

Indikatorer for sårbarhet og leveringspålitelighet i kraftnett

Jostein Lille-Mæhlum

Master of Science in Electric Power Engineering
Innlevert: juni 2013
Hovedveileder: Gerd Kjølle, ELKRAFT

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet
Institutt for elkraftteknikk

Problembeskrivelse

Det er et behov for å overvåke sårbarhet i kraftnett for nettselskaper. Dette kan blant annet gjøres med bruk av sårbarhetsindikatorer rettet mot ekstraordinære hendelser som kan oppstå i kraftnettet. Indikatorer som beskriver sårbarheten til kraftnettet i dag, betegnet lagging indikatorer, er etablert i prosjekter utført av SINTEF Energi AS. Det er imidlertid en utfordring til hvordan indikatorer som beskriver den framtidige sårbarheten til kraftnettet kan etableres. Denne type indikator betegnes leading indikator. I denne oppgaven skal det derfor ses nærmere på hvordan dette kan gjøres. For å kunne etablere en leading sårbarhetsindikator kan det være en fordel å ta utgangspunkt i lagging indikatorer. Dette på grunn av at det er en sterk sammenheng mellom disse. Oppgaven går derfor ut på følgende:

- Beskrive nødvendig rammeverk og metodikk for etablering av lagging- og leading sårbarhetsindikator.
- Finne hvilke sårbarhetsaspekter som det er relevant for et nettselskap å etablere leading indikatorer for. Disse kan kategoriseres under gruppene trusler, følsomhet, håndteringsevne og kritikalitet.
- Det skal videre velges ut enkelte av sårbarhetsaspektene, og etablere lagging- og leading indikatorer for disse. Disse skal eksemplifiseres og testes ut basert på data fra Skagerak Nett AS. Indikatorene skal dekke flere elementer i sårbarhetsbildet. I forbindelse med etablering av sårbarhetsindikatorer vil det også kunne etableres indikatorer for leveringspålitelighet.
- Vise hvordan indikatorene kan benyttes til å beskrive utviklingen i sårbarhet. Herunder inngår å presentere resultatene indikatorene gir, og vurdere utviklingen i sårbarhet sett ut fra disse.

Opgaven er gitt i samarbeid med SINTEF Energi AS og Skagerak Nett AS.

Faglærer/hovedveileder:

Gerd Kjølle

Medveileder:

Matthias Hofmann

Kontaktperson ved Skagerak Nett AS:

Eivind Gramme

Forord

Denne masteroppgaven er avslutningen i studiet «Electric Power Engineering» ved institutt for elkraftteknikk, på Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet (NTNU). Oppgaven utgjør de siste 30 studiepoengene ved studiet, og er skrevet vårsemesteret 2013.

Opgaven er gitt i samarbeid med SINTEF Energi AS og Skagerak Nett AS, og tar for seg hvordan sårbarhetsindikatorer for kraftnett kan etableres. Det er i den sammenheng utarbeidet lagging- og leading indikatorer for deler av regionalnettet til Skagerak Nett AS. Masteroppgaven bygger videre på fordypningsprosjektet «Sårbarhetsindikatorer for kraftledninger», som ble utført av undertegnede høstsemesteret 2012. Fordypningsprosjektet kan betraktes som supplerende informasjon til emnet.

Jeg ønsker å takke min hovedveileder Gerd Kjølle, seniorforsker ved SINTEF Energi AS og professor II ved NTNU, for meget god veiledning i prosjektet. Hun har kommet med mange gode og inspirerende innspill, og holdt meg på rett kjøl i arbeidet med masteroppgaven. Min medveileder Matthias Hofmann, forsker ved SINTEF Energi AS, fortjener også en stor takk. Han har kommet med gode forslag underveis i prosjektet, og vært et godt bindeledd mellom meg og Skagerak Nett AS for å etablere kontakt og samarbeid. I tillegg ønsker jeg å takke Hanne Vefsnmo ved SINTEF Energi AS for anskaffelse av nødvendig datagrunnlag til arbeidet.

Skagerak Nett AS har vært en meget god samarbeidspartner i dette prosjektet. Først ønsker jeg å takke Eivind Gramme for å gjøre dette samarbeidet mulig. Han har invitert meg til deres kontorer i Tønsberg, og sammen med Tor Eriksen, fagsjef i nettutvikling/systemanalyser i Skagerak Nett AS, gitt meg utfyllende informasjon om deres regionalnett, og kommet viktige innspill til utvikling av indikatorer. Dette setter jeg stor pris på, og gav meg et godt grunnlag for arbeidet med oppgaven. I tillegg har både Eivind og Tor vært behjelpelige med anskaffelse av ytterligere datagrunnlag senere i prosessen. I tillegg ønsker jeg å takke Svjetlana Pudar Jeftic, Vidar Berg og Roger Bjørnberg ved Skagerak Nett AS, for informasjon de har bistått med, og raske tilbakemeldinger på mine spørsmål.

Jostein Lille-Mæhlum

Trondheim, juni 2013.

Sammendrag

Det er et behov for å overvåke sårbarhet i kraftnett. Indikatorer kan benyttes til dette formålet, og det skilles mellom såkalte lagging- og leading indikatorer. Lagging sårbarhetsindikatorer beskriver sårbarheten i kraftnettet i dag, basert på historiske data, mens leading sårbarhetsindikatorer beskriver sårbarheten i framtiden. I denne oppgaven ble det derfor sett nærmere på hvilke aspekter som er viktig å overvåke i kraftnettet for et nettselskap, og hvordan det kan etableres sårbarhetsindikatorer for noen utvalgte aspekter. Det ble etablert lagging- og leading sårbarhetsindikatorer for deler av regionalnettet som eies og driftes av Skagerak Nett AS.

Sårbarhetsaspektene som i denne oppgaven ble ansett som aktuelle å etablere indikatorer for, var driftspåkjenninger i forbindelse med utfall av kraftledninger. På den måten ble også enkelte forhold som angår leveringspålitelighet inkludert i indikatorene. Utfallsanalyser ble utført med simuleringprogrammet PSS/E fra Siemens. Følgende indikatorer ble etablert for år 2012 (lagging indikatorer) samt årene 2017 og 2022 (leading indikatorer):

- Feilfrekvens på kraftledninger (feilsannsynlighet)
- Belastningsgrad på anleggsdeler
- Kaskaderende hendelser i kraftnettet
- Reparasjonstid
- Avbrutt effekt
- Kritiske laster i kraftnettet
- Kostnader ved avbrudd (KILE-kostnader)
- Kombinerte indikatorer for alle enkeltindikatorer

I prosessen med etableringen av indikatorer ble det avdekket flere utfordringer. En av disse viste seg å være hvordan man skal komme fram til et datagrunnlag for de framtidige forholdene som inngår i beregningen av indikatorer. Det ble også funnet at det kan være vanskeligheter med hvordan kombinerte indikatorer skal etableres. Herunder inngår blant annet hvordan aggregering og vektning av indikatorer skal gjøres.

Resultatene fra indikatorene viser at kraftnettet er lite sårbart overfor enkeltutfall av kraftledninger. Dette gjelder både for lagging- og leading indikatorer. Det ble funnet at dersom maksimallasten øker mer enn prognosene tilsier, kan det oppstå flere hendelser i kraftnettet i år 2022 som medfører overlast. Et av de simulerte utfallene fikk i tillegg flere kaskaderende hendelser, og større konsekvenser. Utfallskombinasjoner av to kraftledninger ble simulert, og indikatorene for disse hendelsene viste at det kan oppstå utfall som er meget kritiske, men at sannsynligheten for at de skal inntreffe er liten. Det ble funnet at sårbarheten overfor utfallskombinasjoner av to kraftledninger er høyest i år 2022.

Arbeidet viser at indikatorer for å overvåke sårbarhet i kraftnett kan være hensiktsmessig å ta i bruk. Den helt klare fordelene med bruk av indikatorer i denne sammenheng, er med tanke på å enkelt kunne rangere hvilke utfall av kraftledninger som kraftnettet er sårbart overfor. Dette gjelder både for lagging- og leading indikatorer. Flere antagelser og forenklinger har blitt gjort for å etablere indikatorene, og det anbefales derfor grundigere analyser for de mest alvorlige hendelsene som indikatorene peker ut.

Det har også blitt vist at det fortsatt er et behov for videre arbeid med etablering av leading indikatorer, for å overvåke sårbarhet i kraftnett.

Abstract

There is a need for monitoring vulnerability in electric power grids. Indicators can be used for this purpose, distinguishing between so-called lagging and leading indicators. Lagging vulnerability indicators describes vulnerability in electric power grids, based on historical data, while leading indicators describes future vulnerability. Therefore, in this thesis it has been investigated which aspects of vulnerability that are important for a grid operator to monitor, and how indicators can be developed for some of these aspects. It was established both lagging and leading indicators for a certain part of a regional network, own and operated by Skagerak Nett AS.

The aspects of vulnerability found to be relevant for further establishment of indicators, were operational threats in the power grid in connection with outages of overhead lines. In that way, some relations regarding reliability of supply were also considered. The contingency analyses were performed using the software tool PSS/E from Siemens. The following indicators were established for year 2012 (lagging indicator) and the years 2017 and 2022 (leading indicators):

- Overhead line failure rate (probability of failure)
- Loading degree of components
- Cascading events in the power grid
- Repair time
- Interrupted power
- Critical loads in the power grid
- Interruption costs (Quality dependent revenue caps (CENS))
- Composite indicators

Several challenges were revealed in the process of establishing the indicators. One of these was how to establish the data for the future situation of the relevant aspects of vulnerability. It was also found a challenge regarding the aggregation and weighting of indicators to form a composite indicator.

The results given by the indicators shows that the power grid is not especially vulnerable to separate outages of overhead lines. This applies both for lagging and for leading indicators. If the load in peak load situations increases more than according to the prognosis, some outages will result in overload on other overhead lines. One of the simulated contingencies in 2022 even led to cascading outages and large consequences. Combinations of outages of two overhead lines were also simulated, and the indicators showed that some combinations of outages could be critical. However, the probability for these events to happen is very low. It was found that the vulnerability to combinations of outages of two overhead lines is highest in year 2022.

In this report it is found that it can be appropriate to use indicators for monitoring vulnerability. In this context, the most important advantage with indicators is to easily rank which outages of overhead lines that makes the power grid vulnerable. This applies both for lagging and for leading indicators. Several assumptions and simplifications were made to be able to establish the indicators. Therefore, it is recommended to do more thoroughly analyses for the most severe contingencies pointed out by the indicators.

It is also found that there still is a need for further work with development of leading indicators, for monitoring vulnerability in electric power grids.

Innholdsfortegnelse

| | |
|---|-----------|
| Problembeskrivelse | I |
| Forord..... | III |
| Sammendrag | V |
| Abstract | VII |
| Figurliste | XI |
| Tabelliste | XIII |
| Definisjoner..... | XV |
| 1 Innledning | 1 |
| 1.1 Bakgrunn og formål | 1 |
| 1.2 Avgrensninger | 1 |
| 1.3 Metoder og verktøy | 2 |
| 1.4 Oppgavens struktur | 2 |
| 2 Bakgrunn og formål med indikatorer | 3 |
| 2.1 Hva er sårbarhetsindikatorer og hvorfor trenger vi disse? | 3 |
| 2.2 Hva gjør kraftnettet sårbart?..... | 3 |
| 2.3 Ekstraordinære hendelser | 4 |
| 3 Rammeverk og metodikk for etablering av sårbarhetsindikatorer | 7 |
| 3.1 Definisjon av sårbarhet | 7 |
| 3.2 Metodikk for etablering av lagging- og leading sårbarhetsindikatorer | 8 |
| 4 Leveringspålitelighet og utfallsanalyser | 11 |
| 4.1 Teori pålitelighetsanalyse..... | 11 |
| 4.2 Utfallsanalyser ved bruk av PSS/E | 12 |
| 4.3 Kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke levert energi (KILE)..... | 14 |
| 5 Aspekter for lagging- og leading sårbarhetsindikatorer | 15 |
| 5.1 Bakgrunn for valg av aspekter for sårbarhet og leveringspålitelighet i kraftnett..... | 15 |
| 5.2 Eksempler på sårbarhetsaspekter | 16 |
| 5.3 Aspekter som må inkluderes for utfallsanalyser | 16 |
| 6 Etablering av lagging- og leading sårbarhetsindikatorer | 23 |
| 6.1 Definere system og behov/formål med indikatoren | 23 |
| 6.2 Design og valg av indikatorer | 23 |
| 6.3 Aggregering og vektning..... | 33 |
| 7 Datagrunnlag for beregning av lagging- og leading indikatorer | 39 |
| 7.1 Forutsetninger og bakgrunn for case..... | 40 |
| 7.2 Datagrunnlag for beregning av lagging indikator – År 2012..... | 41 |
| 7.3 Datagrunnlag for beregning av leading indikatorer (År 2017 og 2022) | 44 |
| 8 Resultater | 53 |

| | |
|--|-----------|
| 8.1 Resultater fra utfallsanalyser i PSS/E | 53 |
| 8.2 Eksempel på beregning av indikatorverdier..... | 53 |
| 8.3 Indikatorresultater | 56 |
| 8.4 Hvordan vil sårbarheten utvikle seg sett ut fra indikatorene?..... | 63 |
| 9 Diskusjon..... | 67 |
| 9.1 Dokumentasjon og evaluering av indikator | 67 |
| 9.2 Metode for utfallsanalyser..... | 74 |
| 9.3 Metodikk for etablering av leading indikatorer | 75 |
| 10 Konklusjon..... | 77 |
| 11 Videre arbeid | 79 |
| 12 Referanser | 81 |
| Vedlegg | 85 |

Figurliste

| | |
|--|----|
| Figur 2-1 – Risikomatrise..... | 4 |
| Figur 3-1 - Interne og eksterne dimensjoner av sårbarhet..... | 7 |
| Figur 3-2 – Sårbarhetsbildet med tilhørende aspekter | 8 |
| Figur 3-3 – Prinsipielt eksempel på lagging- og leading indikator. | 9 |
| Figur 3-4 – Generell utviklingsprosess av sårbarhetsindikatorer..... | 10 |
| Figur 4-1 – Tilstandsdiagram for en komponent med to mulige tilstander..... | 11 |
| Figur 4-2 – Parallell struktur | 11 |
| Figur 4-3 - Utfallsanalyse med bruk av PSS/E. | 13 |
| Figur 5-1 – Forhold som påvirker nettstruktur og overføringskapasitet | 18 |
| Figur 5-2 – Forhold som påvirker feilfrekvens | 19 |
| Figur 5-3 - Forhold som påvirker avbruddsvarighet | 20 |
| Figur 5-4 - Forhold som påvirker kritikalitet | 21 |
| Figur 6-1 - Grafisk framstilling av indikator for feilfrekvens..... | 25 |
| Figur 6-2 - Grafisk framstilling av indikator for belastningsgrad..... | 26 |
| Figur 6-3 - Grafisk framstilling av indikator for kaskaderende hendelser | 27 |
| Figur 6-4 - Grafisk framstilling av indikator for rammede kritiske laster | 29 |
| Figur 6-5 – Grafisk framstilling av indikator for reparasjonstid..... | 30 |
| Figur 6-6 - Grafisk framstilling av indikator for avbrutt effekt. | 31 |
| Figur 6-7 - Grafisk framstilling av indikator for KILE-kostnad..... | 32 |
| Figur 6-8 – Aggregering av indikatorer. | 34 |
| Figur 6-9 – Vekting av indikatorverdier..... | 36 |
| Figur 6-10 - Kombinert indikator sammen med indikatorer som inngår i beregningen. | 36 |
| Figur 7-1 – Oversikt over datagrunnlag, lagging- og leading data. | 39 |
| Figur 7-2 – Datagrunnlag og beregning av lagging- og leading indikatorer..... | 40 |
| Figur 7-3 – Feilfrekvens på 132 kV-kraftledning, varige feil | 48 |
| Figur 7-4 – Feilfrekvens på 110-33 kV kraftledning, varige feil | 48 |
| Figur 7-5 – Reparasjonstid i timer på 132 kV-kraftledninger..... | 49 |
| Figur 7-6 – Reparasjonstid i timer på 110-33 kV-kraftledninger..... | 50 |
| Figur 8-1 – Indikatorverdier for utfall..... | 64 |
| Figur 8-2 – Aggregererte indikatorer, utfall av to kraftledninger i 2012, 2017 og 2022. | 65 |
| Figur 9-1 - Dokumentasjon av indikator..... | 67 |
| Figur B-1 - Eksempel på trend (ekstrapolering)..... | 87 |
| Figur B-2 - Modell for etablering av indikatorer | 88 |
| Figur F-1 – Vektet verdi som funksjon av indikatorverdi..... | 95 |
| Figur F-2 - Vektet verdi som funksjon av indikatorverdi | 96 |

Tabelliste

| | |
|---|-----|
| Tabell I-1 – Definisjoner av uttrykk som blir benyttet i rapporten | XV |
| Tabell 6-1 - Fargekoder for indikatorverdier | 24 |
| Tabell 6-2 – Kategorisering av kritikalitet for sluttbrukere. | 28 |
| Tabell 6-3 – Vekting av indikatorer | 35 |
| Tabell 7-1 – Feilfrekvens (varige feil) på kraftledninger | 42 |
| Tabell 7-2 – Vekting i henhold til teknisk tilstand og utsatthet | 42 |
| Tabell 7-3 – Beregnet feilfrekvens (varige feil) på kraftledninger ut fra lineær framskriving | 49 |
| Tabell 8-1 - Resultater fra utfallsanalyse for utfall nr. 2 (2022) | 53 |
| Tabell 8-2 - Resultater for utfallsanalyse for utfall nr. 2 (2022) | 53 |
| Tabell 8-3 – KILE-kostnader for utfall nr. 2 | 55 |
| Tabell 8-4 - Utfall av en kraftledning 2012..... | 56 |
| Tabell 8-5 - Utfall av en kraftledning 2017..... | 57 |
| Tabell 8-6 - Utfall av en kraftledning 2022..... | 57 |
| Tabell 8-7 - Utfall av en kraftledning 2017 med lastøkning | 59 |
| Tabell 8-8 - Utfall av en kraftledning 2022 med lastøkning | 60 |
| Tabell 8-9 - Utfall av to kraftledninger 2012 | 61 |
| Tabell 8-10 - Utfall av to kraftledninger 2017 | 62 |
| Tabell 8-11 - Utfall av to kraftledninger 2022 | 63 |
| Tabell A-1 – Eksempler på ekstraordinære hendelser [19]..... | 86 |
| Tabell D-1 – Spesifikke kostnadsfunksjoner | 92 |
| Tabell D-2 – Referansetidspunkt for kundegrupper..... | 92 |
| Tabell E-1- Eksempler på sårbarhetsaspekter | 93 |
| Tabell F-1 – Vekting av indikatorverdier..... | 95 |
| Tabell H-1 – Oversikt over digitale vedlegg | 98 |
| Tabell I-1 – Kraftledninger 2012 | 99 |
| Tabell I-2 – Kraftledninger 2017 | 100 |
| Tabell I-3 – Kraftledninger 2022 | 101 |
| Tabell J-1 – Leveringspunkt 2012..... | 102 |
| Tabell J-2 – Leveringspunkt 2017..... | 103 |
| Tabell J-3 – Leveringspunkt 2022..... | 104 |
| Tabell K-1 – Utfall av alle kraftledninger i regionalnett, 2012..... | 105 |
| Tabell K-2 – Utfall av kraftledninger som fører til avbrutt effekt, 2012 | 106 |
| Tabell K-3 – Utfall av alle kraftledninger i regionalnett, 2017..... | 107 |
| Tabell K-4 – Utfall av kraftledninger som fører til avbrutt effekt, 2017 | 108 |
| Tabell K-5 – Utfall av alle kraftledninger i regionalnett, 2022..... | 109 |
| Tabell K-6 – Utfall av kraftledninger som fører til avbrutt effekt, 2022 | 110 |

| | |
|---|-----|
| Tabell K-7 – Utfall av alle kraftledninger i regionalnett, 2017 med ekstra lastøkning..... | 111 |
| Tabell K-8 – Utfall av kraftledninger som fører til avbrutt effekt, 2017 med ekstra lastøkning | 112 |
| Tabell K-9 – Utfall av alle kraftledninger i regionalnett, 2022 med ekstra lastøkning..... | 113 |
| Tabell K-10 – Utfall av kraftledninger som fører til avbrutt effekt, 2022 med ekstra lastøkning | 114 |
| Tabell L-1 - Indikatorverdier 2012 – utfall av en kraftledning | 115 |
| Tabell L-2- Indikatorverdier 2017 – utfall av en kraftledning | 116 |
| Tabell L-3- Indikatorverdier 2022 – utfall av en kraftledning | 117 |
| Tabell L-4- Indikatorverdier 2017 med lastøkning – utfall av en kraftledning..... | 118 |
| Tabell L-5- Indikatorverdier 2022 med lastøkning – utfall av en kraftledning..... | 119 |
| Tabell N-1 – Utfall som ikke gir gyldig løsning. | 121 |

Definisjoner

Tabell I-1 – Definisjoner av uttrykk som blir benyttet i rapporten [1].

| | |
|--|--|
| Avbrudd | Tilstand karakterisert ved uteblitt levering av elektrisk energi til en eller flere sluttbrukere, hvor forsyningsspenningen er under 1% av avtalt spenningsnivå. Avbruddene klassifiseres i langvarige avbrudd (> 3 min) og kortvarige avbrudd (≤ 3 min). (FOR 2004-11-30 nr. 1557) |
| Avbruddsvarighet | Tid fra <i>avbrudd</i> inntreffer til <i>sluttbruker</i> igjen har spenning over 90 % av <i>kontraktsmessig avtalt spenning</i> . |
| Avbrutt effekt | Effekt (kW) som ville ha blitt levert i utkoblingstidspunktet hvis avbruddet ikke hadde inntruffet |
| Belastningsgrad | Forholdet mellom elektrisk strømbelastning og termisk grenselast [2]. |
| Driftsforstyrrelse | Utløsning, påtvungen eller utilsiktet utkobling, eller mislykket innkobling som følge av feil i kraftsystemet. |
| Driftssikkerhet | Kraftsystemets evne til å motstå driftsforstyrrelser uten at gitte grenser overskrides. |
| Feil | En tilstand for en enhet karakterisert ved en manglende evne til å utføre en krevd funksjon, bortsett fra manglende evne på grunn av forebyggende vedlikehold eller andre planlagte handlinger, eller på grunn av manglende eksterne ressurser. |
| Feilfrekvens | Antall feil i en gitt tidsperiode. Forstås ofte som antall feil pr år. |
| Forbigående feil | Feil hvor korrigerende vedlikehold ikke er nødvendig. |
| Forsyningssikkerhet | Beskriver kraftsystemets evne til å sørge for pålitelig leveranse av strøm til enhver tid til alle forbrukere. |
| Frivillig utsettelse | Akkumulert tid som følge av administrative forhold som fører til forsinket innkobling eller reparasjon. |
| Ikke levert energi (ILE) | Beregnet mengde energi som ville ha blitt levert til sluttbruker dersom svikt i leveringen ikke hadde inntruffet. |
| Indikator | En vanlig definisjon av indikatorer er at det er størrelser som gir viktig informasjon om egenskaper ved et fenomen eller objekt, med utgangspunkt i et analytisk spørsmål. Poenget er at anvendelse av indikatorer er en måte å skaffe informasjon på for et spesifikt formål, og at valg av indikatorer skal være basert på at de har en relevant tolkning nettopp i forhold til dette formålet [3]. |
| Kaskaderende utfall/kaskaderende hendelse | Et kaskaderende utfall er definert som en hendelse der utfall av den første kraftledningen forårsaker utfall av den neste kraftledningen, som igjen forårsaker utfall av den tredje kraftledningen, osv. ("dominoeffekt") [4]. Det benyttes også beskrivelsen kaskaderende hendelse i rapporten, med samme betydning. |
| Leveringspunkt | Punkt i nettet der elektrisk energi utveksles. Leveringspunkt kan ytterligere klassifiseres i matepunkt, utvekslingspunkt og koblingspunkt. |

| | |
|----------------------------------|--|
| Leveringspålitelighet | Kraftsystemets evne til å levere elektrisk energi til sluttbruker. Leveringspålitelighet beskriver tilgjengeligheten av elektrisk energi og er knyttet til hyppighet og varighet av avbrudd (varslet og ikke varslet). Leveringspålitelighet må ikke forveksles med begrepet leveringssikkerhet, som er knyttet til tilgang på energi fra produksjonssystemet. |
| Maksimallast | Maksimallasten (effekt) defineres av den timen i løpet av året da elforbruket er høyest [5]. |
| N-1 | N-1 er et driftssikkerhetsnivå som innebærer at et kraftsystem skal være intakt også etter utfall av en enkelt hovedkomponent i kraftnettet (produksjonsenhet, ledning, transformator, samleskinne, forbruk etc.). Dette betyr at en hovedkomponent skal kunne få utfall uten følgefeil [6]. |
| Reparasjonstid | Tid fra reparasjon starter, medregnet nødvendig feilsøking, til en enhets funksjon(er) er gjenopprettet og den er driftsklar. |
| Skade | Med skade menes i denne sammenhengen en fysisk tilstand ved en enhet som oppfattes som negativ i forhold til ønsket eller forventet fysisk tilstand. En skade kan ha oppstått som et resultat av en plutselig påkjenning, eller som et resultat av en påkjenning (sviktmekanisme) som har pågått over lengre tid. Når en skade er så alvorlig at enheten ikke lengre oppfyller en krevd funksjon, har enheten en feil. |
| Svikt | Hendelse der en enhets evne til å utføre sin funksjon opphører eller reduseres. Etter å ha sviktet, vil en enhet befinne seg i tilstanden feil. Med enhet menes alle anlegg, anleggsdeler, komponenter, delkomponenter osv. Svikt er altså hendelsen som medfører tilstanden feil. |
| Tilgjengelig vintereffekt | Den høyeste effekt som kan produseres i en sammenhengende 6-timers periode under høyeste vinterforbruk [7]. |
| Utfall | Utløsning, påtvungen eller utilsiktet utkobling som medfører at en enhet ikke transporterer eller leverer elektrisk energi. |
| Utkobling | Manuell bryterutkobling. |
| Utløsning | Automatisk bryterfall eller sikringsbrudd. |
| Utvekslingspunkt | Leveringspunkt mot sluttbruker(e) med flere forsyningsmuligheter. |
| Varig feil | Feil hvor korrigerende vedlikehold er nødvendig. |
| Vedlikehold | En kombinasjon av alle tekniske og administrative aktiviteter, inkludert overvåkingsaktiviteter, som har til hensikt å opprettholde eller gjenvinne en tilstand som gjør en enhet i stand til å utføre en krevd funksjon. (Med overvåking menes aktiviteter som utføres enten manuelt eller automatisk, og som har til hensikt å observere en enhets tilstand.) |
| Ytre påkjenninger | Miljømessige og klimatiske belastninger, herunder temperatur, vind, fuktighet, snø og is, bonitet og lignende (Egendefinert til benyttelse i denne rapporten). |
| Øydrift | Øydrift er en tilstand der en eller flere DG-enheter forsyner en del av distribusjonsnettet som er isolert fra hovednettet. Øydrift kan være planlagt eller uønsket [8]. |

1 Innledning

1.1 Bakgrunn og formål

Samfunnet blir stadig mer avhengig av en sikker kraftforsyning, og en økt avhengighet kan føre til at sårbarheten overfor avbrudd blir større. Samtidig møter vi flere utfordringer som kan gjøre at leveringspåliteligheten i nettet settes på prøve. Klimaendringer, et aldrende nett, og endring i driftspåkjenninger er eksempler på utfordringer man vil kunne møte i tiden framover. For å være i stand til å håndtere de framtidige situasjonene som kan oppstå, er man nødt til å være forberedt. Likevel kan det være vanskelig å vite hvordan sårbarheten til nettet er i dag, og hvordan den kan utvikle seg i framtiden. I den forbindelse kommer indikatorer inn i bildet, med bruk av såkalte lagging- og leading indikatorer. Lagging indikatorer beskriver hvordan sårbarheten er i dag basert på historiske data, mens leading indikatorer beskriver den framtidige sårbarheten.

Det er i dag få indikatorer og data tilgjengelig på et aggregert nivå for å overvåke og forutsi utviklingen av sårbarhet i kraftnettet [9]. Det antatt beste grunnlaget for å vurdere sårbarheten i dag er feil- og avbruddsstatistikk, men dette sier kun noe om feil og avbrudd som har skjedd, og sier lite om hvordan de framtidige forholdene vil bli. Det er derfor funnet at det er et stort behov for indikatorer som kan forutsi utviklingen i sårbarheten til kraftnettet. Det har blitt avdekket gjennom arbeid utført av SINTEF Energi AS, at etablering av slike indikatorer fortsatt er en utfordring [9].

Sårbarheten i kraftnettet i dag, og i framtiden, vil kunne variere ut fra mange forskjellige faktorer, og nettselskapene i Norge står derfor overfor forskjellige utfordringer når det gjelder sårbarhet. Det kan for eksempel være store forskjeller i ytre påkjenninger, driften av nettet, nettstruktur, håndteringsevnen til nettselskapet, og forskjeller i hvor kritisk avbrudd i forsyningen kan bli. Dette er dermed forhold som må vurderes når en indikator skal etableres.

Formålet med denne oppgaven er derfor å:

- Beskrive hvordan lagging- og leading sårbarhetsindikatorer kan etableres.
- Identifisere aspekter som er viktig for et nettselskap å overvåke med tanke på den framtidige sårbarheten i kraftnettet.
- Etablere en modell for lagging- og leading indikatorer for utvalgte sårbarhetsaspekter, og finne ut fra denne hvordan sårbarheten vil kunne utvikle seg.
- Evaluere indikatorene og tilhørende elementer.
- Oppsummere arbeidet som er utført i denne masteroppgaven, og gi anbefalinger for videre arbeid.

Denne oppgaven vil, i tillegg til samarbeid med SINTEF Energi AS, bli basert på et samarbeid med Skagerak Nett AS. På den måten kan det finnes ut hvilke aspekter som er viktig for nettselskapet å overvåke, etablere nødvendige indikatorer, og teste disse i et reelt case. Dette kan derfor illustrere hvordan rammeverket og metodikken i forbindelse med sårbarhetsindikatorer kan benyttes i praksis.

1.2 Avgrensninger

Denne oppgaven avgrenses til å ta for seg forhold relatert til lagging- og leading indikatorer. Det finnes også andre typer indikatorer, men disse omtales ikke i denne oppgaven. Videre vil indikatorene og utviklingen av disse være rettet mot kraftnettet, og da særlig kraftledninger. Dette var også hovedfokuset i fordypningsprosjektet «Sårbarhetsindikatorer for kraftledninger»

[10], som denne oppgaven bygger videre på. Indikatorene rettes spesielt mot større og alvorlige hendelser i kraftsystemet, kalt ekstraordinære hendelser. Metoder som benyttes og de nødvendige avgrensningene og forutsetningene til disse, vil bli nærmere beskrevet i kapittel 4.2.

1.3 Metoder og verktøy

Metodikk og rammeverk som benyttes for utvikling av sårbarhetsindikatorer baserer seg på arbeid utført av SINTEF Energi AS. Dette vil bli nærmere forklart i kapittel 3. Det blir også gjort utfallsanalyser som underlag for beregning av indikatorer. Her benyttes simuleringsprogrammet PSS/E, versjon 33, fra Siemens. Selve indikatorene og de nødvendige beregningene for etablering av disse, utføres i Microsoft Excel 2013.

1.4 Oppgavens struktur

Rapporten tar først for seg bakgrunnen og formålet med sårbarhetsindikatorer, og hva som gjør kraftnettet sårbart. Dette presenteres i kapittel 2. I tillegg vises det eksempler på tidligere ekstraordinære hendelser. Videre, i kapittel 3, beskrives grunnleggende metodikk og rammeverk for etablering av sårbarhetsindikatorer. Dette danner grunnlaget for hvordan man kan gå fram for å lage indikatorene. I kapittel 4 blir bakgrunn for beregningene ved bruk av PSS/E beskrevet, samt forhold knyttet til leveringspålitelighet og utfallsanalyser.

I kapittel 5 beskrives relevante aspekter for leading sårbarhetsindikatorer, og det gjøres en vurdering av hvilke aspekter som skal inkluderes i indikatorene som skal etableres. Etableringen av sårbarhetsindikatorene, i henhold beskrevet framgangsmåte, presenteres i kapittel 6. Datagrunnlaget som benyttes til beregningene av lagging- og leading indikatorer, og hvordan disse har blitt anskaffet eller etablert, er beskrevet i kapittel 7. Videre blir indikatorresultatene presentert i kapittel 8, og det blir gjort en enkel tolkning av disse. Kapittel 9 tar for seg diskusjonen rundt indikatorene og metodene som blir benyttet. Til slutt presenteres konklusjonene i kapittel 10, og det gis forslag til videre arbeid i kapittel 11.

2 Bakgrunn og formål med indikatorer

I dette kapittelet presenteres bakgrunnen og formålet med indikatorer for sårbarhet og leveringspålitelighet. I tillegg vil det kort bli diskutert hva som gjør kraftnettet sårbart. Det presenteres også noen eksempler på tidligere ekstraordinære hendelser.

2.1 Hva er sårbarhetsindikatorer og hvorfor trenger vi disse?

Sårbarhetsindikatorer regnes for å være parametere som gir informasjon om sårbarhet. De kan beskrives som indikatorer som gir informasjon om følsomheten og håndteringsevnen, og dermed risikoen relatert til ekstraordinære hendelser. I tillegg gir sårbarhetsindikatorer informasjon om trusler og kritikalitet for å dekke alle aspektene ved det sårbare systemet [11].

Samfunnet blir stadig mer avhengig av en sikker kraftforsyning. En økt avhengighet av kraftforsyning viser at sårbarheten ovenfor avbrudd er økende. Samtidig som en sikker kraftforsyning blir stadig viktigere, møter vi flere utfordringer som kan gjøre at leveringspåliteligheten i nettet settes på prøve. Klimaendringer, et aldrende nett, og endring i driftspåkjenninger, er eksempler på utfordringer man vil kunne møte i tiden framover. Det må derfor finnes ut hvordan sårbarheten til kraftnettet er i dag, og om disse truslene gjør kraftnettet mer sårbart i framtiden. Til dette formålet kan sårbarhetsindikatorer tas i bruk. På den måten kan man ut fra informasjonen gitt av sårbarhetsindikatorerne, iverksette tiltak for å få sårbarheten på et akseptabelt nivå.

Lagging indikatorer brukes til å beskrive hvordan sårbarheten er i dag, og leading indikatorer beskriver sårbarheten i framtiden. Leading indikatorer gjør det dermed mulig å være forberedt på eventuelle sårbarheter i framtiden, slik at tiltak kan iverksettes før man når en kritisk situasjon eller sårbarheten blir for høy. Forskjellen mellom lagging- og leading indikatorer blir nærmere beskrevet i kapittel 3.2.

Formålet med indikatorene for å overvåke sårbarheten vil blant annet være [12]:

- Bedre kunnskap og grunnlag for utvikling av forskrifter
- Underlag for inntekstrammeregulering
- Underlag for planlegging, drift/vedlikehold og prioritering av tiltak
- Bedre drift av nettet

Indikatorene som benyttes i dag (lagging) er blant annet feilfrekvens, ikke levert energi (ILE) og «kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke levert energi» (KILE) [13]. Feilfrekvensen beskriver resultatet av de trusler systemet har vært eksponert for, og følsomheten overfor truslene. ILE sier noe om hvordan håndteringsevnen var, og KILE inkluderer den samfunnsmessige konsekvensen for ulike typer sluttbrukere målt i avbruddskostnader [14].

2.2 Hva gjør kraftnettet sårbart?

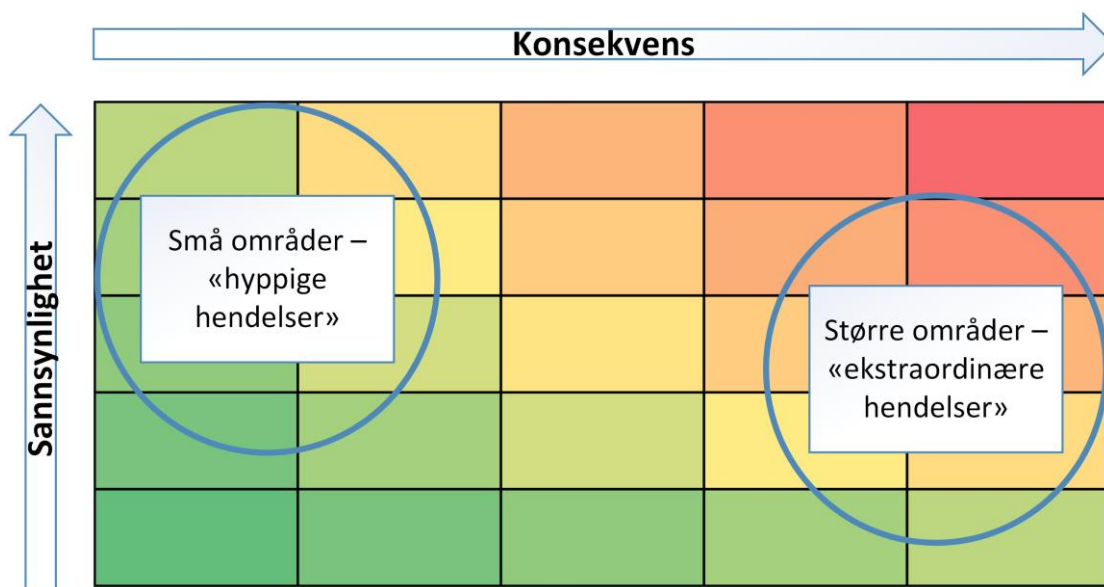
Et moderne samfunn er avhengig av å ha en sikker kraftforsyning for å kunne fungere. Norge har et av verdens høyeste elektrisitetsforbruk per innbygger, og utgjør om lag 50 prosent av det totale energiforbruket i landet. Elektrisitetsforbruket er rundt ti ganger verdensgjennomsnittet [15]. Dette har sammenheng med at elektrisitet har vært relativt billig i Norge, samt at Norge har mye kraftintensiv industri og bruker elektrisitet mye som oppvarmingskilde. Dette er med på å illustrere den store avhengigheten av elektrisitet. Flere kritiske infrastrukturer er avhengige av elektrisitet for å fungere som tilsiktet, og avbrudd i kraftforsyningen kan dermed få store konsekvenser.

Samtidig som avhengigheten til elektrisitet er stor, er også kraftnettet i Norge utsatt for påkjenninger som kan føre til avbrudd i kraftforsyningen. Spesielt utsatt er kraftledningene som blir utsatt for store påkjenninger fra vær og vind, samt at det er en risiko for at trær kan falle ned på, eller komme i kontakt med kraftledningene. I Norge dimensjoneres regionalnettet og sentralnettet normalt for klimalaster med en returtid på henholdsvis 150 og 500 år [16]. Distribusjonsnettet dimensjoneres imidlertid for klimalaster med en returtid på 50 år. I tillegg til at distribusjonsnettet er svakest dimensjonert, er det også mer utsatt for trefall enn regional- og sentralnettet. Dette gjør at kraftledninger i distribusjonsnettet er blant de mest sårbare i kraftnettet [17]. Likevel vil vanligvis ikke enkeltfeil i distribusjonsnettet føre til store avbrudd, siden det kun berører mindre geografiske områder. Feil i regional- og sentralnettet vil derimot kunne ramme større områder, men her driftes store deler av nettet etter N-1-kriteriet (krav til N-1 i sentralnettet), slik at et utfall av en komponent ikke fører til avbrudd hos sluttbrukeren.

2.3 Ekstraordinære hendelser

I denne rapporten fokuseres det på ekstraordinære hendelser i kraftsystemet. En klar definisjon på hva som regnes som en ekstraordinær hendelse er vanskelig å gi, og i mange tilfeller vil det være nødvendig at det aktuelle nettselskapet selv definerer hva som legges i begrepet. En vanlig beskrivelse er at ekstraordinære hendelser er en uønsket hendelse som er av en slik art som nettselskapet ikke håndterer til daglig [18].

Ekstraordinære hendelser kan medføre alvorlige konsekvenser. Alvorlige konsekvenser oppstår vanligvis grunnet en kombinasjon av hendelser i kraftnettet. Eksempler på slike hendelser kan være to eller flere feil i sentralnettet/regionalnettet, feil i kraftnettet i forbindelse med utfall av en stor kraftprodusent, eller en storm som forårsaker flere skader på kraftledninger. Denne type hendelser, som har lav sannsynlighet for å inntreffe, men har alvorlige konsekvenser for samfunnet når de inntreffer, blir ofte kalt «high impact low probability» (HILP)-hendelser [19]. Dette kan illustreres i en risikomatrix, som vist i Figur 2-1 [20], der konsekvensene er store og sannsynlighet er lav. Det kan ses at selv om sannsynligheten for at slike hendelser skal oppstå er lav, vil hendelsene havne i det rød/gule området i risikomatriksen da konsekvensene er store.



Figur 2-1 – Risikomatrix, (Risiko = Sannsynlighet x konsekvens), (Rød = høy risiko, grønn=lav risiko). Figuren er basert på figur i [20].

Det er flere eksempler på tidligere ekstraordinære hendelser, og i Vedlegg A er det vist en oversikt over hendelser med nøkkelinformasjon om hver av disse. I den følgende tekst presenteres to av disse hendelsene som har hendt i Norge, og et eksempel fra USA og Canada.

2.3.1 Norge 2007 – Steigen

Steigen, i Nordland, med ca. 2700 innbyggere, mistet strømforsyningen i nesten seks dager i januar 2007. Steigen er forsynt med to 66 kV-ledninger, hvor den ene har vært regnet som reserve og ikke i bruk (kun spenningsatt). Som en følge av sterk vind og ising på ledningen oppsto det linebrudd og jordfeil som gjorde at hovedledningen ble koblet ut og reserveledningen koblet inn. Feilstedet var i et værutsatt område, og for å reparere bruddet var man avhengig av helikopter. Grunnet dårlig vær- og lysforhold på stedet, ble ikke reparasjonsarbeidet satt i gang før det hadde gått flere dager [21].

I mellomtiden var man avhengig av strømforsyning via reserveledningen inn til Steigen. Denne var imidlertid i dårlig forfatning, og var ikke i stand til å tåle belastningen. Flere feil oppstod på denne ledningen (brudd i fasestråd både ved opphengsklemmer og ute i spennet), og det ble besluttet å kun belaste den med meget redusert last. Det måtte derfor innføres roterende utkobling i mesteparten av Steigen samt at en del prioriterte sluttbrukere fikk strøm fra aggregat [21]. 7 MW / 0,6 GWh gikk tapt i hendelsen [19].

2.3.2 Norge 2007 – Brann i kabelkulvert Oslo S

Ved Oslo Sentralstasjon ble det, 27. november 2007, jordfeil i en 11 kV-kabel forårsaket av skade på kabelen ved gravearbeid. Jordfeilen førte til at vern koblet ut kabelen samt en annen 11 kV-kabel som fungerte som forsyning til deler av Oslo S. En time senere oppsto det brann i kabelkulverten kabelen gikk gjennom, og førte til at området ble strømløst og evakuert [21].

Hendelsene fikk blant annet følgende konsekvenser [19]:

- 1,1 MW / 4,1 MWh gikk tapt.
- Togtrafikken ble satt ut av drift i 20 timer, og rammet ca. 80 000 passasjerer.
- Telefon- og datasystemer ble satt ut av drift i ca. 10 timer, og rammet mer enn 25 000 kunder. Noen av kundene var blant annet betydelige leverandører av teletjenester og deres kunder (for eksempel banker og butikker), og statlige institusjoner med beredskapsansvar [21].

Som vist førte ikke hendelsen til spesielt stor mengde ikke levert energi, og tilhørende KILE-kostander var små, men hendelsen førte likevel til store samfunnsmessige konsekvenser.

2.3.3 USA/Canada 2003 – Kaskaderende hendelser

Et eksempel på et større avbrudd er en hendelse i USA og Canada, 14. august 2003, som innebar kaskaderende hendelser og utfall av flere kraftledninger. Dette rammet 50 millioner mennesker, med en estimert kostnad på 4-10 milliarder USD [19].

Kraftnettet var i utgangspunktet innenfor normale driftstilstander, men med en høy last i nettet. Det skjedde et utfall av en viktig generator i nettet, samt utfall av flere 345 kV-ledninger på grunn av kontakt med overgrodd vegetasjon ved linesig. En tidligere feil samme dag på datasystemene gjorde at operatørene ikke fikk informasjon om feilene som oppstod, og derfor ikke fikk gjort nødvendige korrektive tiltak. Dette førte igjen til at flere linjer ble overbelastet, og flere kaskaderende utfall førte til at store områder ble mørklagt, eller eventuelt først i øydrift og deretter mørklagt.

Hendelsen fikk blant annet følgende konsekvenser [19]:

- 62 GW/ 350 GWh gikk tapt.
- Industri og transportsektoren ble hardt rammet.
- Ca. 80 % av lasten ble gjenopprettet innen 16 timer, og 100 % gjenopprettet innen 4 dager.

2.3.4 Erfaringer fra tidligere ekstraordinære hendelser

Erfaringer fra tidligere ekstraordinære hendelser kan være viktig å ta med seg når indikatorer for denne type hendelser skal etableres. Dette kan blant annet være til hjelp med å finne aspekter som er viktig å overvåke, og hvilke forhold som bør inngå i beregningen av indikatorer. Hendelsen på Oslo S er et godt eksempel på at selv om det ikke er stor mengde ikke levert energi eller KILE-kostnader, så kan hendelsen ha store konsekvenser ved at kritiske laster rammes. Det er derfor hensiktsmessig å vurdere forhold rettet mot de bestemte sluttbrukere som kan bli rammet når sårbarhetsindikatorer skal etableres.

Eksemplene viser at ekstraordinære hendelser kan skje av flere forskjellige årsaker. I de tre eksemplene som er beskrevet er både klima (vær og vind/ising), teknisk tilstand, gravearbeid og feil i overvåking/kontrollsystemer sammen med andre feil, årsaker som utløser hendelsene. I en del av hendelsene vist i Vedlegg A, samt hendelsene ved Steigen og Oslo S, skjer det enkeltfeil som man i utgangspunktet ikke kan forutsi at vil føre til store konsekvenser. Det fører imidlertid til ekstraordinære hendelser ved at for eksempel andre kraftledninger blir overbelastet, spenningen kollapser eller kaskaderende hendelser. Endringene i nettet ved, eller etter en feil, fører altså til flere hendelser som kan ramme større områder.

3 Rammeverk og metodikk for etablering av sårbarhetsindikatorer

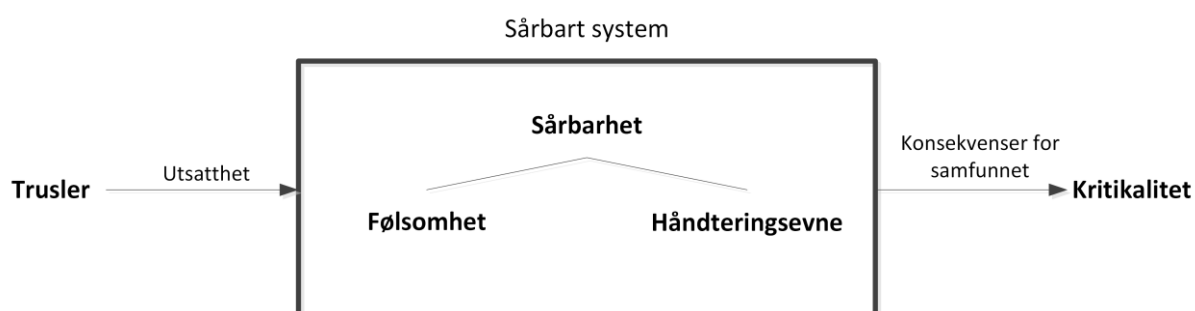
Dette kapittelet presenterer nødvendig rammeverk og metodikk for etablering av sårbarhetsindikatorer.

3.1 Definisjon av sårbarhet

Det finnes mange ulike definisjoner av sårbarhet i litteraturen, men flere fellestrekk kan finnes. Generelt beskriver sårbarhet hvilke problemer et system vil få med å fungere når det blir utsatt for en trussel, risiko eller en hendelse [11]. Sårbarhet beskrives som følger:

Et uttrykk for de problemer et system vil få med å fungere når det utsettes for en uønsket hendelse, samt de problemene systemet får med å gjenoppta sin virksomhet etter at hendelsen har inntruffet. Et system er sårbart hvis det ikke klarer å utføre tilsiktet funksjon, kapasiteten er betydelig redusert, eller systemet har problemer med å gjenopprette til normal drift. Sårbarhet er en intern egenskap av systemet [11].

For å kunne måle sårbarhet trengs det informasjon om hvor følsomt systemet er overfor gitte trusler, og hvilken evne systemet har til å opprettholde eller gjenoppta sin funksjon (håndteringsevne). I tillegg til følsomhet og håndteringsevne, må også trusselbildet og potensielle konsekvenser (kritikalitet) beskrives for å få et komplett bilde av sårbarheten til systemet. Dette kan illustreres som vist i Figur 3-1 [14].

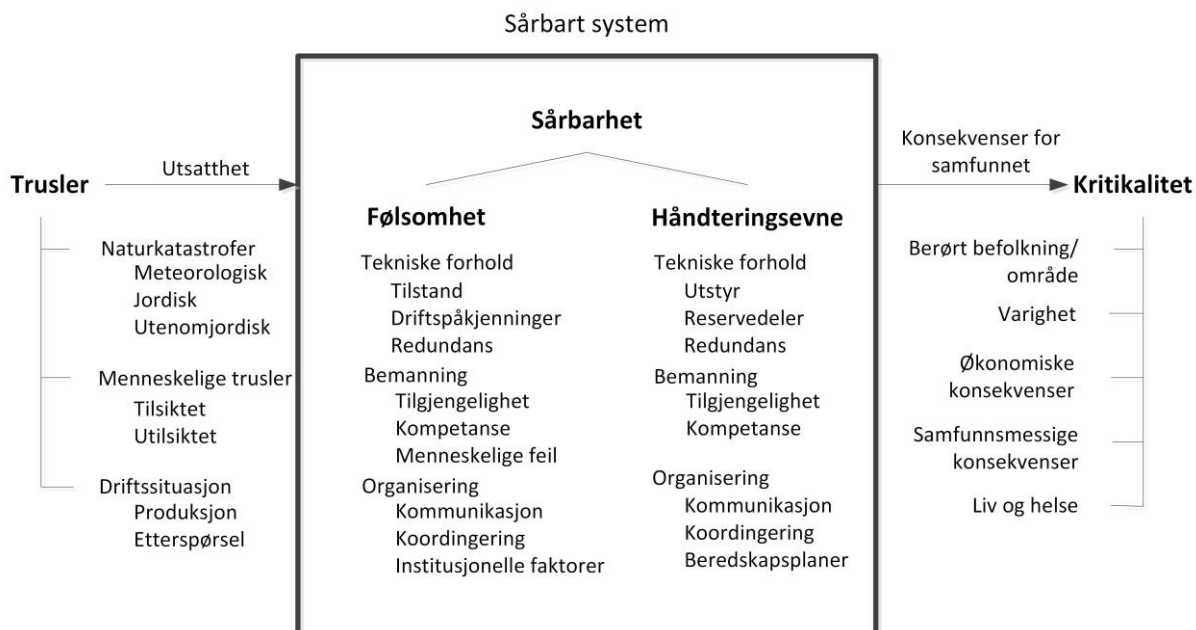


Figur 3-1 - Interne og eksterne dimensjoner av sårbarhet [14].

Følsomhet og håndteringsevne regnes som interne dimensjoner av sårbarhet, mens trusler og kritikalitet regnes som eksterne dimensjoner. Hver dimensjon av sårbarhetsbildet kan beskrives som følger:

- En trussel er noe som finner sted på utsiden av det sårbare systemet og kan relateres til blant annet natur, mennesker eller driften av systemet.
- Følsomheten sier noe om hvor sannsynlig det er at en trussel fører til et sammenbrudd av systemet. Følsomheten bestemmes blant annet av teknisk tilstand, dagens teknologi og arbeidsmannskap.
- Håndteringsevne beskriver hvordan operatøren og systemet selv kan håndtere en uønsket hendelse, begrense negative konsekvenser, og gjenopprette til en normal drift av systemet.
- Kritikalitet beskriver omfanget av konsekvensene til brukerne av infrastrukturen når systemet ikke klarer å utføre sin tilsiktede oppgave. På den måten vil sårbarhetskonseptet også inkludere konsekvensene for samfunnet [11].

En oversikt over sårbarhetsbildet med tilhørende aspekter er vist i Figur 3-2 [13].



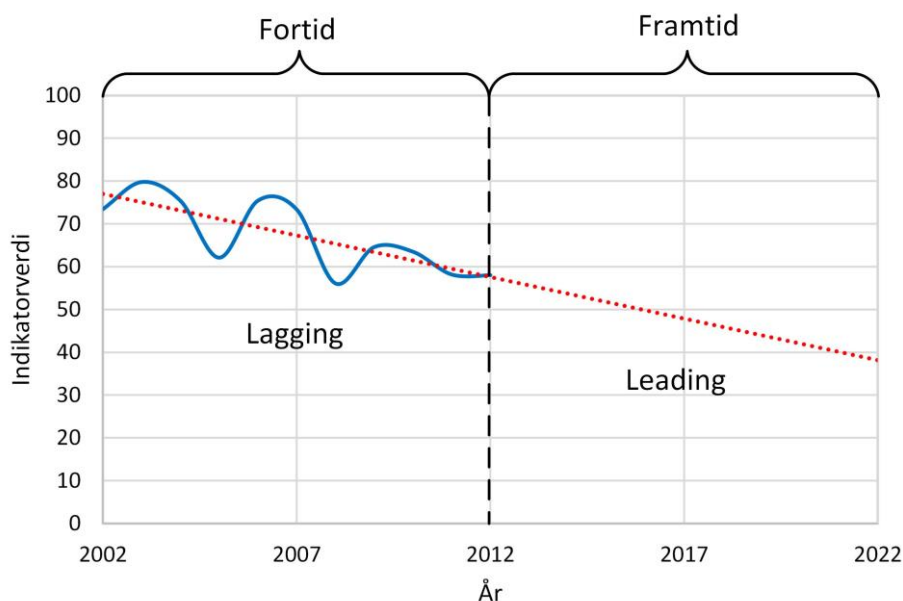
Figur 3-2 – Sårbarhetsbildet med tilhørende aspekter [13].

En trussel som påvirker kraftsystemet kan for eksempel være en storm. Følsomheten til systemet er avhengig av om systemet er dimensjonert for å tåle stormen. I tillegg vil systemet ha en større følsomhet overfor stormen dersom systemet har svekket tilstand grunnet degraderte komponenter. På den måten vil den tekniske tilstanden være en intern egenskap til systemet. Det kan imidlertid skje at den svekkede tilstanden til systemet selv er en årsak til feil som fører til avbrudd, og på den måten kan den også indirekte representere en trussel [14].

3.2 Metodikk for etablering av lagging- og leading sårbarhetsindikatorer

I litteraturen er det beskrevet flere typer indikatorer, hvor hovedfokuset er på sikkerhetsindikatorer. Indikatorene kan kategoriseres inn i fire forskjellige typer; leading- og lagging-, samt activity- og outcome-indikatorer [11]. Det vil i denne rapporten kun fokuseres på lagging- og leading indikatorer.

Lagging indikatorer baserer seg på historiske data, og kan si noe om dagens sårbarhet i kraftnettet og hvordan den har vært tidligere. De historiske data kan for eksempel være feilstatistikk, informasjon fra linjebefaring, og geografiske og klimatiske data. En leading indikator kan si noe om hvordan sårbarheten vil utvikle seg i framtiden. Dette kan for eksempel være basert på en modell som kan forutsi hvordan den tekniske tilstanden til kraftnettet vil utvikle seg. Det kan også benyttes vær/klima-prognoser som grunnlag. Den prinsipielle forskjellen mellom leading- og lagging indikatorer kan illustreres som vist i Figur 3-3 [22]. Figuren viser en «indikatorverdi» for sårbarhet som endrer seg over tid. Lagging indikatoren er vist i heltrukken linje, og leading indikatoren som en stiplet linje basert på en lineær framskrivning av utviklingen. Det er i figuren antatt at år 2012 representerer sårbarheten i dag. Indikatoren skal si noe om hvordan utviklingen vil bli framover i tid, ut fra hvor man står i dag, og hva som har skjedd tidligere.



Figur 3-3 – Prinsipielt eksempel på lagging- og leading indikator. Basert på figur i [22].

Som beskrevet er det en forskjell mellom lagging- og leading indikatorer, men det er også en viktig sammenheng mellom disse. Lagging indikatorer gir nødvendig informasjon om sårbarheten i dag, og må benyttes som utgangspunkt når utviklingen i sårbarhet skal finnes med en leading indikator. Det kan være en utfordring å komme fra lagging til leading indekser, og det vil være forskjeller på hvordan dette må gjøres etter hva det etableres indikator for. Overgangen fra lagging til leading indekser kan for eksempel gjøres ved lineær framskriving. Her finner man sårbarheten «i dag», og antar at den framtidige endringen følger samme trend som historikken tilsier. Dette blir på samme måte som vist i Figur 3-3. En annen mulighet kan være at lagging indikator benyttes kun for å finne sårbarheten i dag, uten at dette danner grunnlag for å gjøre framskrivninger av den observerte utviklingen. For å da komme til leading indekser kan bestemte prognoser tas i bruk. Et eksempel kan være en prosentvis endring i forhold til dagens situasjon. Leading indikatorer kan også etableres ut fra egnede modeller. Mer informasjon om de forskjellige metodene som kan benyttes finnes i Vedlegg B.

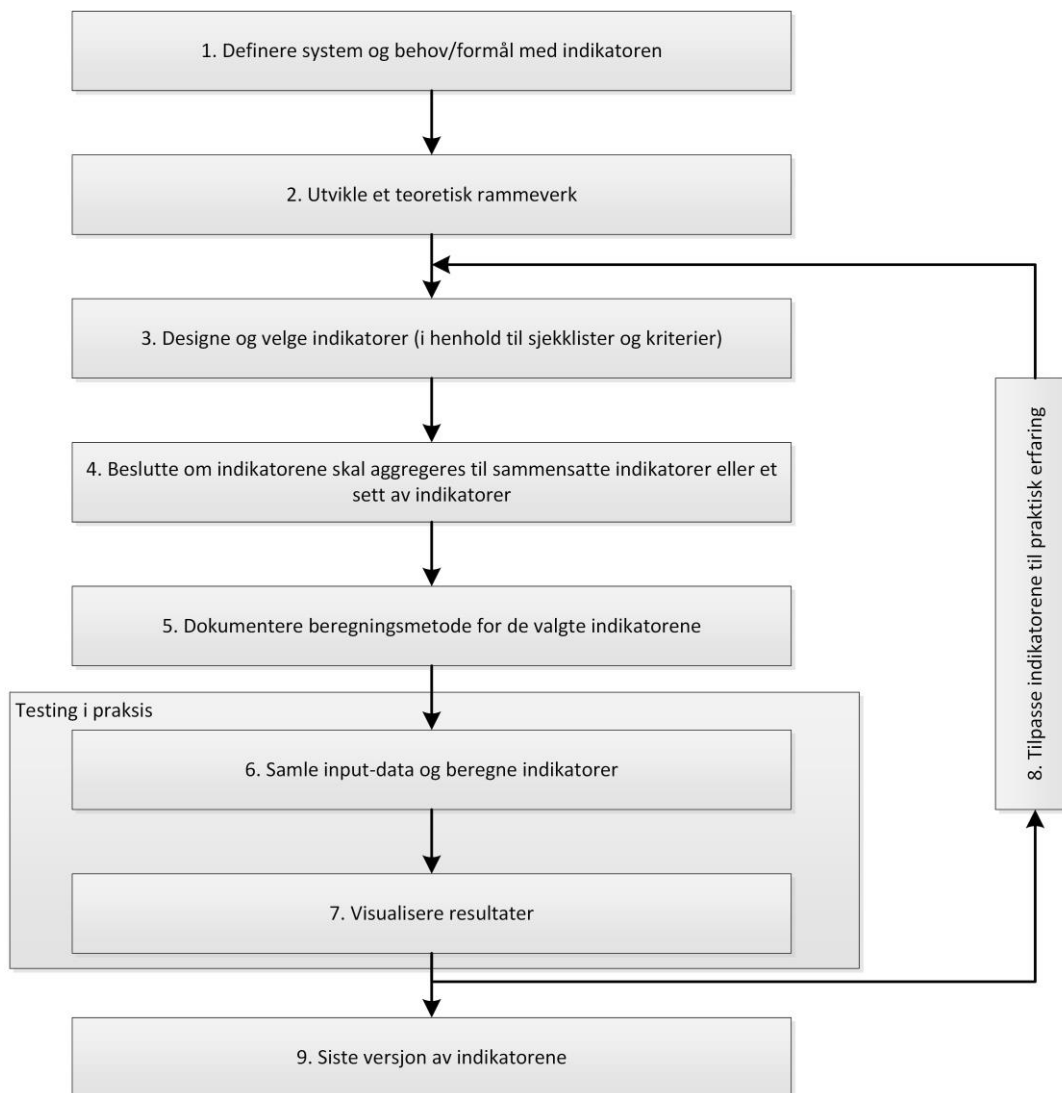
Flere metoder kan altså være aktuelle for å etablere en leading sårbarhetsindikator, og det må derfor i hvert tilfelle velges hvilken metode som er best egnet til å beskrive det bestemte sårbarhetsaspektet. Elementer som legges til grunn for valg av metode er blant annet:

- Hva skal overvåkes?
- Hvordan er datagrunnlaget?
- Er det lineære sammenhenger?
- Må man ta hensyn til flere variabler?
- Hvor mye tid og arbeid kan settes av til etablering av indikator?
- Hva er ønsket resultat fra indikatoren?

Som vist er det mange elementer som må vurderes når det skal etableres indikatorer, og det vil være forskjeller på hvordan en leading indikator for et sårbarhetsaspekt skal etableres, sammenlignet med leading indikator for et annet sårbarhetsaspekt. I prosessen med å finne aktuelle metoder for å etablere indikatorer, har det blitt vurdert forhold knyttet til de forskjellige dimensjonene av sårbarhetsbildet. Flere mulige idéer har kommet fram for hvordan dette kan

løses, men som ikke blir benyttet videre i oppgaven. En oppsummering av idéene som har kommet fram er derfor presentert i Vedlegg C.

Når en indikator skal lages er det flere steg som må gjøres for å oppnå ønsket kvalitet og bruksområde på indikatoren. En mulig fremgangsmåte er vist i Figur 3-4 [13]. Denne fremgangsmåten blir benyttet når indikatorer etableres, og blir derfor forklart nærmere i kapittel 6.



Figur 3-4 – Generell utviklingsprosess av sårbarhetsindikatorer [13].

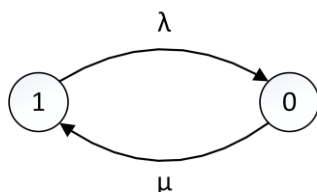
4 Leveringspålitelighet og utfallsanalyser

I dette kapittelet presenteres nødvendig grunnlag for de beregningene som gjøres i PSS/E for å komme fram til indekser for leveringspålitelighet. Som beskrevet i kapittel 1.3, vil det bli gjort utfallsanalyser av kraftledninger, og det beskrives derfor forutsetninger for disse. I tillegg presenteres metode for beregning av KILE-kostnader.

4.1 Teori pålitelighetsanalyse

For å beregne feilfrekvens for utfall av kraftledninger benyttes enkle metoder basert på Markov-modellen. Her kan hver komponent i kraftnettet bli modellert som enten å være i tilstand 1 eller 0. Dette er vist Figur 4-1.

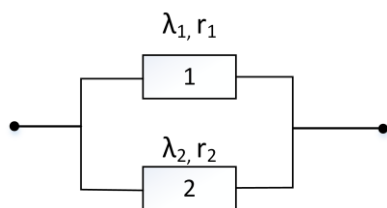
| | |
|-------------|----------------------------|
| Tilstand 1: | Komponenten er i funksjon |
| Tilstand 0: | Komponenten har feilet |
| λ | Feilfrekvens |
| μ | Reparasjonsfrekvens (=1/r) |
| r | Reparasjonstid |



Figur 4-1 – Tilstandsdiagram for en komponent med to mulige tilstander.

I analysene som gjøres i denne oppgaven vil utfallene enten bestå av en enkelt kraftledning, eller en kombinasjon av to kraftledninger. For enkeltutfall av kraftledninger vil feilfrekvens og reparasjonstid for bestemte kraftledninger bli angitt i filer som implementeres i programmet.

For utfall av to kraftledninger blir feilfrekvens og reparasjonstid beregnet i henhold til parallellstruktur, som vist i Figur 4-2. Beregningen er uavhengig av hvordan den fysiske strukturen i kraftnettet er, forutsatt at det ikke er kraftledninger i seriestruktur. Sistnevnte er ikke modellert i kraftnettet, og seriestruktur blir derfor ikke forklart nærmere.



Figur 4-2 – Parallell struktur

Feilfrekvens for systemet (to kraftledninger) [23]:

$$\lambda_s = \frac{\lambda_1 \lambda_2 (r_1 + r_2)}{1 + \lambda_1 r_1 + \lambda_2 r_2} \quad (4-1)$$

Benytter tilnærmelsen at $\lambda r \ll 1$:

$$\lambda_s \approx \lambda_1 \lambda_2 (r_1 + r_2) \quad (4-2)$$

Gjennomsnittlig reparasjonstid for systemet (to kraftledninger) [23]:

$$r_s = \frac{r_1 r_2}{r_1 + r_2} \quad (4-3)$$

4.2 Utfallsanalyser ved bruk av PSS/E

Utfallsanalysene utføres ved bruk av programvaren PSS/E fra Siemens AS. Formålet med utfallsanalysene er å anskaffe resultater som kan benyttes til bruk for beregning av indikatorer. Det gjøres derfor visse forenklinger for at analysene og etableringen av indikatorer ikke skal bli for omfattende. Enkelte av forutsetningen som er knyttet spesielt til nettet som simuleres, forklares nærmere i kapittel 7.1. Modellene som benyttes i oppgaven er etablert av Skagerak Nett AS, og innstilt etter ønsket drift av nettet.

Følgende forenklinger og antagelser gjøres. De fleste av disse er bestemt i samarbeid med Skagerak Nett AS.

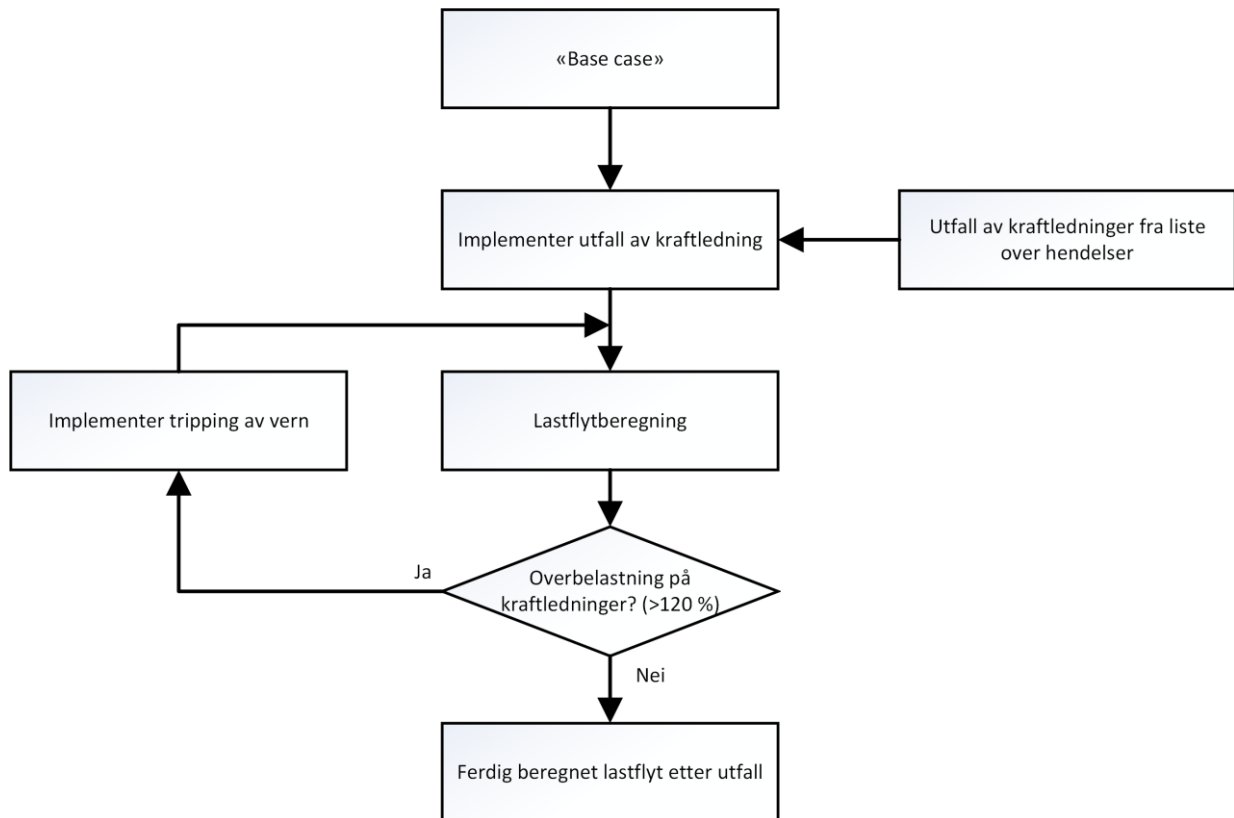
- Det simuleres kun utfall av kraftledninger i regionalnettet. Sentralnettsledninger, transformatorer og generatorer vil derfor ikke bli koblet ut. Alle kraftledninger i regionalnettet blir simulert med utfall, både hver for seg og i alle mulige kombinasjoner med hverandre.
- Det tillattes øydrift i simuleringene ved utfall av kraftledninger.
- Kraftledninger i regionalnettet som får en belastningsgrad større eller lik 120 % av gitt vinterkapasitet blir automatisk koblet ut. Dette skal simulere kaskaderende utfall i nettet. Grensen på 120 % i belastningsgrad er bestemt i samarbeid med Skagerak Nett AS [24].
- Alle leveringspunkt og kraftledninger i regionalnettet overvåkes.
- Forhold som ikke blir vurdert/inkludert er blant annet:
 - Spenninger i nettet før og etter utfall av kraftledninger overvåkes ikke.
 - Dynamiske analyser og optimal lastflyt blir ikke vurdert.
 - Det vil ikke bli simulert korrektive tiltak, som justering av forskjellige komponenter i nettet etter utfall av kraftledning, eller tiltak som systemvern (belastningsfrakobling, produksjonsfrakobling og nettsplitting). Eventuelle omkoblinger som gjøres tas hensyn til ved behov ved etablering av indikator, men ikke i simuleringer.
 - Eventuelle utfall av kraftledninger som fører til at lastflytberegningene ikke finner en gyldig løsning kan være kritiske utfall. Disse blir likevel ikke vurdert når indikatoren etableres, og det anbefales å vurdere disse nærmere manuelt.

Utfallsanalysene følger prosessen vist i Figur 4-3 [25], med bruk av «Multi-Level AC Contingency Solution». Resultatene som benyttes videre fra denne er gitt pr. utfall:

- Avbrutt effekt (for spesifisert leveringspunkt).
- Informasjon om eventuelle kaskaderende utfall.
- Informasjon om utfall der det ikke blir funnet en gyldig løsning av lastflytberegningene.

Det benyttes deretter «Probabilistic Reliability Assessment», for å skrive en oversikt over:

- Feilfrekvens.
- Reparasjonstid.
- Total avbrutt effekt.
- Høyeste belastningsgrad i nettet etter utfall av kraftledning.



Figur 4-3 - Utfallsanalyse med bruk av PSS/E. Basert på figur i [25]

4.3 Kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke levert energi (KILE)

KILE betyr Kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke levert energi. KILE er en ordning for å kvalitetsjustere årlige inntektsrammer som følge av avbruddskostnader for tilknyttede sluttbrukere. KILE-summen er derfor et uttrykk for de totale samfunnsøkonomiske kostnadene som påføres sluttbrukere ved avbrudd. Hensikten med ordningen er å gi netteierne insentiver til å bygge, drive og vedlikeholde nettet på en samfunnsøkonomisk optimal måte [26].

KILE-kostnad beregnes i henhold til fastsatte kostnadsfunksjoner for sluttbrukergrupper. Kostnaden (K_j) pr. sluttbrukergruppe for et vilkårlig avbrudd på tidspunkt j , skal beregnes ut fra likning (4-4) [27]:

$$K_j = P_{ref} \cdot k_{P,ref} \cdot f_{K,m} \cdot f_{K,d} \cdot f_{K,h} \quad (4-4)$$

Der:

- K_j = Kostnad i kr for avbrudd på tidspunkt j .
- P_{ref} = Avbrutt effekt dersom avbruddet hadde skjedd på referansetidspunktet (kWh/h).
- $k_{P,ref}$ = Spesifikk avbruddskostnad (i kr/kWh) på referansetidspunktet for en gitt varighet.
- $f_{K,m}$ = Korreksjonsfaktor for avbruddskostnad (i kr) i måned m .
- $f_{K,d}$ = Korreksjonsfaktor for avbruddskostnad (i kr) på dag d .
- $f_{K,h}$ = Korreksjonsfaktor for avbruddskostnad (i kr) i time h .

Kostnadsfunksjonene og referansetidspunkt for de respektive kundegruppene er vist i Vedlegg D. For at etableringen av indikatorer ikke skal bli for omfattende, vil det i denne oppgaven gjøres enkelte forenklinger for å beregne KILE-kostnader:

- KILE-kostnader beregnes i henhold til referansetidspunkt for alle kundegrupper. Dette gjelder selv om avbruddet strekker seg over flere timer eller dager.
- Det benyttes kostnadsfunksjoner for avbrudd lenger enn 4 timer der disse er angitt. Dette fører til at den beregnede kostnaden blir noe høyere enn det den egentlig ville vært for avbrudd med varighet mindre enn 4 timer.
- Alle KILE-kostnader blir beregnet i 2006 kroner (ingen justering i henhold til konsumprisindekser).

5 Aspekter for lagging- og leading sårbarhetsindikatorer

Som vist i tidligere kapitler er det flere aspekter som kan si noe om sårbarheten til kraftnettet. I dette kapitlet vil aspektene presenteres nærmere, og det velges ut noen av disse det skal lages indikatorer for. I tillegg vil det bli gitt en begrunnelse for valg av sårbarhetsaspekter.

5.1 Bakgrunn for valg av aspekter for sårbarhet og leveringspålitelighet i kraftnett

Når de aktuelle aspektene skal bestemmes, er det viktig å finne ut hvilke som har størst betydning for sårbarheten og leveringspåliteligheten til kraftnettet. Dette kan være en vanskelig oppgave, og det vil variere hvilke aspekter som er de viktigste avhengig av mange forskjellige forhold. Eksempler på slike forhold er:

- Kraftnettets oppbygning
- Driften av nettet
- Klimatiske forhold
- Historiske hendelser
- Kjente eller antatte framtidige endringer

Selv om alle disse forholdene ikke er kjent, er det mulig å finne aspekter som på generelt grunnlag er viktig med tanke på sårbarheten og leveringspåliteligheten. Framtidige forhold innebærer også usikkerhet. Dette medfører at en indikator som man i utgangspunktet ikke tror kommer til nytte, kan komme til nytte likevel ved at det skjer uforutsette endringer i framtiden. Slik kan en indikator være til hjelp for å på et tidlig stadium avdekke nye utfordringer i kraftnettet.

For å kunne inkludere både elementer gjeldene for sårbarhet og leveringspålitelighet, vil det være naturlig å velge aspekter som relateres direkte til kraftnettet og dets egenskaper. Driften av kraftnettet og de truslene kraftnettet står overfor med tanke på å hindre ekstraordinære hendelser, gjør at det er mange aspekter som kan inkluderes. Avgrensning av hvilke aspekter som skal medregnes er derfor viktig, slik at det ikke blir for mange aspekter som inngår i indikatorene eller at det må lages et stort antall indikatorer.

Som beskrevet i kapittel 2, forandrer driften av kraftnettet seg med tiden. I tillegg til at de interne egenskapene til systemet blir endret, vil vi også kunne oppleve endringer i de ytre faktorene som påvirker driften av nettet både direkte og indirekte. Slik endringer vil for eksempel være endringer i ytre påkjenninger fra vær og vind, men kan også være endringer for hvor kritisk et avbrudd vil være for sluttbrukeren.

I denne oppgaven er det ønskelig å finne lagging- og leading indikatorer for et kraftnett, og kunne beskrive hvordan sårbarheten og leveringspåliteligheten til kraftnettet vil være, med eventuelle framtidige endringer i tilhørende aspekter. Metoden som velges for å komme fram til en slik indikator er med bruk av utfallsanalyser av ledninger i kraftnettet. Slike utfallsanalyser ble beskrevet i kapittel 4.2. Informasjonen man kan få ut av slike analyser kan benyttes som grunnlag for etablering av indekser som sier noe om sårbarheten og leveringspåliteligheten til systemet.

5.2 Eksempler på sårbarhetsaspekter

Det er mange aspekter som bør tas hensyn til når sårbarhet til kraftnett skal finnes. Det kan være vanskelig å finne hvilke aspekter som har betydning for sårbarheten, og hvilke aspekter som påvirker sårbarheten spesielt overfor ekstraordinære hendelser. De forskjellige sårbarhetsaspektene kan sorteres innenfor hvilken dimensjon av sårbarhetsbildet de dekker; trusler, følsomhet, håndteringsevne og kritikalitet. Noen av aspektene vil også kunne dekke flere dimensjoner av sårbarhetsbildet. I Vedlegg E er det satt opp en liste med sårbarhetsaspekter og hvilke dimensjoner aspektene dekker. I samarbeid med Skagerak Nett AS ble det funnet at alle disse aspektene betraktes som relevante aspekter å overvåke, men at det er vanskelig å si noe om hvilke aspekter som regnes som de viktigste [28]. Det vil ikke bli gått nærmere inn på alle disse aspektene, da noen av dem ikke er relevante for det videre arbeidet som gjøres i denne oppgaven. Aspektene som er aktuelle for det videre arbeidet med utfallsanalyser og indikatorer blir forklart i kapittel 5.3.

5.3 Aspekter som må inkluderes for utfallsanalyser

Som beskrevet er det ønskelig å finne en indikator for sårbarheten og leveringspåliteligheten i kraftnettet ved å benytte resultater fra utfallsanalyser. Dette vil i stor grad være bestemmende for hvilke sårbarhetsaspekter det må jobbes videre med. I denne oppgaven vil det derfor være interessant å se på følgende forhold:

- Hvor sannsynlig er det at et bestemt utfall vil kunne inntreffe?
- Vil et bestemt utfall føre til overbelastning i nettet?
- Er det fare for kaskaderende hendelser grunnet overbelastning dersom en feil oppstår?
- Vil utfall av kraftledningen, både med eller uten kaskaderende feil føre til avbrudd hos sluttbrukere?
- Hvor stor avbrutt effekt vil det kunne bli?
- Hvor lang tid vil det kunne gå før forsyningen er gjenopprettet?
- Vil kritiske laster rammes av avbruddet?
- Vil avbruddet påføre sluttbrukerne store økonomiske konsekvenser?

Som beskrevet tidligere er det de ekstraordinære hendelsene som er av interesse. Dersom forholdene som er oppført i punktlisten over finnes, vil man sannsynligvis i mange tilfeller også finne forhold som på ingen måte utgjør ekstraordinære hendelser. Dette kan for eksempel skyldes at et utfall av en kraftledning ikke fører til avbrudd, eller at forsyningen raskt kan gjenoprettes. På den måten vil situasjon kunne beskrive forhold relatert til leveringspålitelighet, og mindre alvorlige hendelser. Det kan imidlertid skje større og mer alvorlige hendelser, og det er disse som er spesielt interessant å kunne avdekke ved bruk av utfallsanalyser og indikatorer.

For å kunne gi svar på spørsmålene i punktlisten, er man nødt til å inkludere flere aspekter. Dette gjelder både aspekter som ligger til grunn for utfallsanalysene som må gjøres, og aspekter som vil kunne påvirke håndteringsevnen og kritikaliteten av utfall. Aspektene som vil være aktuelle å inkludere, blir beskrevet i de neste underkapitlene. Det vil også bli kort vurdert hva som påvirker utviklingen av de forskjellige aspektene, for å kunne ta hensyn til dette ved etablering av leading indikatorer.

5.3.1 Driftspåkjenninger

Et aspekt som vil være grunnleggende for utfallsanalysene som skal gjøres, er driftspåkjenninger. Driftspåkjenninger er som navnet antyder påkjenninger som forårsakes av driften av kraftnettet. Disse påkjenningene dreier seg blant annet om overbelastning, høy eller lav spenning og varig lastøkning. Driftspåkjenninger kan føre til driftsforstyrrelse ved at fastsatte grenseverdier på vern overskrides og fører til tripping av vernet. Grenseverdier som kan føre til tripping av vern, kan for eksempel være grenseverdier for strøm, spenning, frekvens og temperatur. Dette kan forårsakes av for høy/lav produksjon, for høy last eller mangel på reaktiv effekt [29].

I denne oppgaven vil driftspåkjenninger bli vurdert som de driftspåkjenninger som oppstår etter utfall av en eller flere kraftledninger. Det vil derfor ikke være driftspåkjenningene i seg selv som fører til den første driftsforstyrrelsen, men kan føre til kaskaderende hendelser ved at kraftledninger kan bli overbelastet etter utfallet av en ledning. Prinsippet med driftspåkjenninger vil imidlertid være det samme, da utfallsanalysene kan ekvivaleres med en planlagt utkobling av en linje (forutsatt at det ikke gjøres andre endringer i nettet (f.eks. omkoblinger) eller endringer i last og produksjon).

Et hardt belastet nett vil også gi utfordringer med å holde en tilfredsstillende forsyningssikkerhet. Dette gjelder særlig masket nett, der nettet driftes etter N-1-kriteriet. Hele sentralnettet og store deler av regionalnettene driftes etter N-1-kriteriet. Forskrift om energiutredninger [30] sier at alle utvekslingspunkter i regionalnettet med manglende N-1-forsyning i hele eller deler av året skal omtales. I tillegg skal det beskrives hvilke tiltak som er nødvendig for å oppnå N-1.

Dersom regionalnettet ikke driftes etter N-1, kan utfall av en linje, føre til at en annen linje må overføre større effekt enn den er dimensjonert for. Dette kan igjen føre til at denne linjen også faller ut grunnet overlast, og vi får på den måten kaskaderende utfall. Kaskaderende utfall kan derfor føre til at flere linjer faller ut, slik at store deler av kraftsystemet blir strømløst. Dette kalles for blackout. Sannsynligheten er vanligvis liten for blackout, men likevel ikke umulig at kan forekomme.

Det finnes flere metoder man kan beskytte seg mot alvorlige konsekvenser i kraftnettet. Et eksempel på dette kalles systemvern. Dette går ut på blant annet nettsplitting, produksjonsfrakobling og belastningsfrakobling. Det vil ikke bli gått nærmere inn på betydningen av disse, og blir heller ikke hensyntatt i utviklingen av indikatorer. Grunnen til dette er at det er ønskelig å finne «worst-case»-scenarier, samt at en inkludering av slike systemvern ville gjort indikatoren mer kompleks.

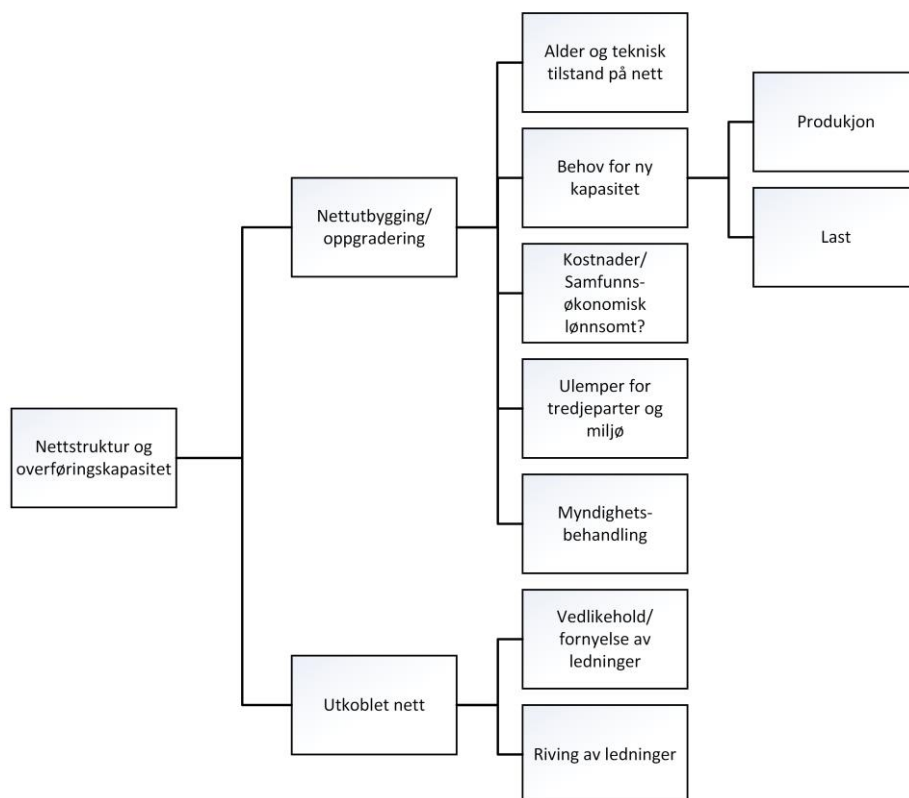
5.3.2 Nettstruktur og overføringskapasitet

Kraftnettets oppbygning med tanke på nettstrukturen og overføringskapasiteten er viktige forhold som vil være avgjørende for hvilke konsekvenser en feil kan få. Den framtidige endringen i nettstrukturen og overføringskapasiteten, bestemmes av eventuell nettutbygging/oppgradering og om det er eventuelt kraftledninger som er utkoblet. Figur 5-1 viser en oversikt over forhold som kan påvirke disse. Det kan også være andre forhold som ikke er inkludert som vil kunne være påvirkende.

Det er stort sett alder og teknisk tilstand som reiser spørsmål om hva som skal gjøres i nettet. Behovet for nettinfrastruktur styres etter etterspørselen av nett fra forbrukere og produsenter, men lastutviklingen er sjelden alene grunn til utbygging [31]. I tillegg er det flere forhold som bestemmer om nettutbygging vil bli foretatt, og når en ny kraftledning kan være klar til bruk. Utbygging må være samfunnsøkonomisk/bedriftsøkonomisk lønnsom, eventuelle ulemper for

tredjeparter og miljø må tas hensyn til, og man er også avhengig av en myndighetsbehandling av saken og den tiden det vil ta å fatte et vedtak (som for eksempel konsesjonsbehandling).

Den framtidige nettstrukturen og overføringskapasiteten er også avhengig av om det er deler av nettet som er utkoblet. Dette kan være grunnet for eksempel vedlikehold/fornyelse av ledninger eller riving av eksisterende nett.



Figur 5-1 – Forhold som påvirker nettstruktur og overføringskapasitet

5.3.3 Produksjon og last

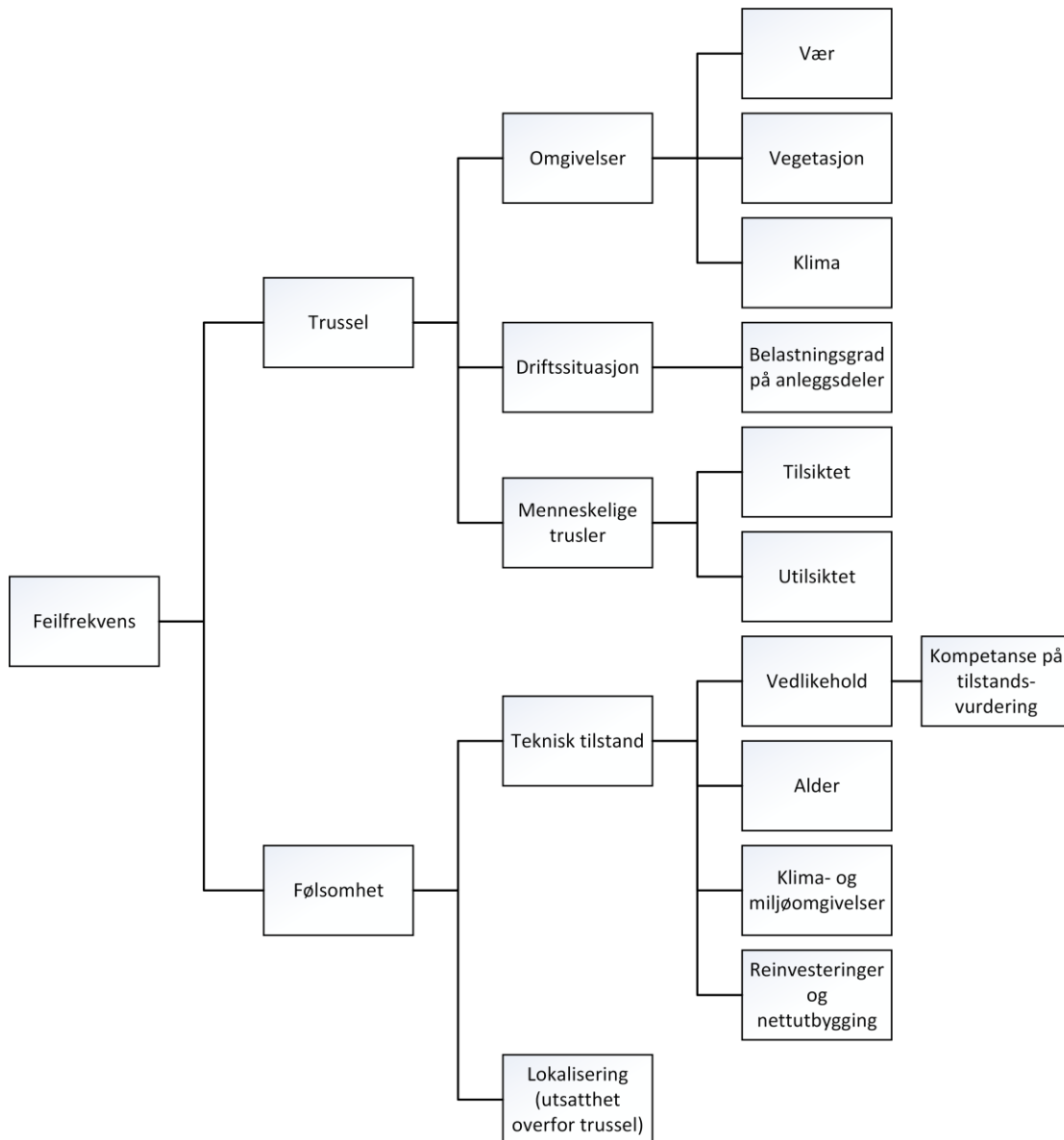
I en nettmodell for framtidige situasjoner, er den framtidige produksjonen og lasten meget viktig for å finne ut hvilke konsekvenser et utfall av en ledning vil få. Dersom det er en høy last og mye produksjon, vil det ofte være høy belastningsgrad i nettet, og et utfall av en ledning kan dermed bli kritisk ved at det ikke finnes ledig overføringskapasitet. Dette kan igjen føre til kaskaderende utfall, og avbrudd i større områder. Forhold som kan påvirke last- og produksjonsutviklingen er blant annet [31]:

- Konjunkturutviklingen
- Temperaturforholdene
- Prisutvikling på elektrisitet
- Myndighetenes signaler om sparing på grunn av knapphet av elektrisitet
- ENØK-innsats fra bransjen og myndighetene
- Støtteordninger til småkraftverk og alternativ energi
- Substitusjon mellom olje og elektrisitet
- Nye elektriske apparater
- Miljøkrav
- Endringer i den alminnelige forsyning
- Innføring av AMS og smart grid

5.3.4 Feilfrekvens

For å kunne si noe om hvor sannsynlig det er at en kraftledning vil svikte, tas det utgangspunkt i informasjon om feilfrekvens. Feilfrekvens er definert som antall feil i en gitt tidsperiode, og relateres derfor til fortid og feilhistorikk. For framtidige forhold er det naturlig å snakke om feilsannsynlighet. Det er imidlertid valgt å benytte feilfrekvens både som et begrep for lagging- og leading indikatorer. For framtidige forhold betyr derfor begrepet i denne sammenhengen en antatt framtidig feilfrekvens, altså antall feil i en gitt periode i framtiden.

Feilfrekvensen til en bestemt kraftledning påvirkes av mange aspekter. Som Figur 5-2 viser, påvirkes feilfrekvensen både av truslene den står overfor og følsomheten til kraftledningen. Dersom påkjenningene på kraftledningen er større enn hva kraftledningen på det tidspunktet tåler, vil kraftledningen svikte. For å videre finne ut hvordan trusselbildet og følsomheten vil endre seg, er man nødt til å se hva disse igjen påvirkes av. Denne metoden kan man fortsette med langt utover i underliggende nivåer, men må nødvendigvis avgrensnes for å ikke bli for omfattende. Det bør også fokuseres på de viktigste aspektene som er forventet at påvirker mest.

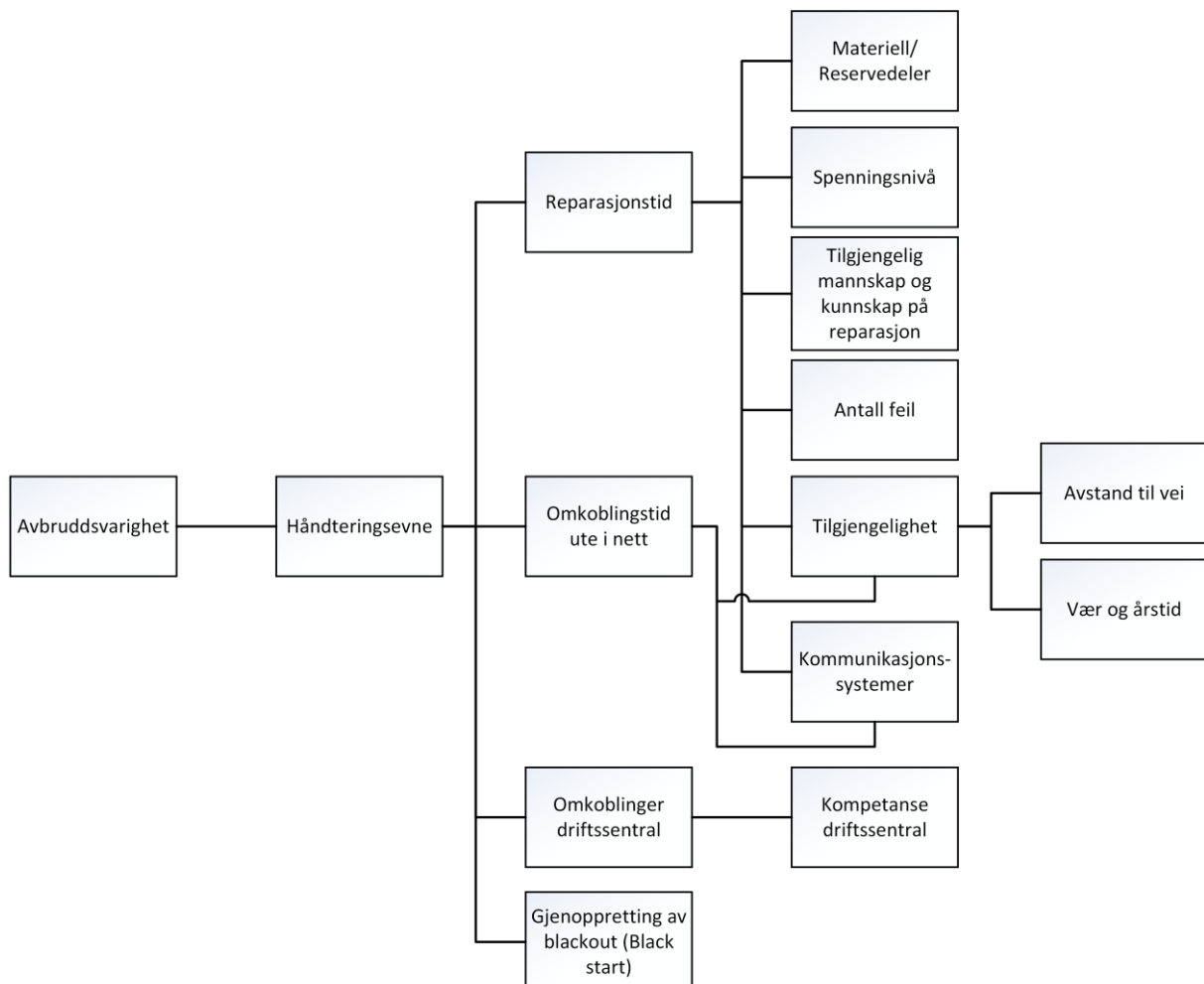


Figur 5-2 – Forhold som påvirker feilfrekvens

Som vist i figuren, påvirkes trusselbildet av omgivelsene til kraftledningene, den bestemte driftssituasjonen og menneskelige trusler. Disse har hver sine egne underaspekter. Trusselbildet kan imidlertid påvirkes av andre forhold også. Følsomheten påvirkes blant annet av den tekniske tilstanden til kraftledningen samt hvor utsatt den er i forhold til de trusler som måtte oppstå, for eksempel ut fra hvor kraftledninger er lokalisert.

5.3.5 Avbruddsvarighet

Avbruddsvarigheten er ofte avgjørende for hvor kritisk et avbrudd blir. Avbruddsvarigheten er avhengig av håndteringsevnen. Håndteringsevnen er igjen avhengig av forskjellige aspekter, etter hvordan en gjenoppretting av et avbrudd kan skje. Dersom man har muligheter for å koble ut ledningen med feil, og gjøre omkoblinger i nettet for å gjenopprette forsyning til sluttbrukerne vil dette gjøres. Dette vil være gjort raskt dersom det kan løses ved hjelp av fjernstyring fra driftssentral. Det kan også være nødvendig å gjøre omkoblinger manuelt ute i nettet, og fører da til noe lenger avbruddsvarighet. Når det ikke er mulig å gjøre omkoblinger for å gjenopprette forsyningen, er man nødt til å få reparert/fjernet feilen, og avbruddsvarigheten kan dermed bli relativt lang. De nevnte gjenopprettingsmetoder er også avhengige av flere forhold, som vist i Figur 5-3.

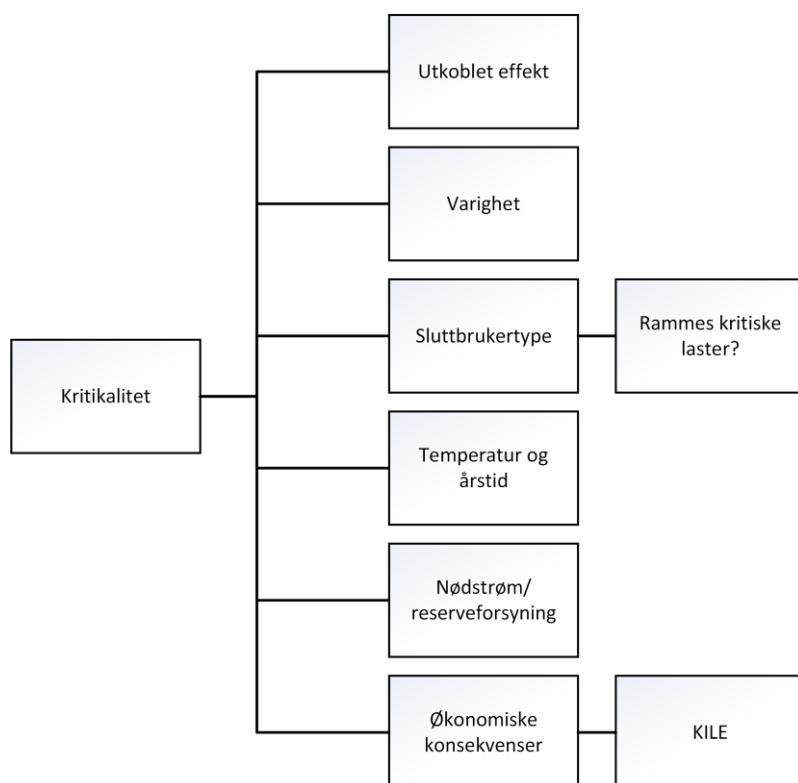


Figur 5-3 - Forhold som påvirker avbruddsvarighet

5.3.6 Kritikalitet av avbrudd

Kritikaliteten av et avbrudd er hensiktsmessig å inkludere når en sårbarhetsindikator skal etableres. Kritikaliteten avhenger av flere forskjellige aspekter som vist i Figur 5-4. Det vil variere hvor kritisk et avbrudd vil være avhengig av hvilken sluttbrukertype som rammes av avbruddet, og om det er spesielt kritiske laster. Likevel kan det generelt sies at avbruddet vil være mer kritisk dersom det er en stor avbrutt effekt og/eller lang varighet. I tillegg har også utetemperatur betydning, da dette vil påvirke hvor avhengige sluttbrukere er av elektrisitet til oppvarming. Kritikaliteten kan bli mindre ved at sluttbrukere som rammes har tilgang på nødstrøm/reserveforsyning.

Den økonomiske konsekvensen for sluttbrukere kan finnes ved å beregne KILE-kostnader knyttet til det bestemte avbruddet. Beregningen av KILE-kostnader er, som vist i kapittel 4.3, avhengig av flere forhold, som sluttbrukertype, tidspunkt (måned, dag, tid på døgnet), avbrutt effekt, og varighet.



Figur 5-4 - Forhold som påvirker kritikalitet

6 Etablering av lagging- og leading sårbarhetsindikatorer

I dette kapittelet presenteres etableringen av lagging- og leading sårbarhetsindikatorer, i henhold til framgangsmåten vist i Figur 3-4 [13].

6.1 Definere system og behov/formål med indikatoren

Systemet det skal lages indikator for er en utvalgt del av regionalnettet som eies av Skagerak Nett AS. Det skal ikke lages indikatorer for tilhørende underliggende og overliggende nett, men enkelte elementer kan inkluderes som en del av beregningsgrunnlaget dersom det er nødvendig.

Modellen av regionalnettet som det lages indikatorer for består av:

- Kraftledninger
- Transformatorer/transformatorstasjoner
- Generatorer
- Leveringspunkt

Kraftnettet er en kombinasjon av masket nett og radialer. Dette betyr at utfall av enkelte ledninger vil kunne føre til avbrudd hos sluttbrukere, mens det i andre tilfeller finnes alternative forsyningsveier. Dette er noe som må tas hensyn til når indikatoren skal etableres.

Indikatoren skal dekke de fire dimensjonene av sårbarhetsbildet; trusler, følsomhet, håndteringsevne og kritikalitet. Sårbarhetsaspektene det skal etableres indikatorer for er beskrevet i kapittel 5.3.

Formålet med indikatoren er å finne en enkel kvantitativ metode som skal kunne gi indekser for hvordan sårbarheten og leveringspåliteligheten til kraftnettet er i dag, og hvordan den vil være i framtiden. Det er ønskelig å bruke indikatoren som en screening av utfall i kraftnettet, og finne hvilke utfall kraftnettet er særlig sårbart overfor.

Utvikle et teoretisk rammeverk: Det teoretiske rammeverket som benyttes når indikatorene skal etableres er beskrevet i kapittel 3.

6.2 Design og valg av indikatorer

Indikatorer for sårbarhet kan designes på forskjellige måter, og det kan være forskjell på hvordan en lagging indikator beregnes, sammenlignet med beregningen av en leading indikator. I denne oppgaven vil selve beregningen av indikatorene være lik for både lagging- og leading indikatorer. Forskjellen mellom dem ligger imidlertid i datagrunnlaget som benyttes i utfallsanalysene og tilleggsdata som er nødvendig for etablering av indikatorene. Det er valgt å benytte denne framgangsmåten, siden dette gjør at det blir lettere å sammenligne lagging- og leading indikatorer samt at man tydeligere kan observere eventuelle utviklingstrekk.

Valg av indikatorer gjøres på grunnlag av punktlisten i kapittel 5.3, over hvilke forhold som er interessant å overvåke. Det skal derfor etableres indikatorer for:




- Feilfrekvens på kraftledninger
- Belastningsgrad på anleggsdeler
- Kaskaderende hendelser i kraftnettet
- Reparasjonstid
- Avbrutt effekt
- Kritiske laster i kraftnettet
- Kostnader ved avbrudd (KILE-kostnader)

6.2.1 Definerings av skala

Det vil bli brukt en felles skala for alle indikatorene. Indikatorene vil få en verdi mellom 0 og 100, hvor 100 representerer ingen/lav sårbarhet og 0 representerer høy sårbarhet. For noen indikatorer kan det virke ulogisk med en slik skala, og man er derfor nødt til å være bevisst på den nevnte betydningen av verdiene.

I oppgaven blir det benyttet fargekoder i henhold til indikatorverdiene. Dette gjøres for å raskt og tydelig kunne finne hvilke verdier som er lave og høye, uten å måtte lese alle tall. Fargekodene vil være som vist i Tabell 6-1.

Tabell 6-1 - Fargekoder for indikatorverdier

| Indikatorverdi | Fargekode |
|----------------|---|
| 0-24 |  |
| 25-74 |  |
| 75-100 |  |

For å få alle indikatorene til å representere en verdi mellom 0 og 100, benyttes det «skaleringfaktorer» for de forskjellige indikatorene der dette er nødvendig. Disse blir presentert som w_x . Skaleringfaktorene er funnet gjennom testing av indikatorene som blir etablert (trinn 8, i henhold til Figur 3-4). Skaleringfaktorene er valgt slik at alle hendelser som oppstår skal kunne dekkes av indikatorene. Det betyr at de beregningene som er funnet til å være mest kritisk, for eksempel høyeste beregnede feilfrekvens, får en indikatorverdi lik 0 eller en meget lav verdi. På den måten vil det også være lettere å få fram variasjoner i verdier til indikatorene. Dette gjøres også for å forhindre at informasjon går tapt når indikatorverdiene blir beregnet.

6.2.2 Indikator for feilfrekvens

- *Hva skal indikatoren gi en indeks på?*

Indikatoren skal gi en indeks på antatt feilfrekvens til en bestemt kraftledning, og på den måten sannsynligheten for utfall av kraftledningen.

- *Sårbarhetsaspekt og dimensjoner av sårbarhetsbildet som dekkes:*

Indikatoren dekker aspekter relatert til trusler og følsomhet, i henhold til Figur 5-2.

- *Beregning av indikator*

Indikatoren for feilfrekvens beregnes etter følgende likning:

$$I_{F,k} = 100 - \lambda_k \cdot w_F \quad (6-1)$$

$I_{F,k}$ = Indikatorverdi for feilfrekvens på kraftledning k.

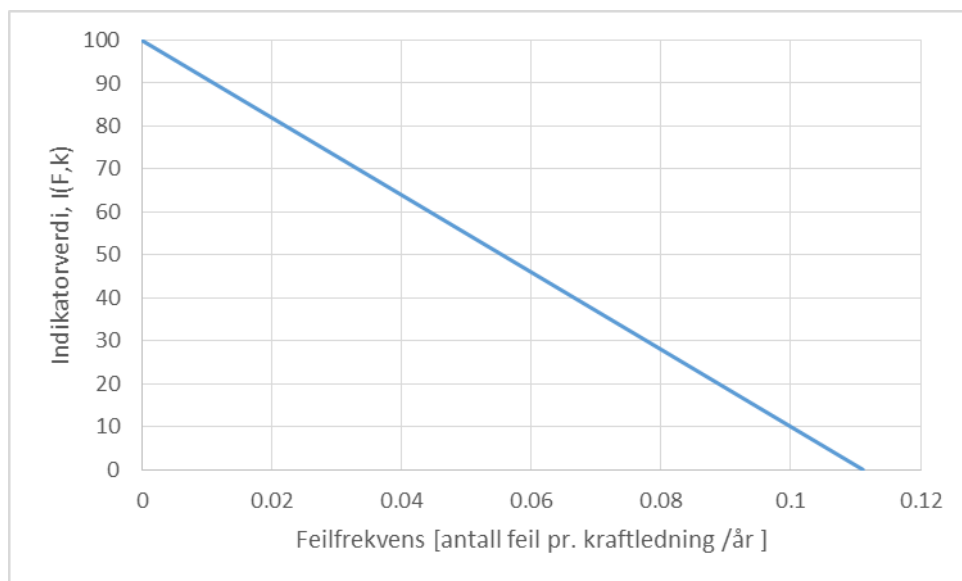
λ_k = Feilfrekvens på kraftledning k, oppgitt i antall feil pr. år.

w_F = skaleringfaktor for hvor mye feilfrekvensen påvirker indikatorverdien.

Skaleringfaktoren w_f blir funnet til å være lik 900:

$$I_{F,k} = 100 - \lambda_k \cdot 900$$

Likningen kan presenteres grafisk som vist i Figur 6-1.



Figur 6-1 - Grafisk framstilling av indikator for feilfrekvens.

- *Beskrivelse av indikator*

Som vist i Figur 6-1, vil en feilfrekvens på tilnærmet 0,111 feil pr. kraftledning / år gi en indikatorverdi på 0. Dette er ikke en veldig høy feilfrekvens, men det er valgt å skalere indikatoren på denne måten, for å enklere kunne rangere de forskjellige utfallene som kan oppstå ved at det blir større forskjeller i indikatorverdiene.

- *Begrunnelse for valg av indikator*

Indikatoren forteller hvor sannsynlig det er at utfallet av kraftledningen skal inntreffe. Når det skal gjøres en rangering av hvilke utfall av kraftledninger kraftnettet er mest sårbart overfor, er det av interesse å vite hvor sannsynlig det er at hendelsene kan oppstå. Hendelser med større sannsynligheter, samtidig med store konsekvenser, vil utgjøre hendelsene med størst risiko.

6.2.3 Indikator for belastningsgrad

- *Hva skal indikatoren gi en indeks på?*

Indikatoren for belastningsgrad skal gi en indeks på hvor høy den høyeste belastningsgraden er på en anleggsdel i kraftnettet, etter utfall av en kraftledning.

- *Sårbarhetsaspekt og dimensjoner av sårbarhetsbildet som dekkes:*

Indikatoren omhandler belastningsgrad på anleggsdeler, og dekker dimensjonene trusler og håndteringsevne. Belastningsgraden sier noe om trusselbildet, da en høy belastningsgrad er en trussel i forhold til kaskaderende hendelser. Indikatoren kan også si noe om håndteringsevnen, siden en høy belastningsgrad gjør at det blir mindre reserver i nettet som dermed kan innebære større konsekvenser.

- *Beregning av indikator*

Beregningen av indikatoren vil være slik at en belastningsgrad mellom 0–80 %, gir en indikatorverdi på 100. En belastningsgrad på 100 % og 120 %, vil gi indikatorverdier på henholdsvis 25 og 0. Indikatorverdien vil følge en rett linje mellom disse punktene. Dette kan beskrives med likning (6-2), samt vises grafisk som illustrert i Figur 6-2.

$$I_{B,k} = 100 \quad \text{når} \quad B_{\%,k} < 80 \% \quad (6-2)$$

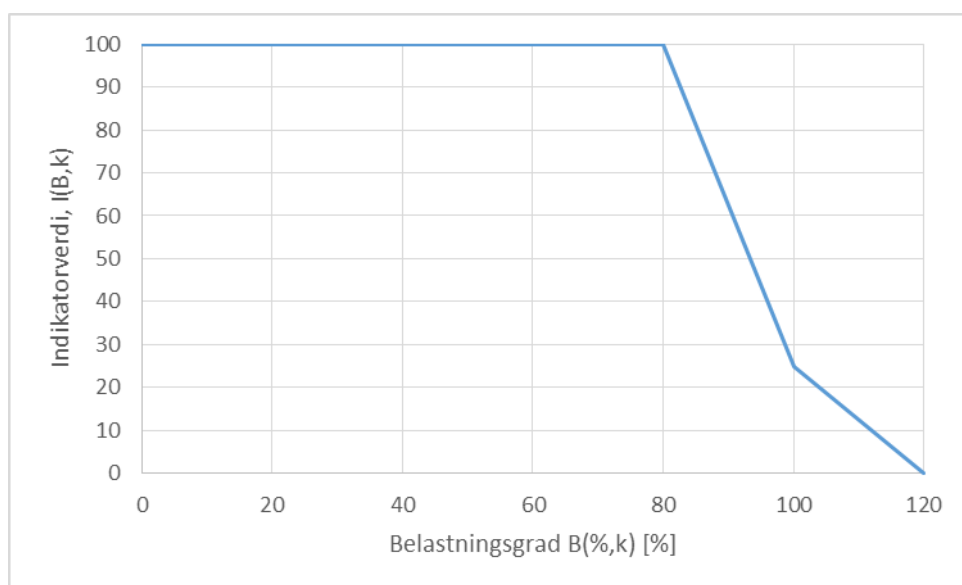
$$I_{B,k} = -\frac{15}{4} \cdot S_{\%,k} + 400 \quad \text{når} \quad 80 \% \leq B_{\%,k} \leq 100 \%$$

$$I_{B,k} = -\frac{5}{4} \cdot S_{\%,k} + 150 \quad \text{når} \quad 100 \% \leq B_{\%,k} \leq 120 \%$$

$$I_{B,k} = 0 \quad \text{når} \quad B_{\%,k} \geq 120 \%$$

$I_{B,k}$ = Indikatorverdi for belastningsgrad etter utfall av kraftledning k.

$B_{\%,k}$ = Høyeste belastningsgrad i kraftnettet etter utfall av kraftledning k, angitt i prosent.



Figur 6-2 - Grafisk framstilling av indikator for belastningsgrad

- *Beskrivelse av indikator*

Det er valgt at en belastningsgrad under 80 % ikke gir noen reduksjon i indikatorverdien. Grunnen til dette er at det antas at belastningsgrader under denne verdien kan anses som normal belastningsgrad i nettet ved maksimallast [31]. Videre er det valgt at overbelastning på anleggsdeler (> 100 %) gir indikatorverdier som blir lavere enn 25. På den måten vil disse bli merket rødt i henhold til Tabell 6-1, og det blir dermed lettere å kunne finne ut om utfall fører til overlast. Belastningsgrad på under 120 % fører imidlertid ikke til noen kaskaderende hendelser i simuleringene, men jo nærmere 120 % man kommer, jo mer øker faren for at dette kan skje. Indikatorverdien går dermed mot 0 når belastningsgraden går mot 120 %. Belastningsgrader større enn 120 % vil bli gitt indikatorverdi 0. Det er valgt å gjøre det på denne måten, da belastningsgrader større enn 120 % på kraftledninger, vil føre til at kraftledningen blir koblet ut i simuleringene.

- *Begrunnelse for valg av indikator*

Denne indikatoren er valgt for å se i hvilken grad utfall av kraftledninger vil føre til fare for at flere kraftledninger vil bli koblet ut, og om vi får overlast på andre kraftledninger. Dersom flere

kraftledninger blir koblet ut som følge av feil i kraftnettet kan større områder rammes, og sannsynligvis også ramme kritiske laster i nettet.

6.2.4 Indikator for kaskaderende hendelser

- *Hva skal indikatoren gi en indeks på?*

Indikatoren skal gi en indeks på om utfall av en kraftledning fører til kaskaderende hendelser i kraftnettet grunnet overlast, og eventuelt hvor mange kaskaderende hendelser som oppstår.

- *Sårbarhetsaspekt og dimensjoner av sårbarhetsbildet som dekkes:*

Indikatoren gir informasjon om følsomheten til systemet overfor driftspåkjenningene, etter utfall av en kraftledning. Den kan også delvis gi informasjon om håndteringsevnen til systemet – altså hvor godt systemet klarer å håndtere utfallet av kraftledningen.

- *Beregning av indikator*

Indikatoren for kaskaderende hendelser har følgende likning:

$$I_{c,k} = 100 - w_c \cdot n \quad (6-3)$$

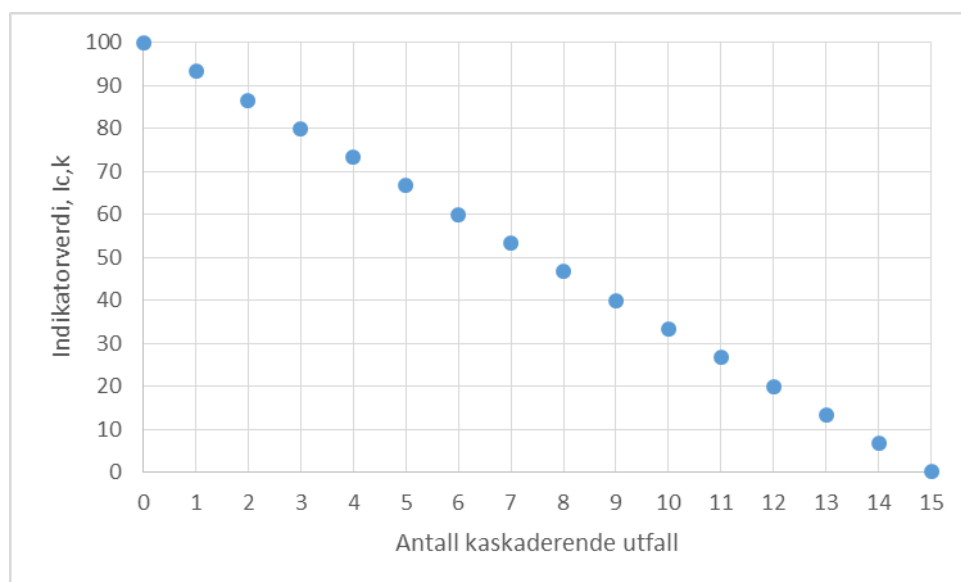
$I_{c,k}$ = Indikatorverdi for kaskaderende hendelser grunnet utfall av kraftledning k.

n = Antall kaskaderende utfall, hvor n er et positivt heltall.

w_c = Skaleringsfaktor: Intervall for reduksjon i indikatorverdi pr. kaskaderende utfall grunnet overbelastning. Her settes $w_c = 100/15$, som betyr at 15 kaskaderende utfall vil gi en indikatorverdi lik 0.

$$I_{c,k} = 100 - \frac{100}{15} \cdot n$$

Likningen kan presenteres grafisk som vist i Figur 6-3.



Figur 6-3 - Grafisk framstilling av indikator for kaskaderende hendelser

- *Beskrivelse av indikator*

Indikatoren beregnes som vist i likning (6-3), og som vist i Figur 6-3 vil kaskaderende utfall gi en reduksjon i indikatorverdi med intervaller på ca. 6,7 for hvert utfall av en kraftledning. «w_c» er angitt slik at 15 kaskaderende utfall vil gi indikatorverdi lik 0. Er det ingen kaskaderende utfall får indikatoren verdien 100.

- *Begrunnelse for valg av indikator*

Kaskaderende utfall kan være et problem i tungt belastede kraftnett, og større områder kan bli strømløse grunnet enkeltfeil i kraftnettet, som igjen kan føre til store konsekvenser.

6.2.5 Indikator for rammede kritiske laster

- *Hva skal indikatoren gi en indeks på?*

Indikatoren skal gi en indeks på hvor kritiske lastene er som opplever avbrudd etter utfall av en eller flere kraftledninger.

- *Sårbarhetsaspekt og dimensjoner av sårbarhetsbildet som dekkes:*

Indikatoren dekker kritikalitet.

- *Beregning av indikator*

Indikatoren for kritiske laster beregnes som vist i likning (6-4).

$$I_{kr,k} = 100 - K \cdot 25 \quad (6-4)$$

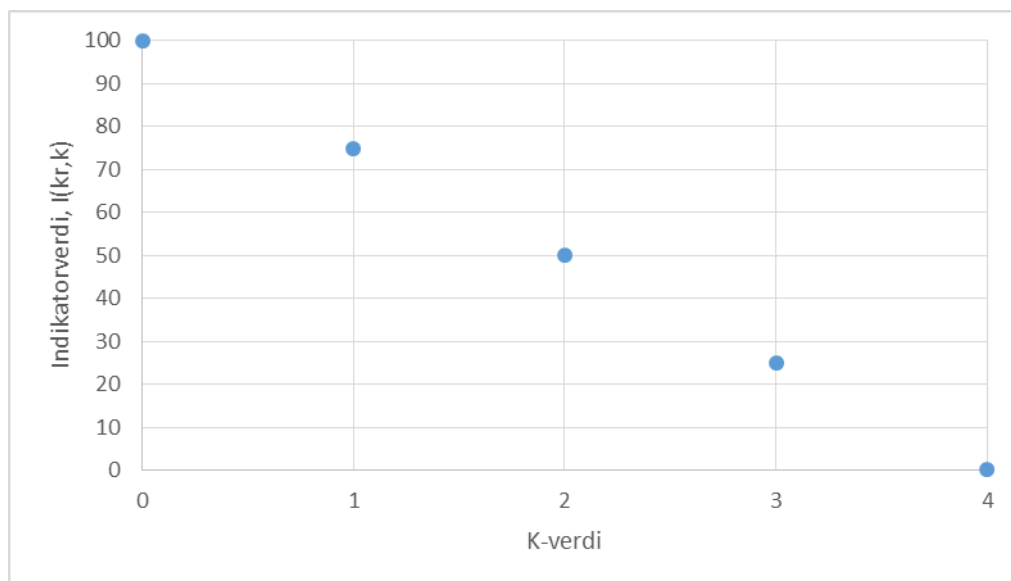
$I_{kr,k}$ = Indikatorverdi for rammede kritiske laster grunnet utfall av kraftledning k.

K = indeks, her kalt «K-verdi», for hvor kritisk lasten/leveringspunktet som opplever avbrudd er. Definert ved et heltall, 0-4 i henhold til Tabell 6-2.

Likningen kan presenteres grafisk som vist i Figur 6-4.

Tabell 6-2 – Kategorisering av kritikalitet for sluttbrukere.

| Sluttbrukere | K-verdi | Indikatorverdi |
|--|---------|----------------|
| Ingen sluttbrukere rammet | 0 | 100 |
| Alminnelig forsyning | 1 | 75 |
| Viktig industri m.m. | 2 | 50 |
| Viktig infrastruktur | 3 | 25 |
| Liv og helse (sykehus med akuttfunksjon) | 4 | 0 |



Figur 6-4 - Grafisk framstilling av indikator for rammede kritiske laster

- *Beskrivelse av indikator*

Indikatoren beregnes som vist i likning (6-4), og som vist i Figur 6-4, vil indikatorverdien reduseres med intervaller på 25, etter hvor kritisk sluttbrukerne som opplever avbrudd er. Kategorisering av sluttbrukere er gjort på grunnlag av samme inndeling benyttet i ROS-analyser utført av Skagerak Nett AS [32].

- *Begrunnelse for valg av indikator*

Kritiske laster og avbrudd i forsyningen hos disse er viktig å inkludere både i sårbarhetsanalyser og i sårbarhetsindikatorer. Det er vanskelig å si noe om hvor kritisk et avbrudd vil være uten å ta hensyn til hvilke type laster som rammes.

6.2.6 Indikator for og reparasjonstid

- *Hva skal indikatoren gi en indeks på?*

Indikatoren skal gi en indeks på hvor lang tid det tar å reparere kraftledningen som sviktet, uavhengig av om utfallet fører til avbrudd for sluttbrukere.

- *Sårbarhetsaspekt og dimensjoner av sårbarhetsbildet som dekkes:*

Indikatoren dekker håndteringsevnen i henhold til Figur 5-3. I tilfeller der reparasjon er nødvendig for å gjenopprette forsyning, vil reparasjonstid og avbruddsvarighet bli den samme. I disse tilfellene vil den derfor også dekke kritikalitet.

- *Beregning av indikator*

Indikatoren for reparasjonstid beregnes som vist i likning (6-5).

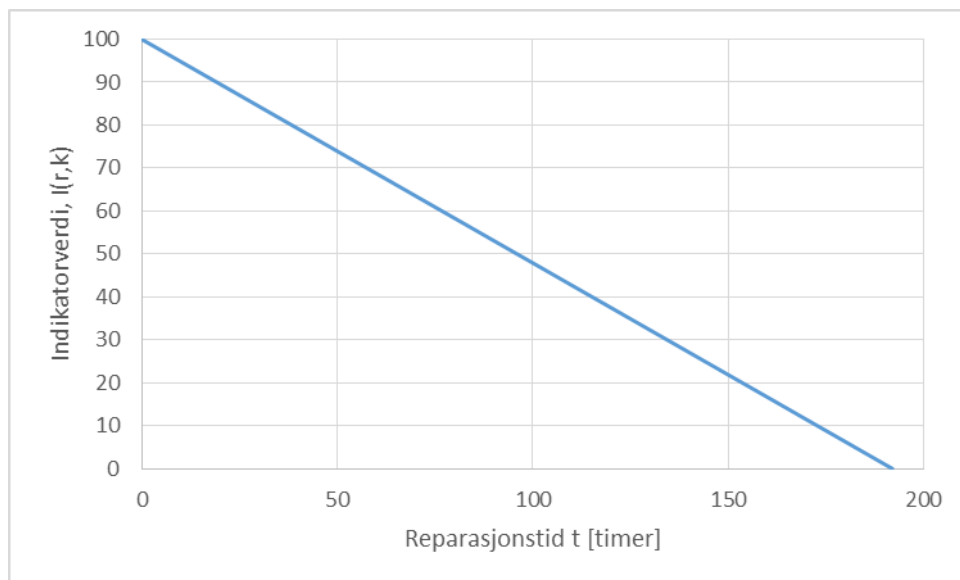
$$I_{r,k} = 100 - w_r \cdot t \quad (6-5)$$

$I_{r,k}$ = Indikatorverdi for reparasjonstid på kraftledning k
 t = Antall timer det er antatt at det tar å reparere gjeldene kraftledning.
 w_r = Skaleringsfaktor for hvor mye reparasjonstiden påvirker indikatorverdien.

Skaleringsfaktoren settes her til 100/192, slik at 192 timer (8 døgn) skal gi indikatorverdi lik 0.

$$I_{r,k} = 100 - \frac{100}{192} \cdot t$$

Likningen kan presenteres grafisk som vist i Figur 6-5.



Figur 6-5 – Grafisk framstilling av indikator for reparasjonstid.

- *Beskrivelse av indikator*

Indikatoren beregnes som vist i likning (6-5), og som vist i Figur 6-5 vil indikatorverdien reduseres med ca. 0,52 for hver time som går til å reparere ledningen. En reparasjonstid på 192 timer (8 døgn) vil derfor gi en indikatorverdi lik 0. Skaleringsfaktoren er valgt på grunnlag av at den antatt lengste reparasjonstid er på 8 døgn [32].

- *Begrunnelse for valg av indikator*

Reparasjonstiden er viktig å inkludere i indikatoren for å kunne anslå hvor god håndteringsevnen er til å gjenopprette drift av kraftledningen som har sviket. Selv om et utfall av en kraftledning ikke fører til avbrudd, er det hensiktsmessig å reparere kraftledningen så fort som mulig for å gjenopprette nødvendig driftssikkerhet (oppfyllelse av N-1-kriteriet). Dersom det skjer utfall av en annen kraftledning.

6.2.7 Indikator for avbrutt effekt

- *Hva skal indikatoren gi en indeks på?*

Indikatoren skal gi en indeks på hvor mye effekt som blir avbrutt forårsaket av utfall av en kraftledning, og eventuelt kaskaderende utfall.

- *Sårbarhetsaspekt og dimensjoner av sårbarhetsbildet som dekkes:*

Indikatoren dekker kritikalitet.

- *Beregning av indikator*

Indikatoren for avbrutt effekt beregnes som vist i likning (6-6).

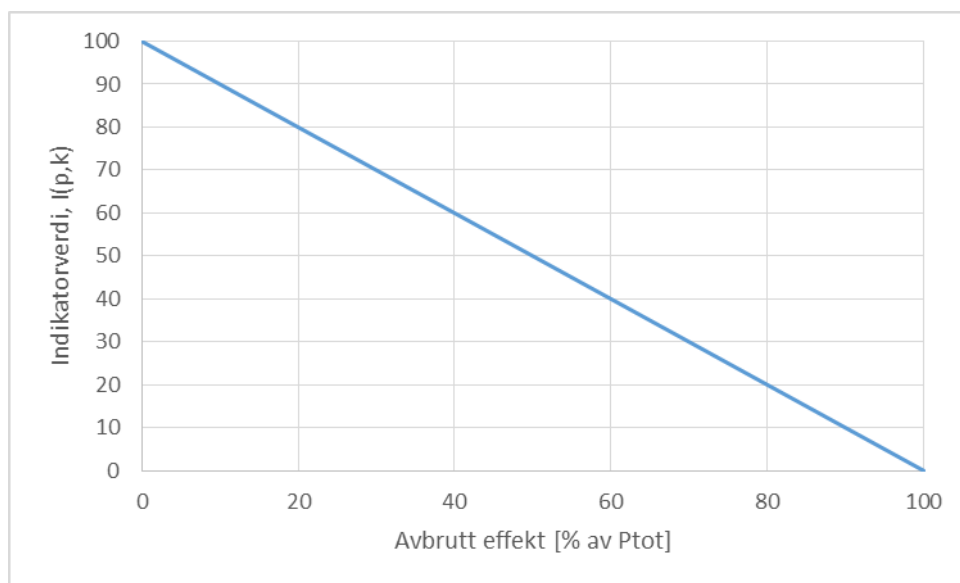
$$I_{p,k} = 100 - \frac{P_a}{P_{tot}} \cdot 100 \quad (6-6)$$

$I_{p,k}$ = Indikatorverdi for avbrutt effekt grunnet utfall av kraftledning k.

P_a = Avbrutt effekt (MW).

P_{tot} = Den totale effekten i regionalnettet ved maksimallast.

$\frac{P_a}{P_{tot}} \cdot 100$, vil være et uttrykk for hvor stor prosentandel av den totale effekten i nettet som blir avbrutt. Likningen kan presenteres grafisk som vist i Figur 6-6.



Figur 6-6 - Grafisk framstilling av indikator for avbrutt effekt.

- *Beskrivelse av indikator*

Indikatoren beregnes som vist i likning (6-6), og som vist i Figur 6-6 vil indikatorverdien reduseres med 1 for hver prosent av den totale effekten i nettet som blir avbrutt. Dersom 100 % av effekten blir avbrutt (blackout) vil indikatoren gi verdien 0. Man må derfor være bevisst på at også relativt høye indikatorverdier gir en viss avbrutt effekt.

- *Begrunnelse for valg av indikator*

En indikator for hvor mye effekt som vil bli koblet ut sier mye om omfanget av den uønskede hendelsen. Ofte vil en stor avbrutt effekt også føre til større konsekvenser for sluttbrukere samlet sett, enn om det er lite avbrutt effekt. Dette er imidlertid også avhengig av blant annet avbruddsvarighet og lokaliseringen av kritiske laster.

6.2.8 Indikator for KILE-kostnader

- *Hva skal indikatoren gi en indeks på?*

Indikatoren skal gi en indeks på de totale samfunnsøkonomiske kostnadene som påføres sluttbrukerne ved avbrudd.

- *Sårbarhetsaspekt og dimensjoner av sårbarhetsbildet som dekkes*

Indikatoren dekker kritikalitet.

- *Beregning av indikator*

Indikatoren for KILE-kostnad beregnes som vist i likning (6-7).

$$I_{KILE,k} = 100 - w_{KILE} \cdot KILE_k \quad (6-7)$$

$I_{KILE,k}$ = Indikatorverdi for KILE-kostnader grunnet utfall av kraftledning k.

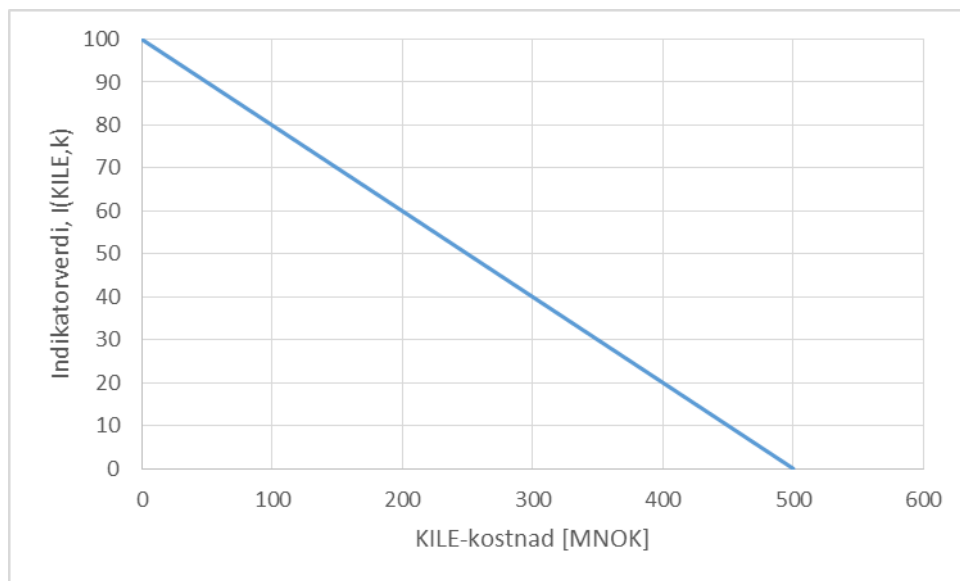
$KILE_k$ = KILE-kostnader i millioner kroner (MNOK) grunnet utfall av kraftledning k.

w_{KILE} = Skaleringsfaktor for hvor mye en bestemt KILE-kostnad påvirker indikatorverdien.

Skaleringsfaktoren settes her til 1/5.

$$I_{KILE,k} = 100 - \frac{1}{5} \cdot KILE_k$$

Likningen kan presenteres grafisk som vist i Figur 6-7.



Figur 6-7 - Grafisk framstilling av indikator for KILE-kostnad.

- *Beskrivelse av indikator*

Indikatoren beregnes som vist i likning (6-7), og som vist i Figur 6-7 vil indikatorverdien reduseres med 20 for hver 100 MNOK i KILE-kostnader. En KILE-kostnad på 500 MNOK gir derfor en indikatorverdi lik 0. I de tilfellene der det er kaskaderende utfall vil det kunne bli en høyere KILE-kostnad enn det som mest sannsynlig ville vært tilfelle i virkeligheten. Dette skyldes at avbruddsvarigheten her settes lik reparasjonstiden på kraftledningen (beskrives nærmere i kapittel 7.2.4). I virkeligheten ville det gjerne ha vært muligheter for å gjenopprette forsyning i store deler av nettet før kraftledningen er reparert. Av den grunn vil også KILE-indikatoren ta utgangspunkt i relativt høye KILE-kostnader. Selv om beregnet KILE-kostnad vil kunne være urealistisk høy, vil imidlertid indikatoren kunne representere hvilke hendelser som kan føre til en høy KILE-kostnad og hvilke som blir mindre alvorlige med tanke på KILE-kostandene.

- *Begrunnelse for valg av indikator*

Det er viktig å finne ut hvor store konsekvensene blir dersom en kraftledning faller ut. Det er allerede etablert en indikator for kritiske laster, men denne kan ikke gi en indeks for hvordan kostnadene vil kunne bli. Det velges derfor å benytte indikatoren for KILE-kostnader til dette formålet.

6.3 Aggregering og vekting

Kombinerte- eller aggregerte indikatorer er indikatorer som blir etablert ved at flere enkeltindikatorer slås sammen til en singel indeks, basert på en underliggende modell.

- *Hva skal indikatoren gi en indeks på?*

Indikatoren skal gi en indeks på hvordan sårbarheten og leveringspåliteligheten er for kraftnettet ved bestemte utfall av kraftledninger. Denne skal baseres på en aggregering/kombinasjon av enkeltindikatorene.

- *Sårbarhetsaspekt og dimensjoner av sårbarhetsbildet som dekkes*

Indikatoren dekker trusler, følsomhet, håndteringsevne og kritikalitet.

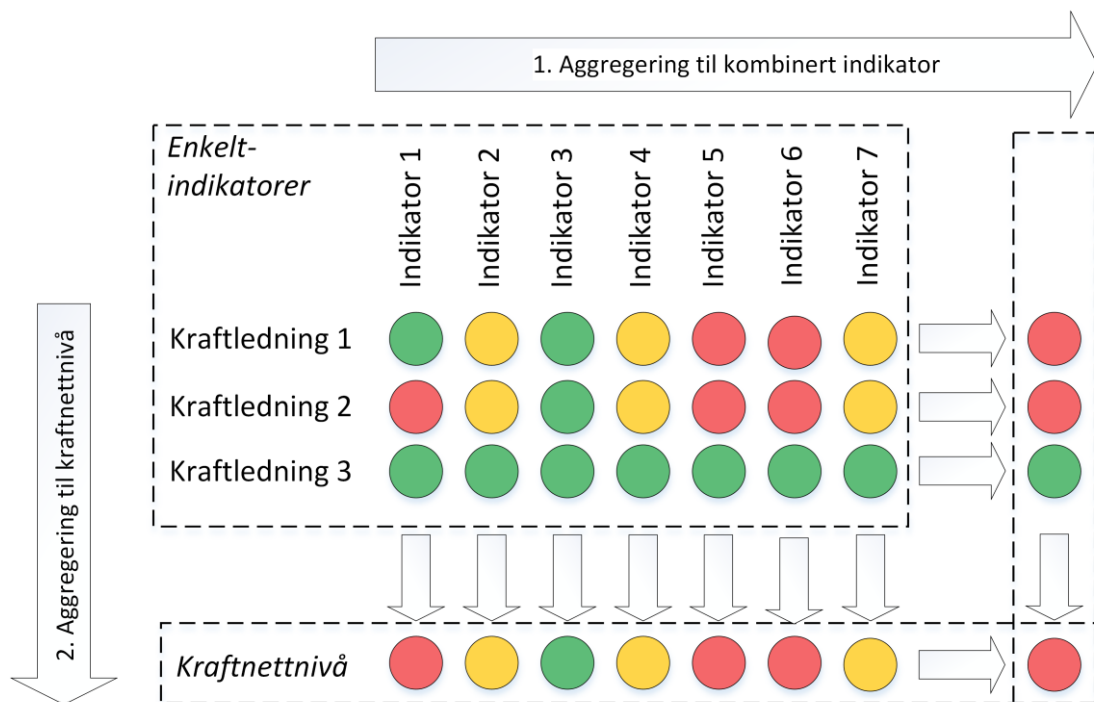
- *Beregning av indikator*

For etablering av kombinerte- og aggregerte indikatorer er det to forskjellige metoder som benyttes. Disse er beskrevet i punkt 1 og punkt 2 under. I denne oppgaven blir indikatorene betegnet henholdsvis «kombinert indikator» og «aggregert indikator». Dette er også illustrert i Figur 6-8. I figuren er lave verdier illustrert i rødt, middels i gult, og høye verdier i grønn, på samme måte som i Tabell 6-1. Deler av framgangsmåten for etablering av aggregerte og kombinerte indikatorer er basert på metode beskrevet i [9].

1. Den ene metoden er aggregering av indikatorene for en bestemt uønsket hendelse (utfall av kraftledning), og blir på den måten en kombinert indikator. Dette vil altså være indikatoren som beskriver sårbarheten/leveringspåliteligheten i forhold til utfall av denne ene kraftledningen. Denne kan derfor brukes til å sammenligne de forskjellige utfallene av kraftledninger, og se hvilke som totalt sett kraftnettet er mest sårbart overfor.
2. Den andre metoden er aggregering av indikatorverdiene for en bestemt indikator. Dette kan for eksempel være aggregering av indikatoren for feilfrekvens, slik at man får en

aggregert indikator for alle de forskjellige utfallene som kan oppstå. Det vil si at indikatoren vil danne et bilde av feilfrekvensen for hele kraftnettet. Dette gjøres for alle indikatorene, og på den måten kan den benyttes til å se hvilke av indikatorene som samlet sett har de mest kritiske verdiene.

I tillegg til disse indikatorene som da vil bli dannet, kan også de kombinerte indikatorene aggregeres til kraftnettnivå. En annen mulighet er at de aggregerte indikatorene for hver enkeltindikator aggregeres til en kombinert indikator.



Figur 6-8 – Aggregering av indikatorer. Figuren er basert på figur i [9].

Det er mange måter å aggregere og kombinere indikatorene på. Gjennomsnittsverdier er en mulig metode, men vil kunne risikere at viktig informasjon går tapt i aggregeringen. Dette skyldes at man med en aggregert indikator også ønsker å vite om noen av de underliggende indikatorene har spesielt lave verdier. Slike lave verdier vil ofte ikke bli godt gjenspeilet i en aggregert indikator beregnet på grunnlag av gjennomsnittet.

For at de lave verdiene lettere skal kunne framkomme i en aggregert indikator, velges det her å benytte vektet gjennomsnitt. Lave indikatorverdier vil bli gitt en høyere vekt enn høye indikatorverdier. Dette gjelder både aggregeringen til en kombinert indikator og til indikator på kraftnettnivå.

Det er også mulig å vekte de forskjellige enkeltindikatorer forskjellig. Dette vil bare være relevant å gjøre for den kombinerte indikatoren. Vektingen kan gjøres dersom det antas at en indikator skal ha større betydning enn andre indikatorer. En utfordring her kan være å vite om det faktisk er grunnlag for at indikatorene bør vektet forskjellig. Testing av indikatorene kan være til hjelp for å finne ut av dette. I denne oppgaven vil indikatorene vektet som vist i Tabell 6-3. Her er indikatorene for kritikalitet vektet dobbelt så mye som de andre indikatorene. Dette er gjort for at hendelser som fører til avbrudd eller store konsekvenser, skal bli rangert som mer kritisk enn de med små konsekvenser. Vektingen av indikatorene bør imidlertid justeres i forhold nettselskapets erfaringer og hva de anser som de viktigste indikatorene.

Tabell 6-3 – Vekting av indikatorer (V_{I_x})

| Indikator | Vekting [%] |
|---------------------------------------|-------------|
| Indikator for feilfrekvens | 10 |
| Indikator for belastningsgrad | 10 |
| Indikator for kaskaderende hendelser | 10 |
| Indikator for rammede kritiske laster | 20 |
| Indikator for reparasjonstid | 10 |
| Indikator for avbrutt effekt | 20 |
| Indikator for KILE | 20 |

Den kombinerte indikatoren beregnes som vist i likning (6-8). Beregning av aggregert indikator og aggregert kombinert indikator beregnes som vist i henholdsvis likning (6-9) og (6-10). I beregningen er indikatorene nummerert 1-7.

$$I_{Komb,k} = \frac{\sum_{x=1}^7 V_{I_x} \cdot I_{x,k} \cdot V(I_{x,k})}{\sum_{x=1}^7 V_{I_x} \cdot V(I_{x,k})} \quad (6-8)$$

$$I_{Agg,I_x} = \frac{\sum_{k=1}^n I_{x,k} \cdot V(I_{x,k})}{\sum_{k=1}^n V(I_{x,k})} \quad (6-9)$$

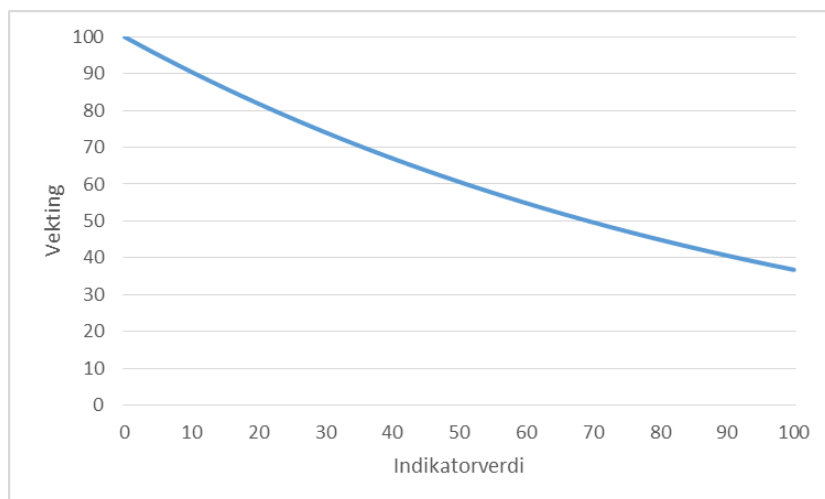
$$I_{Agg,Komb} = \frac{\sum_{k=1}^n I_{komb,k} \cdot V(I_{komb,k})}{\sum_{k=1}^n V(I_{komb,k})} \quad (6-10)$$

$$\sum_{x=1}^7 V_{I_x} = 1 \quad (6-11)$$

$$V(I_{x,k}) = 100 \cdot e^{-\frac{I_x}{100}} \quad (6-12)$$

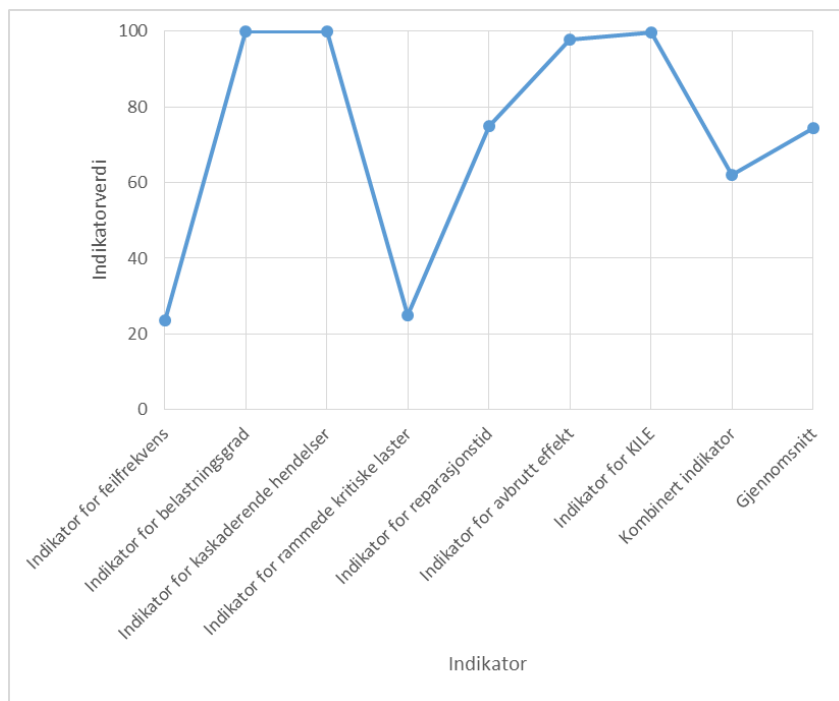
| | |
|----------------|---|
| k | Nr. på kraftledning/utfall, ($k=1..n$) |
| I_x | Indikator for sårbarhetsaspekt x , ($x=1..7$) |
| $I_{x,k}$ | Indikator for sårbarhetsaspekt x , for kraftledning/utfall k |
| I_{Agg,I_x} | Aggregert indikator på kraftnettnivå for I_x |
| $V(I_{x,k})$ | Faktor for vekting avhengig av indikatorverdier i henhold til likning (6-12). |
| $I_{Komb,k}$ | Kombinert indikator for alle sårbarhetsaspekter for kraftledning/utfall k |
| V_{I_x} | Faktor for vekting av indikator I_x |
| $I_{Agg,Komb}$ | Aggregert og kombinert indikator (kombinert indikator på kraftnettnivå) |

Indikatorverdiene vektes etter likning (6-12), og vist grafisk i Figur 6-9. Metoden er valgt på grunnlag av at de lave indikatorverdiene lettere skal framkomme i den kombinerte indikatoren. Det benyttes eksponentialfunksjon, i stedet for en lineær funksjon. Dette skyldes at denne tillater en noe større forskjell i vektingen av indikatorverdiene, uten at det oppstår situasjoner der en reduksjon i en enkeltindikator kan gi en høyere verdi i kombinertindikatoren. For at dette ikke skal være et problem, må produktet av indikatorverdi og faktor for vekting være monotont stigende når indikatorverdien økes (gitt at indikatorverdier vektes mindre jo høyere indikatorverdien er). Dette er nærmere forklart i Vedlegg F.



Figur 6-9 – Vekting av indikatorverdier

Et eksempel på hvordan den kombinerte indikatoren vil bli ut fra verdier på enkeltindikatorer er vist i Figur 6-10.



Figur 6-10 - Kombinert indikator sammen med indikatorer som inngår i beregningen.

- *Beskrivelse av indikator*

Den kombinerte indikatoren er sammensatt av alle sårbarhetsindikatorerne, og gir en indeks på sårbarheten til kraftnettet med en verdi fra 0 til 100. Dersom alle enkeltindikatorer har verdien 100, vil den kombinerte indikatoren gi verdien 100, og verdien 0 dersom alle enkeltindikatorer har verdien 0. Som Figur 6-10 viser vil den kombinerte indikatoren gi en lavere verdi enn gjennomsnittet, grunnet at lavere indikatorverdier har en høyere vektning.

Den aggregerte indikatoren på kraftnettnivå kan etableres ved å benytte likning (6-9). Det antas her at de forskjellige utfall av kraftledninger ikke skal vektes forskjellig. Vekting av indikatorverdier vil være likt som for den kombinerte indikatoren.

De kombinerte indikatorerne kan også aggregeres til en felles indikator ved å benytte likning (6-10). Samtidig kan også de aggregerte indikatorerne kombineres. Sistnevnte vil ikke bli benyttet i denne oppgaven, da den aggregerte indikatoren av kombinertindikatorerne gir tilnærmet samme informasjon. Bruksnyttan av disse aggregerte indikatorerne kan imidlertid diskuteres, da det blir på et såpass aggregert nivå at det er vanskelig å si noe om den faktiske sårbarheten ut fra denne.

- *Hva kan indikatoren brukes til? Begrunnelse for valg av indikator*

Siden det er valgt å etablere flere enkeltindikatorer for mange forskjellige utfall av kraftledninger, vil det være hensiktsmessig å benytte kombinerte- og aggregerte indikatorer i dette tilfellet. Fordelene ved å benytte seg av kombinerte- og aggregerte indikatorer vil blant annet være:

- Kombinerte indikatorer gjør at det blir enklere å få en helhetlig oversikt over sårbarheten, og gjør det enkelt å rangere hvilke utfall av kraftledninger som samlet sett kraftnettet er mest sårbart overfor. På den måten slipper man å evaluere enkeltindikatorer for å gjøre en rangering. Rangeringen bør imidlertid være et grunnlag for hvilke utfall som bør vurderes grundigere.
- Aggregerte indikatorer kan benyttes for å få en helhetlig oversikt over sårbarheten i hele kraftnettet, og gjør det mulig å avdekke hvilke enkeltindikatorer som samlet sett utgjør høyest sårbarhet.
- Kombinerte- og aggregerte indikatorer kan benyttes til å sammenligne utviklingen over tid for enkelt/dobbelt-utfall av kraftledninger eller kraftnettet sett under ett. Dette kan dermed gjøres ved å sammenligne lagging- indikatorer med leading indikatorer.

Selv om det er flere fordeler med bruk av kombinerte- og aggregerte indikatorer, er det også enkelte ulemper som en må være klar over:

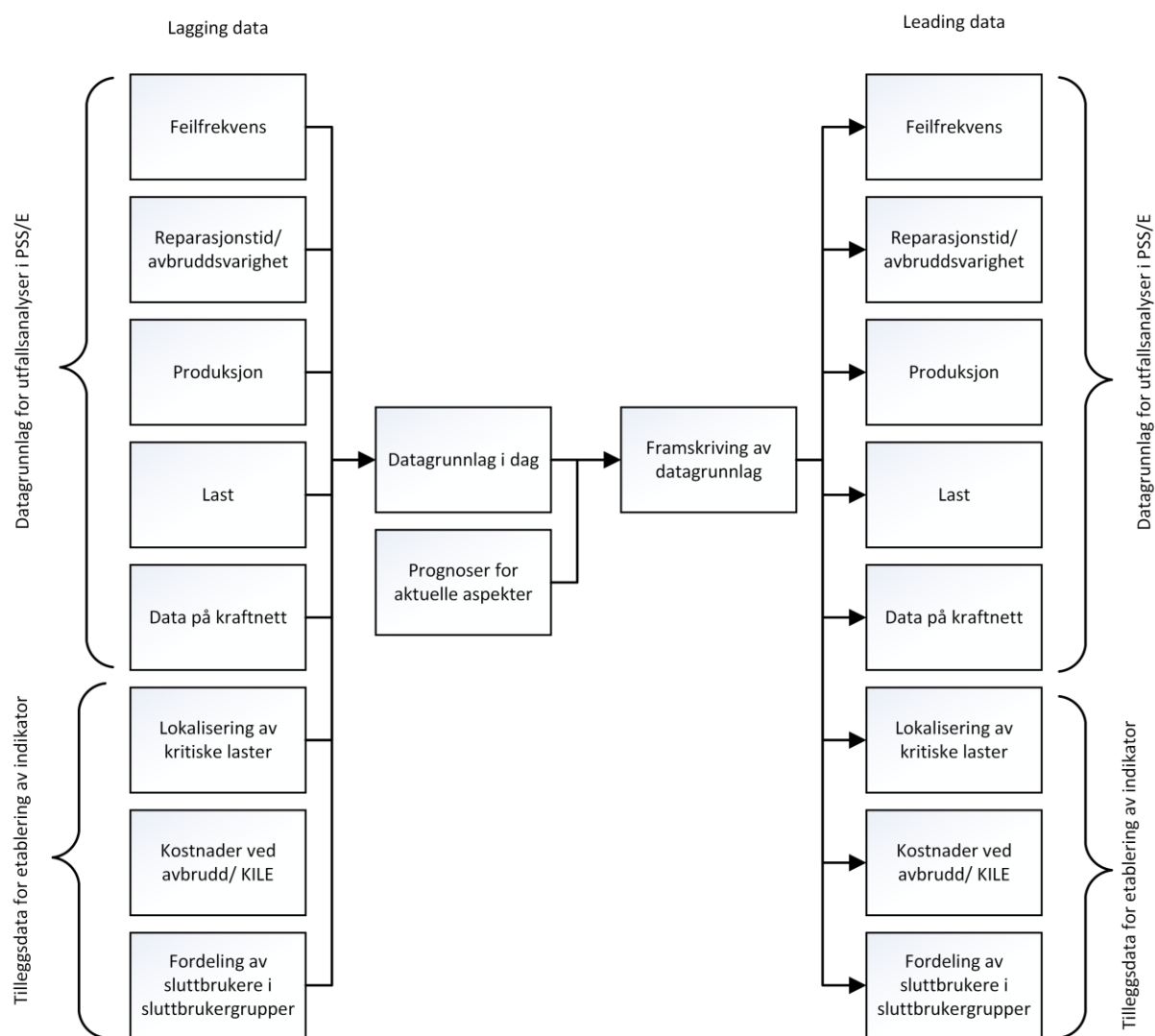
- Kombinerte- og aggregerte indikatorer kan villedde framfor å veilede, dersom de er dårlig etablert eller benyttes feil. Dette er blant annet på grunn av at det under aggregering er en risiko for at kritiske verdier til underliggende indikatorer ikke blir fanget opp.
- Det helhetlige bildet med disse indikatorene kan bli brukt feilaktig til å fatte beslutninger ved at man unnlater å vurdere underliggende informasjon. Det anbefales derfor i tillegg å ta enkeltindikatorer i betraktning.
- Kombinerte- og aggregerte indikatorer kan også bli misbrukt til å komme fram til et «ønsket» resultat, ved at det kan være vanskelig å se den klare sammenhengen mellom enkeltindikatorer og kombinerte- og aggregerte indikatorer. Metode for aggregering og dokumentasjon av indikator er derfor viktig.

Siden de kombinerte indikatorene har flere ulemper må de derfor brukes med fornuft, og resultatene en kombinert indikator gir, vil være sterkt avhengig av hvordan den kombinerte indikatoren er etablert. Vektingen og aggregeringen kan gjøres på mange forskjellige metoder, og på den måten vil også utfallet av den kombinerte indikatoren få mange forskjellige mulige resultater. Slike forhold må man derfor være klar over når disse indikatoren skal benyttes.

7 Datagrunnlag for beregning av lagging- og leading indikatorer

I dette kapitlet vil det aktuelle datagrunnlaget som benyttes for å beregne indikatorene presenteres. Det legges i denne rapporten stor vekt på hva som utgjør datagrunnlaget, og hvordan man kommer fram til dette. Grunnen til at dette utføres grundig, er at datagrunnlaget er helt avgjørende for hvilke resultater indikatorene vil gi. Dermed er man også nødt til å vite bakgrunnen for datagrunnlaget, for å få den nødvendige forståelsen av indikatorresultatene.

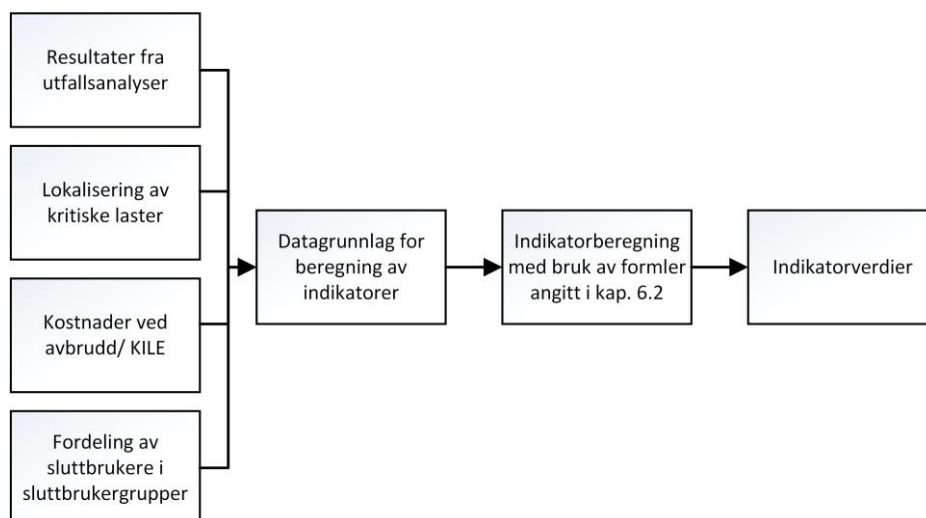
Det vil først bli presentert datagrunnlaget for lagging indikatorer, og deretter for leading indikatorer, og hvordan man kommer fram til dette. I Figur 7-1 er det vist på et generelt grunnlag hva som utgjør datagrunnlaget for lagging- og leading indikatorer, og prinsippet for å komme fram til datagrunnlaget som benyttes til leading indikatorer.



Figur 7-1 – Oversikt over datagrunnlag, lagging- og leading data.

Beregningen av indikatorene baserer seg på resultater fra utfallsanalysene utført i PSS/E, samt tilleggsdata for etablering av indikatorer (vist i Figur 7-1). Grunnen til at dette er oppført som tilleggsdata, er at det ikke er funnet metode for å implementere disse i PSS/E, og må dermed behandles i egen modell i kombinasjon med resultatene fra utfallsanalysene i PSS/E. Dette danner grunnlaget for beregning av indikatorene, som vist i Figur 7-2. Deretter blir

beregningene av indikatorene utført, som beskrevet i kapittel 6.2. Dette gir indikatorverdiene for lagging- og leading indikatorer.



Figur 7-2 – Datagrunnlag og beregning av lagging- og leading indikatorer.

7.1 Forutsetninger og bakgrunn for case

Kraftnettet det skal gjøres beregninger på, og lages indikatorer for, er deler av regionalnettet eid av Skagerak Nett AS. Etter avtale nettselskapet, blir kun utdrag av anonymiserte data presentert i rapporten. Dette gjelder både deler av datagrunnlaget, samt resultater som framkommer senere i rapporten.

Regionalnettet binder sentralnettet, kraftverk i området, og distribusjonsnettene sammen. Nettmodeller som benyttes er etablert for årene 2012, 2017 og 2022. Det vil derfor bli etablert indikatorer for disse tre modellene. Lagging indikatorer blir på den måten indikatorene knyttet nettmodellen i 2012, mens leading indikatorene knyttes til år 2017 og år 2022.

- Selve distribusjonsnettet inngår ikke i nettmodellen, og last i underliggende nett blir modellert som et eget leveringspunkt tilkoblet på samleskinnnivå i regionalnettet. Transformator mellom regionalnett og distribusjonsnett er derfor ikke inkludert.
- 99 % av regionalnettet i området er kraftledninger, og det blir derfor ikke vurdert spesielle forhold til kabelanlegg.
- Spenningene i nettet er 300 kV på sentralnettsnivå og 132 kV eller 66 kV på regionalnettsnivå. Det vil ikke bli vurdert forhold som angår variasjoner i spenningen i nettet ved de ulike hendelsene. Grunnen til dette er at regionalnettet har sterke koblinger mot sentralnettet, samt at spenningsvariasjoner ikke er relevant for analysene som gjøres [33].

Veid gjennomsnittsalder i forhold til utstrekning for 132- og 66 kV-ledningene i utredningsområdet er 47,7 år. En stor del av kraftledningene i nettet ble bygget i perioden 1950-1970. Transformatorene mellom regionalnett og distribusjonsnett er fra perioden 1948-2010 og har en gjennomsnittsalder på 31,5 år [31]. Regionalnettet er for det meste i god teknisk tilstand.

Kraftnettet er i dag generelt lite utsatt med tanke på naturgitte forhold. En stor del av kraftledningene går i åpne områder, jorder og dyrket mark, samt noe skog. Det er kystnære områder, men med generelt små påkjenninger. Tilgangen til kraftledningene er også stort sett grei, men enkelte områder har vrien adkomst.

Forsyningssikkerheten i området regnes i dag for å være stort sett god. Store deler av nettet driftes etter N-1-kriteriet, samt at det er flere tilknytningspunkter mot sentralnettet, som også har tosidig forsyning. Likevel vil det være muligheter for at enkeltfeil ved maksimallast kan medføre overlast andre steder i nettet, slik at det forårsaker utfall av store eller små deler av kraftnettet i området. Det er også steder i nettet som er ensidig forsynt, og ved feil på transformatorer eller ledninger er man avhengig av reserve i underliggende distribusjonsnett [31].

I forbindelse med å finne sårbarheten til kraftnettet må det defineres hvilke driftstilstander som er sårbare, og når det verst tenkelige tidspunktet for avbrudd er. Driftstilstanden er blant annet avhengig av nettopologien, temperatur og årstid. Dersom for eksempel ledninger er utkoblet på grunn av fornyelse/vedlikehold, og/eller kraftverk ikke er i drift, samtidig som det er kuldeperiode, kan dette gjøre at vi får spesielt sårbare driftstilstander.

Når det gjelder fornyelse av ledninger legges dette vanligvis til perioder med lett last i nettet, og vil derfor ikke være av de mest sårbare situasjonene. De mest sårbare situasjonene sett i forhold til utfall av kraftledninger vil være sammenfallende med maksimallasten i nettet [33]. Derfor benyttes det en modell i denne oppgaven som er basert på maksimallasten i nettet. Som beskrevet kan det også oppstå andre situasjoner som gjør kraftnettet ytterligere sårbart. Det er imidlertid valgt å avgrense oppgaven slik at det kun er utfall av kraftledninger som vurderes, med den gitte driftssituasjonen ved maksimallast.

7.2 Datagrunnlag for beregning av lagging indikator – År 2012

7.2.1 Kraftledninger og nettstruktur

Oversikt over de aktuelle kraftledningene i nettet er vist i Vedlegg I. Datagrunnlaget som benyttes bygger på et omfattende underlag som beskriver kraftledningens tekniske tilstand, utsatthet og reparasjonstid. Underlaget er utarbeidet av nettselskapet som har god kjennskap til sitt eget ledningsnett.

7.2.2 Last og produksjon

Lasten som benyttes i nettmodellen for 2012 er den lasten som ble registrert i sentralnettets toppplasttime i 2012 (time 11, 3. februar, 2012). Denne sammenfaller normalt med regionalnettes toppplast. Datagrunnlaget presenteres i Vedlegg J.

Den reaktive effekten som trekkes på hvert leveringspunkt er beregnet ut fra en antatt effektfaktor lik 0,95. Dersom det er tilkoblet reaktiv kompensering på leveringspunktet vil denne reaktive effekten summeres med den reaktive effekten som er beregnet.

Det er benyttet tilgjengelig vintereffekt for kraftverkene i beregningene som gjøres.

7.2.3 Feilfrekvens

Feilfrekvensen til kraftledningene i modellen baseres på nasjonal feilstatistikk for de samme spenningsnivåene som vi finner i regionalnettet. Grunnen til dette er at det er få feil/registreringer på det utvalgte regionalnettet til at det kan benyttes som underlag.

Nyeste tilgjengelige feilstatistikk som er benyttet er for året 2011 [34]. Dette året hadde en høy feilfrekvens spesielt grunnet ekstremværet Dagmar, som rammet kraftnettet. For å få et riktigere bilde på feilfrekvensen benyttes det gjennomsnittsverdier for de 5 siste registrerte årene (2007-2011), som vist i Tabell 7-1. Det benyttes verdier for varige feil, da det er disse som med størst sannsynlighet kan forårsake ekstraordinære hendelser, og hvor korrigerende vedlikehold er nødvendig.

For årene 2010 og 2011 er det benyttet statistikk tilgjengelig på Statnetts hjemmesider [34]. I denne statistikken er det angitt en samlet feilfrekvens for både varige og forbigående feil. I tillegg er det oppgitt fordelingen av varige og forbigående feil (33 kV – 420 kV), men det skilles ikke på spenningsnivå. Det ønskes å benytte kun statistikk for varige feil på de forskjellige spenningsnivåene. Derfor antas det at fordelingen mellom varige og forbigående feil pr. spenningsnivå, er lik den samlede fordelingen av varige og forbigående feil for alle spenningsnivå.

Tabell 7-1 – Feilfrekvens (varige feil) på kraftledninger i perioden 2007-2011, 132 kV og 110-33 kV [34, 35].

| | Feilfrekvens varige feil [feil pr. 100 km/år] | |
|---------------------|---|-----------|
| | 132 kV | 110-33 kV |
| 2007 | 0,43 | 0,17 |
| 2008 | 0,22 | 0,52 |
| 2009 | 0,11 | 0,25 |
| 2010 | 0,10 | 0,18 |
| 2011 | 0,35 | 0,58 |
| Gjennomsnitt | 0,24 | 0,34 |

Kraftledningene i området har forskjellig teknisk tilstand og utsatthet. En lik feilfrekvens pr. km på alle kraftledninger vil derfor være usannsynlig. Feilfrekvensen for kraftledningene vil derfor bli justert i forhold til hvordan den tekniske tilstanden er, og hvor utsatt miljø kraftledningen befinner seg i. Det er imidlertid vanskelig å vite hvor mye dette påvirker feilfrekvensen. Det antas at de kraftledningene som har både en dårlig teknisk tilstand og særlig utsatt, får en feilfrekvens som er 20 % høyere enn landsgjennomsnittet. Kraftledninger som er i normal teknisk tilstand og normal utsatthet får en feilfrekvens som er 20 % lavere enn gjennomsnittet. Den tekniske tilstanden og utsattheten grupperes inn i gruppene vist i Tabell 7-2, og gis den angitte vektningen. For å justere feilfrekvensen vil gjennomsnittet av vekting for teknisk tilstand og utsatthet benyttes (likning (7-1)). Likningen for justering av feilfrekvens vil da bli som vist i likning (7-2), og den nye feilfrekvensen blir beregnet etter likning (7-3).

Tabell 7-2 – Vekting i henhold til teknisk tilstand og utsatthet

| Teknisk tilstand | Vekting (V_T) | Utsatthet | Vekting (V_U) |
|------------------|-------------------|----------------|-------------------|
| Normal | 1 | Normalt | 1 |
| Svekket | 2 | Noe mer utsatt | 2 |
| Dårlig | 3 | Særlig utsatt | 3 |

$$V_{TU} = \frac{V_T + V_U}{2} \quad (7-1)$$

$$\Delta\lambda = 0,6 + 0,2 \cdot V_{TU} \quad (7-2)$$

$$\lambda = \lambda_{2007-2011} \cdot \Delta\lambda \quad (7-3)$$

Der:

| | |
|-----------------------|--|
| V_T | Vekting av teknisk tilstand (1-3) |
| V_U | Vekting av utsatthet (1-3) |
| V_{TU} | Gjennomsnitt av V_T og V_U |
| λ | Utregnet feilfrekvens [feil pr. 100 km /år] |
| $\Delta\lambda$ | Faktor for endring i feilfrekvens i forhold til teknisk tilstand og utsatthet. |
| $\lambda_{2007-2011}$ | Gjennomsnittlig feilfrekvens [feil pr. 100 km /år] for årene 2007-2011 i henhold til Tabell 7-1. |

Viser eksempel på beregning:

Dersom en kraftledning har en «dårlig» teknisk tilstand, og i tillegg «noe mer utsatt», vil den få en gjennomsnittlig vekting lik 2,5. Dette gir en $\Delta\lambda$ lik 1,1, altså 10 % økning i feilfrekvens i forhold til gjennomsnittet for 2007-2011. Dersom dette er en 132 kV-kraftledning, vil feilfrekvensen bli på 0,264 feil pr. 100 km/år. For å finne den bestemte feilfrekvensen for en kraftledning benyttes angitt lengde på kraftledningen til utregning. En 10 km lang kraftledning vil på den måten få en feilfrekvens på 0,0264 feil/år.

En kraftledning som både er i svekket teknisk tilstand og noe mer utsatt ($\Delta\lambda = 1$) får den samme feilfrekvensen som landsgjennomsnittet. Dette kan begrunnes med at feilfrekvensen i området er relativt lav, og at området generelt er lite utsatt i forhold til havari sammenlignet med andre områder i landet med større påkjenninger på kraftnettet. Det kan diskuteres om dette er en fornuftig antagelse, men i denne oppgaven undersøkes ikke dette nærmere.

Feilfrekvensen på kraftledningene vises i Vedlegg I.

7.2.4 Reparasjonstid og avbruddsvarighet

Reparasjonstiden for kraftledningene som benyttes i beregningen av indikatoren, er basert på forventet reparasjonstider som er oppgitt av nettselskapet [32]. Tiden det tar fra en feil oppstår til feilen er utbedret, kan variere en god del ut fra hvor god tilgjengeligheten til kraftledningen er, eller om selve arbeidet krever mye tid.

Beregningene som gjøres med enkeltutfall av kraftledninger, tar utgangspunkt i at last kan gjenopprettes via underliggende nett, eller ved hjelp av andre omkoblinger i nettet. Det benyttes derfor data [32] som forteller om det er nok reserver i underliggende nett eller omkoblingsmuligheter, og hvor lang tid det eventuelt vil ta å gjenopprette forsyningen via disse. På den måten vil leveringspunkt som i utgangspunktet driftes radielt, få gjenopprettet forsyningen før kraftledningen som feilet er reparert. Indikatoren for reparasjonstid vil imidlertid ikke påvirkes av om det er mulig å gjøre raskere gjenoppretting. Dette vil kun inngå som en beregning av KILE-kostnader, og dermed bare påvirke KILE-indikatoren.

Ved utfallskombinasjoner med to kraftledninger, eller dersom det oppstår kaskaderende hendelser, vil eventuell avbruddsvarighet bli forenklet til å være lik reparasjonstiden for kraftledningene, i henhold til likning (4-3). Dette betyr altså at det ikke tas hensyn til om det kan gjøres omkoblinger i nettet, eller om lasten kan forsynes fra underliggende distribusjonsnett. Grunnen til dette er at det ikke er tilgjengelig datagrunnlag på alle slike

hendelser som kan oppstå. Det kan imidlertid undersøkes nærmere hvordan omkoblingsmuligheter er for de utfallene kraftnettet er mest sårbare overfor.

Som vist i Figur 6-5, er reparasjonstiden avhengig av flere andre forhold som materiell/reservedeler, spenningsnivå, tilgjengelig mannskap og kunnskap og kommunikasjonssystemer. Det er tatt høyde for slike forhold i den angitte reparasjonstiden.

7.2.5 Kritiske laster i kraftnettet

For å finne ut kritikaliteten til eventuelle avbrudd er det av interesse å finne ut om kritiske sluttbrukere/infrastrukturer rammes. Inndelingen av sluttbrukere etter kritikalitet, gjøres som vist i Tabell 6-2. Hvert leveringspunkt i regionalnettet får dermed et tall («K-verdi») som betegner kritikaliteten (1-4). Dette er presentert i Vedlegg J. De aller fleste leveringspunkt kategoriseres under alminnelig forsyning, men det er også leveringspunkt som forsyner viktig industri, viktig infrastruktur samt liv og helse (sykehus med akuttfunksjon).

7.2.6 Kostnader ved avbrudd, og kundesammensetning

Kostnader ved avbrudd, og indikatoren for dette, beregnes som forklart i kapittel 6.2.8. Selve beregningen av KILE-kostnad er forklart i kapittel 4.3. For å kunne gjøre beregningene er man nødt til å vite avbrutt effekt for hver kundegruppe. Total avbrutt effekt for hvert leveringspunkt blir angitt i resultatene fra utfallsanalysene. Man er dermed nødt til å finne den bestemte fordelingen av kunder (kundegruppe) for de forskjellige leveringspunktene. Dette er presentert i Vedlegg J. Verdiene er aggregert opp til transformatorstasjonen i regionalnettet, som forsyner distribusjonsnettet med de angitte kundegruppene.

7.3 Datagrunnlag for beregning av leading indikatorer (År 2017 og 2022)

For å kunne etablere en leading indikator med beskrevet metodikk, er man avhengig av å etablere et datagrunnlag som kan gjenspeile de framtidig forholdene. Forholdene som blir vurdert er de samme som er beskrevet i kapittel 7.2. Som vist i kapittel 5, er disse forholdene avhengig av flere forskjellige aspekter, og må derfor bli tatt hensyn til når man skal finne utviklingen framover i tid. I dette kapittelet vil det bli beskrevet hvordan datagrunnlaget for beregning av leading indikatorer kan finnes.

7.3.1 Kraftledninger og nettstruktur

Det er flere endringer i regionalnettet i modellene for 2017 og 2022. Det er sannsynlig at alle endringene før eller senere blir utført, men det er noe usikkerhet knyttet til tidspunktet for investeringer. Oversikt over de aktuelle kraftledningene i nettet er vist i Vedlegg I.

Noen generelle endringer som er inkludert i modellen for 2017 er som følger:

- Ett nytt leveringspunkt i regionalnettet
- Flere nye ledningsforbindelser
- Spenningsoppgradering fra 66 kV til 132 kV av enkelte ledninger og transformatorstasjoner
- Enkelte nye transformatorstasjoner

Generelle endringer som er inkludert i modellen for 2022 etter 2017 er som følger:

- Ett nytt leveringspunkt i regionalnettet
- Fornyelse av enkelte kraftledninger

7.3.2 Last og produksjon

Prognoser for forventet last og produksjon for årene 2017 og 2022, er utarbeidet av Skagerak Nett AS. Datagrunnlaget presenteres i Vedlegg J. Det vil kort presenteres hvordan man har kommet fram til gjeldene data. Dette er blant annet basert på informasjon gitt i deres kraftsystemutredning [31].

Lastprognosene tar utgangspunkt i den observerte lastutviklingen i området. På den måten kan det finnes hvordan lastutviklingen har vært fram til nå, og knytte denne informasjonen opp mot forventning av nye sluttbrukere, endring i strømforbruk, økonomi, utetemperatur og alternative energikilder.

Det er maksimaleffekten som er interessant når det kommer til hvordan kraftnettet skal dimensjoneres. Som beskrevet er det er også maksimaleffekten som danner grunnlaget for de mest sårbare driftstilstandene, som analyseres i denne oppgaven. Maksimaleffekten som benyttes som utgangspunkt ble registrert i time 9, 8. januar, 2010, med noen justeringer i forhold til topplasttime i 2012 (time 11, 3. februar). Dette er sentralnettets topplasttime, men denne sammenfaller normalt med regionalnettets topplast. For år 2017 og 2022, må det gjøres lastprognoser for å bestemme den framtidige effekten på hvert leveringspunkt. Hvordan dette gjøres beskrives i den følgende tekst.

Det er usikkerhet knyttet til lastutviklingen i området, men i den nærmeste framtid er likevel utviklingen forholdsvis forutsigbar. Utviklingen som forventes er hovedsakelig avhengig av temperaturforholdene og prisforholdene på alternative energikilder [31].

Forutsetninger for prognosene er blant annet:

- Forventet befolkningsvekst på ca. 0,9 % per år.
- Effektopper vil fortsette å komme i kuldeperioder, så lenge husholdningskundene ikke betaler for effekt, men energi.

Det er funnet at effektøkningen for alminnelig forbruk fram til og med 2015 vil være på ca. 1,9 % pr. år, og fra 2016 vil den være på ca. 1,1 % pr. år. Større kunder har en mer sprangvis endring i forventet forbruk. Den prosentvise økningen er funnet ved å se på hvordan økningen har vært tidligere år på de forskjellige leveringspunktene, og anta en tilnærmet lineær økning framover. Endring i effekt vil derfor være forskjellig for hvert leveringspunkt. I tillegg er det hensyntatt om det blir flere sluttbrukere, konjunkturforhold, og om det kan forventes alternative energikilder til oppvarming i framtiden.

Den maksimale effekten som tas som utgangspunkt før den prosentvise økningen, må temperaturkorrigeres. Dette er på grunn av at maksimaleffekten er avhengig av utetemperaturen. Det er kun uttaket til alminnelig forsyning som temperaturkorrigeres. Annen forsyning (f.eks. sluttbrukere tilknyttet direkte til regionalnettet, har et forbruk som er lite følsomt for temperaturendringer). For temperaturkorrigering av last for større områder, er det benyttet en temperaturfølsomhet på 1 %/ °C på alminnelig forbruk. Utetemperaturen ved maksimaleffekten i 2010, var for det aktuelle målestedet (antatt som representativt som et gjennomsnitt for området) på -19 °C. Når kraftnettet skal planlegges, brukes 2 års returtid for dimensjonerende utetemperatur (DUT). I tillegg blir nettløsninger kontrollert opp mot 10 års returtid [31]. I beregningene er dimensjonerende utetemperatur for 2 og 10 års returtid på henholdsvis -12 °C og -20 °C. I nettmodellen er det benyttet en returtid på 10 år. DUT for området var i 2010 på -20,9 °C. Den temperaturkorrigerede maksimaleffekten beregnes i henhold til likning (7-4).

$$P_{DUT} = P + P \cdot \delta \cdot (DUT - DUT_n) \quad (7-4)$$

Der:

P_{DUT} = Temperaturkorrigert maksimaleffekt for aktuelt år (MW)

P = Målt effekt for aktuelt år (MW)

δ = Maksimallastens temperaturfølsomhet (%/ °C)

DUT = Laveste 3 døgns minimumstemperatur for aktuelt år (°C)

DUT_n = Laveste 3 døgns minimumstemperatur med n års returtid (°C)

Eksempel på utregning:

Tar som utgangspunkt en målt effekt på 10 MW i 2010. DUT var da -20,9 °C. Temperaturkorrigerer for DUT med 10 års returtid, $DUT_n = -20$ °C.

$$P_{DUT} = 10 + 10 \cdot 0,01 \cdot (-20,9 - (-20,0)) = 9,91 \text{ MW}$$

Som vist vil den temperaturkorrigerede effekten være mindre enn målt effekt. Dette skyldes at DUT i 2010 var lavere enn DUT med 10 års returtid. Den temperaturkorrigerede effekten justeres i forhold til topplasttime i 2012, og framskriver denne effekten med den prosentvise økningen som er antatt for de forskjellige leveringspunktene. Videre i dette eksempelet antas det at effekten etter justering for 2012 ligger på 9 MW. Det er vist i [31] at maksimallasten i 2012 var noe lavere enn i 2010 og 2011, da det ikke var noen langvarig kuldeperiode og et noe lavere uttak til industrien dette året. Dersom effektøkningen for dette leveringspunktet er 1,9 % pr. år, fram til og med 2015, og 1,1 % pr år fram til 2022, vil man ha en effekt på ca. 10,1 MW i 2017 og ca. 10,7 MW i 2022.

Den totale effektøkningen fra 2012-modellen til 2017 er på ca. 11,5 % og fra 2017 til 2022 en økning på ca. 9,1 %. Dette tilsvarer en gjennomsnittlig økning på henholdsvis 2,2 % og 1,8 % pr. år.

Det er ingen ny produksjon tilknyttet nettet for de framtidige modellene. Det er imidlertid noe endret produksjon ved de forskjellige kraftverkene, men den installerte effekten er fortsatt den samme.

7.3.3 Feilfrekvens

Den framtidige feilfrekvensen er vanskelig å anslå. Dette skyldes blant annet at feilfrekvensen er avhengig av mange forskjellige aspekter som vist i Figur 5-2, som også forventes å kunne endre seg i tiden framover. Det vil her bli kort oppsummert hvilke endringer man kan forvente i tiden framover av de underliggende aspektene, og komme med en antagelse om hvordan feilfrekvensen vil endre seg sett ut fra disse.

Når det gjelder omgivelsene til kraftledningen, med tanke på klima og vær, er det sannsynligvis ikke store endringer som skjer på fem og ti år. Noen endringer kan selvfølgelig forekomme, men forventningsvis ikke av slik karakter at man kan anta at feilfrekvensen vil forandres. Vegetasjon, som er årsak til en stor andel av feilene som skjer i kraftnettet, kan påvirke feilfrekvensen i framtiden. Sannsynligheten for at slike feil oppstår avhenger sterkt av hvor god treryddingen er for den bestemte kraftledningen. Dette er igjen avhengig av forskrifter til skogrydding og kompetansen til de som utfører denne. Skogrydding har fått mer fokus i de senere årene, og det er en økende oppmerksomhet om behovet for hogst utenfor dagens ryddebredder

[36]. Det antas derfor at den framtidige problematikken med vegetasjon i hvert fall ikke vil øke i særlig grad.

Sett ut fra nettmodellene i PSS/E vil driftssituasjonen endre seg noe. Sett ut fra lastflytanalyser for modellene, er det funnet at belastningsgraden vil bli noe økende ved maksimallast i 2017 og 2022, men ikke i så stor grad at det kan antas en endring i feilfrekvens grunnet dette.

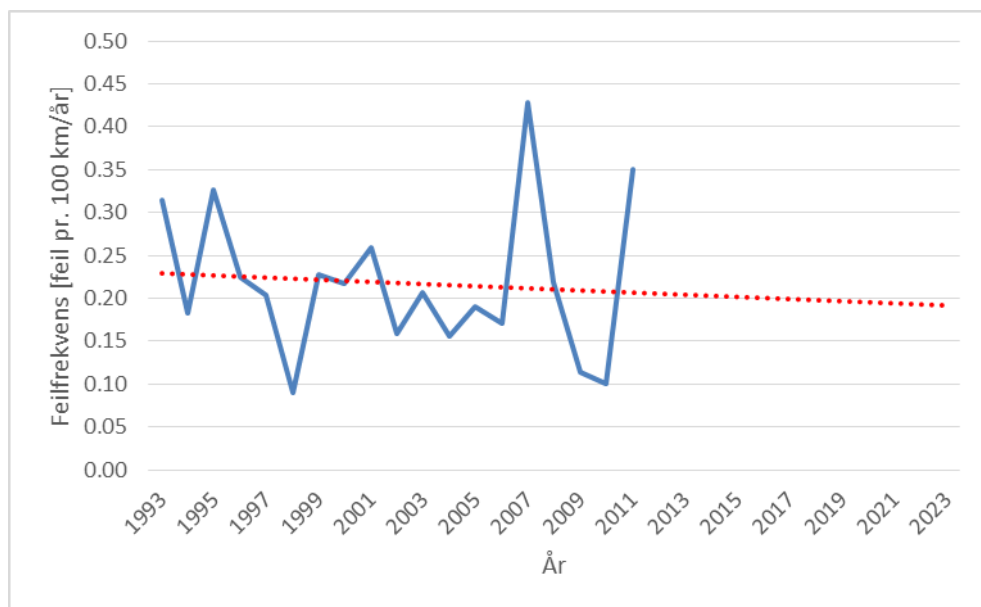
I Figur 5-2 er det også oppført menneskelige trusler, hvorav disse kan være tilsiktet eller utilsiktet. Det er vanskelig å si noe om hvordan dette kan utvikle seg i framtiden, og danner derfor ikke noe grunnlag for å si noe om hvordan feilfrekvensen vil utvikle seg.

Følsomheten til systemet vil ha betydning for hvordan feilfrekvensen kan utvikle seg. Dette dreier seg spesielt om den tekniske tilstanden til komponentene. Dersom den tekniske tilstanden til kraftledningen skal finnes for framtiden, vil det være mulig å etablere egne indikatorer for teknisk tilstand, f.eks. basert på en top-down-framgangsmåte som beskrevet i fordypningsprosjektet [10]. Det vil ikke bli laget en slik indikator i denne oppgaven, da denne oppgaven ikke har fokus på teknisk tilstand, men benytter feilfrekvens for å si noe om hvor sannsynlig det er at en feil kan oppstå. Likevel er teknisk tilstand med på å kunne påvirke feilfrekvensen.

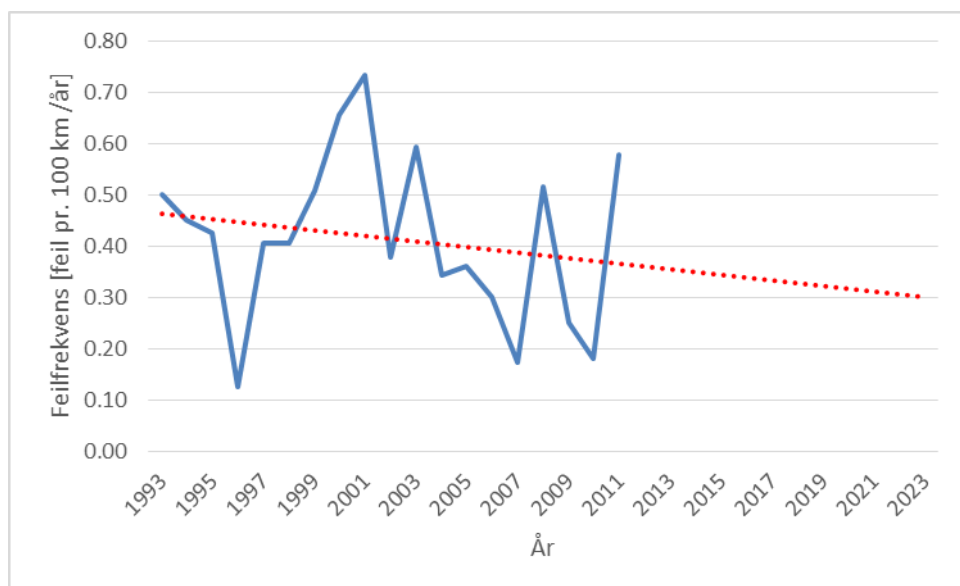
Det kan være vanskelig å si noe om hvordan den tekniske tilstanden til en bestemt kraftledning vil være i framtiden, uten å ha et detaljert datagrunnlag på hvordan den er i dag. Datagrunnlaget som benyttes for teknisk tilstand i denne oppgaven er meget grov (inndeling lik normal, noe svekket og dårlig) for hele kraftledningen. På den måten kan det heller ikke sies noe nøyaktig om hvordan den tekniske tilstanden er om 5 eller 10 år, og det trenger nødvendigvis ikke være så store endringer i teknisk tilstand på denne tiden. I denne oppgaven velges det derfor å kun endre tilstanden på kraftledninger som fornyes, og sette tilstanden på disse lik normal. Det antas videre at utsattheten heller ikke endres i datagrunnlaget, basert på informasjon beskrevet tidligere i dette kapittelet.

Det finnes tilgjengelig statistikk over feilfrekvens på kraftledninger for de forskjellige spenningsnivåene. Statistikk på det angitte regionalnettet er derimot ikke godt nok til å anslå noen utvikling i feilfrekvens, og det må derfor benyttes statistikk på landsbasis [33]. Metoden som velges i denne oppgaven er å framskrive den observerte utviklingen i feilfrekvens på det bestemte spenningsnivået. Denne feilfrekvensen vil igjen bli justert i forhold til den tekniske tilstanden og utsattheten, som beskrevet i kapittel 7.2.3. Andre forhold, som beskrevet tidligere i kapittelet, vil ikke påvirke den beregnede framtidige feilfrekvensen, da det er vanskelig å si noe om disse forholdene vil endre seg i framtiden.

Feilstatistikk som benyttes [34, 35] er den samme som ble benyttet som datagrunnlag for lagging indikator, men det blir nå tatt hensyn til feilstatistikk helt fra 1993, for å ha et bedre grunnlag for å anslå en utvikling. Det kan imidlertid diskuteres om det er hensiktsmessig å inkludere en utvikling helt fra 1993, da feilstatistikken fra de tidligste årene kanskje er lite representativt for dagens nett. I Figur 7-3 og Figur 7-4, er det vist hvordan feilfrekvensen har utviklet seg over denne perioden for henholdsvis 132 kV og 110-33 kV, sammen med en lineær framskrivning av feilfrekvensen.



Figur 7-3 – Feilfrekvens på 132 kV-kraftledning, varige feil (feil pr. 100 km/år) [34, 35].



Figur 7-4 – Feilfrekvens på 110-33 kV kraftledning, varige feil (feil pr. 100 km/år) [34, 35].

Som figurene viser, vil en lineær framskriving av feilfrekvensene gi en svakt avtagende feilfrekvens. Likevel er det store variasjoner i observasjonene, og det kan diskuteres om en lineær framskriving gir et realistisk bilde på hvordan feilfrekvensen vil være. Feilfrekvensen som benyttes som utgangspunkt for modellene i 2017 og 2022, vil være som vist i Tabell 7-3, beregnet ut fra den lineære framskrivingen. Sammenlignet med feilfrekvensene som ble funnet som utgangspunkt for 2012 (gjennomsnitt av 2007-2011), kan det ses at den lineære framskrivingen gir noe lavere feilfrekvens for det samme året, spesielt for 132 kV-kraftledningene. Dette skyldes spesielt den høye feilfrekvensen i 2007 for 132 kV-kraftledningene. Det kan derfor diskuteres om det hadde vært riktigere å benytte en lineær framskriving på samme måte for å finne feilfrekvensen for kraftledningene i 2012.

Tabell 7-3 – Beregnet feilfrekvens (varige feil) på kraftledninger ut fra lineær framskrivning, 132 kV og 110-33 kV. Benyttes som utgangspunkt for beregning av feilfrekvens på kraftledninger i case.

| Spenningsnivå [kV] | Feilfrekvens [feil pr. 100 km / år] | | |
|--------------------|-------------------------------------|------|------|
| | 2012 | 2017 | 2022 |
| 132 | 0,24 | 0,20 | 0,19 |
| 110-33 | 0,34 | 0,33 | 0,31 |

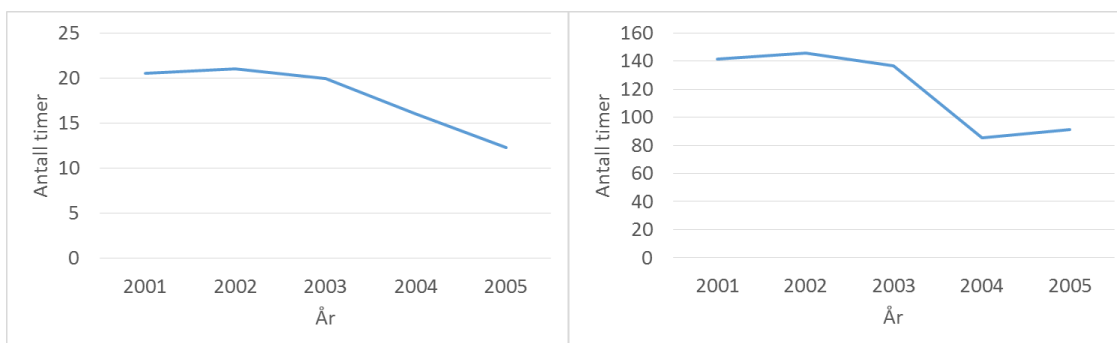
Beregningen av feilfrekvens i forhold til teknisk tilstand og utsatthet gjøres på samme måte som for lagging data, beskrevet i kapittel 7.2.3.

7.3.4 Reparasjonstid og avbruddsvarighet

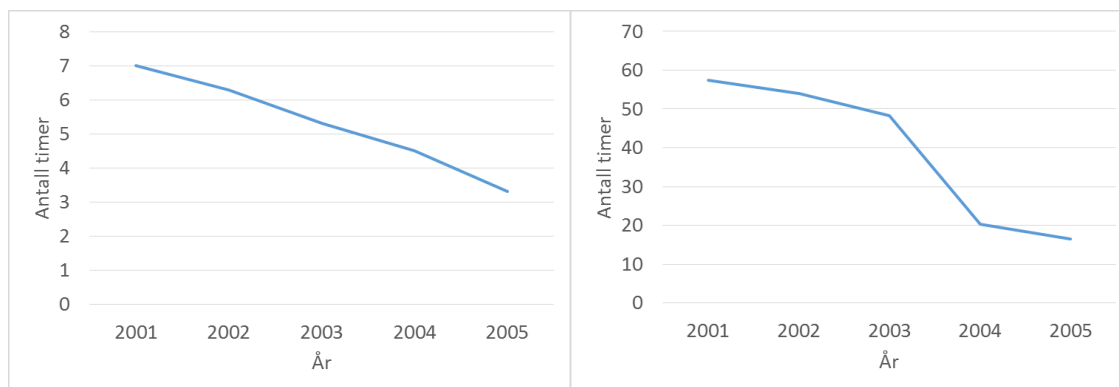
For å kunne si noe om hvordan den framtidige reparasjonstiden vil bli, er det hensiktsmessig å vurdere historikk og statistikk over reparasjonstider. På den måten kan det finnes eventuelle trender. Denne informasjonen kan benyttes sammen med de antatte reparasjonstidene for dagens nett, samt framtidige forhold som kan påvirke reparasjonstiden.

Det er lite tilgjengelig statistikk på hvordan reparasjonstiden har utviklet seg over tid. Det er noe statistikk over reparasjonstid i feilstatistikk utgitt av Statnett SF, men kvaliteten på opplysningene er variabel og det er mye usikkerhet knyttet til reparasjonstiden som er registrert [37]. Dette skyldes blant annet at det er valgfritt om reparasjonstiden skal oppgis i FASIT-registreringene. Av den grunn velger mange å ikke fylle ut denne informasjonen. Det har også vært usikkerhet knyttet til hva som skal inngår i reparasjonstiden. For eksempel skal administrative utsettelse (frivillig utsettelse) trekkes fra reparasjonstiden, og det har vært ulikt hvordan dette har blitt praktisert [34].

Den tilgjengelige statikken som er utgitt av Statnett SF, gjelder for årene 2001 til 2005 [34]. I Figur 7-5 og Figur 7-6, er det vist median reparasjonstid og middelværdi for kraftledninger på henholdsvis 132 kV og 110-33 kV. Som figurene viser er det en reduksjon i reparasjonstid fra 2001 til 2005. Middelværdiene er en del høyere enn median reparasjonstid grunnet at det er hendelser med meget lang reparasjonstid, som trekker opp gjennomsnittet betraktelig. Ut fra reparasjonstidene som er brukt i 2012-modellen, ser man at disse korrelerer best med middelværdiene. Det er ganske mange reparasjonstider som gjelder for mindre alvorlige feil, slik at medianen vil være ganske lav. Reparasjonstidene som er vist her er imidlertid ikke egnet til å gi et svar på hvordan utviklingen av reparasjonstid vil være i framtiden da datagrunnlaget både er noe gammelt og av varierende kvalitet.



Figur 7-5 – Reparasjonstid i timer på 132 kV-kraftledninger. Median reparasjonstid er vist til venstre, og middelværdi av reparasjonstidene er vist til høyre [34].



Figur 7-6 – Reparasjonstid i timer på 110-33 kV-kraftledninger. Median reparasjonstid er vist til venstre, og middelværdi av reparasjonstidene er vist til høyre [34].

Ved vurdering av de faktorene som kan påvirke reparasjonstiden i henhold til Figur 5-3, så er det ingen av disse som man tydelig kan anta at vil føre til særlige endringer i tiden framover. Det kan muligens antas at tekniske framskritt kan føre til noe redusert reparasjonstid. Dette kan for eksempel være på grunn av bedre verktøy og materiell, og bedre kommunikasjonssystemer. Tilgjengeligheten til mannskap og kunnskap på reparasjon kan nok også være i endring, men med stor usikkerhet hvordan.

I en rapport for nasjonal sårbarhet og beredskap [38], blir det gitt uttrykk for at utviklingstrekkene gir inntrykk av at nettselskapene må forvalte et stadig større og eldre nett. Samtidig med dette blir det færre ansatte, og mindre lokal kompetanse tilgjengelig om de enkelte anlegg og kraftnettet. En slik utvikling kan føre til at reparasjonstiden vil øke.

Det kan altså være forhold som både taler for at reparasjonstid kan reduseres og for at den kan øke, og det er på den måten naturlig å tenke at det ikke trenger å være store endringer i reparasjonstiden i framtiden. I samtale med det Skagerak Nett AS ble det også vurdert dithen at reparasjonstiden sannsynligvis ikke vil endre seg særlig på 5 og 10 år [39]. Av den grunn velges det å benytte samme reparasjonstider som 2012-modellen.

Som beskrevet i kapittel 7.2.4, vil det også være mulig å kunne forsyne enkelte leveringspunkt fra underliggende nett. Det antas at dette også kan gjøres for de samme leveringspunktene i modellen for 2017 og 2022, med samme omkoblingstid/gjenopprettingstid. Avbruddsvarigheten ved utfall av to kraftledninger blir også beregnet på samme måte som beskrevet i kapittel 7.2.4.

7.3.5 Kritiske laster i kraftnettet

Lokalisering av kritiske laster kan endre seg med tiden dersom det for eksempel blir bygget ny industri, infrastruktur eller sykehus. Det er imidlertid ikke forventet endringer i lokalisering av kritiske laster for årene 2017 og 2022 [33]. De nye leveringspunktene som er forventet i regionalnettet har fått kritikalitet som vist i Vedlegg J. Dette er angitt av Skagerak Nett AS.

7.3.6 Kostnader ved avbrudd, og kundesammensetning

Det antas at beregningen for KILE-kostnader utføres på samme måte som for 2012-modellen. I tillegg benyttes de samme kostnadsfunksjonene. Det kan vedtas endringer både i beregningsmetode og kostnadsfunksjoner, men dette er ikke vurdert nærmere i dette tilfellet. Det vil også være hensiktsmessig å beregne de på samme metode for å lettere kunne sammenligne og observere utviklingen over tid.

Kundesammensetningen som benyttes i beregningen av KILE-kostnader er forventet å ikke endre seg nevneverdig for årene 2017 og 2022 [33].

8 Resultater

I dette kapittelet presenteres resultater som framkommer av utfallsanalysene, samt indikatorresultatene. Det blir også vist et eksempel for å vise hvordan datagrunnlaget blir benyttet for å gjøre de aktuelle beregningene, som fører fram til indikatorresultatene.

8.1 Resultater fra utfallsanalyser i PSS/E

Resultatene fra utfallsanalysene for enkeltutfall er vist i Vedlegg K. Resultatene for utfall med kombinasjon av to kraftledninger presenteres kun som digitalt vedlegg (beskrevet i Vedlegg H), grunnet meget stor datamengde. For enkelte av utfallene har ikke lastflytberegningen gitt en gyldig løsning (presentert i Vedlegg N), og indikatorene for disse er derfor ikke fullstendige. Disse hendelsene kan imidlertid være svært kritiske, og det anbefales å se nærmere på slike hendelser med «manuelle» metoder. For å enkelt skille ut disse hendelsene har den kombinerte indikatoren blitt satt til 0, i modellen som har blitt etablert. Dette er grunnen til at minste verdi for kombinert indikator kan vise verdien 0 i enkelte tabeller som blir presentert.

8.2 Eksempel på beregning av indikatorverdier

I dette kapittelet vil det bli vist hvordan indikatorverdiene blir beregnet ut fra resultatene gitt av utfallsanalysene, samt tilleggsinformasjonen som er etablert i modellen for indikatorene. Som utgangspunkt velges «utfall nr. 2» i modellen for 2022. Ut fra data gitt i Vedlegg I, kan feilfrekvensen beregnes til 0,0192 feil/år med bruk av formlene (7-1), (7-2) og (7-3). Reparasjonstiden er angitt til å være 48 timer. For avbrudd på dette leveringspunktet er det mulig å forsyne lasten fra underliggende nett. Forsyningen kan gjenopprettes i løpet av 2 timer.

Resultatene fra utfallsanalysen er vist i Tabell 8-1. Utfallsanalysene gir i tillegg informasjonen om hvilket leveringspunkt som avbrudd, og hvor mye avbrutt effekt det er på dette leveringspunktet. Dette er vist i Tabell 8-2 (anonymisert). I samme tabell er det ført opp tilleggsinformasjonen som er nødvendig for beregningen av indikatorene. Feilfrekvensen er angitt for hver kraftledning i PSS/E. Siden dette er utfall av en enkeltledning blir feilfrekvens og reparasjonstid i resultatene, lik de angitte verdiene.

Tabell 8-1 - Resultater fra utfallsanalyse for utfall nr. 2 (2022)

| Utfallsnr. | Feilfrekvens [feil/år] | Reparasjonstid [timer] | Avbrutt effekt [MW] | Høyeste belastningsgrad i kraftnettet etter utfall av kraftledning [%] | Antall kaskaderende hendelser |
|------------|------------------------|------------------------|---------------------|--|-------------------------------|
| 2 | 0,0192 | 48 | 42,60 | 101,18 | 0 |

Tabell 8-2 - Resultater for utfallsanalyse for utfall nr. 2 (2022) sammen med tilleggsinformasjon for beregning av indikatorer

| Lev.-punkt. | Avbrutt effekt [MW] | Kritikalitet | Jordbruk | Husholdning | Industri | Handel og tjenester | Offentlig virksomhet | Treforedling og kraftintensiv industri |
|-------------|---------------------|--------------|----------|-------------|----------|---------------------|----------------------|--|
| A | 19,6 | 1 | 10 % | 53 % | 8 % | 19 % | 9 % | 1 % |
| B | 4,9 | 1 | 5 % | 55 % | 10 % | 20 % | 10 % | 0 % |
| C | 11,9 | 3 | 4 % | 51 % | 15 % | 18 % | 11 % | 0 % |
| D | 6,2 | 1 | 10 % | 56 % | 5 % | 11 % | 18 % | 0 % |

Indikator for feilfrekvens beregnes i henhold til likning (6-1):

$$I_{F,k} = 100 - \lambda_k \cdot 900 = 100 - 0,0192 \cdot 900 \approx 83$$

Indikator for belastingsgrad beregnes i henhold til likning (6-2):

$$I_{B,k} = -\frac{5}{4} \cdot S_{\%,k} + 150 = -\frac{5}{4} \cdot 101,18 + 150 \approx 24$$

Indikator for kaskaderende hendelser beregnes i henhold til likning (6-3):

$$I_{c,k} = 100 - 20 \cdot n = 100 - 20 \cdot 0 = 100$$

Indikator for rammede kritiske laster beregnes i henhold til likning (6-4):

$$I_{kr,k} = 100 - K \cdot 25 = 100 - 3 \cdot 25 = 25$$

Indikator for reparasjonstid beregnes i henhold til likning (6-5):

$$I_{r,k} = 100 - \frac{100}{192} \cdot t = 100 - \frac{100}{192} \cdot 48 = 75$$

Indikator for avbrutt effekt beregnes i henhold til likning (6-6):

$$I_{P,k} = 100 - \frac{P_a}{P_{tot}} \cdot 100 = 100 - \frac{42,6}{1131,6} \cdot 100 \approx 96$$

For å komme fram til den totale KILE-kostnaden for avbruddet er det flere beregninger som må gjøres. Det må først finnes KILE-kostnad for hvert leveringspunkt. Dette beregnes i forhold til kundegrupperingen med respektiv kostnadsfunksjon, samt avbrutt effekt for aktuell kundegruppe. Metoden ble beskrevet i kapittel 4.3.

Det vises kun et eksempel på beregning av KILE-kostnaden for kundegruppen «Jordbruk» i leveringspunkt «A», i henhold til Tabell 8-2. Fordelingen av kunder er beregnet, og jordbruk tilsvarende 10,1118 % (avrundet i tabell). Det er derfor avgjørende å ta med flere desimaler i beregningen som vises, for å komme fram til samme tall som modellen beregner. Tilsvarende metode benyttes for de andre utregningene.

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

$$K_j = P_{ref} \cdot (10,6 \cdot r + 4)$$

$$K_j = 0,101118 \cdot 19,6 \cdot 1000 \cdot (10,6 \cdot 2,0 + 4) = 49\,944 \text{ kr}$$

Resultatene fra de andre beregningene er vist i Tabell 8-3. Total KILE-kostnad for avbruddet blir som vist på ca. 4,2 MNOK.

Tabell 8-3 – KILE-kostnader for utfall nr. 2

| Lev.-punkt | Avbrutt effekt [MW] | KILE-kostnad i kr | | | | | | Sum |
|------------|---------------------|-------------------|-------------|----------|---------------------|----------------------|--|---------|
| | | Jordbruk | Husholdning | Industri | Handel og tjenester | Offentlig virksomhet | Treforedling og kraftintensiv industri | |
| A | 19,6 | 49944 | 194380 | 314654 | 1277192 | 91317 | 5181 | 1932669 |
| B | 4,9 | 6174 | 50127 | 99372 | 339276 | 25578 | 0 | 520527 |
| C | 11,9 | 11131 | 113739 | 361214 | 759556 | 71418 | 0 | 1317059 |
| D | 6,2 | 15776 | 64546 | 61653 | 243871 | 57175 | 0 | 443021 |
| | | | | | | | Sum | 4213275 |

Indikator for KILE-kostnad beregnes i henhold til likning (6-7):

$$I_{KILE,k} = 100 - \frac{1}{5} \cdot 4,2 \approx 99$$

Som vist vil en KILE-kostnad på 4,2 millioner gi en indikatorverdi på 99. Selv om dette er en høy kostnad i daglig sammenheng, vil ikke indikatoren gi lave verdier. Dette skyldes at indikatorene er, som beskrevet, skalert i forhold til større hendelser som kan oppstå. Til sammenligning blir derfor dette å betrakte som en lav KILE-kostnad.

Den kombinerte indikatoren beregnes i henhold til likning (6-8) og (6-12):

$$I_{Komb,k} = \frac{\sum_{x=1}^7 V_{I_x} \cdot I_{x,k} \cdot V(I_{x,k})}{\sum_{x=1}^7 V_{I_x} \cdot V(I_{x,k})}$$

$$I_{Komb,k} = \frac{0,1 \cdot 83 \cdot 100 \cdot e^{-\frac{83}{100}} + 0,1 \cdot 24 \cdot 100 \cdot e^{-\frac{24}{100}} + 0,1 \cdot 100 \cdot 100 \cdot e^{-\frac{100}{100}} + \dots}{0,1 \cdot 100 \cdot e^{-\frac{83}{100}} + 0,1 \cdot 100 \cdot e^{-\frac{24}{100}} + 0,1 \cdot 100 \cdot e^{-\frac{100}{100}} + \dots} \approx 61$$

Indikatorverdiene som er manuelt beregnet, stemmer med beregningene som er gjort i modellen. Dette kan ses ved sammenligning av de beregnede verdiene med indikatorverdiene som blir vist i Tabell 8-6. Det blir ikke vist manuell utregning av de aggregerte indikatorene da disse inneholder svært mange verdier som må inngå i beregningen.

8.3 Indikatorresultater

I dette kapitlet blir indikatorresultatene presentert. Det blir først vist resultater for enkeltutfall av kraftledninger. Deretter presenteres resultater for utfall av to kraftledninger. Resultatene blir vist for årene 2012, 2017 og 2022. I resultatene refereres det til forskjellige utfallsnr. For å finne informasjon om hvilken kraftledning dette er, vises det til Vedlegg I, for det aktuelle året resultatene gjelder for. Dette gjelder kun enkeltutfall av kraftledninger. For utfall av to kraftledninger vises det til digitale vedlegg (beskrevet i Vedlegg H).

8.3.1 Indikatorer for 2012 – utfall av en kraftledning

I Tabell 8-4 er det vist indikatorverdier for utfall av enkeltledninger. I tabellen vises de 10 hendelsene med laveste verdier for kombinertindikatoren. Resultater for alle kraftledningene er vist i Vedlegg L.

Tabell 8-4 - Utfall av en kraftledning 2012 - 10 laveste verdier for kombinert indikator

| Rangering | Utfallsnr. | Indikator for feilfrekvens [0-100] | Indikator for belastningsgrad [0-100] | Indikator for kaskaderende hendelser [0-100] | Indikator for rammede kritiske laster [0-100] | Indikator for reparasjonstid [0-100] | Indikator for avbrutt effekt [0-100] | Indikator for KILE [0-100] | Kombinert indikator [0-100] |
|------------------------------|------------|------------------------------------|---------------------------------------|--|---|--------------------------------------|--------------------------------------|----------------------------|-----------------------------|
| 1 | 1 | 24 | 100 | 100 | 25 | 75 | 98 | 100 | 62 |
| 2 | 2 | 81 | 100 | 100 | 25 | 75 | 96 | 99 | 70 |
| 3 | 10 | 93 | 100 | 100 | 25 | 75 | 99 | 100 | 71 |
| 4 | 7 | 96 | 100 | 100 | 25 | 75 | 98 | 100 | 72 |
| 5 | 20 | 84 | 12 | 100 | 100 | 50 | 100 | 100 | 74 |
| 6 | 28 | 3 | 99 | 100 | 100 | 75 | 100 | 100 | 76 |
| 7 | 48 | 98 | 100 | 100 | 75 | 13 | 96 | 99 | 76 |
| 8 | 50 | 61 | 100 | 100 | 100 | 13 | 100 | 100 | 77 |
| 9 | 30 | 93 | 86 | 100 | 100 | 13 | 100 | 100 | 80 |
| 10 | 58 | 29 | 100 | 100 | 100 | 50 | 100 | 100 | 81 |
| Aggregert indikator | | 77 | 85 | 100 | 86 | 65 | 99 | 100 | 88 |
| Minste indikatorverdi | | 3 | 12 | 100 | 25 | 13 | 94 | 99 | 62 |

Som tabellen viser vil den kombinerte indikatoren ha verdier mellom 62-81. Sett ut fra denne kan det derfor antas at sårbarheten og leveringspåliteligheten ikke er særlig kritisk for noen av de utfallene. En feil på en kraftledning er noe man må regne med at kan skje før eller senere, og kraftnettet er dimensjonert slik at dette ikke skal få store konsekvenser. Dette framgår også av indikatoren, og en ekstraordinær hendelse sett ut fra de aktuelle indikatorene er ikke sannsynlig at vil skje med utfall av kun en kraftledning.

Det kan også enkelt sorteres hvilke utfall som har de laveste indikatorverdiene for hver av de andre indikatorene. Dette kan være hensiktsmessig for å finne eventuelt andre kritiske utfall, med fokus på en eller flere bestemte indikatorer. I tillegg til indikatorer for hver kraftledning er det vist aggregerte indikatorer for hele kraftnettet. Den aggregerte indikatoren for kombinertindikatoren kan anses som en indeks på hele kraftnettet, og har her en verdi lik 88. Det er også oppført minste indikatorverdier for enkeltindikatorer og kombinert indikator. Dette er de minste verdiene som er beregnet for den bestemte indikatoren, for alle utfall som er analysert.

Det utfallet kraftnettet er mest sårbart overfor, ifølge den kombinerte indikatoren, er utfall nr. 1. Denne kraftledningen har en lav indikatorverdi for feilfrekvens, samtidig som den forsyner viktig infrastruktur.

8.3.2 Indikatorer for 2017 og 2022 – utfall av en kraftledning

I Tabell 8-5 og Tabell 8-6, er det vist indikatorverdier for utfall av enkeltledninger for henholdsvis 2017 og 2022. I tabellene vises de 10 hendelsene med laveste verdier for kombinertindikatoren. Resultater for alle kraftledningene er vist i Vedlegg L.

Tabell 8-5 - Utfall av en kraftledning 2017 - 10 laveste verdier for kombinert indikator

| Rangering | Utfallsnr. | Indikator for feilfrekvens [0-100] | Indikator for belastningsgrad [0-100] | Indikator for kaskaderende hendelser [0-100] | Indikator for rammede kritiske laster [0-100] | Indikator for reparasjonstid [0-100] | Indikator for avbrutt effekt [0-100] | Indikator for KILE [0-100] | Kombinert indikator [0-100] |
|------------------------------|------------|------------------------------------|---------------------------------------|--|---|--------------------------------------|--------------------------------------|----------------------------|-----------------------------|
| 1 | 1 | 26 | 75 | 100 | 25 | 75 | 98 | 100 | 61 |
| 2 | 2 | 82 | 79 | 100 | 25 | 75 | 96 | 99 | 69 |
| 3 | 12 | 93 | 75 | 100 | 25 | 75 | 99 | 100 | 70 |
| 4 | 7 | 96 | 76 | 100 | 25 | 75 | 98 | 100 | 70 |
| 5 | 48 | 99 | 94 | 100 | 75 | 13 | 96 | 99 | 76 |
| 6 | 50 | 67 | 72 | 100 | 100 | 13 | 100 | 100 | 76 |
| 7 | 29 | 95 | 57 | 100 | 100 | 13 | 100 | 100 | 76 |
| 8 | 27 | 19 | 60 | 100 | 100 | 75 | 100 | 100 | 77 |
| 9 | 42 | 81 | 17 | 100 | 100 | 63 | 100 | 100 | 78 |
| 10 | 41 | 98 | 84 | 100 | 50 | 75 | 97 | 100 | 81 |
| Aggregert indikator | | 81 | 72 | 100 | 86 | 64 | 99 | 100 | 87 |
| Minste indikatorverdi | | 19 | 17 | 100 | 25 | 13 | 94 | 98 | 61 |

Tabell 8-6 - Utfall av en kraftledning 2022 - 10 laveste verdier for kombinert indikator

| Rangering | Utfallsnr. | Indikator for feilfrekvens [0-100] | Indikator for belastningsgrad [0-100] | Indikator for kaskaderende hendelser [0-100] | Indikator for rammede kritiske laster [0-100] | Indikator for reparasjonstid [0-100] | Indikator for avbrutt effekt [0-100] | Indikator for KILE [0-100] | Kombinert indikator [0-100] |
|------------------------------|------------|------------------------------------|---------------------------------------|--|---|--------------------------------------|--------------------------------------|----------------------------|-----------------------------|
| 1 | 1 | 42 | 22 | 100 | 25 | 75 | 98 | 100 | 57 |
| 2 | 2 | 83 | 24 | 100 | 25 | 75 | 96 | 99 | 61 |
| 3 | 12 | 94 | 22 | 100 | 25 | 75 | 99 | 100 | 62 |
| 4 | 7 | 97 | 23 | 100 | 25 | 75 | 99 | 100 | 62 |
| 5 | 50 | 69 | 21 | 100 | 100 | 13 | 100 | 100 | 67 |
| 6 | 29 | 95 | 15 | 100 | 100 | 13 | 100 | 100 | 68 |
| 7 | 48 | 99 | 38 | 100 | 75 | 13 | 96 | 99 | 69 |
| 8 | 27 | 23 | 17 | 100 | 100 | 75 | 100 | 100 | 70 |
| 9 | 41 | 98 | 27 | 100 | 50 | 75 | 98 | 100 | 72 |
| 10 | 42 | 82 | 5 | 100 | 100 | 63 | 100 | 100 | 74 |
| Aggregert indikator | | 83 | 24 | 100 | 86 | 64 | 100 | 100 | 78 |
| Minste indikatorverdi | | 23 | 5 | 100 | 25 | 13 | 94 | 98 | 57 |

Som tabellene viser, vil den kombinerte indikatoren for 2017 og 2022, ha verdier henholdsvis mellom 61-81 og 57-74. Sett ut fra denne kan det derfor antas at sårbarheten og leveringspåliteligheten ikke er særlig kritisk for noen av de simulerte utfallene. Det kan observeres at flere hendelser fører til overbelastning av kraftledninger i 2022, sammenlignet med 2012 og 2017. Dette gir også noe utslag i den kombinerte indikatoren. Likevel er det ingen store endringer for sårbarheten overfor enkeltutfall i kraftnettet for de forskjellige årene. Dette har flere årsaker:

- Feilfrekvens har kun små endringer. Denne får imidlertid større endringer dersom ledninger har blitt fornyet, slik at en ledning som var i tilstand 3, nå er i tilstand 1.
- Reparasjonstid er uendret.
- Ingen nye kritiske hendelser oppstår.
- KILE-beregning gjøres etter samme formler/verdier som for 2012.

Den aggregerte indikatoren for kombinertindikatoren endres fra 88 i 2012, til 87 i 2017, og illustrerer små endringer for sårbarheten til hele systemet. Fra 2017 til 2022 endres den noe mer. Verdien i 2022 vil være 78. Dette skyldes hovedsakelig en økt belastningsgrad i nettet som fører til overlast på flere utfall i 2022.

Den mest kritiske hendelsen som kan oppstå sett ut fra den kombinerte indikatoren, er utfall nr. 1 i alle tilfellene. Dette er av samme grunn som beskrevet tidligere. En forskjell som framkommer er imidlertid at indikator for feilfrekvens gir en høyere verdi i 2022. Dette er på grunn av at kraftledningen blir fornyet i 2022-modellen, og går fra å være i dårlig tilstand til normal tilstand. Kraftledningen er i særlig utsatt miljø, og indikatorverdien for feilfrekvens vil derfor fortsatt være relativt lav. Den kombinerte indikatoren for utfallet vil gi en lavere verdi i 2022, som skyldes at utfallet fører til overbelastning i nettet.

Det kan observeres at utfall nr. 41 i 2017 og 2022, som fører til noe avbrutt effekt, vil få en høyere verdi i kombinertindikatoren enn enkelte utfall som ikke fører til noe avbrutt effekt. Dette viser tydelig at den kombinerte indikatoren kan gi verdier som ikke virker logisk i dette tilfellet. Årsaken er at ingen av enkeltindikatoren for dette utfallet vil få særlig lave verdier, og andre hendelser med lave indikatorverdier for reparasjonstid og belastningsgrad, blir derfor rangert høyere. Konsekvensene av utfallet må derfor være større for at bruken av den kombinerte indikatoren skal fungere som tiltenkt. Hensikten med indikatorene er, som beskrevet tidligere, å avdekke eventuelle ekstraordinære hendelser. Dette gjør derfor at kombinertindikatoren kan være mindre egnet til å gjøre rangeringer når konsekvensene er relativt små som i dette tilfellet. Uansett viser dette at det er viktig å evaluere enkeltindikatorer, og det kan være hensiktsmessig å gjøre rangeringer ut fra disse. I dette tilfellet kunne for eksempel en rangering med bruk av indikator for rammede kritiske laster eller avbrutt effekt vært hensiktsmessig.

8.3.3 Indikatorer for 2017 og 2022 – utfall av en kraftledning (sensitivitetsanalyse)

Det er som beskrevet tidligere usikkerhet knyttet til hvordan de framtidige forholdene vil utvikle seg. Som vist i kapittel 8.3.2, vil det kun være små endringer i indikatorverdiene som blir beregnet for de forskjellige årene. Disse kan imidlertid forandre seg betraktelig dersom det blir gjort ytterligere endringer i datagrunnlaget. Det kan derfor være hensiktsmessig å gjøre en sensitivitetsanalyse. På den måten kan det finnes ut om det vil bli større endringer i indikatorverdiene, dersom det blir gjort endringer i datagrunnlaget for utfallsanalysene og beregningen av indikatorene. Noen av de endringene som kan være aktuelle å gjøre er:

- Lastøkning som er høyere enn den prognoserte økningen. Lavere økning vil ikke være nødvendig å utføre i denne sammenheng.
- Høyere feilfrekvens.
- Lengre reparasjonstid.
- Utelate enkelte eller flere nettutbygginger som er inkludert i modellene.
- Endre kundesammensetning, og eventuelt lokalisering av kritiske laster (for eksempel at det kommer laster som er kritiske i henhold til liv og helse).
- Endre forutsetningene for beregning av KILE-kostnader.

Når en sensitivitetsanalyse skal gjøres, kan det være formålstjenlig å gjøre endringer i få eller gjerne kun en variabel som inngår i beregningene, slik at det er enkelt å observere nøyaktig hvordan denne påvirker resultatene. Et eksempel på dette er at dersom lastøkningen blir høyere, samtidig som nettutbygginger ikke inkluderes, vil det være vanskelig å si noe klart om hvilke forhold som påvirker eventuelle endringer i resultater mest. Nettutbyggingen kan også være avgjørende for om kritiske laster blir rammet ved utfall av en enkelt ledning. For beregningen av KILE-indikatoren vil både kundesammensetning og selve beregningsmetodene for KILE-kostnader påvirke indikatoren i stor grad. Noen av forholdene som er nevnt, slik som feilfrekvens, er imidlertid lett å spore endringene til, da denne ikke påvirker de andre enkeltindikatorer.

I denne modellen vil spesielt lasten i nettet og nettstruktur/nettutbygging, være avgjørende for om det kan oppstå spesielt kritiske situasjoner eller ekstraordinære hendelser. Dette skyldes at man er avhengig av tilstrekkelig reserve og andre forsyningsveier dersom det skjer utfall av en kraftledning. Siden disse faktorene er avgjørende for resultatene, vil det være naturlig å fokusere på disse når en sensitivitetsanalyse skal gjøres. Lastøkningen i nettet er fysisk vanskelig å kontrollere eller gjøre noe med, og kan oppstå uten særlig forvarsel ved for eksempel ekstremkulde, og gjerne vare over en lengre periode. Nettstrukturen og nettutbyggingen er derimot forhold som enklere kan kontrolleres, dog med noen forhold som kan gjøre at utbygginger blir utsatt, eller at de ikke blir bygget i det hele tatt. Sensitivitetsanalysen avgrenses i denne oppgaven til å kun gjelde lastøkning, som derfor forutsetter at nettutbyggingen vil skje som planlagt.

I lastprognosene ble det beregnet en total lastøkning på 2,2 % pr. år fra 2012 til 2017, og 1,8 % pr. år fra 2017 til 2022. Den nye lastøkningen velges til å være 2,5 % pr. år fra 2012 til 2022. Resultatene indikatoren gir i det tilfellet er vist i Tabell 8-7 og Tabell 8-8. Dette er de 10 mest kritiske hendelsene sortert etter kombinertindikatoren. For 2017 vil indikatorene gi tilnærmet det samme som uten den ekstra lastøkningen, og det er derfor ses at det er gode nok reserver i nettet til en ekstra lastøkning. For 2022-modellen vil indikatoren for belastningsgrad få lave verdier, som viser at det ikke lenger er like god kapasitet i nettet. Alle hendelsene som er vist i tabellen fører nå til overlast (> 100 % belastningsgrad). Det er én hendelse som i tillegg fører til kaskaderende utfall (utfall nr. 42). Denne har 8 kaskaderende utfall, og fører også til avbrudd ved flere leveringspunkter. Siden dette utfallet har relativt store konsekvenser, vil utfallet bli rangert med lavest indikatorverdi i kombinertindikatoren. Dette viser at rangering med bruk av kombinertindikatoren fungerer bra for større hendelser.

Tabell 8-7 - Utfall av en kraftledning 2017 med lastøkning - 10 laveste verdier for kombinert indikator

| Rangering | Utfallsnr. | Indikator for feilfrekvens [0-100] | Indikator for belastningsgrad [0-100] | Indikator for kaskaderende hendelser [0-100] | Indikator for rammede kritiske laster [0-100] | Indikator for reparasjonstid [0-100] | Indikator for avbrutt effekt [0-100] | Indikator for KILE [0-100] | Kombinert indikator [0-100] |
|------------------------------|------------|------------------------------------|---------------------------------------|--|---|--------------------------------------|--------------------------------------|----------------------------|-----------------------------|
| 1 | 1 | 26 | 67 | 100 | 25 | 75 | 98 | 100 | 60 |
| 2 | 2 | 82 | 71 | 100 | 25 | 75 | 96 | 99 | 68 |
| 3 | 12 | 93 | 67 | 100 | 25 | 75 | 99 | 100 | 69 |
| 4 | 7 | 96 | 68 | 100 | 25 | 75 | 98 | 100 | 69 |
| 5 | 50 | 67 | 64 | 100 | 100 | 13 | 100 | 100 | 75 |
| 6 | 29 | 95 | 49 | 100 | 100 | 13 | 100 | 100 | 75 |
| 7 | 48 | 99 | 86 | 100 | 75 | 13 | 96 | 99 | 75 |
| 8 | 27 | 19 | 52 | 100 | 100 | 75 | 100 | 100 | 76 |
| 9 | 42 | 81 | 15 | 100 | 100 | 63 | 100 | 100 | 77 |
| 10 | 41 | 98 | 77 | 100 | 50 | 75 | 97 | 100 | 80 |
| Aggreget indikator | | 81 | 64 | 100 | 86 | 64 | 99 | 100 | 86 |
| Minste indikatorverdi | | 19 | 15 | 100 | 25 | 13 | 94 | 98 | 60 |

Tabell 8-8 - Utfall av en kraftledning 2022 med lastøkning - 10 laveste verdier for kombinert indikator

| Rangering | Utfallsnr. | Indikator for feilfrekvens [0-100] | Indikator for belastningsgrad [0-100] | Indikator for kaskaderende hendelser [0-100] | Indikator for rammede kritiske laster [0-100] | Indikator for reparasjonstid [0-100] | Indikator for avbrutt effekt [0-100] | Indikator for KILE [0-100] | Kombinert indikator [0-100] |
|------------------------------|------------|------------------------------------|---------------------------------------|--|---|--------------------------------------|--------------------------------------|----------------------------|-----------------------------|
| 1 | 42 | 82 | 0 | 47 | 25 | 63 | 75 | 44 | 41 |
| 2 | 1 | 42 | 11 | 100 | 25 | 75 | 98 | 100 | 54 |
| 3 | 2 | 83 | 13 | 100 | 25 | 75 | 96 | 99 | 58 |
| 4 | 12 | 94 | 11 | 100 | 25 | 75 | 99 | 100 | 59 |
| 5 | 7 | 97 | 12 | 100 | 25 | 75 | 99 | 100 | 59 |
| 6 | 50 | 69 | 10 | 100 | 100 | 13 | 100 | 100 | 64 |
| 7 | 29 | 95 | 4 | 100 | 100 | 13 | 100 | 100 | 64 |
| 8 | 48 | 99 | 19 | 100 | 75 | 13 | 96 | 99 | 65 |
| 9 | 27 | 23 | 7 | 100 | 100 | 75 | 100 | 100 | 67 |
| 10 | 41 | 98 | 15 | 100 | 50 | 75 | 98 | 100 | 69 |
| Aggregert indikator | | 83 | 12 | 99 | 84 | 64 | 99 | 98 | 74 |
| Minste indikatorverdi | | 23 | 0 | 47 | 25 | 13 | 75 | 44 | 41 |

8.3.4 Indikatorene for 2012 – utfall av to kraftledninger

Siden regionalnett ofte er driftet og dimensjonert etter N-1-kriteriet, eller at forsyning er mulig fra underliggende nett, vil enkeltutfall av ledninger normalt ikke føre til ekstraordinære hendelser. Dersom man derimot får to samtidige feil i regionalnettet kan større hendelser oppstå. Sannsynligheten for slike hendelser vil selvfølgelig være atskillig mindre enn utfall av en enkeltledning, men likevel så har man sett slike hendelser oppstå tidligere, og det vil fortsatt kunne skje i framtiden.

Når det skal simuleres utfall av to kraftledninger i nettet, har man veldig mange mulige kombinasjoner. I denne oppgaven vil antall mulige kombinasjoner være noe over 2000. Med et så stort antall kombinasjoner kan det være svært tidkrevende å finne hvilke utfall som kraftnettet er mest sårbart overfor. Bruk av indikatorer, og det å kunne gjøre en rangering ut fra disse, vil derfor kunne være til stor hjelp.

Indikatorene for utfall av to kraftledninger i 2012, er vist i Tabell 8-9. Kombinertindikatoren gir i dette tilfellet verdier mellom 20 til 51, og en aggregert kombinertindikator på 87. Det kan nå ses, som forventet, at disse hendelse har høyere indikatorverdier for feilfrekvens. Felles for alle utfallene vist i tabellen, er at alle har kaskaderende hendelser. Dette gjør at det blir en stor avbrutt effekt, samt en høy KILE-kostnad. Dette gjenspeiles i indikatorene. Sammenlignet med enkeltutfall i 2012, ser man nå at de kombinerte indikatorene får betydelig lavere verdier, særlig utfallene som er rangert som nr. 1-4. Disse fire utfallene vil være ekstra kritiske, da disse har kaskaderende hendelser, og rammer kritiske laster (liv og helse). Den mest kritiske hendelsen har i tillegg en lengre reparasjonstid enn de andre utfallene, og fører dermed også til en betydelig KILE-kostnad. Som vist vil rangering med bruk av kombinertindikatoren være hensiktsmessig i tilfeller der det er utfall av to kraftledninger, hvor konsekvensene av utfallene blir relativt store.

Reparasjonstiden som blir beregnet i henhold til likning (4-3), kan diskuteres om er en hensiktsmessig måte å beregne reparasjonstider for i tilfeller med to utfall av kraftledninger. Dersom man antar at feilene oppstår samtidig, vil gjerne reparasjonstiden bli betydelig lenger, dersom man ikke har nok mannskap tilgjengelig. Likevel vil det kunne være forskjeller i når hendelsen inntreffer, samt hvor stor feilen er. Dette kan forsvare å beregne reparasjonstiden slik den har blitt gjort.

Tabell 8-9 - Utfall av to kraftledninger 2012 - 10 laveste verdier for kombinert indikator

| Rangering | Utfallsnr. | Indikator for feilfrekvens [0-100] | Indikator for belastningsgrad [0-100] | Indikator for kaskaderende hendelser [0-100] | Indikator for rammede kritiske laster [0-100] | Indikator for reparasjonstid [0-100] | Indikator for avbrutt effekt [0-100] | Indikator for KILE [0-100] | Kombinert indikator [0-100] |
|------------------------------|------------|------------------------------------|---------------------------------------|--|---|--------------------------------------|--------------------------------------|----------------------------|-----------------------------|
| 1 | 1036 | ● 100 | ● 0 | ● 13 | ● 0 | ● 68 | ● 48 | ● 8 | ● 20 |
| 2 | 342 | ● 100 | ● 0 | ● 0 | ● 0 | ● 85 | ● 30 | ● 37 | ● 22 |
| 3 | 1045 | ● 100 | ● 0 | ● 13 | ● 0 | ● 83 | ● 45 | ● 45 | ● 27 |
| 4 | 1035 | ● 100 | ● 0 | ● 13 | ● 0 | ● 83 | ● 47 | ● 46 | ● 28 |
| 5 | 796 | ● 100 | ● 0 | ● 93 | ● 25 | ● 83 | ● 71 | ● 69 | ● 50 |
| 6 | 937 | ● 100 | ● 0 | ● 93 | ● 25 | ● 83 | ● 71 | ● 69 | ● 50 |
| 7 | 1038 | ● 100 | ● 0 | ● 80 | ● 25 | ● 83 | ● 75 | ● 74 | ● 51 |
| 8 | 292 | ● 100 | ● 0 | ● 93 | ● 25 | ● 81 | ● 74 | ● 74 | ● 51 |
| 9 | 807 | ● 100 | ● 0 | ● 93 | ● 25 | ● 88 | ● 71 | ● 76 | ● 51 |
| 10 | 948 | ● 100 | ● 0 | ● 93 | ● 25 | ● 88 | ● 71 | ● 76 | ● 51 |
| Aggreget indikator | | ● 99 | ● 71 | ● 99 | ● 73 | ● 84 | ● 98 | ● 98 | ● 87 |
| Minste indikatorverdi | | ● 3 | ● 0 | ● 0 | ● 0 | ● 13 | ● 30 | ● 8 | ● 0 |

Det er enkelte kraftledninger som forekommer i flere av de 10 utfallene som kraftnettet er mest sårbart overfor. Her regnes kun kraftledninger som er en av de to kraftledningene som får utfall, og ikke kraftledninger som faller ut grunnet kaskaderende hendelser.

- Én kraftledning forekommer i 7 av hendelsene
- Tre andre kraftledninger forekommer i 2 av hendelsene.

Disse kraftledningene, og spesielt kraftledningen som forekommer i 7 av hendelsene, er derfor viktig at ikke svikter, slik at sannsynligheten for ekstraordinære hendelser øker. Grunnen til at sannsynligheten øker dersom disse ikke er i orden, er at man da ved bare ved en enkelt feil i tillegg, kan få svært alvorlige hendelser. Kraftledningene anses derfor som meget viktige med tanke på sårbarheten i kraftnettet og leveringspåliteligheten. Utfall av disse kraftledningene fører imidlertid ikke til avbrudd dersom det bare er en kraftledning i nettet som svikter, og er derfor ikke av de mest kritiske utfallene i indikatorene for enkeltutfall. Enkelte av resultatene som framkommer for utfall av to kraftledninger, blir nærmere forklart i Vedlegg M.

8.3.5 Indikatorer for 2017– utfall av to kraftledninger

Tabell 8-10 viser indikatorene for utfall av to kraftledninger. Her viser kombinertindikatoren verdier mellom 24 til 52, og vil i likhet med de mest kritiske hendelsene i 2012 føre til så høye belastningsgrader på ledningene, at det videre fører til kaskaderende hendelser. Dette forårsaker avbrudd av flere leveringspunkt i regionalnettet, og dermed vil også indikatorene for avbrutt effekt og KILE gi lave verdier. Tre av hendelsene vil som vist også ramme sluttbrukere i kategorien «liv og helse». Sammenlignet med 2012 vil sårbarheten overfor to utfall i kraftnettet være noe lavere i 2017. Dette skyldes nettutbygginger som gjøres. Det vil fortsatt kunne oppstå kaskaderende hendelser, men ikke i like stor grad som i 2012.

Tabell 8-10 - Utfall av to kraftledninger 2017 - 10 laveste verdier for kombinert indikator

| Rangering | Utfallsnr. | Indikator for feilfrekvens [0-100] | Indikator for belastningsgrad [0-100] | Indikator for kaskaderende hendelser [0-100] | Indikator for rammede kritiske laster [0-100] | Indikator for reparasjonstid [0-100] | Indikator for avbrutt effekt [0-100] | Indikator for KILE [0-100] | Kombinert indikator [0-100] |
|------------------------------|------------|------------------------------------|---------------------------------------|--|---|--------------------------------------|--------------------------------------|----------------------------|-----------------------------|
| 1 | 565 | ● 100 | ● 0 | ● 27 | ● 0 | ● 79 | ● 41 | ● 22 | ● 24 |
| 2 | 511 | ● 100 | ● 0 | ● 27 | ● 0 | ● 85 | ● 41 | ● 43 | ● 28 |
| 3 | 721 | ● 100 | ● 0 | ● 27 | ● 0 | ● 85 | ● 41 | ● 43 | ● 28 |
| 4 | 1 | ● 100 | ● 0 | ● 27 | ● 25 | ● 81 | ● 69 | ● 66 | ● 44 |
| 5 | 2 | ● 100 | ● 0 | ● 73 | ● 25 | ● 88 | ● 71 | ● 73 | ● 50 |
| 6 | 294 | ● 100 | ● 0 | ● 93 | ● 25 | ● 81 | ● 74 | ● 71 | ● 51 |
| 7 | 994 | ● 100 | ● 0 | ● 93 | ● 25 | ● 88 | ● 71 | ● 73 | ● 51 |
| 8 | 286 | ● 100 | ● 0 | ● 80 | ● 25 | ● 85 | ● 74 | ● 77 | ● 51 |
| 9 | 352 | ● 100 | ● 0 | ● 93 | ● 25 | ● 81 | ● 76 | ● 74 | ● 51 |
| 10 | 344 | ● 100 | ● 0 | ● 87 | ● 25 | ● 85 | ● 76 | ● 79 | ● 52 |
| Aggreget indikator | | ● 99 | ● 65 | ● 99 | ● 72 | ● 84 | ● 98 | ● 98 | ● 87 |
| Minste indikatorverdi | | ● 19 | ● 0 | ● 0 | ● 0 | ● 13 | ● 41 | ● 22 | ● 0 |

I likhet med modellen for 2017, er det enkelte kraftledninger som forekommer i flere av de 10 utfallene som kraftnettet er mest sårbare overfor.

- Én kraftledning forekommer i 5 av hendelsene
- Tre andre kraftledninger forekommer i 2 av hendelsene.

Disse kraftledningene, og spesielt kraftledning som forekommer i 5 av hendelsene, er det derfor viktig at ikke svikter, slik at sannsynligheten for ekstraordinære hendelser øker. Utfall av disse kraftledningene fører imidlertid ikke til avbrudd dersom det bare er en kraftledning i nettet som svikter, og er derfor ikke av de mest kritiske utfallene i indikatorene for enkeltutfall. De nevnte kraftledningene er andre kraftledninger enn de som forekommer oftest i resultatene i 2012-modellen.

8.3.6 Indikatorer for 2022 – utfall av to kraftledninger

Tabell 8-11 viser indikatorene for utfall av to kraftledninger. Her viser kombinertindikatoren verdier mellom 19 og 26. Det kan derfor ses at sårbarheten overfor to utfall i kraftnettet nå er høyere enn for både 2012 og 2017. Grunnen til dette er hovedsakelig en ytterligere lastøkning, uten at det gjøres store nettutbygginger. Dette fører til at det kan bli flere kaskaderende hendelser grunnet overbelastning, som igjen fører til at kritiske laster («liv og helse») opplever avbrudd. I tillegg vil flere kaskaderende hendelser føre til at flere leveringspunkt blir rammet, og dermed også en høy KILE-kostnad, som gjenspeiles i indikatorene.

Tabell 8-11 - Utfall av to kraftledninger 2022 - 10 laveste verdier for kombinert indikator

| Rangering | Utfallsnr. | Indikator for feilfrekvens [0-100] | Indikator for belastningsgrad [0-100] | Indikator for kaskaderende hendelser [0-100] | Indikator for rammede kritiske laster [0-100] | Indikator for reparasjonstid [0-100] | Indikator for avbrutt effekt [0-100] | Indikator for KILE [0-100] | Kombinert indikator [0-100] |
|------------------------------|------------|------------------------------------|---------------------------------------|--|---|--------------------------------------|--------------------------------------|----------------------------|-----------------------------|
| 1 | 555 | ● 100 | ● 0 | ● 27 | ● 0 | ● 75 | ● 41 | ● 2 | ● 19 |
| 2 | 195 | ● 100 | ● 0 | ● 27 | ● 0 | ● 75 | ● 42 | ● 4 | ● 20 |
| 3 | 565 | ● 100 | ● 0 | ● 20 | ● 0 | ● 79 | ● 40 | ● 14 | ● 22 |
| 4 | 556 | ● 100 | ● 0 | ● 27 | ● 0 | ● 79 | ● 41 | ● 16 | ● 23 |
| 5 | 135 | ● 100 | ● 0 | ● 27 | ● 0 | ● 79 | ● 42 | ● 16 | ● 23 |
| 6 | 1696 | ● 100 | ● 0 | ● 27 | ● 0 | ● 79 | ● 42 | ● 18 | ● 24 |
| 7 | 227 | ● 100 | ● 0 | ● 33 | ● 0 | ● 79 | ● 42 | ● 16 | ● 24 |
| 8 | 1255 | ● 100 | ● 0 | ● 27 | ● 0 | ● 81 | ● 40 | ● 24 | ● 25 |
| 9 | 167 | ● 100 | ● 0 | ● 33 | ● 0 | ● 81 | ● 42 | ● 25 | ● 26 |
| 10 | 501 | ● 100 | ● 0 | ● 27 | ● 0 | ● 83 | ● 41 | ● 31 | ● 26 |
| Aggreget indikator | | ● 99 | ● 24 | ● 97 | ● 69 | ● 84 | ● 97 | ● 96 | ● 76 |
| Minste indikatorverdi | | ● 23 | ● 0 | ● 0 | ● 0 | ● 13 | ● 40 | ● 2 | ● 0 |

I likhet med modellen for 2017 er det enkelte kraftledninger som forekommer i flere av de 10 utfallene som kraftnettet er mest sårbare overfor:

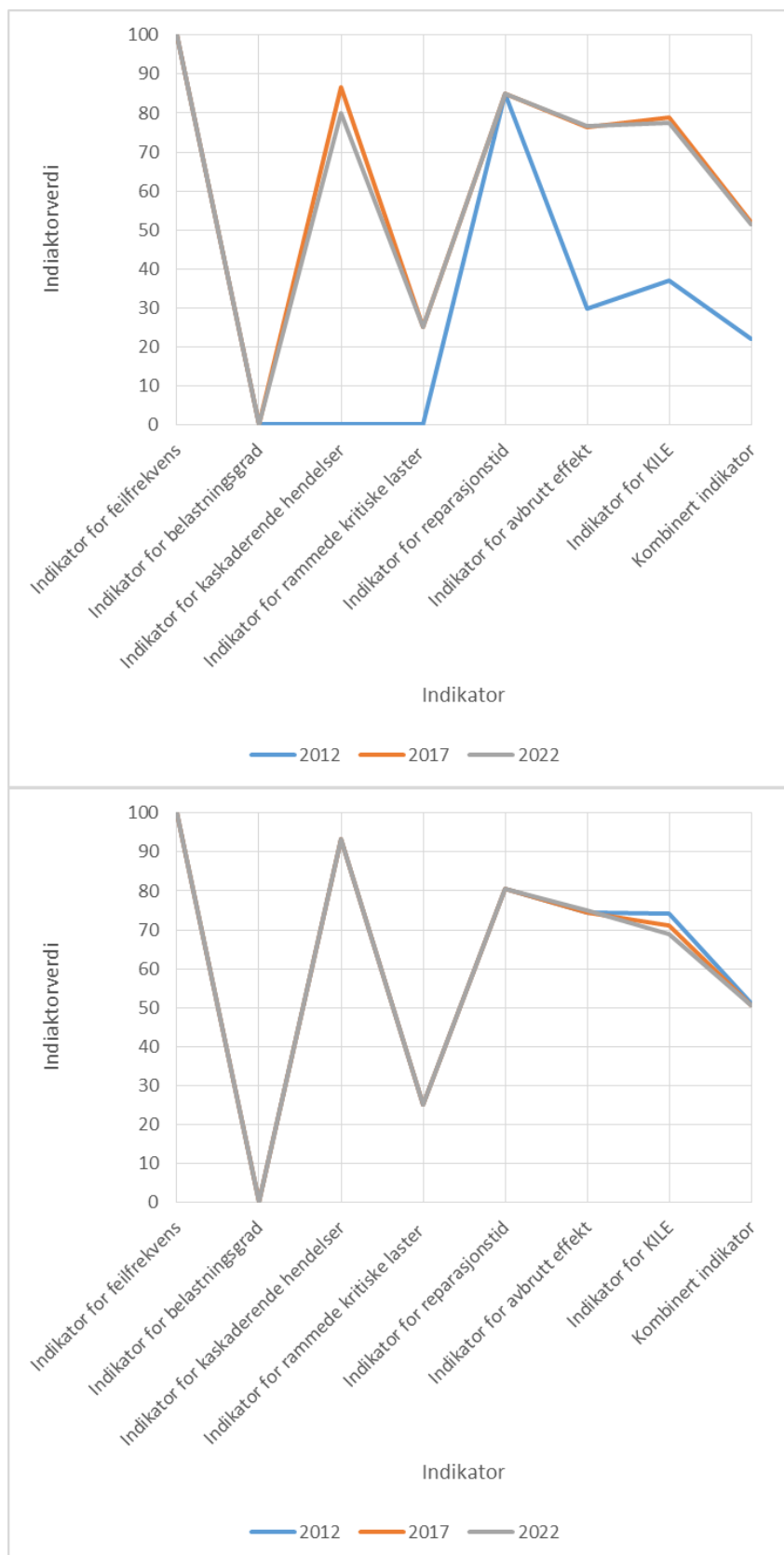
- To kraftledninger forekommer i 5 av hendelsene.
- Tre andre kraftledninger forekommer i 2 av hendelsene.

Disse kraftledningene, og spesielt kraftledningene som forekommer i 5 av hendelsene, er det derfor viktig at ikke svikter, slik at sannsynligheten for ekstraordinære hendelser øker. Utfall av disse kraftledningene fører imidlertid ikke til avbrudd dersom det bare er en kraftledning i nettet som svikter, og er derfor ikke av de mest kritiske utfallene i indikatorene for enkeltutfall.

8.4 Hvordan vil sårbarheten utvikle seg sett ut fra indikatorene?

Det er ønskelig å kunne se hvordan utviklingen er fra lagging- til leading indikator. Dette kan være noe vanskelig å se når det er forskjellige hendelser som blir rangert som de mest kritiske for lagging- og leading indikator. Noen generelle trekk ble likevel funnet og beskrevet i kapittel 8.3.

Det vil i dette kapittelet bli sett nærmere på to bestemte utfall av kraftledninger (samtidig utfall av to ledninger). Det vil ikke bli sett nærmere på utfall av enkeltledninger, da indikatorverdiene forandrer seg lite og heller ikke fører til ekstraordinære hendelser.



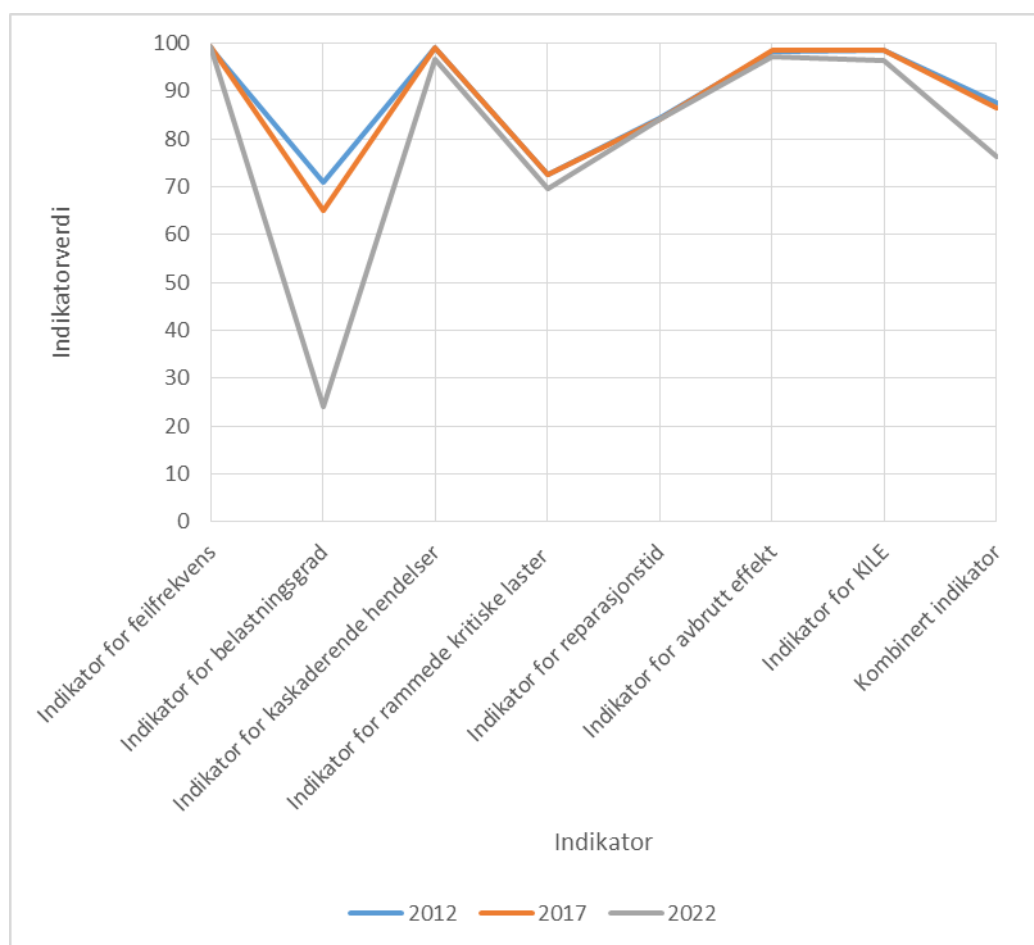
Figur 8-1 – Indikatorverdier for utfall nr. 342 (2012), 344 (2017) og 344 (2022) (øverst), og utfall nr. 292 (2012), 944 (2017), 944 (2022) (nederst). Utfallsnr. representerer en bestemt kombinasjon av to kraftledninger. Selv om utfallsnr. er forskjellig for en figur, er kombinasjonen av kraftledninger den samme.

Som Figur 8-1 viser, vil sårbarheten og leveringspåliteligheten utvikle seg svært forskjellig når man ser på individuelle utfall hver for seg:

- I den øverste grafen ser man at det vil bli mange kaskaderende hendelser i 2012-modellen, og dermed mye avbrutt effekt og høy KILE-kostnad. I tillegg rammes sluttbrukergruppe «liv og helse». For samme kraftledningene i 2017 og 2022, vil det ikke bli like mange kaskaderende hendelser, og det blir atskillig mindre konsekvenser.
- I den nederste grafen er det meget liten endring i sårbarhet overfor disse utfallene. Det vil bli noe mer avbrutt effekt i 2017 og 2022 (ikke synlig i figur), og dermed også en liten endring i KILE-kostnaden.

En utvikling som er gjeldene for hele kraftnettet er derfor ikke enkel å finne ved å vurdere utviklingen av enkelte utfall hver for seg.

En mulig vurdering av kraftnettet sett under ett, kan være som vist i Figur 8-2. Her er de aggregerte indikatorene presentert, samt den kombinerte aggregerte indikatoren, for årene 2012, 2017 og 2022. Det er ingen store forskjeller i indikatorverdiene for de forskjellige årene, bortsett fra indikatoren for belastningsgrad. En grunn til dette er at det kun er en liten andel av utfallene som er kritiske hendelser, mens de aggregerte indikatorene gjelder for alle mulige utfall. På den måten får ikke de kritiske utfallene så stor betydning i den aggregerte indikatoren. Likevel kommer det fram jevnt over for alle indikatorene at det vil være noe lavere indikatorverdier i 2022, sammenlignet med 2012 og 2017.



Figur 8-2 – Aggregerte indikatorer, utfall av to kraftledninger i 2012, 2017 og 2022.

9 Diskusjon

I dette kapittelet presenteres dokumentasjon og evaluering av indikatorene som er etablert. I tillegg vil metodene som er benyttet for å komme fram til indikatorene bli diskutert.

9.1 Dokumentasjon og evaluering av indikator

Figur 9-1 viser utfylt skjema på dokumentasjon av indikatorene. Dette er basert på forslag til mal presentert i [11]. Dokumentasjonen er skrevet på et generelt grunnlag for alle enkeltindikatorer samt kombinert og aggregert indikatorer.

| Indikator for sårbarhet og leveringspålidelighet for regionalnett i 2012, 2017 og 2022 | | | |
|--|-------------------------------------|--|-------------------------------------|
| Kort beskrivelse | | | |
| <p>Dette er en indikator for sårbarhet og leveringspålidelighet, og skal gi et mål på hvordan sårbarheten og leveringspålideligheten er i kraftnettet i dag, og hvordan den kan bli i framtiden. Indikatorene beregnes ut fra informasjon om kraftnettet, resultater fra utfallsanalyser samt påvirkende ytre faktorer. Indikatoren dekker alle dimensjoner av sårbarhetsbildet, men med utvalgte aspekter. Sårbarheten og leveringspålideligheten er relatert til utfall av en eller flere kraftledninger, med fokus på ekstraordinære hendelser.</p> | | | |
| Beskriver følgende dimensjon av sårbarhetsbildet | | | |
| Trusler | Følsomhet | Håndteringsevne | Kritikalitet |
| <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> |
| Indikatorstype | | | |
| Lagging | Leading | Activity | Outcome |
| <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> |
| Interessenter som bruker indikatoren | | | |
| Fortrinnsvis nettselskaper. | | | |
| Definisjon på hvordan indikatoren er etablert | | | |
| <p>Indikatoren er etablert ved å vurdere forskjellige utfall av kraftledninger, og finne ut hvor sårbart systemet er overfor disse, både som lagging- og leading indikator. I tillegg benyttes det data på andre ytre faktorer som påvirker sårbarheten og leveringspålideligheten. Det vises til kapittel 6 for en detaljert framgangsmåte for etablering av indikatorene.</p> | | | |
| Målværdi eller ønsket retning av utvikling | | | |
| <p>Sårbarheten til kraftledning klassifiseres av en skala fra 0-100, hvor 0 er en veldig høy sårbarhet og 100 er lav/ingen sårbarhet. Målet er å ha en så høy verdi som mulig, men også tatt samfunnsøkonomiske hensyn i betraktning.</p> | | | |
| Datakilder | | | |
| <p>Datakildene som benyttes er hovedsakelig informasjon om kraftnettet og andre relevante aspekter som det aktuelle nettselskapet besitter. En stor del av informasjonen er ikke tilgjengelig for offentligheten. Annen informasjon er tilgjengelig blant annet i kraftsystemutredning, og annen nasjonal feilstatistikk.</p> | | | |
| Kvalitet på data | | Oppdateringsfrekvens på datakilde | |
| <p>Kvaliteten på datagrunnlaget gitt av det aktuelle nettselskapet anses for å være god, og det beste tilgjengelig. Data på forhold som gjelder på nasjonalt nivå har noe mer usikkerhet tilknyttet til hvordan dette stemmer med det aktuelle regionalnettet.</p> | | <p>En oppdatering av datakildene kan være aktuelt dersom det skjer endringer i forhold til nettmodellene som er benyttet, eller andre faktorer som påvirker. Det er ikke ansett som nødvendig med noen fast oppdateringsfrekvens utover dette.</p> | |
| Oppdateringsfrekvens på indikatoren | | | |
| <p>Indikatoren kan forventes å måtte oppdateres årlig. Det vil gjerne komme erfaringer når indikatoren brukes, som gjør at indikatoren med fordel kan oppdateres. Eksempel på dette kan være justering av skaleringsfaktorene som er benyttet, og vekting i forbindelse med aggregering/kombinering.</p> | | | |
| Grafisk framstilling/visualisering | | | |
| <p>Sammenligninger mellom forskjellige indikatorer kan framstilles grafisk, samt hvordan utviklingen for disse vil være over tid. For rangering av sårbarhet overfor utfall er tabeller hensiktsmessig å benytte.</p> | | | |

Figur 9-1 - Dokumentasjon av indikator. Basert på mal i [11]

Evaluering av indikatorer

I prosessen med etablering av indikatorene, har evaluering av indikatorene vært sentralt. Dette har vært viktig for å bestemme hvordan indikatorene skal etableres, slik at de blir hensiktsmessige å benytte til å overvåke sårbarheten i kraftnettet. I tillegg har det vært til hjelp for å forbedre kvaliteten på indikatorene. Evalueringen som har blitt gjort underveis, har basert seg på bruk av en sjekkliste beskrevet i [9]. Denne er presentert i Vedlegg G. Evaluering av indikatorene er også like relevant når indikatorene er etablert. Dette vil kunne gi nyttig informasjon til interessenter som skal benytte indikatoren, og være nyttig dersom indikatorene senere skal oppdateres eller forbedres. Det er derfor gjort en sluttevaluering av indikatorene i henhold til samme sjekkliste som er benyttet underveis i arbeidet:

Relevans

Er indikatorene hensiktsmessig å benytte for å overvåke sårbarhet?

Indikatorene dekker alle dimensjonene av sårbarhetsbildet, med utvalgte aspekter. Indikatorene gjør det enkelt å rangere ulike hendelser som kan oppstå i kraftnettet, ut fra hvordan trusselbildet er, hvor følsomt systemet er overfor utfall av ledninger, hvor godt nettselskapet kan håndtere en uønsket hendelse, og hvilke konsekvenser det får for sluttbrukere. Det finnes indekser for dette både for hvordan kraftnettet er i dag, og hvordan det vil bli i framtiden. På denne måten er dermed indikatorene hensiktsmessig å benytte for å overvåke sårbarhet. For å illustrere dette bedre vil det bli gitt en vurdering av hver indikator som er etablert i den følgende teksten.

Sårbarhet er relatert til bestemte trusler. I denne rapporten blir trusselbildet inkludert mer eller mindre i to forskjellige indikatorer. Indikatoren for feilfrekvens er, som beskrevet, avhengig av både trusselbildet og følsomheten til systemet. Informasjonen om trusselbildet som inkluderes i denne indikatoren blir beskrevet på et generelt grunnlag ved å se på nasjonale forhold, og tilpasse disse data i forhold til utsatthet og teknisk tilstand. På den måten blir det funnet en antatt feilfrekvens for en kraftledning. Trusselbildet som inkluderes er dermed ikke bestemt for én bestemt trussel, men kan gjelde forskjellige trusler ettersom hvilken kraftledning det er snakk om. Et eksempel på dette kan være at én kraftledning går gjennom skog, og er utsatt for trefall på ledning, mens en annen kraftledning kan være utsatt i forhold til isingsproblematikk. Når indikatorene gjelder for ulike trusler, vil det også gjøre det vanskelig å etablere indikatorer for følsomheten til systemet overfor hver enkelt trussel. Dette er både på grunn av mange mulige trusler, samt at antall kraftledninger gjør dette til en meget arbeidskrevende prosess. Av den grunn er det i denne oppgaven valgt å benytte denne indikatoren kun som en indikator for å si noe om hvor sannsynlig det er at en bestemt kraftledning skal svikte.

Indikatoren for belastningsgrad vil også dekke trusselbildet. Dette blir, i motsetning til indikatoren for feilfrekvens, en tydelig definert trussel. Denne er imidlertid en indikator for belastningsgraden etter en tilfeldig kraftledning har sviktet. Grunnen til at det er valgt å lage indikatoren på denne måten, er på bakgrunn av at kraftnettet er dimensjonert slik at det ikke skal oppstå ekstraordinære hendelser ved utfall av kun en ledning. Derfor er det ønskelig at trusselbildet representerer faren for at det skal skje kaskaderende hendelser dersom en hvilken som helst kraftledning faller ut.

Indikatoren for kaskaderende hendelser vil fortelle hvor følsomt systemet er overfor belastningsgraden i nettet når en eller flere kraftledninger har sviktet. Følsomheten overfor en høy belastningsgrad er høy dersom det fører til mange kaskaderende hendelser, og reduseres jo færre kaskaderende hendelser den kan føre til.

Håndteringsevnen og kritikaliteten relateres ikke direkte til en bestemt trussel, men til den uønskede hendelsen som har skjedd. Indikatoren for reparasjonstiden vil kunne fortelle hvor god håndteringsevnen til nettselskapet er dersom en feil oppstår. Denne er imidlertid forenklet til å være uavhengig av om det skjer kaskaderende utfall eller ikke. I tillegg vil det i simuleringene med utfall av to kraftledninger være slik at avbruddsvarigheten blir den samme som reparasjonstiden, uten å ta hensyn til at feilsted kan isoleres og forsyning gjenopprettes enkelte steder. En slik forenkling kan derfor føre til atskillig lengre beregnet avbruddsvarighet og større KILE-kostnader enn hva som faktisk ville vært tilfelle. Denne metoden ble likevel vurdert til å være en mer hensiktsmessig framgangsmåte grunnet det store antallet utfallskombinasjoner som simuleres, samt at indikatoren skal benyttes som et grunnlag for å finne hvilke hendelser som bør undersøkes nærmere. På den måten vil også indikatorene framstille et «worst case»-scenario i forhold til avbruddsvarighet og KILE-kostnader.

Det er laget tre forskjellige indikatorer for kritikaliteten av et avbrudd. Den ene er en indikator som forteller i hvilken grad hendelsen rammer kritiske sluttbrukere, og den andre er en indikator som representerer hvilke kostnader dette påfører sluttbrukerne. I tillegg er det valgt å ha en indikator som forteller noe om hvor stor den avbrutte effekten vil bli. Både avbrutt effekt og reparasjonstid (avbruddsvarighet) er variabler som inngår i beregningen av KILE-indikatoren, men det er valgt å ha med disse som separate indikatorer for å tydelig kunne vise hvilke forhold som forårsaker KILE-kostnadene. Et eksempel på dette kan være at det er et langvarig avbrudd (flere døgn), men lite avbrutt effekt, eller at det er et avbrudd med kortere varighet og en stor avbrutt effekt (eventuelt begge deler).

Den kombinerte indikatoren har vist seg å være en hensiktsmessig indikator for å rangere hvilke utfall av kraftledninger som kraftnettet er mest sårbart overfor. Dette gjelder spesielt for å finne store/ekstraordinære hendelser. Likevel sier ikke den kombinerte indikatoren noe om hvilke forhold som faktisk gjør systemet sårbart, og man er avhengig av de andre indikatorene for å finne ut av dette. Det har også vist seg at bruken av kombinertindikatoren ikke er like godt egnet for å gjøre rangeringer av hendelser som er mindre alvorlige. Her anbefales det derfor å gjøre rangeringer ut fra andre indikatorer. Dette kan eksempelvis være med bruk av indikator for rammede kritiske laster eller avbrutt effekt.

De aggregerte indikatorene kan være nyttig å benytte hvis man ser systemet under ett, og ønsker å finne en samlet indeks for hver indikator. Mye informasjon kan imidlertid gå tapt i en slik aggregering, selv om lavere indikatorverdier blir høyere vektet, og kan derfor være uegnet til å fortelle hvordan den faktiske sårbarheten til systemet er. Den aggregerte kombinerte indikatoren kan benyttes som en indeks til å beskrive sårbarheten til systemet totalt sett, men er i størst grad bare egnet til å sammenligne større systemer med hverandre, eller fortelle hvordan den generelle utviklingen kan bli over tid.

Resultatene indikatorene gir kan være hensiktsmessig å benytte til å finne hvilke kraftledninger som er viktige for leveringspåliteligheten i kraftnettet, og hvilke utfall kraftnettet er sårbart overfor. På den måten kan leading indikatorer benyttes for å indikere hvilke sårbarhetsreducerende tiltak som kan være hensiktsmessig å iverksette. Eksempler på tiltak kan være nettutbygginger og fornyelse av kraftledninger med dårlig teknisk tilstand.

Som forklart er indikatorene hensiktsmessig å benytte for å overvåke sårbarhet. Likevel er det forskjell i hvor relevante indikatorene er, og hvordan de bør brukes.

Er indikatoren egnet til å formidle informasjon om sårbarhet?

Indikatorene gir en verdi mellom 0-100, hvor 100 er ingen eller lav sårbarhet, mens 0 er høy sårbarhet. En slik framstilling av sårbarheten vil være en egnet metode for å formidle sårbarhet, da den kan relateres til en kvantifiserbar verdi. Likevel må man være oppmerksom på at indikatorene har en skala som kan virke ulogisk dersom man ikke er klar over hvordan indikatorene beregnes. Et eksempel på dette er at en høy KILE-kostnad fører til lave indikatorverdier, og vice versa. Tilsvarende gjelder også for de andre indikatorene med unntak av indikatoren for kritiske laster.

Indikatorene som beregnes baserer seg i stor grad på allerede kvantifiserbare verdier, som for eksempel feilfrekvens, belastningsgrad, reparasjonstid og KILE-kostnader. I indikatorene blir disse verdiene skalert om til tall mellom 0-100. Dette gjør at man fort mister et begrep om de fysiske størrelsene, og det kan derfor diskuteres hvor hensiktsmessig det er å gjøre denne omskaleringen. Omskaleringen vil være til hjelp for å etablere en kombinert indikator, men det kan hende at andre metoder uten omskalering ville vært mer informativt når resultatene skal leses. Med bruk av modellen som er etablert, er det likevel enkelt å finne fram til de fysiske tallene hvis ønskelig, og dette anses derfor ikke som noe problem i praksis.

Siden indikatorene baserer seg på resultater fra utfallsanalyser av et bestemt regionalnett, er det en stor fordel å ha god kjennskap til det aktuelle nettet og dets struktur. Dette vil gjøre det enklere å forstå resultatene fra utfallsanalysene og indikatorene. I tillegg er utfallene nummerert og navngitt ut fra informasjon i PSS/E-modellene, samt at konsekvensene kan relateres til bestemte leveringspunkt i nettet ved å studere resultatene fra utfallsanalysene. Dette gjør at det er mye informasjon som kan finnes for en bestemt hendelse, som ikke framkommer i indikatorene. Likevel vil det være nødvendig å gjøre det på denne måten, for at det ikke skal bli for mange indikatorer. I tillegg er dette hensiktsmessig med tanke på at formålet er å gjøre rangeringer av ulike utfall, og dermed vise hvilke utfall det bør ses nærmere på og vurdere underliggende data/resultater.

Som beskrevet vil indikatoren være egnet til å formidle informasjon om sårbarhet, men det er en fordel å kunne se indikatorene/hendelsene i sammenheng med en oversikt over nettet for å bedre forståelsen.

Er indikatoren så enkel som mulig samtidig som den fortsatt dekker formålet?

Indikatoren presenterer sårbarheten og leveringspåliteligheten på en enkel måte med bruk av en felles skala med verdier fra 0 til 100. Dette gjør det enkelt å forstå resultatene av indikatoren.

For at indikatoren skal være så enkel som mulig er det også nødvendig at antall indikatorer ikke blir for mange. Det bør heller ikke være for få, slik at det ikke lar seg gjøre å danne et helhetlig bilde av sårbarheten ut fra indikatorene. I denne oppgaven er det etablert syv enkeltindikatorer. Dette antallet kan være i meste laget med tanke på at indikatoren skal være så enkel som mulig, men er tatt med først og fremst for å gi en bedre forståelse av de hendelsene indikatorene er laget for. Visse forenklinger kan derfor gjøres, men man risikerer at viktig informasjon går tapt ved å fjerne indikatorer.

Det er enkelt å forstå hver enkeltindikator og hvordan denne beregnes. En utfordring kan være hvordan disse enkeltindikatorer kombineres til en kombinert indikator. Hver enkeltindikator blir vektet i forhold til hvor stor betydning man ønsker at denne skal ha på den kombinerte indikatoren. Det kan være vanskelig å vite om indikatorene bør vektet forskjellig, og i tilfelle hvor mye hver indikator skal vektet. Dette må man gjerne prøve seg litt fram med under

testingen av indikatoren, og finne en vektning som gir en fornuftig verdi på kombinertindikatoren ut fra en oppfattelse av sårbarheten og leveringspåliteligheten. Indikatormodellen er derfor laget slik at dette er enkelt å endre på. Dersom enkelte indikatorer ikke skulle være ønskelig eller ikke relevant i beregningen av kombinert indikator, kan denne vektes 0 %, for å ikke ta hensyn til denne. Vektingen som er gjort for resultatene som er presentert i denne oppgaven er basert på egen testing av indikatoren, og det vil derfor være nødvendig at det foretas en egen vurdering av nettselskapet for hvordan de ønsker at indikatorene skal vektes.

Er indikatoren relatert til en kvantifiserbar målverdi eller er det i det minste definert en retning for hva som er en positiv trend?

Målverdien for hver enkeltindikator vil være variere. Felles er at alle optimalt har en indikatorverdi lik 100, men dette er ikke mulig å få til for alle indikatorene. Indikatorene som beskriver konsekvenser vil ha en målverdi lik 100, som betyr at utfallet av kraftledningen ikke fører til noen konsekvenser for sluttbrukere. For feilfrekvens (enkeltutfall), belastningsgrad og reparasjonstid vil dette i fleste tilfeller være uoppnåelig. Feil vil kunne forekomme før eller senere, kraftnettet vil i perioder kunne bli belastet opp mot merkeverdier eller over, og reparasjonstiden vil ikke være mulig å eliminere. Selv om målverdien ikke er tydelig definert for alle indikatorene, er det tydelig hva som er en ønskelig utvikling eller trend i forhold til sårbarhet og leveringspålitelighet.

Tilgjengelighet

Er indikatoren «målbar»/kvantifiserbar?

Alle enkeltindikatorene er relatert til en målbar/kvantifiserbar verdi, og er også etablert slik at indikatorene selv er «målbare»/kvantifiserbare. På den måten blir det enklere å forstå betydningen av hver indikator. Den kombinerte indikatoren kan imidlertid være vanskelig å relatere til en kvantifiserbar/målbar verdi når den består av et sett av enkeltindikatorer.

Er det mulig å anskaffe nødvendig data for å beregne indikatoren, både for dagens kraftnett og framtidens kraftnett?

Det er i denne oppgaven vist at det er mulig å anskaffe nødvendig data for å beregne indikatoren. Dette er imidlertid data som brukes til å beregne lagging indikator. Det har vist seg å være utfordringer med å finne et godt datagrunnlag for beregningen av enkelte indikatorer. Dette gjelder spesielt beregningen av feilfrekvens på kraftledningene, som gjør at det blir vanskelig å fange opp spesielle lokale forhold som kan endre på den forventede feilfrekvensen. Likevel har det blitt forsøkt å inkludere dette ved å ta hensyn til utsatthet og teknisk tilstand, og «justere» den antatte feilfrekvensen etter dette. En mulig forbedring kunne vært å la disse forholdene påvirke den beregnede feilfrekvensen i større grad. Det har samtidig vist seg å være vanskelig å finne en god metode for å kunne si noe om hvordan feilfrekvensen kan utvikle seg i fremtiden.

Datagrunnlaget for å etablere leading indikatorene vil i utgangspunktet være noe forskjellig fra lagging indikatorene. Likevel er det flere av forholdene som benytter det samme datagrunnlaget. Dette er på grunn av at det ikke er funnet indisier på at forholdene vil utvikle seg nevneverdig i fremtiden. Flere av disse vurderingene er gjort i samarbeid med nettselskapet, og kan derfor regnes for å være det beste tilgjengelig for å kunne si noe om de framtidige forholdene. Andre forhold som nettstruktur og lastprognoser, som er meget viktige i henhold til hvordan resultatene av indikatoren vil bli, er utført av nettselskapet selv, og kvaliteten regnes derfor for å være meget god på disse. Dette datagrunnlaget blir også benyttet i andre sammenhenger, og er derfor ofte enkelt tilgjengelig i et nettselskap.

Indikatoren er avhengig av et godt datagrunnlag for å kunne være hensiktsmessig å benytte. De data som benyttes er generelt relativt lett tilgjengelig (med unntak av nevnte forhold), og i mange tilfeller allerede godt kjent for nettselskapene. Mye av dataene som benyttes er data som kan være fornuftig å allerede ha vurdert i ordinære ROS-analyser. På den måten vil det være enkelt å benytte de data man allerede har, til bruk i indikatorene.

Har datagrunnlaget og indikatoren den nødvendige nøyaktigheten?

Ut fra de indikatorene som er etablert har datagrunnlaget vist seg å ha nødvendig nøyaktighet. Deler av datagrunnlaget har imidlertid en ganske grov detaljeringsgrad, men til bruk i denne indikatoren kan dette også være en fordel slik at indikatoren ikke blir mer komplisert enn nødvendig. Nøyaktigheten og detaljeringsgraden varierer på datagrunnlaget etter hva som er nødvendig for å beregne indikatorene. Et eksempel på dette er at nettmodellen har en høy detaljeringsgrad, som også er nødvendig for å få resultater som er pålitelige, mens forhold som feilfrekvens og reparasjonstid er forhold som innebærer stor usikkerhet, og det er derfor heller ikke stor detaljeringsgrad eller nøyaktighet på disse. Dersom man med større sikkerhet kunne si hvordan feilfrekvens og reparasjonstid var, hadde det vært ønskelig med et nøyaktigere datagrunnlag. Dette gjelder også datagrunnlaget som anslår teknisk tilstand og utsatthet. Likevel er det antatt nøyaktig nok i forhold til de beregningene som gjøres.

De framtidige forholdene er vanskelig å kunne forutsi hvordan vil bli, og prognosene innebærer noe usikkerhet. Dette gjelder både lineære framskrivinger samt andre modeller som benyttes for å forutsi en utvikling.

Nøyaktigheten på selve indikatoren henger nøye sammen med nøyaktigheten til datagrunnlaget. Dersom nøyaktigheten til datagrunnlaget er høy, vil det også være enklere å få en nøyaktig indikator. Nøyaktigheten til indikatoren er imidlertid også avhengig av de beregningsmetodene som gjøres, og hvordan disse blir etablert i forhold til datagrunnlaget. Ved beregning av indikatorer som baserer seg på et datagrunnlag som både inneholder lave verdier og meget høye verdier, kan dette gå ut over nøyaktigheten til indikatoren ved at det blir vanskelig å oppdage de små forskjellene. Et eksempel på dette er KILE-indikatoren, som beregnes ut fra både relativt lave kostnader til meget høye kostnader. Likevel vil ikke dette bli ansett som noe stor ulempe i denne sammenhengen, da det er de ekstraordinære hendelsene som er av interesse, og små forskjeller i for eksempel KILE-kostnad vil dermed ikke ha stor betydning.

Et problem som er funnet med bruk av indikatoren for feilfrekvens, er at feilfrekvensen blir beregnet til å være så lav for utfall av to kraftledninger, at mange av utfallene får verdien 100. På den måten vil det ikke kunne gjøres rangering ut fra hvilke som er mest sannsynlig at kan oppstå. Det hadde derfor vært en fordel å benyttet en annen skala for indikatorene i dette tilfellet. Likevel ville dette gjort at det ikke lar seg gjøre å sammenligne de kombinerte indikatorene for enkeltutfall og dobbeltutfall av kraftledninger, og det ble derfor valgt å benytte samme skala. En mulig løsning på dette kunne vært å gjøre en beregning som kun benyttes for utfall av to kraftledninger i tillegg, med en annen skala for feilfrekvens.

Etableringen av indikatorene og hvordan indikatorene skal skaleres er basert på en subjektiv oppfatning av hvordan de forskjellige forholdene påvirker sårbarhet, og hvor mye hver indikator skal vektas. Dette fører til at indikatorverdiene også blir tilsvarende subjektive, og resultater som er presentert må vurderes deretter av nettselskapet. Det vil være hensiktsmessig for nettselskapet å gjøre en vurdering av de metoder og beregninger som gjøres, og eventuelt justere indikatorene etter eget ønske.

Det er også blitt observert at det er vanskelig å få skaleringen av de forskjellige indikatorene til å samsvare med hverandre i forhold til alvorlighetsgrad. Et eksempel på dette er indikatoren for belastningsgrad, sammenlignet med indikator for avbrutt effekt. En indikatorverdi på 0 for belastningsgrad, vil på ingen måte kunne sammenlignes i alvorlighetsgrad med en indikatorverdi på 0 for avbrutt effekt. Fysisk vil dette være å sammenligne at det er en belastningsgrad som vil være 120 % eller større etter utfall av en kraftledning, med et sammenbrudd av hele regionalnettet. På den måten har man ikke noe grunnlag for å kunne sammenligne enkeltindikatorene med hverandre. Bruken av enkeltindikatorer blir derfor begrenset til sammenligning med andre utfall og til etablering av kombinert indikator.

Det er også funnet utfordringer med å kunne vekte de lave verdiene nok slik at disse påvirker den kombinerte indikatoren i stor nok grad. Dette kan observeres ved å se at det for flere av utfallene er enkelte indikatorverdier som er meget lave (rød fargekode), mens den kombinerte indikatoren viser relativt høye verdier (gul eller grønn fargekode). Det kan diskuteres hvordan verdien på den kombinerte indikatoren bør være i forhold til enkeltindikatorene, men generelt bør indikatorene gjengi verdier for hvordan en ekspert ville oppfattet det bestemte utfallet.

En annen metode for å få en mer objektiv tilnærming av indikatorene er å basere skaleringen og vektning av indikatorer på tidligere ekstraordinære hendelser. Her kan det gjøres en vurdering ut fra hvilke forhold som hadde betydning for sårbarhet, og i tilfelle hvor stor betydning de hadde. Det kan imidlertid være en utfordring å finne aktuelle eksempler, og godt nok datagrunnlag for å gjøre dette.

Pålitelighet

Er datagrunnlaget ansett som objektivt og uten nevneverdige feilkilder?

Datagrunnlaget er hovedsakelig hentet inn fra nettselskapet, og er basert på hvordan kraftnettet er i dag, og prognoser utført av nettselskapet. Dette er ansett som objektivt og uten nevneverdige feilkilder. Enkelte endringer i forhold til datagrunnlaget kan forekomme spesielt for de framtidige forholdene, og kan forandre på resultatene indikatoren gir. Det kan undersøkes hvordan slike forhold kan påvirke ved å foreta sensitivitetsanalyser som beskrevet i kapittel 8.3.3. Det er også funnet datagrunnlag fra nasjonal feilstatistikk. Dette kan også mer eller mindre anses som objektivt, men kvaliteten på data som er benyttet er varierende.

Er underliggende antagelser, forutsetninger og begrensninger fastsatt?

Det er flere antagelser, forutsetninger og begrensninger som har vært nødvendig å foreta for at indikatoren ikke skal bli for komplisert og omfattende. Dette dreier seg om metoder for utfallsanalyser i PSS/E, etablering av indikatorer, og forhold relatert til datagrunnlaget som benyttes. Disse er beskrevet og forklart der antagelser, forutsetninger og begrensninger gjøres.

Er indikatoren tydelig definert og er det tydelig vist hvordan indikatoren beregnes?

Indikatoren blir tydelig definert og beregningsmetoden blir vist i kapittel 6.2. Dette er viktig for å gi en bedre forståelse av indikatorene og hva indikatorresultatene betyr.

Er det vist sammenhengen mellom lagging- og leading indikatorer, og forklart eventuelle forskjeller?

Det er forklart hvordan indikatoren etableres, både for lagging- og leading indikatorer. I denne oppgaven er selve indikatorberegningen lik for både lagging- og leading indikator. Av den grunn vil sammenhengen og eventuelle forskjeller ligge i hvordan datagrunnlaget for

beregning av indikatorene er. Det er vist hvordan man kommer fram til datagrunnlaget for leading indikatorer ut fra datagrunnlaget for lagging indikatorer.

Fullstendighet

Er det endelige settet med indikatorer fullstendig? Det vil si at den overvåker alle de viktigste truslene, følsomhet, håndteringsevne og kritikalitet for de aktuelle faktorene.

Det endelige settet med indikatorer dekker både trusselbildet, følsomheten, håndteringsevne og kritikalitet. Det er imidlertid kun utvalgte aspekter som dekkes, og det kan være andre aspekter som er relevant å inkludere. Likevel er man nødt til å fokusere på enkelte aspekter for at indikatoren skal bli nøyaktig nok og ikke for omfattende. Det endelige settet med indikatorer regnes derfor for å være fullstendig.

Eierforhold

Har indikatoren tiltro og er den akseptert av interessentene?

Dersom en indikator skal være hensiktsmessig å bruke, er det viktig at den har tiltro og at den er akseptert av interessentene. Interessentene er i dette tilfellet hovedsakelig nettselskapet, Skagerak Nett AS, som er ansvarlig for det aktuelle regionalnettet. Tiltro og aksept av interessentene er lettest å oppnå dersom indikatoren som blir etablert er noe de selv har erfart at er viktig å overvåke. I tillegg vil det danne tiltro dersom resultatene gitt av indikatorene korrelerer med deres egne resultater fra ROS-analyser. Indikatoren er utviklet i samarbeid med nettselskapet, og deres erfaringer og vurderinger er tatt hensyn til ved utarbeidelsen av indikatoren. Dette bygger derfor en godt grunnlag for å danne tiltro og aksept. Nettselskapet må selv ha mulighet til å gjøre tester og vurderinger av både datagrunnlaget, beregningsmetodene og resultatene for å finne ut om indikatoren danner tiltro og aksept. Dette er imidlertid ikke utført i denne oppgaven, og kan derfor ikke vurderes nærmere.

9.2 Metode for utfallsanalyser

Det ble gjort flere antagelser og forenklinger i forbindelse med utfallsanalysene som ble utført i PSS/E. Det har vist seg at dette var hensiktsmessig for å ikke gjøre beregningen av indikatorer for omfattende. Selv om det blir gjort forenklinger og antagelser, er det viktig at resultatene gjenspeiler situasjoner som faktisk kan oppstå. Dersom dette ikke er tilfelle er det heller ingen verdi med bruk av indikatorene. Antagelsene og forenklingene ble derfor gjort i samarbeid med Skagerak Nett AS, som har den beste kunnskapen tilgjengelig om kraftnettet. Dette sikrer at resultatene blir så pålitelige som mulig, i henhold til ønsket detaljeringsgrad.

I simuleringene ble det funnet enkelte utfall som ikke førte til en gyldig løsning. Disse utfallene kan være svært kritiske, og bør ses nærmere på. Det er derfor mulig at kraftnettet har en større sårbarhet overfor en eller flere av disse utfallene, sammenlignet med utfallene som ble presentert med bruk av indikatorer.

Det er usikkerhet knyttet til mange av de fremtidige forholdene som blir analysert. Sensitivitetsanalysen som ble gjort i denne oppgaven førte ikke til store endringer i resultatene fra utfallsanalysen, men det er flere andre forhold som bør vurderes for å få et helhetlig bilde av sårbarheten i kraftnettet. Dette dreier seg spesielt om å finne sårbare driftstilstander. Det ble forutsatt at den mest sårbare driftstilstanden var ved maksimallast, men at driften av nettet ellers var som normalt. Det kan imidlertid være andre driftstilstander som gjør kraftnettet mer sårbart,

som for eksempel situasjoner der en generator er ute av drift, en transformator som har havarert, eller at nettutbygginger har blitt utsatt eller ikke blitt valgt å bygge.

Ved beregning av indikatorene tar disse utgangspunkt i flere «worst case»-scenarier. Dette kan være hensiktsmessig når sårbarheten skal vurderes, men noen av beregningene som blir gjort kan risikere å ikke gjenspeile hva som faktisk er tilfelle. Dette vil dreie seg spesielt om utfall med kaskaderende hendelser:

- Simulering av kaskaderende hendelser vil koble ute kraftledninger med belastningsgrad større eller lik 120 %. I enkelte av simuleringene vil dette føre til svært mange kaskaderende hendelser. Det antas at flere av disse hendelsene kunne vært forhindrede med riktige tiltak på driftssentralen.
- De kaskaderende hendelsene fører i flere tilfeller til en stor avbrutt effekt. Den avbrutte effekten vil i simuleringene bli større enn den ville vært dersom tiltak hadde blitt iverksatt. Dette fører igjen til at det i flere tilfeller blir avbrudd hos kritiske laster.
- KILE-kostnadene beregnes med en avbruddsvarighet lik reparasjonstiden på kraftledningene med utfall. I tilfeller med kaskaderende hendelser vil dette være svært pessimistisk, da det gjerne vil være muligheter for å bygge opp igjen driften av nettet i store deler av området før reparasjonen er utført.

Selv om metodene som blir brukt gjøres med flere antagelser og forenklinger, er det funnet at indikatorene kan være egnet til å finne hvilke utfall av kraftledninger kraftnettet er sårbart overfor. Resultatene må imidlertid ses i sammenheng med metodene som blir benyttet.

9.3 Metodikk for etablering av leading indikatorer

Det har blitt vist at det er mulig å etablere leading indikatorer for sårbarhet i kraftnett, ved å benytte beskrevet metodikk og rammeverk. I forhold til metodene som har blitt benyttet i denne rapporten, har det vært helt avgjørende å kunne knytte etableringen av leading indikatorer opp mot et bestemt case. Dette for å kunne finne ut om metodikken egner seg i praksis, men også for å kunne finne ut om det var mulig å anskaffe nødvendig datagrunnlag. Lastprognoser og forventet nettstruktur, har vært har vært spesielt viktig underlag for å kunne gjøre de nødvendige beregningene for det framtidige kraftnettet. Datagrunnlag på de andre forholdene som inngår i beregningene av indikatorene, har også vist seg å være mulig å anskaffe for lagging indikatorer. Det var imidlertid flere av disse forholdene som antas å være uendret for leading indikatorer, og blir derfor ikke like interessante i denne sammenheng. Likevel er inkludering av disse hensiktsmessig, gitt at antagelsene stemmer om at forholdene blir tilnærmet uendret i fremtiden.

Generelt er det en utfordring å finne godt nok datagrunnlag til å kunne anslå endringer framover i tid. Dette avhenger av hvilke forhold det skal etableres leading indikatorer for. En stor fordel når leading indikatorer skal beregnes er å kunne ta i bruk prognoser som allerede finnes. Denne rapporten viser dette spesielt med bruk av lastprognosene, og forventet framtidig nettstruktur. Dersom prognoser ikke finnes, kan det fort bli en omfattende prosess å skulle etablere leading indikatorer, og vil kunne innebære mange usikkerhetsmomenter. Sannsynligheten for feil i kraftnettet viste seg blant annet å være vanskelig å kunne gi gode prognoser på i denne på denne rapporten. Det kunne vært av interesse med egne indikatorer for tilstand og ytre påkjenninger for å gi tydeligere indikasjoner. En fordel i den sammenheng er at det finnes mange prognoser relatert til klima. Likevel vil slike prognoser gjerne være for forhold som er mye lenger fram i tid enn situasjonen det er etablert leading indikatorer for i denne rapporten, og kan på den måten

være vanskelig å kombinere med denne type indikatorer. Dette viser blant annet at ønsket tidsperspektiv for leading indikatorer kan være bestemmende for hvilke aspekter det skal etableres indikator for. I tillegg vil det derfor også kunne være bestemmende for hvilke metoder som skal benyttes.

Som beskrevet er det funnet metoder for etablering av leading indikatorer for utvalgte aspekter. Flere andre aspekter kan være hensiktsmessig å overvåke, og baserer seg på andre metoder. Det er derfor fortsatt et behov for å jobbe videre med metodikk for etablering av leading indikatorer.

10 Konklusjon

Det ble funnet flere sårbarhetsaspekter som er relevante å overvåke for et nettselskap. Sårbarhetsaspektene som i denne oppgaven ble ansett som aktuelle å etablere indikatorer for, var driftspåkjenninger i forbindelse med utfallsanalyser av kraftledninger i et regionalnett. Regionalnettet som ble analysert eies av Skagerak Nett AS, som også har bistått med anskaffelse av nødvendig datagrunnlag for arbeidet.

Det ble etablert lagging- og leading indikatorer for:

- Feilfrekvens på kraftledninger (feilsannsynlighet)
- Belastningsgrad på anleggsdeler
- Kaskaderende hendelser i kraftnettet
- Reparasjonstid
- Avbrutt effekt
- Kritiske laster i kraftnettet
- Kostnader ved avbrudd (KILE-kostnader)
- Kombinert indikator for alle enkeltindikatorer

Lagging indikatorer representerer kraftnettet i 2012, mens leading indikatorene representerer en mulig situasjon i 2017 og 2022. Det ble funnet hensiktsmessig å beregne lagging- og leading indikatorer på samme måte. Utfordringen i forhold til leading indikator viste seg dermed spesielt å være etableringen av leading datagrunnlag for de aktuelle aspektene.

Resultatene fra indikatorene viser at kraftnettet er lite sårbart overfor enkeltutfall av kraftledninger. Dette gjelder både for 2012 samt det framtidige kraftnettet. Disse resultatene var som forventet, da kraftnettet blir dimensjonert og driftet slik at enkeltutfall ikke skal få store konsekvenser. En sensitivitetsanalyse med en økt last for leveringspunktene i kraftnettet ble også utført. Det viste seg at det var generelt gode nok reserver i kraftnettet i 2017, selv med en økt last, og utfallene fikk ingen betydelige konsekvenser. I 2022 ble det imidlertid funnet at den økte lasten ville føre til overlast ved flere utfall, og et av de simulerte utfallene fikk i tillegg flere kaskaderende hendelser og større konsekvenser.

Utfall av to kraftledninger ble simulert for å finne ut om dette kunne forårsake ekstraordinære hendelser. Indikatorene for disse hendelsene viste at det kan oppstå utfall som er meget kritiske, men at sannsynligheten for at de skal inntreffe er liten. Det ble funnet at kraftnettet er sårbart overfor enkelte utfallskombinasjoner av kraftledninger i 2012. Grunnet nettutbygging vil sårbarheten overfor utfall reduseres noe i 2017. Lastutviklingen fram til 2022, gjør at flere utfallskombinasjoner framkommer som sårbare, sammenlignet med 2012 og 2017.

Det ble funnet at indikatorene som ble etablert kan være hensiktsmessig å benytte for å overvåke sårbarhet og leveringspålidelighet i kraftnettet. Resultatene som kommer fram innebærer imidlertid noe usikkerhet, og de utfallene som kraftnettet er mest sårbare overfor anbefales derfor å analyseres grundigere. Den helt klare fordelingen med bruk av indikatorer i denne sammenheng, er med tanke på å enkelt kunne rangere hvilke utfall av kraftledninger som kraftnettet er sårbart overfor. Dette gjelder både for lagging- og leading indikatorer.

Selv om det i denne rapporten er funnet metoder for etablering av leading indikatorer for enkelte aspekter, vil det kunne være mange andre aspekter som er hensiktsmessig å overvåke. Etablering av indikatorer for disse, baserer seg gjerne på andre metoder. Dette viser at det fortsatt et behov for å jobbe videre med metodikk og rammeverk for etablering av leading sårbarhetsindikatorer.

11 Videre arbeid

Sårbarhetsindikatorer har vist seg å kunne være et nyttig hjelpemiddel for å overvåke sårbarhet i kraftnett. Det er imidlertid flere elementer det bør jobbes videre. Dette gjelder indikatorene som er etablert i denne rapporten, men også arbeid med å etablere andre leading sårbarhetsindikatorer.

Indikatorene som er etablert kan være hensiktsmessig å benytte for å overvåke hvilke utfall kraftnettet er mest sårbart overfor. Som videre arbeid anbefales det derfor å analysere disse utfallene nærmere. En slik analyse kan avdekke med større sikkerhet hvor sårbart kraftnettet er overfor utfallet, og om det eventuelt bør iverksettes sårbarhetsreducerende tiltak. Enkelte av utfallskombinasjonene av kraftledninger førte ikke til gyldig løsning i simuleringene, og disse bør også analyseres nærmere. I tillegg bør også modellen og indikatorene testes ut av interessentene, slik at eventuelle forbedringer av kan gjøres.

Det kan være andre driftstilstander i kraftnettet som utgjør en større sårbarhet enn det som er simulert i utfallsanalysene. Den driftstilstanden som ble simulert, ble antatt å være den mest sårbare overfor utfall av kraftledninger, gitt at nettet ble driftet som planlagt samt at planlagte nettutbygginger ble utført. Det kan imidlertid skje uforutsette endringer, slik at nettutbygginger ikke blir realisert. Det anbefales derfor å undersøke flere mulige driftstilstander i kraftnettet, og gjøre tilsvarende utfallsanalyser.

Indikatormodellen og utfallsanalysene baserer seg kun på utfall av kraftledninger. For å få et helhetlig bilde av sårbarheten i kraftnettet, kan det være hensiktsmessig at det også inkluderes flere anleggsdeler av kraftnettet. Eksempler på dette kan være å inkludere feil på kraftransformatorer, vernfeil, samleskinnefeil, og utfall av generatorer. Man må imidlertid være oppmerksom på at dette kan gjøre prosessen med etablering av indikatorer og nødvendig datagrunnlag meget omfattende.

Denne rapporten har kun fokusert på noen utvalgte sårbarhetsaspekter. Det kan derfor være formålstjenlig å også vurdere andre aspekter, og etablere indikatorer for disse. Dette kan eksempelvis være indikatorer for bestemte kraftledninger, eller områder som framkommer som sårbare i den allerede etablerte indikatoren. For disse kraftledningene kan det derfor etableres indikatorer som går direkte på for eksempel den tekniske tilstanden til kraftledningen. I den forbindelse kan det inkluderes utviklingen av ytre faktorer, som også påvirker sårbarheten.

12 Referanser

- [1] Referansegruppe feil og avbrudd, Representanter fra Norges vassdrags- og energidirektorat, Statnett SF, EBL Kompetanse, og SINTEF Energiforskning AS. *Definisjoner knyttet til feil og avbrudd i det elektriske kraftsystemet, Versjon 2 - 2001*. Hentet 08.03.2013; Tilgjengelig på: <http://www.sintef.no/project/KILE/definisjoner.pdf>
- [2] Stene, B., T.M. Sneve, og K. Brekke, *Aldersfordeling for komponenter i kraftsystemet - Levetid og behov for reinvesteringer, Rapport nr. 8-2005*, Norges vassdrags- og energidirektorat, SINTEF Energiforskning AS.
- [3] Kommunal- og regionaldepartementet. *Effekter og effektivitet, NOU 2004: 2*. Hentet 18.02.13; Tilgjengelig på: <http://www.regjeringen.no/nb/dep/krd/dok/nouer/2004/nou-2004-2/3/3/1.html?id=383699>
- [4] Papic, M. *Survey of Tools for Risk Assessment of Cascading Outages*. Hentet 05.04.2013; Tilgjengelig på: http://sites.ieee.org/pes-camsctff/files/2011/09/1_papic_pesgm-2011.pdf
- [5] Olje- og energidepartementet. *Energiutredning - verdiskapning, forsyningsikkerhet og miljø, NOU 2012: 9*. Hentet 06.04.2013; Tilgjengelig på: <http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/dok/NOU-er/2012/nou-2012-9/13/1.html?id=675581>
- [6] Statnett SF. *Hva er N-1?*. 23.07.2009. Hentet 06.03.2013; Tilgjengelig på: <http://www.statnett.no/no/Nyheter-og-media/Nyhetsarkiv/Nyhetsarkiv-2009/Hva-er-N-1/>
- [7] Statnett SF. *Sentralnettstariffen 2012*. Hentet 24.03.2013; Tilgjengelig på: <http://www.statnett.no/Documents/Kraftsystemet/Tariffer%20og%20avtaler/Tariffheftet%202012.pdf>
- [8] Petterteig, A., O. Mogstad, T. Henriksen, og Ø. Håland. *Tekniske retningslinjer for tilknytning av produksjonsenheter, med maksimum aktiv effektproduksjon mindre enn 10 MW, til distribusjonsnettet, TR A6343.01*. 2006. Hentet 21.03.2013; Tilgjengelig på: http://www.sintef.no/project/Distribution_2020/Publikasjoner/TR_A6343.01.pdf
- [9] Hofmann, M., G.H. Kjølle, og O. Gjerde, *Vulnerability indicators for electric power grids (Utkast)*, 2013, SINTEF Energi AS.
- [10] Lille-Mæhlum, J., *Sårbarhetsindikatorer for kraftledninger*, 2012, Fordypningsprosjekt ved NTNU.
- [11] Hofmann, M., O. Gjerde, og G.H. Kjølle, *Vulnerability in electric power grids – State of the art and framework for vulnerability indicators*, 2011, SINTEF Energi AS.
- [12] SINTEF Energi AS, *Kort om prosjektet Vulnerability and security in a changing power system – Innledning om formål med sårbarhetsindikatorer*: presentasjon ved Workshop om sårbarhetsindikatorer relatert til organisatoriske aspekter, 24. juni 2011.
- [13] Hofmann, M., G.H. Kjølle, og O. Gjerde, *Development of Indicators to Monitor Vulnerabilities in Power Systems*, SINTEF Energi AS.
- [14] Kjølle, G.H., O. Gjerde, M. Hofmann, SINTEF Energi AS, B. Hestnes (NEK/DSB), og J.G. Hernes (NTE Nett), *Kan sårbarheter i kraftnettet overvåkes? Er det mulig å finne gode indikatorer for dette?*
- [15] Nærings- og handelsdepartementet. *Kraftforsyning*. 2012. Hentet 23.03.2013; Tilgjengelig på: <http://www.regjeringen.no/nb/dep/nhd/tema/norsk-naringsliv/kraftforsyning-.html?id=482103>
- [16] SINTEF Energiforskning AS. *Analyse av aktuelle kritiske problem*. Hentet 19.02.2013; Tilgjengelig på: <http://dok.ebl-kompetanse.no/Foredrag/2008/Tilstandsvurd/Klima.pdf>

-
- [17] Kjølle, G.H., K. Uhlen, L. Rolfseng, og B. Stene, *Sårbarhet i kraftnett - en forstudie*, 2006, SINTEF Energiforskning AS.
- [18] Norges vassdrags- og energidirektorat & Proactima, *Veiledning i risiko- og sårbarhetsanalyser for kraftforsyningen*. Veileder, 2-2010.
- [19] Kjølle, G.H. og A. Nybø, *Analysis of blackouts and extraordinary events in the power system*, 2009, SINTEF Energy Research.
- [20] Kjølle, G.H., *Sårbarhetsindikatorer (og indikatorer for forsyningsikkerhet)*, 2009, SINTEF Energiforskning AS.
- [21] Statnett SF og R. Kristensen (NVE), *Tiltak for å redusere sannsynligheten for at et område er strømløst over lang tid.*, 2009, Norges vassdrags- og energidirektorat.
- [22] Hofmann, M., *How to? Leading indicator*, PowerPoint-presentasjon, SINTEF Energi AS.
- [23] Vadlamudi, V.V., *Power System Reliability, Forelesningsnotater i faget ELK 10: Quality of Supply in Electrical Power Systems ved NTNU*, 2012.
- [24] Berg, V., *Personlig kommunikasjon: Telefonsamtale 15.05.2013*, Skagerak Nett AS.
- [25] Siemens Industry Inc., *PSS/E 33.2 - Program Operation manual*, Juli 2012.
- [26] SINTEF Energi AS. *KILE - Kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke levert energi*. Hentet 14.05.2013; Tilgjengelig på: <http://www.sintef.no/Projectweb/KILE/>
- [27] Heggset, J., *FASIT kravspesifikasjon, Versjon 2012, TRA7177*, 30.12.2011, SINTEF Energi AS.
- [28] Gramme, E., *Personlig kommunikasjon: E-post 26.02.2013*, Skagerak Nett AS.
- [29] Kjølle, G., *Identifikasjon av kritiske funksjoner og sårbarheter i kraftnettet, presentasjon NEK Elsikkerhetskonferansen*, 2011, SINTEF Energi AS.
- [30] Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE). *FOR 2012-12-07 nr. 1158: Forskrift om energiutredninger*. 2012. Hentet 26.02.2013; Tilgjengelig på: <http://www.lovdata.no/cgi-wift/ldles?doc=/sf/sf/sf-20121207-1158.html>
- [31] Skagerak Energi AS. *Kraftsystemutredning for Vestfold og Telemark - Hovedrapport*. 2012. Hentet 12.04.2013; Tilgjengelig på: <http://www.skagerakenergi.no/dav/Od746237d0.pdf>
- [32] Skagerak Nett AS, *Upublisert arbeid: Screening lokaliserte hendelser regionalnett*, 2012.
- [33] Eriksen, T., *Møte med involverte i Skagerak Nett AS, Tønsberg 04.04.2013*.
- [34] Statnett SF. *Feilstatistikk*. Hentet 06.04.2013; Tilgjengelig på: <http://www.statnett.no/no/Kraftsystemet/Systemansvaret-FoS/Feilstatistikk/>
- [35] Vefsnmo, H., *Feilfrekvens for kraftledning fordelt på forbigående og varige feil, Personlig kommunikasjon: E-post 08.05.2013*.
- [36] Nettskog AS v/ Trømborg m.fl., *Trær til besvær. Lærdommer om skogrydding i etterkant av ekstremværet Dagmar, Rapport nr. 45-12*, 2012, Norges vassdrags- og energidirektorat.
- [37] Vefsnmo, H., *Reparasjonstid, Personlig kommunikasjon: E-post 15.05.2013*, SINTEF Energi AS.
- [38] Direktoratet for samfunnssikkerhet og beredskap. *Nasjonal sårbarhets- og beredskapsrapport for 2005 - Håndtering av store hendelser og potensiell aldring i kritiske infrastrukturer*. 2006. Hentet 04.05.2013; Tilgjengelig på: <http://www.dsb.no/Global/Publikasjoner/2005/Rapport/nsbr05.pdf>
- [39] Gramme, E., *Personlig kommunikasjon: Telefonsamtale 07.05.2013*, Skagerak Nett AS.
- [40] Store norske leksikon. *Minste kvadraters metode*. Hentet 26.03.13; Tilgjengelig på: http://snl.no/minste_kvadraters_metode
-

- [41] Kjeller Vindteknikk AS: og Knut Harstveit m. fl., *Vinden som blåste i fjor - Hvor sterk var Dagmar?*, 2012, Norges vassdrags- og energidirektorat.
- [42] Nygaard, B.E. og S. Fikke, *Isstorm - Ising på kraftforsyningsnettet, Rapport nr. 44 - 2012*, Norges vassdrags- og energidirektorat.
- [43] Meteorologisk institutt (met.no) v/, K.H. Midtbø, J.E. Haugen, og M.A.Ø. Køltzow, *Lynstudien - Klimaendringenes betydning for forekomsten av lyn og tilpasningsbehov i kraftforsyningen, Rapport nr. 6-2011*.
- [44] Norges vassdrags- og energidirektorat, *Klimautfordringer i kraftsektoren frem mot 2100, Utredning utarbeidet for Regjeringens klimatilpassingsutvalg av NVE.*, 2010.
- [45] Jeftic, S.P., *Informasjon om leveringspunkt i regionalnettet, personlig kommunikasjon: E-post 12.05.2013*.

Vedlegg

| | | |
|-----------|--|-----|
| Vedlegg A | Eksempler på tidligere ekstraordinære hendelser..... | 86 |
| Vedlegg B | Metoder for etablering av leading data | 87 |
| Vedlegg C | Eksempler på metoder for etablering av indikatorer | 89 |
| Vedlegg D | Beregning av KILE-kostnader | 92 |
| Vedlegg E | Eksempler på sårbarhetsaspekter | 93 |
| Vedlegg F | Vekting og aggregering | 95 |
| Vedlegg G | Sjekkliste for evaluering av indikatorer | 97 |
| Vedlegg H | Digitale vedlegg | 98 |
| Vedlegg I | Informasjon om kraftledninger i regionalnettet [32]..... | 99 |
| Vedlegg J | Informasjon om leveringspunkt i regionalnettet [32, 45]..... | 102 |
| Vedlegg K | Resultater utfallsanalyser PSS/E | 105 |
| Vedlegg L | Indikatorresultater | 115 |
| Vedlegg M | Kommentarer til enkelte resultater | 120 |
| Vedlegg N | Utfall som ikke gir gyldig løsning..... | 121 |

Vedlegg I – Vedlegg N inneholder spesifikke casedata, og er derfor ikke publisert.

Vedlegg A Eksempler på tidligere ekstraordinære hendelser

Tabell A-1 – Eksempler på ekstraordinære hendelser [19]

| | Land År | Utløsende årsak | Konsekvenser i kraftsystemet | Antall sluttbrukere med avbrudd | Stipulert varighet Ikke levert energi *) |
|------------------------------|---------------------------------|--|---|---|---|
| Norske og nordiske hendelser | Sverige 1983 | Havarert skillebryter, utfall av alle kraftledningene i stasjonen | Overbelastning på gjenværende kraftledninger, spenningskollaps, kaskaderende utfall | 4,5 millioner | 2,1 time 11,4 GW / 24 GWh |
| | Norge 1992 | Orkan: Ekstrem vind (nyttårsorkanen) | Omfattende skade på kraftledninger, Nordvestlandet | 0,3 millioner | 1 - 5 dager 330 MW / 15 GWh |
| | Sverige/Danmark 2003 | Kortslutning skillebryter etterfulgt av kortslutning på doble samleskinner. Utfall av produksjon | Utfall av alle kraftledninger og produksjon, atskillelse av Sør-Sverige/Danmark, spenningskollaps | 3,3 millioner (Sverige og Danmark) | 2,75 timer 6,6 GW / 18 GWh |
| | Norge 2004 | Brudd på lineskjøt, forsinket vernrespons | Utfall av alle kraftledninger på Nordvestlandet | 0,25 millioner | 0,5 time 2,4 GW / 1,2 GWh |
| | Sverige 2005 | Stormen Gudrun: Ekstremvind | Omfattende skade på kraftledninger i Sør-Sverige | 0,7 millioner | 1 dag - 5 uker 1400 MW / 111 GWh |
| | Norge 2007 | Storm og ising | Utfall av begge kraftledningene som forsyner Steigen | 0,0018 millioner | 6 dager 7 MW / 0,6 GWh |
| | Norge 2007 | Oslo, brann i kabelkulvert i Oslo Sentralstasjon | Skade på kraft- og telekabler, evakuering av stasjon | 0,1 millioner | 36 timer 1 MW / 4,1 MWh |
| | Hendelser i andre land | New Zealand 1998 | Flere følgende kabelfeil i Auckland | Kabelfeil og ødeleggelser. Midlertidig forsyning fra bygging av ny kraftledning | 0,3 millioner |
| Canada 1998 | | Isstorm: Ekstrem ising på kraftledninger | Omfattende skader på kraftledninger | 5 millioner (USA og Canada) | 2 - 4 uker 8000 MW / 1000 GWh |
| Frankrike 1999 | | To etterfølgende stormer, ekstremvind | Omfattende avbrudd, 0,4 % av totale utstrekningen av nettet skadet | 1,4 - 3,5 millioner | 2 dager - 2 uker 4000 MW / 400 GWh |
| USA/ Canada 2003 | | Systemoperatørustyr ute av drift, overgrodd vegetasjon, høy last | Omfattende utfall av kraftledninger i Nordøst-USA og Canada | 50 millioner | 5,7 timer 350 GW / 62 GWh |
| Italia 2003 | | Høy import, linesig, overslag mot trær, overlast | Kollaps av det italienske nettet | 50 millioner | - |
| UK 2003 | | Vernfeil (feildimensjonert) | Vedlikehold- og transformatorfeil i kombinasjon med vernfeil | 0,41 millioner | 0,5 time 433 MWh |
| Europa 2006 | | Vedlikehold, planlagt avbrudd for skipspassasje, overlast, kaskaderende utfall | Utfall av kraftledninger, tre inndelte nett (øydriфт), fall i frekvens | 15 millioner | 2 timer 17000 MW |

*) Stipulert varighet er utregnet som ikke-levert-energi dividert med avbrutt effekt eller gitt som faktisk varighet (intervall) for sluttbrukere.

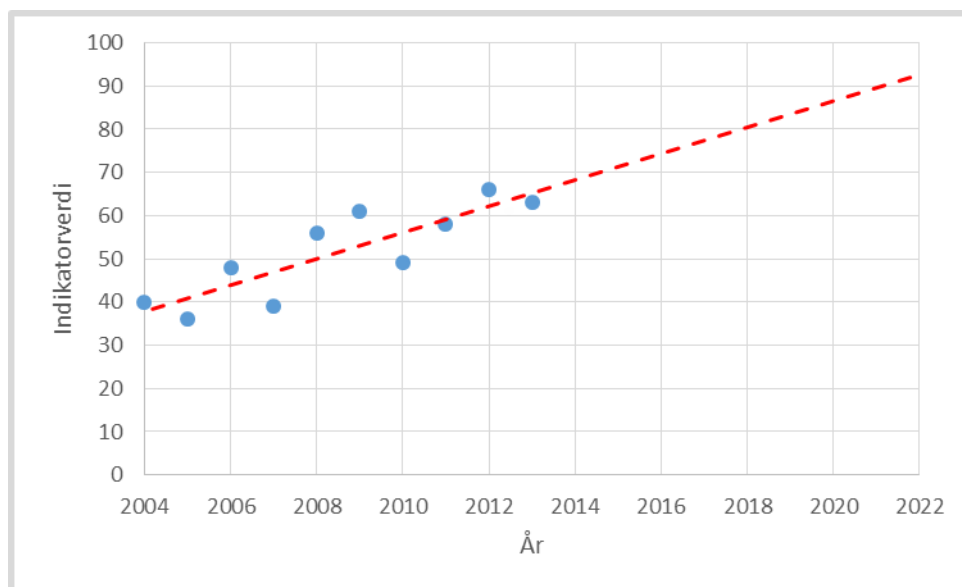
Vedlegg B Metoder for etablering av leading data

Det blir her gitt bakgrunnsinformasjon om hvordan leading data kan etableres. Først presenteres noen generelle metoder som kan benyttes. Deretter blir det diskutert hvilke metoder som kan være egnet å benytte i de forskjellige dimensjonene av sårbarhetsbildet. Informasjonen som gis her er et supplement til informasjon gitt i selve rapporten, og presenterer enkelte forhold som ikke blir nærmere vurdert rapporten, men som kan være aktuelle dersom det skal etableres indikatorer for andre aspekter også.

Trend (ekstrapolering)

Trend eller ekstrapolering vil si at den framtidige utviklingen fortsetter i henhold til en observert trend i historiske data. Metoden er dermed en teknikk for å anslå framtidige situasjoner ved å basere seg på historiske data. Ekstrapolering kan være gjeldene i flere tilfeller, men man er avhengig av at dagens situasjon ikke indikerer en endring i den observerte trenden. I tillegg skal man være bevisst på at ekstrapolering av utviklingen i løpet av en kort periode kan bli feil å ekstrapolere langt fram i tid. Det er av den grunn nødvendig å ha et godt og representativt datagrunnlag som har en lang nok historikk som gjør det mulig å ekstrapolere utviklingen. Samtidig bør datagrunnlaget ikke være for gammelt slik at det ikke har en klar sammenheng med dagens situasjon.

Et eksempel på ekstrapolering er vist i Figur B-1. Prikkene er observasjoner for hvert år, og den stiplede linjen viser trendlinjen til observasjonene. Denne linjen kan finnes ved å benytte minste kvadraters metode. Minste kvadraters metode finner den løsningen som gir at summen av kvadratene av avvikene fra de gitte betingelsene er et minimum [40]. Det vil si at for en rett linje som skal finnes ut fra enkelte observasjoner, som i Figur B-1, finner man den linjen hvor summen av kvadratene av avstandene fra de observerte punktene til linjen er så liten som mulig. Ekstrapoleringen skjer ved å forlenge trendlinjen. I dette tilfellet vil verdien til en leading indikator finnes ved å benytte verdien til trendlinjen for årene framover.



Figur B-1 - Eksempel på trend (ekstrapolering)

I mange tilfeller vil det kunne være vanskelig å vite om en framskriving av observasjonen er riktig, og det kreves derfor god kunnskap om det aktuelle sårbarhetsaspektet/indikatoren for å

kunne ta i bruk denne metoden. I tillegg er man nødt til å vite at sårbarhetsaspektet og utviklingen av denne er mulig å beskrive med f.eks. en lineær sammenheng.

Enkelte aspekter kan med enkelhet beskrives ved hjelp av trend og ekstrapolering. Eksempler på dette kan være situasjoner der man har en jevnt og fast endring per år, der det er svært lite sannsynlig med endringer i trenden i tiden framover.

Modeller

Beregningsmodeller kan benyttes til å lage leading sårbarhetsindikatorer. For å komme fram til en leading sårbarhetsindikator er man nødt til å ha en etablert modell som har en dokumentert beregningsmåte for hvordan sårbarheten vil bli ut fra de parameterne som implementeres i modellen. Det kan være stor variasjon i hvordan modellene er bygget opp, hvilken informasjon som mates inn i modellen og hvilken informasjon modellen gir om sårbarheten. Generelt kan modellene beskrives som vist i Figur B-2.

Modellene kan tilpasses etter hvilke aspekter det skal finnes indikatorer for, hvordan beregningene skal gjøres, og hvordan man ønsker at dataene skal bli presentert. Det kan imidlertid være flere utfordringer med å etablere og benytte en modellbasert indikator grunnet:

- Kompleksitet
- Flere variabler og parametere gjør det vanskeligere å forstå resultater ut fra inngangsvariabler
- Vanskelig å bestemme «riktig» beregningsmetode



Figur B-2 - Modell for etablering av indikatorer

Prognoser

For en del sårbarhetsaspekter er det mest aktuelt å benytte gitte prognoser for å etablere sårbarhetsindikatorer. Prognoser sier noe om hvordan utviklingen forventes å være i framtiden, og kan på den måten brukes til å etablere sårbarhetsindikatorer. Selve prognosene vil ofte kunne dreie seg om forhold relatert til for eksempel klima og vær, og på dette området eksisterer det veldig mange prognoser som kan benyttes. Man er imidlertid ofte nødt til å vite hvordan den aktuelle situasjonen er i dag for å kunne benytte slike prognoser til å etablere indikatorer. Et eksempel på en prognose kan være hvordan vindstyrken vil utvikle seg i tiden framover.

Prognoser kan ofte innebære usikkerhetsmomenter som gjør at også indikatorer blir tilsvarende usikker. Det er derfor viktig å vurdere hvor sikre prognosene er, og gjerne sammenligne flere prognoser for det samme aspektet. På den måten kan man få et bilde av hvor gode prognosene er og hvilke prognoser som man kan anta at representerer den framtidige situasjonen mest realistisk.

Prognoser som allerede er laget av andre er som oftest enkle å ta i bruk dersom prognosen er relevant for det aktuelle sårbarhetsaspektet. Dette er helt klart en fordel når det kommer til det å skulle lage en indikator og eventuelt gjøre oppdateringer av datagrunnlaget. Ulempen kan være at prognoser som allerede er laget ikke har den ønskede nøyaktigheten, eller at prognosene er for lite spesifikke (for eksempel til geografiske variasjoner).

Vedlegg C Eksempler på metoder for etablering av indikatorer

I prosessen med å finne aktuelle metoder for å etablere indikatorer, har det blitt vurdert forhold knyttet til de forskjellige dimensjonene av sårbarhetsbildet. Flere mulige idéer har kommet fram for hvordan dette kan løses, men som ikke blir benyttet direkte i oppgaven. Disse idéene oppsummeres derfor her.

Trusselbildet

Trusselbildet inneholder mange mulige aspekter som har vist seg at kraftnettet er sårbart overfor. Eksempler på trusler kan være både naturgitte trusler samt trusler forårsaket av driftspåkjenninger. Selv om alle aspektene dekker trusselbildet, vil indikatorene for naturgitte trusler og for driftspåkjenninger være relativt forskjellige.

Når det gjelder de naturgitte truslene kan disse typisk etableres ved å ta i bruk prognoser for hvordan utviklingen blir i tiden framover, da dette foreligger for mange av truslene. Eksempler på slike prognoser er utvikling i vindstyrke og vindretning, nedbør og temperatur. Ut fra denne type prognoser er det også kommet fram til blant annet prognoser for vekstforhold for skog nær kraftledning og ising på kraftledning. Det er imidlertid ofte utført prognoser som er veldig generelle og verdier som er angitt er gitt for store geografiske områder. For en del av de naturgitte truslene vil det være store geografiske forskjeller, og for å få et riktig bilde av sårbarheten må prognosene brukes med forsiktighet dersom den nødvendige geografiske nøyaktigheten er større enn nøyaktigheten gitt i prognosene. Et annet moment er hvor sikkert en kan forutsi endringene framover i tid. Dersom disse har stor usikkerhet vil det heller ikke være hensiktsmessig å forsøke å lage en indikator med større nøyaktighet. Dersom derimot nøyaktigheten må være større enn hva datagrunnlaget tillater, vil det være nødvendig å finne ytterligere data som kan gjøre prognosene nøyaktigere, eller finne et helt nytt datagrunnlag med den ønskede nøyaktigheten.

Enkelte naturforhold endrer seg også syklisk, og leading indikatoren for denne type aspekter vil derfor være enkel å etablere. Et eksempel på dette er hvordan kraftsystemet utsettes for geomagnetiske stormer. Disse er avhengige av solas aktivitet som har en syklus mellom toppene på 11 år. I tillegg er man også nødt til å vite hvor stor aktiviteten er, og i tillegg om det er forhold som gjør at de sykliske variasjonene kan endre seg i forhold til hva som er forventet.

Det å bruke framskriving eller modeller kan også benyttes for naturgitte forhold. Det krever imidlertid mye kunnskap om disse forholdene for å vite om framskriving av observasjoner er riktig, og spesielt hvordan modeller skal etableres for å si noe om hvordan forholdene vil bli i framtiden. Dette krever i tillegg veldig mye arbeid og store datagrunnlag. Det forskes mye på klima og hvordan dette vil endre seg i tiden framover, og av nevnte grunner vil det være hensiktsmessig å benytte prognoser som forskningen har ført fram til, i stedet for å forsøke å lage egne prognoser.

Nettet står også overfor trusler knyttet til selve driften av nettet, etter hvor hardt det blir belastet, koblinger i nettet og effektvariasjoner. Denne type trusler er det ikke laget tilsvarende prognoser for som naturtruslene, og det er derfor nødvendig å bruke kunnskap nettselskapet besitter til å kunne si noe om hvordan man forventer at driftsituasjonen vil bli i framtiden. Selv om erfaringen og den historiske endringen tilsier en spesiell trend, så kan man også ta i bruk hvilke framtidige planer nettselskapet har for nettutbygging/reinvesteringer, produksjon og hva som forventes av type last tilkoblet, og hvor stor denne lasten vil kunne bli.

I tillegg til å benytte kunnskap og erfaringer i nettselskapet, kan også informasjon på landsbasis benyttes. Eksempler på dette kan være generelle lastendringer, eller om det er tegn på en generell endring av effektflyten i kraftnettet.

Det er også viktig å vurdere hvordan resultatene fra indikatoren skal framstå når indikatoren skal etableres. Skal for eksempel indikatoren representere et «worst case»-scenario, slik at man kan være forberedt på verst tenkelig utfall? Dette må vurderes ut ifra hva hensikten med selve indikatoren er, og hva den skal brukes til. Dersom indikatoren først og fremst skal benyttes for å overvåke systemet og gjøre brukeren klar over faremomenter så tidlig som mulig vil det være en fordel med en representasjon av verste tenkelige utfall. Dersom indikatoren derimot skal benyttes som et verktøy for nettplasslegging, kan en slik indikator framstå med et resultat som vil bety at nettet må være dimensjonert for hendelser som er veldig lite sannsynlighet at skal skje, og på den måten vil ikke nettplassleggingen lenger være samfunnsøkonomisk lønnsom.

Følsomhet

Følsomheten til systemet avhenger av mange forskjellige forhold, og det er avgjørende å vite hvordan følsomheten til systemet er overfor bestemte trusler for å kunne si noe om hvor sårbart systemet er. Selv om kraftnettet er sårbart for en trussel, kan andre trusler igjen ikke utgjøre noen fare i det hele tatt. Dette viser at man alltid er nødt til å vurdere følsomheten overfor bestemte trusler. Følsomheten er en intern egenskap til det sårbare systemet, og indikatorene må derfor lages ut i fra hvordan kraftnettet og tilhørende forhold er. Dette gjør det derfor nødvendig å etablere egne prognoser, modeller eller framskrivninger.

Leading indikatorer for følsomheten kan blant annet etableres for tilstanden til kraftnettet, hvor utsatt systemet er overfor bestemte trusler, hvor god kompetansen er i framtiden på forskjellige områder osv. Flere av disse aspektene kan vi finne informasjon om i nettselskapet, ut fra deres interne planer og målsettinger. En del av denne informasjonen kan være svært detaljert, samtidig som en del også kan være lite beskrivende for hvordan situasjonen vil bli i framtiden. Detaljeringsgraden på indikatoren som skal etableres vil derfor være avhengig av hvor detaljerte planene til nettselskapet er, og i hvilken grad en kan regne med at planene vil følges og målsettingen oppnås.

Det er også flere forhold som det kan lages indikator for som ikke lar seg beskrive fullstendig av den informasjonen et nettselskap besitter. Teknisk tilstand på kraftledning kan for eksempel delvis finnes ut fra data som nettselskapet har, men som også kan være aktuelt å vurdere andre faktorer som påvirker den tekniske tilstanden. Eksempler på slike faktorer er hvordan de ytre påkjenningene på kraftnettet blir over tid, om nettet blir mer eller mindre utsatt for påkjenninger framover og hvordan det tekniske designet endres i tiden framover. Denne type informasjon kan imidlertid ofte finnes i allerede etablerte prognoser.

Indikatoren for følsomheten, gitt ut fra den informasjonen nettselskapet besitter, kan også baseres på bruk av egnede modeller. Disse må etableres spesielt for det aspektet den skal overvåke, og må tilpasses ut i fra hva som påvirker det bestemte aspektet.

Når det gjelder for eksempel driftssituasjon vil dette kreve modellering og simulering av nettet med aktuell programvare. Her kan det vurderes hvordan framtidig oppfyllelse av N-1-kriteriet vil være, og ut fra dette etablere en leading indikator. I denne sammenhengen vil det og være nødvendig å finne data og prognoser hvor hvordan last, produksjon, og oppbygningen av nettet vil være for den gitte perioden indikatorene skal gjelde for. Oppfyllelse av N-1-kriteriet kan også si noe om håndteringsevnen, grunnet større konsekvenser dersom kriteriet ikke er oppfylt.

Håndteringsevnen

Håndteringsevnen har stor betydning for hvor store konsekvenser en hendelse får. En leading indikator for dette kan ha stor betydning for å vite om nettselskapet vil være i stand til å håndtere situasjoner på en tilfredsstillende måte i framtiden, eller om tiltak må iverksettes for å bedre håndteringsevnen. Det kan ta tid å bedre håndteringsevnen for en del aspekter, og slik sett er leading indikator meget gunstig for nettopp dette formålet, slik at man blir klar over eventuelle svakheter i god tid før problemer oppstår.

I likhet med indikatoren for følsomhet, vil også en indikator for håndteringsevnen basere seg på interne egenskaper av systemet. Eksempler på dette er hvordan tilgjengeligheten til kraftledning/feilsted er, tilgang og kvalitet på beredskap samt hvilken driftssituasjon man har i nettet. Dette vil si at for å kunne lage en indikator for håndteringsevnen er man i stor grad nødt til å benytte informasjon som nettselskapet besitter, for eksempel i form av både historiske data på de forskjellige aspektene og hvilke planer de har framover i tid.

Det er flere mulige framgangsmåter for selve etableringen av indikatoren. Enkelte av aspektene er nok best egnet som en trend av utviklingen fram til nå, i kombinasjon med gitte prognoser for de forskjellige aspektene.

Kritikalitet

Kritikalitet er i liket med trusselbildet en ekstern dimensjon av sårbarhetsbildet. Indikatorene som skal etableres baseres derfor på data som ikke gjelder selve systemet, men informasjon om avhengigheten av det aktuelle systemet. Denne beskriver derfor hvilke konsekvenser en uønsket hendelse vil få for sluttbrukere. Konsekvensene av et avbrudd vil være svært varierende, og avhenger av mange forskjellige faktorer. Noen av disse faktorene kan være avbruddsvarighet, hvilke type sluttbrukere som blir rammet eller hvor avhengige sluttbrukere er av elektrisitet. Dette vil dermed få forskjellige konsekvenser i form av eventuelle økonomiske konsekvenser, fare for liv og helse og mulige utfall av andre kritiske infrastrukturer.

Aspektene som beskriver kritikaliteten vil generelt sett ikke ha så store endringer over tid. I tillegg er det sannsynlig at endringene som forekommer antyder en jevn forandring over tid, slik at det vil være aktuelt å framskrive de historiske data, eller med enkelhet kunne anta en prognose for utviklingen.

Et av elementene som endrer seg lite over tid er hvilke type sluttbrukere som rammes av hendelsene. For at dette skal endre nevneverdig må det gjøres store byggeprosjekter. Man vil derfor være klar over endringer som skjer i god tid før man har andre type sluttbrukere som kan rammes. Et eksempel på dette kan være etableringen av et nytt sykehus. Dette er en kritisk last, men det tar lang tid fra vedtak om å bygge er tatt, til sykehuset er ferdig og kan tas i bruk. En indikator for dette vil derfor kunne baseres på en prognose ut fra de planene som foreligger av endringer av kundesammensetning.

Sluttbrukernes avhengighet av strøm er i noe mer endring, men også her skjer endringer sakte og er relativt små. Vi får stadig mer utstyr og installasjoner som er avhengig av strøm for å fungere, og på den måten blir avhengigheten av strøm økende med tiden. Likevel vil det kunne være endringer framover i tid som gjør at avhengigheten kan bli mindre, ved at elektrisk oppvarming utfases, eller at sluttbrukere er i stand til å produsere noe strøm selv (f.eks. ved bruk av solcellepaneler).

Som vist er det mange elementer som må vurderes, og det er derfor ikke noe fasitsvar på hvilken metode som er mest egnet for etablering av sårbarhetsindikatorer. En kombinasjon av metodene kan i mange tilfeller være nødvendig.

Vedlegg D Beregning av KILE-kostnader

Kostnadsfunksjonene for hver kundegruppe som benyttes for beregning av KILE-kostnader er vist Tabell D-1. Referansetidspunkt for de respektive kundegruppene er vist i Tabell D-2. Kostnader blir beregnet i 2006-kroner (ingen justering i henhold til konsumprisindeks).

Tabell D-1 – Spesifikke kostnadsfunksjoner, angitt i 2006 kroner, for ikke varslet avbrudd på referansetidspunkt [27].

| Kundegruppe | Kostnadsfunksjon for k_p,ref [kr/kW] (r = avbruddsvarighet angitt i timer) | | Enhet |
|--|--|----------------------|---------|
| | Alle varigheter: | | |
| Jordbruk | $10,6 \cdot r + 4$ | | [kr/kW] |
| Husholdning | $8,8 \cdot r + 1$ | | [kr/kW] |
| | 0-4 timer: | >4 timer: | |
| Industri | $55,6 \cdot r + 17$ | $18,4 \cdot r + 166$ | [kr/kW] |
| Handel og tjenester | $97,5 \cdot r + 20$ | $33,1 \cdot r + 280$ | [kr/kW] |
| Offentlig virksomhet | $14,6 \cdot r + 1$ | $4,1 \cdot r + 44$ | [kr/kW] |
| Treforedling og kraftintensiv industri | $7,7 \cdot r + 6$ | $3,1 \cdot r + 23$ | [kr/kW] |

Tabell D-2 – Referansetidspunkt for kundegrupper [27].

| Jordbruk | Husholdning | Industri | Handel og tjenester | Offentlig virksomhet | Treforedling og kraftintensiv industri |
|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|--|
| Torsdag i januar kl. 06:00 | Hverdag i januar kl. 16:00 | Torsdag i januar kl. 10:00 | Torsdag i januar kl. 10:00 | Hverdag i januar kl. 10:00 | Torsdag i januar kl. 10:00 |

Korreksjonsfaktorene $f_{K,m}$, $f_{K,d}$ og $f_{K,h}$ presenteres ikke her, da de ikke blir benyttet i denne oppgaven.

Vedlegg E Eksempler på sårbarhetsaspekter

Tabell E-1- Eksempler på sårbarhetsaspekter

| Sårbarhetsaspekt | Beskrivelse av sårbarhetsaspekt | Dimensjon av sårbarhetsbildet |
|--|--|-------------------------------|
| Vindstyrke/ ekstremvær | Styrke på vindkast i et gitt område er en viktig indikator for påkjenninger i kraftnettet. Mulighet for økning av antall dager med ekstremvind med påfølgende muligheter for å skade nett og bygninger. Gjentakintervall for f.eks. stormer som Dagmar (ekstremvær i desember 2011) kun tatt vindstyrke i betraktning, er 10-40 år for bestemte områder [41]. | Trussel |
| Vindretning/ ekstremvær | Styrke på vindkast i kombinasjon med en ugunstig vindretning vil kunne utgjøre en sårbarhet. Vil vi få ekstremvind fra andre vindretninger enn vi er vant til? (Som f.eks. ved stormen Dagmar) Gjentakintervall for stormer som Dagmar (vindstyrke og retning) er 40-100 år for bestemte områder [41]. | Trussel |
| Vegetasjon | Kraftledninger som går gjennom skog/vegetasjon er vanligvis mer utsatt, og trefall over linjer osv. vil kunne være et stort problem ved ekstremvær. Økt temperatur og fukt vil gi økt vegetasjonstilvekst. Mulig økt utfordring knyttet til at linjer og vegetasjon kommer i berøring, med mindre man holder vegetasjonen på god avstand. | Trussel |
| Snø/is | Atmosfærisk ising er en av de enkeltfaktorer som har størst økonomiske konsekvenser for investeringskostnadene med nye kraftledninger, uansett spenningsnivå. I tillegg har ising, gjerne sammen med vind, betydelige konsekvenser for driften av hele det elektriske nettet i Norge [42]. | Trussel |
| Lyn/torden | Lyn er en betydelig årsak til feil i kraftforsyning (muligens ikke sannsynlig årsak til ekstraordinære hendelser). Spesielt eksponert for dette er transformatorer på høyspent distribusjonsnett, med luftledninger hvor det ikke er gjennomgående jordledere. Det er i tillegg forventet en økning i lynfrekvens på 25 % fram mot 2050 for landet sett under ett, men med lokale variasjoner [43]. | Trussel |
| Geomagnetisk storm | Geomagnetiske stormer kan utløse enorme mengder energi. Dette kan ramme kraftsystemet ved at vi får spenningsfall, og man kan oppleve havari av transformatorer. Kraftnettet vil være sårbart overfor dette spesielt dersom flere transformatorer rammes samtidig. | Trussel |
| Driftspåkjenninger/ belastningsgrad | Endring i driftsmønster (økt belastning, vekslinger i belastning, overbelastning) kan påvirke levetiden for kraftledninger, eller kan utgjøre en trussel (selv om merkeverdier ikke overskrides). Belastningsgrad (strøm, spenning, antall koblinger) har også noe betydning for levetid [2]. Økt belastningsgrad kan også få betydning for håndteringsevne ved at det blir mindre reserve i nettet. | Trussel og håndteringsevne |
| Teknisk tilstand | Tilstanden til kraftnettet vil være viktig med tanke på at det ikke skjer feil grunnet svekket tilstand som igjen kan føre til andre feil / ekstraordinære hendelser. God teknisk tilstand vil også gjøre nettet mindre sårbart overfor ekstreme værpåkjenninger osv. | Følsomhet |

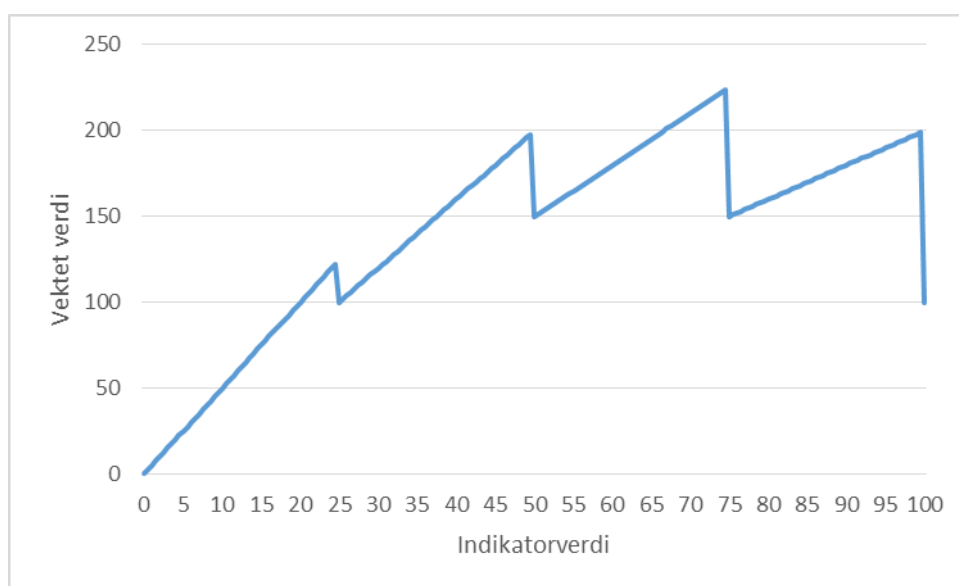
| Sårbarhetsaspekt | Beskrivelse av sårbarhetsaspekt | Dimensjon av sårbarhetsbildet |
|--|---|-----------------------------------|
| Driftssituasjon | Omkoblingsmuligheter/reserver (oppfylling av N-1 kriteriet i regionalnettet) vil være viktig med tanke på at feil i kraftnettet ikke skal føre til avbrudd for sluttbruker. | Følsomhet og håndteringsevne |
| Kompetanse | Kompetanse på f.eks. vedlikehold, beredskap (driftssentral, reparasjon av kritiske systemer og anlegg, tilstandsvurdering). Dette vil være viktig for hvor følsomt systemet er og hvor god håndteringsevnen er. Hvor tilgjengelig vil kompetansen være i framtiden? | Følsomhet og håndteringsevne |
| Tilgjengelighet til kraftledning (feilsted) | Feil i kraftnettet, der det ikke er omkoblingsmuligheter eller at feilen utgjør en potensiell fare, vil være meget viktig å få reparert fort. Tilgjengeligheten til kraftledningen er derfor avgjørende for hvor lang tid det tar å komme til feilstedet og hvor lett det er å gjøre reparasjonen. | Håndteringsevne |
| Beredskap | God beredskap er viktig for at en uønsket hendelse i kraftnettet ikke skal få unødvendig store konsekvenser for sluttbrukere. Hvor god er beredskapen overfor ekstraordinære hendelser? (Beredskapsplan, beredskapsøvelser osv.) | Håndteringsevne |
| Tilgjengelighet av ressurser ved ekstraordinære hendelser | For at beredskapsarbeidet skal gå som planlagt ved ekstraordinære hendelser er det viktig at tilgjengeligheten av ressurser er god nok. Hvor lett tilgjengelig er personell, reservedeler og reparasjonsutstyr, samband og informasjon? | Håndteringsevne |
| Lokalisering av kritiske laster og infrastrukturer, type sluttbruker | Enkelte laster er veldig kritiske og sårbare overfor avbrudd- f.eks. sykehus (må ha nødstrøm), store forbrukere (f.eks. smelteverk) eller andre samfunnskritiske enheter. | Kritikalitet |
| Avbruddsvarighet | Avbruddsvarigheten har stor betydning for hvor kritisk avbruddet blir for sluttbruker og nettselskapet. | Kritikalitet |
| Avbruddskostnader | Brukes i dag som en indikator for å si noe om konsekvenser av avbrudd og kritikalitet for sluttbrukere. Kan brukes til å sammenligne kritikalitet for ulike sluttbrukere. | Kritikalitet |
| Temperatur | Avbrudd kan bli mer kritisk dersom det f.eks. er vinter og kaldt. Avhengighet av strøm til oppvarming. Temperatur vil også være et aspekt som er relevant å kombinere med snø/ising, vegetasjon osv. Veksling mellom fryse/tine, frostsprengning, øket forvitring på betong og steinkonstruksjoner, linesig ved høye sommertemperaturer, og en geografisk forflytning av hvilke områder som vil kunne bli mest utsatte kan påvirke sårbarheten. | Kritikalitet og eventuelt trussel |
| Nedbør | Flom som medfører at utsatte kraftforsyningsanlegg kan bli satt under vann. Mer intens nedbør vil bidra til endringer i skredfrekvenser, og gi skred i andre områder enn hva vi er vant til med dagens klima [44]. Nedbør vil også være et aspekt som er aktuelt å kombinere med snø/ising og vegetasjon. Det er i tillegg mulig at nedbør påvirker håndteringsevnen, for eksempel ved flom som gjør framkommelighet vanskeligere. | Trussel/ (håndteringsevne) |

Vedlegg F Vekting og aggregering

Det har vist seg å være utfordringer knyttet til hvordan vekting og aggregering av indikatorer bør gjøres. Det ble først forsøkt å vekte indikatorene i henhold til Tabell F-1. Dette viste seg imidlertid å gi verdier for den kombinerte indikatoren som ikke alltid samsvarte med hva som var forventet. Problemet kan forklares ut fra Figur F-1. Figuren viser vektet verdi som funksjon av indikatorverdien, i henhold til Tabell F-1. Det vises at den vektete verdien ikke vil være monotont stigende for indikatorverdier mellom 0-100. Dette gjør at en indikatorverdi på for eksempel 100 vil forårsake en lavere verdi i den kombinerte indikatoren enn en verdi på 80.

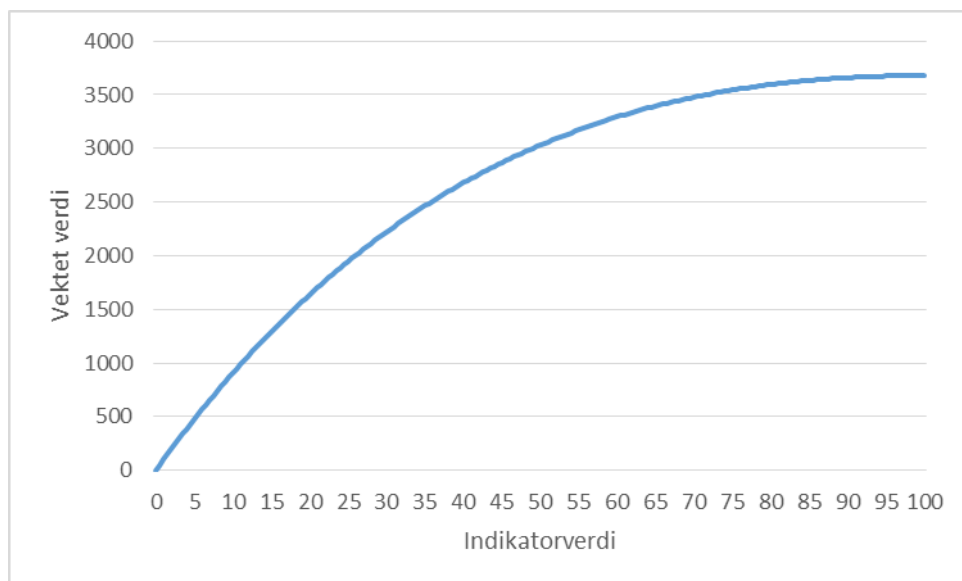
Tabell F-1 – Vekting av indikatorverdier

| Indikatorverdi | Vekt for aggregering |
|----------------|----------------------|
| 0-24 | 5 |
| 25-49 | 4 |
| 50-74 | 3 |
| 75-99 | 2 |
| 100 | 1 |



Figur F-1 – Vektet verdi som funksjon av indikatorverdi – i henhold til Tabell F-1

Etter noe testing ble det funnet ut at vektingen beskrevet i kapittel 6.3 kan være hensiktsmessig å benytte. Dette gir en vektet verdi som vist i Figur F-2. Likevel er det observert en utfordring med å få de lave indikatorverdiene til å framkomme godt nok i den kombinerte indikatoren. I modellen som er etablert ble det derfor også laget en kolonne som beskriver minste indikatorverdi for hvert utfall av en kraftledning.



Figur F-2 - Vektet verdi som funksjon av indikatorverdi – I henhold til likning (6-12).

Vedlegg G Sjekkliste for evaluering av indikatorer

Følgende sjekkliste kan benyttes til evaluering av indikator kvaliteten, basert på sjekkliste beskrevet i [9].

- **Relevans**
 - Er indikatoren hensiktsmessig å benytte for å overvåke sårbarhet?
 - Er indikatoren egnet til å formidle informasjon om sårbarhet?
 - Er indikatoren så enkel som mulig samtidig som den fortsatt dekker formålet?
 - Er indikatoren relatert til en kvantifiserbar målverdi eller er det i det minste definert en retning for hva som er en positiv trend?
- **Tilgjengelighet**
 - Er indikatoren «målbar»/kvantifiserbar?
 - * Er det mulig å anskaffe nødvendig data for å beregne indikatoren, både for dagens kraftnett og framtidens kraftnett?
 - Har datagrunnlaget og indikatoren den nødvendige nøyaktigheten?
- **Pålitelighet**
 - Er datagrunnlaget ansett som objektivt og uten nevneverdige feilkilder?
 - Er underliggende antagelser, forutsetninger og begrensinger fastsatt?
 - Er indikatoren tydelig definert og er det tydelig vist hvordan indikatoren beregnes?
 - * Er det vist sammenhengen mellom lagging- og leading indikatorer, og forklart eventuelle forskjeller?
- **Fullstendighet**
 - Er det endelige settet med indikatorer fullstendig? Det vil si at den overvåker alle de viktigste truslene, følsomhet, behandlingsevne og kritikalitet for de aktuelle faktorene.
- **Eierforhold**
 - Har indikatoren tiltro og er den akseptert av interessentene?

* Tilpasninger til sjekklisten er gjort for å inkludere forhold knyttet til leading indikatorer.

Vedlegg H Digitale vedlegg

Det er flere digitale vedlegg til denne masteroppgaven. Disse er beskrevet i Tabell H-1:

Tabell H-1 – Oversikt over digitale vedlegg

| Filnavn | Navn i PSS/E | Bruksområde PSS/E | Beskrivelse |
|-------------------------------|------------------------------------|--------------------------------------|--|
| Contingency (navn).con | Contingency Output File | Multi-level AC Contingency Solution | Spesifiserer hvilke utfall som skal testes |
| Monitor (navn).mon | Monitored Element Description File | Multi-level AC Contingency Solution | Spesifiserer hvilke elementer i modellen som skal overvåkes |
| Reliability (navn).prb | Outage Statistics Data File | Probabilistic Reliability Assessment | Spesifiserer feilfrekvens og varighet på kraftledninger i nettet |
| Subsystem (navn).sub | Subsystem Description File | Multi-level AC Contingency Solution | Spesifiserer hvilke bus.nr som inngår i et bestemt område som skal analyseres |
| Trip (navn).trp | Tripping Element Data File | Multi-level AC Contingency Solution | Spesifiserer grenser for når vern skal utløses og hvilke ledninger som da skal kobles ut. |
| Indikator 2012-2017-2022.xlsx | - | - | Indikatormodell etablert i Microsoft Excel 2013: - Fullstendige resultater fra PSS/E - Indikatorer for enkelt- og dobbeltutfall av kraftledninger (fullstendig) - Grafisk framstilling av resultater - Etablering av filer til bruk i PSS/E - Annet grunnlag for beregning av indikatorer |