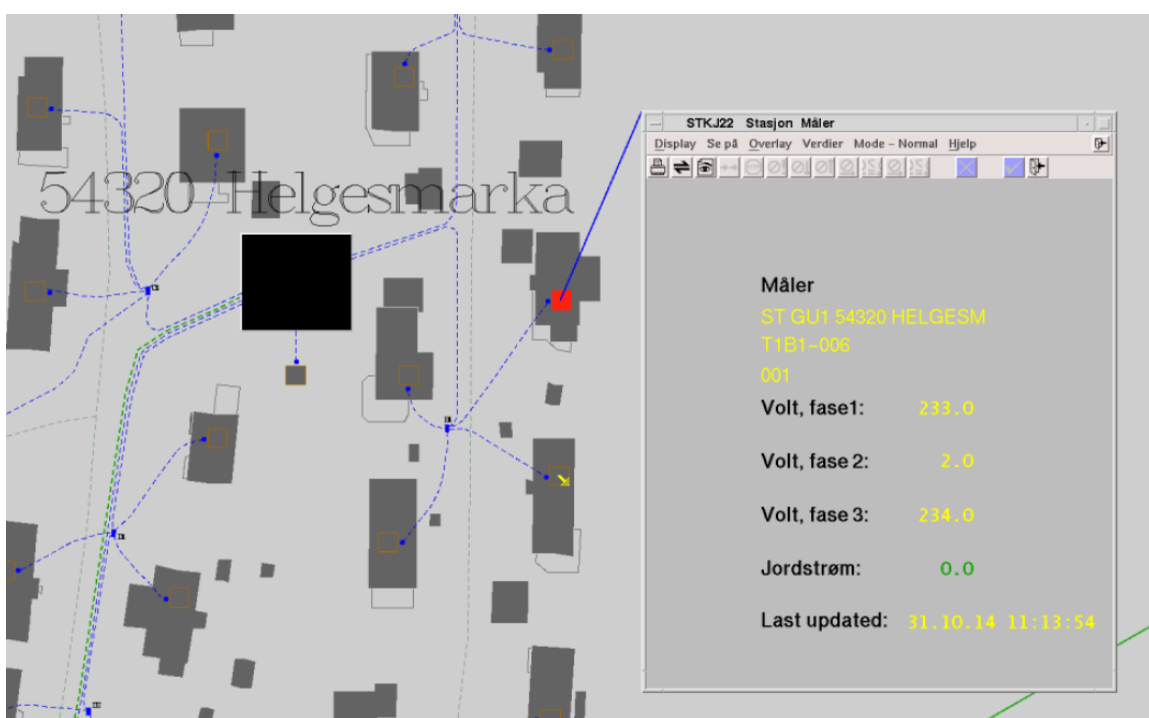
Use caset er implementert i Demo Steinkjers DMS/SCADA testsystem, og det har blitt kjørt testrunder i dette systemet. Figur 8 viser et eksempel av hvordan use caset kan utføres ved at målerne under en lavspenningstlist blir spurt om spenningsverdier. To mulige utfall av spørringen er vist i Figur 9 og Figur 10. I Figur 9 er nettet under listen spenningsløst, mens i Figur 10 vises det et fasebrudd og en jordfeil i kretsen.



Figur 8: Avspørring av AMS-målere under en lavspenningstlist.



**Figur 9: Resultatet fra avspørring av AMS-målere: nettet under lavspenningslisten er spenningsløst (vist med hvit markering).**



**Figur 10: Resultatet fra avspørring av AMS-målere: en jordfeil og et fasebrudd.**

Testene viser at det kan gis god oversikt i DMS ved å avspørre AMS-målere, så lenge resultatene presenteres oversiktlig og forståelig uten at det trengs å zoome fullstendig inn på nettet.

### A.10.3 Muligheter og utfordringer

I integrasjonsfasen av DMS/SCADA testsystemet ble det gjort mange verdifulle erfaringer. Generelt sett viste det seg at integrasjon av AMS-målere, via HES, i DMS kan være ressurskrevende å få til å fungere. Å integrere SCADA-systemer med andre systemer, og å få ulike systemer, for eksempel NIS, til å utveksle informasjon med hverandre er utfordrende i dag. Det var også utfordringer med å identifisere AMS-målerne i DMS og å utvikle et API mot HES som utvekslet de korrekte verdiene. Generelt sett tok prosessen med å integrere AMS i DMS mer tid enn antatt. Per dags dato er også avspøringsprosessen relativt treg, med 8 sekunders ventetid per avspurte måler.

Alt dette har implikasjoner for hvordan man velger IT-systemer, og hvordan de skal kunne kommunisere og integreres mot hverandre. Mye av nytten av AMS-data realiseres ved at ulike systemer utveksler data, så en gjennomtenkt strategi på hvordan det skal oppnås god integrasjon er viktig. Dette inkluderer standardisering av protokoller, navngiving i ulike systemer, og mulighet for eksport og import av data i alle systemer.

### A.10.4 Innspill til kravspesifikasjon

System	Krav ID	Navn	Beskrivelse	Relasjon til annet krav
HES	2.3	Avspørre AMS eller nettstasjon ved henvendelse fra DMS	Motta henvendelse fra DMS om å avspørre AMS eller nettstasjon for bestemte data, avspørre og videresende til DMS. Gi melding "ikke kontakt med måler" om spørring tar lengre tid enn en valgbar grense.	6.2
DMS	6.2	Avspørre AMS/nettstasjon	Sende en spørring til HES om data fra AMS-målere/nettstasjon, presentere resultatet i kart. Ved manglende verdier skal aktiv effekt settes til 0.	2.3

### A.10.5 Kost/nytte

Nytten av use caset er beskrevet i de use casene som benytter avspørning av AMS (kan være aktuelt i blant annet disse use casene: [Håndtere jordfeil i LS-nett](#), [Håndtere avbrudd i LS-nett](#), [Bekreft/avkreft høy/lav spenning](#), [Undersøke om spenningsforhold er akseptable med aktuell kobling](#))



## A.11 Utløse AMS-bryter ved farlig feil

### A.11.1 Kortversjon av use case

Beskrivelse av mål og hensikt med funksjonaliteten til use caset
Redusere risiko for havari på elektrisk utstyr og branntilløp, ved å beskytte anlegg mot farlige situasjoner i nettet, uten å foreta unødige utkoblinger
Kort beskrivelse – maks 3 setninger
Bryteren i AMS-måleren kan benyttes til å beskytte et anlegg mot farlige situasjoner som kan oppstå i nettet. Eksempel på en farlig situasjon kan være brutt N-leder, høy spenning, fasebrudd, meget stor usymmetri.
Måleren registrerer en farlig situasjon/hendelse, kobler fra anlegget og kobler inn når situasjonen er over. Alarmhåndteringssystemet underrettes løpende slik at driftssentralen kan respondere på farlige situasjoner.

### A.11.2 Tester

Use caset er ikke testet.

### A.11.3 Muligheter og utfordringer

Det er påkrevet i AMS-forskriften at AMS-måleren skal ha en utkoblingsbryter. Se vedlegg B for en beskrivelse av hvilke krav som stilles til bryteren og hvilken bruk den er tiltenkt.

I dette use caset introduseres en tilleggsbruk for bryteren. I enkelte feilsituasjoner kan det oppstå farlige spenningsavvik i fordelingsnettet. Det vil typisk være meget høye eller for lave spenninger.

### A.11.4 Innspill til kravspesifikasjon

System	Krav ID	Navn	Beskrivelse	Relasjon til annet krav
AMS	1.9	Endre innstillinger	Endre måleintervall, måleparametere, grenseverdier osv., fra DMS og applikasjoner gjennom HES	
AMS	1.8	AMS varsel om farlig hendelse / feil	Opprette en hendelse når spenningsmålingene går over valgte grenseverdier og en valgbar varighet, og overføre melding til HES med informasjon om spenningsverdier.	2.2
AMS	1.10	Koble inn/ut intern bryter	Den integrerte bryteren kobles inn/ut basert på kriterier for hva som er en farlig feil.	1.8
HES	2.2	Motta og videregående hendelser fra AMS og nettstasjon	Motta hendelser, sende hendelser til MDMS for lagring, og oversende hendelse til DMS og eventuelle applikasjoner ved bruk av en standard kommunikasjonsprotokoll. Om en måler har lagret informasjon som ikke ble oversendt ved tidligere innsamling skal disse oversendes til MDMS.	1.8, 6.1, 9.1, 10.1
HES	2.4	Endre innstillinger i AMS og nettstasjon	Formidle endringer i måleintervall, måleparametere, grenseverdier osv., i AMS og nettstasjon.	1.9, 5.8
MDMS	3.1	Motta parametere fra HES	Motta/hente tidsserier og hendelser målt i AMS.	

System	Krav ID	Navn	Beskrivelse	Relasjon til annet krav
DMS	6.1	Motta og vise jordfeilmelding, hendelser og alarmer	Informasjon presenteres i DMS med tilhørende symboler på kart, og som meldinger. Kan kvitteres ut av operatøren.	2.2
DMS	6.5	Konfigurere alarmgrenser og innstillinger	Konfigurere innstillinger, og grenseverdier for hendelser og alarmer i AMS/nettstasjon gjennom HES, MDMS og frittstående applikasjoner	2.4

### A.11.5 Kost/nytte

Kost-nytte-aspekter (aggregert)		
Indikatorer	Score	Kommentar
Økonomi		Det er en risiko for at implementering av en slik funksjon vil føre til et stort behov for oppfølging.
Pålitelighet - KILE	Potensielt negativt	En utkobling vha AMS-bryter kan muligens medføre KILE kostnad.
Spenningskvalitet	Bra	Perioder med betydelig avvik i spenningskvalitet unngås
Kundeservice	Bra, men med noe risiko	Unngår personskader og skade på utstyr hos kundene. Meget negativt dersom det skjer feil. En viss fare for manglende forståelse fra kunder ved utkobling.
Sårbarhet	Potensielt negativt	Innstillinger for å utløse bryter hos alle kunder kan potensielt misbrukes eller ved feil føre til masseutkoblinger. Det er viktig at virkemåten, grenseverdier, kundekommunikasjon og arbeidsprosesser evalueres i detalj og risikovurderes før implementering.
Personssikkerhet (publikum)	Meget bra	Generell bedring av personssikkerheten. Farlige spenningsavvik i forsyningsspenningen vil føre til utkobling og hindre at personer og utstyr i installasjonene utsettes for fare.
Omdømme/PR	Bra, men med noe risiko	Unngår personskader og skade på utstyr hos kundene som ville medføre negativt fokus. Det ville være meget negativt for omdømme dersom det skjer feilaktige utkoblinger eller prosess for gjeninnkobling ikke fungerer godt.

## A.12 Balansekontroll nettstasjon

### A.12.1 Kortversjon av use case

Beskrivelse av mål og hensikt med funksjonaliteten til use caset
Balansekontroll vil gi bedre oversikt over belastninger og tap (aktiv effekt og evt. reaktiv effekt) i nettet under en nettstasjon. Denne oversikten vil kunne benyttes til å vurdere tiltak (forsterkning, kursoppdeling..), estimerer ikke-tekniske tap (feil på målinger, manglende målinger, strømtyveri). Datagrunnlaget vil også kunne utnyttes til å estimere sammenlagring i lavspenningsnettet.
Kort beskrivelse – maks 3 setninger
I use caset sjekkes summåling i nettstasjonen (timesnivå) opp mot summen av enkeltmålingene hos nettkundene som forsynes fra nettstasjonen. Dersom avviksanalysen indikerer avvik større enn gitt grenser, sendes montør ut for en nærmere sjekk.

## A.12.2 Tester

Steg 3 - 5 av dette use caset ble testet på måledata fra Moveien nettstasjon i Steinkjer. AMS målinger av elektrisk energi per time ble hentet inn fra alle kundene tilknyttet nettstasjonen samt fra avgangen på nettstasjonen. Det var to umålte anlegg tilknyttet nettstasjonen da testen ble utført: umålt veglys, stipulert årsforbruk 1200 kWh og kabel TV, stipulert årsforbruk 800 kWh. Balansemåling ble også testet på Singeløya på Hvaler av Aksel Ørnes [7].

Steg Nr.	Beskrivelse av Prosess/ Aktivitet	Resultat og erfaringer fra test
3	Applikasjonen etterspør data for nettstasjon og sluttbrukere	Måledataene kom i et format gitt av kundebehandlings-systemet til nettselskapet. Det tok noe tid å få dataene på et format for lettere å kunne summere målinger for alle kundene og sammenligne med målinger fra nettstasjon.
4	Applikasjonen mottar data for nettstasjon og sluttbrukere	Summen av forbruket for alle kundene er ved flere timer større enn målingen i nettstasjonen. Mye tyder på at det finnes kunder som i virkeligheten er forsynt fra en annen nettstasjon.
5	Applikasjonen beregner balansen under nettstasjonen og gjør resultat inklusive alarmer tilgjengelig for saksbehandler	Måledataene kom i Excel format. I følge Powel finnes det ingen metode for å importere data fra Excel til NIS. Det finnes en spesial versjon av NIS som har mulighet til å hente data fra MDMS.

## A.12.3 Muligheter og utfordringer

Summen av forbruket per time er i flere tilfeller større enn målingene i trafoen (negative tap), se Figur 11.



**Figur 11: Sammenligning av energimåling i trafo og summen av målt forbruk i tilhørende trafokrets.**

Det ble ikke funnet noen god forklaring på dette, men den mest sannsynlige forklaringen er at noen av kundene i virkeligheten er forsynt fra en annen nettstasjon.

Her følger en oppsummering over hvilke feilkilder som ble undersøkt:

- Tidsforskjøvet målinger.
  - o Målerklokkene synkroniseres opp mot server så tidsforskyvning på mindre enn en time er veldig lite sannsynlig. Det samme gjelder at bare noen målere har feil sommer- / vintertid (NTE). Formen på kurvene viser tydelig at det ikke er noen tidsforskyvning.
- Produksjon tilknyttet nettstasjonen.
  - o Det er ingen produksjon tilknyttet kretsen.
- Feil med målere.
  - o Det er i følge NTE umulig å koble målerne som står hos kundene feil slik at de går for fort.
  - o I en periode er måleren i nettstasjonen nede i over en time. Det er lite sannsynlig at dette er forklaringen på alle hendelsene.
- Målenøyaktighet.
  - o Nøyaktighet i målerne, oppgitt av NTE, er ikke nok til å forklare avviket.
- Feil i utregninger
  - o Tapene i lavspenningskretsen ble beregnet ved å bruke gjennomsnittsmålinger av energi for hver time. Stor variasjon i forbruket innenfor en time vil føre til enda høyere tap, siden tapene er proporsjonale men strømmen i andre. Dersom man i tillegg hadde tatt med den reaktive effekten ville tapene blitt enda høyere. Dette gjør målerdataene enda mindre troverdige.
  - o Det er også to umålte kunder tilknyttet nettstasjonen. Disse er ikke tatt med i analysen så tapene er i virkeligheten enda mindre.
- Noen av kundene blir i virkeligheten forsynt fra en annen nettstasjon.
  - o Dette er den mest sannsynlige årsaken. Det kan ha vært gjort endringer i lavspenningsnettet som ikke er dokumentert eller det kan ha skjedd en feil under registreringen.

For at use case skal ha nytte er det nødvendig å løse utfordringer knyttet til innsamling og behandling av måleverdier. Dette gjelder blant annet [7]:

- Problemer i grensesnittet mellom innsamlingssystemet og MDMS, samt mellom MDMS og NIS.
- Innsamlingen av måleverdier skjer én gang per døgn. Dersom noen verdier går tapt under innsamlingen vil disse sendes på nytt neste døgn og oppdateres automatisk i innsamlingssystemet. Dette skjedde ikke og krevde manuelt arbeid.
- Ved import av forbruksdata fra MDMS og inn i Netbas viste det seg at det noen ganger oppstår en feil som fører til alt for høye timesverdier hentes inn.
- Målerstanden til hver enkelt måler ikke samles inn til tross for at denne verdien ligger tilgjengelig i målerens registre.
- Avviket mellom målt og beregnet energitap varierte såpass mye at det vanskelig å se praktiske nytteverdier av balansemålinger akkurat i eksemplene i denne rapporten. **Likevel vil de målte energitapene kunne være en god indikator på om alt er som det skal være i en trafokrets.**

## A.12.4 Innspill til kravspesifikasjon

System	Krav ID	Navn	Beskrivelse	Relasjon til annet krav
AMS	1.1	Energimåling	Lagre og overføre måling av energi hver time/kvarter.	2.1
AMS	1.9	Endre innstillinger	Endre måleintervall, måleparametere, grenseverdier osv., fra DMS og applikasjoner gjennom HES.	2.4
HES	2.1	Avspørre/motta parametere fra AMS og nettstasjon, og sende til MDMS for lagring	Motta/hente tidsserier i en konfigurert parameterliste (1 minuts RMS-spenning, kortvarig effekt, energi osv.) fra AMS og nettstasjon, og sende til MDMS for lagring.	3.1
HES	2.4	Endre innstillinger i AMS og nettstasjon	Formidle endringer i måleintervall, måleparametere, grenseverdier osv., i AMS og nettstasjon.	1.9, 5.8
MDMS	3.1	Motta parametere fra HES	Motta/hente tidsserier og hendelser målt i nettstasjon og AMS.	2.1, 5.1-5
MDMS	3.2	Vaske data	Bruke sorteringsalgoritmer for å vaske data mtp. usannsynlige verdier, målinger berørt av feil og avbrudd, flagge manglende verdier, flagge verdier som er over en gitt grenseverdi osv.	
MDMS	3.3	Strukturere/sortere data	Lagre hendelser og tidsserier i valgbare format, potensielt i separate underdatabaser. Inneholder rutiner for å tilføye nødvendig metadata.	
MDMS	3.4	Motta spørring etter data / gjøre nøkkelbasert søk etter data	Returnere ett sett med parametere fra valgt periode og valgt del av nettet.	4.1,
MDMS	3.5	Utarbeide statistikk	Utarbeide gjennomsnitt av forbruksprofiler i et gitt område, returnere kurver over valgte parametere, angi variasjon av ulike datasett osv.	
MDMS	3.6	Sende informasjon	Sende informasjon til andre programmer gjennom et API eller en standardisert protokoll.	
MDMS	3.7	Endre innstillinger	Endre innstillinger for sortering, vasking, lagring, strukturering osv.	6.5
NIS	4.1	Hente data fra MDMS eller applikasjoner	Motta/hente måling av energi, spenning og statistikk fra MDMS, eller ulike applikasjoner gjennom et API.	3.4
NIS	4.6	Presentere informasjon fra MDMS/ applikasjoner	Presentere informasjon om statistikk for ulike måledata, enten fra MDMS eller ulike applikasjoner gjennom et API.	4.1
Nettstasjon	5.3	Energimåling	Måle energi hvert kvarter/time og oversende til MDMS.	3.1
Nettstasjon	5.8	Endre innstillinger	Endre måleintervall, måleparametere, grenseverdier osv., fra DMS og applikasjoner gjennom HES.	2.4
Balanse-kontroll-applikasjon	14.1	Sammenligne målt forbruk i transformator og nettstasjon	Hente energimålinger i AMS-målere og i nettstasjon fra MDMS, vaske data og sammenligne og presentere.	3.6

## A.12.5 Kost/nytte

Kostnaden ved dette use case er knyttet til integrasjon av systemer, slik at målinger fra AMS og nettstasjon kan gjøres tilgjengelig. Nytteverdier [7]:

- Oversikt over umålt forbruk

- De fleste nettselskaper har noe umålt energiforbruk i sine nett. Dette kan for eksempel være lysløyper, veilys eller andre laster hvor det er enkelt å beregne tilnærmet årlig energiforbruk. Nettselskapene har da en fast avtale med forbrukeren.
- Avsløre strømtveri. Store avvik fra år til år i energiforbruket kan være en mulig pekepinn på om det forgår tyveri av strøm. Med balansemålinger vil det være mulig å avsløre strømtveri. Tyveri av strøm vil kunne ses som topper i de målte energitapene.
- Kvalitetssikre oppkobling av energimålere
  - Ved installasjon av energimåler kan det skje feil som fører til ukorrekt måling av energi. Dette er spesielt et problem i trafomålte anlegg hvor for eksempel en feilkobling av en strømtransformator vil føre til store feil i målt energiforbruk.
- Avdekke kretser med store tap for å vurdere å foreta reinvesteringer.

## A.13 Bruke spenningsmålinger for å verifisere nettdokumentasjon

### A.13.1 Kortversjon av use case

<b>Beskrivelse av mål og hensikt med funksjonaliteten til use caset</b>
Bruke spenningsmålinger til å oppdatere og kvalitetssikre nettdokumentasjon
<b>Kort beskrivelse – maks 3 setninger</b>
Use caset gir en beskrivelse på hvordan AMS kan brukes til å sannsynliggjøre om nettdokumentasjonen er korrekt og avdekke sannsynlige feil i dokumentasjonen, for så å eventuelt oppdatere dokumentasjonen i NIS. Med nettdokumentasjon menes hovedsakelig impedanser/lengder og tilknytningspunkt for sluttbrukere

Nr.	Scenario-navn	Primær Aktør	Utløsende hendelse	Startbetingelser/ Starttilstand	Sluttbetingelser/ Slutt-tilstand
1	Bruke spenningsmålinger for å verifisere nettdokumentasjon	NIS	Saksbehandler vil verifisere nettdokumentasjon	Spenningskvalitetsdatabase tilgjengelig med målerverdier fra AMS	Nettdokumentasjon er blitt kontrollert anleggsdeler i dokumentasjonen som må oppdateres er merket
2	Løpende innsamling av spenningsdata	AMS	Forespørsel via HES til AMS om spenningsdata	AMS måler registrerer spenningsdata kontinuerlig	Spenningsdata lagret i spenningsdatabase

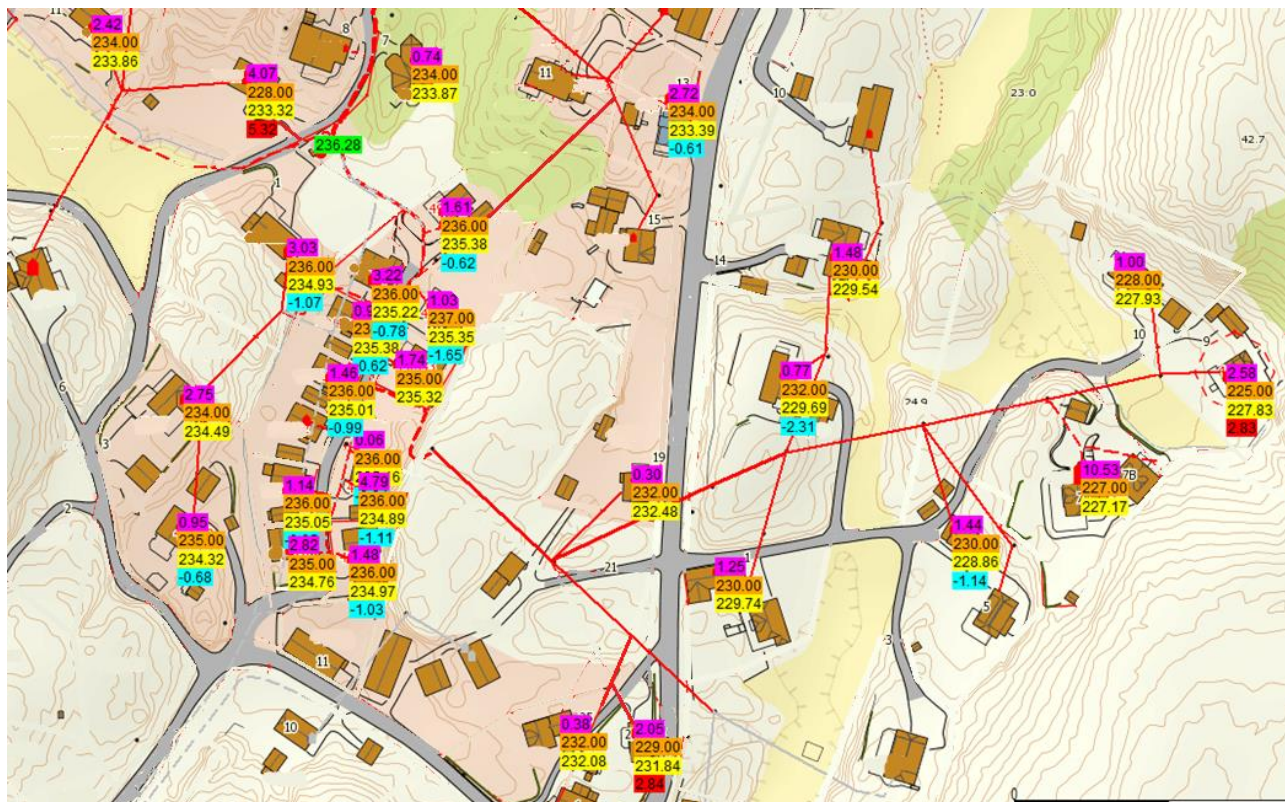
For å se detaljer om stegene i scenariet henvises det til Use Case-samling TR A7412.

### A.13.2 Tester

Use caset er testet i samarbeid med Powel i et NIS demomiljø med data fra Hvaler.

Steg Nr.	Beskrivelse av Prosess/ Aktivitet	Resultat og erfaringer fra test
1	Saksbehandler angir område og periode som skal undersøkes	Angivelse av hvilket område som skal analyseres ble utført i Netbas. Én nettstasjon og én bestemt time ble valgt. Forslag om pilottesting og krav til leverandører for at denne løsningen skal bli utviklet og tilgjengelig for nettselskaper
2	Dataprogrammet henter forbruksdata fra MDMS	Netbas er integrert mot en Powel MDMS hvor måleverdiene for forbruk ligger. Et problem i dette tilfellet er at ikke alle sluttbrukere er tilknyttet nettstasjonen riktig i nettdokumentasjonen. Dette gjør at en del last ikke blir hentet inn. For at use caset skal ha nytte er det viktig å sikre at tilknytning av kunder er så korrekt som mulig og gjøre en kontroll av hvor mye utilknyttet last som finnes (finnes mulighet for å kontrollere dette i Netbas).

Steg Nr.	Beskrivelse av Prosess/ Aktivitet	Resultat og erfaringer fra test
3	Dataprogrammet henter spenningsdata fra spenningsdatabasen	Målte verdier for forbruk hos hver sluttbruker blir automatisk hentet inn i Netbas når det er angitt område og tidsperiode.
4	Programmet utfører en lastflytanalyse	Lastflyt gjøres etter hvert som forbruksdata hentes inn. Det er viktig at riktig utgangsspenning i nettstasjonen blir satt, helst ved måling i nettstasjon. Hvis ikke, vil det kunne gi feil resultat. I dette tilfelle ble lastflyt utført flere ganger, med ulik utgangsspenning, til spenningen hos kunder nær nettstasjonen var riktig. Å kjøre flere simuleringer til riktigste resultat oppnås er automatisert i demomiljøet.
5	Resultatet av lastflytberegningen returneres til NIS	Målte spenninger måtte hentes inn fra målerne i en egen jobb, initiert fra EMS 10-grensesnittet. Minste tidsintervall er ett døgn.
6	Sammenligne målte og beregnede data	Målte spenninger ble hentet ut manuelt fra Kamstrups EMS 10 for den aktuelle timen. Eksporten skjer i form av én .csv-fil per målepunkt. Netbas har ikke aktuell funksjonalitet for å importere de målte spenningsverdiene, slik at ArcGIS ble brukt til dette formålet og datahåndteringen ble gjort i excel. Eksporten av informasjon fra Netbas ble utført av Powel. For hvert målepunkt ble det eksportert: Målernummer, geografiske x/y-koordinater, last og beregnet spenning. Målt spenning ble lagt inn i samme excel-ark. Målte spenninger presenteres sammen med beregnet spenning. Mulig at kartløsningen bør åpnes fra Netbas og nødvendig dataoverføring skje automatisk
7	Resultatene presenteres for saksbehandleren i NIS	Powels ArcGIS-løsning ble brukt til presentasjon av resultatene. Powel utførte importen av data fra excel-filen til kart-løsningen. Verktøyet ga en god oversikt.



**Figur 12: Eksempel på implementering av use caset med data for en time.**

Figur 12 viser et eksempel på hvordan use caset kan se ut implementert i ArcGIS. Lilla verdi representerer energimåling i kWh, oransje målt spenning i volt, gult beregnet spenning i volt, og blå/rød verdi henholdsvis negativt og positivt avvik i volt. Store avvik over flere perioder indikerer feil i nettdokumentasjonen, feil måling av energi hos sluttbruker, umålt forbruk i kretsen eller at kunden ikke er tilknyttet som vist i NIS. Metoden tar ikke hensyn til om kunder har enfase eller trefase tilknytning, og kunder med enfasetilknytning vil derfor få et avvik i beregnet spenningsfall over stikkledningen med en faktor  $\sqrt{3}$ .

Da use caset ble testet, så var det tre målepunkter i den aktuelle kretsen som hadde systematiske avvik over tid. Fredrikstad Energi Nett sendte derfor ut montører for å kontrollere disse målepunktene. På to av målepunktene fant montørene ikke noe galt, men på det tredje viste det seg at en klemme satt løst og at det var 10 V spenningsfall over klemmen. Montørene byttet klemmen slik at spenningen på inntaket økte fra 227 til 237 V, og fjernet dermed en potensiell kilde til brann.

### A.13.3 Muligheter og utfordringer

For å nyttegjøre seg av resultatene er det viktig at kilden til avvik kan identifiseres. Her vises eksempel på hvilket utslag ulike avvik mellom dokumentasjon og virkelighet kan gi.

**CASE:** Et kabelstrek på 100 meter er dokumentert i nettinformasjonssystemet som 150 Al kabel. Faktisk kabel på dette strekket er 95 Al. Systemspenning er 230 V.

**Vil vises som:** I dette tilfellet vil avviket i spenning mellom sett A og B bli 0,0286 per kW forbruk som forsynes gjennom kabelen. Dersom forbruket en time er 35 kW, vil det gi 1 volt avvik mellom sett A og B.

**CASE:** En stor strømkunde har en konsekvent feilmåling. Forbruket måles 33 % lavere enn faktisk forbruk. Kunden forsynes via 100 meter 150 Al kabel. Systemspenning er 230 V.

**Vil vises som:** I dette tilfellet vil avviket i spenningen i sett A og B bli 0,0215 V per kW faktisk forbruk. Dersom kunden en gitt time trekker en effekt på 100 kW vil avviket mellom spenningene bli cirka 2,15 V. Det hender at sluttbrukere er tilknyttet et annet sted enn det som er oppgitt i dokumentasjonen.

**CASE:** En sluttbruker, kunde 1, er tilknyttet nettstasjon NS1 i følge dokumentasjonen. I virkeligheten er kunde 1 tilknyttet NS2.

**Vil vises som:** Ved analyse av lavspenningskretsen forsynt av NS1, vil kunde 1 vises med et tilsynelatende vilkårlig avvik i spenning, fordi spenningen som måles hos kunde 1, i realiteten bestemmes av lastforholdene i NS2. For andre sluttbrukere i samme forsyning vil spenning fra lastflytberegningen bli litt lav. Ved analyse av lavspenningskretsen NS2, vil forbruket til kunde 1 mangle i lastflytberegningen og gi et spenningsavvik. Dersom denne sluttbrukeren deler forsyning over en 100 meter 150 Al kabel med andre sluttbrukere vil de andre sluttbrukerne vises med et avvik på 0,0939 V per kW effekt hos kunde 1. Dersom kunde 1 i en gitt time har et forbruk på 10 kW, vil det gi et avvik på 0,939 V.

**CASE:** I beregningen av lastflyt over 100 meter 150 Al kabel benyttes ledertemperatur 20 °C. I virkeligheten er temperaturen 40 °C.

**Vil vises som:** Resistansen som benyttes i lastflytberegningen blir lavere enn i virkeligheten. Dette gir et avvik i spenning på 0,004 V per kW som forsynes gjennom kabelen.



**CASE:** En kunde har enfase forsyning via en 150 Al kabel. I lastflytprogramvare vil ofte lastflytberegninger modellere alle laster som trefase symmetriske laster.

**Vil vises som:** I virkeligheten vil samme last i en enfase-forsyning bety en høyere strøm og dermed større spenningsfall enn ved trefaseforsyning. Avviket vil være 0,048 V per kW. Dersom kunden trekker en effekt på 10 kW vil det gi et avvik på 0,48 V. Dersom det er flere enfasekunder som til sammen gir en nogen lunde symmetrisk lastfordeling mellom fasene, vil ikke dette spenningsavviket vises for andre kretsen. Stor skjevlast er imidlertid en utfordring for metoden, og utfordrer muligheten til å avdekke de avvikene som er ønskelig å avdekke. For å finne ut mer om dette er et problem må det gjøres tester med reelle data.

Det er enda noe usikkerhet knyttet til presisjonen av use caset, og use caset avhenger også av at intervall for energimåling og spenningsmåling er likt i målerne.

### A.13.4 Innspill til kravspesifikasjon

Alle kravene som er stilt i 0. I tillegg:

AMS	1.2	Spenningsmåling	Måle 1 minutt RMS spenning, og lagre maksimum og minimumsverdi per time. Oversende maksimum eller minimum verdi per time, døgn eller uke.	2.1
NIS	4.2	Vaske data	Ved manglende verdier skal energi settes til 0 og det gis et varsel. Om en kunde ikke er tilknyttet i NIS, men er registrert i KIS skal det gis varsel.	
NIS	4.3	Utføre lastflyt i bestemt område	Utføres lastflyt for det valgte nettområde i det angitte tidsrommet.	
NIS	4.4	Sammenligne målte og beregnede spenninger	Presentere og sammenligne målte og beregnede spenninger, presentere og fargekode avvik.	
NIS	4.5	Eksportere data	Eksportere nettinformasjonsskjema og resultater fra lastflyt med standardisert protokoll.	6.6
Nettstasjon	5.7	HS-spenningsmåling	Lagre og overføre måling av spenningens maksimum, minimums og gjennomsnittsverdi hver time	3.1

### A.13.5 Kost/nytte

Use casets største nytte er å øke troverdigheten til lastflytanalyser, og dermed å bedre beslutningsgrunnlaget til blant annet nettplanlegging. Nyttien er sannsynligvis størst i tidlig fase når det er feil å utbedre i nettdokumentasjonen.

Kost-nytte-aspekter (aggregert)	
Indikatorer	Kommentar
Økonomi	Mulighet for redusert KILE, optimal drift av nettet, reduserte tapkostnader, færre klagesaker, bedre komponentutnyttelse og bedre nettplanlegging gjennom mer korrekt informasjon i NIS. Ikke nødvendigvis store investeringskostnader.
Pålitelighet - KILE	Mulighet for økt pålitelighet gjennom bedre prioritering av tiltak grunnet mer korrekt informasjon i NIS. Avdekke svakheter på et tidligere tidspunkt.
Spenningskvalitet	Bedre dimensjonering og oversikt gjennom mer korrekt informasjon i NIS.
Personikkerhet (publikum)	Kan avdekke farlige feil i nettet.
Omdømme/PR	Potensial for færre klagesaker.

## A.14 Finne aktuelt omsetningsforhold i fordelingstransformator vha AMS

### A.14.1 Kortversjon av use case

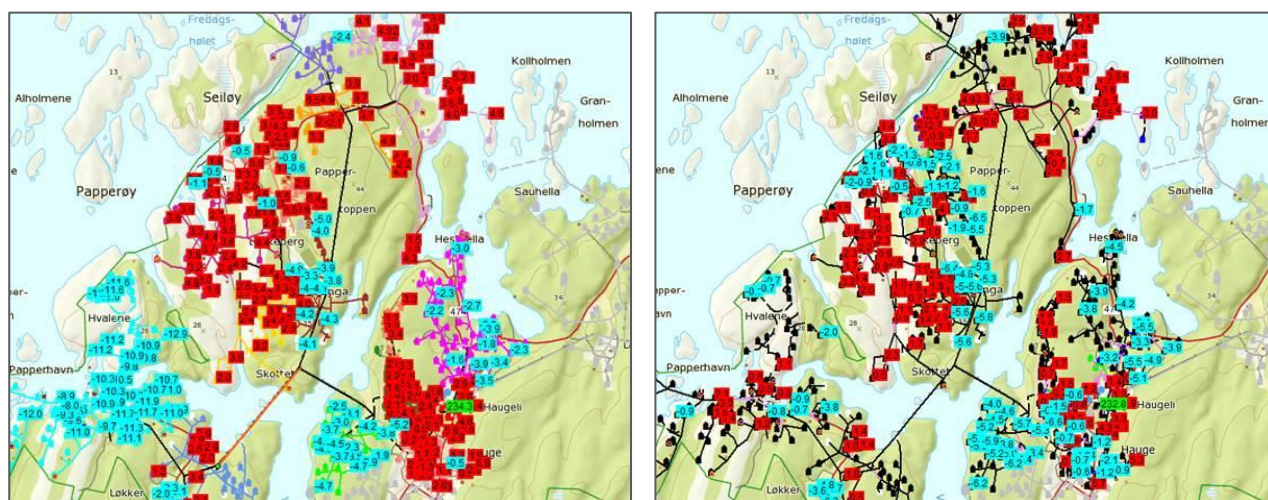
Beskrivelse av mål og hensikt med funksjonaliteten til use caset
Finne omsetningsforholdet i en eller flere fordelingstransformatorer i et nettområde ved hjelp av data fra AMS og Nettinformasjonsystemet (NIS). Lagre riktig omsetningsforhold/trinn i NIS.
Kort beskrivelse – maks 3 setninger
Gjennomsnittlig spenning og forbruk registreres hos alle sluttbrukere i et nettområde for noen utvalgte tidsintervall, f.eks. time. Ved en lastflytberegning i det høyspente distribusjonsnettet, med lastene som er målt for det aktuelle tidsintervallet og med omsetningsforhold slik disse er lagret i NIS, beregnes spenningen ved alle nettstasjoner og hos alle sluttbrukere. De beregnede spenningene sammenlignes med målte spenninger for å avdekke systematisk avvik mellom spenningene. På lavspenningssiden tillegges kun målepunkt i eller nær nettstasjonen vekt.

Nr.	Scenario-navn	Primær Aktør	Utløsende hendelse	Startbetingelser/ Starttilstand	Sluttbetingelser/ Slutt-tilstand
1	Beregne lastflyt i HS-avgang	Saksbehandler		Spenninger i nettet er ikke beregnet med lastflyt	Spenninger i nettet er beregnet med lastflyt
2	Finne systematiske avvik i spenning	Planleggings-verktøy	Spenninger i nettet er beregnet med lastflyt	Faktisk omsetningsforhold i fordelingstransformator er ukjent	Faktisk omsetningsforhold i fordelingstransformator er sannsynliggjort
2a	Kvalitetssikre beregnede spenninger med HS-målinger	Planleggings-verktøy	Spenningsmålinger i HS-nettet er tilgjengelig	Kvaliteten av beregnede spenninger i HS-nett er ukjent	Beregnete spenninger i HS er verifisert eller forkastet
2b		NIS	Faktisk omsetningsforhold i fordelingstransformator er sannsynliggjort	Spenninger kvalitetssikret med HS-målinger	Omsetningsforhold/trinn i fordelings-transformator er korrigert i NIS
3	Løpende innsamling av data	AMS-måler	Timer/tidsur	AMS måler registrerer forbruks- og spenningsdata kontinuerlig	Forbruks- og spenningsdata lagret i database

### A.14.2 Tester

Use caset er testet i samarbeid med Powel i et NIS demomiljø med data fra Hvaler. I tillegg til sub use caset "Beregne lastflyt i HS-avgang", så ble scenarioet "Finne systematiske avvik i spenninger" testet. Testresultatene fra scenarioet "Beregne lastflyt i HS-avgang" er tilsvarende som testresultatene beskrevet i kapittel [Bruke spenningsmålinger for å verifisere nettdokumentasjon](#), testresultatene fra "Finne systematiske avvik i spenninger" er gjengitt i dette kapitelet.

Steg Nr.	Beskrivelse av Prosess/ Aktivitet	Resultat og erfaringer fra test
1	Innhente spenningsmålinger	Spenningsmålinger ble lastet inn via .txt filer, i fremtiden bør dette hentes fra MDMS eller en separat database. Siden HS-målinger ikke var tilgjengelig var det ikke mulighet til å kvalitetssikre resultatene. Datakvaliteten var generelt lav, ca. 10 % av abonnentene var ikke var tilknyttet i NIS, 10-12 % av energimålingene manglet. Når målingene mangler vil Netbas sette en antatt effekt ut i fra årlig energiforbruk, men denne kan avvike mye fra virkelig effekt, særlig for hytter som det er mange av på Hvaler. Noen hyttekunder vil også ofte ta sikringa når de drar fra hyttene sine; dette vil gjøre at Netbas tror måleren ikke fungerer og antar en effektverdi for måleren når virkelig forbruk er null. Videre utvikling av funksjonaliteten for å ha integrering mot MDMS eller annen database. I tillegg er det også nødvendig å lage rutiner for å oppdatere Netbas, å etterstrebe å ha fungerende målerinnsamling, og å etablere rutine som skiller mellom at måleren ikke fungerer og at hovedsikringa er tatt.
2	Avvik i spenninger i LS-nett presenteres	Fungerer svært godt. Ved å fargekode positive og negative avvik sees det raskt hvilke områder som har for høy beregnet spenning, og hvilke områder som har for lav beregnet spenning.
3	Saksbehandler avgjør aksjon	At saksbehandleren kan gjøre en vurdering avhenger av at denne er trygg på både datakvalitet og har tilgang på HS-spenningsmålinger. Å undersøke datakvalitet må være implementert i NIS, Netbas presenterte manglende energimålinger med et eget tegn i Netbas. Forbrukere som ikke er tilknyttet NIS gjør at beregnede spenninger blir for høye, i dette tilfellet var det kjent ca. hvor mange forbrukere som ikke var tilknyttet i NIS. Netbas, versjon 11 og senere, hadde funksjonalitet til å se hvor mange abonnenter som var lagt inn i systemet men ikke tilknyttet i NIS. Planleggingsverktøy må ha mulighet til å vurdere datakvaliteten for å kunne vurdere spenningsavvikene.
4	Endre settpunkt i fordelingstransformator	Fungerte godt.
5	Gjenta prosessen med nytt fordelingstransformatorsettpunkt	Det sees godt at avviket minsker etter hvert som prosessen gjøres. I praksis har få, om noen, nettselskap oversikt over trinnkoblerstillinger i NIS, så om use caset kjøres vil det gjøres mange endringer og iterasjonen med å endre innstillinger og kjøre lastflyt og sammenligne resultatene med spenningsmålinger vil ta noe tid. Automatisere prosessen med å sammenligne resultater fra lastflytberegninger og spenningsmålinger til å finne innstilling som gir minste avvik.



**Figur 13: Avvik mellom målt og beregnet spenning før (til venstre) og etter justering av trinnkoblerinnstilling (til høyre). Positivt avvik i rødt, negativt avvik i blått.**

Figuren til venstre viser første gjennomkjøring av use caset, hvor avviket mellom målt og beregnet spenning er stor i området nederst til venstre. Ved å endre på omstillingsforholdet til den aktuelle fordelingstransformatoren i nettdokumentasjonen oppnås et mindre avvik, som viste på bildet til høyre.

### A.14.3 Muligheter og utfordringer

Use caset kan automatiseres og implementeres i NIS, noe som i teorien vil gi korrekte trinnkoblerposisjoner for alle fordelingstransformatorer og dermed øker påliteligheten til beregninger utført i planleggingsverktøyet. Utfordringen er i midlertid at use casets resultater påvirkes av datakvaliteten. Ved testene som ble gjennomført i dette tilfellet var datakvaliteten ikke god nok til å gi konklusjoner på påliteligheten og sensitiviteten til use caset, men det ble demonstrert at use caset fungerer godt til å avdekke systematiske avvik.

### A.14.4 Innspill til kravspesifikasjon

Alle kravene som er stilt i A.13.4

### A.14.5 Kost/nytte

Nytten av use caset er tilsvarende som for use caset [Bruke spenningsmålinger for å verifisere nettdokumentasjon](#).

## A.15 Velge trinn for fordelingstransformator

### A.15.1 Kortversjon av use case

<b>Beskrivelse av mål og hensikt med funksjonaliteten til use caset</b>
Finne optimalt trinn for trinnkobler i fordelingstransformator
<b>Kort beskrivelse – maks 3 setninger</b>
Spenningsmålinger fra AMS benyttes for å avgjøre hvilket trinn trinnkobleren i en fordelingstransformator bør stilles inn på. Registrerte ekstremalverdier for spenning hos sluttbruker kan benyttes for å avgjøre hvilket omsetningsforhold fordelingstransformatoren bør ha.

Nr.	Scenario-navn	Primær Aktør	Utløsende hendelse	Startbetingelser/ Starttilstand	Sluttbetingelser/ Slutt-tilstand
1	Velge trinn for fordelings-transformator	Saksbehandler	Avdekket utfordringer knyttet til langsomme spennings-variasjoner i et nettområde		

For å se detaljer om stegene i scenariet henvises det til Use Case-samling TR A7412.

### A.15.2 Tester

Use caset er ikke testet.

### A.15.3 Muligheter og utfordringer

Use caset avhenger av at use casene [Presentere spenningsmarginer](#) og [Gi oversikt over spenningsforhold ved tung og lett last](#) kan vises for en enkelt radial og fanger opp årlige variasjoner i temperatur og forbruk.

## A.15.4 Innspill til kravspesifikasjon

Tilsvarende som for use casene [Presentere spenningsmarginer](#) og [Gi oversikt over spenningsforhold ved tung og lett last](#).

## A.15.5 Kost/nytte

Kostnaden ved å implementere use caset er tilsvarende som for use casene [Presentere spenningsmarginer](#) og [Gi oversikt over spenningsforhold ved tung og lett last](#). Nytteverdien av use caset er å kunne trinne fordelingstransformatorer korrekt før kunder opplever problemer med for høy eller lav spenning. Dermed unngås klager, og kundeservicen og omdømme øker. Behovet for å utføre målinger hos kunden forsvinner for klagen som unngås. Dermed spares tid og penger. Use caset unngår også problemet med å trinne om transformatoren når nettet er fullt utnyttet heller enn at transformatoren er trinnet feil. Om nettet er fullt utnyttet vil enten kunden nærmest transformatoren få for høy spenning om sommeren om transformatoren ble trinnet ned, eller så vil kunden lengst ute i kretsen få for lav spenning om vinteren, om transformatoren ble trinnet opp, om nettselskapet får en ny klage om et halvår.

## A.16 Velge regulatorinnstillinger for trinnkobler

### A.16.1 Kortversjon av use case

<b>Beskrivelse av mål og hensikt med funksjonaliteten til use caset</b>
Finne optimalt settpunkt og/ eller innstillinger for trinnkobler i transformator med OLTC (On-load tap changer)
<b>Kort beskrivelse – maks 3 setninger</b>
Spenningsmålinger fra AMS benyttes for å avgjøre hvilket settpunkt og/eller innstillinger trinnkobleren i en transformator bør benytte. Registrerte ekstremverdier for spenning hos sluttbrukere kan videre benyttes for å avgjøre hvilket omsetningsforhold fordelingstransformatorene bør ha.

Nr.	Scenario-navn	Primær Aktør	Utløsende hendelse	Startbetingelser/ Starttilstand	Sluttbetingelser/ Slutt-tilstand
1	Velge settpunkt eller algoritme for trinnkobler	Saksbehandler	Avdekket utfordringer knyttet til langsomme spennings-variasjoner i et nettområde		Optimalt settpunkt eller algoritme for trinnkobler er funnet

For å se detaljer om stegene i scenariet henvises det til Use Case-samling TR A7412.

### A.16.2 Tester

Use caset er ikke testet.

### A.16.3 Muligheter og utfordringer

Tilsvarende som for use casene [Presentere spenningsmarginer](#) og [Gi oversikt over spenningsforhold ved tung og lett last](#).

## A.16.4 Innspill til kravspesifikasjon

Tilsvarende som for use casene [Presentere spenningsmarginer](#) og [Gi oversikt over spenningsforhold ved tung og lett last](#).

## A.16.5 Kost/nytte

Kostnaden ved å implementere use caset, og i noen grad også nytteverdien, er tilsvarende som for use casene [Presentere spenningsmarginer](#) og [Gi oversikt over spenningsforhold ved tung og lett last](#). Nytteverdien av use caset er hovedsakelig å kunne sørge for best mulig utnyttelse av nettet og unngå klager på spenningskvalitet på grunn av dårlig kontroll over spenningen i nettet.

## A.17 Bekrefte/avkrefte høy/lav spenning

### A.17.1 Kortversjon av use case

Beskrivelse av mål og hensikt med funksjonaliteten til use caset	
Hente ut et entydig svar på hvorvidt "Forskrift om leveringskvalitet i kraftnettet" (FoL)s krav til langsomme spenningsvariasjoner er overholdt i tilknytningspunktet hos en kunde.	
Kort beskrivelse – maks 3 setninger	
Use caset gir en beskrivelse på hvordan spenningsmålinger fra AMS kan brukes til å bekrefte eller avkrefte brudd på FoLs krav om spenningsnivå hos en abonnent.	

Nr.	Scenario-navn	Primær Aktør	Utløsende hendelse	Startbetingelser/ Starttilstand	Sluttbetingelser/ Slutt-tilstand
1	Bekrefte/avkrefte stasjonær høy/lav spenning	Plan-/ analyseverktøy	Klage/henvendelse fra kunde angående mistanke om for høy eller for lav spenning	Spenningsdata tilgjengelig i spenningsdatabase	Melding til kunde om spenningsnivå, eventuelle opprettelse av sak for å utbedre spenningsnivå ved brudd på FoL
2	Løpende innsamling av spenningsdata	AMS	Forespørsel via HES til AMS om spenningsdata	AMS måler registrerer spenningsdata kontinuerlig	Spenningsdata lagret i spenningsdatabase

For å se detaljer om stegene i scenariet henvises det til Use Case-samling TR A7412.

### A.17.2 Tester

Use caset er testet i Matlab med målinger over en måned i Demo Steinkjer. Egne Matlabrutiner er utviklet for å teste use caset som bruker 1-minuttsmålinger for en rekke spennings- og strømparametere fra Aidon-målere, overført i en xlsx fil. Use caset er evaluert i samarbeid med NTE.

Steg Nr.	Beskrivelse av Prosess/ Aktivitet	Resultat og erfaringer fra test
3-4	Overføre spenninger fra database og presentere spenninger	<p>Det er klart hvilke resultater som skal presenteres, men disse trenger ikke å presenteres i NIS, de kan også presenteres i DMS eller i andre programmer. Det er praktisk om resultatene fra use caset er tilgjengelig for så mange som mulig i nettselskapet, så for eksempel kundebehandlere direkte kan sjekke om en kundeklage er berettiget når han eller hun tar i mot en klage. Dette stiller krav til at MDMS kan sende spenningsverdier til flere systemer enn NIS, eventuelt at andre har innsyn i NIS (og DMS) via en webløsning. Det stiller også krav til hvordan resultatet fra use caset kommuniseres, slik at det er forståelig for ikke teknisk personell.</p> <p>Det var en generell utfordring ved å lage Matlabsriptene at dataformatet som ble gitt fra AMS-målerne ofte ble forandret. For at integrasjonen mellom de ulike systemene skal bli god er det viktig å standardisere dataformatet, spesielt med tanke på tid og datomerking, bruk av komma/punktum i tall, struktur på datafilene som sendes, vaske og sorteringsrutiner for data fra AMS-målerne, osv.</p>

<pre>&gt;&gt; bekreftAvkreftVlmin(7350049088163239) Høyeste og laveste registrerte spenning: 244 V og 233 V Antall ganger over 253: 0 Antall ganger under 207: 0 &gt;&gt;</pre>	<pre>&gt;&gt; bekreftAvkreftVlmin Målere:           Over 253: Under 207: 7350049088391176      1 0 7350049088392172      0 1 &gt;&gt;</pre>
---	---

**Figur 14: Høyeste og laveste registrerte spenning for en måler (til venstre), og antall overskridelser av  $\pm 10\%$  for alle målere (til høyre). Tilfellet til høyre er vist med fiktive verdier.**

Figur 14 viser hvordan dette kan presenteres på to måter. Den første metoden er å sende en spørring på om en enkelt måler har brutt spenningsrestriksjonene i FoL, og om hva maksimum og minimums spenning registrert i måleren er. Den andre metoden er å kjøre en test av alle målerne det er informasjon om, som returnerer hvilke målere som har brutt FoL, og hvor mange ganger det har vært målt verdier over eller under 253 og 207 V. I testene som ble utført var det ingen målere som hadde brudd på FoL, og de verdiene som ligger i figuren er kun ment som illustrasjon på hvordan use caset kan se ut om det er brudd på FoL. Når use caset blir integrert i et IT-system vil presentasjonen av resultatene sannsynligvis se annerledes ut enn i et programmeringsverktøy som vist her.

### A.17.3 Muligheter og utfordringer

For use case som går på å kontrollere overholdelse av FoL, så er det viktig å ekskludere måleverdier som er fra perioder med feil og avbrudd som påvirker 1-minutts gjennomsnittet.

Om måler har nok lagringsplass til 48 timers logging, så kan use caset endres til at det ved en kundeklage kun sjekkes hvordan spenningen har vært de siste 48 timene. Dette oppfyller ikke forskriftskravene om en ukes loggføring for å bekrefte eller avkreft om kunden har opplevd spenningskvalitetsproblemer, men kan være en forenklet test. Loggingen av spenningen kan også aktiveres ved behov, for eksempel etter klage fra en kunde, og stanses etter en bestemt periode.

Use caset er i sin nåværende form en kontroll på spenningskvaliteten hos en abonnent etter at denne har klaget. Det er også mulig å implementere use caset for en gruppe abonnenter, og også å presentere resultatene fra use caset i en rapport som kan komme ukentlig, eller med et annet intervall. Denne rapporten kan også utvides til andre parametere, og vil fungere som en ukentlig tilstandskontroll. Innholdet i rapporten kan skreddersys til nettselskapets ønske.

En mulig, men kanskje noe krevende, implementering av dette use case er ved å lage en separat appløsning for spenningskvalitet, eventuelt å inkludere denne funksjonaliteten i en mer helhetlig appløsning. Appen gjør at forbrukeren kan kontrollere om spenningen har vært innenfor kravene i FoL, eventuelt hva max/min spenning har vært de siste 48 timene. En slik appløsning vil kunne spare nettselskap fra mange kundehenvendelser og gi økt kundetilfredshet. Det er viktig å være bevisst på hvordan dataene presenteres for kundene. Kunder kan bli misfornøyde både om de får presentert data uten god forklaring på hva de betyr, og om de føler at det blir holdt tilbake informasjon. Om presentasjonen av data er enkel og forståelig så har kunden mulighet til å for eksempel gjøre en enkel sjekk om spenningsnivået er årsaken til at et apparat har havarert. Dette kan spare nettselskapet for kundebehandling og gi god PR. Men om presentasjonen av for eksempel spenningsnivå er gitt uten forklaring om hva som er gode grenser kan dette føre til at kunder ringer og klager på spenningsverdier som er rimelige. En slik tilgjengeliggjøring av data kan også føre til økte kundeklager på uakseptable spenningsforhold.

#### A.17.4 Innspill til kravspesifikasjon

System	Krav ID	Navn	Beskrivelse	Relasjon til annet krav
AMS	1.2	Spenningsmåling	Måle 1 minutt RMS spenning, og lagre maksimum og minimumsverdi per time. Oversende maksimum eller minimum verdi per time, døgn eller uke.	2.1
AMS	1.9	Endre innstillinger	Endre måleintervall, måleparametere, grenseverdier osv., fra DMS og applikasjoner gjennom HES.	2.4
HES	2.1	Avspørre/motta parametere fra AMS og nettstasjon, og sende til MDMS for lagring	Motta/hente tidsserier i en konfigurert parameterliste (1 minutt RMS-spenning, kortvarig effekt, energi osv.) fra AMS og nettstasjon, og sende til MDMS for lagring.	3.1
HES	2.3	Avspørre AMS eller nettstasjon ved henvendelse fra DMS	Motta henvendelse fra DMS om å avspørre AMS eller nettstasjon for bestemte data, avspørre og videresende til DMS. Gi melding "ikke kontakt med måler" om spørring tar lengre tid enn en valgbar grense.	6.2
HES	2.4	Endre innstillinger i AMS og nettstasjon	Formidle endringer i måleintervall, måleparametere, grenseverdier osv., i AMS og nettstasjon.	1.9, 5.8
MDMS	3.1	Motta parametere fra HES	Motta/hente tidsserier og hendelser målt i nettstasjon og AMS.	2.1, 5.1-5
MDMS	3.2	Vaske data	Bruke sorteringsalgoritmer for å vaske data mtp. usannsynlige verdier, målinger berørt av feil og avbrudd, flagge manglende verdier, flagge verdier som er over en gitt grenseverdi osv.	
MDMS	3.3	Strukturere/sortere data	Lagre hendelser og tidsserier i valgbare format, potensielt i separate underdatabaser. Inneholder rutiner for å tilføye nødvendig metadata.	
MDMS	3.4	Motta spørring etter data / gjøre nøkkelbasert søk etter data	Returnere ett sett med parametere fra valgt periode og valgt del av nettet.	4.1,
MDMS	3.5	Utarbeide statistikk	Utarbeide gjennomsnitt av forbruksprofiler i et gitt område, returnere kurver over valgte parametere, angi variasjon av ulike datasett osv.	
MDMS	3.6	Sende informasjon	Sende informasjon til andre programmer gjennom et API eller en standardisert protokoll.	



System	Krav ID	Navn	Beskrivelse	Relasjon til annet krav
MDMS	3.7	Endre innstillinger	Endre innstillinger for sortering, vasking, lagring, strukturering osv.	6.5
MDMS	3.8	Varsle	Sende varsel til DMS om noen innsamlede verdier bryter gitte konfigurerbare betingelser eller grenseverdier.	
NIS	4.1	Hente data fra MDMS eller applikasjoner	Motta/hente måling av energi, spenning og statistikk fra MDMS, eller ulike applikasjoner gjennom et API.	3.4
NIS	4.6	Presentere informasjon fra MDMS/ applikasjoner	Presentere informasjon om statistikk for ulike måledata, enten fra MDMS eller ulike applikasjoner gjennom et API.	4.1
DMS	6.2	Avspørre AMS/nettstasjon	Sende en spørring til HES om data fra AMS-målere/nettstasjon, presentere resultatet i kart. Ved manglende verdier skal aktiv effekt settes til 0.	2.3
DMS	6.4	Presentere informasjon fra applikasjoner	Presentere informasjon fra ulike applikasjoner gjennom et API.	10.1, 12.1 13.1
DMS	6.5	Konfigurere alarmgrenser og innstillinger	Konfigurere innstillinger, og grenseverdier for hendelser og alarmer i AMS/nettstasjon gjennom HES, MDMS og frittstående applikasjoner.	2.4
Spenningskvalitets applikasjon	13.1	Analysere spenningskvalitet	Samle relevant statistikk fra MDMS og presentere en spenningskvalitetsrapport periodevis eller på forespørsel, og/eller finn kilden til et spenningsprang.	3.6,

### A.17.5 Kost/nytte

En kost nytte vurdering er gjennomført i samarbeid med NTE.

Kost-nytte-aspekter (aggregert)	
Indikatorer	Kommentar
Økonomi	Besparelsen av use caset kan finnes ved å undersøke antall klager på for høy eller lav spenning, og kostnad per klage for å undersøke. Et raskt anslag av Fredrikstad Energi Nett er at dette tilsvarer 1,5 mill. kr på norgesbasis. Å samle spenningsdata en gang i døgnet har veldig lav ekstrakostnad, så fremt måleren har muligheten. En spørring som returnerer alle målerne med spenningsproblemer i et område og sender disse til NIS kan være nyttig til planleggingsformål. Generell nytte av use caset er bedre investeringsplanlegging, unngå overinvestering / overdimensjonering, og potensielt også preventivt vedlikehold [10].
Spenningskvalitet	Bedre oversikt og raskere problemløsning. Kan også brukes om kunder klager på ødelagte apparater ved å studere historikken for å se om det er for høy/lav spenning som er årsaken.
Kundeservice	Raskere svar til kunde, raskere identifikasjon av årsak og planlegging av tiltak. Bedre informasjon til kunde angående utbedringsprosess.
Miljøvirkninger	Kan unngå å dra ut med bil.
Omdømme/PR	Kan påvirkes positivt hvis man bruker teknologien riktig, men det er vanskelig å forutse. Ukritisk tilgjengeliggjøring av data kan føre til at kundene begynner å klage, for eksempel om de ikke forstår at spenningsnivået deres er akseptabelt i henhold til FoL når det er nær grensene. Men på den annen side kan det at nettselskapet sitter på data de skjuler for kundene også skapen negativ PR.

## A.18 Bekrefte/avkrefte spenningsprang/spenningsdipp

### A.18.1 Kortversjon av use case

Beskrivelse av mål og hensikt med funksjonaliteten til use caset
Bekrefte eller avkrefte om det er flere spenningsprang og kortvarige over-/underspenninger i nettet enn tillatt i Forskrift om Leveringskvalitet i kraftnettet (FoL) ved for eksempel en kundefølge.
Kort beskrivelse – maks 3 setninger
Use caset gir en beskrivelse av hvordan man kan undersøke om det er brudd på kravene om tillatt antall spenningsprang i FoL ved hjelp av AMS. Spenningsprang og kortvarige over- og underspenninger registreres i AMS-måleren og antallet registrerte forekomster per døgn overføres til en sentral database. Saksbehandler kan spørre om antallet forekomster hos en enkelt kunde ved behov. Mer detaljert informasjon om spenningspranget kan overføres ved avspørring av AMS-måleren.

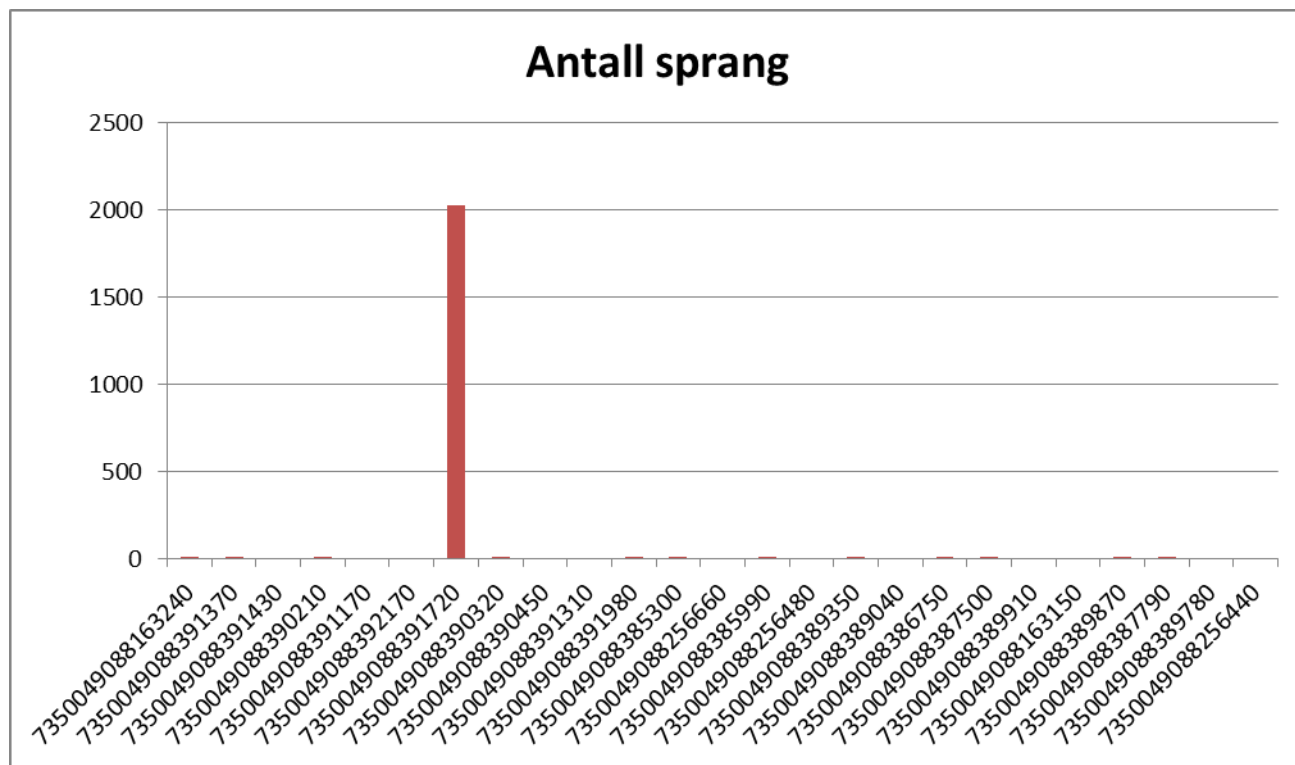
Nr.	Scenario-navn	Primær Aktør	Utløsende hendelse	Startbetingelser/ Starttilstand	Sluttbetingelser/ Slutttilstand
1	Bekrefte/avkrefte spenningsprang, over- og underspenninger	NIS	Kundefølge på spenningskvalitet	Innsamlede spenningsdata tilgjengelig via en spenningsdatabase	Melding om spenningskvalitet til kunde, eventuelt å iverksette en sak for å utføre utbedringer
2	Undersøke kortvarig over- og underspenningsdata	NIS	Kundefølge på spenningskvalitet	Tilgjengelig AMS-måler med registrerte spenningsdata tilgjengelig for uttak	Melding om spenningskvalitet til kunde, eventuelt å iverksette en sak for å utføre utbedringer
3	Løpende innsamling av spenningsdata	AMS-måler		AMS-måler fungerer og har kontakt med spenningsverdi-databasen via HES	Antall sprang, over- og underspenninger registrert i spenningsdatabasen

For å se detaljer om stegene i scenariet henvises det til Use Case-samling TR A7412.

### A.18.2 Tester

Use caset er testet i Matlab med målinger over en måned i Demo Steinkjer. Egne Matlabrutiner er utviklet for å teste use caset som bruker 1-minuttmålinger for en rekke spennings- og strømparametere fra Aidon-målere, overført i en xlsx fil. Use caset er evaluert i samarbeid med NTE.

Steg Nr.	Beskrivelse av Prosess/ Aktivitet	Resultat og erfaringer fra test
2.2	Dataverktøyet spør spenningsdatabasen om antall hendelser for den aktuelle kunden	Prinsippene i beskrivelsen av stegene er logiske, men det er usikkerhet knyttet til hvilke verktøy som vil bli benyttet til å lagre og presentere informasjon. Det er behov for mye læring knyttet til fastsettelse av grenseverdiene. En generell utfordring ved å håndtere data var manglende standard for dataformatet. For at integrasjonen mellom de ulike systemene skal bli god er det viktig å standardisere dataformatet, spesielt med tanke på tid og datomerking, bruk av komma/punktum i tall, struktur på datafilene som sendes, vaske og sorteringsrutiner for data fra AMS-målerne, osv.
2.4	Antall hendelser presenteres for saks-behandleren	Internt i NTE vil det være Analyseavdelingen som ser på data og mens det vil være drift som sender ut folk for å utbedre eventuelle problemkilder. Det vil være naturlig å benytte denne metoden til å se på hendelser på et mer overordnet nivå. Use caset må derfor sees i sammenheng med andre hendelser i nettet Det kan være nyttig å se feil og sammenhenger med andre områder i nettet slik at man kan se om det er feil i overliggende nett som er årsaken, i så fall må flere data hentes inn og presenteres i use caset.



**Figur 15: Antydning til antall spenningsprang for alle abonnentene over måleperioden**

Figur 15 viser hvordan use caset kan brukes til å sjekke alle målere i et område for å finne ut hvilke kunder som opplever større spenningsvariasjoner. Det sees at måler nummer syv har fått indikert et stort antall spenningsprang, spesielt i sammenligning med de andre målerne. 5 % av tiden som er målt, så er det større enn 3 % variasjon innad i målerintervallet. Resultatene indikerer et klart brudd på FoL, som tillater maksimum 24 spenningsprang over en dag, som summert opp blir 672 sprang over måleperioden. Videre kan det være flere spenningsprang innenfor hver 1-minuttsperiode, men det kan også være at spenningsendringene er så langsomme at de ikke karakteriseres som sprang. Andre målinger viser at måleren har blant de høyeste spenningene som er registrert blant målerne (243 V), og use caset [Lokalisere kilde til spenningsprang/spenningsdipp](#) viser også at det er denne måleren som opplever de største forstyrrelsene som skjer i nettet, mer enn to ganger så høye som måleren som opplever de nest største forstyrrelsene.

### A.18.3 Muligheter og utfordringer

Evaluering av use caset med NTE viste at use caset har større verdi om det kan sees i sammenheng med andre hendelser og målinger i nettet, som for eksempel use caset [Lokalisere kilde til spenningsprang/spenningsdipp](#). Ved å gi spenningsmarginene til kunden og kundene rundt kan det også undersøkes utnyttelsen av nettet i området, kortslutningsytelse kan også inkluderes i presentasjonen, og arbeid, feil og hendelser i overliggende nett kan også vises ved behov. Use case viser nå om en eller flere kunder kan ha problemer med spenningsprang. Om en kunde ringer og klager på spenningskvalitet og problemet ikke er høy eller lav spenning, vil dette use caset gi en bekreftelse på at det er spenningsprang som er årsaken til problemene. Størst nytte kan likevel realiseres om AMS-data kan brukes til å finne kilden og løsningen til problemet.

Det er ikke sikkert det er naturlig å inkludere veldig høyoppløselige målinger på spenningsprang i måleren i dag, ettersom det er noe umoden, krevende og kostbar funksjonalitet. De viktigste dataene for nettselskapene vil være ting som kundene opplever som utfordringer, for eksempel antall spenningsprang. Enkle målerne kan allerede i dag gi en indikasjon på om det har vært spenningsprang ved å sammenligne maks om min verdi på 0,5 sekunders oppløsning i måleren. Om denne er større enn 6,9 V (3 %) indikerer dette at det kan ha vært ett eller flere sprang i måleminuttet. Use caset teller derfor antall av disse verdiene for å gi en indikasjon på antall spenningsprang. Dette er kun en indikasjon og ikke en kontroll på om grenseverdiene for sprang i FoL er overholdt. For spenningsdipp har ikke den aktuelle målerleverandøren satt noen grense for spenningsdipp i dag, og denne vil derfor senere bli satt basert på erfaringer i uttesting. Det er ikke sikkert nettselskapene er klare for informasjon om spenningsprang enda, og at de kanskje heller etterspør slik funksjonalitet senere. Use caset kan likevel i dag være aktuelt for industrikunder eller større kunder med mer betalingsvilje.

### A.18.4 Innspill til kravspesifikasjon

Alle kravene som er stilt i A.17.4, med unntak av punkt 1.2 I tillegg:

System	Krav ID	Navn	Beskrivelse	Relasjon til annet krav
AMS	1.3	Måle spenningsprang	Måle spenning med 0,5 s oppløsning. Telle antall ganger differansen mellom største og laveste spenningsmåling per minutt er over 6.9 V, og oversende til HES med valgt tidsintervall regelmessig eller på forespørsel.	2.1

### A.18.5 Kost/nytte

En kost nytte evaluering er gjennomført i samarbeid med NTE. Use caset vil ha nytte i form av raskere kundebehandling og feilsøking, men det er lite målinger ute i nettet på bakgrunn av denne type problemer i dag. Nyttien til use caset vurderes derfor som lav, og vil sannsynligvis ikke være aktuelt om det er ekstrautgifter forbundet med å implementere use caset. Om måleren, som for eksempel den som ble brukt til å teste use caset, har en viss grad av funksjonaliteten innebygd på forhånd, så kan use caset være aktuelt. Use caset kan også være aktuelt for større industrikunder, og i punkter i nettet med lav kortslutningsytelse.

## A.19 Lokalisere kilde til spenningsprang/spenningsdipp

### A.19.1 Kortversjon av use case

Beskrivelse av mål og hensikt med funksjonaliteten til use caset
Lokalisere kilde til spenningsprang i distribusjonsnettet
Kort beskrivelse – maks 3 setninger
Use caset gir en beskrivelse av hvordan lokalisere kilden til spenningsprang i distribusjonsnettet ved å foreta en avspørring av spenning og effektlyt i AMS-målere med oppløsning på 1 sekund eller mindre. Use Caset vil forenkle prosessen ved kundeklage pga. blinking i lys, ved å gi en tydelig indikasjon på problemkildens lokalisering.

Nr.	Scenario-navn	Primær Aktør	Utløsende hendelse	Startbetingelser/ Starttilstand	Sluttbetingelser/ Slutttilstand
1	Lokalisere kilde til spenningsprang	NIS	Kjent problem med spennings-sprang i distribusjonsnettet	Tilgjengelig AMS-måler med registrerte lastdata tilgjengelig for uttak	Kjennskap til kilde for spenningsprang og opprettelse av sak for utbedring av spenningskvalitetsproblemer.

For å se detaljer om stegene i scenariet henvises det til Use Case-samling TR A7412.

## A.19.2 Tester

Use caset er testet i Matlab med målinger over en måned i Demo Steinkjer. Egne Matlabrutiner er utviklet for å teste use caset som bruker 1-minuttsmålinger for en rekke spennings- og strømparamtere fra Aidon-målere, overført i en xlsx fil. Use caset er evaluert i samarbeid med NTE.

Steg Nr.	Beskrivelse av Prosess/ Aktivitet	Resultat og erfaringer fra test
	Hele use case	<p>Metode for å finne kilde gjennom beregninger er veldig bra. Det trengs mer prøving og testing i nettet for å finne de beste metodene for å finne årsaken til problemet.</p> <p>Det var en generell utfordring ved å lage Matlabsriptene at dataformatet som ble gitt fra AMS-målerne ofte ble forandret. For at integrasjonen mellom de ulike systemene skal bli god er det viktig å standardisere dataformatet, spesielt med tanke på tid og datomerking, bruk av komma/punktum i tall, struktur på datafilene som sendes, vaske og sorteringsrutiner for data fra AMS-målerne, osv.</p>

C-faktorer for tidspunktet med størst registrert c-faktor(V). Tidspunktet oppstår i driftstime 144  
Høy c-faktor(V) indikerer at kunden opplever mye støy. Høy c-faktor(I) indikerer at kunden skaper mye støy.

Målernummer:	C-faktor(V)	C-faktor(I)
7350049088163240	0.113	0.003
7350049088391366	0.338	0.092
7350049088391428	0.239	0.055
7350049088390208	0.394	0.172
7350049088391176	0.225	0.000
7350049088392172	0.141	0.000
7350049088391724	1.000	0.174
7350049088390322	0.254	0.127
7350049088390452	0.225	0.000
7350049088391312	0.141	0.117
7350049088391978	0.268	0.000
7350049088385298	0.465	0.758
7350049088256658	0.239	0.339
7350049088385990	0.211	0.245
7350049088256482	0.155	0.160
7350049088389350	0.169	0.141
7350049088389042	0.169	0.213
7350049088386752	0.254	0.211
7350049088387500	0.197	0.173
7350049088389912	0.197	0.220
7350049088163148	0.141	0.005
7350049088389876	0.254	0.212
7350049088387790	0.239	0.127
7350049088389784	0.225	0.258
7350049088256444	0.169	0.166

**Figur 16: C-faktorer i den driftstimen det er mest spenningsvariasjoner hos kunden som har mest spenningsvariasjoner. C-faktor(V) indikerer at kunden opplever mye støy, C-faktor(I) indikerer at kunden forårsaker mye støy.**

C-faktorer for tidspunktet med størst registrert c-faktor(I). Tidspunktet oppstår i driftstime 149  
 Høy c-faktor(V) indikerer at kunden opplever mye støy. Høy c-faktor(I) indikerer at kunden skaper mye støy.

Målernummer:	C-faktor (V)	C-faktor (I)
7350049088163240	0.070	0.003
7350049088391366	0.352	0.087
7350049088391428	0.239	0.045
7350049088390208	0.366	0.211
7350049088391176	0.169	0.000
7350049088392172	0.127	0.000
7350049088391724	0.930	0.199
7350049088390322	0.225	0.188
7350049088390452	0.197	0.000
7350049088391312	0.113	0.111
7350049088391978	0.254	0.000
7350049088385298	0.465	0.434
7350049088256658	0.254	0.185
7350049088385990	0.239	0.150
7350049088256482	0.296	1.000
7350049088389350	0.254	0.124
7350049088389042	0.141	0.220
7350049088386752	0.338	0.225
7350049088387500	0.296	0.156
7350049088389912	0.169	0.282
7350049088163148	0.056	0.005
7350049088389876	0.254	0.179
7350049088387790	0.155	0.078
7350049088389784	0.099	0.180
7350049088256444	0.085	0.203

>>  
**Figur 17: C-faktorer for den driftstimen hvor det er mest varierende effektlyt hos kunden som har mest varierende effektlyt**

Når use caset skal implementeres i nettselskapet bør selvfølgelig resultatene presenteres grafisk med fargekoding i NIS/GIS eller DMS. Når det skal feilsøkes etter et problem, så vil Figur 17 være mest relevant. I begge figurene sees det at C-faktor basert på spenning, som gir en indikasjon på hvor mye støy en kunde opplever, er høyest for kunde nummer 7 fra toppen. Dette stemmer godt overens med resultatene på antall spenningsprang som ble vist fra testene av use caset [Bekreftede/avkreftede spenningsprang/spenningsdipp](#). Fra figuren sees det at C-faktor basert på strøm, som gir en indikasjon på hvor mye støy en kunde skaper, er størst hos kunden nummer 11 fra bunnen. Denne kunden opplever selv ikke mye støy, årsaken til det kan være at kunden har sterk forsyning, eller at variasjonen i effektlyt er langsom. Basert på dette ser det ut som at denne kunden ikke er kilden til forstyrrelsene hos kunden som opplever mest støy. Andre tester av use caset har vist at det kan være mulig å identifisere årsaken til støy blant noen få kunder som opplever mer støy enn resten av kundene, men det trengs testing i felt for å se om metoden er i stand til å avdekke kilden til spenningsforstyrrelser.

### A.19.3 Muligheter og utfordringer

Om metoden gjøres treffsikker, og presentasjonen er lettfattelig og oversiktlig, så kan use caset være en god hjelp til å lokalisere kilder til forstyrrelser. Dette krever mer testing i felt, og at use caset blir implementert av leverandører i GIS/NIS eller DMS.

### A.19.4 Innspill til kravspesifikasjon

Alle kravene som er stilt i A.17.4. I tillegg:

System	Krav ID	Navn	Beskrivelse	Relasjon til annet krav
AMS	1.1	Energimåling	Lagre og overføre måling av energi hver time/kvarter	2.1
AMS	1.4	Måle momentan effekt og spenning	Måle effekt og spenning med 0,5 s oppløsning, og lagre og oversende til HES høyeste og laveste verdi per time regelmessig eller på forespørsel. (Laveste spenningsverdi unntatt)	2.1

## A.19.5 Kost/nytte

En kost nytte evaluering er gjennomført i samarbeid med NTE, med kommentarer lagt til i ettertid.

Kost-nytte-aspekter (aggregert)	
Indikatorer	Kommentar
Økonomi	Raskere feilsøking av mer kompliserte problemer som kan ta mye tid, ingen kostnad såfremt nettselskapet har GIS/NIS som har funksjonaliteten implementert. Lave krav til måleren.
Spenningskvalitet	Ja, raskere problemløsning av problemer som det kan være tidkrevende å løse.
Kundeservice	Raskere svar til kunde, raskere identifikasjon av årsak og planlegging av tiltak.
Miljøvirkninger	Kan unngå å dra ut med bil.
Omdømme/PR	Potensiale å unngå saker som får ligge uløst over lengre tid.

## A.20 Gi oversikt over spenningsforhold ved tung og lett last

### A.20.1 Kortversjon av use case

Beskrivelse av mål og hensikt med funksjonaliteten til use caset
Vise den stasjonære variasjonen til spenningen over et lengre tidsrom under forskjellige lastforhold for å belyse eventuelle behov for oppgraderinger og kapasitetsutvidelser i nettet.
Kort beskrivelse – maks 3 setninger
Use caset gir en beskrivelse av hvordan det stasjonære spenningsnivået i systemet kan presenteres grafisk, og hvilken nytteverdi denne informasjonen har for nettselskapet.

Nr.	Scenario-navn	Primær Aktør	Utløsende hendelse	Startbetingelser/ Starttilstand	Sluttbetingelser/ Slutttilstand
1	Gi oversikt over spenningsforhold ved tung- og lettlast	NIS	Ønske om oversiktsbilde av utnyttelse i distribusjonsnettet ved nettplanlegging	Innsamlede spenningsdata tilgjengelig via en spenningsdatabase	Oversikt over utnyttelse i nettet, kjennskap til områder som må analyseres nærmere for kapasitetsutvidelser
2	Løpende innsamling av spenningsdata	AMS-måler		AMS-måler fungerer og har kontakt med spenningsverdi-databasen via HES	Spenningsdata registrert i spenningsdatabasen

For å se detaljer om stegene i scenariet henvises det til Use Case-samling TR A7412.

Use caset er svært likt [Presentere spenningsmarginer](#), som er testet og evaluert. Forskjellen er at dette use caset bruker spenningsmålinger fra tunglast og lettlasttiden for å finne en oversikt over spenningsprofilene, heller enn den laveste og høyeste registrerte spenningen per måler.

## A.21 Presentere spenningsmarginer

### A.21.1 Kortversjon av use case

Beskrivelse av mål og hensikt med funksjonaliteten til use caset
Effektivt vise marginene til full kapasitetsutnyttelse i en nettstasjonskrets med hensyn til spenninger hos sluttbruker.
Kort beskrivelse – maks 3 setninger
Høyeste og laveste 1-minuttsverdi for spenning samles inn fra AMS-målere for hver dag (eller uke). Disse benyttes senere til analyse av kapasitetsutnyttelsen i en nettstasjonskrets eller radial. Høyeste og laveste målte spenning hos hver kunde presenteres grafisk, sortert fra høyeste til laveste målte verdi, eller etter lokalisering langs radialen.
Dette Use Case kan også benyttes: <ul style="list-style-type: none"> <li>Dersom kunde har for lav/høy spenning → Kan transformator trinnes?</li> <li>Ved dimensjonering og endring i mellomspenningsnett → Hvilke spenningsbånd kan tillates ved NS?</li> </ul>

Nr.	Scenario-navn	Primær Aktør	Utløsende hendelse	Startbetingelser/ Starttilstand	Sluttbetingelser/ Slutt-tilstand
1	Presentere spenningsmarginer	Saksbehandler	Søknad om å bli tilknyttet distribusjonsnett eller spenningsklage (eller annet behov)	Innsamlede spenningsdata tilgjengelig via en spenningsdatabase	Spenningsmarginene i nettet er kjent for saksbehandler
2	Løpende innsamling av spenningsdata	AMS	Forespørsel via HES til AMS om spenningsdata	AMS måler registrerer spenningsdata kontinuerlig	Spenningsdata lagret i spenningsdatabase

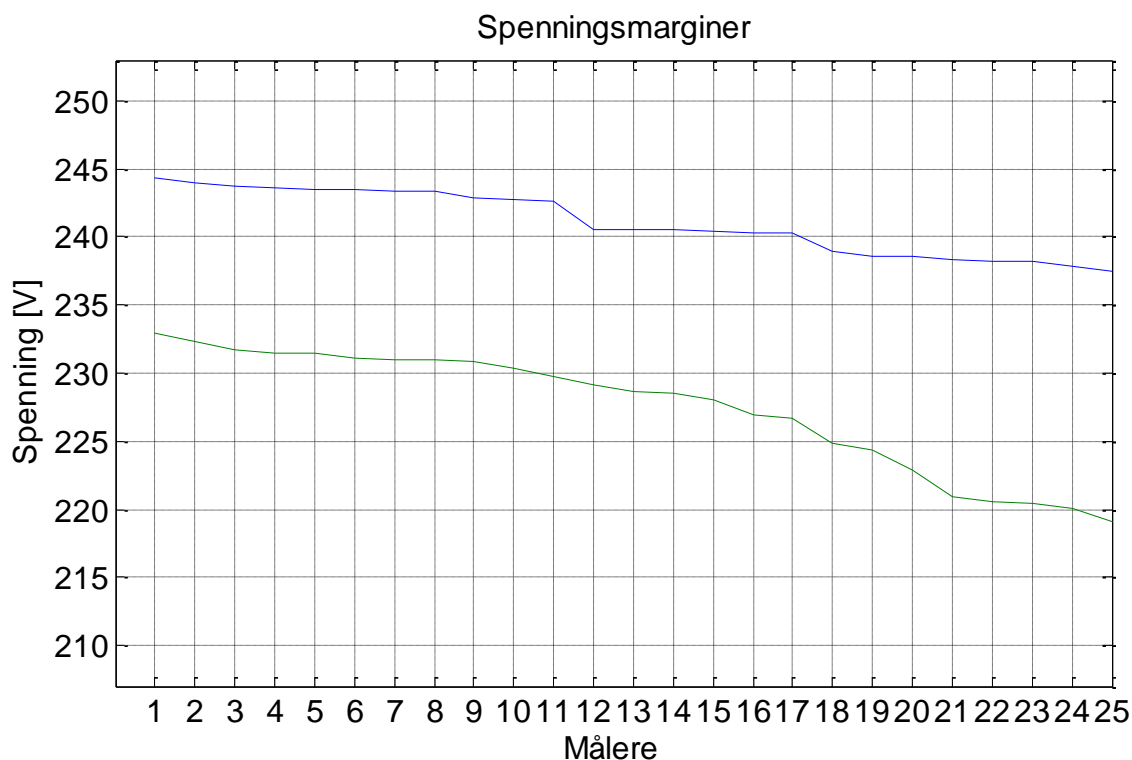
For å se detaljer om stegene i scenariet henvises det til Use Case-samling TR A7412.

### A.21.2 Tester

Use caset er testet i Matlab med målinger over en måned i Demo Steinkjer. Egne Matlabrutiner er utviklet for å teste use caset som bruker 1-minuttmålinger for en rekke parametere fra Aidon-målere, overført i en xlsx fil. Use caset er evaluert i samarbeid med NTE.

Steg Nr.	Beskrivelse av Prosess/ Aktivitet	Resultat og erfaringer fra test
1.3	Spennings-målingene overføres fra spennings-databasen til dataverktøyet	En generell utfordring ved å håndtere data var manglende standard for dataformatet. For at integrasjonen mellom de ulike systemene skal bli god er det viktig å standardisere dataformatet, spesielt med tanke på tid og datomerking, bruk av komma/punktum i tall, struktur på datafilene som sendes, vaske og sorteringsrutiner for data fra AMS-målerne, osv.
1.4	Spennings (høyeste og laveste) for alle kunder presenteres for saks-behandleren	Det kan være noen verdier som er målt ved uvanlige omkoblinger i nettet. Når analyser foretas må saksbehandler også sjekke driftssituasjonen slik at man vet om det er gjort endringer i det overliggende nettet som påvirker spenningen i distribusjonsnett. Use caset bør også vise oversikt over lokal mikro-/småkraftproduksjon som kan påvirke spenningen. Alt dette bør være tilgjengelig i NIS. Ekstremverdier bør vaskes fra datasettet (kan være endringer i overliggende nett, arbeid som pågår osv. som gir store utslag på spenningen, men som er planlagt). Store datamengder må presenteres oversiktlig for å kunne brukes til planleggings osv. Data bør presenteres i kart med symbolbruk/farger e.l. for å være lett å lese / gi god oversikt.





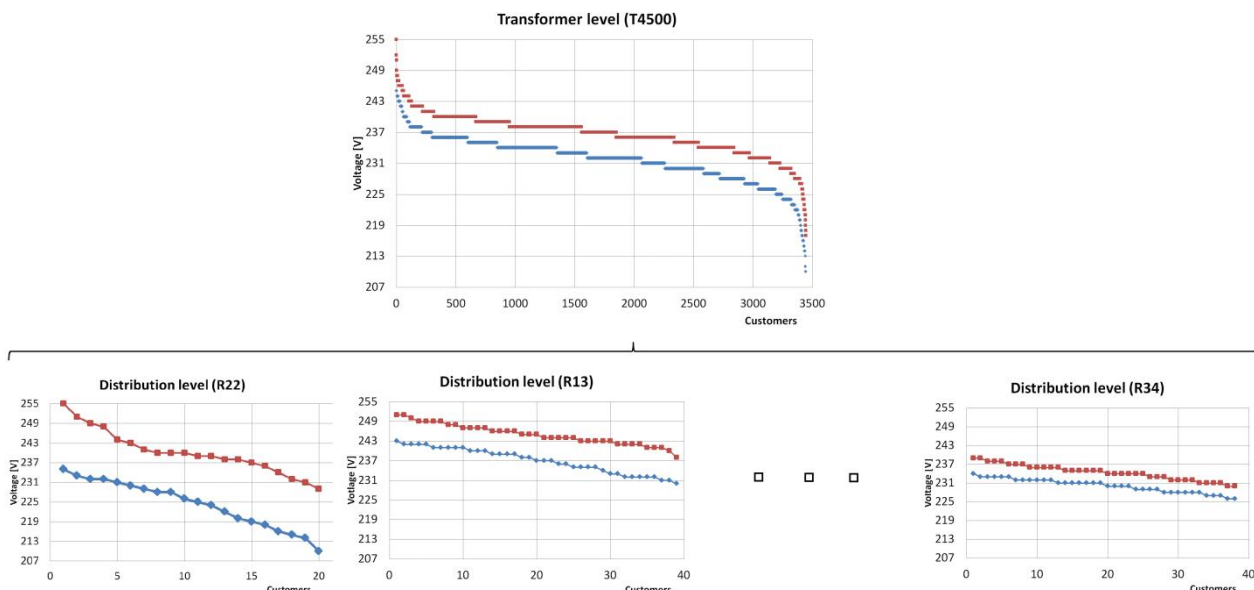
**Figur 18: Max og min spenning for de 25 målerne i løpet av måleperioden.**

Figur 18 viser at spenningsgrensene i FoL er overholdt med god margin i måleperioden, noe som er å forvente ettersom målingene ble foretatt i november, en måned det typisk ikke er maks- eller minimumlast.

### A.21.3 Muligheter og utfordringer

Målinger som ikke er representative for normalt driftsbilde, det vil for eksempel si verdier som er målt ved omkobling på grunn av feil eller reparasjonsarbeid osv., kan gi et for overdrevent bilde på utnyttelsen av nettet. En måte å sikre at dette ikke skjer, er ved å lagre historikk over koblingsbilder i NIS, slik at hver måleverdi har et tidsstempel med et tilhørende koblingsbilde. Et annet alternativ er å lage en vaskerutine, som ekskluderer verdier som er målt ved unormale koblingsbilder. Momenter som dette gjør at use caset er noe mer komplekst enn use caset [Gi oversikt over spenningsforhold ved tung og lett last](#).

For at use caset skal realisere det fulle potensialet burde det også lagres data for mer enn 1 år. Det bryter i utgangspunktet med kravet om maksimum 15 måneders lagringstid for personsensitiv data i henhold til forskriftsendringen i "Forskrift om måling, avregning og samordnet opptreden ved kraftomsetning og fakturering av netjtjenester", som blir gjeldende 1.1.19. Men om dataene er virksomhetskritisk kan dataene likevel benyttes. Det antas videre at max/min spenningsverdier per år for en abonnent ikke er personsensitivt, så disse er unntatt dette kravet. Spenningsverdiene som måles må også kunne sorteres etter hvilken lavspenningskrets de er tilkoblet, slik at det kan gis separate oversikter over utnyttelsen av de ulike lavspenningsnettene. Dette kan illustreres som i Figur 19. Nettet til venstre er fullt utnyttet, nettet i midten har god margin selv om fordelingstransformatoren med fordel trinnes ned, og nettet lengst til høyre har fortsatt god margin.



Figur 19: Eksempel på presentasjon med strukturering av spenningsmarginer under en transformator

### A.21.4 Innspill til kravspesifikasjon

Alle kravene som er stilt i A.17.4, med unntak av 2.3, 6.3, 6.4 og 6.5.

### A.21.5 Kost/nytte

Kost-nytte (aggregert)	
Indikator	Kommentar
Økonomi	Kan bidra til å forhindre overinvesteringer i nettet og avdekker kretser med investeringsbehov, så rett investering blir gjort på rett tid. Kostnaden med use caset er at AMS-måler må kunne måle max/min spennings med 1 minutts oppløsning, per time, dag eller uke, og tilhørende krav til databaser. Det må anskaffes programvare som kan presentere måledata.
Spenningskvalitet	Identifiserer problemområder som kan forhindre at noen områder over tid får uakseptable spenningsverdier.
Kundeservice	Se spenningskvalitet
Omdømme/PR	Se spenningskvalitet

## A.22 Varsel ved varig lav/høy spenning

### A.22.1 Kortversjon av use case

Beskrivelse av mål og hensikt med funksjonaliteten til use caset
Hensikten med dette use caset er å overvåke spenningen ved sluttbrukeres tilknytningspunkt for å melde fra om spenningsnivået har vært lavt eller høyt over en lengre periode.
Kort beskrivelse – maks 3 setninger
Use caset beskriver hvordan spenningen i et distribusjonsnett kan overvåkes av AMS og gi varsel ved alvorlig/varig brudd på grenseverdier. Meldingen vil ikke være en hastemelding/alarm i driftssentralen.

Nr.	Scenario-navn	Primær Aktør	Utløsende hendelse	Startbetingelser/ Starttilstand	Sluttbetingelser/ Slutt-tilstand
1	Kontrollere målinger mot grenseverdier	MDMS	Tidsur, periodisk gjennomgang		
2	Varsel ved varig høy/lav spenning	MDMS	Brudd på grenseverdi for spenning	Samme tilstand er ikke allerede varslet	Mottatt informasjonsmelding i DMS

For å se detaljer om stegene i scenariet henvises det til Use Case-samling TR A7412.

## A.22.2 Tester

Use caset er ikke testet, men use caset [Håndtere avbrudd i LS-nett](#) er testet, og har lignende krav til AMS-måler, HES, kommunikasjonssystem og DMS. I tillegg krever dette systemet at det i MDMS flagges når spenningen er over eller under en gitt grenseverdi, og om det to ganger på rad kommer flaggede data må det sendes en melding fra MDMS til DMS. I tillegg til kostnaden og utfordringene use caset Håndtere avbrudd i LS-nett representerer, så må det vurderes hvilke spenningsgrenser som skal settes for å sendes pushvarsel til DMS. Nytteverdien til use caset er å fungere som beslutningsstøtteverktøy i nettdrift og å forhindre skade på apparater hos kunder på grunn av for høye eller lave spenninger. Use caset har ikke høy nytte isolert sett, men om det har blitt bestemt at det skal overvåkes for farlige feil som fasebrudd, så vil den ekstra nytteverdien av use caset være høy i forhold til den lave ekstrakostnaden ved å implementere use caset.

## A.23 Undersøke om spenningsforhold er akseptable med aktuell kobling

### A.23.1 Kortversjon av use case

Beskrivelse av mål og hensikt med funksjonaliteten til use caset
Hente ut et entydig svar på hvorvidt "Forskrift om leveringskvalitet i kraftnettet" (FoL)s krav til langsomme spenningsvariasjoner er overholdt ved den aktuelle koblingssituasjonen i nettet.
Kort beskrivelse – maks 3 setninger
Use caset gir en beskrivelse på hvordan AMS kan brukes til å bekrefte eller avkrefte brudd FoLs krav om spenningsnivå hos en abonnent i aktuell koblingssituasjon, etter en omkobling i nettet. Dette er aktuelt ved midlertidige koblinger / nødkoblinger. Det utløses av at operatør på driftssentralen etterspør informasjonen via DMS.

Nr.	Scenario-navn	Primær Aktør	Utløsende hendelse	Startbetingelser/ Starttilstand	Sluttbetingelser/ Slutt-tilstand
1	Bekreftelse/avkreftelse høy/lav spenning	DMS	Driftssentralperson er usikker på om spenningsforhold hos sluttbrukere er akseptable etter en omkobling	AMS tilgjengelig for DMS gjennom HES	Bekreftelse/avkreftelse av tolerabelt spenningsnivå

For å se detaljer om stegene i scenariet henvises det til Use Case-samling TR A7412.

## A.23.2 Tester

Use caset er ikke testet, men har mange likheter med use caset [Avspørre AMS-måler fra DMS](#) som er testet. Disse use casene har de samme utfordringene, krav til implementering, og kostnad. Nyttene av use caset er kontroll på om tilstanden i nettet er akseptabel ved et gitt koblingsbilde. Denne nytten må veies sammen med nytten av de use casene som kan ha også krever at AMS-måleren skal kunne avspørres fra DMS, mot kostnaden av å kunne avspørre AMS-målere fra DMS.

## A.24 Feilregistrering og -lokalisering i høyspennings distribusjonsnett

### A.24.1 Kortversjon av use case

Beskrivelse av mål og hensikt med funksjonaliteten til use caset
Hensikten med dette use caset er å kunne raskt informere om, og lokalisere kortslutninger i høyspennings distribusjonsnett for å gi informasjon til å bruke som beslutningsgrunnlag.
Kort beskrivelse – maks 3 setninger
Use caset beskriver hvordan feilhåndteringssystemer mottar feilmeldinger fra vernutrustning og videreformidler disse til driftssentralen, og prøver å avspørre nettstasjonsutrustning (RTU) og for å forsøke å lokalisere kortslutningen i nettet.

Steg nr	Scenario-navn	Primær Aktør	Utløsende hendelse	Startbetingelser/ Starttilstand	Sluttbetingelser/ Slutt-tilstand
1	Utkobling og innsamling av feilstrøminformasjon	Vernutrustning	Feil oppstår i nettet	Vernutrustning er klar til å operere	Berørte avganger er koblet fra Melding og evt. data sendt til OMS
2	Feillokalisering og koblingsforslag	OMS	Melding om utkobling og feilstrøm mottatt	OMS har kontakt med DMS/SCADA og RTU/HES	Feillokasjon er presentert i DMS / SCADA, eventuell kobling utført
3	Lokalisering ikke mulig / data mangler	OMS	Melding om utkobling og feilstrøm mottatt	OMS har kontakt med DMS / SCADA og RTU / HES	Feillokasjon er utilgjengelig

For å se detaljer om stegene i scenariet henvises det til Use Case-samling TR A7412.

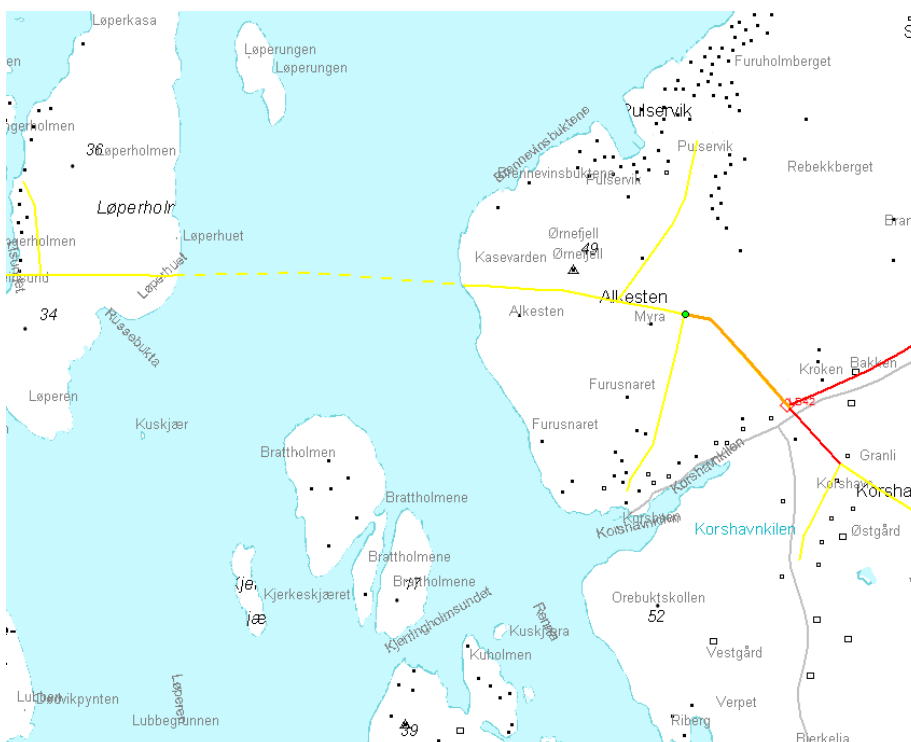
### A.24.2 Tester

Test av dette use caset ble gjennomført av arbeidsgruppe AG2.6 bestående av Kim Bergli (Fredrikstad EnergiNett AS), Kjell Anders Tutvedt (Hafslund Driftssentral AS) og Henning Taxt (SINTEF Energi). Det var deler av scenario 2 fra use caset; Feillokalisering og koblingsforslag som ble testet.

Testen tar for seg lokalisering av feilsted på bakgrunn av målte feilstrømmer på avgangsfeltet ut fra transformatorstasjonen. Utførelsen er gjort i ettertid av feilene, og dermed kunne faktisk feilsted sammenlignes med beregnet feilsted. Feilstrøm i hver enkelt fase er avlest fra opptak gjort med spenningskvalitetsmålenoder i Rød transformatorstasjon. Kortslutningsberegninger er gjennomført i GIS, altså uten bruk av DMS og utenfor driftssituasjon. Testen er dermed utført med bruk av samme beregningsverktøy som NIS benytter seg av slik at det er [steg 1 i scenario 2](#) som er testet, men ikke med bruk av vernets måling og registrering av feilstrømmene. Kalkulert avstand er en funksjon av målt feilstrøm og impedanser/NIS-data.

Steg Nr.	Beskrivelse av Prosess/ Aktivitet	Resultat og erfaringer fra test
1	Lokaliserer feil, sammenstiller og presenterer informasjonen	<p>Lokalisering forutsetter to-polt eller tre-polt kortslutning. I en driftsituasjon vil ikke alle bryterfall være av denne type. En mulig løsning er å ta i bruk retningsbestemt jordslutningsindikator til lokalisering ved jordfeil.</p> <p>Beregningene forutsetter at feilstrømmen kun begrenses av overliggende forsyning og nettimpedansen frem til feilstedet. Beregnet feilsted var i undersøkelsen både foran og bak faktisk feilsted. Sikkerhetsmargin på beregnet feilsted bør implementeres. F.eks. bør man ved beregnet feilsted like utenfor en lastbryter være spesielt oppmerksom på dette når man utfører seksjonering/prøvekobling.</p> <p>Beregninger forutsetter at nettdokumentasjon er korrekt og oppdatert og ved store avvik kan man igangsette arbeid for kontroll av faktiske tverrsnitt, etc.</p> <p>Det ble erfart et avstandsavvik på omkring 10 % på en lang radial som ledet mye kraft. Hvorvidt avviket vil være større i kortere radialer, f.eks. med kun kabelnett og høyere kortslutningsytelse er ikke avklart. Erfaring må dermed innhentes i flere ulike typer nett.</p> <p>Radialene brukt i testen hadde flere forgreninger, noe som potensielt resulterer i flere anslåtte feilsteder. Kortslutningsindikatorer i de tidligste større forgreninger vil kunne gi korrekt retning og lokasjon.</p>

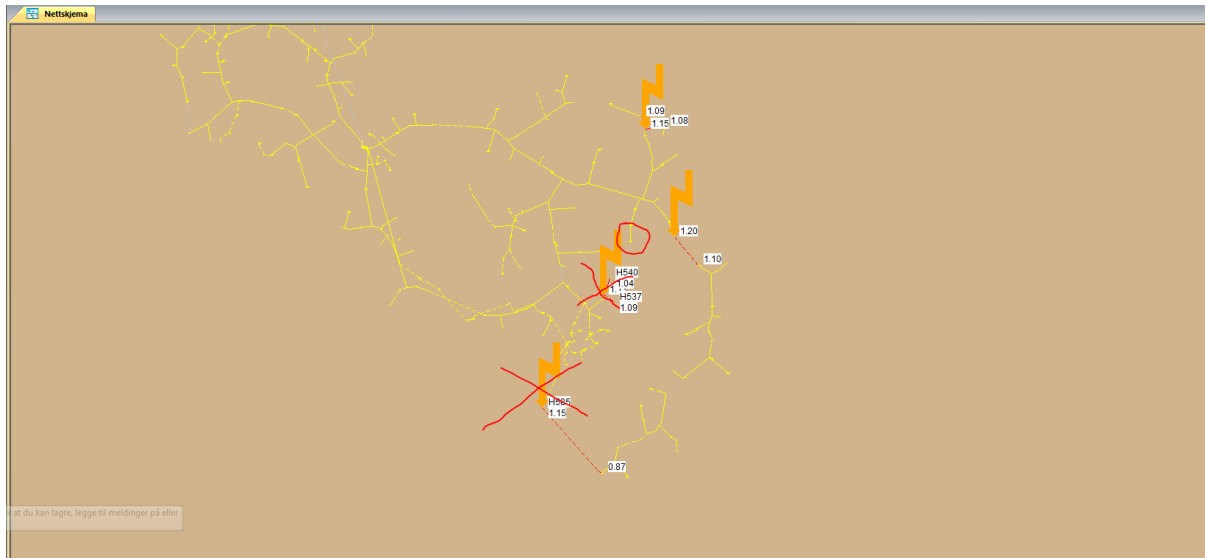
Figur 20 viser en feil på endeavslutning, 3-fase kortslutning, med målt feilstrøm 2,47kA. Her var det omtrent 2 km (10 %) avvik mellom beregnet og faktisk feilsted. Feilen var like ved Løperhuet, beregnet feilsted i rødt ved Kroken.



**Figur 20: Presentasjon av beregnet feilsted med rød markering i kart.**

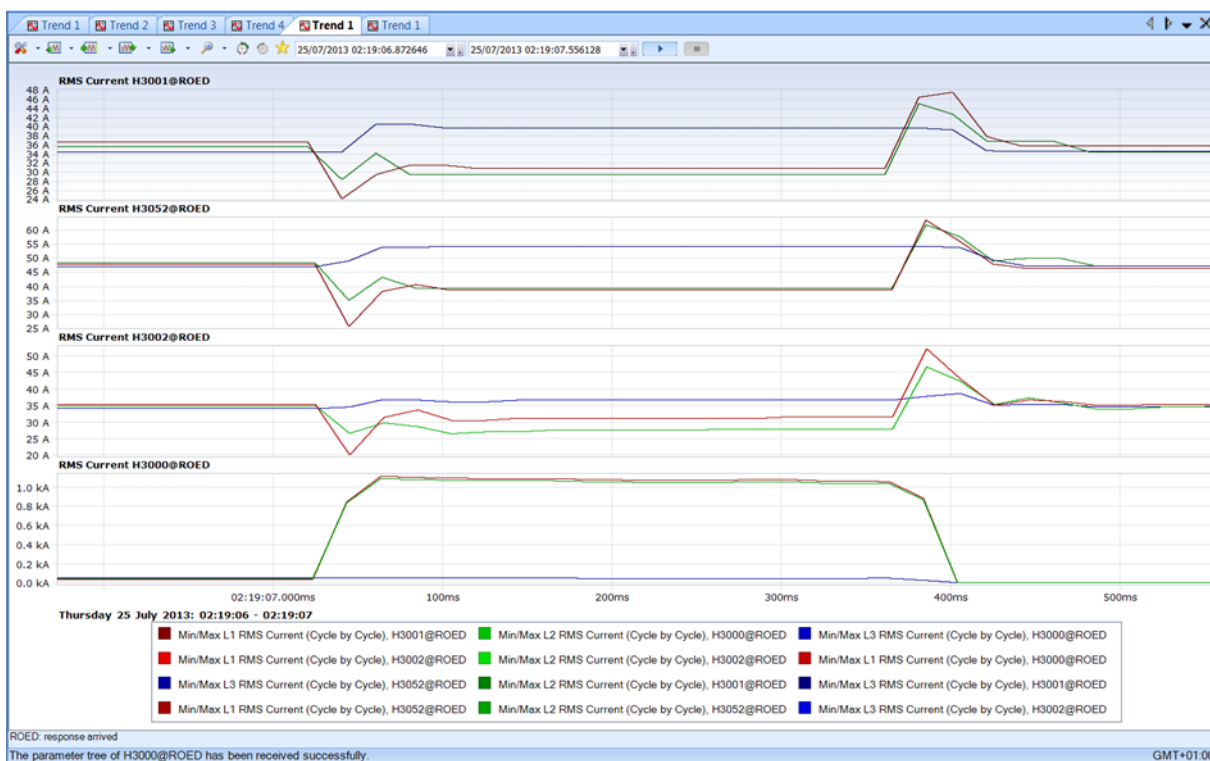
Figur 21 viser et annet eksempel med trafohavari under tordenvær. Dette var en 2-fase kortslutning, feilstrøm 1,11kA. Her er beregnet feilsted noe lenger ut på kursen enn faktisk feilsted. Her ble det vellykket GIK (gjeninnkobling) på avgangen, kundene ringte inn senere og opplyste om at de fortsatt ikke hadde strøm. Siden

impedansen mellom feilsted og transformator brukes til å beregne feilsted, så kan det bli flere mulige alternativer. Som figuren viser er det noen av alternativene som kan utelukkes fordi det ikke er feil på den avgangen fra transformatoren.



**Figur 21: Mulige feilsteder ved transformatorhavari markert i NIS**

Figur 22 viser feilstrømmen på avgangen til transformatoren med feil under feilforløpet (nederst) og strømmen på de andre avgangene.



**Figur 22: Strømmer på avgangene til transformatoren med feil.**

### A.24.3 Muligheter og utfordringer

Gjennom testen har det kommet frem et viktig funn hva gjelder innsamling av feilstrømsverdier registrert i vern. Flere steder er både vern og RTU/stasjonsdatamaskin kapabel til oppgaven, men det mangler digital kommunikasjon mellom disse (f.eks. kan det være kun X-koblinger for signaler). Egnet kommunikasjonsmedium mellom instrument og RTU/stasjonsdatamaskin kan her legges opp, eller man kan vurdere å teste ut alternative løsninger. Eksempler på dette kan være ekstra I/O-kort til RTU som samler fasestrømmene på utvalgte avganger og gir RTU mulighet til å registrere feilstrømverdiene og sende disse inn.

### A.24.4 Innspill til kravspesifikasjon

System	Krav ID	Navn	Beskrivelse	Relasjon til annet krav
Nettstasjon	5.6	Samle og sende feilstrømsverdier	Samle og sende feilstrømstørrelse, berørte faser, tidsstempel og lokasjon fra retningsbestemt kortslutningsindikator.	12.1
DMS	6.4	Presentere informasjon fra applikasjoner	Presentere informasjon fra ulike applikasjoner gjennom et API.	10.1, 12.1
Vern/RTU	11.1	Samle og sende feilstrømsverdier.	Samle inn og oversende feilstrømstørrelse, berørte faser, tidsstempel og lokasjon.	12.1
Vern/RTU	11.2	Samle og sende feilstrømsverdier.	Samle inn og oversende feilstrømstørrelse, berørte faser, tidsstempel og lokasjon fra retningsbestemt kortslutningsindikator i store forgreningspunkter.	12.1
Feilanalysator	12.1	Analysere feilstrømmer	Motta feilstrømstørrelse, berørte faser, tidsstempel og lokasjon, og analysere nettimpedans for å finne sannsynlig feilsted.	5.6, 11.1, 11.2

### A.24.5 Kost/nytte

Kost-nytte-aspekter (aggregert)	
Indikatorer	Kommentar
Økonomi	Investeringskostnaden for å kunne ta i bruk funksjonaliteten kan variere fra stor til nærmest ubetydelig. Kostnader kan øke noe, men ikke betydelig dersom man benytter seg av komponenter man allerede har eller uansett hadde kjøpt inn (f.eks. vern, RTU). Kostnadsreduksjonene vil kunne være betydelige når det gjelder avbruddskostnader.
Pålitelighet - KILE	Metoden har potensial til å føre til betydelige besparelser av avbruddskostnader. Ved varige feil vil metoden redusere seksjoneringstiden, og seksjoneringstid vil gå i større grad være utrykningstiden. Ved forbigående feil som medfører vellykket manuell prøveinnkobling eller vellykket GIK vil metoden gi muligheter for å igangsette befaringer omkring feilstedet for å se etter og eventuelt reparere/skifte ut komponenter som kan svikte forbigående på nytt eller varig. Med andre ord kan man drive en mer målrettet befaring og mer presise reinvesteringer på feilbefengte avganger.  Pålitelighetsfaktorene det er mest sannsynlig vil bli forbedret er dermed SAIDL, samt SAIFIK og SAIFIL dersom man benytter informasjonen til å utføre preventivt vedlikehold.
Spenningskvalitet	Færre prøvekoblinger gir potensielt færre kortvarige underspenninger for kunder på samme transformatorkrets.
Kundeservice	Raskere lokasjon av feilen vil gi mulighet for mer presis informasjon til kundene.

Sårbarhet	Dersom beregningen av en eller annen grunn blir veldig feil kan man ende med å bruke lenger tid på å rette feilen enn det ville tatt uten funksjonaliteten. Man kan risikere å sende feilretterne til et helt annet sted enn der feilen faktisk befinner seg.
Personssikkerhet (publikum)	Muligens noe redusert risiko for publikum på grunn av færre prøvekoblinger.
Omdømme/PR	Potensielt bedre omdømme
<b>Kost-nytte-aspekter (detaljert) Legg til relevante indikatorer</b>	
<b>Indikatorer – legg til flere selv</b>	<b>Kommentar</b>
KILE	I forbindelse med Rød trafostasjon utgjør utrykningstiden i snitt ca. kun en tidel koblingstiden. Dette understreker at potensialet for redusert SAIDI og KILE kan være betydelig.

Dersom man allerede har DMS med kortslutningsberegningssfunksjonalitet kan det i enkelte transformatorstasjoner kun være en parameterisering av RTU/stasjonsdatamaskin som må gjøres (low hanging fruit). I verste fall må man anskaffe kortslutningsberegningsprogramvare til bruk i driften, skifte vern og RTU, samt føre frem fiber fra vernene.

SAIDI<sub>L</sub> (System average interruption duration index): Sum varighet av langvarige avbrudd over året dividert på antall sluttbrukere siste dag i året

SAIFI<sub>L</sub> (System average interruption frequency index): Sum antall langvarige avbrudd over året dividert på antall sluttbrukere siste dag i året.

SAIFI<sub>K</sub> (System average interruption frequency index): Sum antall kortvarige avbrudd over året dividert på antall sluttbrukere siste dag i året.

Beregningseksempel fra Hafslund:

**Tilnærming:** Kortslutningsberegninger for avstandsestimering og kortslutningsindikator i alle sentrale forgreningspunkt. Antar at det er et neglisjerbart antall kunder er ute i hele reparasjonstiden, eventuelt fjernstyrt reserveinnmating.

**Antatt virkning:** Avbruddsvarighet er tilsvarende utrykningstid (30 min).

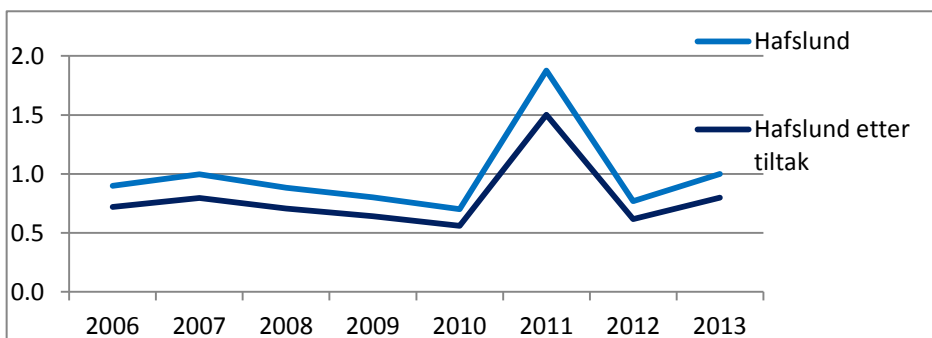
Et alternativ er kortslutningsindikator i kun viktige forgreningspunkt kombinert med avstandsestimering basert på verninformasjon.

Men her må man være OBS: Avstandsestimering basert på feilstrøm er dårlig egnet ved jordfeil. (**Antatt 50 % av feilene.**)

**Resultat:**

Besparelse på 9 millioner kr KILE per år. Dette er 30 % reduksjon av KILE knyttet til høyspenningsdriftsforstyrrelser.

Lønnsomt ved investering på 75 millioner kr. Omkring en halv million kr per transformatorstasjon, i tillegg kommer investering i indikatorer.



**Figur 23: 20 % redusert SAIDI**

Interessant om SAIFI: 35 % av alle delavbrudd knyttet til høyspenningsdriftsforstyrrelser er "tilleggsavbrudd", som altså teller med selv om ikke det er snakk om en ny hendelse. Disse utgjør ca 20 % av total mengde kundeavbrudd over 3 min. Ved bruk av estimert avstand til feilsted ved kortslutninger vil man altså kunne anta en reduksjon på 10 % av total langvarig SAIFI.



## A.25 Importere, oppdatere kart- og nettdata i DMS

### A.25.1 Kortversjon av use case

Beskrivelse av mål og hensikt med funksjonaliteten til use caset
Gjøre DMS funksjonell med nødvendig import/oppdatering av nett-topologi, komponentdata og bakgrunnskart. Aktuelt ved anskaffelse av DMS men også relevant for periodisk systemoppdatering.
Kort beskrivelse – maks 3 setninger
For at DMS skal ha noen funksjon må informasjon om nettet være tilgjengelig og informasjon om nettets tilstand må være tilgjengelig. Netthinformasjonen må være oppdatert til enhver tid. <ul style="list-style-type: none"> <li>• Importere/oppdatere kartlag</li> <li>• Importere/oppdatere komponentlag</li> <li>• Importere/oppdatere komponentdata</li> <li>• Importere/oppdatere driftsinformasjon</li> </ul>

Nr.	Scenario-navn	Primær Aktør	Utløsende hendelse	Startbetingelser/ Starttilstand	Sluttbetingelser/ Slutttilstand
1	Importere/oppdatere kartlag	DMS	Første gang og periodisk		Oppdatert kart er tilgjengelig i DMS
2	Importere/oppdatere komponentlag	DMS	Første gang og periodisk		Oppdatert komponentlag er tilgjengelig i DMS
3	Importere/oppdatere komponentdata	DMS	Første gang og periodisk		Oppdaterte komponentdata er tilgjengelig i DMS
4	Importere driftsinformasjon	DMS	Periodisk og ved push-melding fra SCADA		Oppdatert informasjon om aktuelle koblinger, spenninger og effektlyt er tilgjengelig i DMS
5	Kvalitetssikre importert informasjon	Drifts-sentralperson			

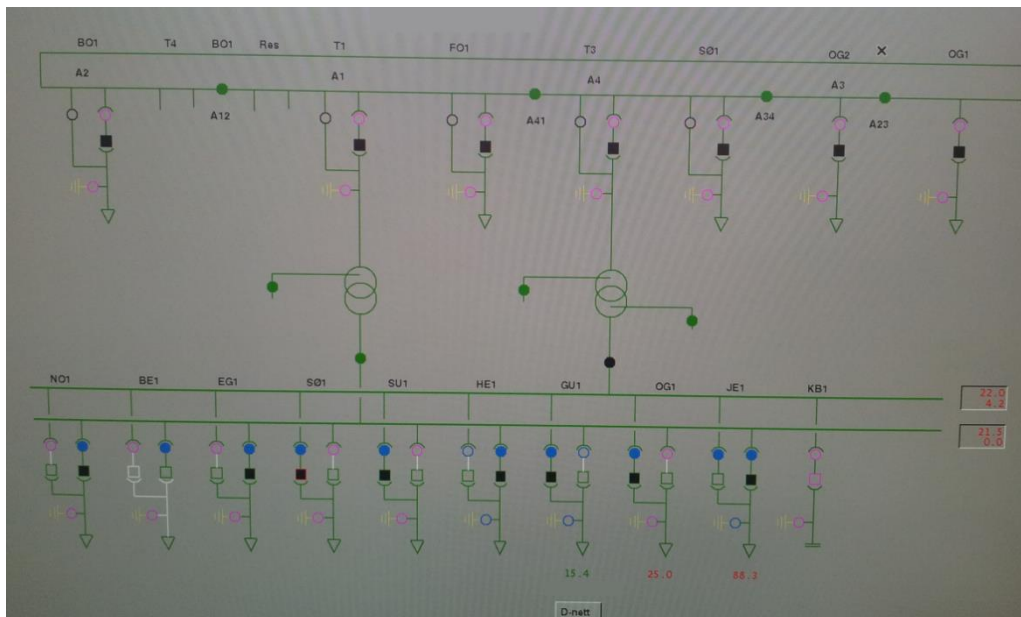
For å se detaljer om stegene i scenariet henvises det til Use Case-samling TR A7412

### A.25.2 Tester

Det tilfellet som er gjengitt her gjelder migrasjon av data i forbindelse med anskaffelse av DMS til et demoprojekt. I forbindelse med demoprojektet er det naturligvis gjort en del valg som ikke ville vært slik i en fullskala DMS. Informasjonen i denne delen er fremskaffet gjennom intervju med involverte i nettselskapet.

Scenario Nr.	Beskrivelse av Prosess/ Aktivitet	Resultat og erfaringer fra test
1	Importere/oppdatere kartlag	<p>Nettselskapet har ikke utført noen import eller oppdatering av kart. Datafil med kart har blitt sendt til leverandøren, som har lagt kartet inn i DMS, i tråd med avtalt leveranse. Kartformatet er da .dfx. Det er ukjent hvordan dette gjøres og om automatisk import/ oppdatering er mulig. Det er en stor fordel om import og eksport av data er mulig.</p> <p>Leveransen inkluderte én import av kart. En kartfil som var ment som en test ble importert til DMS og av leverandøren tolket som fullført leveranse. Ny import av kart vil være en ny leveranse. Beror på en misforståelse mellom partene.</p>

Scenario Nr.	Beskrivelse av Prosess/ Aktivitet	Resultat og erfaringer fra test
2	Importere/oppdatere komponentlag	<p>Import av nettdata var ikke mulig. Det ville kreve en stor innsats å programmere en slik overføring av nettdata fra eksisterende nettinformasjonssystem. Som resultat av dette ble det besluttet å tegne nettet på nytt i DMS. Arbeidsinnsatsen for dette ble anslått til cirka 2 måneder arbeid for de 854 kundene fordelt på 30 nettstasjoner.</p> <p>Eventuelle endringer /oppdateringer av nettinformasjon må gjøres manuelt i DMS.</p> <p>Nettselskapet har erfaringer med migrasjon av nettinformasjon i høyspenningsnettet fra tidligere. Det ble da laget en integrasjon for automatisk overføring og oppdatering av data. Integrasjonen tok da anslagsvis to årsverk å utvikle.</p>
3	Importere/oppdatere komponentdata	Samme som for "Importere/oppdatere komponentlag"
4	Importere driftsinformasjon	<p>Det ble opprettet import av driftsinformasjon fra eksisterende SCADA til DMS med ELCOM. Dette fungerte først ikke. Eksisterende SCADA og DMS var fra ulik leverandør og lang tid gikk med til feilsøking. Feilen viste seg å ligge i en timer i eksisterende SCADA.</p> <p>En transformatorstasjon ble tegnet inn i DMS og oppdateres hvert tiende sekund med data fra SCADA</p>



Figur 24: Skjerm bilde fra DMS med tegning av transformatorstasjonen som forsyner demoområdet.

### A.25.3 Muligheter og utfordringer

En utfordring med anskaffelsen var manglende definisjon av DMS. Det mangler en felles forståelse av hva en DMS er og hvilke funksjoner som ligger i et slikt system. Det er derfor viktig å definere funksjonene eller use casene en DMS skal utføre. Erfaringene tilsier at en DMS ikke er en ferdig pakke som bare kan kjøpes og brukes. Anskaffelsen må planlegges nøye og alle ledd av implementeringen må tas hensyn til. Uten integrasjon mot andre systemer har DMS ingen funksjon, og det er helt klart ønskelig at DMS kan importere og eksportere

data. Kommunikasjonsprotokoller mellom systemene var også vanskelig å implementere og bør tenkes på ved en anskaffelsesprosess.

I dette tilfellet ble programvarelisensen gitt vederlagsfritt, mens support og hardware måtte bekostes av demoen. I denne anskaffelsesprosessen var det flere viktige tema som var utelatt. Et av disse var migrasjon av data til systemet, som beskrevet i testseksjonen. Selv om denne prosessen ikke vil være representativ for en fullskala løsning, viser det noen av de elementene som må vurderes ved anskaffelse av DMS.

#### A.25.4 Innspill til kravspesifikasjon

System	Krav ID	Navn	Beskrivelse	Relasjon til annet krav
NIS	4.5	Eksportere data	Eksportere nettinformasjonsskjema og resultater fra lastflyt med standardisert protokoll.	6.6
DMS	6.6	Eksportere/importere data	Eksportere/importere data som kart og nettinformasjonsskjema.	4.4

#### A.25.5 Kost/nytte

Å sikre anskaffelse av programvare som gjør det mulig å importere kartdata fra andre programmer kan være svært tid og kostnadsbesparende.

## B Mal for evaluering av use case

# Evaluering / testing av USE CASE

### 1 Generelt

Denne malen er utviklet i forbindelse med DeVID-prosjektet for å legge til rette for strukturert evaluering, testing og forbedring av Use Case. Malen omfatter mange aspekter, men det er ikke slik at alle punkt må fylles ut for at tilbakemeldingen skal være verdifull. Bruk tiden der det er noe konkret å melde, og la resten stå åpent.

#### 1.1 Navn på Use Case

ID	Navn

#### 1.2 Versjon av Use Case

Versjon	Dato	Navn på forfatter	Status til use caset

#### 1.3 Involverte personer

Personer involvert i evaluering / test	Tilhørighet	Tittel / Ekspertise

#### 1.4 Informasjon om evaluering/ test

Med test menes praktisk gjennomføring av hele eller deler av Use Caset. Med evaluering menes gjennomlesning med tilbakemelding på Use caset og use case beskrivelsen

Dato	Varighet	Hvilke deler av use case testes/ evalueres	Test	Evaluering
← sett kryss				
<b>Beskrivelse av evaluering / test</b>				

## 2 Evaluering av Use Case-beskrivelsen

Denne delen benyttes for å kommentere og foreslå endringer til Use Case beskrivelsen. Det er lagt opp til tilbakemelding følger strukturen i Use Caset

Kolonnen *Kritisk* benyttes for å angi hvor viktig kommentaren / endringen er for at use caset skal oppfylle sin hensikt.

Kapittel nummer	Overskrift	Kommentar/ Forslag til endringer	Kritisk (1-3)
1.5	Use casets mål, hensikt, anvendelse		
1.6	Kontekst/ Narrativ/ Brukerhistorie		
2	Diagram		
<b>Annen tilbakemelding på use case-beskrivelsen</b>			

## 3 Evaluering / test: Steg for steg

Fyll inn kommentarer eller forslag til endringer i tabellene under. Legg til flere rader og tabeller etter behov. Kolonnen *Kritisk* benyttes for å angi hvor kritisk problemene er for at use caset skal oppfylle sin hensikt.

Scenario Navn:			
Steg Nr.	Problemer (faktiske og potensielle) Erfaringer	Forslag til forbedring	Kritisk (1-3)

Scenario Navn:			
Steg Nr.	Problemer (faktiske og potensielle) Erfaringer	Forslag til forbedring	Kritisk (1-3)

#### 4 Kost/nytte-vurderinger

Personssikkerhet	
Risikovurdering personssikkerhet (kort beskrivelse)	
Personssikkerhet detaljert	
Parameter	Beskrivelse
Personssikkerhet (ansatte)	
Personssikkerhet (publikum)	

Risikovurdering økonomi (kort beskrivelse)

Kost-nytte-aspekter (aggregert)			
Indikatorer	Score	Enhet	Kommentar
Økonomi			
Pålitelighet - KILE			
Spenningskvalitet			
Kundeservice			
Sårbarhet			
Personssikkerhet (ansatte)			
Personssikkerhet (publikum)			
Miljøvirkninger			
Omdømme/PR			
Kost-nytte-aspekter (detaljert) Legg til relevante indikatorer			
Indikatorer – legg til flere selv	Score	Enhet	Kommentar
Investeringskostnader			
KILE			
Plass til utdypende kost/nytte-vurderinger			

#### 5 Annet

Andre erfaringer/ kommentarer

## C Vurdering av autonom bryterfunksjon ved farlige situasjoner i el-forsyningen

### C.1 Bakgrunn

Dette notatet er utarbeidet som en del av arbeidet i DeVID-prosjektet. Prosjektet som helhet skal belyse deler av SmartGrid-tematikken, blant annet med fokus på nytteverdier av AMS<sup>1</sup> ut over fakturering av forbruk. I arbeidspakke 2 har det kommet forslag til nye funksjonaliteter som kan gi ulike former for nytte. Flere av disse vil utformes som Use Case-beskrivelser og testes ut.

Dette notatet tar opp forhold knyttet til en ekstra sikkerhetsfunksjon i AMS måleren. Denne funksjonen innebærer at måleren kan detektere potensielt farlige situasjoner i nettet og kan bryte forsyningen til kunde for å beskytte denne. Slike situasjoner kan være varig høy spenning, brutt N-leder, fasebrudd og varig stor usymmetri.

### C.2 Generelt om bryting / struping med AMS

Bryteren i AMS-målerne er i første omgang definert av kravene i AMS-forskriften.

I § 4-2. *Funksjonskrav*, bokstav e) står det:

- [AMS skal] kunne bryte og begrense effektuttaket i det enkelte målepunkt, unntatt trafomålte anlegg,

Ut over det er det ikke spesielt angitt i forskriftene hva bryterne skal kunne benyttes til. I SINTEF-rapporten "Risikovurdering av AMS" (2012) er imidlertid følgende mulige bruksområder nevnt:

- Opphør av abonnement ved flytting (kundehåndtering)
- Utkobling av målepunkt eller struping av effektuttak ved manglende betaling (kundehåndtering)
- Hurtigere gjenoppretting etter feil (nettdrift)
- Effektbegrensning i høylastperioder (nettdrift)
- Utkobling av målepunkt i forbindelse med planlagt utkobling (f.eks. ved vedlikehold av nett – nettdrift)
- Utkobling eller struping av forbruk i en beredskapssituasjon (rasjonering)

Det uklart hvordan flere av disse bruksområdene skal kunne realiseres i praksis, og etter avklaringer omkring blant annet bryterens sikkerhetsnivå med NVE<sup>2</sup> og DSB<sup>3</sup>, er det de to første punktene som står igjen som hovedbruksområde for bryteren.

#### C.2.1 DSBs uttalelser angående bryterfunksjon

Det har pågått en prosess for å avklare hvilket sikkerhetskrav som stilles til en intern bryter i AMS-måleren.

I Elsikkerhet nr. 80 (2012) skriver DSB om kravene til bryterne i AMS-målerne (utdrag):

- Utstyr for frakobling og utkobling skal bryte alle spenningsførende ledere – dvs. alle faseledere.
- For N-leder gjelder samme krav til frakobling og utkobling som for faseledere – dvs. at denne også skal brytes samtidig.
- Utstyret og funksjon må være tydelig merket.
- Frakobling som er utført lokalt må bare kunne gjeninnkobles lokalt.

<sup>1</sup> Avanserte måle- og styringssystemer

<sup>2</sup> NVEs brev til Energi Norge av 01.10.2012 "Om bryterfunksjonalitet ved innføring av AMS"

<sup>3</sup> DSB, Elsikkerhet nr.82 (2012)

I Elsikkerhet nr. 82 (2012) kommer DSB med en endring/oppdatering omkring bryterne i AMS-målerne (utdrag):

Bryter i AMS-måler er ikke ment å fungere som frakoblingsbryter, men skal fungere som en utkoblingsbryter. Det forutsettes at det finnes en allpolig frakoblingsbryter før AMS-måler. For utkoblingsbryter er kravet at alle faseledere (L1, L2 og L3) skal brytes, men det er ikke krav om utkobling av N-leder. Den interne bryterfunksjonen skal ikke benyttes ved elektriske arbeider og målinger i det elektriske anlegget og anlegget må anses som spenningsførende selv når anlegget er utkoblet.

[...]

I nærheten av eller på AMS-måler med utkoblingsbryter må det derfor monteres en advarselsmerking med følgende tekst:

**«ADVARSEL: Målerens bryter må ikke anvendes som sikkerhetsbryter – anlegget må anses som spenningsførende og berøringssfarlig selv når bryter i måler er koblet ut.»**

Denne endringen er en betydelig lettelse av kravene som tidligere ble skissert, og en harmonisering i forhold til det dagens målere er designet for.

### C.3 Automatisk bryting ved registrert feiltilfelle

Bakgrunnen for dette dokumentet er vurderingen av et nytt bruksområde for bryteren i AMS-måleren. Dersom måleren er i stand til å registrere at en feil i nettet som kan innebære en fare for sikkerheten i anlegget, bør det være mulig å benytte den interne bryteren for å beskytte anlegget. Kandidater for slike farlige situasjoner er:

- Varig overspenning
- Brutt N-leder
- Fasebrudd
- Meget stor spenningsusymmetri
- Høy jordstrøm
- Feil faserekkefølge

#### C.3.1 Nytte av automatisk bryting

Nytten av en slik funksjon vil i hovedsak være økt sikkerhet i det elektriske anlegget. De feiltilfellene som er nevnt kan føre til havari av utstyr og i ytterste konsekvens brann. Å forebygge disse tilfellene vil dermed kunne gi økt personsikkerheten og sikre materielle verdier. Hvor mye en slik endring vil utgjøre, er imidlertid vanskelig å tallfeste. Det vil kreve videre arbeid.

For å vurdere nytten av funksjonen, må det kartlegges hvor hyppig de nevnte situasjonene opptrer og hvilke konsekvenser de har i dag.

#### C.3.2 Gjeninnkobling

En utfordring ved denne funksjonen er håndteringen av gjeninnkobling. Det stiller krav til at rutiner er på plass for å utbedre eventuelle feilsituasjoner og sørge for sikker gjeninnkobling når situasjonen er normalisert. Dersom nettselskapet måtte aktivere gjeninnkobling av en og en måler ville det være meget tidkrevende, kollektiv gjeninnkobling ville være ønskelig.

DSB har ikke uttalt seg om spesielle krav til gjeninnkoblingen av bryteren i AMS-måleren, med mindre bryteren skal fungere som frakoblingsbryter. I det tilfellet må frakobling som er utført lokalt bare kunne gjeninnkoples lokalt. Det er som nevnt ikke et krav at bryteren i AMS-måleren skal være frakoblingsbryter.



### **C.3.3 Innvirkning på den totale sikkerhet og leveringskvalitet**

Funksjonens selektivitet er kritisk for at den ikke skal føre til en forringelse av leveringskvaliteten, det vil si at kun reelt farlige situasjoner må føre til utkobling.

Automatisk bryterfunksjon kan øke risikoen for masseutkobling av kunder. Dersom endring av grenseverdiene for utkobling kan settes kollektivt for mange målere, må denne funksjonen vurderes på samme måte som masseutkobling omtalt i "Risikovurdering av AMS" (SINTEF 2012) og NVEs brev "Om bryterfunksjonalitet ved innføring av AMS". Må kanskje stilles høye krav til sikkerhet.

En totalvurdering må ta opp i seg både den økte sikkerheten og den økte risikoen, for å belyse om funksjonen innebærer en forbedring eller forverring av sikkerhet/ leveringskvalitet.

## **C.4 Oppsummering**

For å vurdere nytten av funksjonen må forekomsten og konsekvensen av de nevnte farlige situasjonene kartlegges.

Funksjonen vil kunne påvirke leveringskvaliteten og den helhetlige sårbarheten til systemet. Dette må i så fall undersøkes videre.

Kostnader knyttet til oppfølging av funksjonen, spesielt gjeninnkobling, kan bety noe.



Teknologi for et bedre samfunn

[www.sintef.no](http://www.sintef.no)