

Analysemodell for vedlikehold og reinvesteringer i kraftnett

Maja Solli

Master i energi og miljø

Innlevert: Juni 2012

Hovedveileder: Eivind Solvang, ELKRAFT

Medveileder: Arne Brendmo, HelgelandsKraft AS

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet
Institutt for elkraftteknikk

Oppgavetekst

Lenge har nettselskapene vært opptatt med å bygge ut el-nettet, og fokus har dermed ikke vært på vedlikehold. Siden mye av distribusjonsnettene begynner å eldes, er ressursbehovet knyttet til vedlikehold økende. Samtidig er nye områder kommet på banen: utbygging av småkraft og vindmøllerparker. Dette øker presset på tilgjengelige ressurser og på å minimalisere kostnadene knyttet til vedlikehold. Situasjonen utfordrer også evnen til å langtidsplanlegge slik at disse aktivitetene kan samordnes dersom det er mulighet for det.

HelgelandsKraft(HK) er et nettselskap med ønske om å utføre vedlikeholdet på best mulig måte. For å oppnå dette, har de laget en database, Prelib, der resultatene fra hver tilstandskontroll lagres. HK er interessert i å undersøke hva dataene kan brukes til ut over dagens anvendelse som i hovedsak består av å planlegge enkeltutskiftninger, og spesielt hvordan de kan være til nytte i langtidsplanleggingen. Dersom det er mulig å estimere tilstandsutviklingen tilfredsstillende nøyaktig, kan en akkumulering av vedlikeholdsbehovet unngås.

Ressursene som er tilgjengelige for å planlegge og analysere behovet for vedlikehold, er begrenset, og det mangler en enkel metodikk som forenkler arbeidet.

Med dette som bakgrunn:

- Undersøk hvordan dataene i Prelib kan brukes i planleggingen av vedlikehold ut over dagens anvendelse der dataene i hovedsak brukes til å bestille enkeltutskiftninger.
- Undersøk om dataene i Prelib kan brukes til å estimere tilstandsutvikling og sannsynlighet for svikt.
- Foreslå, ved hjelp av konkrete case, en prosedyre for å analysere og planlegge vedlikeholds- og reinvesteringsbehovet, samt beregne lønnsomheten i den forbindelse, både per nettdel og totalt sett.
- Undersøk hva som er dagens praksis i bedriften med hensyn på planlegging og analyse i forbindelse med vedlikehold.
- Undersøk hva teori sier om temaet og hvordan den stemmer overens med teorien i HK.
- Undersøk hvilke behov man i HK ønsker at Prelib kan imøtekomme.

Forord

Dette er besvarelsen på min masteroppgave i elektrisk energiteknikk, utført ved institutt for elkraftteknikk ved fakultet for informasjonsteknologi, matematikk og elektroteknikk. Oppgaven er en videreføring av arbeidet som ble gjort i prosjektoppgaven som ble utført høstsemesteret 2011. Selve masteroppgaven har jeg jobbet med gjennom hele vårsemesteret 2012.

Oppgaven er utført i samarbeid med HelgelandsKraft, og jeg ønsker å takke alle som har kommet med innspill og vært til hjelp hver gang jeg har vært på besøk hos dem. En spesiell takk til Arne Brendmo som har vært medveileder på oppgaven og Torstein Valla som har gitt svar på mine mange spørsmål. En stor takk til Eivind Solvang som har vært veilederen min og kommet med gode råd og gitt god veiledning gjennom hele oppgaven.

Trondheim 22.6.2012

Maja Solli

Sammendrag

På grunn av den økende alderen på mye av distribusjonsnettet og den økte ressursbruken dette medfører, har nettselskap satt fokus på hvordan vedlikehold og reinvestering kan planlegges og utføres på en best mulig måte. HelgelandsKraft(HK) er et nettselskap med ansvar for mye distribusjonsnett. For å planlegge vedlikeholdet har HK laget en database, Prelib, der tilstanden til komponenter registreres etter tilstandsbefaringer omtrent hvert tiende år. Tidligere resultat fra tilstandsbefaringer lagres også, og dette gir muligheten til å undersøke utviklingen av tilstanden. Bakgrunnsdata som grunnforhold og korrosivitet er også registrert i databasen. Bakgrunnen for oppgaven var å undersøke hvordan tilstandsdataene i Prelib kan brukes i planleggingen av vedlikehold og reinvestering og på den måten være et ledd i overgangen fra en tidsstyrt til en risikobasert vedlikeholdsstrategi. Oppgavens mål var å foreslå en prosedyre for hvordan planleggingen kan utføres med de ressursene, både økonomisk og tidsmessig, som er tilgjengelige.

HelgelandsKraft ble besøkt ved flere anledninger. Oppholdet ga innsikt i hvordan bedriften jobber med planlegging av vedlikehold og hvordan de har brukt Prelib. Det ble dannet et godt grunnlag for oppgaven gjennom innføring i dagens situasjon i nettet og hvordan tilstanden til komponenter bestemmes.

Opgaven har gått gjennom teori knyttet til tilstandsbasert og risikobasert vedlikehold. Teorien ga eksempel på hvordan man kan bruke risiko i planleggingen av vedlikehold av kraftnett. Den ga også en innføring i hvordan informasjon om teknisk tilstand kan brukes til å estimere sannsynlighet for svikt og tilhørende risiko. Dette ble brukt i analysen av casene og i prosedyren som ble satt opp på bakgrunn av disse. Siden arbeidet som allerede var gjort i HK stemte godt overens med teorien, kunne mye av teorien brukes i praksis.

Gjennom analysen av tre konkrete case, har det blitt foreslått en prosedyre for å analysere vedlikeholds- og reinvesteringsbehovet i en nettdel. Prosedyren tar utgangspunkt i tilstandsdata som er registrert i Prelib. Først ble informasjonen brukt til å danne seg et bilde av tilstanden på nettdelen. Videre ble den brukt til å beregne økonomisk risiko for ulike tiltak i nettet. Risikoen ble satt inn i lønnsomhetsberegninger av alternative handlingsplaner. Det ble undersøkt hvordan endringer i sannsynlighet for svikt, tiltakets kostnad og tidspunkt for iverksetting av tiltak påvirker lønnsomheten til et alternativ. Med å gjennomføre tilsvarende analyse, vil bedriften ha et bedre beslutningsgrunnlag i vedlikeholdsarbeidet. Selv om prosedyren har en enkel framgangsmåte og ikke er spesielt tidkrevende, vil den kreve mer tid til å planlegge vedlikeholdet enn det som er tilfelle i dag. Før prosedyren kan implementeres i bedriften, er det nødvendig å enten etablere levetidskurver for komponentene i nettet eller å estimere sannsynligheten for svikt for komponenter i gitte tilstander.

Abstract in English

Problem Description

Grid operators have for a long time been occupied with building new grids and they have not put much focus on maintenance. Since much of the distribution grid was built a while ago, an increasing amount of resources are needed for maintenance. But at the same time resources are also needed for the distributed generation and wind power planned in the area. This put even more pressure on minimizing the costs. It also challenges the ability to plan ahead so that these activities can be coordinated.

HelgelandsKraft (HK) is a distribution grid operator which wants to do maintenance in the best way possible. To do this they created a database Prelib that contains information about the component condition. Every 10th year there is a condition assessment where the results are stored in Prelib. The old results are also stored so that one can investigate the condition development of the components. HK was interested in investigating how these data could be used and how they could help in the planning of maintenance. Other variables like operation environment are also linked to each point in the grid. Based on the background information one can investigate whether it has an impact on the condition development or not. If it was possible to predict the development somewhat accurately accumulating the need for maintenance can be avoided.

It is limited resources available to analyse the need for maintenance in grid companies and there is a lack of a method to simplify the procedure of this work. The thesis has, based on the data in Prelib, tried to make a methodology for how to analyse the need for maintenance in a unit of the grid. It has also tried to answer some of the questions raised by HK.

Method of work

- **Getting to know the company**

I went to visit HK both during the project last semester and several times during this semester. It is the only way to learn how they work as a company and what they need. In the beginning of my work I interviewed those who might have something to say about the maintenance. It was very educational and taught me how they consider the topic.

- **Theory on the subject**

It is not many resources on the subject, but some reports published by SINTEF and several articles published in CIRED by David Hughes (with others) have been very helpful. They give an insight in how to think when working with condition based maintenance and the challenges of how to make it work in practice.

- **Learning Prelib**

Learning how the information is gathered and how the states of the components are judged. This knowledge is necessary to know the reliability and the accuracy of Prelib.

- **Case studies**

4 case studies were investigated to find a good procedure and strategy for the maintenance planning. The case studies were either worst case in Prelib or given by HK on ground of suspicion of poor state.

Result

It is possible to use the data in Prelib in planning maintenance. It is also possible to use the data to estimate life curves for the components for different background information. Estimating life curves would make it easier to predict the development of the grid and therefore also easier to plan maintenance.

Through the analysis of 3 cases, a method for analyzing the need of maintenance and reinvestment has been proposed. The method is based on using the data in Prelib. First the data was used to get an overall impression of the unit's (a defined part of the grid) condition. It was then used to calculate the economic risk associated with suggested actions. The economic risk was then used to calculate the profitability for each plan suggested. It was investigated how a change in costs, probability of failure and time of implementation affected the profitability. Conducting an equivalent procedure will give the company a better foundation when making decisions regarding maintenance. Even though the procedure is straight forward and do not consume much time, it will demand that more effort is put into analyzing and planning maintenance. Before implementing the procedure life curves or probability for failure based on condition, needs to be developed.

Innholdsfortegnelse

1 Innledning.....	7
2 Bakgrunn.....	9
2.1 Dagens nett	9
2.1.1 Liner	9
2.1.2 Stolper	9
2.2 Vedlikeholdsstrategi.....	10
2.2.1 Langtidsplaner	11
2.3 Prosedyre for vedlikeholdstiltak.....	12
2.4 Befaringer	12
2.4.1 Prelib.....	12
3 Fra tidsstyrt til risikobasert vedlikehold	15
3.1 Definisjoner	16
3.1.1 Vedlikehold og reinvestering.....	16
3.1.2 Risiko	17
3.2 Poengskala.....	17
3.3 Vedlikeholdsstrategi.....	18
3.4 Andre metoder for risikostyrt vedlikehold.....	19
3.4.1 RENblad	19
3.4.2 Tilstandsbasert risiko styring.....	21
3.5 Sviktmekanismer	23
3.5.1 Estimering av sviktsannsynlighet.....	27
3.5.2 Nåverdiberegninger.....	28
4 Case og mulighetssøk	29
4.1 Intervju /mulighetssøk	29
4.1.1 Et bedre dataverktøy.....	29
4.1.2 Flere langtidsplaner	29
4.1.3 Prosedyrer for å prioritere enkelttiltak	29
4.1.4 Bruke informasjonen i Prelib bedre	29
4.2 Case studie	30
4.2.1 Case 1 – Dårlig tilstand	30
4.2.2 Case 2 – Utskiftingstakt	43

4.2.3 Case 3 – Antydnet dårlig linekvalitet på nettdel	46
4.2.4 Case 4	53
4.2.5 Svikt og konsekvenser	61
4.2.6 Økonomiske beregninger	63
5 Resultat.....	69
6 Diskusjon	73
7 Konklusjon	75
8 Videre arbeid	77
9 Ordliste	79
Bibliografi	81
Vedlegg A -Befaringer.....	III
A1. Tilstandskontroll.....	III
A1.1 Prelib	III
A2. Andre befaringer	VIII
A2.1 Bakkebefaring	VIII
A2.2 Helikopterbefaring	VIII
Vedlegg B - Energi Norges anbefalinger vedrørende tilstandskontroll av kraftledninger	XI
B1. Strømførende system.....	XI
B1.1 Tremast	XII
B1.2 Travers, topphette og mast ute av stilling	XV
Vedlegg C -Intervjurunder på HelgelandsKraft	XVII
Resultat.....	XVII
Vedlegg D -Poengkriterier for komponenter	XXI
Vedlegg E -Årsaker til feil.....	XXIII
Vedlegg F -Beregninger av sannsynlighet for svikt og lønnsomhet	XXV
F1. Kostnadsberegninger.....	XXVI
Case 1	XXVI
Case 3	XXIX
Case 4	XXXII
F2. Estimering av sviktsannsynlighet.....	XXXV
Resultat av estimering.....	XXXVI
F3. Resultat nåverdiberegninger	XLII
F4. Resultat følsomhetsberegning.....	LVI
F4.1 Endring av tidspunkt for iverksetting av tiltak.....	LVI

Figurer

Figur 1 Alderssammensetning av stolper	9
Figur 2 Illustrasjon av badekarkurven (weibull.com)	15
Figur 3 Hvordan en vedlikeholdsstrategi kan etableres (Nybø og Nordgård, 2010, side 10)	16
Figur 4 Samspill mellom vedlikehold og reinvestering (Nybe og Nordgård, 2010, side III)	16
Figur 5 Eksempel på risikomatrise (Nybe og Nordgård, 2010, side 6)	17
Figur 6 Klassifisering av komponenters tilstand (Nybe og Nordgård, 2010, side 4)	17
Figur 7 Eksempel på levetidsskurve (Nybe og Nordgård, 2010, side 4).....	18
Figur 8 Sannsynlighetsskala (Nybe og Nordgård, 2010, side 15)	18
Figur 9 Konsekvensskala (Nybe og Nordgård, 2010, side 16)	19
Figur 10 Forslag til vedlikeholds prosess (REN-blad, side 7)	20
Figur 11 Sammenhengen mellom tilstand og sannsynlighet for svikt (Hughes, 2005)	22
Figur 12 Sammensetning av tilstandskarakterer nå og om 10 år (Hughes, 2008)	23
Figur 13 Hovedelement i foreslått sviktmodell. (Solvang, et al., 2011)	24
Figur 14 Eksempler på sviktmodeller (Solvang, et al., 2011).....	25
Figur 15 Eksempel på sviktmodell med oppgitt sannsynlighet (Solvang, et al., 2011)	26
Figur 16 Menyvalg i OMTB (Welte, et al., 2011)	27
Figur 17 Grafisk fremstilling av tilstanden i nettdelen	32
Figur 18 Sammenligning av tilstanden mellom aktuell nettdel og hele nettdelen	34
Figur 19 Gjennomsnittlig tilstandsutvikling per komponent.....	35
Figur 20 Gjennomsnittlig tilstandsutvikling per komponent 2.....	35
Figur 21 Tidslinje for iverksetting av tiltak	40
Figur 22 Oppsett for kostnadsberegningene.....	41
Figur 23 Planlagt timeforbruk ved optimalt vedlikehold	45
Figur 24 Planlagte kostnader i analyseperioden	45
Figur 25 Prosentvis fordeling av tilstandskarakterene på nettdelen	47
Figur 26 Tidslinje for iverksetting av tiltak	52
Figur 27 Nåverdiberegninger av planlagte kostnader	52
Figur 28 Grafisk fremstilling av tilstanden i nettdelen	54
Figur 29 Tidslinje for iverksetting av tiltak	58
Figur 30 Nåverdiberegninger av planlagte kostnader	60
Figur 31 Eksempel på sviktmodell for travers	62
Figur 32 Eksempel på sviktmodell line	62
Figur 33 Eksempel på sviktmodell for bardun.....	63
Figur 34 Eksempel på sviktmodell for bardun 2	63
Figur 35 Eksempel på lønnsomhetsberegning, regneark hentet fra (Solvang, 2009)	66
Figur 36 Flytskjema for vedlikeholdsprosessen som foreslås	69
Figur 37 Inndelinger/lag i Prelib	IV
Figur 38 Hovedmeny i Prelib	V
Figur 39 Eksempel på egenskaper og tilhørende forkortelse i Prelib.....	VII
Figur 40 Bilde tatt under helikopterbefaring hos NTE (NTE Vedlikehold).....	IX
Figur 41 Eksempel på tremast med utstyr (Tilstandskontroll av kraftnett, side 34).....	XII
Figur 42 Ulike konstruksjonsløsninger for tremaster (Tilstandskontroll av kraftnett, side 34)	XIII
Figur 43 Grafisk fremstilling av bøyefasthet og bøyespennning over tid (SINTEF)	XIV

Tabeller

Tabell 1 Oversikt over tilstanden i nettdelen	31
Tabell 2 Oversikt over tilstanden på den aktuelle strekningen.....	33
Tabell 3 Oversikt over alternativene og deres konsekvenser	36
Tabell 4 Nåverdiberegninger av planlagte kostnader	42
Tabell 5 Oversikt over planlagt vedlikehold over en 10-års periode.....	44
Tabell 6 Oversikt over tilstanden på linen.....	47
Tabell 7 Oversikt over tilstanden på nettdelen	48
Tabell 8 Oversikt over alternativene og deres konsekvenser	49
Tabell 9 Gjennomsnittlig utvikling for nettdel 041-Fin	55
Tabell 10 Gjennomsnittlig utvikling for nettdel 042-Fin	55
Tabell 11 Oversikt over alternativene og deres konsekvenser	56
Tabell 12 Eksempel på årsak og konsekvens av feil	61
Tabell 13 Resultat av nåverdiberegningene	67
Tabell 14 Endring i lønnsomhet ved endring av tidspunkt for tiltak	67
Tabell 15 Endring av sviktsannsynlighet og resulterende lønnsomhet.....	68
Tabell 16 Oversikt over tilstandskontroll	III
Tabell 17 Søkeresultat i Prelib, uten og med filtrering.....	VI
Tabell 18 Oversikt over de ulike metodene for tilstandsvurdering (SINTEF)	XV

1 Innledning

Etter en lang periode der nettselskap har fokusert på nyinvesteringer og utbygging, har fokuset skiftet til vedlikehold etterhvert som vedlikeholdskostnadene har økt. Nå ønsker nettselskap å undersøke hvordan vedlikeholdsprosessen kan styres best mulig og hvordan man kan drive vedlikehold best mulig økonomisk. Nettselskapene leter etter en metode som gir dem beslutningsgrunnlag når vedlikeholdsplaner skal vedtas. Dette gjelder også HelgelandsKraft(HK) som ønsker å forbedre vedlikeholdsprosedyrer knyttet til deres distribusjonsnett.

Undersøkelser har vist at et tilstandsbasert vedlikehold der enkeltutskiftninger av komponenter i nettet, etter hvert som de slites ut, kan være det mest økonomiske. Derfor har HK utarbeidet en tilstandsdatabase, Prelib, som en del av deres vedlikeholdsstrategi. I databasen registreres tilstanden til komponenter med omtrent 10 års mellomrom. Hvordan kan planleggingen av vedlikehold forbedres ved å bruke informasjon fra Prelib? Kan informasjonen i Prelib brukes til å gi et bedre beslutningsgrunnlag? Oppgaven har som mål å foreslå en prosedyre for hvordan planleggingen kan utføres med de ressursene, både økonomisk og tidsmessig, som er tilgjengelige.

For å kunne foreslå endringer eller nye prosedyrer, må man være klar over de som brukes i dag og hvilke tanker som ligger bak dem. For å få en innsikt i prosedyrer og strategier, ble HK besøkt ved flere anledninger. I tillegg til å få adgang til data angående vedlikehold og innføring i Prelib, ble det også utført intervjuer for å få innspill på temaet.

Forskningen har fanget opp trenden og kommer med flere forslag til hvordan en ny vedlikeholdsprosedyre kan være og hvordan den kan utarbeides; Alt fra hvordan undersøkelser i nettet bør utføres og fram til endelig beslutningsgrunnlag. Det må vurderes om teorien er anvendbar i praksis og hvordan den kan brukes i nettselskapene. Også teori og verktøy som ble introdusert i faget ELK-11 bør vurderes brukt i arbeidet med oppgaven.

Forventningen til oppgaven er å finne en prosedyre, som bruker informasjonen som er tilgjengelig i Prelib, for å planlegge vedlikehold og reinvestering i HK. Prosedyren bør være lett anvendbar i praksis og ikke stille for store krav til analysearbeid.

2 Bakgrunn

2.1 Dagens nett

HK har mye nett spredt ut over et stort geografisk område. De ulike delene av nettet får derfor ulike påkjenninger; elektriske og klimatiske påkjenninger samt grunnforhold vil variere over nettet. Når det gjelder de ulike komponentene i nettet, er mye av stolpene fra 50-60-tallet og er kreosotimpregnert. Traverser har fulgt trenden i bransjen og varierer derfor mellom kreosotimpregnert, limtre og aluminium. Faselinjene er med få unntak FeAl.

Andre geografiske utfordringer er at ikke alt nett er like lett tilgjengelig. Dette er en faktor som er viktig å ta med når man planlegger vedlikehold. Når man først skifter ut komponenter i et område som ligger vanskelig til, kan det være økonomisk optimalt å skifte ut andre komponenter selv om det ikke er i det økonomisk optimale tidspunktet for komponenten. Det er ekstra kostnader knyttet til arbeid i slike områder som for eksempel frakt av utstyr og personell.

(HelgelandsKraft, 2006)

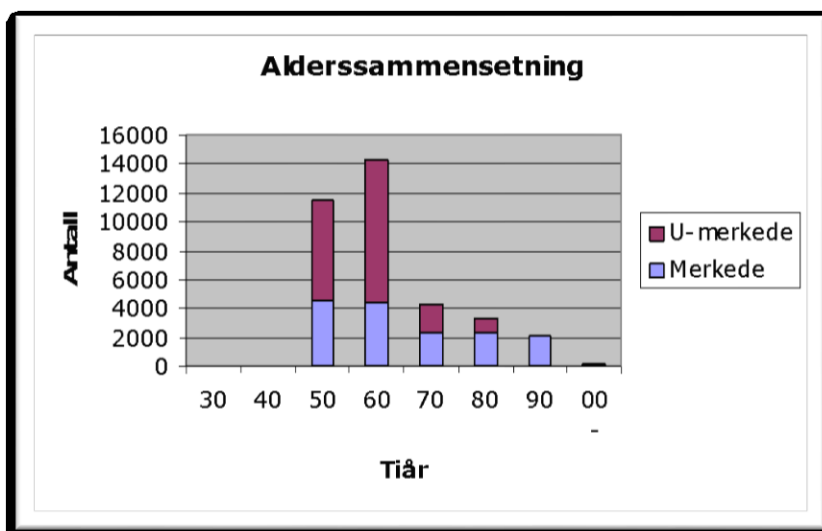
2.1.1 Liner

Miljøet linene opererer i, er delt inn i korrosivitetssklasser fra C1-C4 hvor C1 er det mest korrosive miljøet. Klassene er basert på antagelser om høyere korrosivitet i områder nær kysten og på erfaringer. Tilstanden til linene er vanskelig å bedømme ved en AUS(Arbeid under spenning)-sjekk og det suppleres derfor med trådprøver. Det er allikevel stor usikkerhet knyttet til den egentlige tilstanden til linene, og man regner med at tilstanden er dårligere enn det som kommer frem av befaringsene.

(HelgelandsKraft, 2006)

2.1.2 Stolper

I følge befaringsene er stolpene generelt i en grei tilstand, og med bakgrunn i dette burde man satse på enkeltutskiftninger. Alderen på stolpene er derimot veldig usikker: Kun 44,6 % av stolpene har årstallspiker, resten av stolpenes alder har blitt anslått.



Figur 1 Alderssammensetning av stolper

Med en antatt levetid på 70 år ser man i Figur 1, at man vil få en utskiftningstopp av stolper om 10-20 år. Man vil derfor måtte se på om man har nok ressurser og stille disse opp mot optimal utskiftning. Dersom man fortsetter med enkeltutskiftninger, ser man at man vil få veldig mange enkeltutskiftninger på kort tid. Det er sannsynlig at mange av enkeltutskiftningene vil komme i samme nettdel. Spørsmålet er da om det fortsatt er hensiktsmessig å drive med enkeltutskiftninger, eller om reinvestering er mer aktuelt.

Grunnforhold som kan påvirke tilstanden til stolper, er hvilken type grunnforhold de står i:

- Åker/jordbruksland
- Myr
- Granskog
- Annen skog
- Tettbebyggelse

(HelgelandsKraft, 2006)

2.2 Vedlikeholdsstrategi

Vedlikehold har lenge vært gjort på bakgrunn av erfaring. Med økende outsourcing og gjennomtrekk i nettselskap blir det vanskeligere å konkludere med noe på grunnlag av erfaring, og man trenger noe håndfast for å ta beslutninger. Til dette trengs det også en strategi for å definere satsningsområde, definere mål og hvordan man skal arbeide for å nå dem. I tillegg blir en økende del av utgiftene knyttet til vedlikehold, og det er derfor blitt mer aktuelt å finne den optimale måten å bruke pengene på.

Istedenfor å se på alderen av komponenter, er det nå blitt mer fokus på å skifte ut komponenter på grunnlag av tilstand. Samtidig har det vært et skifte fra helrenovering til utskifting av enkeltkomponenter etter at forskning har vist at dette er mest lønnsomt. Det er blitt klart at man ikke burde skifte ut komponenter kun på bakgrunn av komponentens alder, da det ikke er alderen som er avgjørende for om komponenten oppfyller sin funksjon, men tilstanden. For å basere seg på et vedlikehold som er knyttet til tilstanden i nettet, var det behov for mer kunnskap om temaet. Flere nettselskap begynte å registrere tilstand i forbindelse med pålagte kontroller av nettet. HK laget sitt eget system for dette (se avsnitt 2.4.1 Prelib). Det har vist seg å være vanskelig å forutsi hvordan komponenters tilstand endres over tid fordi det mangler datagrunnlag for å estimere dette. Det er tidkrevende å samle inn slik data, og det blir kun gjort hvert tiende år. En mulighet for å få flere data på ulike tidspunkt kan være å plukke ut områder fra hva hver kategori (for eksempel kyst og innland) og undersøke utviklingen på disse. Resultatet kan deretter brukes på resten av nettet.

En oversikt over tilstanden i nettet gjør det mulig å tenke langsiktig når man planlegger. Man kan for eksempel se at det i en periode på noen få år vil komme en topp hvor mange komponenter må skiftes ut på grunn av tilstand. Av praktiske årsaker kan det være umulig å skifte ut alle komponenter på optimalt tidspunkt, og man ser at man må begynne utskiftningen før, for å kunne opprettholde god nok tilstand i nettet. I slike tilfeller (og ellers) kan feilstatistikk for nettet være et supplement til tilstandsdataene. Man må allikevel være forsiktig med å bruke slike statistikker fordi feil kan skyldes utenforliggende hendelser som for eksempel storm og skred, og ikke tilstanden i nettet. Fasit er et verktøy som kan brukes til dette da det knytter feil til mastepunkt.

En videreføring av tilstandsbasert vedlikehold, er risikobasert vedlikehold. I risikobasert vedlikehold ser man på risiko som produktet av sannsynlighet og konsekvens. Sannsynligheten for feil vil være avhengig av tilstand, teknisk løsning samt ytre faktorer. Konsekvensen av et utfall vil ofte være forbundet med kostnaden av en eventuell svikt i form av KILE. Men også andre faktorer som omdømme, HMS og viktig last, er konsekvenser man må ta hensyn til. Disse konsekvensene kompliserer regnestykket da det ikke er lett å måle kostnaden av disse. Den totale risikoen må veies mot totale vedlikeholdskostnader. Man må så langt det er mulig, prøve å sette en pris på risikoen og der det ikke er mulig, må skjønn brukes.

I HelgelandsKraft er det avdelingen *utvikling og vedlikehold* som har ansvaret for vedlikeholdet med følgende mandat:

«Sørge for at de totale økonomiske rammer for luftlinjer i høyspent fordelingsnett utnyttes mest mulig riktig, samt koordinere / tilrettelegge oppgaver og systemer for å oppnå dette.»
(HelgelandsKraft, Strategi og langtidsplan)

Som et ledd i å sørge for økonomisk optimalt vedlikehold, ble det laget en oversikt over hvor KILE-kostnadene kom til å bli størst. Hvordan KILE-kostnadene regnes ut har, etter dette ble laget, endret seg og blitt mer komplisert, og det er ikke like enkelt å finne ut hvor KILE-kostnadene vil være størst.

Selv om man ønsker å drive mer med enkeltutskiftninger, vil det av praktiske årsaker også måtte foregå mer omfattende utskiftninger av komponenter som liner og stolper. Dersom man kun drev med enkeltutskiftninger av stolper i HKs nett, er faren stor for at man ville få en opphoping av stolper som er i for dårlig stand. Helreovering vil også være aktuelt når tilstanden generelt er dårlig eller det er dyrt å skifte ut enkeltkomponenter.

(HelgelandsKraft, 2006)

2.2.1 Langtidsplaner

HK har i sin strategi valgt ut noen satsningsområder som de ønsker å prioritere og å lage langtidsplaner for.

1. Liner

Det er størst usikkerhet knyttet til liner, og det er lett å bytte andre komponenter samtidig med at linen skiftes ut. Liner i områder med høy korrosivitet skal spesielt prioriteres.

2. Stolper

Man må undersøke restkapasiteten til stolpene slik at man får et bedre bilde av tilstanden. Det vil også være aktuelt å lage en plan for hvordan man best mulig kan bytte ut stolpene med tanke på en mulig utskiftningstopp.

For å kunne basere vedlikeholdet på tilstandsutvikling, er det nødvendig med data for tilstandsutviklingen til de ulike komponenter i de forskjellige områdene. En tanke var å velge ut noen nettdeler og ha hyppigere kontroll av disse, for så å bruke utviklingen som ble funnet til å estimere tilstandsutviklingen til komponenter i tilsvarende områder. Foreløpig har ikke dette blitt gjennomført. Det er nå utført to tilstandskontroller for nesten alle nettdelene, og det vil gå ytterligere 10 år før man har en tredje kontroll. Spørsmålet er om man kan si noe om utviklingen med kun to punkt på tidsaksen. Det er heller ikke sikkert at hyppigere kontroller ville løst problemet, da

tilstandsutviklingen for komponenter i nettet ofte går sakte og man ikke ville fått noen eller kun små endringer.

(HelgelandsKraft, 2006)

2.3 Prosedyre for vedlikeholdstiltak

Tiltak i HK skal være risikobasert. Det innebærer at tiltak skal basere seg på sannsynligheten for feil, samt mulig konsekvens av feilen. Som et ledd i å oppfylle dette prinsippet, fører følgende punkt automatisk til tiltak i nettet:

A. Følgende skal medføre tiltak:

- Feil og mangler som kan utgjøre en fare for publikum, eller som er i strid med forskriftene.
- Komponenter med karakter 1.
- Komponenter med karakter 2, når det likevel foretas utkobling av andre grunner.
- Manglende driftsmerking eller feilmerking (utføres uten utkobling).
- Manglende eller for små topphetter, dersom dette kan utføres som AUS.
- Vedtatte planer for systematiske utskiftinger i HKs nett, vurdert samlet (jfr. linjeteam/tilstandsbase).

(Nordnes, 2005)

Det er kun komponenter med karakter 1 som fører til automatisk utskifting. Dersom det kreves utkobling for skifte av komponent med karakter 1, byttes også komponenter med karakter 2. Da ser man også på nabomaster og gjør en mer helhetlig vurdering av mastepunktet.

2.4 Befaringer

I tråd med krav fra myndighetene utfører HK årlige befaringer. Hvert 10. år er det krav om tilstandsbefering. Gjennom denne beferingen registreres tilstanden til komponentene i Prelib. Det blir gjennomført opplæring på de montørene som skal utføre tilstandskontroll for å sikre at kontrollen blir gjort likt, og for å sikre kvaliteten opplysningene Prelib gir. For mer informasjon om hvordan beferingene blir gjennomført og hvordan komponentenes tilstand blir avgjort, se vedlegg [A].

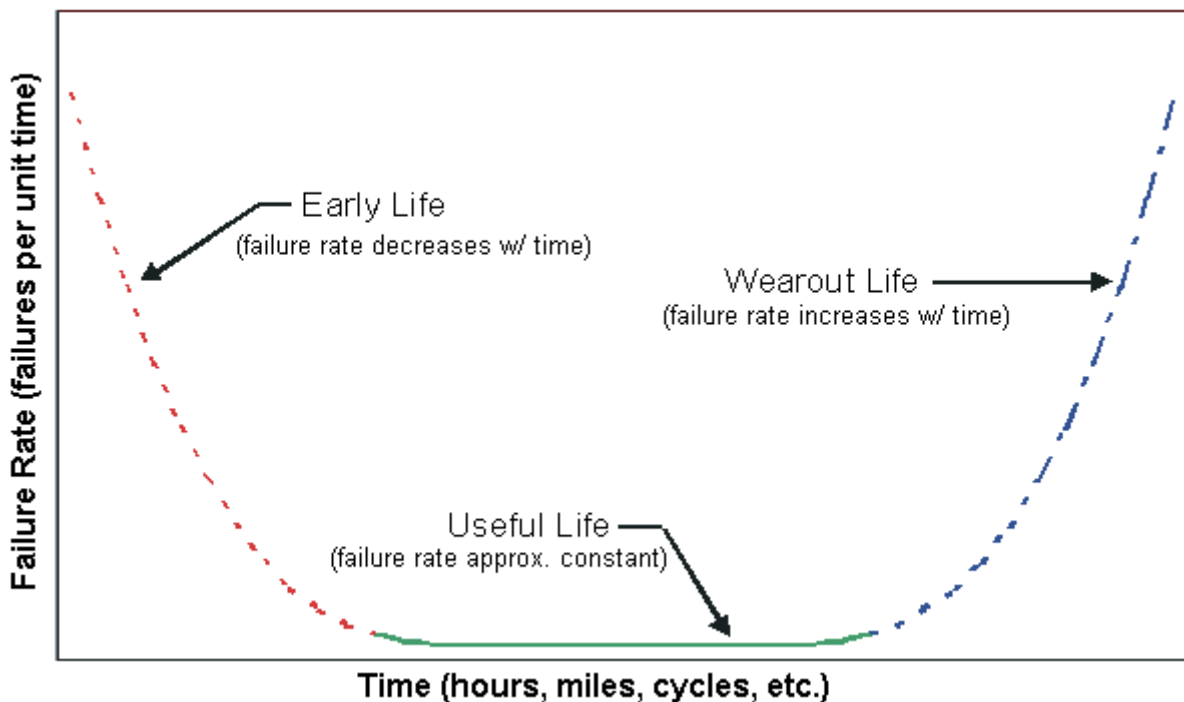
2.4.1 Prelib

Prelib er en database utviklet av HelgelandsKraft i et forsøk på å gå fra aldersbasert vedlikehold til tilstandsbasert vedlikehold. Alt fra hvordan komponenter skal bedømmes til resultatrapporter er en del av Prelib. I Prelib registreres poeng per komponent i nettet basert på hvilken tilstand komponenten befinner seg i. Poengskalaen går fra 1-5 der 1 angir dårligst karakter og 5 angir beste karakter. I tillegg til tilstandspoeng er operasjonsforhold som grunnforhold, elektrisk belastningsgrad og korrosivitet registrert per nettdel, og per komponent registreres blant annet komponenttype. Når en ny tilstandskontroll blir gjennomført på en nettdel, lagres de gamle opplysningene i historikken.

Man har på den måten mulighet til å undersøke utviklingen mellom utførte befaringer. For mer detaljert informasjon om Prelib og hvordan registreringene gjennomføres, se vedlegg [A].

3 Fra tidsstyrt til risikobasert vedlikehold

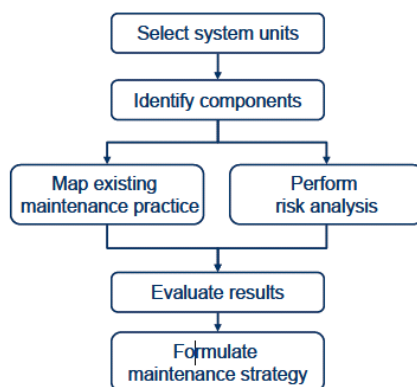
Når det gjelder nett, har det vært liten fokus på hvordan man best mulig kan drive vedlikehold og reinvesteringer da bransjen i lang tid var preget av nybygging. Tidligere baserte vedlikeholdet seg på teorien om at noen nyinstallerte komponenter vil svikte rett etter installasjon. Etter en stund vil dette avta, og man får en lang periode hvor ingen eller få komponenter må byttes ut. Når komponentene nærmer seg estimert levetid, vil feilraten igjen stige, og på et tidspunkt vil det være hensiktsmessig å skifte ut alle gjenværende komponenter i systemet. Dette er illustrert i Figur 2.



Figur 2 Illustrasjon av badekarkurven (weibull.com)

Denne kurven tar selvfølgelig utgangspunkt i en stor mengde komponenter. I et kraftnett vil levetiden kunne påvirkes av ulike operasjonsforhold, noe som kan resultere i at faktisk levetid blir både kortere og lengre enn forventet levetid. Man har begynt å se på andre måter å vurdere levetiden til komponenter, og mange anser badekarkurven for å være gammeldags.

Med økende vedlikeholdsutgifter, øker også fokuset på vedlikehold i nettet. Forskning har vist at det er økonomisk optimalt å skifte ut enkeltkomponenter basert på tilstand, istedenfor aldersbestemt helreovering. Da unngår man også å skifte ut noe som fungerer bra. SINTEF har utarbeidet en metode for hvordan man kan etablere en prosedyre for risikobasert vedlikehold i en bedrift. Prosedyren er oppsummert i Figur 3.

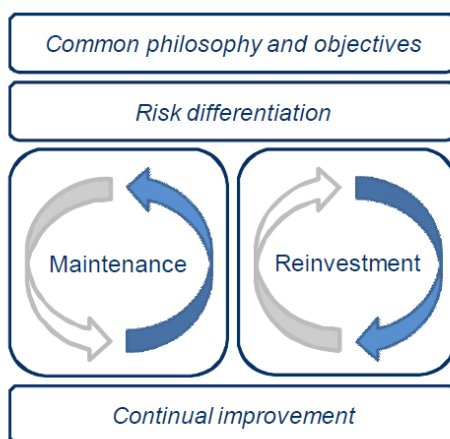


Figur 3 Hvordan en vedlikeholdsstrategi kan etableres (Nybø og Nordgård, 2010, side 10)

3.1 Definisjoner

3.1.1 Vedlikehold og reinvestering

Vedlikehold og reinvestering er nødvendig for å opprettholde ønsket funksjon av, i dette tilfellet, strømnettet. Etter hvert som komponenter eldes og blir utsatt for påkjenninger, vil deres funksjonalitet svekkes. Det blir derfor et samspill mellom vedlikehold og reinvestering. Man driver vedlikehold så lenge det er teknisk og økonomisk lønnsomt. Når det ikke er lønnsomt lenger, eller når komponenten nærmer seg slutten av levetiden, blir det aktuelt med reinvestering. Dette samspillet mellom vedlikehold og reinvestering er skissert i Figur 4.



Figur 4 Samspill mellom vedlikehold og reinvestering (Nybe og Nordgård, 2010, side III)

Vedlikehold og reinvestering defineres på følgende måte:

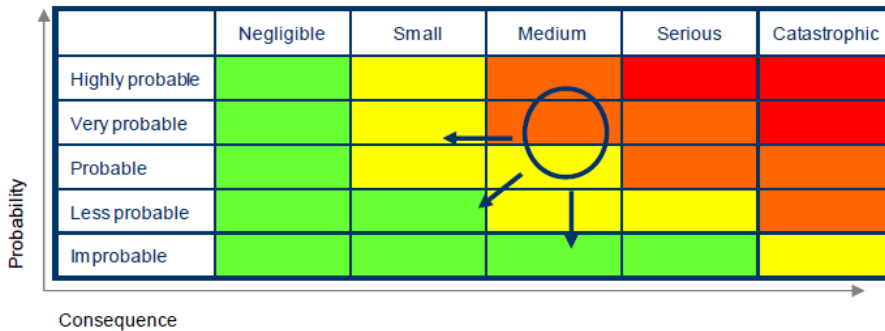
- Gjenopprette, opprettholde eller forbedre en komponents tilstand
- Gi informasjon vedrørende komponenter og deres tilstand
- Erstatte og/eller modifisere komponenten (reinvestering)

Man skiller ofte mellom korrigerende og preventivt vedlikehold.

(Nybø & Nordgård, 2010)

3.1.2 Risiko

Risiko er definert som produktet av sannsynligheten for feil og konsekvensen av feil. Man setter opp de ulike konsekvensene en feil kan ha for så å vekte dem. Siden det ikke er naturlig eller mulig å kvantifisere alle konsekvenser, kan heller en risikomatrix som kombinerer sannsynligheten og konsekvensen, settes opp. Eksempler på konsekvenser som er vanskelig å kvantifisere, er miljøpåvirkninger og tap av omdømme.



Figur 5 Eksempel på risikomatrix (Nybe og Nordgård, 2010, side 6)

I matrisen (se Figur 5) brukes fargekoder for å indikere risikoen. Rød fargekode indikerer at tilstanden er uakseptabel og at tiltak må iverksettes. Grønn fargekode indikerer at tilstanden er akseptabel og at man ikke trenger tiltak i denne omgang.

Det understrekes også at sannsynligheten for feil ikke er konstant med tiden. Risikomatriksen gir kun et stillbilde av situasjonen. I en analyse må man ta hensyn til at sannsynligheten for feil kommer til å øke med tiden.

(Nybø & Nordgård, 2010)

3.2 Poengskala

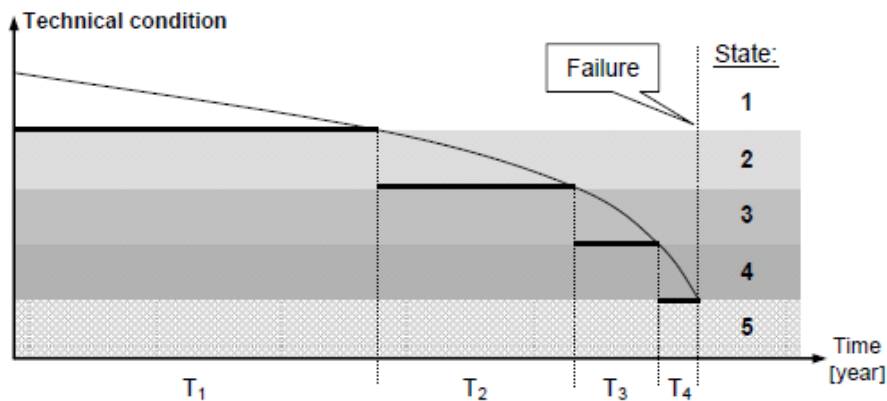
SINTEF foreslår en poengskala for å klassifisere komponenters tilstand. Denne skalaen er vist i Figur 6.

State	Description
1	No indication of degradation. 'As good as new'.
2	Some indication of degradation. Condition noticeably worse than 'as good as new'.
3	Serious degradation. Condition considerably worse than 'as good as new'.
4	The condition is critical.
5	Fault

Figur 6 Klassifisering av komponenters tilstand (Nybe og Nordgård, 2010, side 4)

Denne skalaen går også fra 1-5. Karakteren 1 indikerer at tilstanden er så god som ny, og karakteren 5 indikerer svikt. Denne skalaen er nesten identisk med skalaen de bruker i HK, med unntak av den omvendte rekkefølgen på poenggivingen og at laveste poeng her indikerer svikt. Med bakgrunn i tilstand kan man sette opp levetidskurver for komponentene. Hvor lenge den er i hver tilstand, vil

variere ut fra komponent type, teknisk løsning og andre påkjenninger. Levetidskurven defineres på grunnlag av disse faktorene. Et eksempel på hvordan en livstidskurve kan se ut, er vist i Figur 7. Man ser at tiden en komponent oppholder seg i en tilstand blir kortere etter hvert som tilstanden blir dårligere.



Figur 7 Eksempel på levetidskurve (Nybe og Nordgård, 2010, side 4)

(Nybø & Nordgård, 2010)

3.3 Vedlikeholdsstrategi

Det første man må gjøre, er å dele opp systemet i mindre deler, for deretter å identifisere hvilke komponenter disse delene består av. Det kan også være aktuelt å gå enda mer i detalj enn komponentnivå. Type teknologi brukt i komponenten er et eksempel på dette. Deretter ser man på dagens praksis og utfører en risikoanalyse.

Innenfor risikoanalyse anbefales en inndeling av sannsynligheten som oppgitt i Figur 8.

EXAMPLE 6 Probability scales

P5 - Highly Probable	More often than once a year
P4 - Very Probable	Once every 1-10 years
P3 - Probable	Once every 10-100 years
P2 - Less probable	Once every 100-1 000 years
P1 - Improbable	Less than once every 1 000 years

Figur 8 Sannsynlighetsskala (Nybe og Nordgård, 2010, side 15)

Hvilken sannsynlighetsklasse man plasserer komponenten i, kan basere seg på tilstandsvurdering, levetidsestimat, ekspertvurdering eller statistikk. Med tanke på tidsperspektivet i analyse av kraftnett, må sannsynlighetsskalaen tilpasses. Hvilken sannsynlighetsskala som brukes, avhenger av hva man undersøker.

Man må også lage konsekvensskalaer. Siden det er mange ulike typer konsekvenser, bør man ha en skala for hver type. Under er et eksempel på en konsekvensskala for kategorien sikkerhet. Andre konsekvensklasser kan for eksempel være leveringspålitelighet eller miljø. Erfaringer har vist at en 5x5 risikomatrix gir god nok nøyaktighet.

EXAMPLE 7 Consequence scales

For the consequence category *safety* the following intervals may be used:

C5 - Catastrophic	One or more deaths – many serious injuries
C4 - Serious	More than one person with serious injury
C3 - Medium	Medium to serious injuries
C2 - Small	Minor injuries
C1 - Negligible	No injuries

Figur 9 Konsekvensskala (Nybe og Nordgård, 2010, side 16)

Dagens praksis og risikoanalysen danner grunnlaget for en ny vedlikeholdsstrategi. Strategien skal si noe om hva som skal gjøres og når, for hver av delene i systemet. Dette kan være en funksjon av mange variabler som: alder, ekstremvær, tilstand eller andre hendelser. Det må også være klart hva som trigger en reinvesteringsanalyse. Man vil da se på om man fortsetter vedlikeholdet eller gjør en reinvestering og eventuelt hvilken reinvestering man vil utføre. Det er viktig at det er kortere vei til analyse for høyrisiko-komponenter, og hva som trigger de ulike komponentene bør derfor differensieres.

I en reinvesteringsanalyse vil man se på økonomisk lønnsomhet av ulike alternativ. Det er viktig at alle alternativene er reelle. Disse blir så sammenlignet. Ofte vil kostnadene knyttet til vedlikehold og ILE bli redusert ved en reinvestering. Slike elementer tas med i nåverdianalysen. Etter å ha utført analyser, vil det være aktuelt å legge vedlikeholdsplaner med ulik lengde, fra 1-30 år. Detaljnivået i disse planene vil naturligvis variere mye.

Etter å ha implementert denne måten å drive vedlikehold på, er det viktig å evaluere resultatet. Har man den kunnskapen man trenger for å ta avgjørelser? Trenger man annen informasjon om komponentene? Det er også viktig å tilpasse seg endringer og ny kunnskap. Best practice er også noe som kan være lurt å se på og lære av.

3.4 Andre metoder for risikostyrt vedlikehold

Det finnes flere forslag til hvordan man kan/bør drive vedlikehold i kraftnett. Under er to av disse presentert. Selv om det er forskjeller mellom de ulike teoriene, vektlegger de begge viktigheten av risikostyrt vedlikehold.

3.4.1 RENblad

RENblad er noe som brukes av de fleste nettselskap for å finne ut av hvordan ting gjøres. REN (Rasjonell Elektrisk Nettvirksomhet) jobber for «... standardisering av materiell og metoder for norske nettselskap.» Et RENblad beskriver ofte hvordan en spesifikk ting skal gjøres. Et eksempel på et RENblad er *Distribusjonsnett – Vedlikeholdsstrategi*. Bakgrunnen for dette REN-bladet er følgende paragrafer i FEF 2006 (Forskrift om forsyningsanlegg).

§1-1 Formål

Elektriske anlegg skal prosjekteres, utføres, driftes og vedlikeholdes slik at de sikkert ivaretar den funksjon de er tiltenkt uten å fremby fare for liv, helse og materielle verdier.

§2-1 Prosjektering, utførelse, drift og vedlikehold

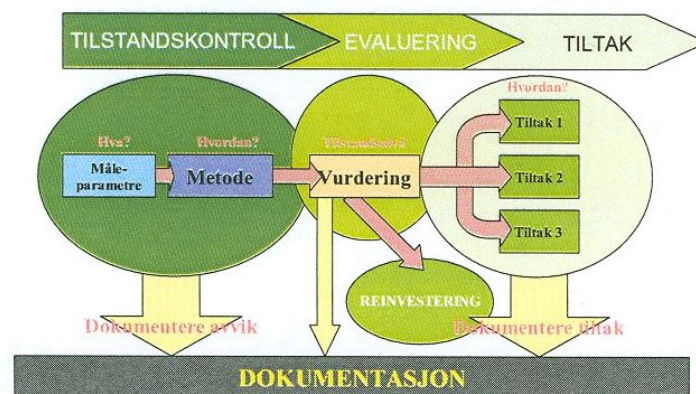
Elektriske anlegg skal prosjekteres, utføres, driftes og vedlikeholdes slik at de sikkert ivaretar den funksjon de er tiltenkt uten å fremby fare for liv, helse og materielle verdier.

Anlegg og utstyr skal være robust og egnet for alle påregnelige påkjenninger. Anlegg skal være fagmessig utført.

§2-13 Arbeid med drift og vedlikehold av anlegg

Anlegg skal være slik at personell trygt og rasjonelt kan utføre oppgaver tilknyttet drift og vedlikehold, ved alle forhold og på alle steder i anlegget.

Videre vektlegges det at en vedlikeholdsstrategi må gripe inn i alle primæraktiviteter til nettselskapet og ikke kan stå alene som en egen del. Det er også viktig å få en oversikt over nettet slik at man enkelt kan sette inn innsatsen hvor virkningen vil være størst. Dette gjelder KILE, omdømme, HMS og tilstand. Fordi det ikke tas hensyn til komponenters arbeidsmiljø i dagens vedlikeholdsstrategi, blir i følge RENbladet, komponenter byttet før de må. Med en omlegging av vedlikeholdet hvor bruk av risiko og mer tilstandsovervåkning blir tatt i bruk, kan man unngå at komponenter byttes for tidlig. Man kan også fange opp de komponentene som har en tilstandsforverring som går hurtigere enn antatt. På denne måten vil den økte overvåkingen lønne seg.



Figur 10 Forslag til vedlikeholds prosess (REN-blad, side 7)

Figur 10 oppsummerer hvordan REN mener flyten i tilstandskontrollen burde være. Det understrekes også at rutiner og prosedyrer er viktig å ha på plass i dette arbeidet.

(Rasjonell Elektisk Nettvirksomhet, REN, 2010)

3.4.2 Tilstandsbasert risiko styring

David Hughes har sammen med nettselskap i England utarbeidet en 8-trinns modell som kan følges for å forbedre vedlikeholdet i nettet og for å kunne ta avgjørelser på et bedre grunnlag. Metoden er som følger:

1. Definere tilstanden til komponentene. Definere indikasjoner på tilstanden til komponenten og hvor man på grunnlag av disse gir komponenten en karakter ifra 1-10. 1 indikerer best mulig tilstand mens 10 indikerer verst mulig.
2. Lenke sammen tilstand og ytelse. Finne en sammenheng mellom tilstandskarakteren som er gitt og forventet sannsynlighet for svikt.
3. Estimere framtidig tilstand og ytelse. Bruk kunnskap om forringelsesprosessen til komponenten sammen med kunnskap om tilstand. Kalkuler framtidig feilrate basert på framtidige tilstandskarakterer.
4. Evaluere potensielle tiltak med tanke på sannsynlighet for svikt og feilrater. Juster framtidig tilstandskarakter ved eventuelle tiltak, og kalkuler nye feilrater.
5. Definer og vekt konsekvensene ved feil.
6. Lag en risikomodell. Kombiner sannsynlighet og konsekvens av svikt innenfor hver av kategoriene. Resultatene bør så langt det lar seg gjøre kvantifiseres enten i form av kostander, feilrate, ILE, alvorlige skader også videre.
7. Evaluer ulike tiltak med tanke på risiko. Juster risikoen ved eventuelle endringer og evaluer sannsynlighet og konsekvens på nytt samt kvantifiser endringen i risiko.
8. Revurder og tilpass informasjon og prosess. Lær av prosessen og identifiser muligheter som kan implementeres.

Gjennom utarbeidelse av og utprøving av metoden ble det klart at kunnskapen som trengs for å gjennomføre metoden ofte er å finne i selskapet fra før, men man må bli den bevisst og sette den i system. I utarbeidelse av hva som bestemmer tilstanden til en komponent, må man forsikre seg om at disse er reelle. De må gi en fornuftig definisjon av hvilken tilstand komponenten er i.

Tilstandsutvikling knyttes til alder, degraderingsprosess og annen tilleggsinformasjon.

Sannsynligheten for svikt som kobles opp mot komponenten må være i samsvar med tilstand. Et eksempel er vist i Figur 11.

(Hughes, 2005)

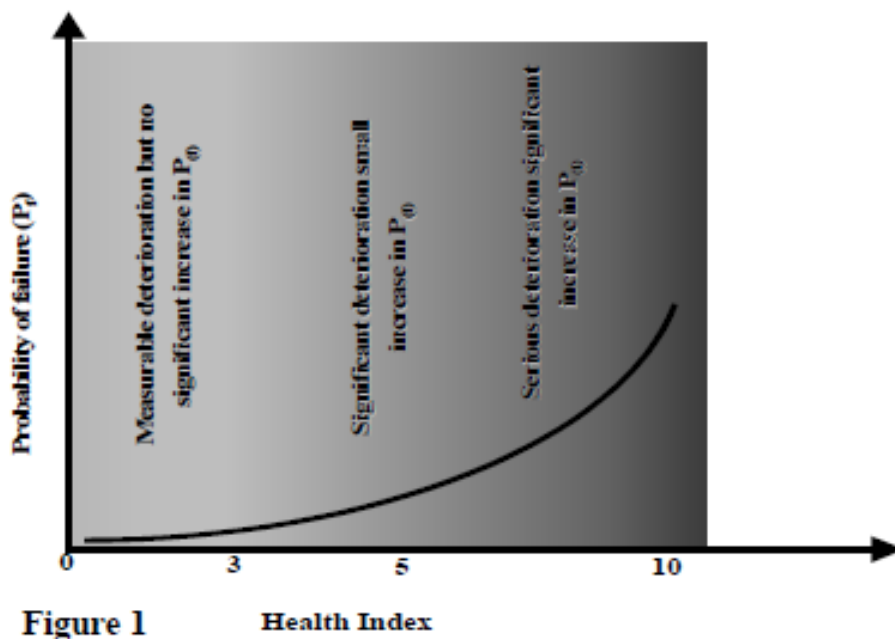


Figure 11 Sammenhengen mellom tilstand og sannsynlighet for svikt (Hughes, 2005)

Risikobasert vedlikehold har blitt mer og mer aktuelt. Hughes foreslår å dele risiko inn i fire kategorier: Økonomi, sikkerhet, miljø og pålitelighet. Til disse må man søke å knytte kvantifiserbare størrelser. Andre typer risiko kan som regel fungere som underkategori, i en av de overnevnte kategorier. Hughes definerer risiko som sannsynligheten for tap eller motgang på grunn feil i en nettverkskomponent.

Økonomisk risiko er en kombinasjon av sannsynlighet for en hendelse og dens konsekvens. Det er flere mulige feilscenarier; en hendelse kan gi flere konsekvenser. Måten å beregne økonomisk konsekvens av en hendelse på, er å regne gjennomsnitt av konsekvenser vektet etter relativ sannsynlighet. Denne gjennomsnittlige risikoen brukes så når man skal finne risikoen slik som vist i ligning 1. Utrekning av den gjennomsnittlige konsekvensen er vist i ligning 2. Utdypende forklaringer av formlene er i (Hughes, David; Pears, Tracy; Tian, Yuan;, 2008)

$$Risk_{t,i} = PoF_{t,i} \sum_{j=1}^m (CoF_{I,j} \cdot Crit_{i,j}) \quad (1)$$

$Risk_{t,i}$ = risikoen assosiert med komponent i i år t

$PoF_{t,i}$ = sannsynligheten for svikt av komponent i i år t

$CoF_{I,j}$ = gjennomsnittlig konsekvens j av svikt i komponentgruppe i

$Crit_{i,j}$ = relativ kritikalitet j for komponentgruppe i

m = antall konsekvenskategorier

$$CoF_{I,j} = \sum_{k=1}^n PoF_{I,k} \cdot CoF_{I,k} \quad (2)$$

$PoF_{I,k}$ = relativ sannsynlighet for svikthendelse k for komponent i gruppe I

$CoF_{I,k}$ = gjennomsnittlig konsekvens av svikthendelse k for komponent i gruppe I

n = antall ulike svikthendelser

Ved å bruke illustrerende resultat ser man viktigheten av å ta hensyn til tilstandsutviklingen i løpet av en analyseperiode.

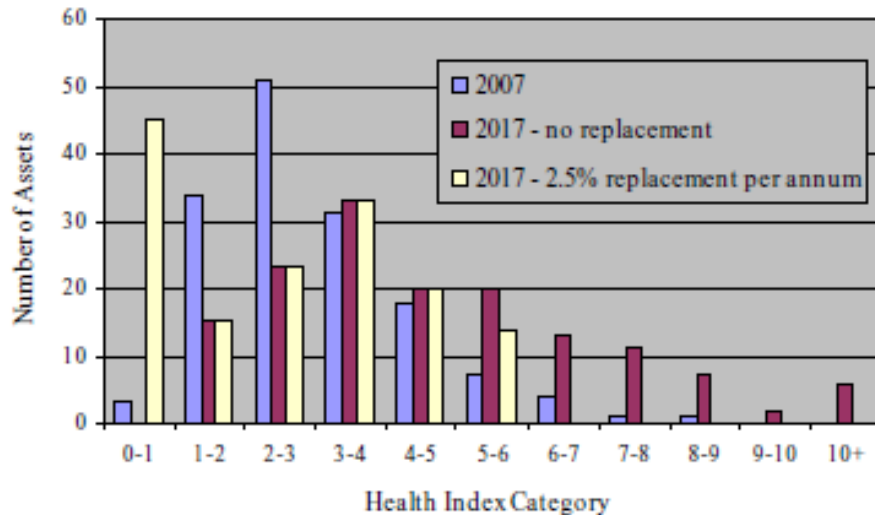


Fig. 3. Current and Future Health Index Profiles for Grid Transformers

Figur 12 Sammensetning av tilstandskarakterer nå og om 10 år (Hughes, 2008)

I Figur 12 ser man at det er få enheter som har høy tilstandskarakter i 2007. Antallet med høy karakter har økt betraktelig i løpet av 10 år dersom det ikke har blitt utført vedlikehold eller utskiftninger. I figuren er det også lagt inn et scenario der 2,5 % skiftes ut årlig, og som resulterer i at man ikke har noen enheter med høye karakterer i 2017. Når man planlegger vedlikehold, må man sammenligne utviklingen i nettet med tanke på risikoutviklingen man får med eller uten vedlikehold.

Ved investeringer bruker man nåverdimetoden til å sammenligne ulike alternativ til vedlikehold. Det er viktig at alternativene sammenlignes mot et felles nullalternativ. Typisk vil et nullalternativ være å vente til neste analyseperiode eller minimalt vedlikehold slik at alternativet er reelt.

Investeringsanalysen ser på når det er mest økonomisk å gjennomføre vedlikehold og hvilke kostnader de ulike alternativene gir. Etter å ha fastlagt mulige alternativ, gjør man en økonomisk optimalisering.

(Hughes, 2005) (Hughes, David; Pears, Tracy; Tian, Yuan;, 2008)

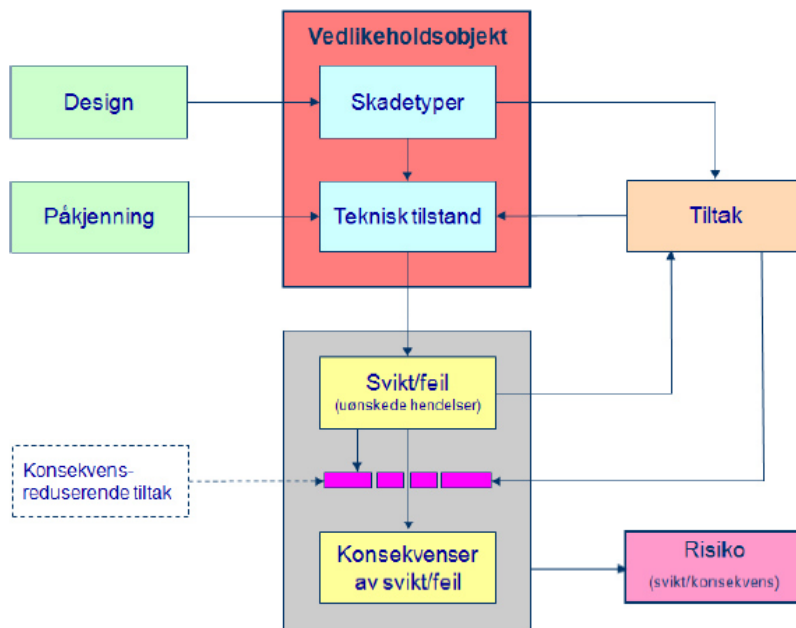
3.5 Sviktmekanismer

For å undersøke tilstanden til komponenter i nettet, må man kartlegge hva som forringer tilstanden til komponenter. Typiske skader er:

- Råte
- Korrosjon
- Forvitring
- Utmatting
- Deformasjon/forskyving
- Løse/defekte deler

For en mer spesifikk oversikt over skadetyper fordelt per komponent, se vedlegg [B]. Det er også viktig å være klar over at ulike varianter av en komponent kan være utsatt for forskjellige typer skader.

Ettersom tilstanden forverres, øker risikoen for at komponenter ikke klarer å opprettholde dens påkrevde funksjon: komponenten svikter. Det er en sammenheng mellom design, skadetyper, tilstand, svikt og konsekvenser. Denne er fremstilt i Figur 13.

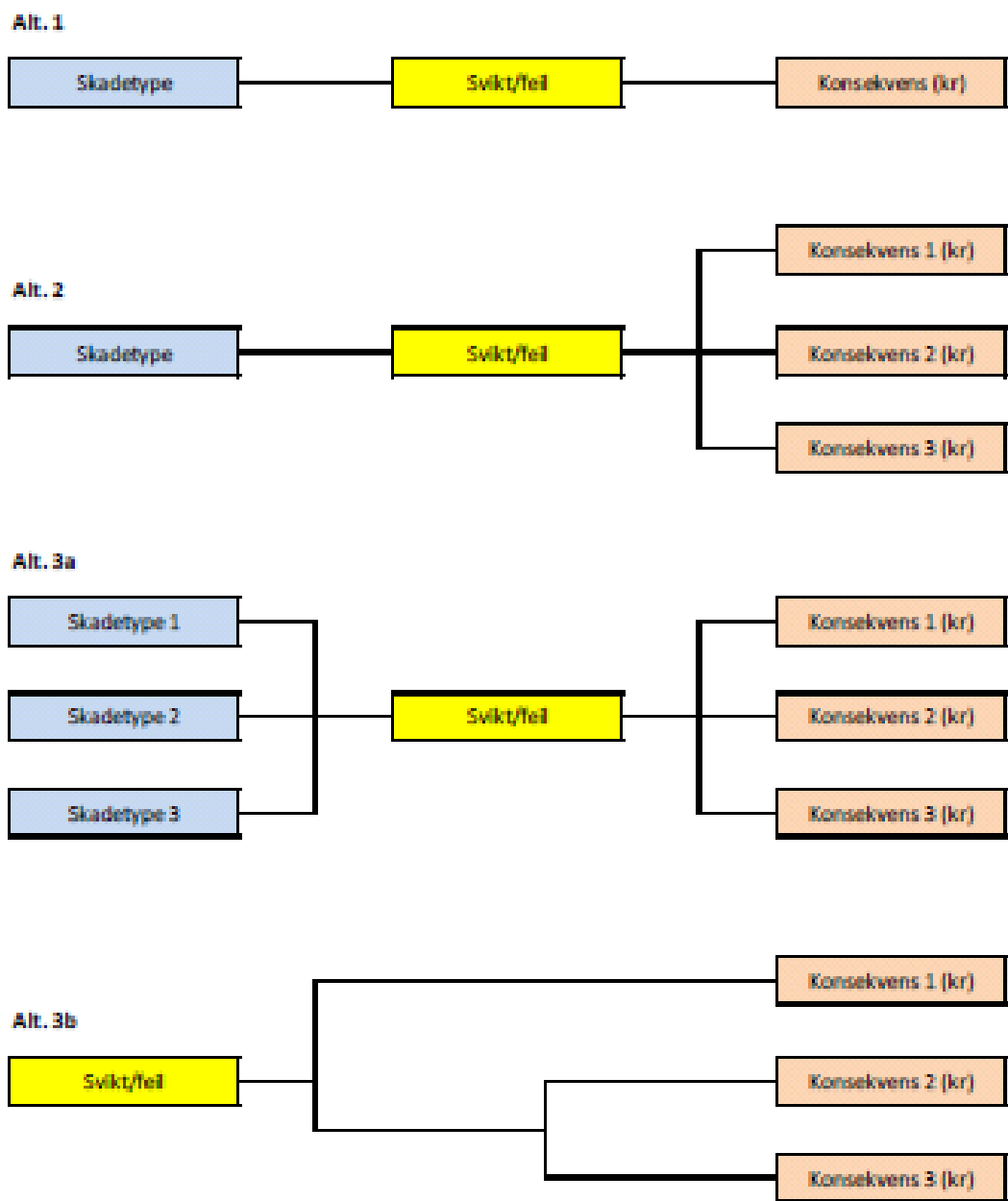


SINTEF Energi AS

Figur 13 Hovedelement i foreslått sviktmodell. (Solvang, et al., 2011)

Som modellen viser, vil tilstanden til en komponent avhenge av tiltak, skadetype, design og påkjenning. Svikt er dermed indirekte avhengig av disse parameterne gjennom teknisk tilstand. Det er også en direkte sammenheng mellom teknisk tilstand og svikt/feil: Når den tekniske tilstanden forringes, øker sannsynligheten for svikt. For mer informasjon om modellen se (Solvang, et al., 2011).

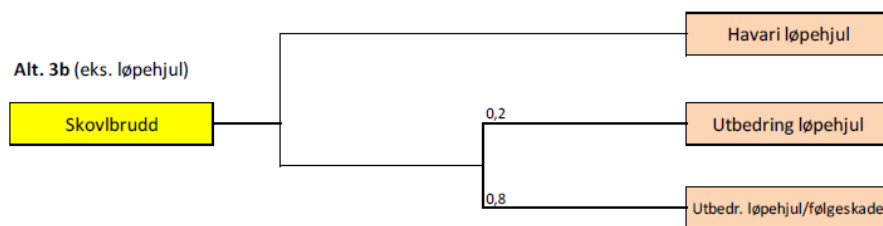
For hver feil kan det følge en eller flere konsekvenser, eller en svikt kan starte en dominoeffekt av konsekvenser. Avbrudd er en konsekvens som kan ha flere årsaker: isolatorsvikt, line ryker osv. Disse ulike formene for feilmekanismer er illustrert under Figur 14 i form av hendelsestre.



Figur 2.2: Eksempler på sviktmodeller.

Figur 14 Eksempler på sviktmodeller (Solvang, et al., 2011)

Her er det også mulig å oppgi sannsynligheter for hendelser dersom det er ønskelig og man har muligheten til det. Sviktmodellen vil da se slik ut:



Figur 15 Eksempel på sviktmodell med oppgitt sannsynlighet (Solvang, et al., 2011)

For å bestemme lønnsomheten av vedlikehold eller reinvestering, må man først finne sannsynligheten for svikt. Deretter ser man nærmere på mulige konsekvenser av svikt. Sannsynligheten for hver enkelt konsekvens er en betinget sannsynlighet gitt av følgende ligning:

$$P(\text{konsekvens}) = P(\text{svikt}) * P(\text{konsekvens} | \text{svikt}) \quad (3)$$

Sintef har også foreslått en etableringsprosess for sviktmodeller for vannkraftverk. De samme prinsippene vil gjelde for vedlikehold av kraftledninger. Prosessen er grundigere forklart i (Solvang, et al., 2011). Med bakgrunn i denne prosessen og Prelib, kan man se på hvordan en slik modell vil bli for et kraftnett. Vedlikeholdsobjektene i nettet vil være de komponentene som allerede er definert i Prelib. I tillegg er også trasé et vedlikeholdsobjekt i denne sammenhengen. Det finnes ikke noen standardisering angående feiltyper, levetidskurver eller konsekvenser av feil for disse komponentene. Tiltak for å unngå svikt for komponentene er i noen grad dokumentert.

Vedlikeholdsobjekt:

1. Stolpe
2. Travers
3. Isolator
4. Bryter
5. Bardun
6. Trase
7. Line
8. Bendsel

Bakgrunnsinformasjon per komponent er også gitt i Prelib samt informasjon om operasjonsforhold.

Levetidskurver per komponent mangler. Disse kan spesifiseres med bakgrunn i data i Prelib og ekspertvurderinger. Når dette er etablert, kan restlevetid og sannsynligheten for svikt estimeres. Sintef har utarbeidet et dataverktøy som gjør dette arbeidet enklere: Optimal Maintenance Tool Box(OMTB). Verktøyet ble laget for å analysere lønnsomheten og behovet for utskiftninger av komponenter. Verktøyet er en prototype og egner seg ikke per dags dato til direkte bruk når det gjelder kraftledninger. Men mye av det som er i modellen kan allikevel brukes når man skal analysere vedlikehold i kraftledninger. Funksjonalitetene til OMTB som er relevant for oppgaven, er:

- Nåverdberegninger

- Estimere sviktsannsynlighet basert på tilstand

(Solvang, et al., 2011) (Welte, et al., 2011)

3.5.1 Estimering av sviktsannsynlighet

For å estimere restlevetid og sannsynlighet for svikt, trenger man enten levetidskurver for komponenten eller gjennomsnittlig forventet restlevetid (MRL) og 10th percentile (tilnærmet lik worst case). Figur 16 viser hvilke muligheter man har i OMTB.

Estimation of failure probability (EFP)		SINTEF	
Date: 2011-03-02 Version 3.1 SINTEF Energy Research			
Exit	Use life curves or define life curves	Carry out a simple evaluation	Use erlier evaluation
Database	Life curves	10th percentile and mean value	Load result file
Info			

Figur 16 Menyvalg i OMTB (Welte, et al., 2011)

Levetidskurvene baserer seg på en forringelse av kvaliteten til komponenten som skjer gradvis på grunn av aldring og ikke på grunn av ytre hendelser. Levetidskurver kan defineres i programmet. Det tas utgangspunkt i samme klassifisering av tilstander som Energi Norge: En skala fra 1-5 der 1 indikerer så god som ny og 5 indikerer feil. En komponent vil være i tilstanden 1-4 en viss tid angitt som $T_1 - T_4$. Disse er stokastiske variabler og det brukes sannsynlighetsfordelinger til å modellere levetidskurvene.

For å definere en ny levetidskurve går man igjennom en åtte-skriggs prosedyre:

1. Beskrive komponenten som levetidskurven skal gjelde for.
2. Definere hvilken feilmekanisme levetidskurven gjelder for.
3. Definere hva som er normal arbeidstilstand for komponenten. Her kommer blant annet grunnforhold og klimatiske forhold inn.
4. Definere kriterium for hvilken tilstand en komponent befinner seg i.
5. Oppgi lengde og variasjon på T_1-T_4
6. Definere andre operasjonstilstander slik at dersom disse inntreffer, vil T_1-T_4 endres med ΔT .
7. Definere konsekvens av en eventuell svikt
8. Tilleggsinformasjon

For å direkte estimere levetidskurver, må både gjennomsnittlig varighet i hver tilstand og kortest observerte tid i hver tilstand oppgis.

Når levetidskurven er etablert, kan denne brukes for å estimere årlig sviktsannsynlighet og restlevetid for komponenter. Best mulig estimat får man dersom man har opplysninger om tilstanden ved analysetidspunkt eller for en kort tid tilbake. Dersom man ikke har opplysninger om tilstand, må alder oppgis.

Estimeringen gir:

- Årlig sviktsannsynlighet
- Årlig kumulativ sviktsannsynlighet

(Welte, et al., 2011)

3.5.2 Nåverdiberegninger

Nåverdiberegningene i programmet ser på hvor mye man sparer ved å iverksette tiltak. Det man sparer blir ansett som en inntekt. Resultatet sier hvor lønnsomt et prosjekt er nå. Programmet håndterer flere sviktmekanismer på en gang, og man kan legge inn sannsynlighet for svikt for hver av dem. For å beregne lønnsomheten vurderer man kostnader (ressurser, utilgjengelighet, vedlikeholdskostnader, andre), inntekter (økt virkningsgrad, økt pålitelighet, unngå framtidig kostnad, annet) og sannsynligheten for svikt.

En nåverdiberegning diskonterer verdiene i analyseperioden til et gitt år. Vanligvis diskonteres verdiene ned til starten av analyseperioden. Normalt sett korrigeres det også for restverdi i beregningen.

4 Case og mulighetssøk

For å få en klarhet i hvilke problemstillinger det ønskes å få svar på, ble tre case studert. I tillegg ble det utført en intervjurunde på HK for å undersøke ansattes forhold til vedlikeholdet av nettet.

4.1 Intervju /mulighetssøk

Ansatte ved HK ble intervjuet for å undersøke følgende:

- Hvordan bruker de databasen per dags dato?
- Hva har tilstanden og tilstandsutviklingen i nettet å si for deres arbeidsoppgaver?
- Hvordan kan bedre informasjon om tilstanden i nettet være til hjelp for dem?
- Hva savner man av informasjon angående tilstand i nettet?

Personer fra alle avdelinger og med arbeidsoppgaver som kunne mistenkes å ha bruk for data fra Prelib, ble intervjuet. I alt ble 13 personer intervjuet enten via mail, telefon eller møte.

Gjennom intervjuene kom følgende ønsker frem:

4.1.1 Et bedre dataverktøy

Med et bedre dataverktøy kan kommunikasjonen mellom de ulike avdelingene som har bruk for tilstandsdata, forenkles og bli bedre. Spesielt kommunikasjon mellom montasje og netteier kan forenkles ved at begge parter til enhver tid har tilgang til et datasystem der informasjon om hva som er planlagt og hva som er gjort er registrert og oppdatert. Også for andre avdelinger som for eksempel kundesenter og driftsavdelingen vil dette være nyttig, og informasjonen som disse sitter på kan også være nyttig for netteier. Det er mye informasjon og kunnskap om nettet og dets tilstand, men det er vanskelig å nyttiggjøre seg den per dags dato fordi den er spredt og det mangler prosedyrer for å bedre informasjonsflyten.

4.1.2 Flere langtidsplaner

Det er mye nett som skal vedlikeholdes, og det ønskes derfor langtidsplaner som viser hva man kan forvente seg av vedlikehold de neste 10 årene. Dette både for å få en bedre prioritering og styring på vedlikeholdet, men også for å forsikre seg om at man ikke skyver en utskiftningstopp foran seg og at man har nok mannskap til å ta det vedlikeholdet som kommer.

4.1.3 Prosedyrer for å prioritere enkelttiltak

Per dags dato bestilles enkelttiltak av netteier. Montasje får da en liste med enkelttiltak som skal utføres. Listen er ikke prioritert, slik at montasje utfører oppdragene i den rekkefølgen de ønsker. Det har ikke vært nok tilgjengelige ressurser for å utføre alle enkelttiltakene. Som en konsekvens av dette, er det ikke sikkert at det er de viktigste tiltakene som blir gjennomført. Listen burde derfor oppgi prioritet på tiltakene. Det burde ikke overlates til montasje å prioritere, da de verken har oversikt over tilstandsdaten eller vet hva som burde prioriteres.

4.1.4 Bruke informasjonen i Prelib bedre

Det er et ønske om å nyttiggjøre seg informasjonen i Prelib bedre, spesielt til å planlegge bedre. Man burde ha en prosedyre for hvordan Prelib skal brukes som også evaluerer prosedyren, slik at man hele tiden får et fokus på hvordan man kan bruke informasjonen, og om man får det man trenger. Prosessen burde være en lukket sløyfe.

For mer detaljer om resultatet fra intervjuene, se vedlegg [C].

4.2 Case studie

Casene er plukket ut av netteier i HK og er reelle problemstillinger. Først blir casene presentert og man ser på bakgrunnsinformasjon, tilstand og utvikling. Deretter blir problemstillingene knyttet til casen konkretisert, og man ser på mulige løsninger til casen. For å finne optimalt alternativ til løsning, undersøkes mange alternativer for å illustrere at det finnes mange måter å løse et problem på. Etterat alternativene er satt opp med sine respektive konsekvenser, vurderes det om man går videre med alternativet eller ikke. Avgjørelsen tas på grunnlag av (konsekvensene og) risikoen som er knyttet til sikkerhet, pålitelighet, omdømme og miljø, for hvert alternativ. De planlagte kostnadene til hvert alternativ blir satt opp, og nåverdiberegninger blir utført på disse. Siste steg i analysen er å se på risikoen for uforutsette kostnader (KILE og reparasjonskostnader) i hvert alternativ. Når man skal sammenligne alternativ, er det viktig å ha en definert analyseperiode og et referansealternativ å sammenligne opp mot. For case 1, 3 og 4 ble analyseperioden satt til 20 år, og tiltakene ble fordelt utover denne perioden. I case 2 ble analyseperioden satt til 10 år siden dette vil være en passende lengde på en langtidsplan. Det vil være for mye usikkerhet knyttet til en plan med et lenger perspektiv. Der et viktig å ta med i beregningene at tilstanden til komponentene endrer seg i løpet av analyseperioden. Dette blir ivare tatt når man beregner årlig sannsynlighet for svikt.

I HK skiller det mellom reinvestering og større vedlikehold basert på kostnaden av et tiltak. I casene er reinvestering brukt om det å bygge noe nytt, mens større vedlikehold omfatter vedlikehold som går utover enkeltutskiftningene.

4.2.1 Case 1 – Dårlig tilstand

Nettdel 007-Laf ligger i Brønnøy kommune og kommer dermed inn under montørgruppe Brønnøysund. Nettdelen er lang, og hovedledningen er totalt 35,174 km. Mye av linene på avgreiningene består av FeAl16 og FeAl25, mens det varierer mye på hovedledningen. Det er flere skillebrytere på hovedledningen og mot noen av avgreiningene. Det er skillebryter mellom aktuell strekning, som ligger mot tamp, og resten av nettdelen. Det er kun ensidig forsyning inn til kundene på denne nettdelen hvor også et oppdrettsanlegg ligger.

Faktorer som påvirker vedlikeholdet på nettdelen:

- Ny produksjon
- Bygging av tunnel
- Krevende terreng
- Middels korrosivt miljø

En strekning på nettdel 007-Laf har flere tilstandsanmerkninger, og det ville normalt sett bli iverksatt tiltak. Men det er på grunn av ny produksjon planlagt å rive linjen på denne strekningen når den nye forsyningen er på plass. Fram til rivning er det ønskelig å bruke minst mulig ressurser på strekningen. I forbindelse med at det ble bygd tunnel på deler av strekningen, ble det vurdert å legge kabel gjennom tunnelen. Dette ble forkastet av HK på grunn av ønsket om å bruke minst mulig ressurser på strekningen.

I ettertid har det vist seg at utbyggingen av ny produksjon tar lengre tid enn først antatt, og tilstanden på strekningen har forverret seg. Det er uvisst når det vil bli innvilget konsesjon for ny produksjon og når denne vil være ferdig installert. Strekningen er værutsatt og ligger i et krevende terreng. Dette medfører høy risiko for kostnader knyttet til reparasjoner. Fordelen med å legge deler av strekningen i kabel, er at man samtidig kvitter seg med risikoen som er knyttet til den.

Problemstillinger:

- Burde forsyningen legges i kabel?
- Hvor lenge kan man utsette større tiltak på strekningen?
- Hvordan opprettholder man en god nok tilstand til utbyggingen er ferdig, samtidig som man bruker minst mulig ressurser?
- Hvordan ser tilstandsutviklingen ut for nettdelen?
- Hvilke kostnader er knyttet til de ulike alternativene?

4.2.1.1 Tilstand per dags dato

Første ble tilstanden til nettdelen undersøkt med bakgrunn i de opplysningene som finnes i Prelib.

For hele nettdelen:

Tabell 1 Oversikt over tilstanden i nettdelen

Stolper		
Tilstand	antall	%
1	9	1,4
2	8	1,2
3	25	3,8
4	112	17,1
5	501	76,5
Totalt	655	

Isolator		
Tilstand	antall	%
1	3	0,6
2	0	0,0
3	23	4,9
4	35	7,5
5	407	87,0
Totalt	468	

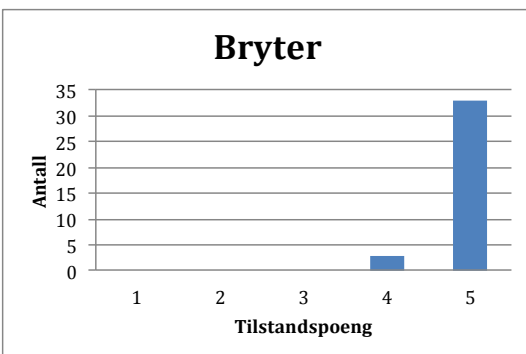
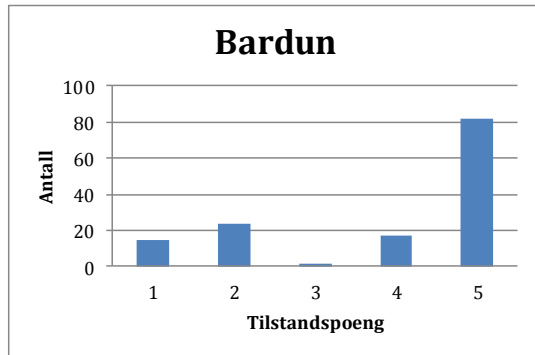
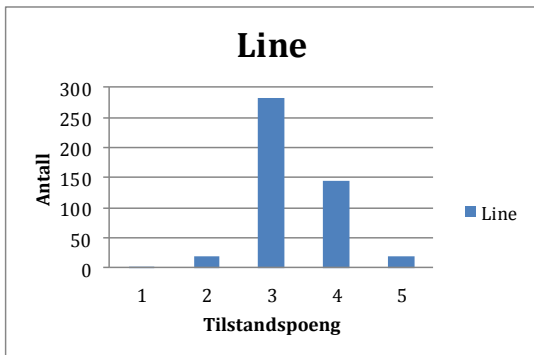
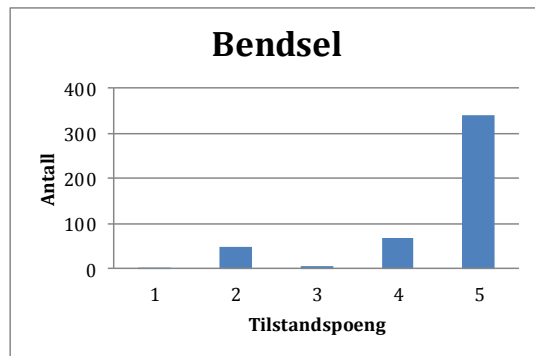
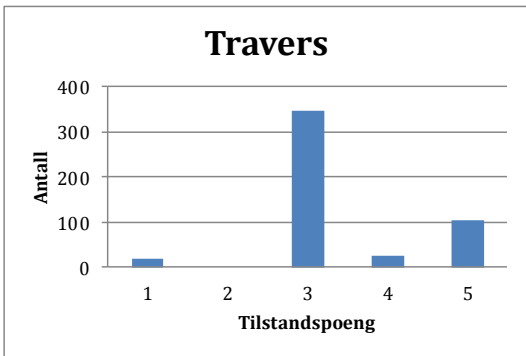
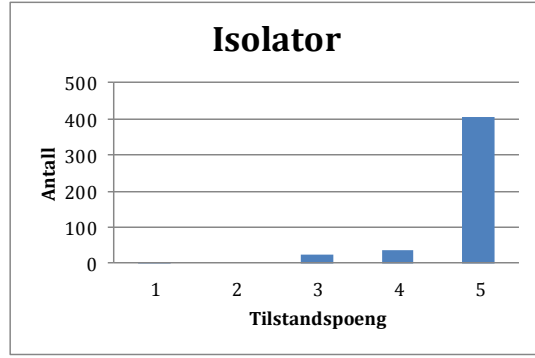
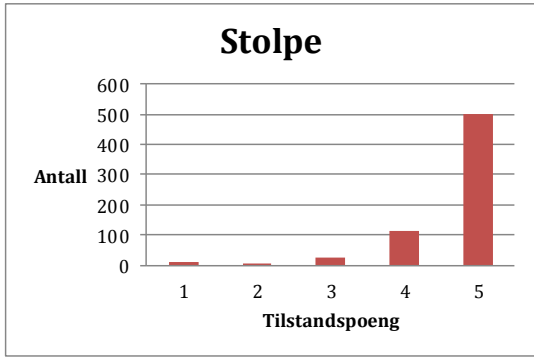
Bardun		
Tilstand	antall	%
1	15	10,7
2	24	17,1
3	2	1,4
4	17	12,1
5	82	58,6
Totalt	140	

Traverser		
Tilstand	antall	%
1	18	3,6
2	0	0,0
3	348	69,7
4	27	5,4
5	106	21,2
Totalt	499	

Bendsel		
Tilstand	antall	%
1	1	0,2
2	49	10,5
3	8	1,7
4	70	15,0
5	340	72,6
Totalt	468	

Bryter		
Tilstand	antall	%
1	0	0
2	0	0
3	0	0
4	3	8,3
5	33	91,7
Totalt	36	

Line		
Tilstand	antall	%
1	3	0,6
2	19	4,1
3	282	60,3
4	145	31,0
5	19	4,1
Totalt	468	



Figur 17 Grafisk fremstilling av tilstanden i nettdelen

For aktuell strekning (mast 238-347):

Tabell 2 Oversikt over tilstanden på den aktuelle strekningen

Stolper			
Tilstand	antall	%	
1	3	1,5	
2	3	1,5	
3	9	4,5	
4	34	17,0	
5	151	75,5	
Totalt	200		

Isolator			
Tilstand	antall	%	
1	1	0,9	
2	0	0,0	
3	7	6,4	
4	13	11,8	
5	89	80,9	
Totalt	110		

Bardun			
Tilstand	antall	%	
1	2	3,7	
2	11	20,4	
3	1	1,9	
4	5	9,3	
5	35	64,8	
Totalt	54		

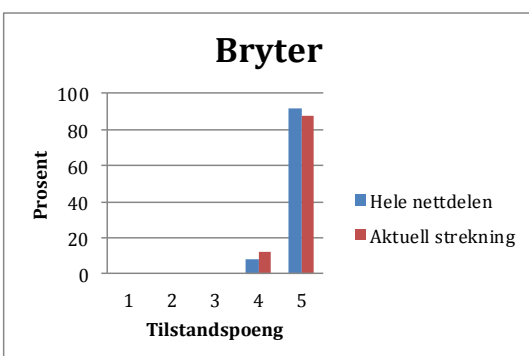
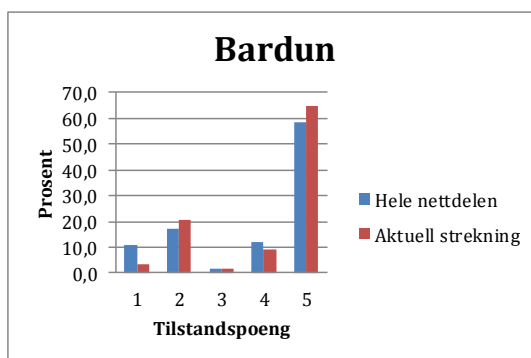
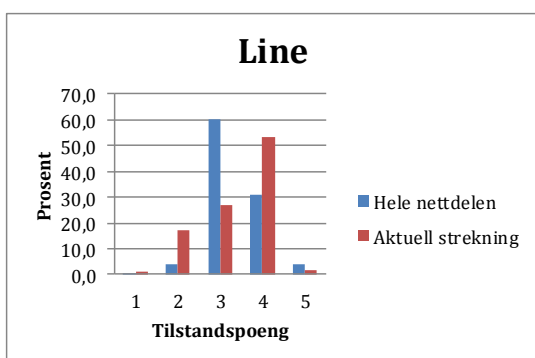
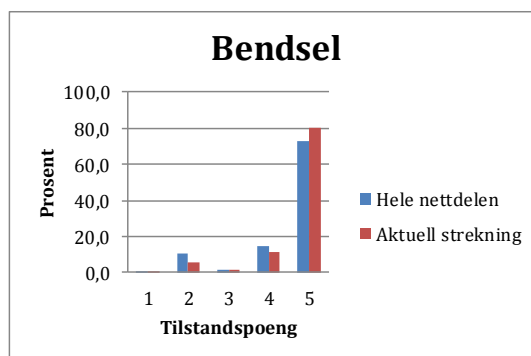
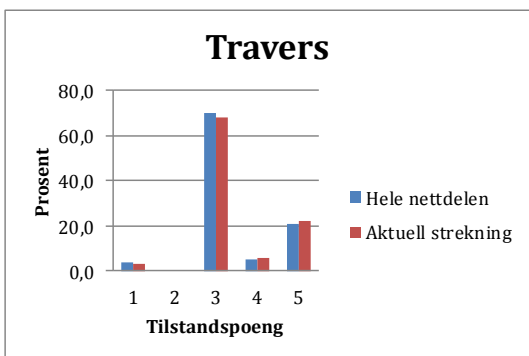
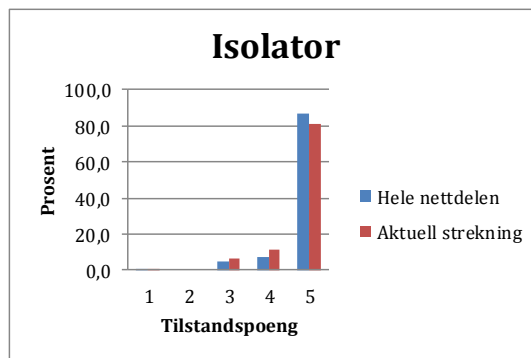
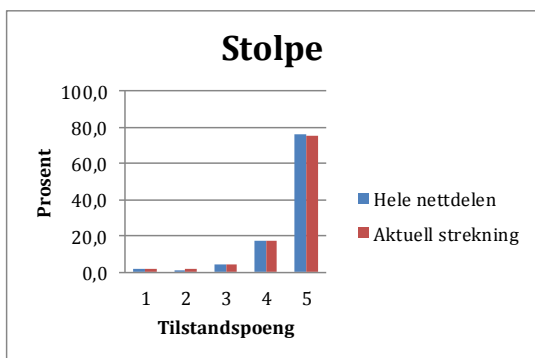
Traverser			
Tilstand	antall	%	
1	4	3,4	
2	0	0,0	
3	79	68,1	
4	7	6,0	
5	26	22,4	
Totalt	116		

Bendsel			
Tilstand	antall	%	
1	1	0,9	
2	6	5,5	
3	2	1,8	
4	13	11,8	
5	88	80,0	
Totalt	110		

Bryter			
Tilstand	antall	%	
1	0	0	
2	0	0	
3	0	0	
4	1	12,5	
5	7	87,5	
Totalt	8		

Line			
Tilstand	antall	%	
1	1	0,9	
2	19	17,1	
3	30	27,0	
4	59	53,2	
5	2	1,8	
Totalt	111		

Som man ser av i figuren og tabellene over, er tilstanden på aktuell strekning omtrent lik tilstanden for hele nettdelen. Under vises en sammenligning av de to. Figur 18 viser en sammenligning av tilstanden til hele nettdelen og den aktuelle strekningen

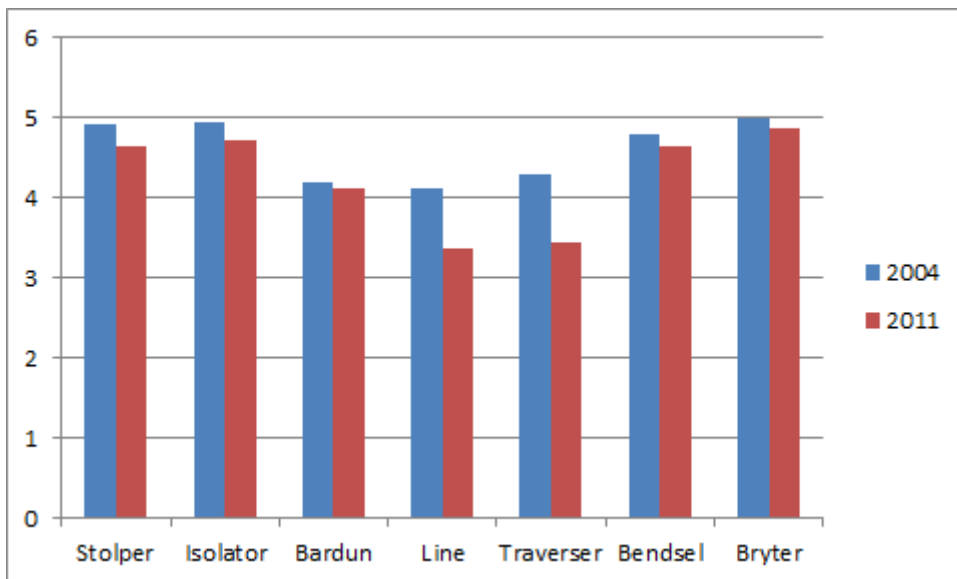


Figur 18 Sammenligning av tilstanden mellom aktuell nettdel og hele nettdelen

De komponentene som skiller seg negativt ut, er traverser og liner, som begge har høy andel med karakter 3, og barduner, som har en høy andel med karakter 1 og 2.

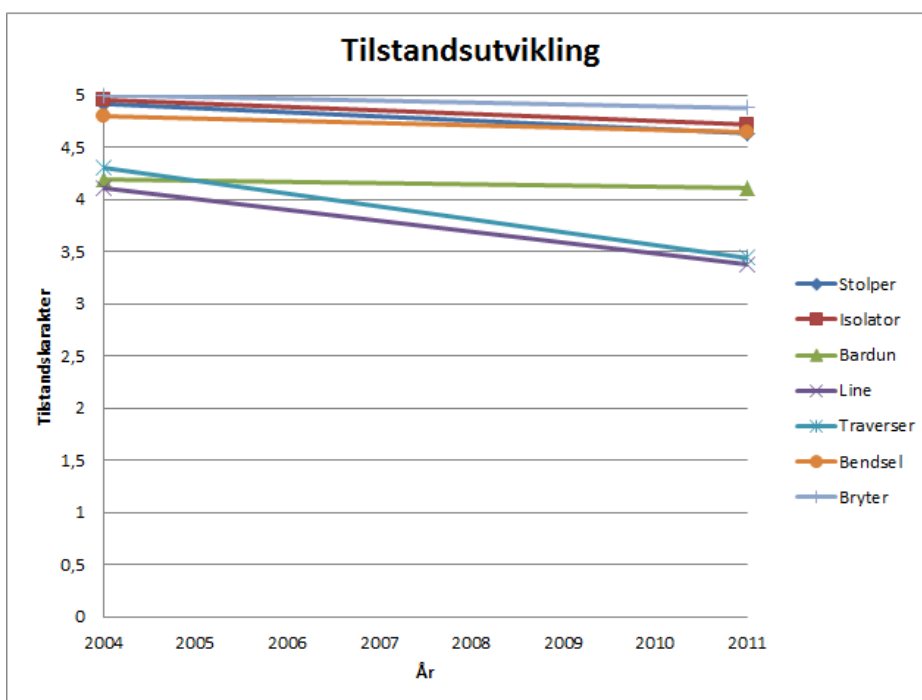
4.2.1.2 Utvikling

Fra forrige befarings har utviklingen vært som vist i Figur 19.



Figur 19 Gjennomsnittlig tilstandsutvikling per komponent

Diagrammet over viser den gjennomsnittlige tilstandsutviklingen per komponent mellom de to befaringene. Sammenligningen tar ikke hensyn til komponenter som har blitt skiftet ut mellom tilstandskontrollene.



Figur 20 Gjennomsnittlig tilstandsutvikling per komponent 2

Som den grafiske fremstillingen i Figur 20 viser, har traverser og liner en raskere degradering av tilstand enn de andre komponentene.

4.2.1.3 Alternativ til løsninger

Tabell 3 Oversikt over alternativene og deres konsekvenser

Alt.	Kort beskrivelse	Kostnader	Når	Konsekvenser			
				Økonomiske	Sikkerhet/pålitelighet	Omdømme	Miljø
0	Utføre tilstandskontroller og strakstiltak	TK S RK KILE	10,20 1-20 1-20 1-20	Sannsynlig med høye reparasjons- og KILE kostnader. Herunder går også eventuelle kostnader ved installasjon av aggregat. Man kan slippe unna med en liten prislapp.	Synkende leveringspålitelighet. Synkende sikkerhet med tanke på personell og omgivelser.	Negativ omtale ved utfall er sannsynlig.	NA
1	Tilstandskontroll og enkeltutskiftninger i henhold til retningslinjer i HK.	TK EU RK KILE	10, 20 1,11, 1-20 1-20	Reparasjons- og KILE kostnader. Herunder går også eventuelle kostnader ved installasjon av aggregat. Man kan slippe unna med en liten prislapp.	Synkende leveringspålitelighet. Synkende sikkerhet med tanke på personell og omgivelser.	Negativ omtale ved ev utfall er sannsynlig.	NA
2	Rive line og legge kabel	RL LK TK EU	3 1 9, 19 10, 20	Kostnad ifm EU og TK vil bli mindre når man legger deler av linjen som kabel. Det koster både å legge kabel og å ta bort eksisterende linje.	Høyere leveringspålitelighet (både før og etter ny produksjon er installert) og sikkerhet for omgivelser og personell.	Positivt for omdømme. Proaktiv.	Visuelt (lite aktuelt)
3a	Renovere aktuell strekning	TK UB EU	9, 19 3 10, 20	Lav kostnad knyttet til EU og ILE.	Høyere leveringspålitelighet, men lavere i forhold til å legge kabel.	Positivt	NA
3b	Renovere aktuell strekning	TK UB EU	9,19 8 1, 10,	Lav kostnad knyttet til EU og ILE etter utbedring. Fram til utbedring, vil sannsynligheten	Høyere leveringspålitelighet, men lavere i forhold	Positivt, men kan få negativ omtale om strekningen blir	NA

			20	for KILE øke.	til å legge kabel.	betraktelig dårligere før utbedring.	
4	Hyppigere TKer med mål om å gjøre minst mulig. Kun 1'ere blir skiftet ut.	TK EU RK KILE	7, 14 1, 8, 15 0-20 0-20	Reparasjons- og KILE kostnader. Herunder går også eventuelle kostnader ved installasjon av aggregat. Samme, men lavere kostnader enn alt 1.	Synkende leveringspålidelighet. Synkende sikkerhet med tanke på personell og omgivelser.	Negativ omtale ved ev utfall er middels sannsynlig.	NA
5	Undersøke om tilstandskontrollen i 2011 gir riktig bilde av tilstanden.	TK EU RK KILE	1, 11 2, 12 1 – 20 1 - 20	Reparasjons- og KILE kostnader. Herunder går også eventuelle kostnader ved installasjon av aggregat.	Synkende leveringspålidelighet. Synkende sikkerhet med tanke på personell og omgivelser.	Negativ omtale ved ev utfall er sannsynlig.	NA
6	Øke detaljgraden på helikopterbefaringene og skifte ut 1'erne på strekningen.	TK EU HB	10 1-20 1-9 og 11-20	Unngår reparasjonskostnader og KILE siden man skifter ut 1'erne hvert år. Høyere årlige kostnader knyttet til befaringer.	Litt synkende leveringspålidelighet. Litt synkende sikkerhet med tanke på personell og omgivelser.	Negativ omtale ved ev utfall er litt sannsynlig.	Helikopter befaringen vil ta lengere tid og dette kan være et problem mtp dyrehold, nasjonalpark o.l.

N – Negativ

HB – Helikopterbefaring

Forkortelser brukt i tabellen:

TK – Tilstandskontroll

S – Strakstiltak

RK – Reparasjoner

KILE – Kostnad ikke levert energi

UK – Utskiftningskostnad

P – Positiv

EU – Enkeltutskiftninger

UB - Utbedringskostnader

LK – legge kabel

RL – Rive linje

Kolonnen *når* viser til hvilke(t) år i analyseperioden tiltakene skal utføres.

Utdypende forklaring av alternativene i 4.2.1.3 Alternativ til løsninger

Tabell 3:

0 – Alternativ (referansealternativ)

Man utfører tilstandskontroll og alle strakstiltak

Etter årlige befaringer og tilstandskontroll, utføres kun vedlikehold for å holde standarden på linjen på akseptabelt og sikkert nivå. Det vil derfor følge årlige kostnader knyttet til strakstiltak, men disse vil være så små at de ikke er tatt med i tidslinjen for kostnadene. I tillegg vil det være sannsynlig med kostnader i forbindelse med både reparasjoner og ILE. Med strekningen på minimalt akseptabelt nivå, vil det være høy usikkerhet knyttet til leveringspålidelighet, hvilke uforutsette kostnader man kan få, størrelsen på disse og den økte risikoen knyttet til sikkerhet og miljø. Usikkerheten og risikoen vil øke i takt med at linjen eldes og tilstanden forverres. Man bruker minst mulig på strekningen i analyseperioden. Dersom det skulle vise seg å ta lang tid med konsesjonsbehandling og utbygging av ny produksjon, vil det ikke være holdbart å kjøre på minimum. Det at det ligger et oppdrettsanlegg på nettdelen gjør utfall enda mer uønsket både med tanke på KILE og omdømme.

Alternativ 1

Enkeltutskiftninger etter eksisterende retningslinjer

Hvert 10. år utføres tilstandskontroll, og enkeltutskiftninger blir utført på bakgrunn av disse. Dette vil være i tråd med tanken om et tilstandsbasert vedlikehold der enkeltutskiftninger er økonomisk optimalt. Men i et 20-års perspektiv vil den generelle tilstanden forringes, og man får en dårligere gjennomsnittstilstand. Spesielt med tanke på line vil dette stemme, da linen har en høy andel 3'ere allerede nå. Som en følge av dette, vil man få noe av den samme usikkerheten og risikoen som i 0-alternativet.

Alternativ 2

Rive linje på aktuell strekning og legge kabel

Kostnadene for å legge kablet og fjerne eksisterende linje på strekningen er de største kostnadene knyttet til dette alternativet. Man vil få redusert kostnadene knyttet til både tilstandskontroll og befaringer på linjen siden lengden som må befares blir kortet ned. Kostnadene knyttet til enkeltutskiftninger og reparasjoner vil også bli redusert noe på grunn av dette. Det viktigste aspektet med dette alternativet er at man kvitter seg med ei line i et problemområde og øker leveringspålideligheten betraktelig på grunn av dette. Man vil også ende opp med å ha en ekstra forsyning etter utbygging av ny produksjon, forutsatt at hele nettdelen beholdes. At man er proaktiv kan virke positivt på omdømme.

Alternativ 3 a og b

Renovere aktuell nettdel

Når det gjelder kostnader, vil disse være knyttet til utbedringen av strekningen. Man vil ikke ha kostnader knyttet til enkeltutskiftninger på strekningen før den er blitt utbedret. Når i analyseperioden man utfører utbedringen, vil påvirke hvor mye man får utnyttet levetiden til det

som allerede er installert. Kostnader knyttet til reparasjoner kan forventes å øke med tiden. Også i dette alternativet kan det virke positivt på omdømme om man er proaktiv. Renoveringen innebærer en større utskiftning av komponenter som har dårlig tilstand.

Alternativ 4

Hyppigere tilstandskontroller

Med hyppigere tilstandskontroller er det enklere å følge med på utviklingen i nettdelen og om det er nødvendig med større utskiftninger. Siden tilstandskontrollen blir utført hyppigere, er enkeltutskiftninger forbeholdt komponenter med karakter 1. Kostnadene knyttet til enkeltutskiftninger vil derfor være lavere enn vanlig, men sannsynligheten for uønskede hendelser med påfølgende KILE og reparasjonskostnader, vil være høyere enn om man også skiftet ut 2'ere. Utover i analyseperioden vil tilstanden til strekningen bli dårligere, og man kan få en lav gjennomsnittlig tilstand.

Alternativ 5

Sjekke resultat fra forrige tilstandskontroll

Siden resultatet fra forrige tilstandskontroll ikke støtter mistanken om dårlig tilstand på strekningen, vil en ny tilstandskontroll utført av andre, kunne vise om mistanken er feil eller om man har vært for snill i bedømmelse av tilstand. Dersom man finner at det er gjort en systematisk feil på kontrollen, kan denne rettes opp, og man kan gå gjennom andre befaringer med samme kontrollører. Om tilstandskontrollen ikke støtter mistanken, blir enkeltutskiftninger utført etter retningslinjene. Dersom tilstanden er verre enn resultatet viser, vil man sannsynligvis få uønskede hendelser og utgifter knyttet til disse. Om man velger dette alternativet, og den nye tilstandskontrollen skulle vise en mye dårligere tilstand, har man mulighet til å gå over til et annet alternativ.

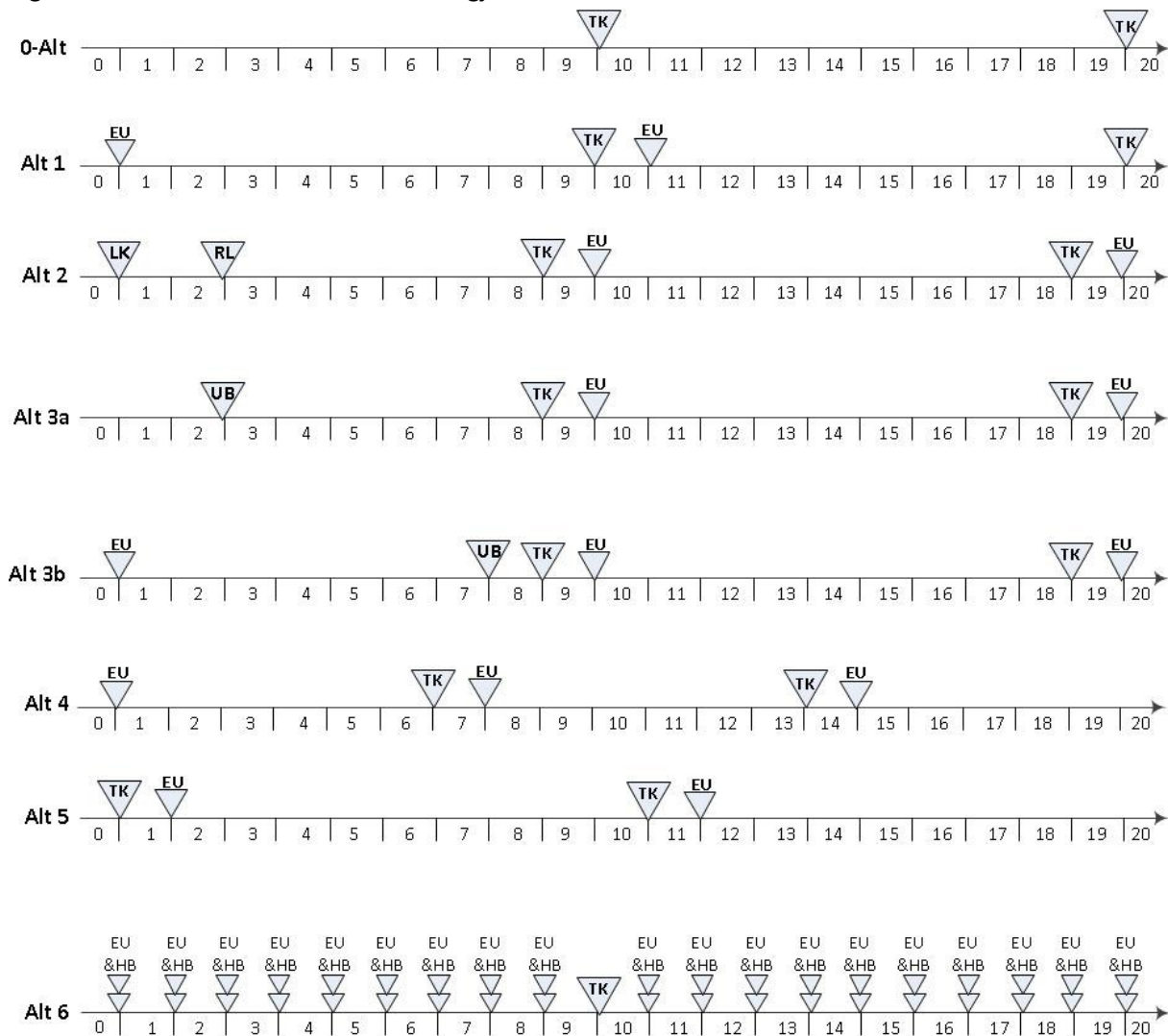
Alternativ 6

Øke detaljgraden på helikopterbefaringer

Der er mulig å øke detaljgraden på helikopterbefaringer slik at den med etterbehandling nesten fungerer som en tilstandskontroll. Med en så tett oppfølging av tilstanden til nettdelen, vil man kunne ta det nødvendigste av utskiftninger hvert år. Det vil si at man skifter ut det man tror ikke holder mer enn 1-2 år. Sannsynligheten for uforutsette hendelser vil være lav med denne oppfølgingen, men i løpet av analyseperioden vil man ha en generell degradering av strekningen, og leveringspåliteligheten kan bli negativt påvirket av dette. Dette avhenger selvfølgelig av hvor mye som blir skiftet ut. Helikopterbefaringer kan være til plage for omgivelsene, og dette er noe som må være med i vurderingen av alternativet. Med en detaljert befarings vil lengden på flygningen øke. Om man velger dette alternativet og helikopterbefaringene skulle vise en mye dårligere tilstand, har man mulighet til å gå over til et annet alternativ.

Det er ikke tatt med kostnader i forbindelse med årlig befarings for noen av alternativene, da denne kostnaden vil være lik for alle alternativer med unntak av alternativet med å legge kabel. Ved å legge kabel vil kostnaden bli noe redusert, men reduksjonen er minimal, og det velges derfor å se bort fra denne.

Figur 21 viser når de ulike tiltakene skal gjennomføres for hvert alternativ.



Figur 21 Tidslinje for iverksetting av tiltak

4.2.1.4 Nåverdiberegninger av planlagte kostnader

Referansealternativet blir sett på som for risikabelt, og forkastes. For resten av alternativene ble det utført nåverdiberegninger av de planlagte kostnadene. Alternativ 1 blir det nye referansealternativet. Kostnadene knyttet til alternativene ble beregnet og satt opp. Deretter ble kostnadene plassert etter når de er planlagt gjennomført og neddiskontert til starten av analyseperioden. Figur 22 viser et eksempel på kostnadsberegning.

Faktorer/ år (r=4,5%)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
λ	0,96	1,87	2,75	3,59	4,39	5,16	5,89	6,6	7,27	7,91	8,53	9,12	9,68	10,22	10,74	11,23	11,71	12,16	12,59	13,01	13,4	13,78	14,15	14,5	14,83
ϵ	1,045	0,534	0,364	0,279	0,228	0,194	0,17	0,152	0,138	0,126	0,117	0,11	0,103	0,098	0,093	0,089	0,085	0,082	0,079	0,077	0,075	0,073	0,071	0,069	0,067
α	0,957	0,916	0,876	0,839	0,802	0,768	0,735	0,703	0,673	0,644	0,616	0,59	0,564	0,54	0,517	0,494	0,473	0,453	0,433	0,415	0,397	0,38	0,363	0,348	0,333

Tiltak	Kostnad(kkr)
TK	151
EU	928
RL	861
LK	10933
UB	6420
EU (kun 1'ere)	383
EU (årlig)	40
HB	40

Rive line,kr/km	79
lengde, km	10,9
kabel kkr/m	1
grøfting, kkr/kr	3
nybygg kkr/km	589
TK (kkr/km)	4,3
total lengde(km)	35,174

Referanse alternativ

Tiltak/År	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20		
TK										97,404											7,5924	
EU	749,14										278,44											
Større vedlikehold																						
Reinvestering																						
SUM	749,14	0	0	0	0	0	0	0	0	97,404	278,44	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7,5924
Totalt	1132,6																					

Figur 22 Oppsett for kostnadsberegningene

Resultatet av analysen er vist i Tabell 4.

Tabell 4 Nåverdiberegninger av planlagte kostnader

Alternativ	Kostnad kkr	Differanse kkr
Ref.alt	1133	0
2	10031	-8898
3a	4864	-3731
3b	3958	-2826
4	696	436
5	1165	-32
6	1181	-48

Kostnadsberegningen er lagt ved i vedlegg [F]. Resultatet viser at alternativ som innebærer enten en utbedring eller en reinvestering, har høyere planlagte kostnader. Der det ikke har vært tilgang på reelle tall på kostnadene, er det brukt fiktive tall. Disse er merket med grønt i vedlegget. Siden analysen kun er illustrativ og ikke er ment å være på detaljnivå, er bruken av fiktive tall ingen hindring. For en lignende analyse i en bedrift vil omtrentlige tall være tilstrekkelige.

4.2.2 Case 2 – Utskiftingstakt

HK montasje har per dags dato vanskeligheter med å utføre alle oppdrag som blir bestilt per år på grunn av tilgjengelige ressurser. Spørsmålet om bemanning og utskiftingstopp har i den forbindelse kommet opp. Man er også klar over at alderen til store deler av forsyningsnettet er høy, og spørsmålet er da hvilken utskiftingstakt som er den ideelle for å holde tritt med aldringen og dermed unngå en utskiftingstopp i framtiden. I neste runde må man se på bemanningen, og om den er høy nok til å følge den ideelle utskiftingstakten. Hvordan er det eventuelt med entreprenører i området?

Det finnes ingen målinger av utskiftingstakt eller oversikt over forventet levealder til komponentene. Det er kun enkeltutskiftninger etter gitte kriterier som blir utført. En mulighet er å se på hvor mye man vil bytte ut i år dersom 1'ere og 2'ere fra fjorårets befarings ble lagt til grunn og bruke dette som utskiftingstakt. Eventuelt få en oversikt fra montasje over utførte jobber i fjor. For å få en oversikt over faktisk utskiftingstakt, trengs en automatisk oversikt over hva som blir byttet ut. Hvor registreres dette i dag?

Problemstillinger:

- Hva er ideell utskiftingstakt i distribusjonsnettet? (Og hvordan ligger HK an?)
- Hvordan er bemanningen i forhold til ideell utskiftingstakt?
- På hvilke nettdeler burde man velge mer omfattende vedlikehold/helreovering istedenfor enkeltutskiftninger?
- Hvordan burde man fordele ressursene mellom enkeltutskiftninger og reovering?

Andre faktorer som vurderes:

- Utbygging av småkraft som initierer fornying av nettet.
- Grøfting av andre kan føre til at man legger kabel.

4.2.2.1 Alternativ til løsninger

1. Fortsette i samme takt og leie inn selskap ved en eventuell utskiftingstopp

Man risikerer at det ikke er nok kvalifisert arbeidskraft tilgjengelig når utskiftingstoppen kommer. Dersom man får en utskiftingstopp, vil det også bli en økning i planleggingsarbeidet, og man trenger også å følge opp eventuelt innleide selskap. Man vil altså ha behov for økt arbeidskraft på både planlegger- og montørsiden i denne perioden. Man vil få en høy økning i vedlikeholdskostnader i denne perioden, og det er en fare for at man ikke vil klare å utføre alt påkrevd vedlikehold på grunn av praktiske årsaker, som for eksempel koordinering av prosjekt.

2. Utarbeide en langtidsplan(10 år) med bakgrunn i alder og tilstand, og planlegge bemanning og utskiftingstakt ut fra denne.

Ved å planlegge ti år av gangen og evaluere planen årlig, vil man til enhver tid ha oversikt over hva som må gjøres i løpet av perioden og har dermed mulighet til å flate ut eventuelle topper. Man får også muligheten til å ansette både planleggere og montører i et antall som

passer en jevn utskiftingstakt. Dette øker kompetansen i egen bedrift. Det er bedre å være på forskudd og å få utført vedlikeholdet på en god måte, enn å måtte gjøre det "fort og galt".

For å kartlegge om man har nok ressurser til å gjennomføre nødvendig vedlikehold i fremtiden, må det lages langtidsplaner. Disse planene baserer seg på resultatet av tilstandskontrollen og ekspertvurderinger gjort innad i selskapet. Etter hver tilstandskontroll, analyseres nettdelen for å finne ut hva som må gjøres i løpet av analyseperioden og hvilke ressurser det krever. Det vil være naturlig å bruke en analyseperiode på 10 år siden det er 10 år mellom hver gang det blir utført tilstandskontroll på en nettdel. Selv om analyseperioden er 10 år, kan man også merke seg dersom det skulle bli behov for en større utskifting på nettdelen utover analyseperioden.

For å kartlegge om man har nok ressurser til å utføre nødvendig vedlikehold årlig, må man ha oversikt over hvilke ressurser man har tilgjengelig. Det må kartlegges hvor mange arbeidstimer og hvor stort det økonomiske budsjettet er hvert år. Dette kan basere seg på tidligere års bruk av ressurser. Deretter plasseres nettdelene utover, etter når det er økonomisk optimalt å utføre vedlikeholdet. Om det ikke er tilstrekkelig ressurser tilgjengelig for å utføre vedlikeholdet på alle nettdelene til optimal tid, må disse veies opp mot hverandre og flyttes på. Hvordan man prioriterer, må fastsettes. Det kan for eksempel være:

- Økonomisk
- Viktig nettdel
- Tilstand

Illustrerende eksempel:

Gitt at langtidsplanen er utarbeidet for de neste 10 årene og ser ut som følger:

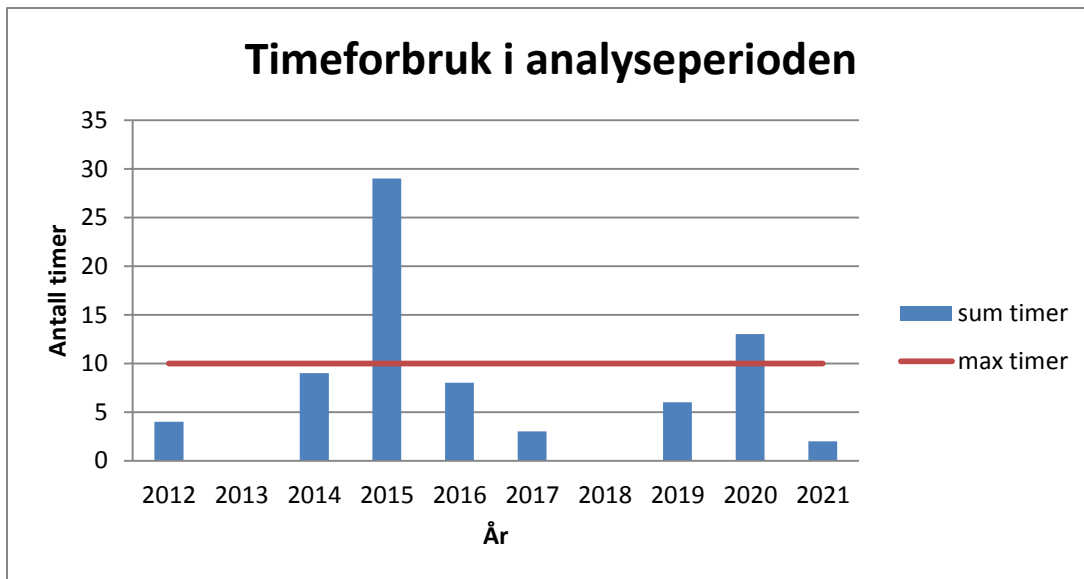
Tabell 5 Oversikt over planlagt vedlikehold over en 10-års periode

Nettdelsnummer	År	antall timer	NOK(kkr)
a	2012	4	4
h	2014	9	4
d	2015	17	30
e	2015	4	4
g	2015	8	9
k	2016	8	12
c	2017	3	6
f	2019	6	7
b	2020	5	5
i	2020	8	8
j	2021	2	5

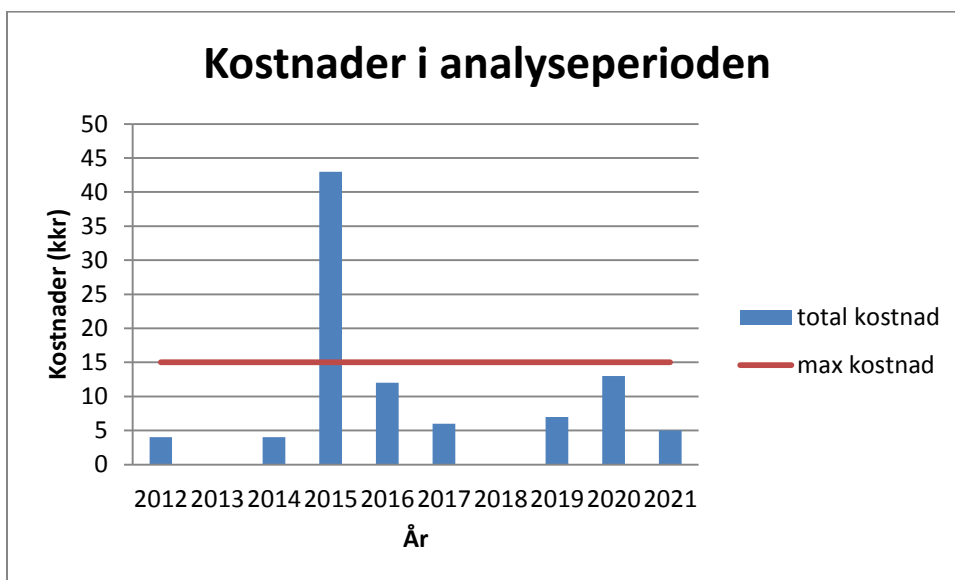
Det er utført ny tilstandskontroll på nettdel *m* som viser følgende:

- Optimalt tidspunkt for vedlikehold: 2016
- Estimert antall arbeidstimer: 10
- Estimert kostnad: 7 kkr

Før man legger til nettdel *m*, ser ressursbruken ut som følger:



Figur 23 Planlagt timeforbruk ved optimalt vedlikehold



Figur 24 Planlagte kostnader i analyseperioden

Ut ifra dette kan man se at det ikke vil være mulig å utføre ønsket vedlikehold i år 2016. Man må da vurdere om nettdel m eller om andre nettdeler skal flyttes på for å ikke overstige maks ressursbruk. I eksemplet ser man også at planlagt vedlikehold i 2015 overstiger tilgjengelige ressurser. Enten må noe av vedlikeholdet ombookes, eller så må tilgjengelige ressurser økes.

Det kan selvfølgelig være andre årsaker til at man ikke kan utføre vedlikeholdet når det er mest optimalt. En av de mest nærliggende årsakene er fordelingen mellom montørgruppene. Selv om målet er å gjøre montørgruppene mer fleksible med langtidsplanlegging, kan dette være en begrensende faktor.

4.2.3 Case 3 – Antydning dårlig linekvalitet på nettdel

Det er mistanke om dårlig tilstand på linjen i deler av nettdel 100-SØM. I 1990 og i 1999 ble linjen byttet ut på deler av nettdelen. Det er usikkert om det er gjort flere utskiftninger enn de i 1990 og 1999. Siste tilstandskontroll var i 2001, og det er derfor usikkerhet knyttet til hvordan tilstanden til linjen er per dags dato, og om det burde iverksettes tiltak før neste tilstandskontroll. Fordi linjen består av FeAl16, vil en utskiftning medføre en større utbygging på grunn av at FeAl16 ikke lenger kan skiftes ut, jamfør gjeldende regelverk. Når man bytter ut linjer, må man opp i hvert mastepunkt. Man har da muligheten til å skifte andre komponenter som har eller forventes å få dårlig tilstand. Det er derfor en fordel om man har oversikten over tilstanden til de andre komponentene, når man planlegger utbygging av linje. I dette tilfellet vil bytte av linje medføre ombygging fordi man må øke tverrsnittet, men i andre tilfeller vil dette kunne bidra til stordriftsfordelen. Om man velger å også bytte ut linjen der FeAl25 er brukt, er dette viktig å huske på.

Andre faktorer som påvirker vedlikeholdet:

- FeAl16 linje på strekningen.
- Svært høy korrosivitet i området.

Nettdelen ligger i Sømna og kommer derfor inn under montørgruppe Brønnøysund. Hovedlinjen er totalt 24,763 km lang. Halvparten av linjen består av FeAl16 og resten er FeAl25 og FeA50. Avgreiningene er enten FeAl16 eller FeAl25. Det er flere skillebrytere både langs hovedledningen og ut til noen av avgreiningene. Det er ikke notert viktige kunder på nettdelen. Den aktuelle strekningen er fra mast 2158-2240 samt mast 5001-5202.

Problemstillinger:

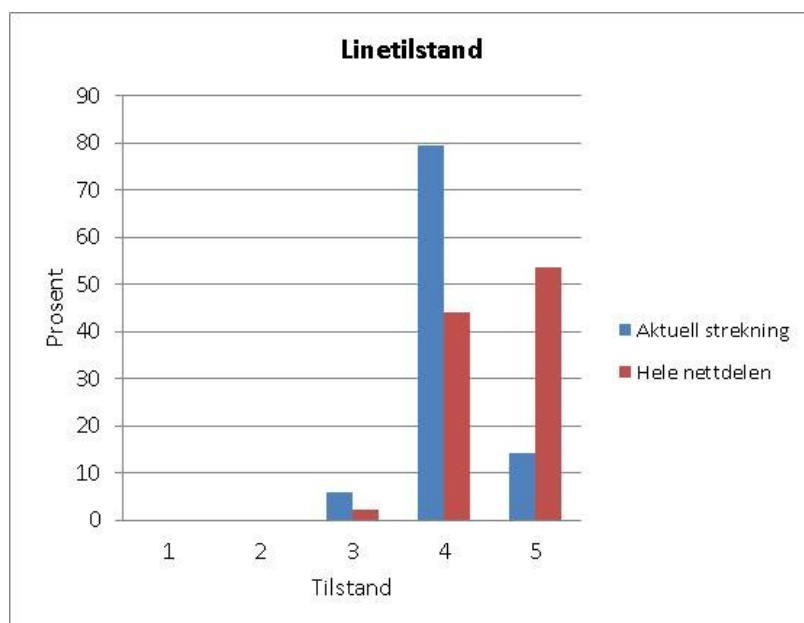
- Hvor lenge er det mulig å utsette en større ombygging?
- Når må linjen skiftes ut?
- Burde man ha hyppigere tilstandskontroll på linjestykker hvor større ombygginger er aktuelle?
- Bør man bruke andre metoder for å sjekke tilstanden til linjen ytterligere siden utskiftningen vil resultere i en ombygging?
- Er det utført utskiftninger som man ikke er klar over? Hvor finnes eventuelt dokumentasjonen for utskiftningene?
- Hvordan er tilstanden til de andre komponentene?

4.2.3.1 Tilstand per dags dato

Tabell 6 Oversikt over tilstanden på linen

Linetilstand

Tilstand	Aktuell strekning				Hele nettdelen	
	mast 2158-2240 Antall	mast 5001-5202 Antall	sum	%	antall	%
1	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0
3	6	0	6	6,1	8	2,3
4	69	9	78	79,6	157	44,2
5	7	7	14	14,3	190	53,5
sum	82	16	98	100,0	355	100,0



Figur 25 Prosentvis fordeling av tilstandskarakterene på nettdelen

Dataene i Prelib er fra 2001, slik at tilstandsbildet, slik det er vist i Tabell 6 og Figur 25, kan være et helt annet enn det Prelib framstiller. I 2001 viser derimot Prelib at linen på den aktuelle strekningen har de fleste 3'erne i nettdelen, men antallet er lavt. Strekningen har også en betraktelig høyere andel 4'ere enn nettdelen totalt. Det kan likevel ligge noe i mistanken om at tilstanden til linen er dårlig: Området strekningen ligger i har høy korrosivitet, og mindre liner med små tverrsnitt har vist seg å bli lettere påvirket av det korrosive miljøet enn liner med større tverrsnitt.

Under viser Tabell 7 en oversikt over tilstanden til de andre komponentene på nettdelen.

Tabell 7 Oversikt over tilstanden på nettdelen

Stolper		
Tilstand	Antall	Prosent
1	0	0,0
2	0	0,0
3	1	0,2
4	12	2,6
5	446	97,2
Sum	459	

Isolator		
Tilstand	Antall	Prosent
1	0	0,0
2	0	0,0
3	1	0,3
4	6	1,7
5	348	98,0
Sum	355	

Bardun		
Tilstand	Antall	Prosent
1	1	1,1
2	3	3,2
3	0	0,0
4	10	10,6
5	80	85,1
Sum	94	

Traverser		
Tilstand	Antall	Prosent
1	0	0,0
2	0	0,0
3	62	17,3
4	84	23,4
5	213	59,3
Sum	359	

Bendsel		
Tilstand	Antall	Prosent
1	0	0,0
2	1	0,3
3	67	18,9
4	48	13,5
5	239	67,3
Sum	355	

Bryter		
Tilstand	Antall	Prosent
1	0	0,0
2	0	0,0
3	0	0,0
4	0	0,0
5	36	100,0
Sum	36	

Foruten et par barduner er det ingen data i Prelib som tilsier at det er behov for utskiftninger av de andre komponentene. Man kan likevel merke seg en høy prosentandel med karakter 3 for både traverser og bendsel og huske på at dataene er fra 2001.

4.2.3.2 Alternativ til løsninger

Det er gitt en kort innføring i de ulike alternative løsningene i Tabell 8. En utdyping av alternativene er gitt etter tabellen.

Tabell 8 Oversikt over alternativene og deres konsekvenser

Alt	Kort beskrivelse	Kostnader	Når (år)	Konsekvenser			
				Økonomiske	Omdømme/ Pålitelighet	Sikkerhet	Miljø
0	Gjøre minst mulig. Kun strakstiltak blir utført.	TK S RK KILE	1,11 1-20 1-20 1-20	N: KILE og økte reparasjonskostnader/ uforutsette kostnader. P: Bedre beslutningsgrunnlag etter TK.	Kan gi negativ omtale dersom det skulle bli gjentatte utfall av linjen.	Utover analyseperioden vil risikoen for uønskede hendelser øke. Faremomenter er: line ryker og kan komme i kontakt med mennesker. Fare for brann.	NA
1	Tiltak etter retningslinjene: TK og EU	TK EU KILE	1, 11 2, 12 1-20	N: Det er unødvendig å bruke ressurser på EU dersom linene allikevel må byttes ut. P: Bedre beslutningsgrunnlag etter TK.	Kan gi negativ omtale dersom det skulle bli gjentatte utfall av linjen, men lavere risiko enn 0 alternativet.	Utover analyseperioden vil risikoen for uønskede hendelser øke. Faremomenter er: line ryker og kan komme i kontakt med mennesker. Fare for brann.	NA
2a)	Skifte ut strekningen med FeAl16	TK EU UK	1, 11 2, 12 1	N: Risikerer å skifte ut noe som har lenger levetid. P: Reduserer kostnaden til TK siden strekningen som oppgraderes ikke trenger kontroll i år 1.	Positivt med utskiftning før kundene merker den dårlige tilstanden	Reduserer risikoen for uønskede hendelser betraktelig.	NA
2b)	Som a)	TK EU UK KILE RK	1,11 2,12 11 1-10 1-10	N: Bruker ressurser på EU selv om komponentene ikke skal være i drift i mer enn 10 år. P: Reduserer kostnaden til TK siden strekningen som skal oppgraderes ikke trenger kontroll i år 11.	Det kan bli utfall i forkant av utskiftningen som kan gi negativ omtale.	Høyere risiko for uønskede hendelser i forbindelse med at linjen ryker (brann, kontakt med mennesker) før utskiftning. Betraktelig redusert etter utskiftning.	NA

3a)	Undersøke tilstand på nettdel og ta lineprøve før man skifter ut strekning med FeAl16.	TK EU LP UK	1,11 12 1 2	Ekstra kostnader ifm spesifikk kontroll av line.		Etter utskiftning vil man ikke ha risikoen forbundet med dårlig tilstand på linen.	NA
3b)	Undersøke tilstand på nettdel og ta lineprøve før man skifter ut strekning med FeAl16.	TK EU LP UK KILE	1,11 12 1 5 1-5	Ekstra kostnader ifm spesifikk kontroll av line. Risiko for KILE utgifter før utskiftning.	Negativ omtale ifm utfall.	Etter utskiftning vil man ikke ha risikoen forbundet med dårlig tilstand på linen, men før år 5 vil denne være tilstede.	NA

Forkortelser brukt i tabellen:

TK – Tilstandskontroll

S – Strakstiltak

RK – Reparasjoner

KILE – Kostnad ikke levert energi

UK – Utskiftningskostnad

N – Negativ

P – Positiv

LP – Lineprøve

EU - Enkeltutskiftninger

Kolonnen *når* viser til hvilke(t) år i analyseperioden tiltakene skal utføres

Utdypende forklaring av alternativ:

0-alternativ (referanse alternativ)

Utføre ny tilstandskontroll før det planlegges noe videre.

Man vil få en bedre oversikt over hvordan tilstanden er per dags dato, og man får et bedre grunnlag til å se om det er hold i antagelsene om dårlig tilstand. Etter neste tilstandskontroll, vil det bli lettere å se hvordan tilstandsutviklingen på nettdelen er, og man kan lettere estimere utviklingen. Dette vil gi et bedre beslutningsgrunnlag om det skulle vise seg at man må bytte alternativ. Når man kun utfører strakstiltak mellom befaringene, risikerer man å få en større mengde uforutsette hendelser. Konsekvensen av dette er KILE og reparasjonskostnader. Man får også en høyere risiko for uønskede hendelser i løpet av analyseperioden. Dersom det skulle vise seg nødvendig å bytte ut linen med en gang, vil dette alternativet forsinke prosessen. Det vil også bli flere strakstiltak per år siden man ikke utfører enkeltutskiftningene.

Alternativ 1

Tiltak etter retningslinjene

Man utfører tilstandskontroll og utskiftninger rutinemessig. Det vil si enkeltutskiftninger etter hver tilstandskontroll. Dersom det skulle vise seg at det er behov for utskiftning av linen etter at man har utført enkeltutskiftninger, har man brukt ressurser på å bytte ut komponenter som ikke skal være i drift lenger. Dette fordi et bytte av linen krever ombygging. Siden det ikke blir gjort noe med linen, er det fortsatt fare for utfall og uønskede hendelser, og risikoen for disse hendelsene vil øke utover i analyseperioden i takt med at tilstanden til linen blir dårligere.

Alternativ 2a)

Skifte ut strekning med FeAl16

Strekning med FeAl16 oppgraderes til FeAl50. Å skifte ut komponenter før tilstanden er sjekket og bekreftet dårlig, er ikke i henhold til tilstandsbasert vedlikehold. Man kan ende opp med å bytte ut linen for tidlig i forhold til levetiden. Økonomisk vil tiltaket medføre at man ikke trenger å utføre tilstandskontroll på denne strekningen i år 1, da alt vil være nytt.

Alternativ 2b

Skifte ut strekning med FeAl16

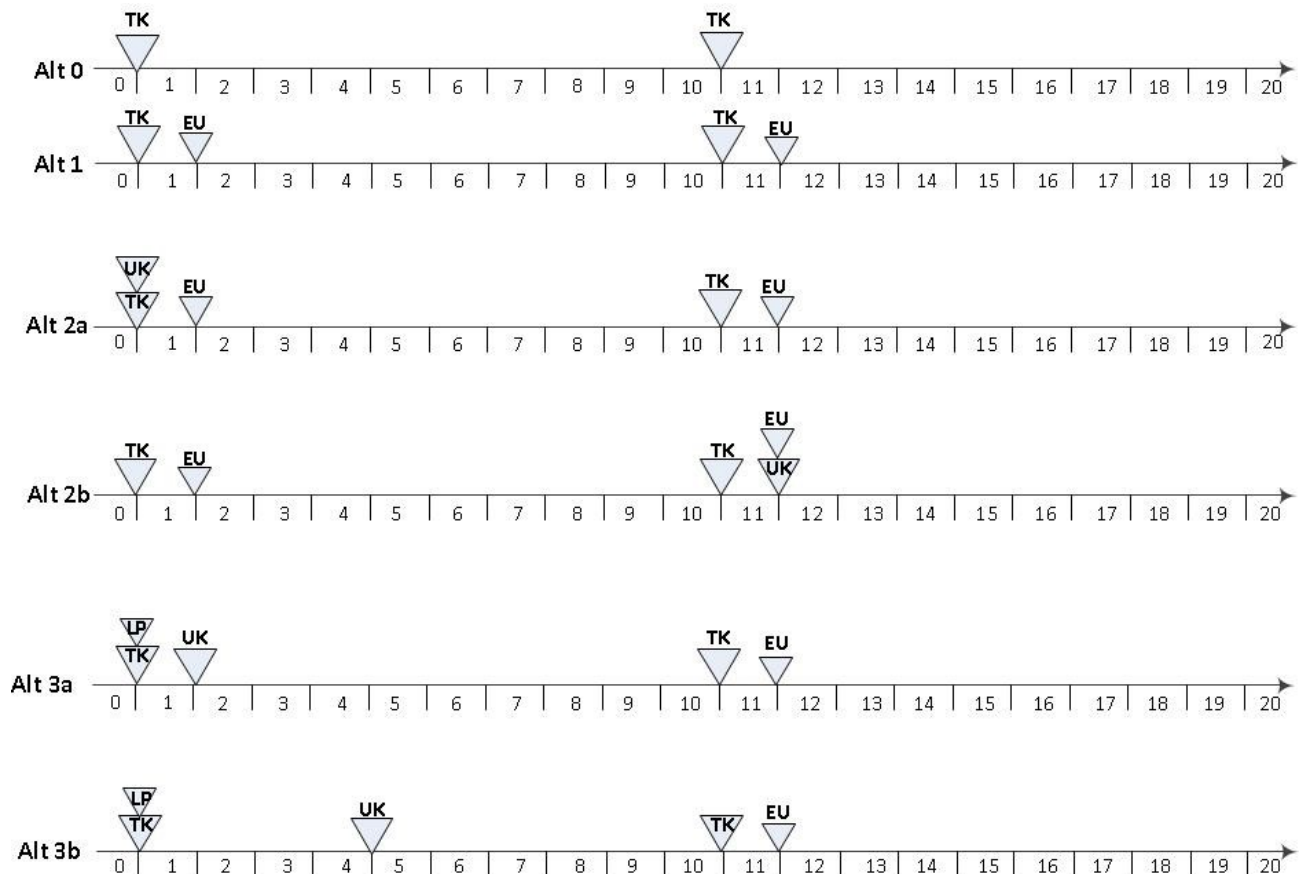
Strekning med FeAl16 oppgraderes ikke før i år 11. Man får da muligheten til å sjekke tilstanden på linen og om utskiftningen er nødvendig. Enkeltutskiftninger som blir utført i år 1 kan da være unødvendig bruk av ressurser siden de bare skal være i bruk i 10 år. Men enkeltutskiftningene reduserer også risikoen for utfall og andre uønskede hendelser og reduserer dermed kostnader knyttet til ILE og negativ omtale. Frem til utskiftning vil risikoen for at linen ryker øke i takt med at tilstanden til linen blir dårligere.

Alternativ 3a og 3b

Undersøke tilstand og line før utskifting

Før man skifter ut strekning med FeAl16, utfører man tilstandskontroll og tar lineprøve eller bruker annen metode, for å bestemme tilstanden til linen. Selv om dette er en ekstra kostnad, får man mer nøyaktig informasjon vedrørende tilstanden og også muligheten til å sjekke de to resultatene mot hverandre. Forskjellen mellom de to alternativene er tidspunktet til utskiftningen. Med å vente 5 år vil man utnytte det man allerede har, lenger, men man risikerer også kostnader i forbindelse med den dårlige tilstanden denne perioden.

Figur 26 viser når de ulike tiltakene skal gjennomføres for hvert alternativ.



Figur 26 Tidslinje for iverksetting av tiltak

4.2.3.3 Nåverdiberegninger av planlagte kostnader

Under er resultatet av kostnadsberegningene. Alternativ 2b ble forkastet på grunn av risikoen knyttet til det.

Alternativ	Kostnad kkr	Differanse kkr
Ref.alt	162	0
1	190	-190
2a	4693	-4693
3a	4426	-4426
3b	3465	-3465

Figur 27 Nåverdiberegninger av planlagte kostnader

Kostnadsberegningen er lagt ved i vedlegg [F]

4.2.4 Case 4

Nettdelen 041-Fin og 042-Fin er en dobbeltlinje som er delt opp i to nettdeler og ligger under montørgruppe nord (Bjerka/Mosjøen). Hovedlinjene består av FeAl35 line og er 28,6km lang. Linene på avgreiningene er jevnt fordelt mellom å være FeAl25 og FeAl16. Forhold som påvirker nettdelene er:

- Den ene linjen er en produksjonslinje
- Middels korrosivt miljø

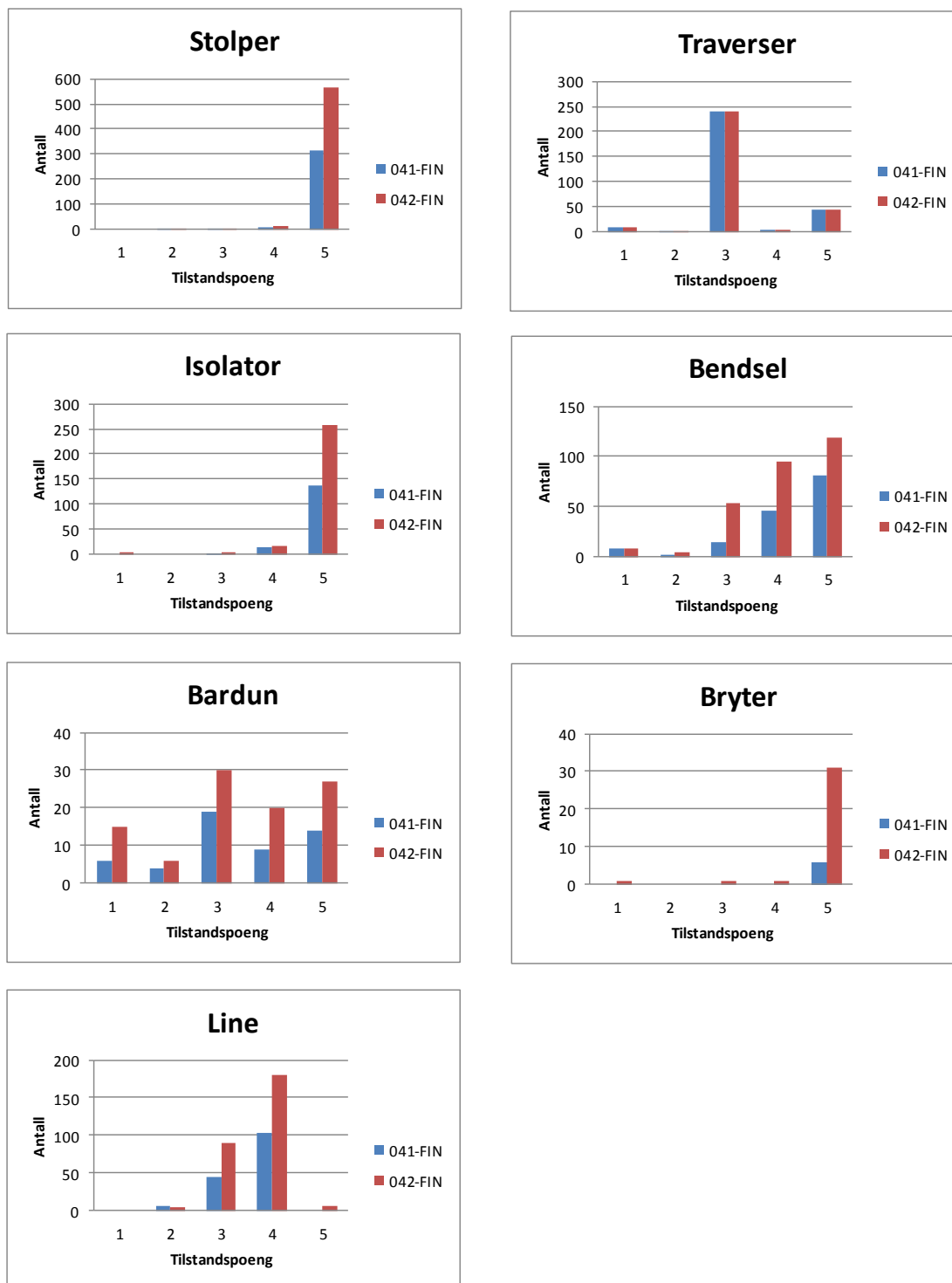
Nettdelene er på listen over nettdeler med dårlig tilstand i følge Prelib. Listen vektet etter hvilke komponenter som har dårlig tilstand. Det er gjort tiltak og enkeltutskiftninger på nettdelene, men den gjennomsnittlige tilstanden er omtrent den samme og er for noen komponenter forverret.

Problemstillinger:

- Når bør man ta en større utskiftning av en komponenttype?
- Dersom man går for en større utskiftning et stykke frem i tid, hvordan burde vedlikeholdet være frem til dette tidspunktet?
- Vil man øke tverrsnittet på linen når den må byttes? Og hvilke konsekvenser har dette for resten av nettdelen?
- Er det strekninger på nettdelene som skiller seg ut?

4.2.4.1 Dagens tilstand

Under er en oversikt over tilstanden til komponentene for hver av nettdelene.



Figur 28 Grafisk fremstilling av tilstanden i nettdelen

Oversikten viser at for komponentene bardun, travers og bendsel er det et høyt antall som nærmer seg utskiftning. Også for line er det en høy andel 3'ere. Denne er viktig å legge merke til siden det vil være lurt å ta andre utskiftninger samtidig med et bytte av line. En videre analyse burde se på om det er deler av strekningen som skiller seg ut tilstandsmessig og påvirker resultatet til nettdelene.

Utviklingen mellom 2002 og 2006 har vært som følger for 041-Fin og 042-Fin:

Tabell 9 Gjennomsnittlig utvikling for nettdel 041-Fin

komponent	2002	2006	diff
Stolper	4,94	4,95	0,01
Travers	3,22	3,24	0,02
Isolator	4,85	4,89	0,04
Bendsel	4,06	4,23	0,16
Bardun	3,39	3,40	0,01
Bryter	4,88	5,00	0,12
Line	3,79	3,63	-0,15

Tabell 10 Gjennomsnittlig utvikling for nettdel 042-Fin

Komponent	2002	2006	diff
Stolper	4,94	4,96	0,01
Travers	3,20	3,31	0,10
Isolator	4,81	4,86	0,05
Bendsel	4,31	4,10	-0,21
Bardun	3,24	3,39	0,14
Bryter	4,96	4,79	-0,16
Line	3,72	3,67	-0,05

Tabell 9 og Tabell 10 viser gjennomsnittsverdier for tilstandspoeng per komponent. Den positive utviklingen noen komponenter har hatt mellom de to tilstandskontrollene kan forklares med at det har blitt utført enkeltutskiftninger på nettdelen etter siste tilstandskontroll, og noen av disse er registrert i Prelib. Også disse tabellene indikerer at line, bardun og travers er komponenttyper man har en viss mengde av som begynner å få dårlig tilstand.

4.2.4.2 Alternativer til løsninger

Det er gitt en kort innføring i de ulike alternative løsningene i Tabell 11. En utdyping av alternativene er gitt etter Figur 29, som gir en oversikt over når tiltak skal iverksettes.

Tabell 11 Oversikt over alternativene og deres konsekvenser

Alt	Kort beskrivelse	Kostnader	Når	Konsekvenser			
				Økonomiske	Sikkerhet/Pålitelighet	Omdømme	Miljø
0	Gjøre minst mulig	TK ST RK KILE	5, 15 1-20 1-20 1-20	KILE og RK er kostnader man ikke har oversikt over.	Lavere ettersom det blir gjort minimalt vedlikehold.	Noe negativ omtale om tilstanden medfører utfall.	NA
1	Utføre vedlikehold i henhold til retningslinjer	TK EU ST	5, 15 6, 16 1-20	Lave utgifter så fremt tilstanden holder seg på komponentene med forverret tilstand	Negativt kun dersom komponentenes tilstand forverres.	Dersom tilstanden blir dårligere enn antatt, kan negativ omtale følge.	NA
2	Sjekke linetilstanden ved neste TK	TK LK EU	5, 15 6 6, 16	Ekstra kostnad med å få sjekket linen. Mulig å hindre uønskede hendelser og deres økonomiske konsekvenser.	Man får sjekket tilstanden til den komponenten det er knyttet størst usikkerhet til. Ingen direkte konsekvens, men har mulighet til å utføre vedlikeholdet som er nødvendig for å opprettholde sikkerheten og påliteligheten.	Verken positivt eller negativt	NA
3a	Større utskiftning av de dårlige komponentene	TK US EU	5, 17 7 18	Store utgifter til utskiftninger på en kort periode.	Økt etter utskiftningen. Tilstanden til hele nettdelen vil bli hevet.	Positivt	NA
3b	Større utskiftning av de dårlige komponentene	TK US RK KILE	5, 15 17 1-16 1-16	Sannsynlig at det vil være uforutsette kostnader knyttet til KILE og RK frem til utskiftningen. Store utgifter til utskiftninger over en kort periode.	Økt etter utskiftningen. Tilstanden til hele nettdelen vil bli hevet. Frem til utskiftningen vil sikkerheten og påliteligheten avta med at tilstanden forringes.	Positivt dersom utskiftningen kommer tidsnok, men negativt dersom den kommer for sent mtp uønskede hendelser.	

TK – Tilstandskontroll

ST – Strakstiltak

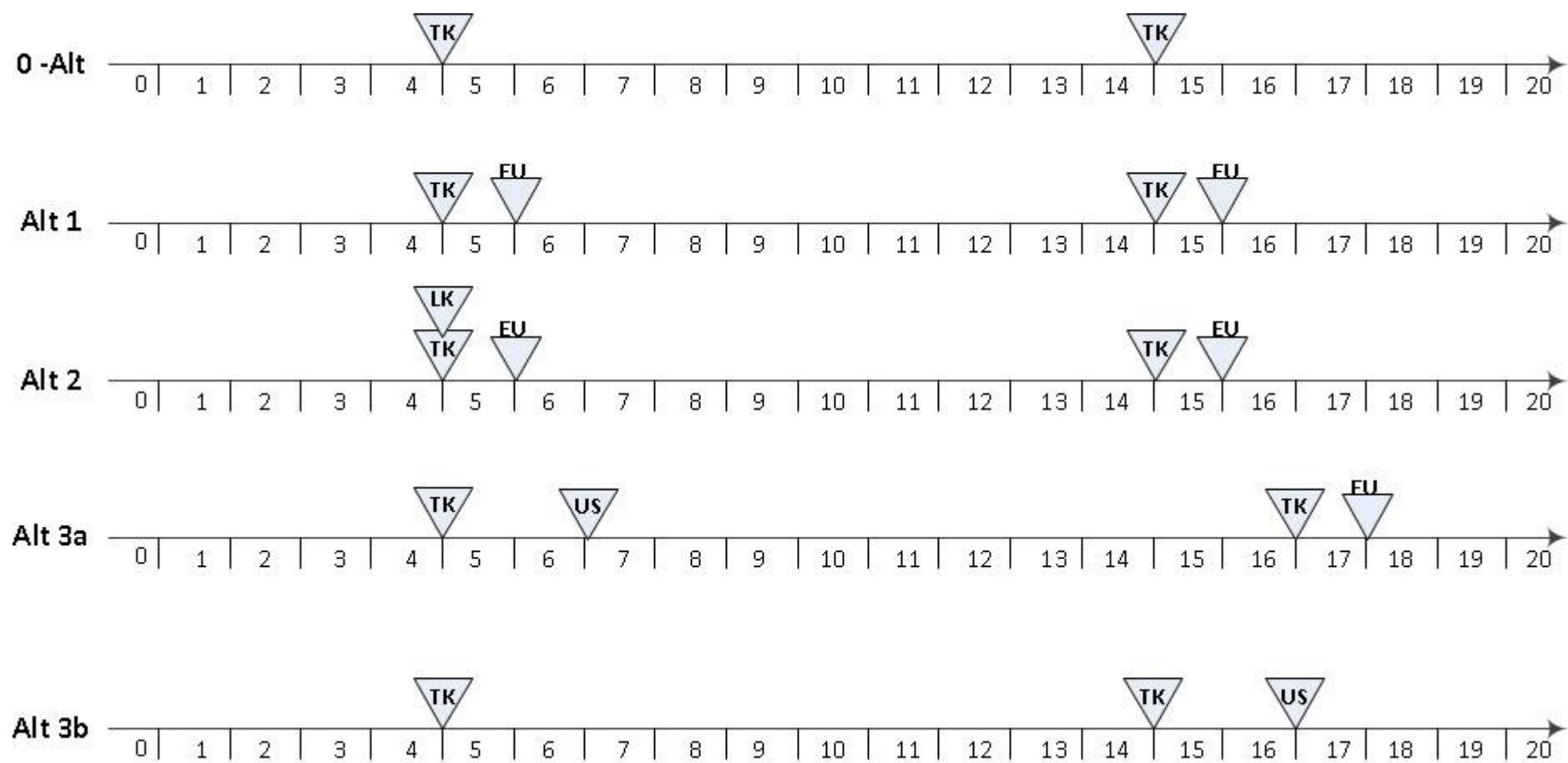
RK – Reparasjonskostnader

EU – Enkeltutskiftninger

LK - Linekontroll

US – Utskiftninger (kostnader knyttet til)

Kolonnen *når* viser til hvilke(t) år i analyseperioden tiltakene skal utføres.



Figur 29 Tidslinje for iverksetting av tiltak

Utdypende forklaring av alternativ:

0 – Alternativ (referansealternativ)

Nullalternativet går ut på å gjøre minst mulig i analyseperioden. Det vil si at tilstandskontrollene blir utført hvert tiende år, og strakstiltak gjennomføres årlig etter hver befarings. Med dette alternativet vil tilstanden på nettdelen forringes utover i analyseperioden, og sannsynligheten for feil og svikt vil derfor øke. De uforutsette utgiftene til reparasjoner og KILE, kan derfor bli store. Dersom det inntreffer flere feil og svikt på nettdelene, kan dette ha negative konsekvenser for omdømme.

Alternativ 1

Tilstandskontroll og enkeltutskiftninger utføres i henhold til HKs retningslinjer. Det samme gjelder strakstiltak etter årlige befarings. Utgiftene til planlagt vedlikehold vil være høyere enn referansealternativet, men man vil ha bedre kontroll på uønskede hendelser og lavere uforutsette utgifter. Man vil også holde tilstanden på et bra nivå og derfor ha bedre sikkerhet og pålitelighet. Men spørsmålet er om dette er lønnsomt når man har komponentgrupper som står ovenfor en større utskiftning. I tillegg er det usikkerhet knyttet til linjen der den visuelle kontrollen strekker til minst. Ingen konsekvens for omdømme, men negativt dersom tilstanden til linjen er dårligere enn antatt, og man får utfall som følge av dette.

Alternativ 2

Tilstandskontroll og enkeltutskiftninger utføres i henhold til HKs retningslinjer. Det samme gjelder strakstiltak etter årlige befarings. I tillegg undersøkes tilstanden til linjen med egnet metode, samtidig som den neste tilstandskontrollen. Man kan da være mer trygg på hvilken tilstand linjen er i. En slik kontroll vil koste noe ekstra. Utgiftene til planlagt vedlikehold vil være høyere enn referansealternativet, men man vil ha bedre kontroll på uønskede hendelser og lavere uforutsette utgifter. Man vil også holde tilstanden på et bra nivå og derfor ha bedre sikkerhet og pålitelighet. Men spørsmålet er om dette er lønnsomt når man har komponentgrupper som står ovenfor en større utskiftning. Man får sjekket komponenten det er knyttet størst usikkerhet til, og resultatet av kontrollen gir en mulighet til å gjøre nødvendig vedlikehold for å opprettholde påliteligheten.

Alternativ 3a

Tilstandskontroll blir utført som planlagt i år 5, og på bakgrunn av resultatet utfører man en større utskiftning av de komponentgruppene som har et høyt antall med dårlig tilstand. Dette har selvfølgelig en kostnad. Kostnadene til enkeltutskiftninger og strakstiltak reduseres i tiden etter utskiftningen. Alternativet er både positivt for påliteligheten og for omdømme.

Alternativ 3b

Tilstandskontrollen blir utført som planlagt i år 5 og år 15, og på bakgrunn av resultatet fra den siste tilstandskontrollen utfører man en større utskiftning. Utskiftningen er av komponenter med dårlig tilstand der komponentgruppen har hatt en gjennomsnittlig dårlig tilstand. Dette har selvfølgelig en kostnad. Fram til den større utskiftningen blir kun strakstiltak utført. Kostnadene til enkeltutskiftninger og strakstiltak reduseres i tiden etter utskiftningen. Alternativet er positivt for påliteligheten, men fram til utskiftningen vil tilstanden forringes og påliteligheten synke. Alternativet er positivt for omdømme dersom utskiftningen kommer tidsnok og man ikke får uønskede hendelser i forkant.

4.2.4.3 Nåverdiberegninger av planlagte kostnader

Under er resultatet av kostnadsberegningene.

Alternativ	Kostnad kkr	Differanse kkr
Ref.alt	134	0
1	490	-490
2a	506	-506
3a	4155	-4155
3b	866	-866

Figur 30 Nåverdiberegninger av planlagte kostnader

Kostnadsberegningen er lagt ved i vedlegg [F].

4.2.5 Svikt og konsekvenser

Etter hvert som tilstanden forverres, øker risikoen for at komponenter ikke klarer å opprettholde dens påkrevde funksjon: komponenten svikter. I alle tre casene vil man til slutt oppleve at komponenter svikter. Hvorfor de svikter, sviktmekanismen, varierer fra komponent til komponent. Rust, råte og vibrasjoner er vanlige årsaker til svikt. Enhver svikt kan ha en eller flere konsekvenser.

Tabell 12 Eksempel på årsak og konsekvens av feil

Årsak	Svikt	Konsekvens
Snø-/islast	Line ryker	KILE / Avbrudd Personskade
Korrosjon	Line ryker	KILE /Avbrudd Personskade Brann
	Isolator/bendsling svikter	Line legges på travers Line mister et oppheng Mastebrann Overslag
	Isolator svikt	Overslag
Råte i stolpe	Stolpen knekker	KILE /Avbrudd Personskade
Trepåfall	Line ryker	KILE /avbrudd Personskade Brann

Tabell 12 er ment å illustrere følgende:

- En feil kan ha flere årsaker
- En og samme årsak kan føre til flere ulike feil
- Konsekvensen av feil kan være den samme for ulike feiltyper
- En feiltype kan ha flere mulige konsekvenser

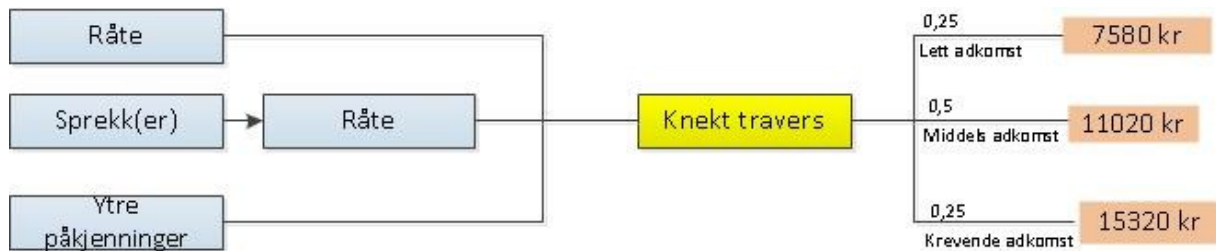
For en mer detaljert liste over årsaker til feil, se vedlegg [E].

Det er viktig å understreke at en feil eller konsekvens ikke utelukker en annen feil og dens konsekvens. Dersom en komponent av gammel type svikter og må byttes ut med en nyere type, kan det medføre flere utskiftninger. Dette fordi den nye typen kan gi føringer for resten av mastepunktet. Alle tilfeller av svikt vil resultere i reparasjonskostnader. Disse vil variere mye avhengig av beliggenhet, type komponent og omfang.

Sannsynligheten for feil og varigheten av dem vil variere mellom casene, adkomst og avstand. Konsekvensen for en feil er avhengig av hvilke tiltak som er gjort for å forhindre konsekvenser. Dette kan være brytere som er installert i nettdeler og som dermed forhindrer at hele nettdelen må kobles ut dersom det blir feil på delen. Et annet tiltak som kan minske konsekvensene av utfall, er reserveforsyning. Dette må det tas hensyn til når man estimerer kostnadene ved svikt for en nettdel. I de tre casene er det kun enveis forsyning, og nettdelene er inndelt slik at de starter/slutter ved effektbryter eller tamp.

I casene er det tre komponenter som har skilt seg ut negativt med tanke på tilstand: travers, line og bardun. Følgende sviktmodeller kan settes opp for komponentene:

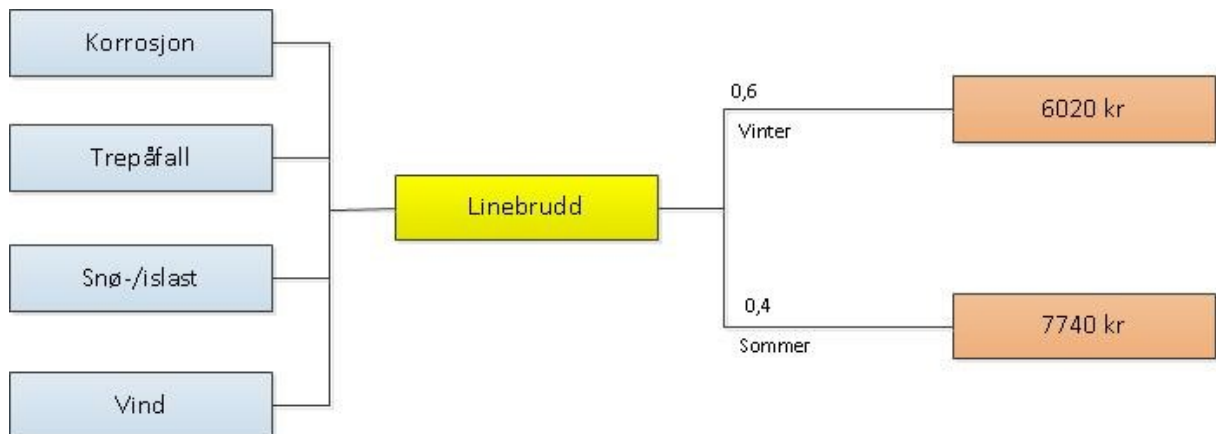
Travers



Figur 31 Eksempel på sviktmodell for travers

Sviktmodellen i Figur 31 viser årsak og konsekvens for svikten *knekt travers*. Her er det valgt å dele opp konsekvensen etter hvor enkel adkomsten til feilen er. Kostnadene som er lagt til grunn er montørkostnadene (860kr/time) og kostnaden for å skifte ut en travers (5000kr). Det er kun tiden som skiller de tre konsekvensklassene og kun montørkostnaden som er avhengig av tiden. For å forenkle den videre analysen er det tatt utgangspunkt i middels adkomst ved alle feil (tid= 7 timer). Kostnadene som er brukt, er fiktive, men brukes for å illustrere modellene.

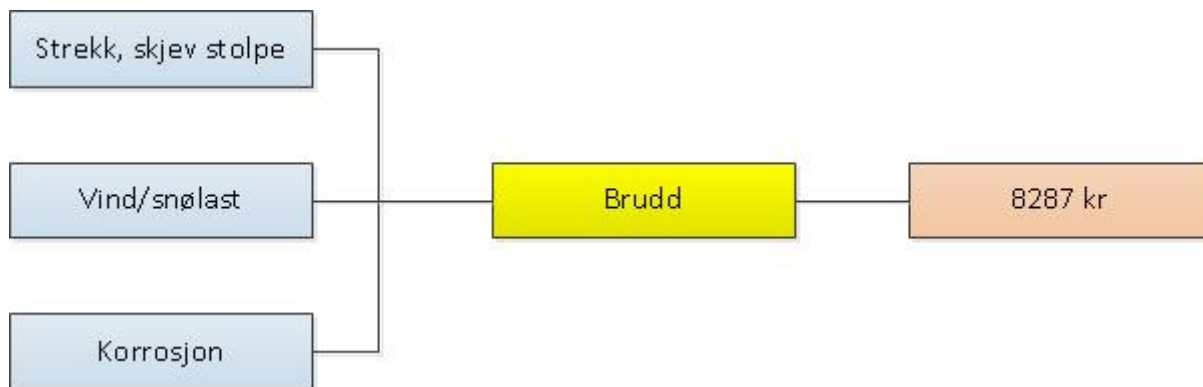
Line



Figur 32 Eksempel på sviktmodell line

Sviktmodellen i Figur 32 viser årsak og konsekvens for svikten *linebrudd*. Siden kostnadene stort sett vil dreie seg om arbeidstimer, baseres konsekvensen på dette. Tiden det tar å reparere en line er antatt å variere med årstiden, med enklere forhold på vinteren enn på sommeren. Videre i analysen vil man bruke 7 timer som reparasjonstid på line, da dette er landsgjennomsnittet for reparasjoner.

Bardun



Figur 33 Eksempel på sviktmodell for bardun

Sviktmodellen viser årsakene til *brudd på bardun* og hva det vil koste å reparere feilen. Kostnadene er basert på material- og montørkostnader for arbeidet. Også i dette tilfelle er reparasjonstiden satt til 7 timer. Under er det vist en annen sviktmodell for bardun. Denne viser hvilke svikt *defekt feste i bakken* kan medføre og deres respektive konsekvens. Modellen er tatt med for å illustrere at hver komponent kan ha flere sviktmodeller.



Figur 34 Eksempel på sviktmodell for bardun 2

I sviktmodellene over er det tatt med ytre påkjenninger som årsak. Disse vil normalt ikke være med i en sviktmodell som brukes til å estimere levetidskurver.

4.2.6 Økonomiske beregninger

Før man går videre med den økonomiske analysen, vurderes det om det er noen av forslagene som kan forkastes på bakgrunn av kostnadsoversikten. Det er viktig å vurdere dette da det vil redusere arbeidsmengden ved analysen, og man slipper unødvendig arbeid.

For å gjøre økonomiske beregninger, trenger man å estimere sannsynlig tilstandsutvikling for nettdelen og tilhørende sannsynlighet for svikt. På den måten tar man hensyn til at kostnadene

knyttet til vedlikehold vil variere ut fra tilstand. Sannsynligheten for svikt vil bli tilgjengelig når man har laget levetidskurver eller ved bruk av 2-punkts estimat. Dersom man ikke har mulighet til å estimere sannsynlighet for svikt, kan man gjøre en forenkling ved å øke/senke kostnadene knyttet til svikt utover i analyseperioden avhengig av hvordan tilstanden er forventet å utvikle seg. Målet med den økonomiske analysen er å finne det mest lønnsomme alternativet. Når alternativet er implementert i den økonomiske analysemodellen, kan man undersøke effekten av å flytte på tidspunkt for når tiltak iverksettes.

I undersøkelsen av casene er det brukt 2-punkts estimat for å estimere sviktsannsynligheten til komponentene. Optimal Maintenance Tool Box ble brukt til dette. For hver tilstand ble sannsynligheten for svikt estimert. Siden det ikke foreligger levetidskurver eller andre data knyttet til komponenters levetid utfra tilstand, er det brukt fiktive tall i estimeringen. Resultatet av estimeringen og tallene brukt til estimeringen er i vedlegg [F].

Fra estimeringen av sviktsannsynligheten har man årlig sannsynlighet for svikt for hver tilstand. Forventet kostnad av svikt vil være lik kostnaden gitt svikt, multiplisert med sannsynligheten for svikt. Det antas at komponentene er uavhengige av hverandre. Det vil si at sannsynligheten for at en komponent svikter ikke blir påvirket av andre komponenter. Dermed vil den totale kostnaden kunne regnes ut med å multiplisere forventet kostnad av svikt for en komponenttype, med antall komponenter i en gitt tilstand.

$$TK_a = \sum_{i=1}^n P_i \times K_a \times B_i \quad (4)$$

a – komponenttype(line, bardun,...)

i – tilstand fra 1 til 5

P_i – antall komponenter med tilstand i

K_a – Kostnad av svikt for komponenttype a

B_i – Antall komponenter med tilstand i

TK_a – Total kostnad av svikt for komponenttype a

Istedenfor å bruke sannsynlighet for svikt når kostnader knyttet til svikt skulle beregnes, ble det brukt en konsekvensfaktor. Utrekningen av konsekvensfaktoren er lik ligning 4 med unntak av at kostnadsleddet er fjernet. I lønnsomhetsberegningen blir konsekvensfaktoren multiplisert med kostnaden, og man ender opp med det samme regnestykket. I analysen av casene ble det kun tatt med de komponentene som hadde dårlig tilstand i Prelib og faktoren ble kun beregnet for tilstand 1-3. Det antas at sannsynligheten for svikt for tilstand 4 og 5, er tilnærmet lik null.

I alle casene ble gjennomsnittstiden for reparasjon brukt (7 timer). Reparasjonstiden vil derimot variere med blant annet årstid, geografisk beliggenhet, hvor enkel adkomsten er, plassering av brytere, lokalisering av feil, type feil og hvilke materialer som trengs. Snø kan gi både kortere og lengre reparasjonstid avhengig av om den gir bra eller dårlig scooterføre. Lasten er gjennomsnittlig last for nettdelene, og reparasjonskostnaden er regnet som omtrentlig gjennomsnitt av prisen per enkeltutskiftning basert på tall fra REN. Der kostnader for enkeltutskiftninger eller tiltak ikke har vært tilgjengelig, er det brukt fiktive tall. Disse er merket med grønt i regnearket i vedlegg [F]. I reparasjonskostnaden er det også medregnet kostnaden av de to montørene som trengs for å reparere feilen. I case 4 er det skilt mellom to feiltyper da den ene linjen kun er for å distribuere produksjon og ikke er i bruk i vinterhalvåret. Det kan være flere grunner til å bruke flere feiltyper:

- Forskjellig sannsynlighet for svikt avhengig av årstid.
- Ulik last over året.
- Deler av strekningen vil være mer tidkrevende å reparere.
- Deler av strekningen har betydelig mindre last (med mulighet for å skille ut strekning).

Selv om dette er en mulighet, er det viktig å ikke være for nøyaktig, da dette kun skal være en grovanalyse.

Når det gjelder kostnaden knyttet til tilstandskontrollen, er det brukt en gjennomsnittskostnad per km. Denne kostnaden vil variere sterkt mellom nettdeler avhengig av fremkommelighet og om man må bruke båt som fremkomstmiddel.

Den økonomiske levetiden for de ulike tiltakene er satt til:

TK – 10 år, eller kortere dersom kontrollen utføres hyppigere

EU – 25 år

Større vedlikehold – 25 år

Kontroll av line – 1 år

Reinvestering – 25 år

Rive linje – 1 år

Helikopterbefaring – 1 år

Den økonomiske levetiden sier hvor lenge man antar at et tiltak varer. Tilstandskontrollen har normalt varighet i 10 år siden det er et krav om den utføres hvert 10. år. Det antas at levetiden til alle komponentene har samme levetid, 25 år. Kontrollen av line sier noe om tilstanden det året, og vil derfor kun ha levetid på 1 år. Det samme gjelder helikopterbefaring.

Det er korrigert for restverdien til tiltakene i nåverdianalysen. Figur 35 viser en av lønnsomhetsvurderingene som ble utført. Den viser hvilke verdier som er brukt på variablene. Avhengig av hva som er tilknyttet nettdelen, kan man endre fordelingen av kundemassen, slik at beregningen av KILE blir riktig. Regnearket er hentet fra (Solvang, 2009).

Case 1																						
Alternativ 2																						
Interruptions	Int. power kW	Duration h	Repair kkr	Agriculture	Household	Industry	Commerci	Public sec	Large ind.	CENS kkr	Discount rate (% pa)											
	1400	7	8,56	20	20	20	20	10	10	208,1	4,5											
Failure 1				78,2	62,6	294,8	511,7	72,7	44,7	208,1												
Failure 2				4,0	1,0	17,0	20,0	1,0	6,0	0,0												
Notified interruption				4,0	1,0	17,0	20,0	1,0	6,0	0,0												
Period of analysis	year no ->	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
Probability of failure 1 for A1	323,8857	6,0234	13,3743	18,1481	16,4456	17,8638	18,6710	19,0620	19,1688	19,0798	18,8533	18,5284	16,8484	16,6295	16,3289	15,9630	15,5457	15,0885	14,6013	14,0926	13,5693	
Probability of failure 1 for A0	346,7549	3,8620	8,9905	12,6932	15,5013	17,6162	19,1724	20,2731	21,0019	21,4267	21,6039	12,8083	15,8046	17,6288	18,8234	19,5793	20,0066	20,1796	20,1532	19,9692	19,6608	
Probability of failure 2 for A1	0,0000																					
Probability of failure 2 for A0	0,0000																					
Power losses for A1	kW ->																					
Power losses for A0	kW ->																					
Equiv cost of losses (kr/kW år)	2006	1402	1310	1290	1271	1273	1290	1306	1323	1340	1352	1362	1375	1385	1398	1412	1426	1441	1454	1471	1487	
Alt. 1 (A1)	kkkr year	PV (kkkr)	Annual costs (kkkr)																			
Reinvestment	0 30	9579,8	8825,5	0,0	754,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
PM (preventive m)	0 10	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
EU (enkelttskiftninger)		341,5									316,7										24,8	
TK (condition monitoring)		109,7								101,8											7,9	
PW (power losses)		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CENS due to failure 1		43670,3	1253,7	2783,7	3777,3	3422,9	3718,1	3886,1	3967,5	3989,8	3971,2	3924,1	3856,5	3506,8	3461,2	3398,7	3322,5	3235,6	3140,5	3039,1	2933,2	2824,3
CENS due to failure 2		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CENS due to notified interruption		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Repair after failure 1		1796,0	51,6	114,5	155,3	140,8	152,9	159,8	163,2	164,1	163,3	161,4	158,6	144,2	142,3	139,8	136,6	133,1	129,2	125,0	120,6	116,2
Repair after failure 2		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Repair after notified interruption		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Sum		55497,4	10130,8	2898,2	4687,0	3563,7	3871,0	4046,0	4130,7	4153,8	4236,3	4402,2	4015,1	3651,0	3603,6	3538,4	3459,1	3368,7	3269,6	3164,1	3061,8	2965,2
Alt. (A0)	kkkr year	PV (kkkr)	Annual costs (kkkr)																			
Reinvestment	0 30	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
PM (preventive m)	0 10	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
EU (enkelttskiftninger)		1027,6	749,1									278,4										
TK (condition monitoring)		105,0									97,4										7,6	
PW (power losses)		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CENS due to failure 1		44898,6	803,8	1871,3	2641,9	3226,4	3666,6	3990,5	4219,6	4371,3	4459,7	4496,6	2665,9	3289,5	3669,2	3917,9	4075,2	4164,1	4200,1	4194,6	4156,3	4092,2
CENS due to failure 2		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CENS due to notified interruption		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Repair after failure 1		1846,5	33,1	77,0	108,7	132,7	150,8	164,1	173,5	179,8	183,4	184,9	109,6	135,3	150,9	161,1	167,6	171,3	172,7	172,5	170,9	168,3
Repair after failure 2		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Repair after notified interruption		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Sum		47877,7	1586,0	1948,2	2750,6	3359,1	3817,4	4154,6	4393,1	4551,1	4643,1	4778,9	3054,0	3424,8	3820,1	4079,0	4242,8	4335,4	4372,9	4367,1	4327,3	4268,0
A0-A1																						
Annual sum		-3942,8	-8544,7	-950,0	-1936,4	-204,6	-53,7	108,6	262,5	397,2	406,8	376,7	-961,1	-226,2	216,6	540,6	783,6	966,7	1103,2	1203,1	1265,5	1302,8
Profitability (present value)		-7619,7	-8524,6	-869,9	-1790,2	-171,6	-43,1	83,4	192,9	279,3	240,4	164,5	-485,4	-133,4	122,2	291,9	404,9	478,0	522,0	544,8	543,9	530,2

Figur 35 Eksempel på lønnsomhedsberegning, regneark hentet fra (Solvang, 2009)

4.2.6.1 Resultat av nåverdiberegninger

Tabell 13 Resultat av nåverdiberegningene

Case 1		Case 3		Case 4	
Alternativ	Lønnsomhet (kkkr)	Alternativ	Lønnsomhet (kkkr)	Alternativ	Lønnsomhet (kkkr)
2	-7619,7	1	450,2	1	40662,4
3a	-2243,7	2a	-3688,9	2	40647,0
3b	5831,3	2b	-3668,8	3a	92656,1
4	-290,6	3b	-2709,7	3b	12994,9
5	-600,2				
6	-5081,9				

Fra Tabell 13 kan man se følgende:

I case 1 er det kun ett alternativ som er mer lønnsomt enn referansealternativet: alternativ 3b. Dette alternativet innebærer å renovere strekningen i år 8. Case 3 er et tilfelle hvor enkeltutskiftninger basert på tilstand er det mest lønnsomme og på den måten støtter opp om tilstandsbasert vedlikehold som det mest økonomiske. Selv om det samme gjelder for case 4, er også alternativene som har mer omfattende tiltak lønnsomme. Bare ikke i like stor grad.

Beregning av lønnsomhet er lagt ved i vedlegg [F].

4.2.6.2 Følsomhetsanalyse

Lønnsomheten av et alternativ blir påvirket av følgende forhold:

- Når tiltak iverksettes
- Den årlige feilsannsynligheten
- De direkte kostnadene

Endring av tidspunkt for tiltak

I case 1 ser man at alternativ 3b er lønnsomt mens alternativ 3a ikke er det. Det eneste som skiller de to alternativene, er når den aktuelle strekningen blir renoveret og om enkeltutskiftninger utføres før utbedringen eller ikke. Dette har selvfølgelig også innvirkning på sviktsannsynligheten siden den blir lavere etter utbedring enkeltutskiftninger. Når går utbedring fra å være ulønnsomt til å bli lønnsomt?

Det er tatt utgangspunkt i alternativ 3b som har enkeltutskiftninger før utbedringen. For å undersøke når tiltaket blir lønnsomt, er nye konsekvensfaktorer regnet for de aktuelle årene. Deretter ble nåverdien av tiltaket regnet ut for år 4-6 og plassert inn i beregningen for lønnsomhet. Resultatet viser at tiltaket er lønnsomt å gjennomføre i år 5 og 6, men ikke i år 4. Resultatet er gjengitt i Tabell 14, og beregningen av lønnsomhet er lagt ved i vedlegg[F].

Tabell 14 Endring i lønnsomhet ved endring av tidspunkt for tiltak

År	Lønnsomhet(kkr)
4	-460,1
5	200,4
6	572,9

Endring av sannsynlighet for svikt

Siden sannsynligheten for svikt er basert på fiktive tall i denne oppgaven, er det stor usikkerhet knyttet til den. Endringer i sannsynligheten kan ha stor innvirkning på om et alternativ er lønnsomt eller ikke. Desto lavere sviktsannsynlighet et tiltak gir, desto mer lønnsomt vil et alternativ bli. For å illustrere brukes alternativ 3a i case 1. Sannsynligheten for svikt ble justert med en prosentandel for å se endringen dette ga i lønnsomheten. Dette er noe urimelig siden tiltaket kun påvirker deler av nettdelen, men viser at lønnsomheten blir høyere desto lavere sannsynlighet for svikt et tiltak medfører. I undersøkelsen ble det antatt at referansealternativet har den samme sannsynligheten uavhengig av endring i alternativ 3a. En oppsummering av resultatet er gitt i Tabell 15. Resultatet viser også at dersom sviktsannsynligheten reduseres med 10 %, vil alternativet gå fra å være ulønnsomt til lønnsomt. Dersom reduksjonen et tiltak gir, er lavere enn antatt, vil lønnsomheten bli lavere eller alternativet blir ulønnsomt.

Tabell 15 Endring av sviktsannsynlighet og resulterende lønnsomhet

% av opprinnelig sannsynlighet	lønnsomhet (kkkr)
10	38488
30	29437
50	20385
70	11334
90	2282
100	-2244
110	-6769
130	-15821
150	-24873

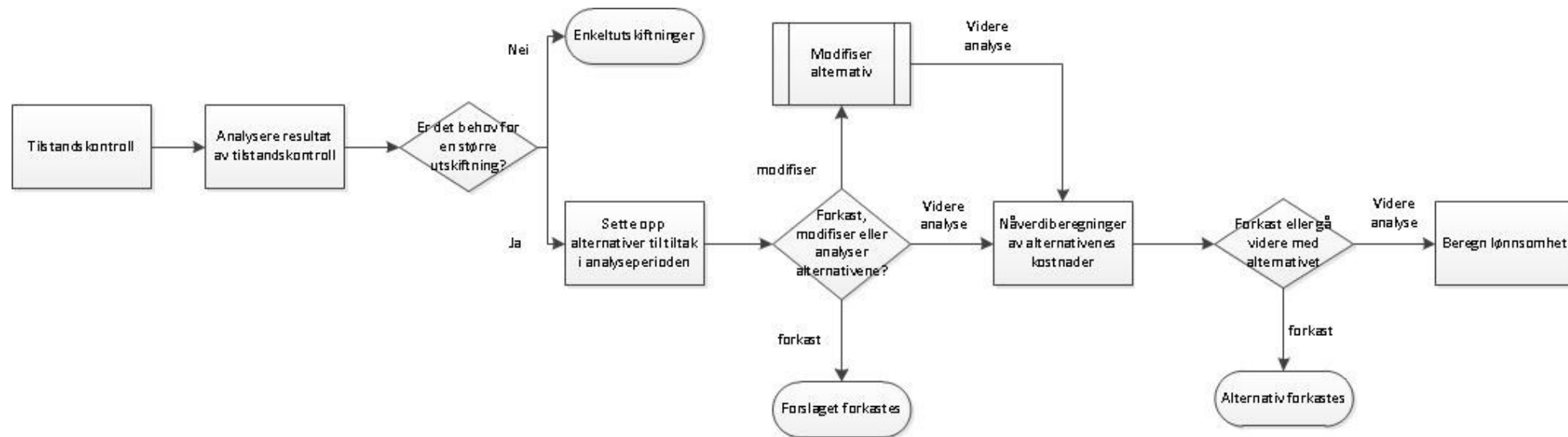
Endring i kostnader

Det er knyttet usikkerhet til flere av kostnadene brukt i analysen, og det vil det naturligvis også være ved større tiltak. I case 1 er kostnaden for å legge kabel satt uten grunnlag. Spørsmålet er hvor mye prisen på tiltaket må reduseres for at det skal bli lønnsomt. I lønnsomhetsberegningene i alternativ 2, ser man at alternativet er 7620 kkr dyrere enn referansealternativet. Det vil si at kostnaden på tiltaket må reduseres med 7620 kkr for at tiltaket skal bli lønnsomt. Dette gir en total kostnad lik 272,5 kkr/km for å legge kabel. Dersom tiltaket kan utføres til denne prisen, er det lønnsomt.

En annen kostnad som det også er knyttet usikkerhet til, er reparasjonskostnaden. Dersom reparasjonskostnaden er høyere enn antatt, vil alternativ som har høyere sannsynlighet for svikt få en høyere økning i kostnadene knyttet til svikt enn alternativ som har lav sannsynlighet for svikt.

5 Resultat

På bakgrunn av casene er følgende flytskjema etablert.



Figur 36 Flytskjema for vedlikeholdsprosessen som foreslås

Forklaring til flytskjema:

Tilstandskontroll

Tilstandskontrollen utføres av kurset personell, og resultatet føres inn i Prelib.

Analysere resultat av tilstandskontroll

Når man analyserer dataene i Prelib, burde man ha med følgende moment:

- Beskrive nettdelen(lengde, brytere, korrosivitet, adkomst, terreng osv.).
- Utenforliggende faktorer (f.eks. installasjon av ny produksjon, bygging av småkraft, grøfting i området).
- Oversikt over tilstanden ved siste og foregående tilstandskontroller.
- Sette opp problemstillinger knyttet til vedlikeholdet av nettdelen.

En oversikt over fordelingen av de ulike komponentene på hver tilstand burde lages. Dersom resultater fra tidligere tilstandskontroller er tilgjengelig, kan man bruke disse til å undersøke utviklingen til nettdelen. Her må man være obs på utskiftninger som er gjort. Disse skal være registrert i Prelib. Man kan få feil inntrykk av utviklingen dersom man ikke tar utførte enkeltutskiftninger med i beregningen. Analysen burde også undersøke om det er strekninger eller avgreininger som skiller seg ut med tanke på dårlig tilstand og på den måten trekker ned tilstanden til hele nettdelen. Det kan også tenkes at en strekning med dårlig tilstand overses fordi tilstanden til resten av nettdelen overskygger dens dårlige resultat.

Behov for større utskiftning?

Er det behov for en større mengde utskiftninger? Ser utviklingen ut til å gi en større mengde utskiftninger i løpet av analyseperioden? Dersom dette er tilfelle, burde man gå videre med nettdelen og se på hvilke alternative tiltak man har.

Sette opp alternativer

Sette opp ulike alternative scenarier for hvilke tiltak som skal gjennomføres på nettdelen og når. For hvert av tiltakene setter man opp hvilke kostnader og hvilken risiko som er knyttet til det. Det bør settes opp mer enn to alternativer. Ett av alternativene skal fungere som et referansealternativ, som de andre alternativene blir sammenlignet med.

Forkast, modifier eller analyser?

Med bakgrunn i konsekvensene for hvert alternativ, vurderes det om risikoen knyttet til et alternativ er uakseptabelt eller ikke. Dersom det er tvil om risikoen er akseptabel eller ikke, kan det settes opp en risikomatrix for å undersøke den nærmere. Om risikoen er uakseptabel, kan man velge å enten forkaste alternativet eller modifisere det slik at det blir akseptabelt.

Nåverdiberegninger av kostnader

De planlagte kostnadene knyttet til hvert alternativ settes opp og man beregner nåverdien av tiltakene. I beregningene tas det hensyn til eventuell restverdi av tiltakene. Kostnaden knyttet til tiltakene kan basere seg på tidligere erfaringer eller REN-tall. Dersom dette ikke foreligger, settes en fornuftig pris på tiltaket.

Forkast eller gå videre med alternativene?

Før man utfører den siste og mest omfattende analysen, kan man eliminere alternativ som har en for høy kostnad. På denne måten unngås unødvendig mye arbeid.

Beregne lønnsomhet

For å beregne lønnsomheten til et alternativ, må de uforutsette utgiftene estimeres. Disse er knyttet til svikt, og kostnadene som må tas med, er reparasjonskostnader og KILE. Sviktsannsynligheten per tilstand for hver komponent må estimeres. Dette kan gjøres enten ved å bruke 2-punkts estimat eller levetidskurver. For å finne den total konsekvensen, må konsekvensen gitt feil multipliseres med antall komponenter i tilhørende tilstand. Deretter summeres kostnaden over analyseperioden for å finne total kostnad, og legges sammen med de planlagte kostnadene. Disse operasjonene kan gjøres i OMTB og i regneark hentet fra (Solvang, 2009). Den totale kostnaden per alternativ blir sammenlignet med kostnaden til referansealternativet for å se det er lønnsomt eller ikke.

Etter at lønnsomheten er beregnet, kan man undersøke hvordan endringer i parameter som er brukt, vil påvirke resultatet. Parameter som kan endres er:

- når tiltak gjennomføres
- sviktsannsynligheten
- kostnader

Man kan undersøke hva som skal til for at et tiltak blir lønnsomt ved å variere disse.

6 Diskusjon

Det brukes mye ressurser på å gjennomføre tilstandskontrollene, og det er brukt tid på å utvikle en prosedyre rundt databasen Prelib. Men per dags dato er ikke denne prosedyren en lukket sløyfe, og man får ikke utnyttet databasen så mye man ønsker. Man får heller ikke evaluert prosedyren kontinuerlig. Noe av dette kan forklares med at det mangler en enkel prosedyre for hvordan man kan utnytte Prelib bedre. Men man kan heller ikke se bort fra at det mangler ressurser til å analysere resultatene fra tilstandskontrollen. Med tanke på tidsbruken på å samle inn data til Prelib, burde viderebehandlingen vært større og mer synlig. Om viderebehandlingen ble mer synlig, vil dette kunne motivere montørene som utfører tilstandskontrollen.

Per dags dato er informasjon om én nettdel spredt mellom mange datasystem som ikke kommuniserer. I noen tilfeller er man også nødt til å vite hvem man må spørre for å få informasjonen man trenger. Det er behov for retningslinjer angående hvor data skal lagres, slik at det er tilgjengelig for den som søker informasjonen. Et system som kun gir innsyn og ikke redigeringsmulighet, vil hindre at informasjonen endres av hvem som helst. Muligheten for å knytte data fra flere system inn mot et felles knutepunkt bør undersøkes. Man kan se for seg et kart over distribusjonsnettets som gir forskjellig informasjon etter hvert som man zoomer mer inn på det. Informasjonen oppdateres kontinuerlig etter hvert som data blir endret.

I estimeringen av sviktsannsynlighet er det brukt fiktive tall. Verdien av en analyse vil øke dersom det etableres levetidskurver for komponentene. Med levetidskurver vil sannsynligheten for svikt være mer nøyaktig. Levetidskurver kan defineres for hver komponenttype, men kan også være mer nøyaktig enn det. Man kan for eksempel definere levetidskurve for line i lite korrosivt miljø, for line i middels korrosivt miljø og for line i veldig korrosivt miljø. Her kan det også skilles mellom ulike tverrsnitt på linene. For de andre komponentene kan andre forhold skille mellom levetidskurvene, for eksempel grunnforhold. Sannsynligheten for svikt har mye å si for resultatet av den økonomiske analysen. Som følge av at sannsynligheten endres, kan lønnsomheten til alternativene endres. Desto lavere sannsynlighet for svikt et tiltak medfører, desto mer lønnsomt er det. Er man usikker på sannsynligheten for svikt, kan man undersøke hvordan endringer påvirker lønnsomheten. En annen mulighet er å etablere sviktsannsynlighet basert på ekspertvurdering og 2-punkts estimat.

Følsomhetsanalysen viste viktigheten av presis kunnskap. Hvor mye et tiltak koster, er avgjørende for om det er lønnsomt eller ikke. I tillegg påvirker også tidspunkt for gjennomføring lønnsomheten av alternativ. En økende sannsynlighet for svikt, kan medføre at tiltak som i utgangspunktet var beregnet som ulønnsomme, blir ansett som lønnsomme. Analysen bør derfor se på hvordan lønnsomheten av tiltak varierer etter tidspunkt for iverksetting.

Når det gjelder å avgjøre om man skal gå videre med en analyse eller et alternativ, må det etableres retningslinjer i bedriften. Den første avgjørelsen må tas etter at dataene i Prelib er analysert. Hva skal til for at man går videre med analyse og vurderer andre alternativ enn enkeltutskiftninger? Det neste som må bestemmes, er hvor grensen går for risiko. Når anses risikoen å være for stor innenfor de ulike områdene (sikkerhet, leveringspålitelighet, økonomi, omdømme og miljø)?

I beregningen av reparasjonskostnader er det ikke tatt hensyn til ulike forhold som kan påvirke reparasjonstiden eller kostnaden ved reparasjon. Kostnaden bør justeres i forhold til både reparasjonstid og hva en reparasjon faktisk vil koste. For å bestemme denne kostnaden, kan man

sette opp sviktmodeller for de ulike sviktmekanismene. I beregninger bør reparasjonstiden settes på bakgrunn av terreng, adkomst og avstand.

Når noe blir fikset på i en nettdel, registreres dette i Prelib. Denne informasjonen kan man også nyttiggjøre seg i analysen. Det vil for eksempel være interessant å se hva og hvor mye som er blitt gjort mellom to tilstandskontroller og sammenligne dette med tilstandsutviklingen til nettdelen. Det er også viktig å ta dette med i analysen når man ser på gjennomsnittlig utvikling av nettdelen. Dersom man ikke tar dette med, kan det se ut som om tilstanden til komponentene har forbedret seg. Dette vil være tilfelle for komponentene som er reparert eller skiftet, men ikke for resten av komponentene.

I case 3 er tilstandskontrollen som er brukt som grunnlag for å bestemme kostnaden til enkeltutskiftningene gammel. Enkeltutskiftningene man står overfor vil derfor sannsynligvis være mer tallrike enn det som er brukt i analysen. En økning i antall enkeltutskiftninger kan påvirke resultatet av den økonomiske analysen. Dette er enda en god grunn til å etablere levetidskurver. Med levetidskurver kan man også estimere behovet for enkeltutskiftninger fram i tid. Kostnaden knyttet til enkeltutskiftninger lenger ut i analyseperioden vil da bli mer presis.

I case 3 og 4 er det ikke sjekket grundig ut om strekninger eller avgreininger skiller seg ut fra resten av nettdelen, med tanke på tilstand. Det er viktig å ikke se seg blind på tallene Prelib gir. En dårlig strekning på en nettdel kan bli oversett fordi resten av nettdelen er i god stand. Man kan også få et dårlig inntrykk av en nettdel dersom man bare studerer tallene for en strekning. Derfor er det viktig å dele opp nettdelen i mindre seksjoner for å avdekke forskjeller i tilstanden.

I analysen av casene er ikke den samfunnsøkonomiske lønnsomheten analysert direkte. Siden nettselskap skal drives etter dette prinsippet, må det tas med når man skal vurdere hvilke tiltak man vil gjennomføre. Det er til en viss grad tatt hensyn til dette gjennom vurdering av risikoen knyttet til alternativene. For å ivareta prinsippet må alternativene sammenlignes både på grunnlag av lønnsomhetsberegningene og virkningene de har. Et mindre lønnsomt alternativ for bedriften kan være det mest samfunnsøkonomiske alternativet fordi det også skal ta hensyn til ikke-kvantifiserbare virkninger.

I praksis i bedriften må ikke analysen være like omfattende som i denne oppgaven. Det viktigste er at det etableres en prosedyre for bruken av Prelib og at det lages en systematikk for hvordan analysen skal utføres. På denne måten skapes rutiner for planleggingen av vedlikeholdet. Et annet punkt som er viktig å ta med seg fra denne oppgaven, er det å sette opp flere alternativ enn det åpenbare. Selv om man er ganske sikker på hvilket alternativ man ønsker, vil en grovanalyse med flere alternativ gi et bedre grunnlag for beslutninger.

7 Konklusjon

HelgelandsKraft ble besøkt ved flere anledninger. Oppholdet ga innsikt i hvordan bedriften jobber med planlegging av vedlikehold og hvordan de har brukt Prelib. Gjennom intervju av ansatte fikk jeg innblikk i ideer og tanker ansatte har rundt vedlikehold. Det var spesielt nyttig å høre hva de kunne ønske å få ut av dataene i Prelib og hvilke utfordringer den enkelte har i forbindelse med vedlikehold. Det ble dannet et godt grunnlag for oppgaven gjennom innføring i dagens situasjon i nettet og hvordan tilstanden til komponenter bestemmes.

Oppgaven har gått gjennom teori knyttet til tilstandsbasert og risikobasert vedlikehold. Teorien ga eksempel på hvordan man kan bruke risiko i planleggingen av vedlikehold av kraftnett. Den ga også en innføring i hvordan sviktmekanismer kan brukes for å finne risiko. Dette ble brukt i analysen av casene og i prosedyren som ble satt opp på bakgrunn av disse. Siden arbeidet som allerede var gjort i HK stemte godt overens med teorien, kunne mye av teorien brukes i praksis, med bruk av noen forenklinger.

Gjennom analysen av tre konkrete case har det blitt foreslått en prosedyre for å analysere vedlikeholds- og reinvesteringsbehovet i en nettdel. Prosedyren tar utgangspunkt i tilstandsdata som er registrert i Prelib. Først ble informasjonen brukt til å danne seg et bilde av tilstand på nettdelen. Videre ble den brukt til å beregne økonomisk risiko for ulike tiltak i nettet. Risikoen ble satt inn i lønnsomhetsberegninger av alternative handlingsplaner. Deretter ble det sett på hvordan endringer i sannsynlighet for svikt, tiltakets kostnad og tidspunkt for iverksetting av tiltaket påvirker lønnsomheten til et alternativ. Ved å gjennomføre tilsvarende analyse vil bedriften ha et bedre beslutningsgrunnlag i vedlikeholdsarbeidet. Selv om prosedyren har en enkel framgangsmåte og ikke er spesielt tidkrevende, vil den kreve mer tid for å planlegge vedlikeholdet enn det som er tilfelle i dag.

I arbeidet med casene ble det brukt fiktive tall for å beregne sviktsannsynlighet. Før bedriften kan ta i bruk prosedyren, må det utarbeides sannsynlighet for svikt for komponentene som skal tas med i analysen. Dette kan enten gjøres med en ekspertvurdering og 2-punkt estimat, eller ved å utarbeide levetidskurver. Tilstandsdataen i Prelib kan være til nytte i dette arbeidet.

Gjennom analysen av case ble det vist at enkeltutskiftninger kan være det mest lønnsomme alternativet, selv om tilstanden til en nettdel er antatt dårlig. Men lønnsomhetsberegningene viste også at vedlikehold utover enkeltutskiftninger kan være det beste alternativet. Dette viser nødvendigheten av å analysere alternative tiltak før man tar beslutninger.

Gjennom arbeidet med casene ble det klart at det trengs et bedre grunnlag for langtidsplanlegging enn det som er tilgjengelig i dag. Med estimat for sviktsannsynlighet og analyser av tilstanden til nettdelene på plass vil man ha et bedre grunnlag for å si noe om tilstandsutviklingen og framtidig behov for vedlikehold og reinvestering.

8 Videre arbeid

For at resultatet av lønnsomhetsberegningene skal bli nøyaktige, trengs det enten levetidskurver eller 2-punkts estimat for komponentene. Et 2-punkts estimat kan basere seg på ekspertvurderinger i bedriften. For å lage levetidskurver må dataene fra tilstandskontrollene brukes. Etter hvert som man får inn mer data i Prelib, kan dette brukes til å estimere levetidskurver. Siden dette er tidkrevende, kan man velge ut nettdeler med ulike bakgrunnsvariabler for å lage kurvene. Dette vil dekke de ulike påkjenningene nettdelene blir utsatt for. Etter hvert som datamengden øker, vil levetidskurvene blir mer nøyaktige. Det bør undersøkes om dette kan gjøres automatisk i Prelib, eller om man kan lage et program som bruker dataene i Prelib. Hver komponent må da ha en ID slik at endringer i tilstand knyttes til en eksakt komponent og ikke komponenttypen på et mastepunkt. Desto mer data man har å lage levetidskurver etter, desto bedre vil kurven bli, og sannsynligheten for svikt kan angis mer nøyaktig.

Det kan lages oversikt over sviktmekanismene knyttet til komponentene i distribusjonsnett. Når disse er etablert, kan de brukes til å estimere kostnaden av svikt. Dette vil gi et riktigere bilde av reparasjonskostnadene i lønnsomhetsanalysen.

Det bør lages retningslinjer for prioritering av enkelttiltak slik at dette ikke overlates til montasje. Hvordan dette prioriteres er opp til HK. Prioriteringer kan for eksempel baseres på viktigheten av en nettdel eller på hva det er som må skiftes ut. Enkelte komponenter er viktigere enn andre for en sikker drift av nettet. Samtidig vil nettdeler som har tilknytning til infrastruktur eller industri være viktigere enn andre nettdeler.

For å få en oversikt over utskiftingstakten, kan man registrere hva som blir skiftet ut årlig. Etter hvert vil man da få en oversikt over utskiftingstakten, og man kan vurdere om den er i samsvar med behovet. Dersom man har etablert levetidskurver eller estimert sannsynligheten for svikt, kan man få enda bedre utbytte av å vite utskiftingstakten. Man kan da sammenligne utskiftingstakten med et estimat over hvor mange komponenter som må skiftes ut årlig. Før man får etablert en oversikt, bør man undersøke om montasje har tall på utførte enkeltutskiftninger.

Muligheten for å knytte sammen program som har informasjon om nettdelene, bør undersøkes. Et dataverktøy som gjør dette, vil lette arbeidet med å finne informasjon i analysearbeidet, og man kan finne relevant informasjon uten å måtte vite eksakt hva man er ute etter. Eksempel på hva som kan knyttes sammen er feilstatistikk, drifts- og tilstandsdata.

9 Ordliste

Befaring:	Del av det preventive vedlikeholdet. Kontroll av tilstanden til komponenter utført med bestemte tidsintervaller.
Feil:	«Manglende evne til å utføre en krevd funksjon». Feil er en tilstand. (IEC60 050, EN 13306)
Feilsannsynlighet:	Sannsynligheten for at en enhet svikter i en gitt tidsperiode.
Feilårsak:	Se sviktårsak.
ILE:	Ikke levert energi
KILE:	Kostnad ikke levert energi
Konsekvens:	Følger av (i dette tilfelle) svikt av komponent. Svikt av en komponent kan ha flere mulige konsekvenser og hendelsesforløp.
Korrektivt vedlikehold:	Vedlikehold utført etterat en feil har oppstått.
Kraftledning:	System som overfører driftsstrøm og dimensjonerende kortslutningsstrøm og holder driftsspenning og dimensjonerende overspenninger uten overslag til jord. En kraftledning består av følgende komponenter: strømførende system, lineoppheng, mast, fundamentering og forankring, jordings- og overspenningsavledningssystem og tilleggsutstyr.
Preventivt vedlikehold:	Vedlikehold utført etter bestemte tidsintervaller for å redusere sannsynligheten for feil og for å redusere nedbrytningen av en gjenstand.
Pålitelighet:	En enhets evne til å oppfylle en krevd funksjon under gitte forutsetninger i et gitt tidsintervall.
Reparasjonstid:	Tid fra en reparasjon starter, medregnet nødvendig feilsøking, til en enhets funksjon(er) er gjenopprettet og den er driftsklar.
Reinvestering:	Erstatte en eksisterende gjenstand med en ny med samme kapasitet.
Risiko:	Kombinasjon av sannsynligheten for en hendelse og hendelsens konsekvens.
Svikt:	Opphør av en enhets evne til å utføre en krevd funksjon. Etter svikt har enheten en feil. Svikt er en hendelse mens feil er en tilstand.
Sviktmekanisme:	Fysisk, kjemisk eller andre prosesser som fører eller har ført til svikt.
Sviktårsak:	Årsak som fører til svikt.
Vedlikehold:	Handlinger knyttet til å gjenvinne eller opprettholde en gjenstands tilstand slik at den kan oppfylle krevd funksjon.

Bibliografi

Eggen, A. O., 2007. *Vedlikeholdsrelaterte begreper*, Trondheim: SINTEF Energiforskning AS.

EnergiNorge (EBL), 2009. *Tilstandskontroll av kraftnett*, s.l.: EnergiNorge.

HelgelandsKraft, 2006. *Luftlinjer i høyspent fordelingsnett -Strategi og langtidsplan*, Mosjøen: HelgelandsKraft.

Hughes, David; Pears, Tracy; Tian, Yuan;, 2008. *Linking Engineering Knowledge and Practical Experience to Investment Planning by Means of Condition Based Risk Management*. Beijing, EA Technology.

Hughes, D., 2005. *Condition based risk management (CBRM) - Enabling asset condition information to be central to corporate decision making*. Turin, EA Technology.

Nordnes, M., 2005. *Prosedyre for vedlikeholdstiltak i luftlinjer, høyspent fordelingsnett*, Mosjøen: HelgelandsKraft.

Nordnes, M., 2008. *Prosedyre for bakkebefaring av HKs høyspent luftlinjenett. Spenningsnivåene 11 kV til 132 kV*, Mosjøen: HelgelandsKraft.

Nordnes, M., 2008. *Prosedyre for helikopterbefaring av HKs høyspent luftlinjenett. Spenningsnivåene 11kV til 132 kV*, Mosjøen: HelgelandsKraft.

Nybø, A. & Nordgård, D. E., 2010. *A gude to Risk Based Maintenance and Reinvestment Management*, Trondheim: SINTEF Energi AS.

Rasjonell Elektisk Nettvirksomhet, REN, 2010. *RENBLAD Distribusjonsnett - Vedlikeholdsstrategi, -*: Rasjonell Elektisk Nettvirksomhet.

Rolfseeng, L. et al., 1997. *Klimadata og klassifisering*, Trondheim: SINTEF.

Solvang, E., 2009. *Analyse og av nytteverdier av vedlikehold av vedlikehold og fornyelse i fordelingsnett*, 2009: SINTEF Energiforskning AS.

Solvang, E., Welte, T. & Heggset, J., 2011. *Sviktmodell for vannkraftverk: Modellbeskrivelse og anvendelse*, Trondheim: SINTEF Energi AS.

Welte, T., Heggset, J., Solvang, E. & Nordgård, D. E., 2011. *User's Guide to Optimal Maintenance Tool Box, Version 3*, Trondheim: SINTEF Energy Research AS.

Welte, T. & Refsnæs, S., 2010. *Useful life extension of wood poles by better condition assessment*. Aalborg, SINTEF Energy Research, Trondheim, NORWAY.

Vedlegg

Vedlegg A - Befaringer

Det er veldig viktig å sikre god praksis i forbindelse med alle typer befaringer. For å sikre dette, arrangerer HelgelandsKraft kurs for de som skal gjennomføre tilstandskontrollen. Kvalitetssikringen er også viktig for de andre befaringene, og det er en rekke retningslinjer og prosedyrer. Dette er for å sikre konsekvent praksis. Det er mye lettere å rette opp en systematisk feil enn en usystematisk feil. Retningslinjene gir informasjon om når og hvordan ting skal gjøres i forbindelse med ulike vedlikeholdsaspekt. Disse retningslinjene letter også arbeidsmengden til vedlikeholdsavdelingen idet de gir instruksjoner om hvordan mindre tiltak skal gjennomføres uten behandling. Større tiltak krever behandling av vedlikeholdsavdelingen.

A1. Tilstandskontroll

Hvordan tilstandskontrollen skal utføres står beskrevet i en arbeidsbeskrivelse. Av denne går det fram at man deler opp i team, hvor ett team består av fem personer som arbeider på en nettdel. Under gjennomføringen går man i par ut til mastepunktene mens femtemann sitter i en bil for å kunne registrere data etter hvert. For å sikre at kontrollen utføres likt og at man bedømmer likt, rulleres det på team og hvem som sitter og registrerer data. Dette er for å sikre at man ikke får usystematiske feil i databasen.

Videre listes de ulike komponentene opp, hva de skal sjekkes for, og hvordan dette gjøres.

Tabell 16 Oversikt over tilstandskontroll

Komponent	Sjekkes for	Fremgangsmåte
Stolpe	Råte	Visuelt, kjerneprøve, måling av jordbåndsdiameter
Travers	Råte	Sjekkes med speil, ev. pinking
Line	Riper, hakk, kordellbrudd, burdannelse, Al-oksyd, forstrekning, korrosjon	Sjekkes med speil. Suppleres med trådprøver
Bendsel/oppheng	Korrosjon, brudd, diameterreduksjon, løse bendsel, manglende deler	Speil og lokaliseringsverktøy
Isolator	Misfarging, krypestrømspor, krypestrømslyd, sår, sprekker, defekter	Speil, klang ved hammerslag, spenningsprøver
Bardun	Korrosjon, isolatorbrudd, feilmontasje, løse bolter/fester	Visuelt, med speil fra isolator til toppen
Bryter/sikringsholder	Montert TF-klemmer, tilkoplingsbøyler og ekvipotensialjordforbindelse på bryterhåndtak. Slakk bryterbetjening og manglende lås.	Visuelt

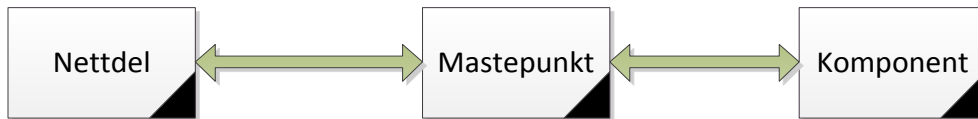
I arbeidsbeskrivelsen er det også tatt med rutiner for rapportering av data samt andre rutiner for å sikre at alle gjør det de skal og likt. Det er også rutiner på hvilket utstyr man skal ha med.

A1.1 Prelib

Prelib (PoengREGistrering ved LInjeBefaring) er en database utviklet av HelgelandsKraft med tanke på å systematisere og lagre resultat fra befaringer. Databasen inneholder informasjon om hvilken tilstand komponenter i nettet hadde ved siste befaring samt ved tidligere befaringer. Ved befaring gis de enkelte komponenter en poengverdi mellom 1 og 5 basert på tilstand. 1 angir dårligst mulig

tilstand, mens 5 angir at komponenten er så god som ny. Kriterier for poengverdi er definert for hver enkelt komponenttype. Det er i tillegg mulig å krysse av for strakstiltak dersom det er nødvendig.

Inndelingen av nettet er gjort på følgende måte:



Figur 37 Inndelinger/lag i Prelib

For å organisere dataene, er nettet delt inn i nettdeler. Dette gjør det enkelt å se hvor det er best å plassere innsatsen for å øke leveringssikkerheten. En nettdel strekker seg fra en effektbryter til den neste eller til tamp/normaldeling. For hver av nettdelene registreres bakgrunnsinformasjon som blant annet inneholder byggeår, korrosivitet og klimafaktor. Det samme gjelde også for mastepunktene hvor mastetype og komponenttyper er eksempel på bakgrunnsinformasjon. Ved hvert mastepunkt utføres kontroll av følgende komponenter:

- Stolpe
- Travers
- Isolatorer
- Oppheng/Bendsel
- Bardun
- Bryter
- Line


For hver av komponentene er det også registrert bakgrunnsinformasjon.


PRELIB - [Hovedmeny]

Fil Rediger Hjelp


PRELIB - base 3.0


Start ny registrering


Ny nettdel 


Tidligere reg. nettdel 

Analyse, hoveddatabase


Ny rangering 


Resultater og rapporter..... 


Frisøk / filter 

Utvalg, tilstand 

Historikk


Skjema pr. nettdel..... 


Tabell pr. mastepunkt..... 

Velg blant registrerte nettdeler Søk 


Nettdel nr.	Sted	Sek.	Dato
▶ 045-LAN-02	Langvatn kraftst. - Gruben kobl.st.	51	29.08.2001
044-SJO-05	Sjona kraftst. - Jämtjord	51	05.05.2005
111-nes-05	Refsnes - Hugla - Handnesøya - Tomma	53, 59	26.04.2005
110-Nes-02	Nesna sek.st. - Langstrand - Mehus	59, 37	22.04.2002
112-Nes-05	Engen - Saura	53	26.04.2005
108-NES-02	Nesna sek.st - Einmo kobl.st.	53, 59	24.04.2002
109-Nes-02	Einmo kobl.st. - Sjonfjell	59	29.04.2002
106-Sjo-02	Sjona kraftst. - Strandskjær	59	29.04.2002
107-Sjo-02	Sjona kraftst. - Sjonfjell	59	06.05.2002
043-LAN-05	Båsmo kobl.st. - Jämtjord	51	09.05.2005
049-LAN-02	Lenningssodden - Loftfjellet / Øyjord	51	23.05.2002
031-ild-02	Ildgruben kraftst. - Gruben kobl.st	58	28.05.2002
039-sva-02	Nevertjønnå - Umbukta - Tverrvatnet	54	29.05.2002

Skrive til databasen

Fortsette påbegynt registrering 

Oppdateringer 

Innsyn pr. nettdel

Data pr. mastepunkt 

HelgelandsKraft AS © 2004

Figur 38 Hovedmeny i Prelib

Fra hovedmenyen gjøres registreringer og oppdateringer og man har innsyn i dataene slik at analyse og historikk er tilgjengelig.

Ferdige rapporter, som for eksempel sammendrag per nettdel, er tilgjengelig etter forhåndssette kriterier. Eksempel på kriterier: poengoversikt, prosent av maks utfallssannsynlighet, poeng per komponent, med flere. På denne måten kan databasen brukes til å sjekke det totale behovet for vedlikehold per nettdel.

Det er også mulig å både søke og filtrere tabeller etter egne kriterier for så å lage egne rapporter. Dette gjøres per mastepunkt. Ved å sette flere kriterier opp mot hverandre, kan man undersøke sammenhenger i nettet. Resultatene kan eksporteres til Excel for videre behandling. Filtring er en funksjonalitet i Prelib som kan brukes for å undersøke sammenhenger mellom tilstand og parameter.

Under er bilder av et søk gjort i Prelib. Søket ble gjort for nettdel 106-Sjo-06, og søkekriteria var stolper med poengverdi fra 1-3. Resultatet ble deretter filtrert til kun å inneholde traverser med verdi D (D angir heltre).

Tabell 17 Søkeresultat i Prelib, uten og med filtrering

PRELIB - [Frisøk: Utvalgsspørring]
Eil Rediger Hjelp

Befnr	Seksjon	Mnr	Mbk	Mtype	ST1	ST2	ST3	ST4	TR1	TR2	IS	OH	BA	BR	LI	ST1p	ST2p	ST3p	ST4p	TR1p	TR2p	ISp	OHp	BAP	BRp	Lip	ST1Ø	ST2Ø	ST3Ø	ST4Ø	Ar1	Ar2	Ar3	Ar4
▶ 106-Sjp-06	59	319		E-mast	A				D	B	A			A	A	3				3		5	5		4	25								
106-Sjp-06	59	382		E+H-mast	A	A			D	C	B	A	A	A	A	3	5			3	5	5	5		4	23	22			1958	1984			
106-Sjp-06	59	382	1	E+H-mast	A	A			D	C	F	E	B	A	A	3	5			3	5	5	1		4	23	22			1958	1984			
106-Sjp-06	59	387		Dobbelt A-I	A	A			A	A					A	5	5	5	3	5	5	5			1	23	25	24	25	1958	1958		1958	
106-Sjp-06	59	395		H-mast	A	A			D	F	E	C	A	A	A	3	5			3	5	5	4		4	25	25			2010				
106-Sjp-06	59	415		E-mast	A				A	A	A			A	A	2				5		5	5		4	21							1982	
106-Sjp-06	59	1601	X	H-mast	A	A			C	F	E	B	A	A	A	3	3			5		5	4		1	5	4	27	27					

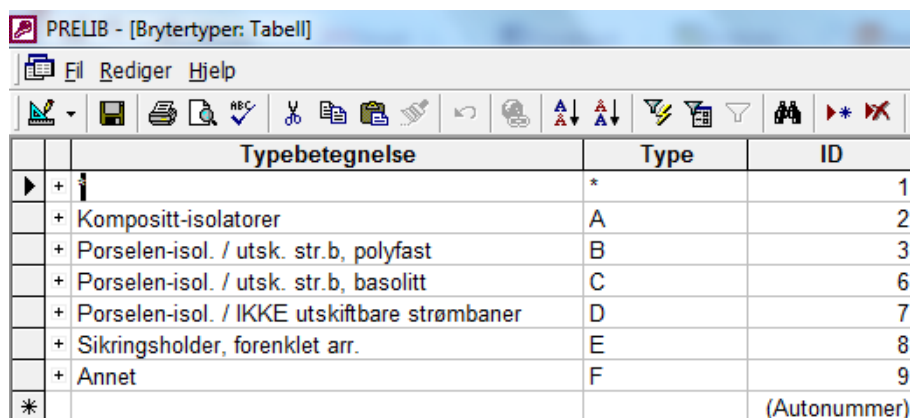
PRELIB - [Frisøk: Utvalgsspørring]
Eil Rediger Hjelp

Befnr	Seksjon	Mnr	Mbk	Mtype	ST1	ST2	ST3	ST4	TR1	TR2	IS	OH	BA	BR	LI	ST1p	ST2p	ST3p	ST4p	TR1p	TR2p	ISp	OHp	BAP	BRp	Lip	ST1Ø	ST2Ø	ST3Ø	ST4Ø	Ar1	Ar2	Ar3	Ar4
▶ 106-Sjp-06	59	319		E-mast	A				D	B	A			A	A	3				3		5	5		4	25								
106-Sjp-06	59	382		E+H-mast	A	A			D	C	B	A	A	A	A	3	5			3	5	5	5		4	23	22			1958	1984			
106-Sjp-06	59	382	1	E+H-mast	A	A			D	C	F	E	B	A	A	3	5			3	5	5	1		4	23	22			1958	1984			
106-Sjp-06	59	395		H-mast	A	A			D	F	E	C	A	A	A	3	5			3	5	5	4		4	25	25			2010				

Historikk

I Historikk finner man en oversikt over alle nettdeler med historikk. Det vil si at det har blitt gjennomført mer enn én tilstandskontroll av nettdelen. For hver kontroll vil det ligge en oversikt i tabellen. Ved å gå inn på en nettdel, får man oversikt over tidligere registrerte tilstander per mastepunkt i respektive nettdel. Det er viktig å merke seg at historikken kun inneholder data fra tidligere kontroller og ikke gjeldende.

I selve databasen ligger også en del ferdige tabeller, spørringer og skjema, og man kan søke og filtrere videre om man ønsker. I Prelib er egenskaper gitt bokstav eller tallforkortelser, forklaringer på disse finner man også i selve databasen.



The screenshot shows a software window titled 'PRELIB - [Brytertyper: Tabell]'. It features a menu bar with 'Fil', 'Rediger', and 'Hjelp'. Below the menu is a toolbar with various icons for file operations, editing, and navigation. The main area displays a table with the following data:

	Typebetegnelse	Type	ID
▶ +	i	*	1
+	Kompositt-isolatorer	A	2
+	Porselen-isol. / utsk. str.b, polyfast	B	3
+	Porselen-isol. / utsk. str.b, basolitt	C	6
+	Porselen-isol. / IKKE utskiftbare strømbaner	D	7
+	Sikringsholder, forenklet arr.	E	8
+	Annet	F	9
*			(Autonummer)

Figur 39 Eksempel på egenskaper og tilhørende forkortelse i Prelib

Det som er viktig å få med seg, er at noen klimafaktorer og spesielle forhold kun er registrert per nettdel mens andre er registrert per mastepunkt. I selve databasen er det tabeller som inneholder data for hvert mastepunkt inkludert tilhørighet til nettdel. Det er også en tabell som inneholder alle data som er felles for hver nettdel. Disse tabellene er koblet sammen gjennom nettdelsnummer.

Registrering

Som et ledd i å sikre at all data som skal registreres blir registrert og at registreringen blir gjort på riktig måte, har HK laget sjekklister og framgangsmåter for hvordan registreringen skal foregå. I disse listene kommer det frem hvilke felt i registreringen som er obligatoriske. I Prelib er det også mulig å skrive inn merknader. Hva det skal skrives merknader, for er oppgitt. Det er både fordeler og ulemper med et merknadsfelt. En klar fordel er at man får mer detaljkunnskap om hva som er problemet med komponenten/mastepunktet, enn hva en poengkarakter vil gi. Ulempen er at disse dataene er vanskelig å viderebehandle. Det er også en fare for at hvordan og hvilke merknader som skrives, varierer fra person til person, og kan føre til dårlig samsvar mellom data.

Årsaken til at klimafaktorer og grunnforhold blir registrert i databasen, er at det er grunn til å tro at disse faktorene har mer å si på tilstanden til en komponent enn alderen har. Ofte sammenfaller også faktorer: salting og vind faller ofte sammen med høy korrosivitet. Det er generelt lav elektrisk belastning i nettet, men det er likevel tatt med som bakgrunnsinformasjon da dette er noe som kan endre seg og påvirke tilstandsutviklingen.

Det er også laget en huskeliste for den som registrerer på PC, slik at han/hun kan sikre at alle punkt som skal være med, er kommet med før man går videre. Dersom det av ulike årsaker ikke skulle være

mulig å rapportere til personen som sitter og registrerer, er det også laget skjema og prosedyre for dette.

Vekting

Vekting blir foretatt per komponenttype gitt en poengverdi. Deretter blir tilstanden veid per nettdel, for å kunne lage en rangering av nettdelene. Resultatet vil vise hvilke nettdeler som har dårligst tilstand. Problemet med en slik liste er at den kun tar hensyn til hvordan tilstanden er per dags dato og ikke tar hensyn til utviklingen i nettet. Et annet problem er at ved en større nettdel vil det være flere mulige feilkilder, og man vil kunne få et feilaktig resultat. Vektingen kan skjule at deler av nettdelen er av betydelig dårligere tilstand enn resten av nettdelen.

A2. Andre befaringer

I henhold til FEF 2006 er HK nødt til å ha årlig kontroller. Det vil ikke være hensiktsmessig å ha tilstandskontroll årlig; det vil være for tid- og ressurskrevende. Derfor oppfyller HelgelandsKraft kravet ved å bruke enten bakkebefaring eller helikopterbefaring de årene det ikke er tilstandskontroll. For å frigjøre ressurser, går man mer og mer over til helikopterbefaring, og man ser også på muligheten for å erstatte tilstandskontrollen med helikopterbefaring.

A2.1 Bakkebefaring

Er en visuell kontroll som kan gjennomføres hele året og som kan kombineres med andre arbeidsoppgaver. Kravet til kontrollen er at vedkommende som utfører den er tilstrekkelig nært mastepunktet som kontrolleres. Målet med kontrollen er å avdekke forhold som kan føre til avbrudd eller brudd på forskrifter innen neste kontroll. Dersom det er behov for strakstiltak, utføres de med en gang, og de trenger derfor ikke være med i rapporten.

Ved en bakkebefaring har netteieren også mulighet til å bestille ekstraoppgaver. Dette kan for eksempel være råtekontroll eller andre kontrollpunkt som utføres ved en tilstandskontroll. Hverken feil som finnes ved bakkebefaring, eller resultat fra ekstraoppgaver legges inn i Prelib. Siden det historiske datagrunnlaget er tynt i Prelib, kunne det vært en tanke å få noe av dette inn i databasen. Et spørsmål blir da om alle må ha opplæring for å sikre god nok datakvalitet.

(Nordnes, 2008)

A2.2 Helikopterbefaring

Dette er også en visuell kontroll av nettet som kan gjennomføres hele året, selv om våren er å foretrekke. Målet også med denne befaringen er å avdekke forhold som kan føre til avbrudd eller brudd på forskrifter innen neste kontroll. Registrering av avvik utføres av innleid firma. På selve befaringen er det med en observatør fra HelgelandsKraft som skal fungere som kjentmann og avgjøre hva som er avvik. Hvordan registreringen gjøres er opp til det innleide firmaet, men den skal leveres i et format som kan behandles elektronisk av HelgelandsKraft.

Heller ikke resultatene fra helikopterbefaringen kobles opp mot Prelib. Et av punktene som gjør dette vanskelig, er at det er vanskelig å vite mastenummer for helikopterbemanningen. Det eksisterer ikke GPS-koordinater for mastene i nettet per i dag. Forutsatt at GPS-koordinater var gitt per mastepunkt, kunne det være en mulighet å ta bilder av hvert enkelt mastepunkt for deretter å analysere og

viderebehandle dem. Man får da bedre tid til å se etter feil, og man sjekker hvert mastepunkt, ikke bare de kjentmannen tror har feil.



Figur 40 Bilde tatt under helikopterbefaring hos NTE (NTE Vedlikehold)

Figur 40 viser et bilde tatt under helikopterbefaring i NTEs nett. Bildet er av høy kvalitet, og det er enkelt å zoome inn på detaljer. For en som vet hva man skal se etter, er det mulig å se over mastepunktene ved hjelp av bildene på relativt kort tid.

(Nordnes, 2008)

Vedlegg B - Energi Norges anbefalinger vedrørende tilstandskontroll av kraftledninger

Energi Norge er en interesse- og arbeidsgiverorganisasjon for energibedrifter. De har skrevet «Tilstandskontrollhåndbok for kraftledninger» som beskriver vanlig praksis, nye metoder og teknologi innenfor feltet. Før man kontrollerer komponenter i kraftledninger, må man være klar over hvilken funksjon komponenten har siden det som skal undersøkes er om det er fare for feil. Håndboken gir en enkel oversikt over komponenter, deres funksjon, aktuelle skadetyper og kontrollmetoder. Det er flere typer skader en kraftledning kan bli utsatt for:

- Råte
- Korrosjon
- Forvitring
- Utmatting
- Deformasjon / forskyvning
- Løse eller defekte deler

(EnergiNorge (EBL), 2009)

B1. Strømførende system

Det strømførende systemet er her definert som faseleder eller faseline, skjøt og kontaktklemmer. Følgende skadetyper vil kunne oppstå:

- Sårskader på liner
- Slitasje
- Korrosjon
- Deformasjon/forskyvning av liner
- Trådbrudd eller brudd i liner
- Redusert kontaktkraft i kontaktforbindelser
- Dårlig kontaktovergang i kontaktforbindelser

Det er flere undergrupper av disse skadene, og de kan ha flere årsaker. Spesielt når det gjelder korrosjon er det viktig å se på hvilken type korrosjon man har med å gjøre.

Det er flere måter å utføre tilstandskontrollen på. En måte er visuell kontroll. Denne kan utføres både fra bakken eller fra helikopter. Det er en effektiv metode, men krever komplimentert instrumentell metode da en visuell kontroll kun vil avdekke ytre skader. Det er også en tidkrevende berfaring som krever erfaring av de som utfører kontrollen. Termografering er en annen måte å kontrollere systemet på. Det kan detektere trådbrudd, kraftig korrosjon og ujevn strømfordeling. Ulemper med metoden er at det er mange ytre faktorer som kan påvirke målingene og gjøre dem upålitelige, samt at man ikke kan oppdage korrosjon på et tidlig stadium.

Partiell utladning kan også brukes. Her er det to mulige metoder: Glim Tech eller Daycor II. Førstnevnte måler elektromagnetisk støypuls eller akustisk støy. Metoden krever tørt vær, og det har vist seg at det ofte er feilkilder og ikke skader som er årsaken til den målte støyen. I den andre metoden brukes et gyrostabilisert UV/videokamera. Det fanger opp korona og lysbuedannelser. På

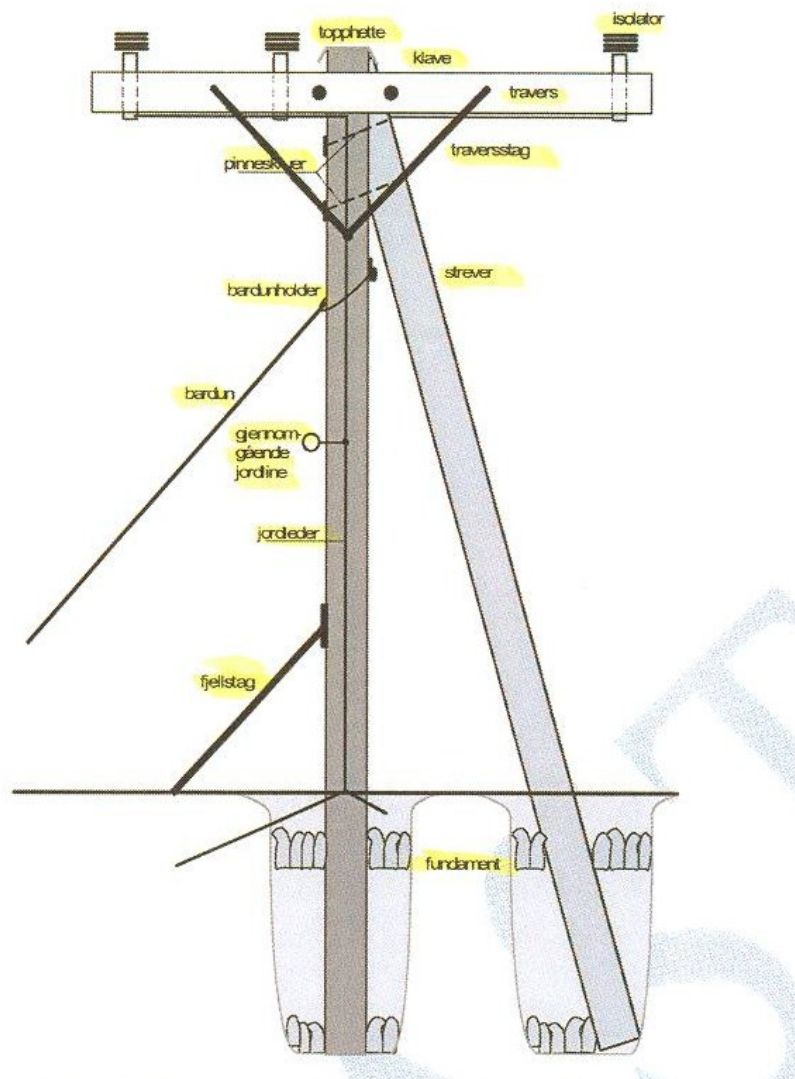
den måten kan det oppdages trådbrudd, men kun i ytre lag. For begge metodene gjelder at man ikke vil kunne fange opp korrosjon på et tidlig stadium.

Den siste aktuelle metoden er å måle resistansen. Man beregner da en k-verdi utfra målinger som gjøres. En forhøyet k-verdi vil akselerere aldringen av systemet og kan tvinge strømbanen til stålkjernen, noe som kan føre til overoppheting.

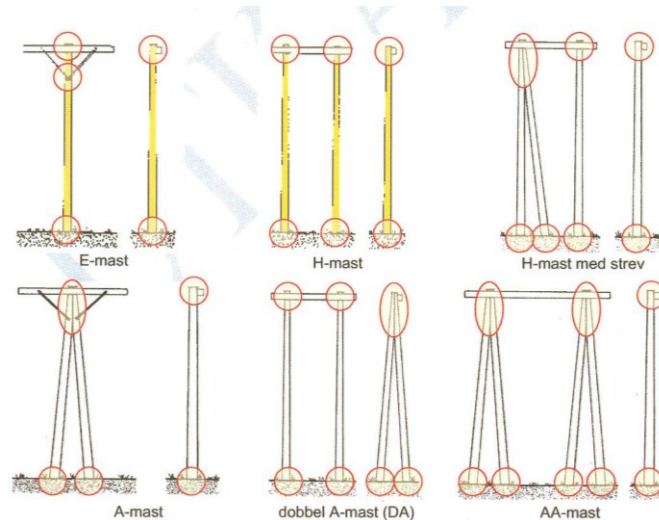
(EnergiNorge (EBL), 2009)

B1.1 Tremast

Et eksempel på hvordan en tremast kan se ut og hvilke komponenter den består av er vist i Figur 41, og Figur 42 viser forskjellige typer tremaster. Bildet viser også hvorfor det er viktig å registrere teknisk løsning; Det er ulike punkt som vil være typiske angrepspunkt når det gjelder skader ut ifra type mast. Disse er vist med sirkler i Figur 42.



Figur 41 Eksempel på tremast med utstyr (Tilstandskontroll av kraftnett, side 34)



Figur 42 Ulike konstruksjonsløsninger for tremaster (Tilstandskontroll av kraftnett, side 34)

En tremast er utsatt for følgende skadetyper:

- Råte
- Hakkespetthull
- Mekanisk skade
- Brannskade
- Forvitring
- Ute av stilling
- Korrosjon på bolter, stag og klaver
- Deformasjon av bolter, stag og klaver
- Utmatting av klaver og bolter for traversfeste
- Løse bolter og klaver

Energi Norge har laget en oversikt over skadetyperne med respektive årsaker, konsekvenser og kontrollmetode. Det som er viktig å få med seg, er at det skilles mellom ytre og indre råte. Ytre råte er verst da dette vil ha størst negativ innvirkning på stolpens styrke.

(EnergiNorge (EBL), 2009)

Kontroll av råte

En tilstandskontroll vil ofte bestå av to deler da noen metoder egner seg til å lokalisere råte mens andre egner seg til å kvantifisere skadeomfanget. Metoder som brukes til å kvantifisere er ofte for ressurskrevende til at man kun kan bruke dem.

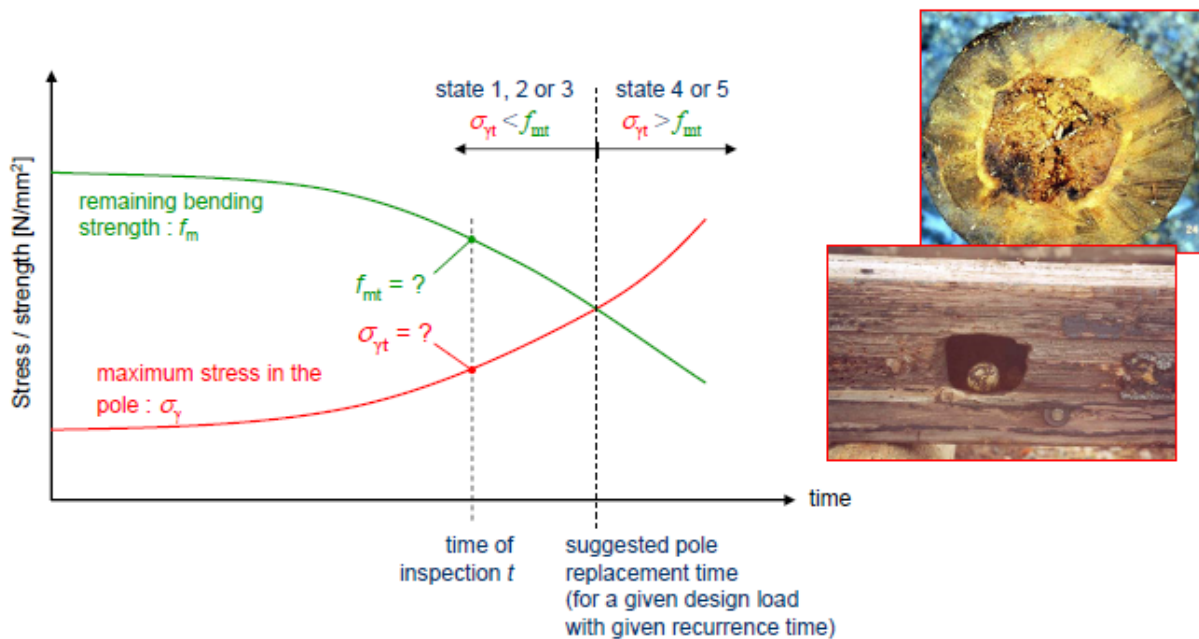
Visuell inspeksjon er aktuell også her. Man vil kun detektere ytre skader. Kontrollen er både tidkrevende og personavhengig.

Hammermetoden er en ikke destruktiv undersøkelse hvor man slår på stolpen med en øksehammer. Klang og hvordan hammeren spretter tilbake er det man bedømmer etter. Det er en billig og rask undersøkelse, og man oppdager både indre og ytre skader. Ulemper er at man ikke oppdager råte i tidlig fase og at metoden krever god opplæring. Det trengs en tilleggsmetode for å kartlegge skadeomfanget.

(EnergiNorge (EBL), 2009)

Fire tilstandsvurderingsmetoder

I følge håndboken bestemmes tilstanden til stolpen best ved å sammenligne stolpens bøyefasthet/fiberstyrke, f_{mkt} , med opptredende bøyespennning, σ_{yt} . Ved dimensjonerende last skal stolpens fiberstyrke være større enn opptredende bøyespennning. Det er fire metoder knyttet til denne måten å bestemme tilstanden på. Det som avgjør hvilken metode man bruker, er hvilken informasjon man har tilgang til. Desto mer informasjon man har, desto mer nøyaktig vil resultatet bli.



Figur 43 Grafisk fremstilling av bøyefasthet og bøyespennning over tid (SINTEF)

Så lenge σ_{yt} er lavere enn f_{mkt} oppfyller stolpen sin funksjon slik som det er vist i Figur 43.

For å bruke den mest eksakte metoden må man ha data fra prosjekteringen av linjen. I tillegg må man ha data for å estimere opptredende spenninger, og fiberstyrken må måles. Her vurderes de opptredende spenningene i stolpen mot den målte bøyefastheten. Man setter så en sikkerhetsfaktor for f_{mkt}/σ_{yt} og gir karakter ut fra dette. Dette er metode 1 i Tabell 18.

Den andre metoden benyttes når bøyeholdfastheten er ukjent. Da velges en absoluttverdi som øvre grense etter norm, før det legges på en sikkerhetsfaktor (metode 2a). I den tredje metoden er det opptredende spenninger som er ukjent og må estimeres etter norm (metode 2b).

Den fjerde metoden er den mest brukte og blir ansett som vanlig praksis. Metoden går ut på å kontrollere skalltykkelsen/restdiametere eller tverrsnittets motstandsmoment mot en fastlagt absoluttverdi (metode 3 i Tabell 18). Denne metoden er svært forenklet i forhold til den eksakte metoden og er den mest usikre av dem. Forutsetninger for å bruke metoden, er at stolpen er riktig dimensjonert i utgangspunktet. Poeng blir gitt etter jordbånddiametere. Ofte fører bruk av denne metoden til at stolper blir byttet ut for tidlig.

Tabell 18 Oversikt over de ulike metodene for tilstandsvurdering (SINTEF)

Metode	σ_{yt}	f_{mkt}	Nøyaktighet	Tidsbruk og vanskelighet
1	☺ nøyaktig beregning	☺ måles	☺ nøyaktig	☹ høy
2a	☺ nøyaktig beregning	☹ måles ikke / ukjent	☹ middels	☹ middels
2b	☹ forenkelt beregning under forutsetning at stolpen er riktig dimensjonert	☺ måles	☹ middels	☹ middels
3	☹ forenkelt beregning under forutsetning at stolpen er riktig dimensjonert	☹ måles ikke / ukjent	☹ unøyaktig	☺ lav

(EnergiNorge (EBL), 2009) (Welte & Refsnæs, 2010)

B1.2 Travers, topphette og mast ute av stilling

I traverser er det følgende som gir skade på masten: trevirket gir etter i festet eller det er korrosjon på klaver eller bolter. Blant annet kan dette føre til utmatting. Skader vedrørende topphette er manglende topphette, løs topphette eller for liten topphette. Alle disse kan føre til råtedannelse i stolpen. Når det gjelder mast ute av stilling, er det vanskelig å gi noen nøyaktige retningslinjer fordi hvor mye ute av stilling en mast tåler å være, er avhengig av kreftene som virker på mastepunktet. Disse kreftene vil varieres fra mastepunkt til mastepunkt, og derfor må disse evalueres hver for seg.

(EnergiNorge (EBL), 2009)

Vedlegg C - Intervjurunder på HelgelandsKraft

For å undersøke hva dataene i Prelib kan brukes til, ble ansatte ved HK intervjuet for å undersøke følgende:

- Hvordan bruker de databasen per dags dato?
- Hva har tilstanden og tilstandsutviklingen i nettet å si for det de gjør?
- Hvordan kan bedre informasjon om tilstanden i nettet være til hjelp for dem?
- Hva savner man av informasjon angående tilstand i nettet?

Følgende personer ble intervjuet (oppgaver knyttet til nett i parentes):

Hugo Lenningsvik (Leveringsfritak og tilknytning av produksjon)

Magne Skogly (Vedlikehold, planlegge enkelttiltak)

Arne Brendmo (Nettutvikling, vedlikehold, tilknytning av produksjon og leveringsfritak)

Torstein Valla (Netteier, netturvikling og vedlikehold)

Øystein Løite (fiberutbygging)

Frode Dorp (omdømme, kundekontakt, systemer og rutiner)

Roger Herringbotn (drift)

Anders Hegge (økonomiske beregninger ved tilknytning av ny produksjon)

Bjørn Ove Wetjen (tilknytning uttakskunder)

Atle Morberg (koordinator montasje)

Magne Grytå (netteier trafostasjoner)

Øystein Storvoll (kundekontakt, tilknytning produksjon)

Per Arne Fagerli (økonomiske beregninger, tilknytning av ny produksjon)

Resultat

Gjennom intervjurundene kom det frem følgende behov:

Tilstandsdata blir brukt som støtte i saker angående leveringsfritak. Dersom tilstanden er tilstrekkelig dårlig, kan man få behandlet saken raskere. NVE opererer med 6-8mnd behandlingstid.

Det mangler prioriteringer når det gjelder enkelttiltak i nettet. Montasje klarer ikke å utføre alle enkelttiltakene som blir bestilt. (Er kapasiteten for dårlig, eller bestilles det for mye?) Vil antall enkelttiltak holde seg på samme nivå? Hvordan er behovet for mannskap fremover om man skal bruke enkelttiltak? Og hvordan er behovet ved helrenovering?

Det er et ønske om å bruke tilstandsdata til å lage langtidsplaner der man tar med sannsynlig utvikling i nettet. Disse planene bør evalueres jevnlig (årlig?) etter hva som er gjort og eventuelle nye befaringer.

Det er ønskelig med et verktøy som gjør visualisering av tilstanden i nettet mulig, slik at man fort og enkelt kan skape seg et bilde av hvordan det står til. Dette vil også gjøre det enklere å formidle til utenforstående hvordan stoda er, og dermed virke positivt på omdømme.

Det trengs prosedyrer for hvordan man skal bruke informasjonen som Prelib gir, og det trengs en fokus på fremgang. For å få til dette, trengs en sluttet sirkel der man evaluerer prosedyrene kontinuerlig. Hva fungerte bra? Mindre bra? Hvorfor? Og hva kan bli bedre? Er kravene realistiske?

Det er stor usikkerhet angående trådkvaliteten, og store deler av nettet til HK er FeAl16. Når disse må skiftes, kan man få en utskiftningstopp. Det er ikke mulig å bytte kun tråden, og på grunn av dette vil arbeidet bli omfattende. Man er nødt til å gå opp på FeAl50. Burde man kartlegge korrosjon? Tråd-på-bolt eller andre undersøkelser kan være aktuelle for å finne ut hvordan tilstanden er.

I forbindelser med langtidsplaner er det mange element som må tas med:

- Lastøkning
- Annen bygging/grøfting ventet i området
- Ny produksjon
- Leveringsfritak

Det er derfor nyttig å vite om man kan vente på mulig ny produksjon, før man helrenoverer. Og hvor lenge man sannsynligvis må vente.

Det er også restriksjoner når det kommer til montører. Hvordan er behovet nå og hvordan vil det utvikle seg? Er det behovet for flere, eller er det kun midlertidig?

Man trenger informasjon om hvordan nettets tilstand vil utvikle seg for å forsikre seg om at man ikke skyver en vedlikeholdstopp foran seg. Hvor mange km forventer man må renoveres hvert år, og hva er realiteten?

Montasje og nett burde ha et felles datasystem for å gjøre kommunikasjon enklere og gi en bedre oversikt over hva som skal gjøres og hva som er gjort.

22kV traseen skal brukes til å installere fiberkabel. Man velger en kabel som også kan brukes som jord etter ønske fra nettavdelingen. Selve utbyggingen blir et prosjekt sammen med nett. Til planleggingen av fiberkabelen er ikke tilstanden relevant, men det er dimensjoneringen og høyden på stolpene. Når det gjelder utbyggingen, blir ansvaret skjøvet over på nett. Det er nødvendig med gode nok stolper slik at kabelen kan monteres. Denne oversikten må man ha på forhånd. Her ligger også en mulighet for HK å gjøre flere ting på en gang. Hvordan er tråden på disse strekningene? Det er uansett greit for nett å ha oversikt over tilstanden i nettet når det skal installeres ny kabel i mastene.

I forbindelse med kundekontakt er det en fordel å ha oversikten over tilstanden. Det er også en fordel å ha oversikt over planlagt arbeid, rapporter og hendelser i nettet. Denne informasjonen er også viktig ved behandling av klage, vedrørende HMS og i tilfelle rettssaker. Man er også nødt til å forklare, både internt og eksternt, hva pengene går til. Prioriteringer, hva som er planlagt og hva som er gjort, er informasjon som ønskes tilgjengelig. Også kundesenteret kan dra nytte av informasjon som dette. Ved kundehenvendelser burde de enkelt kunne finne informasjon om nettdel/område. Kundehenvendelser burde også kunne lagres; informasjonen kundene gir er også kunnskap om nettet som kan brukes ved analyser.

Driftshendelser burde også kunne kobles opp mot nettdel/komponenter, og på denne måten kan man lett få oversikt over hva som har skjedd/historikk. Mens drift igjen vil dra nytte av å kunne ha tilgang til informasjon om tilstand.

Informasjonen vedrørende hendelser og tilstand i nettet er spredt, og det er vanskelig å få en oversikt. Informasjonen burde samles og linkes sammen og på denne måten gjøres mer tilgjengelig for alle som kan dra nytte av den. Det må også innføres nye prosedyrer for hvordan denne informasjonen skal lagres, når og hvordan, hva. Og hvem som har ansvaret for hva må klargjøres og, rutiner for evaluering må på plass. Per dags dato er ulike varianter av prosedyrer spredd rundt på ulike lagringsplasser, uten at noen har fått noe konkret ansvar.

En oversikt som også innehar bestilte og utførte jobber vil gjøre oppfølging lettere. Man får også en felles arena for kommunikasjon. Man kan samle all kommunikasjon på et sted istedenfor mailer og samtaler i hytt og pine.

Noe man også kan vurdere å ta inn i en oversikt er ROS-analyser. Til sammen vil et dataprogram gi en mye bedre mulighet for å finne ønsket og nødvendig informasjon og gi bedre beslutningsgrunnlag i vedlikeholdssaker, samt i andre saker.

Når det gjelder drift, fylles fasitrapporter ut ved driftsforstyrrelser. Disse rapportene er tidkrevende å fylle ut og brukes i dag til å lage statistikker over utfall. Rapportene legges inn i NetBas, og dette er kommunikasjonen med nettavdelingen. Ellers går kommunikasjon via mail, noe som er uoversiktlig og på eget initiativ. Det oppleves vanskelig å få gehør for problemområder. Nettplanleggere kan ha nytte av en oversikt over driftsproblemer både vedrørende vedlikehold og helreovering. I områder med mye utfall på grunn av vær burde man kanskje vurdere kabel, og registrerte driftsforstyrrelser kan gi forklaring på og årsak til tilstandsutvikling. Drift sitter inne med mye lokalkunnskap om nettet. Drift ser også nytten av at noe informasjon er tilgjengelig for montører også. De etterspør ofte informasjon og vet ikke hvordan de skal finne den.

Drift registrerer også alle kundeføring i eget system (laget på huset). Der er en oversikt over kundeføring, hva som var feilen, og om den er rettet opp. Med en bedre oversikt er det mulig for montører å se jobber i samme område, men med ulik bestiller.

Drift kunne hatt fordel av tilgjengelig informasjon om tilstand. Et eksempel er at man ved en feil kan sjekke mulige årsaker til feilen. Konkret er forbigående jordfeil vanskelig å lokalisere. Det kan være flere km eller mil hvor mulig årsak kan ligge. En vanlig årsak er sprekk i isolator som registreres ved tilstandskontroller.

Tekla er et system som gir bedre informasjonsflyt. Drift så på dette når de var i Sverige.

Tilknytning av ny kraft kan medføre forsterkninger i eksisterende 22kVs nett og tilkobling kan gi økt elektrisk belastning. Det er viktig å koordinere tilknytning av ny last og oppgradering av nettet med vedlikehold. Spesielt helreovering.

Ved tilknytning av nye uttaks kunder, bygges det som regel nytt nett. I den forbindelse er informasjon om flaskehals nyttig i planleggingen. Ved tilkobling til eksisterende nett, må tilstanden i dette sjekkes.

Montasje sitter på mye lokalkunnskap, og det er de som «kjenner på kroppen» hvordan nettet er. Det er montasje som utfører befaringene. Men de har derimot ikke tilgang til resultatet av befaringene. Montasje mottar lister med tiltak som skal utføres og må prioritere disse selv. Bortsett fra det de føler viktig, har de ikke grunnlag for å prioritere nettdelene. De savner mer styring fra bestiller i form av prioriterte lister per nettdel og mer bearbeiding av resultatet fra toppbefaringene. Dette fordi montasje ikke sitter på den informasjonen som nettplanlegger gjør. Montasje ønsker også langtidsplaner fra nettplanlegger for å bedre ha oversikt over hvor det kommer til å bli gjort en innsats i fremtiden, og på den måten vet de også hvilke områder nettplanlegger prioriterer. For å få en bedre kommunikasjon mellom avdelingene og for å lettere kunne gjøre jobber ute, savnes et godt dataverktøy. Et verktøy hvor bestiller til en hver tid har mulighet til å gå inn og se hva som er blitt gjort, og et system hvor montøren kan sjekke om noe skal gjøres i nærheten når vedkommende først er i et område. Per dags dato er dette alt for omstendelig.

Mer informasjon om tilstand og tilstandsutvikling vil være til hjelp for planlegging av vedlikehold og utvikling av nettet.

Tilstanden i nettet er et viktig moment ved innmating av ny kraft.

For trafostasjoner og koblingsstasjoner benytter HK seg av IFS vedlikeholdsmodul. Siden de begynte å benytte seg av denne, har de også fulgt retningslinjer vedrørende prosedyrer fra leverandøren. Nettbas blir vurdert innført ved HK for å styre vedlikeholdet på resten av nettet.

Vedlegg D -Poengkriterier for komponenter

Konfidensielt

Vedlegg E -Årsaker til feil

Oversikt gitt fra HelgelandsKraft:

Komponent	Årsak	Feil
Stolpe	Råte	Knekt stolpe
	Trefall	Knekt stolpe Skjev stolpe (strek, line) Jordfeil Mastebrann
	Svikt, isolator/bendsel	Mastebrann Trådbrudd
	Hakkespett	Red. styrke, råte Knekt stolpe
	Snølast, ising, vind	Knekt stolpe Skjev stolpe (strek, line) Hardt belastet, stort spenn i stolpe
Travers	Råte	Knekt travers Svikt, isolator/bendsel (innfesting)
	Sprekker (overside)	Råte
	Snølast, ising, vind	Knekt travers Skjev travers Hardt belastet/vridd travers
Isolator	Hakk, sår	Overslag Sprekk, brudd
	Aldring	Overslag Sprekk, brudd
Bendsel	Hakk, sår, brudd	Løsner. Line på travers
	Korrosjon	"
	Feilmontasje	"
Oppheng	Defekt/utslitt opphengsbolt (heng)	Fase faller på bakken
	Defekt/utslitt kulehake (strek)	Fase strammes opp mot/på travers i sammenlooping Utslites i loopklemme som igjen fører til nedfall av fase
	Utglidning i endestreklemme	Fase strammes opp mot/på travers i sammenlooping Skjevstrek Utslites i loopklemme som igjen fører til nedfall av fase
Bardun	Strek, skjev stolpe	Forstrekning, slakk Brudd
	Vind, snølast	Forstrekning, slakk Brudd

	Korrosjon	Brudd
	Defekt feste i bakken	Løsnet og slakk bardun Mastevelt Knekt mast Skjevstrekk på linje Linje i bakken
Bardunisolator	Defekt egg	Slakk bardun Brudd i bardun ved feilmonterte bardunegg (på generasjon med firkantede porselensegg er dette mulig)
Bryter	Aldring/skade på isolatorer	Kortslutning Jordslutning
	Korrosjon	Kortslutning Utrygt å betjene bryter Bryter sitter fast
	Mekanisk slitasje	Skjevhet Slakk Dårlig kontakt
	Feilbetjening	Overslag Skjevhet Slakk Skjevhet
Line	Korrosjon	Line ryker
	Trepåfall	Forstrekning Line ryker
	Kortslutning	Utfall Brann
	Snø- og islast	Forstrekning Line ryker
	Vind	Forstrekning Line ryker
	Manglende skoging	Jordfeil Brann

Vedlegg F -Beregninger av sannsynlighet for svikt og lønnsomhet

F1. Kostnadsberegninger

Case 1

Faktorer/ år (r=4,5%)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
λ	0,96	1,87	2,75	3,59	4,39	5,16	5,89	6,6	7,27	7,91	8,53	9,12	9,68	10,22	10,74	11,23	11,71	12,16	12,59	13,01	13,4	13,78	14,15	14,5	14,83
ε	1,045	0,534	0,364	0,279	0,228	0,194	0,17	0,152	0,138	0,126	0,117	0,11	0,103	0,098	0,093	0,089	0,085	0,082	0,079	0,077	0,075	0,073	0,071	0,069	0,067
α	0,957	0,916	0,876	0,839	0,802	0,768	0,735	0,703	0,673	0,644	0,616	0,59	0,564	0,54	0,517	0,494	0,473	0,453	0,433	0,415	0,397	0,38	0,363	0,348	0,333

Tiltak	Kostnad(kkr)
TK	151
EU	928
RL	861
LK	10933
UB	6420
EU (kun 1'ere)	383
EU (årlig)	40
HB	40

Rive line,kr/km	79
lengde, km	10,9
kabel kkr/m	1
grøfting, kkr/kr	3
nybygg kkr/km	589
TK (kkr/km)	4,3
total lengde(kr)	35,174

Referanse alternativ

Tiltak/År	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
TK										97,404											7,5924
EU	749,14										278,44										
Større vedlikehold																					
Reinvestering																					
SUM	749,14	0	0	0	0	0	0	0	0	97,404	278,44	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7,5924
Totalt	1132,6																				

Alt 2

Tiltak/År	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
TK										101,79											7,9217
EU											316,73										24,771
Større vedlikehold			754,32																		
Reinvestering	8825,5																				
SUM	8825,5	0	754,32	0	0	0	0	0	0	101,79	316,73	0	0	0	0	0	0	0	0	7,9217	24,771
Totalt	10031																				

Alternativ 3a

Tiltak/År	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
TK								101,79											7,9217	
EU									316,73											24,771
Større vedlikehold			4412,4																	
Reinvestering																				
SUM	0	0	4412,4	0	0	0	0	0	101,79	316,73	0	0	0	0	0	0	0	0	7,9217	24,771
Totalt	4863,6																			

Alternativ 3b

Tiltak/År	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
TK								101,79											7,9217	
EU	749,14								316,73											24,771
Større vedlikehold							2757,8													
Reinvestering																				
SUM	749,14	0	0	0	0	0	0	2757,8	101,79	316,73	0	0	0	0	0	0	0	0	7,9217	24,771
Totalt	3958,2																			

Alternativ 4

Tiltak/År	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
TK						111,17							53,101							
EU	309,18						164,52							58,241						
Større vedlikehold																				
Reinvestering																				
SUM	309,18	0	0	0	0	0	111,17	164,52	0	0	0	0	0	53,101	58,241	0	0	0	0	0
Totalt	696,21																			

Alternativ 5

Tiltak/År	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
TK	144,74										85,345									
EU		692,55										242,11								
Større vedlikehold																				
Reinvestering																				
SUM	144,74	692,55	0	0	0	0	0	0	0	0	85,345	242,11	0	0	0	0	0	0	0	0
Totalt	1164,8																			

Alternativ 6

Tiltak/År	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
TK										97,404										
EU	309,18	29,851	27,491	25,251	23,084	21,035	19,068	17,182	19,84	13,652	12,002	10,436	8,9029	7,4676	6,0826	4,7529	3,486	2,2703	1,114	1,0677
Helikopterbefaring	38,28	36,64	35,04	33,56	32,08	30,72	29,4	28,12	26,92	25,76	24,64	23,6	22,56	21,6	20,68	19,76	18,92	18,12	17,32	16,6
Reinvestering																				
SUM	347,46	66,491	62,531	58,811	55,164	51,755	48,468	45,302	46,76	136,82	36,642	34,036	31,463	29,068	26,763	24,513	22,406	20,39	18,434	17,668
Totalt	1180,9																			

Alternativ	Kostnad kkr	Differanse kkr
Ref.alt	1133	0
2	10031	-8898
3a	4864	-3731
3b	3958	-2826
4	696	436
5	1165	-32
6	1181	-48

Case 3

Faktorer/ år (r=4,5%)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
λ	0,96	1,87	2,75	3,59	4,39	5,16	5,89	6,6	7,27	7,91	8,53	9,12	9,68	10,22	10,74	11,23	11,71	12,16	12,59	13,01	13,4	13,78	14,15	14,5	14,83
ε	1,045	0,534	0,364	0,279	0,228	0,194	0,17	0,152	0,138	0,126	0,117	0,11	0,103	0,098	0,093	0,089	0,085	0,082	0,079	0,077	0,075	0,073	0,071	0,069	0,067
α	0,957	0,916	0,876	0,839	0,802	0,768	0,735	0,703	0,673	0,644	0,616	0,59	0,564	0,54	0,517	0,494	0,473	0,453	0,433	0,415	0,397	0,38	0,363	0,348	0,333

Tiltak	Kostnad(kkr)
TK	106
EU	28
Rive line	672
Nybygg line	5007
Totalt utskifting	5678
TK, redusert	37
Halv EU	14
LP	20

Rive line (kkr/km)	79
lengde, strekning	8,5
nybyggline, kkr/km	589
total lengde (km)	24,76
TK (kkr/km)	4,3

Referanse alternativ

Tiltak/År	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
TK	101,9										60,08									
EU																				
Større vedlikehold																				
Reinvestering																				
SUM	101,9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	60,08	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	162																			

Alternativ 1

Tiltak/År	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
TK	101,9										60,08									
EU		20,9										7,305								
Større vedlikehold																				
Reinvestering																				
SUM	101,9	20,9	0	0	0	0	0	0	0	0	60,08	7,305	0	0	0	0	0	0	0	0
Totalt	190,2																			

Alternativ 2a

Tiltak/År	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
TK	34,98										60,08									
EU		10,45										3,653								
Større vedlikehold																				
Reinvestering	4584																			
SUM	4619	10,45	0	0	0	0	0	0	0	0	60,08	3,653	0	0	0	0	0	0	0	0
Totalt	4693																			

Alternativ 3a

Tiltak/År	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
TK	101,9										60,08									
EU												7,305								
Lineprøve	19,14																			
Reinvestering		4237																		
SUM	121	4237	0	0	0	0	0	0	0	0	60,08	7,305	0	0	0	0	0	0	0	0
Totalt	4426																			

Alternativ 3b

Tiltak/År	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
TK	101,9										60,08									
EU												7,305								
Lineprøve	19,14																			
Reinvestering					3277															
SUM	121	0	0	0	3277	0	0	0	0	0	60,08	7,305	0	0	0	0	0	0	0	0
Totalt	3465																			

Alternativ	Kostnad kkr	Differanse kkr
Ref.alt	162	0
1	190	-190
2a	4693	-4693
3a	4426	-4426
3b	3465	-3465

Case 4

Faktorer/ år (r=4,5%)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
λ	0,96	1,87	2,75	3,59	4,39	5,16	5,89	6,6	7,27	7,91	8,53	9,12	9,68	10,22	10,74	11,23	11,71	12,16	12,59	13,01	13,4	13,78	14,15	14,5	14,83
ϵ	1,045	0,534	0,364	0,279	0,228	0,194	0,17	0,152	0,138	0,126	0,117	0,11	0,103	0,098	0,093	0,089	0,085	0,082	0,079	0,077	0,075	0,073	0,071	0,069	0,067
α	0,957	0,916	0,876	0,839	0,802	0,768	0,735	0,703	0,673	0,644	0,616	0,59	0,564	0,54	0,517	0,494	0,473	0,453	0,433	0,415	0,397	0,38	0,363	0,348	0,333

Tiltak	Kostnad(kkr)
TK	122,8725
EU	553
LP	20
renovering	8401

Rive line (kkr/km)	79
lengde (km)	28,575
renovering (kkr/km)	294
TK (kkr/km)	4,3

Referanse alternativ

Tiltak/År	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
TK					98,544										35,138					
EU																				
Større vedlikehold																				
Reinvestering																				
SUM	0	0	0	0	98,544	0	0	0	0	0	0	0	0	0	35,138	0	0	0	0	0
Totalt	133,68																			

Alternativ 1

Tiltak/År	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
TK					98,544										35,138					
EU						290,81										65,708				
Større vedlikehold																				
Reinvestering																				
SUM	0	0	0	0	98,544	290,81	0	0	0	0	0	0	0	0	35,138	65,708	0	0	0	0
Totalt	490,2																			

Alternativ 2

Tiltak/År	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
TK				98,544										35,138						
EU					290,81										65,708					
Kontroll av line					15,36															
Reinvestering																				
SUM	0	0	0	0	98,544	306,17	0	0	0	0	0	0	0	0	35,138	65,708	0	0	0	0
Totalt	505,56																			

Alternativ 3a

Tiltak/År	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
TK				98,544												20,138				
EU																	31,386			
Større vedlikehold						4004,7														
Reinvestering																				
SUM	0	0	0	0	98,544	0	4004,7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	20,138	31,386	0	0
Totalt	4154,8																			

Alternativ 3b

Tiltak/År	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
TK				98,544										35,138						
EU																				
Større vedlikehold																732,15				
Reinvestering																				
SUM	0	0	0	0	98,544	0	0	0	0	0	0	0	0	0	35,138	0	732,15	0	0	0
Totalt	865,84																			

Alternativ	Kostnad kkr	Differanse kkr
Ref.alt	134	0
1	490	-490
2a	506	-506
3a	4155	-4155
3b	866	-866

F2. Estimering av sviktsannsynlighet

Tabellen under gir en oversikt over hvilke tall som ble brukt i 2-punkts estimatet. MRL står for mean residual life, altså gjennomsnittlige gjenstående levetid.

Komponent	Tilstand	MRL	10%-kvantil
T r a v e r s	5	40	12
	4	30	7
	3	22	5
	2	13	3
	1	6	1
L i n e	5	50	15
	4	35	8
	3	23	6
	2	15	5
	1	8	3
B e n d s e l B a r d u n	5	30	8
	4	21	6
	3	15	4
	2	10	3
	1	5	1

Resultat av estimering

Travers

tilstand = 5

år	Sviktsannsynlighet	Kumulativ sannsynlighet
1	0,000518	0,000518
2	0,001915	0,002433
3	0,003485	0,005918
4	0,005078	0,010996
5	0,006630	0,017626
6	0,008111	0,025737
7	0,009502	0,035240
8	0,010793	0,046032
9	0,011979	0,058011
10	0,013058	0,071069
11	0,014031	0,085100
12	0,014900	0,100000
13	0,015670	0,115670
14	0,016342	0,132012
15	0,016924	0,148936
16	0,017418	0,166354
17	0,017831	0,184185
18	0,018167	0,202351
19	0,018431	0,220782
20	0,018629	0,239411

tilstand=4

år	Sviktsannsynlighet	Kumulativ sannsynlighet
1	0,004084	0,004084
2	0,009208	0,013292
3	0,012818	0,026110
4	0,015607	0,041717
5	0,017807	0,059524
6	0,019551	0,079075
7	0,020925	0,100000
8	0,021992	0,121992
9	0,022802	0,144794
10	0,023393	0,168188
11	0,023799	0,191986
12	0,024044	0,216031
13	0,024154	0,240184
14	0,024146	0,264330
15	0,024037	0,288367
16	0,023843	0,312211
17	0,023577	0,335787
18	0,023248	0,359035
19	0,022867	0,381902
20	0,022443	0,404345

tilstand=3

år	Sviktsannsynlighet	Kumulativ sannsynlighet
1	0,007688	0,007688
2	0,016327	0,024015
3	0,021826	0,045841
4	0,025700	0,071541
5	0,028459	0,100000
6	0,030389	0,130389
7	0,031677	0,162065
8	0,032458	0,194523
9	0,032834	0,227357
10	0,032885	0,260241
11	0,032674	0,292915
12	0,032254	0,325170
13	0,031668	0,356838
14	0,030950	0,387787
15	0,030129	0,417916
16	0,029230	0,447146
17	0,028274	0,475421
18	0,027278	0,502698
19	0,026255	0,528953
20	0,025217	0,554170

tilstand=2

år	Sviktsannsynlighet	Kumulativ sannsynlighet
1	0,017483	0,017483
2	0,036173	0,053656
3	0,046344	0,100000
4	0,052052	0,152052
5	0,054859	0,206911
6	0,055680	0,262591
7	0,055119	0,317710
8	0,053603	0,371313
9	0,051441	0,422755
10	0,048859	0,471614
11	0,046026	0,517640
12	0,043066	0,560706
13	0,040071	0,600777
14	0,037107	0,637884
15	0,034223	0,672107
16	0,031452	0,703559
17	0,028817	0,732376
18	0,026330	0,758706
19	0,024000	0,782706
20	0,021829	0,804536

tilstand=1

år	Sviktsannsynlighet	Kumulativ sannsynlighet
1	0,022082	0,022082
2	0,077918	0,100000
3	0,115417	0,215417
4	0,128973	0,344391
5	0,125468	0,469859
6	0,112394	0,582253
7	0,095318	0,677571
8	0,077746	0,755318
9	0,061591	0,816908
10	0,047699	0,864607
11	0,036278	0,900885
12	0,027186	0,928070
13	0,020123	0,948194
14	0,014741	0,962934
15	0,010702	0,973637
16	0,007710	0,981347
17	0,005517	0,986864
18	0,003924	0,990788
19	0,002777	0,993565
20	0,001955	0,995520

Line

tilstand = 5

år	Sviktsannsynlighet	Kumulativ sannsynlighet
1	0,00031	0,00031
2	0,00117	0,00148
3	0,00215	0,00364
4	0,00317	0,00681
5	0,00419	0,01100
6	0,00518	0,01618
7	0,00614	0,02232
8	0,00706	0,02938
9	0,00792	0,03730
10	0,00873	0,04603
11	0,00949	0,05553
12	0,01020	0,06572
13	0,01085	0,07657
14	0,01144	0,08801
15	0,01199	0,10000
16	0,01248	0,11248
17	0,01292	0,12540
18	0,01332	0,13872
19	0,01367	0,15238
20	0,01397	0,16635
21	0,01424	0,18059
22	0,01446	0,19505
23	0,01465	0,20970
24	0,01480	0,22449
25	0,01492	0,23941
26	0,01500	0,25442
27	0,01506	0,26948
28	0,01509	0,28457
29	0,01510	0,29966
30	0,01508	0,31474
31	0,01503	0,32977
32	0,01497	0,34474
33	0,01489	0,35963
34	0,01479	0,37442
35	0,01467	0,38910

tilstand=4

år	Sviktsannsynlighet	Kumulativ sannsynlighet
1	0,00344	0,00344
2	0,00757	0,01102
3	0,01046	0,02148
4	0,01271	0,03420
5	0,01452	0,04872
6	0,01598	0,06470
7	0,01717	0,08187
8	0,01813	0,10000
9	0,01889	0,11889
10	0,01949	0,13838
11	0,01995	0,15833
12	0,02028	0,17861
13	0,02051	0,19912
14	0,02064	0,21976
15	0,02069	0,24044
16	0,02067	0,26111
17	0,02058	0,28170
18	0,02045	0,30214
19	0,02026	0,32240
20	0,02004	0,34244
21	0,01978	0,36222
22	0,01949	0,38171
23	0,01917	0,40088
24	0,01883	0,41971
25	0,01848	0,43818
26	0,01810	0,45629
27	0,01772	0,47401
28	0,01733	0,49134
29	0,01693	0,50827
30	0,01652	0,52479
31	0,01611	0,54090
32	0,01570	0,55660
33	0,01529	0,57188
34	0,01487	0,58676
35	0,01446	0,60122

tilstand=3

år	Sviktsannsynlighet	Kumulativ sannsynlighet
1	0,00393	0,00393
2	0,01052	0,01445
3	0,01582	0,03027
4	0,02008	0,05035
5	0,02349	0,07384
6	0,02616	0,10000
7	0,02821	0,12821
8	0,02973	0,15794
9	0,03079	0,18872
10	0,03146	0,22019
11	0,03181	0,25200
12	0,03188	0,28387
13	0,03172	0,31559
14	0,03136	0,34695
15	0,03084	0,37779
16	0,03020	0,40799
17	0,02945	0,43744
18	0,02862	0,46606
19	0,02772	0,49378
20	0,02677	0,52055
21	0,02580	0,54635
22	0,02480	0,57114
23	0,02379	0,59493
24	0,02278	0,61771
25	0,02177	0,63948
26	0,02078	0,66026
27	0,01980	0,68005
28	0,01884	0,69889
29	0,01790	0,71679
30	0,01699	0,73378
31	0,01611	0,74990
32	0,01526	0,76516
33	0,01444	0,77960
34	0,01365	0,79325
35	0,01290	0,80615

tilstand=2

år	Sviktsannsynlighet	Kumulativ sannsynlighet
1	0,00242	0,00242
2	0,01068	0,01310
3	0,02036	0,03346
4	0,02943	0,06289
5	0,03711	0,10000
6	0,04311	0,14311
7	0,04745	0,19056
8	0,05023	0,24079
9	0,05166	0,29245
10	0,05194	0,34439
11	0,05129	0,39569
12	0,04991	0,44560
13	0,04798	0,49358
14	0,04564	0,53922
15	0,04303	0,58225
16	0,04026	0,62252
17	0,03742	0,65993
18	0,03457	0,69450
19	0,03176	0,72627
20	0,02905	0,75532
21	0,02646	0,78178
22	0,02400	0,80578
23	0,02170	0,82748
24	0,01956	0,84704
25	0,01757	0,86461
26	0,01575	0,88035
27	0,01407	0,89443
28	0,01255	0,90698
29	0,01117	0,91815
30	0,00992	0,92807
31	0,00879	0,93687
32	0,00778	0,94465
33	0,00688	0,95152
34	0,00607	0,95759
35	0,00534	0,96293

tilstand=1

år	Sviktsannsynlighet	Kumulativ sannsynlighet
1	0,00585	0,00585
2	0,03179	0,03764
3	0,06236	0,10000
4	0,08573	0,18573
5	0,09870	0,28443
6	0,10218	0,38661
7	0,09858	0,48519
8	0,09043	0,57562
9	0,07989	0,65551
10	0,06853	0,72405
11	0,05743	0,78148
12	0,04722	0,82870
13	0,03820	0,86690
14	0,03050	0,89740
15	0,02406	0,92146
16	0,01880	0,94026
17	0,01456	0,95481
18	0,01119	0,96600
19	0,00854	0,97454
20	0,00648	0,98101
21	0,00488	0,98590
22	0,00367	0,98956
23	0,00274	0,99230
24	0,00204	0,99434
25	0,00151	0,99585
26	0,00112	0,99696
27	0,00082	0,99779
28	0,00060	0,99839
29	0,00044	0,99883
30	0,00032	0,99915
31	0,00023	0,99939
32	0,00017	0,99956
33	0,00012	0,99968
34	0,00009	0,99977
35	0,00006	0,99984

Bardun/Bendsel

tilstand = 5

år	Sviktsannsynlighet	Kumulativ sannsynlighet
1	0,002092	0,002092
2	0,005947	0,008039
3	0,009313	0,017352
4	0,012227	0,029579
5	0,014731	0,044311
6	0,016865	0,061175
7	0,018664	0,079839
8	0,020162	0,100000
9	0,021390	0,121390
10	0,022377	0,143767
11	0,023148	0,166915
12	0,023727	0,190641
13	0,024135	0,214776
14	0,024392	0,239168
15	0,024515	0,263683
16	0,024521	0,288205
17	0,024425	0,312630
18	0,024239	0,336868
19	0,023975	0,360843
20	0,023644	0,384487

tilstand = 4

år	Sviktsannsynlighet	Kumulativ sannsynlighet
1	0,002918	0,002918
2	0,009276	0,012193
3	0,015168	0,027361
4	0,020251	0,047612
5	0,024484	0,072096
6	0,027904	0,100000
7	0,030580	0,130580
8	0,032589	0,163169
9	0,034012	0,197182
10	0,034926	0,232107
11	0,035401	0,267509
12	0,035504	0,303013
13	0,035294	0,338306
14	0,034823	0,373129
15	0,034139	0,407269
16	0,033284	0,440552
17	0,032292	0,472844
18	0,031196	0,504040
19	0,030023	0,534063
20	0,028795	0,562858

tilstand = 3

år	Sviktsannsynlighet	Kumulativ sannsynlighet
1	0,008039	0,008039
2	0,021540	0,029579
3	0,031596	0,061175
4	0,038825	0,100000
5	0,043767	0,143767
6	0,046874	0,190641
7	0,048527	0,239168
8	0,049037	0,288205
9	0,048664	0,336868
10	0,047619	0,384487
11	0,046076	0,430563
12	0,044176	0,474739
13	0,042031	0,516770
14	0,039732	0,556502
15	0,037351	0,593853
16	0,034945	0,628798
17	0,032557	0,661355
18	0,030219	0,691574
19	0,027957	0,719532
20	0,025789	0,745320

tilstand=2

år	Sviktsannsynlighet	Kumulativ sannsynlighet
1	0,010996	0,010996
2	0,035037	0,046032
3	0,053968	0,100000
4	0,066354	0,166354
5	0,073057	0,239411
6	0,075327	0,314738
7	0,074357	0,389096
8	0,071157	0,460252
9	0,066531	0,526784
10	0,061094	0,587878
11	0,055298	0,643176
12	0,049465	0,692641
13	0,043816	0,736456
14	0,038490	0,774947
15	0,033572	0,808519
16	0,029103	0,837622
17	0,025093	0,862715
18	0,021533	0,884247
19	0,018400	0,902647
20	0,015663	0,918310

tilstand =1

år	Sviktsannsynlighet	Kumulativ sannsynlighet
1	0,100000	0,100000
2	0,142695	0,242696
3	0,138809	0,381505
4	0,122512	0,504017
5	0,103209	0,607226
6	0,084592	0,691818
7	0,068086	0,759904
8	0,054098	0,814002
9	0,042571	0,856573
10	0,033251	0,889824
11	0,025816	0,915640
12	0,019946	0,935586
13	0,015349	0,950935
14	0,011770	0,962705
15	0,008999	0,971704
16	0,006863	0,978568
17	0,005223	0,983790
18	0,003966	0,987757
19	0,003007	0,990764
20	0,002276	0,993040

F3. Resultat nåverdiberegninger

Case 1																					
Alternativ 2																					
Interruptions	Int. power kW	Duration h	Repair kkr	Agriculture	Household	Industry	Commerci	Public sec	Large ind.	CENS	Discount rate (% pa)										4,5
Failure 1	1400	7	8,56	78,2	62,6	294,8	511,7	72,7	44,7	208,1											
Failure 2				4,0	1,0	17,0	20,0	1,0	6,0	0,0											
Notified interruption				4,0	1,0	17,0	20,0	1,0	6,0	0,0											
Period of analysis	year no ->	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Probability of failure 1 for A1	323,8857	6,0234	13,3743	18,1481	16,4456	17,8638	18,6710	19,0620	19,1688	19,0798	18,8533	18,5284	16,8484	16,6295	16,3289	15,9630	15,5457	15,0885	14,6013	14,0926	13,5693
Probability of failure 1 for A0	346,7549	3,8620	8,9905	12,6932	15,5013	17,6162	19,1724	20,2731	21,0019	21,4267	21,6039	12,8083	15,8046	17,6288	18,8234	19,5793	20,0066	20,1796	20,1532	19,9692	19,6608
Probability of failure 2 for A1	0,0000																				
Probability of failure 2 for A0	0,0000																				
Power losses for A1	kW ->																				
Power losses for A0	kW ->																				
Equiv cost of losses (kr/kW år)	2006	1402	1310	1290	1271	1273	1290	1306	1323	1340	1352	1362	1375	1385	1398	1412	1426	1441	1454	1471	1487
Alt. 1 (A1)	kk	year	PV (kkr)	Annual costs (kkr)																	
Reinvestment	0	30	9579,8	8825,5	0,0	754,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
PM (preventive m	0	10	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
EU (enkelttskiftninger)			341,5									316,7									24,8
TK (condition monitoring)			109,7									101,8									7,9
PW (power losses)			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
CENS due to failure 1	43670,3	1253,7	2783,7	3777,3	3422,9	3718,1	3886,1	3967,5	3989,8	3971,2	3924,1	3856,5	3506,8	3461,2	3398,7	3322,5	3235,6	3140,5	3039,1	2933,2	2824,3
CENS due to failure 2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
CENS due to notified interruptio	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Repair after failure 1	1796,0	51,6	114,5	155,3	140,8	152,9	159,8	163,2	164,1	163,3	161,4	158,6	144,2	142,3	139,8	136,6	133,1	129,2	125,0	120,6	116,2
Repair after failure 2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Repair after notified interruption	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sum	55497,4	10130,8	2898,2	4687,0	3563,7	3871,0	4046,0	4130,7	4153,8	4236,3	4402,2	4015,1	3651,0	3603,6	3538,4	3459,1	3368,7	3269,6	3164,1	3061,8	2965,2
Alt. (A0)	kk	year	PV (kkr)	Annual costs (kkr)																	
Reinvestment	0	30	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
PM (preventive m	0	10	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
EU (enkelttskiftninger)			1027,6	749,1								278,4									
TK (condition monitoring)			105,0								97,4										7,6
PW (power losses)			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
CENS due to failure 1	44898,6	803,8	1871,3	2641,9	3226,4	3666,6	3990,5	4219,6	4371,3	4459,7	4496,6	2665,9	3289,5	3669,2	3917,9	4075,2	4164,1	4200,1	4194,6	4156,3	4092,2
CENS due to failure 2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
CENS due to notified interruptio	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Repair after failure 1	1846,5	33,1	77,0	108,7	132,7	150,8	164,1	173,5	179,8	183,4	184,9	109,6	135,3	150,9	161,1	167,6	171,3	172,7	172,5	170,9	168,3
Repair after failure 2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Repair after notified interruption	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sum	47877,7	1586,0	1948,2	2750,6	3359,1	3817,4	4154,6	4393,1	4551,1	4643,1	4778,9	3054,0	3424,8	3820,1	4079,0	4242,8	4335,4	4372,9	4367,1	4327,3	4268,0
A0-A1																					
Annual sum	-3942,8	-8544,7	-950,0	-1936,4	-204,6	-53,7	108,6	262,5	397,2	406,8	376,7	-961,1	-226,2	216,6	540,6	783,6	966,7	1103,2	1203,1	1265,5	1302,8
Profitability (present value)	-7619,7	-8524,6	-869,9	-1790,2	-171,6	-43,1	83,4	192,9	279,3	240,4	164,5	-485,4	-133,4	122,2	291,9	404,9	478,0	522,0	544,8	543,9	530,2

Case1																						
Alternativ 3a																						
Interruptions	Int. power kW	Duration h	Repair kkr	Agriculture	Household	Industry	Commerci	Public sec	Large ind.	CENS kkr	Discount rate (% pa)											
	1400	7	8,56	20	20	20	20	10	10		4,5											
Failure 1				78,2	62,6	294,8	511,7	72,7	44,7	208,1												
Failure 2				4,0	1,0	17,0	20,0	1,0	6,0	0,0												
Notified interruption				4,0	1,0	17,0	20,0	1,0	6,0	0,0												
Period of analysis	year no ->	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
Probability of failure 1 for A1	322,3233	6,0234	13,3743	18,1481	16,4456	17,8638	18,6710	19,0620	19,1688	19,0798	18,8533	16,9661	16,8484	16,6295	16,3289	15,9630	15,5457	15,0885	14,6013	14,0926	13,5693	
Probability of failure 1 for A0	346,7549	3,8620	8,9905	12,6932	15,5013	17,6162	19,1724	20,2731	21,0019	21,4267	21,6039	12,8083	15,8046	17,6288	18,8234	19,5793	20,0066	20,1796	20,1532	19,9692	19,6608	
Probability of failure 2 for A1	0,0000																					
Probability of failure 2 for A0	0,0000																					
Power losses for A1	kW ->																					
Power losses for A0	kW ->																					
Equiv cost of losses (kr/kW år)	2006	1402	1310	1290	1271	1273	1290	1306	1323	1340	1352	1362	1375	1385	1398	1412	1426	1441	1454	1471	1487	
Alt. 1 (A1)	kkkr year	PV (kkkr)	Annual costs (kkkr)																			
Reinvestment	0 30	4412,4	0,0	0,0	4412,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
PM (preventive m)	0 10	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
EU (enkelttskiftninger)		341,5										316,7									24,8	
TK (condition monitoring)		109,7								101,8											7,9	
PW (power losses)		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CENS due to failure 1		43469,9	1253,7	2783,7	3777,3	3422,9	3718,1	3886,1	3967,5	3989,8	3971,2	3924,1	3531,3	3506,8	3461,2	3398,7	3322,5	3235,6	3140,5	3039,1	2933,2	2824,3
CENS due to failure 2		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CENS due to notified interruption		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Repair after failure 1		1787,8	51,6	114,5	155,3	140,8	152,9	159,8	163,2	164,1	163,3	161,4	145,2	144,2	142,3	139,8	136,6	133,1	129,2	125,0	120,6	116,2
Repair after failure 2		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Repair after notified interruption		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Sum		50121,3	1305,3	2898,2	8345,0	3563,7	3871,0	4046,0	4130,7	4153,8	4236,3	4402,2	3676,5	3651,0	3603,6	3538,4	3459,1	3368,7	3269,6	3164,1	3061,8	2965,2
Alt. (A0)	kkkr year	PV (kkkr)	Annual costs (kkkr)																			
Reinvestment	0 30	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
PM (preventive m)	0 10	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
EU (enkelttskiftninger)		1027,6	749,1									278,4										
TK (condition monitoring)		105,0										97,4									7,6	
PW (power losses)		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CENS due to failure 1		44898,6	803,8	1871,3	2641,9	3226,4	3666,6	3990,5	4219,6	4371,3	4459,7	4496,6	2665,9	3289,5	3669,2	3917,9	4075,2	4164,1	4200,1	4194,6	4156,3	4092,2
CENS due to failure 2		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CENS due to notified interruption		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Repair after failure 1		1846,5	33,1	77,0	108,7	132,7	150,8	164,1	173,5	179,8	183,4	184,9	109,6	135,3	150,9	161,1	167,6	171,3	172,7	172,5	170,9	168,3
Repair after failure 2		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Repair after notified interruption		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Sum		47877,7	1586,0	1948,2	2750,6	3359,1	3817,4	4154,6	4393,1	4551,1	4643,1	4778,9	3054,0	3424,8	3820,1	4079,0	4242,8	4335,4	4372,9	4367,1	4327,3	4268,0
A0-A1																						
Annual sum		1563,2	280,8	-950,0	-5594,5	-204,6	-53,7	108,6	262,5	397,2	406,8	376,7	-622,5	-226,2	216,6	540,6	783,6	966,7	1103,2	1203,1	1265,5	1302,8
Profitability (present value)		-2243,7	300,9	-869,9	-5448,2	-171,6	-43,1	83,4	192,9	279,3	240,4	164,5	-276,7	-133,4	122,2	291,9	404,9	478,0	522,0	544,8	543,9	530,2

Case 1																						
Alternativ 3b																						
Interruptions	Int. power kW	Duration h	Repair kkr	Agriculture	Household	Industry	Commerci	Public sec	Large ind.	CENS kkr	Discount rate (% pa)										4,5	
Failure 1	1400	7	8,56	78,2	62,6	294,8	511,7	72,7	44,7	208,1												
Failure 2				4,0	1,0	17,0	20,0	1,0	6,0	0,0												
Notified interruption				4,0	1,0	17,0	20,0	1,0	6,0	0,0												
Period of analysis	year no ->	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
Probability of failure 1 for A1	275,6434	3,8620	8,9905	12,6932	15,5013	17,6162	19,1724	20,2731	16,4521	16,7992	16,9591	3,0771	7,1287	10,0136	12,1847	13,8158	15,0186	15,8758	16,4521	16,7992	16,9591	
Probability of failure 1 for A0	346,7549	3,8620	8,9905	12,6932	15,5013	17,6162	19,1724	20,2731	21,0019	21,4267	21,6039	12,8083	15,8046	17,6288	18,8234	19,5793	20,0066	20,1796	20,1532	19,9692	19,6608	
Probability of failure 2 for A1	0,0000																					
Probability of failure 2 for A0	0,0000																					
Power losses for A1	kW ->																					
Power losses for A0	kW ->																					
Equiv cost of losses (kr/kW år)	2006	1402	1310	1290	1271	1273	1290	1306	1323	1340	1352	1362	1375	1385	1398	1412	1426	1441	1454	1471	1487	
Alt. 1 (A1)	kkkr year	PV (kkkr)	Annual costs (kkkr)																			
Reinvestment	0 30	2757,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2757,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
PM (preventive m)	0 10	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
EU (enkelttskiftninger)		1090,6	749,1									316,7									24,8	
TK (condition monitoring)		109,7										101,8									7,9	
PW (power losses)		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CENS due to failure 1		36583,7	803,8	1871,3	2641,9	3226,4	3666,6	3990,5	4219,6	3424,3	3496,5	3529,8	640,5	1483,8	2084,2	2536,1	2875,6	3125,9	3304,3	3424,3	3496,5	3529,8
CENS due to failure 2		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CENS due to notified interruption		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Repair after failure 1		1504,6	33,1	77,0	108,7	132,7	150,8	164,1	173,5	140,8	143,8	145,2	26,3	61,0	85,7	104,3	118,3	128,6	135,9	140,8	143,8	145,2
Repair after failure 2		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Repair after notified interruption		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Sum		42046,4	1586,0	1948,2	2750,6	3359,1	3817,4	4154,6	4393,1	6322,9	3742,1	3991,7	666,8	1544,8	2169,9	2640,4	2993,8	3254,5	3440,2	3565,1	3648,3	3699,8
Alt. (A0)	kkkr year	PV (kkkr)	Annual costs (kkkr)																			
Reinvestment	0 30	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
PM (preventive m)	0 10	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
EU (enkelttskiftninger)		1027,6	749,1									278,4										
TK (condition monitoring)		105,0										97,4									7,6	
PW (power losses)		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CENS due to failure 1		44898,6	803,8	1871,3	2641,9	3226,4	3666,6	3990,5	4219,6	4371,3	4459,7	4496,6	2665,9	3289,5	3669,2	3917,9	4075,2	4164,1	4200,1	4194,6	4156,3	4092,2
CENS due to failure 2		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CENS due to notified interruption		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Repair after failure 1		1846,5	33,1	77,0	108,7	132,7	150,8	164,1	173,5	179,8	183,4	184,9	109,6	135,3	150,9	161,1	167,6	171,3	172,7	172,5	170,9	168,3
Repair after failure 2		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Repair after notified interruption		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Sum		47877,7	1586,0	1948,2	2750,6	3359,1	3817,4	4154,6	4393,1	4551,1	4643,1	4778,9	3054,0	3424,8	3820,1	4079,0	4242,8	4335,4	4372,9	4367,1	4327,3	4268,0
A0-A1																						
Annual sum		12584,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-1771,9	901,0	787,2	2387,2	1880,0	1650,2	1438,6	1248,9	1080,9	932,6	802,0	679,0	568,3
Profitability (present value)		5831,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-2064,5	573,0	428,8	1577,8	1108,6	931,2	776,8	645,4	534,5	441,3	363,2	289,7	225,6

Case 1																						
Alternativ 4																						
Interruptions	Int. power kW	Duration h	Repair kkr	Agriculture	Household	Industry	Commerci	Public sec	Large ind.	CENS kkr	Discount rate (% pa)											
Failure 1	1400	7	8,56	20	20	20	20	10	10	208,1	4,5											
Failure 2				4,0	1,0	17,0	20,0	1,0	6,0	0,0												
Notified interruption				4,0	1,0	17,0	20,0	1,0	6,0	0,0												
Period of analysis	year no ->	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
Probability of failure 1 for A1	349,8300	4,1259	9,8313	13,9884	17,0937	19,3696	20,9802	22,0577	12,5638	16,4690	19,0188	20,7306	21,8244	22,4470	22,7073	12,5433	15,9032	18,0130	19,3735	20,1904	20,5987	
Probability of failure 1 for A0	346,7549	3,8620	8,9905	12,6932	15,5013	17,6162	19,1724	20,2731	21,0019	21,4267	21,6039	12,8083	15,8046	17,6288	18,8234	19,5793	20,0066	20,1796	20,1532	19,9692	19,6608	
Probability of failure 2 for A1	0,0000																					
Probability of failure 2 for A0	0,0000																					
Power losses for A1	kW ->																					
Power losses for A0	kW ->																					
Equip cost of losses (kr/kW år)	2006	1402	1310	1290	1271	1273	1290	1306	1323	1340	1352	1362	1375	1385	1398	1412	1426	1441	1454	1471	1487	
Alt. 1 (A1)	kkkr year	PV (kkkr) Annual costs (kkkr)																				
Reinvestment	0 30	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
PM (preventive m	0 10	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
EU (enkelttskiftninger)		531,9	309,2							164,5						58,2						
TK (condition monitoring)		164,3							111,2	0,0					53,1							
PW (power losses)		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CENS due to failure 1		45596,8	858,8	2046,3	2911,5	3557,9	4031,5	4366,8	4591,0	2615,0	3427,8	3958,5	4314,8	4542,5	4672,1	4726,3	2610,7	3310,1	3749,2	4032,4	4202,4	4287,4
CENS due to failure 2		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
CENS due to notified interruption		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Repair after failure 1		1875,2	35,3	84,2	119,7	146,3	165,8	179,6	188,8	107,5	141,0	162,8	177,5	186,8	192,1	194,4	107,4	136,1	154,2	165,8	172,8	176,3
Repair after failure 2		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Repair after notified interruption		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sum		48168,2	1203,3	2130,4	3031,3	3704,2	4197,3	4546,4	4891,0	2887,1	3568,8	4121,3	4492,3	4729,3	4864,2	4973,7	2776,3	3446,2	3903,4	4198,2	4375,2	4463,7
Alt. (A0)	kkkr year	PV (kkkr) Annual costs (kkkr)																				
Reinvestment	0 30	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
PM (preventive m	0 10	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
EU (enkelttskiftninger)		1027,6	749,1									278,4										
TK (condition monitoring)		105,0									97,4											7,6
PW (power losses)		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
CENS due to failure 1		44898,6	803,8	1871,3	2641,9	3226,4	3666,6	3990,5	4219,6	4371,3	4459,7	4496,6	2665,9	3289,5	3669,2	3917,9	4075,2	4164,1	4200,1	4194,6	4156,3	4092,2
CENS due to failure 2		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
CENS due to notified interruption		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Repair after failure 1		1846,5	33,1	77,0	108,7	132,7	150,8	164,1	173,5	179,8	183,4	184,9	109,6	135,3	150,9	161,1	167,6	171,3	172,7	172,5	170,9	168,3
Repair after failure 2		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Repair after notified interruption		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sum		47877,7	1586,0	1948,2	2750,6	3359,1	3817,4	4154,6	4393,1	4551,1	4643,1	4778,9	3054,0	3424,8	3820,1	4079,0	4242,8	4335,4	4372,9	4367,1	4327,3	4268,0
A0-A1																						
Annual sum		-230,0	382,8	-182,2	-280,7	-345,1	-380,0	-391,8	-497,9	1664,0	1074,3	657,6	-1438,3	-1304,5	-1044,1	-894,7	1466,4	889,2	469,5	168,9	-47,9	-195,6
Profitability (present value)		-290,6	385,2	-166,9	-246,0	-289,4	-304,9	-300,8	-395,3	1121,3	722,9	458,1	-779,4	-769,2	-589,2	-507,6	729,6	439,7	222,2	76,5	-20,8	-76,7

Case 1																							
Alternativ 5																							
Interruptions	Int. power kW	Duration h	Repair kkr	Agriculture	Household	Industry	Commerci	Public sec	Large ind.	CENS kkr	Discount rate (% pa)												
				20	20	20	20	10	10		4,5												
Failure 1	1400	7	8,56	78,2	62,6	294,8	511,7	72,7	44,7	208,1													
Failure 2				4,0	1,0	17,0	20,0	1,0	6,0	0,0													
Notified interruption				4,0	1,0	17,0	20,0	1,0	6,0	0,0													
Period of analysis	year no ->	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20		
Probability of failure 1 for A1	348,8399	6,0234	8,9905	12,6932	15,5013	17,6162	19,1724	20,2731	21,0019	21,4267	21,6039	21,5797	12,7711	15,6949	17,4609	18,6092	19,3288	19,7281	19,8804	19,8391	19,6452		
Probability of failure 1 for A0	346,7549	3,8620	8,9905	12,6932	15,5013	17,6162	19,1724	20,2731	21,0019	21,4267	21,6039	12,8083	15,8046	17,6288	18,8234	19,5793	20,0066	20,1796	20,1532	19,9692	19,6608		
Probability of failure 2 for A1	0,0000																						
Probability of failure 2 for A0	0,0000																						
Power losses for A1	kW ->																						
Power losses for A0	kW ->																						
Equiv cost of losses (kr/kW år)	2006	1402	1310	1290	1271	1273	1290	1306	1323	1340	1352	1362	1375	1385	1398	1412	1426	1441	1454	1471	1487		
Alt. 1 (A1)	kkkr	year	PV (kkkr)	Annual costs (kkkr)																			
Reinvestment	0	30	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
PM (preventive m	0	10	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
EU (enkelttskiftninger)			934,7	0,0	692,6								242,1										
TK (condition monitoring)			230,1	144,7						0,0		85,3											
PW (power losses)			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
CENS due to failure 1			45444,1	1253,7	1871,3	2641,9	3226,4	3666,6	3990,5	4219,6	4371,3	4459,7	4496,6	4491,5	2658,1	3266,7	3634,3	3873,3	4023,1	4106,2	4137,9	4129,3	4088,9
CENS due to failure 2			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CENS due to notified interruptio			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Repair after failure 1			1869,0	51,6	77,0	108,7	132,7	150,8	164,1	173,5	179,8	183,4	184,9	184,7	109,3	134,3	149,5	159,3	165,5	168,9	170,2	169,8	168,2
Repair after failure 2			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Repair after notified interruption			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Sum			48477,8	1450,0	2640,8	2750,6	3359,1	3817,4	4154,6	4393,1	4551,1	4643,1	4681,5	4761,6	3009,6	3401,1	3783,7	4032,6	4188,5	4275,0	4308,0	4299,1	4257,1
Alt. (A0)	kkkr	year	PV (kkkr)	Annual costs (kkkr)																			
Reinvestment	0	30	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
PM (preventive m	0	10	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
EU (enkelttskiftninger)			1027,6	749,1								278,4											
TK (condition monitoring)			105,0									97,4										7,6	
PW (power losses)			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CENS due to failure 1			44898,6	803,8	1871,3	2641,9	3226,4	3666,6	3990,5	4219,6	4371,3	4459,7	4496,6	2665,9	3289,5	3669,2	3917,9	4075,2	4164,1	4200,1	4194,6	4156,3	4092,2
CENS due to failure 2			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CENS due to notified interruptio			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Repair after failure 1			1846,5	33,1	77,0	108,7	132,7	150,8	164,1	173,5	179,8	183,4	184,9	109,6	135,3	150,9	161,1	167,6	171,3	172,7	172,5	170,9	168,3
Repair after failure 2			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Repair after notified interruption			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Sum			47877,7	1586,0	1948,2	2750,6	3359,1	3817,4	4154,6	4393,1	4551,1	4643,1	4778,9	3054,0	3424,8	3820,1	4079,0	4242,8	4335,4	4372,9	4367,1	4327,3	4268,0
A0-A1																							
Annual sum			-484,0	136,0	-692,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	97,4	-1707,6	415,2	419,1	295,2	210,2	146,9	97,8	59,1	28,2	11,0
Profitability (present value)			-600,2	156,2	-692,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	97,4	-978,1	145,5	236,5	159,4	108,6	72,6	46,3	26,8	12,2	9,0

Case 1																						
Alternativ 6																						
Interruptions	Int. power kW	Duration h	Repair kkr	Agriculture	Household	Industry	Commerci	Public sec	Large ind.	CENS kkr	Discount rate (% pa)											
Failure 1	1400	7	8,56	20	20	20	20	10	10	208,1	4,5											
Failure 2				4,0	1,0	17,0	20,0	1,0	6,0	0,0												
Notified interruption				4,0	1,0	17,0	20,0	1,0	6,0	0,0												
Period of analysis	year no ->	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
Probability of failure 1 for A1	380,4704	4,1259	9,8313	13,9884	17,0937	19,3696	20,9802	22,0577	22,7096	23,0235	23,0701	22,9068	22,5798	22,1261	21,5759	20,9533	20,2780	19,5659	18,8297	18,0799	17,3249	
Probability of failure 1 for A0	346,7549	3,8620	8,9905	12,6932	15,5013	17,6162	19,1724	20,2731	21,0019	21,4267	21,6039	12,8083	15,8046	17,6288	18,8234	19,5793	20,0066	20,1796	20,1532	19,9692	19,6608	
Probability of failure 2 for A1	0,0000																					
Probability of failure 2 for A0	0,0000																					
Power losses for A1	kW ->																					
Power losses for A0	kW ->																					
Equiv cost of losses (kr/kW år)	2006	1402	1310	1290	1271	1273	1290	1306	1323	1340	1352	1362	1375	1385	1398	1412	1426	1441	1454	1471	1487	
Alt. 1 (A1)	kk	year	PV (kk)	Annual costs (kk)																		
Reinvestment	0	30	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
PM (preventive m	0	10	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
EU (enkeltuskiftninger)			563,2	309,2	29,9	27,5	25,3	23,1	21,0	19,1	17,2	19,8	13,7	12,0	10,4	8,9	7,5	6,1	4,8	3,5	2,3	1,1
TK (condition monitoring)			617,8	38,3	36,6	35,0	33,6	32,1	30,7	29,4	28,1	26,9	123,2	24,6	23,6	22,6	21,6	20,7	19,8	18,9	18,1	17,3
PW (power losses)			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CENS due to failure 1			49733,2	858,8	2046,3	2911,5	3557,9	4031,5	4366,8	4591,0	4726,7	4792,1	4801,8	4767,8	4699,7	4605,3	4490,8	4361,2	4220,6	4072,4	3919,2	
CENS due to failure 2			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CENS due to notified interruptio			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Repair after failure 1			2045,4	35,3	84,2	119,7	146,3	165,8	179,6	188,8	194,4	197,1	197,5	196,1	193,3	189,4	184,7	179,4	173,6	167,5	161,2	
Repair after failure 2			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Repair after notified interruption			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Sum			52959,5	1241,5	2196,9	3093,8	3763,0	4252,5	4598,1	4828,3	4966,4	5035,9	5136,1	5000,5	4927,0	4826,1	4704,5	4567,3	4418,7	4262,3	4100,7	
Alt. (A0)	kk	year	PV (kk)	Annual costs (kk)																		
Reinvestment	0	30	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
PM (preventive m	0	10	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
EU (enkeltuskiftninger)			1027,6	749,1									278,4									
TK (condition monitoring)			105,0										97,4								7,6	
PW (power losses)			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CENS due to failure 1			44898,6	803,8	1871,3	2641,9	3226,4	3666,6	3990,5	4219,6	4371,3	4459,7	4496,6	2665,9	3289,5	3669,2	3917,9	4075,2	4164,1	4200,1	4194,6	
CENS due to failure 2			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CENS due to notified interruptio			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Repair after failure 1			1846,5	33,1	77,0	108,7	132,7	150,8	164,1	173,5	179,8	183,4	184,9	109,6	135,3	150,9	161,1	167,6	171,3	172,7	172,5	
Repair after failure 2			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Repair after notified interruption			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Sum			47877,7	1586,0	1948,2	2750,6	3359,1	3817,4	4154,6	4393,1	4551,1	4643,1	4778,9	3054,0	3424,8	3820,1	4079,0	4242,8	4335,4	4372,9	4367,1	
A0-A1																						
Annual sum			-7354,5	344,5	-248,7	-343,2	-403,9	-435,1	-443,5	-435,2	-415,4	-392,8	-357,2	-1946,5	-1502,2	-1006,0	-625,5	-324,5	-83,3	110,6	266,4	
Profitability (present value)			-5081,9	347,0	-233,4	-308,5	-348,2	-360,1	-352,6	-332,6	-305,5	-279,6	-244,0	-1106,6	-899,8	-581,4	-351,1	-180,6	-53,6	40,5	109,5	

Case 3																						
Alt 1																						
Interruptions	Int. power kW	Duration h	Repair kkr	Agriculture	Household	Industry	Commerci	Public sec	Large ind.	CENS kkr	Discount rate (% pa) 4,5											
Failure 1	1330	7	8,56	20	20	20	20	20	0	197,1												
Failure 2				4,0	1,0	17,0	20,0	1,0	6,0	0,0												
Notified interruption				4,0	1,0	17,0	20,0	1,0	6,0	0,0												
Period of analysis	year no ->	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
Probability of failure 1 for A1	87,4318	1,2779	2,5396	3,5967	4,3553	4,8847	5,2340	5,4409	5,5357	5,5424	5,4810	5,3674	1,0467	2,5396	3,5967	4,3553	4,8847	5,2340	5,4409	5,5357	5,5424	
Probability of failure 1 for A0	89,4379	1,2779	2,7450	3,7792	4,5148	5,0208	5,3468	5,5312	5,6046	5,5916	5,5122	5,3824	5,2154	5,0217	4,8097	4,5863	4,3569	4,1256	3,8958	3,6700	3,4502	
Probability of failure 2 for A1	0,0000																					
Probability of failure 2 for A0	0,0000																					
Power losses for A1	kW ->																					
Power losses for A0	kW ->																					
Equiv cost of losses (kr/kW år)	2006	1402	1310	1290	1271	1273	1290	1306	1323	1340	1352	1362	1375	1385	1398	1412	1426	1441	1454	1471	1487	
Alt. 1 (A1)	kkkr year	PV (kkkr)	Annual costs (kkkr)																			
Reinvestment	0 30	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
PM (preventive m)	0 10	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
EU (enkelttskiftninger)		28,2		20,9									7,3									
TK (condition monitoring)		162,0	101,9									60,1										
PW (power losses)		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CENS due to failure 1		10846,5	251,8	500,4	708,7	858,2	962,6	1031,4	1072,1	1090,8	1092,2	1080,0	1057,7	206,2	500,4	708,7	858,2	962,6	1031,4	1072,1	1090,8	1092,2
CENS due to failure 2		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CENS due to notified interruption		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Repair after failure 1		471,2	10,9	21,7	30,8	37,3	41,8	44,8	46,6	47,4	47,4	46,9	45,9	9,0	21,7	30,8	37,3	41,8	44,8	46,6	47,4	
Repair after failure 2		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Repair after notified interruption		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Sum		11507,8	364,7	543,1	739,5	895,5	1004,4	1076,2	1118,7	1138,2	1139,6	1127,0	1163,7	222,5	522,2	739,5	895,5	1004,4	1076,2	1118,7	1138,2	1139,6
Alt. (A0)	kkkr year	PV (kkkr)	Annual costs (kkkr)																			
Reinvestment	0 30	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
PM (preventive m)	0 10	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
EU (enkelttskiftninger)		0,0	0,0																			
TK (condition monitoring)		162,0	101,9									60,1										
PW (power losses)		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CENS due to failure 1		11304,9	251,8	540,9	744,7	889,6	989,4	1053,6	1089,9	1104,4	1101,8	1086,2	1060,6	1027,7	989,5	947,8	903,7	858,5	813,0	767,7	723,2	679,9
CENS due to failure 2		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CENS due to notified interruption		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Repair after failure 1		491,1	10,9	23,5	32,3	38,6	43,0	45,8	47,3	48,0	47,9	47,2	46,1	44,6	43,0	41,2	39,3	37,3	35,3	33,3	31,4	29,5
Repair after failure 2		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Repair after notified interruption		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Sum		11958,0	364,7	564,4	777,0	928,3	1032,3	1099,4	1137,3	1152,4	1149,7	1133,4	1166,8	1072,3	1032,5	988,9	943,0	895,8	848,3	801,0	754,6	709,4
A0-A1																						
Annual sum		384,3	0,0	21,3	37,5	32,8	28,0	23,2	18,6	14,2	10,1	6,4	3,1	849,8	510,3	249,4	47,5	-108,5	-227,9	-317,7	-383,6	-430,2
Profitability (present value)		450,2	0,0	17,8	32,9	27,5	22,4	17,8	13,6	10,0	6,8	4,1	1,9	498,1	288,0	134,7	24,5	-53,7	-107,8	-143,9	-166,2	-178,4

Case 3																						
Alternativ 2a																						
Interruptions	Int. power kW	Duration h	Repair kkr	Agriculture	Household	Industry	Commerci	Public sec	Large ind.	CENS kkr	Discount rate (% pa)											
				20	20	20	20	20	0		4,5											
Failure 1	1330	7	8,56	78,2	62,6	294,8	511,7	72,7	44,7	197,1												
Failure 2				4,0	1,0	17,0	20,0	1,0	6,0	0,0												
Notified interruption				4,0	1,0	17,0	20,0	1,0	6,0	0,0												
Period of analysis	year no ->	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
Probability of failure 1 for A1	84,7269	1,0341	2,4765	3,5018	4,2348	4,7438	5,0770	5,2717	5,3573	5,3577	5,2922	5,1765	1,0790	2,5189	3,5329	4,2564	4,7572	5,0836	5,2725	5,3533	5,3497	
Probability of failure 1 for A0	89,4379	1,2779	2,7450	3,7792	4,5148	5,0208	5,3468	5,5312	5,6046	5,5916	5,5122	5,3824	5,2154	5,0217	4,8097	4,5863	4,3569	4,1256	3,8958	3,6700	3,4502	
Probability of failure 2 for A1	0,0000																					
Probability of failure 2 for A0	0,0000																					
Power losses for A1	kW ->																					
Power losses for A0	kW ->																					
Equiv cost of losses (kr/kW år)	2006	1402	1310	1290	1271	1273	1290	1306	1323	1340	1352	1362	1375	1385	1398	1412	1426	1441	1454	1471	1487	
Alt. 1 (A1)	kkkr	year	PV (kkkr)	Annual costs (kkkr)																		
Reinvestment	0	30	4584,0	4584,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
PM (preventive m	0	10	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
EU (enkelttskiftninger)			14,1		10,5								3,7									
TK (condition monitoring)			95,1	35,0								60,1										
PW (power losses)			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CENS due to failure 1			10497,7	203,8	488,0	690,0	834,5	934,8	1000,4	1038,8	1055,7	1055,8	1042,8	1020,0	212,6	496,4	696,2	838,7	937,4	1001,7	1039,0	1054,9
CENS due to failure 2			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CENS due to notified interruption			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Repair after failure 1			456,0	8,9	21,2	30,0	36,3	40,6	43,5	45,1	45,9	45,3	44,3	9,2	21,6	30,2	36,4	40,7	43,5	45,1	45,8	
Repair after failure 2			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Repair after notified interruption			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Sum			15646,9	4831,6	519,6	720,0	870,7	975,4	1043,9	1083,9	1101,5	1101,6	1088,1	1124,4	225,5	517,9	726,4	875,2	978,1	1045,2	1084,1	
Alt. (A0)	kkkr	year	PV (kkkr)	Annual costs (kkkr)																		
Reinvestment	0	30	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
PM (preventive m	0	10	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
EU (enkelttskiftninger)			0,0	0,0																		
TK (condition monitoring)			162,0	101,9									60,1									
PW (power losses)			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CENS due to failure 1			11304,9	251,8	540,9	744,7	889,6	989,4	1053,6	1089,9	1104,4	1101,8	1086,2	1060,6	1027,7	989,5	947,8	903,7	858,5	813,0	767,7	
CENS due to failure 2			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
CENS due to notified interruption			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
Repair after failure 1			491,1	10,9	23,5	32,3	38,6	43,0	45,8	47,3	48,0	47,9	47,2	46,1	44,6	43,0	41,2	39,3	37,3	35,3		
Repair after failure 2			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
Repair after notified interruption			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
Sum			11958,0	364,7	564,4	777,0	928,3	1032,3	1099,4	1137,3	1152,4	1149,7	1133,4	1166,8	1072,3	1032,5	988,9	943,0	895,8	848,3		
A0-A1																						
Annual sum			-3562,5	-4466,9	44,7	57,0	57,6	56,9	55,5	53,4	50,8	48,1	45,2	42,3	846,8	514,6	262,5	67,8	-82,3	-197,0		
Profitability (present value)			-3688,9	-4469,1	40,1	50,0	48,3	45,7	42,6	39,2	35,8	32,4	29,1	26,1	497,8	290,4	141,8	35,1	-40,7	-93,2		

Case 3																						
Alternativ 2b																						
Interruptions	Int. power kW	Duration h	Repair kkr	Agriculture	Household	Industry	Commerci	Public sec	Large ind.	CENS kkr	Discount rate (% pa)											
	1330	7	8,56	20	20	20	20	20	0	197,1	4,5											
Failure 1				78,2	62,6	294,8	511,7	72,7	44,7	197,1												
Failure 2				4,0	1,0	17,0	20,0	1,0	6,0	0,0												
Notified interruption				4,0	1,0	17,0	20,0	1,0	6,0	0,0												
Period of analysis	year no ->	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
Probability of failure 1 for A1	86,2683	1,2779	2,5396	3,5967	4,3553	4,8847	5,2340	5,4409	5,5357	5,5424	5,4810	5,1765	1,0790	2,5189	3,5329	4,2564	4,7572	5,0836	5,2725	5,3533	5,3497	
Probability of failure 1 for A0	89,4379	1,2779	2,7450	3,7792	4,5148	5,0208	5,3468	5,5312	5,6046	5,5916	5,5122	5,3824	5,2154	5,0217	4,8097	4,5863	4,3569	4,1256	3,8958	3,6700	3,4502	
Probability of failure 2 for A1	0,0000																					
Probability of failure 2 for A0	0,0000																					
Power losses for A1	kW ->																					
Power losses for A0	kW ->																					
Equiv cost of losses (kr/kW år)	2006	1402	1310	1290	1271	1273	1290	1306	1323	1340	1352	1362	1375	1385	1398	1412	1426	1441	1454	1471	1487	
Alt. 1 (A1)	kkkr	year	PV (kkkr)	Annual costs (kkkr)																		
Reinvestment	0	30	4237,0	0,0	4237,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
PM (preventive m	0	10	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
EU (enkelttskiftninger)			7,3										7,3									
TK (condition monitoring)			181,1	121,0									60,1									
PW (power losses)			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CENS due to failure 1			10735,1	251,8	500,4	708,7	858,2	962,6	1031,4	1072,1	1090,8	1092,2	1080,0	1020,0	212,6	496,4	696,2	838,7	937,4	1001,7	1039,0	1054,9
CENS due to failure 2			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CENS due to notified interruption			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Repair after failure 1			466,3	10,9	21,7	30,8	37,3	41,8	44,8	46,6	47,4	47,4	46,9	44,3	9,2	21,6	30,2	36,4	40,7	43,5	45,1	45,8
Repair after failure 2			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Repair after notified interruption			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Sum			15626,9	383,8	4759,2	739,5	895,5	1004,4	1076,2	1118,7	1138,2	1139,6	1127,0	1124,4	229,2	517,9	726,4	875,2	978,1	1045,2	1084,1	1100,7
Alt. (A0)	kkkr	year	PV (kkkr)	Annual costs (kkkr)																		
Reinvestment	0	30	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
PM (preventive m	0	10	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
EU (enkelttskiftninger)			0,0	0,0																		
TK (condition monitoring)			162,0	101,9									60,1									
PW (power losses)			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CENS due to failure 1			11304,9	251,8	540,9	744,7	889,6	989,4	1053,6	1089,9	1104,4	1101,8	1086,2	1060,6	1027,7	989,5	947,8	903,7	858,5	813,0	767,7	723,2
CENS due to failure 2			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CENS due to notified interruption			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Repair after failure 1			491,1	10,9	23,5	32,3	38,6	43,0	45,8	47,3	48,0	47,9	47,2	46,1	44,6	43,0	41,2	39,3	37,3	35,3	33,3	
Repair after failure 2			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Repair after notified interruption			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Sum			11958,0	364,7	564,4	777,0	928,3	1032,3	1099,4	1137,3	1152,4	1149,7	1133,4	1166,8	1072,3	1032,5	988,9	943,0	895,8	848,3	801,0	754,6
A0-A1																						
Annual sum	-3611,7		-19,1	-4194,8	37,5	32,8	28,0	23,2	18,6	14,2	10,1	6,4	42,3	843,2	514,6	262,5	67,8	-82,3	-197,0	-283,1	-346,1	
Profitability (present value)	-3668,8		-19,1	-4198,3	32,9	27,5	22,4	17,8	13,6	10,0	6,8	4,1	26,1	494,2	290,4	141,8	35,1	-40,7	-93,2	-128,2	-150,0	

Case 3																						
Alternativ 3b																						
Interruptions	Int. power kW	Duration h	Repair kkr	Agriculture	Household	Industry	Commerci	Public sec	Large ind.	CENS kkr	Discount rate (% pa)											
	1330	7	8,56	20	20	20	20	20	0	197,1	4,5											
Failure 1				78,2	62,6	294,8	511,7	72,7	44,7	197,1												
Failure 2				4,0	1,0	17,0	20,0	1,0	6,0	0,0												
Notified interruption				4,0	1,0	17,0	20,0	1,0	6,0	0,0												
Period of analysis	year no ->	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
Probability of failure 1 for A1	86,0945	1,2779	2,7450	3,7792	4,5148	4,8303	5,1589	5,3468	5,4244	5,4162	5,3420	5,2178	1,0649	2,5030	3,5157	4,2382	4,7384	5,0643	5,2529	5,3336	5,3301	
Probability of failure 1 for A0	89,4379	1,2779	2,7450	3,7792	4,5148	5,0208	5,3468	5,5312	5,6046	5,5916	5,5122	5,3824	5,2154	5,0217	4,8097	4,5863	4,3569	4,1256	3,8958	3,6700	3,4502	
Probability of failure 2 for A1	0,0000																					
Probability of failure 2 for A0	0,0000																					
Power losses for A1	kW ->																					
Power losses for A0	kW ->																					
Equiv cost of losses (kr/kW år)	2006	1402	1310	1290	1271	1273	1290	1306	1323	1340	1352	1362	1375	1385	1398	1412	1426	1441	1454	1471	1487	
Alt. 1 (A1)	kkkr	year	PV (kkkr)	Annual costs (kkkr)																		
Reinvestment	0	30	3277,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3277,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
PM (preventive m)	0	10	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
EU (enkelttskiftninger)			7,3										7,3									
TK (condition monitoring)			181,1	121,0									60,1									
PW (power losses)			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CENS due to failure 1			10735,9	251,8	540,9	744,7	889,6	951,8	1016,6	1053,6	1068,9	1067,3	1052,7	1028,2	209,8	493,2	692,8	835,2	933,7	997,9	1035,1	1051,0
CENS due to failure 2			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CENS due to notified interruption			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Repair after failure 1			466,4	10,9	23,5	32,3	38,6	41,3	44,2	45,8	46,4	46,4	45,7	44,7	9,1	21,4	30,1	36,3	40,6	43,4	45,0	45,6
Repair after failure 2			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Repair after notified interruption			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Sum			14667,7	383,8	564,4	777,0	928,3	4270,2	1060,7	1099,4	1115,3	1113,6	1098,4	1132,9	226,3	514,7	722,9	871,4	974,3	1041,3	1080,1	1096,7
Alt. (A0)	kkkr	year	PV (kkkr)	Annual costs (kkkr)																		
Reinvestment	0	30	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
PM (preventive m)	0	10	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
EU (enkelttskiftninger)			0,0	0,0																		
TK (condition monitoring)			162,0	101,9									60,1									
PW (power losses)			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CENS due to failure 1			11304,9	251,8	540,9	744,7	889,6	989,4	1053,6	1089,9	1104,4	1101,8	1086,2	1060,6	1027,7	989,5	947,8	903,7	858,5	813,0	767,7	723,2
CENS due to failure 2			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CENS due to notified interruption			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Repair after failure 1			491,1	10,9	23,5	32,3	38,6	43,0	45,8	47,3	48,0	47,9	47,2	46,1	44,6	43,0	41,2	39,3	37,3	35,3	33,3	31,4
Repair after failure 2			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Repair after notified interruption			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Sum			11958,0	364,7	564,4	777,0	928,3	1032,3	1099,4	1137,3	1152,4	1149,7	1133,4	1166,8	1072,3	1032,5	988,9	943,0	895,8	848,3	801,0	754,6
A0-A1																						
Annual sum			-2616,0	-19,1	0,0	0,0	-3237,8	38,6	37,9	37,0	36,1	35,0	33,8	846,1	517,9	266,1	71,6	-78,4	-193,0	-279,0	-342,1	-386,5
Profitability (present value)			-2709,7	-19,1	0,0	0,0	-3245,6	29,7	27,9	26,0	24,3	22,5	20,9	495,9	292,2	143,7	37,0	-38,8	-91,3	-126,3	-148,2	-160,3

Case4																							
Alternativ 1																							
Interruptions	Int. power kW	Duration h	Repair kkr	Agriculture	Household	Industry	Commerci	Public sec	Large ind.	CENS kkr	Discount rate (% pa)												
				20	20	20	20	10	10		4,5												
Failure 1	1470	7	8,56	78,2	62,6	294,8	511,7	72,7	44,7	218,5													
Failure 2	2000	7	8,56	78,2	62,6	294,8	511,7	72,7	44,7	297,3													
Notified interruption				4,0	1,0	17,0	20,0	1,0	6,0	0,0													
Period of analysis	year no ->	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20		
Probability of failure 1 for A1	500,1722	12,6885	26,0518	33,7439	38,2627	40,6885	6,2733	14,3737	19,9535	24,0033	26,9180	28,9482	30,2764	31,0435	31,3616	31,3218	10,5472	17,6670	22,3877	25,6926	27,9689		
Probability of failure 1 for A0	663,2412	12,6885	26,0518	33,7439	38,2627	40,6885	41,7106	41,7920	41,2463	40,2866	39,0579	37,6592	36,1592	34,6052	33,0309	31,4598	29,9090	28,3906	26,9131	25,4825	24,1030		
Probability of failure 2 for A1	250,0861	6,3443	13,0259	16,8719	19,1313	20,3442	3,1367	7,1869	9,9768	12,0017	13,4590	14,4741	15,1382	15,5218	15,6808	15,6609	5,2736	8,8335	11,1939	12,8463	13,9844		
Probability of failure 2 for A0	331,6206	6,3443	13,0259	16,8719	19,1313	20,3442	20,8553	20,8960	20,6232	20,1433	19,5289	18,8296	18,0796	17,3026	16,5154	15,7299	14,9545	14,1953	13,4565	12,7412	12,0515		
Power losses for A1	kW ->																						
Power losses for A0	kW ->																						
Equip cost of losses (kr/kW år)	2006	1402	1310	1290	1271	1273	1290	1306	1323	1340	1352	1362	1375	1385	1398	1412	1426	1441	1454	1471	1487		
Alt. 1 (A1)	kkk	year	PV (kkk)	Annual costs (kkk)																			
Reinvestment	0	30	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
PM (preventive m)	0	10	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
EU (enkeltuskiftninger)			356,5					290,8										65,7					
TK (condition monitoring)			133,7				98,5											35,1					
PW (power losses)			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CENS due to failure 1			71238,7	2773,0	5693,5	7374,5	8362,1	8892,2	1371,0	3141,3	4360,7	5245,8	5882,8	6326,5	6616,8	6784,4	6853,9	6845,2	2305,0	3861,0	4892,7	5615,0	6112,4
CENS due to failure 2			48461,7	1886,4	3873,1	5016,7	5688,5	6049,1	932,7	2136,9	2966,5	3568,6	4001,9	4303,7	4501,2	4615,2	4662,5	4656,6	1568,1	2626,5	3328,4	3819,7	4158,1
CENS due to notified interruption			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Repair after failure 1			2790,3	108,6	223,0	288,8	327,5	348,3	53,7	123,0	170,8	205,5	230,4	247,8	259,2	265,7	268,5	268,1	90,3	151,2	191,6	219,9	239,4
Repair after failure 2			1395,1	54,3	111,5	144,4	163,8	174,1	26,8	61,5	85,4	102,7	115,2	123,9	129,6	132,9	134,2	134,1	45,1	75,6	95,8	110,0	119,7
Repair after notified interruption			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sum			124376,0	4822,3	9901,1	12824,5	14541,9	15562,4	2675,0	5462,8	7583,4	9122,6	10230,3	11001,9	11506,7	11798,2	11919,1	11939,1	4074,2	6714,4	8508,5	9764,6	10629,7
Alt. (A0)	kkk	year	PV (kkk)	Annual costs (kkk)																			
Reinvestment	0	30	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
PM (preventive m)	0	10	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
EU (enkeltuskiftninger)			0,0	0,0																			
TK (condition monitoring)			133,7				98,5											35,1					
PW (power losses)			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CENS due to failure 1			94825,9	2773,0	5693,5	7374,5	8362,1	8892,2	9115,6	9133,4	9014,2	8804,4	8535,9	8230,2	7902,4	7562,8	7218,7	6875,4	6536,5	6204,6	5881,7	5569,1	5267,6
CENS due to failure 2			64507,4	1886,4	3873,1	5016,7	5688,5	6049,1	6201,1	6213,2	6132,1	5989,4	5806,7	5598,8	5375,8	5144,8	4910,7	4677,1	4446,6	4220,8	4001,2	3788,5	3583,4
CENS due to notified interruption			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Repair after failure 1			3714,2	108,6	223,0	288,8	327,5	348,3	357,0	357,7	353,1	344,9	334,3	322,4	309,5	296,2	282,7	269,3	256,0	243,0	230,4	218,1	206,3
Repair after failure 2			1857,1	54,3	111,5	144,4	163,8	174,1	178,5	178,9	176,5	172,4	167,2	161,2	154,8	148,1	141,4	134,6	128,0	121,5	115,2	109,1	103,2
Repair after notified interruption			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Sum			165038,3	4822,3	9901,1	12824,5	14541,9	15562,4	15852,3	15883,2	15675,9	15311,1	14844,1	14312,6	13742,4	13151,9	12553,5	11991,6	11367,1	10790,0	10228,4	9684,7	9160,4
A0-A1																							
Annual sum			61618,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	13177,3	10420,4	8092,4	6188,5	4613,8	3310,7	2235,8	1353,6	634,4	52,5	7292,8	4075,6	1719,9	-79,9	-1469,3
Profitability (present value)			40662,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	10051,3	7657,2	5690,5	4164,3	2971,0	2040,0	1318,3	763,8	342,6	27,1	3572,9	1928,5	778,8	-34,6	-609,2

Case4																							
Alternativ 2																							
Interruptions	Int. power kW	Duration h	Repair kkr	Agriculture	Household	Industry	Commerci	Public sec	Large ind.	CENS kkr	Discount rate (% pa)												
Failure 1	1470	7	8,56	78,2	62,6	294,8	511,7	72,7	44,7	218,5	4,5												
Failure 2	2000	7	8,56	78,2	62,6	294,8	511,7	72,7	44,7	297,3													
Notified interruption				4,0	1,0	17,0	20,0	1,0	6,0	0,0													
Period of analysis	year no ->	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20		
Probability of failure 1 for A1	500,1722	12,6885	26,0518	33,7439	38,2627	40,6885	6,2733	14,3737	19,9535	24,0033	26,9180	28,9482	30,2764	31,0435	31,3616	31,3218	10,5472	17,6670	22,3877	25,6926	27,9689		
Probability of failure 1 for A0	663,2412	12,6885	26,0518	33,7439	38,2627	40,6885	41,7106	41,7920	41,2463	40,2866	39,0579	37,6592	36,1592	34,6052	33,0309	31,4598	29,9090	28,3906	26,9131	25,4825	24,1030		
Probability of failure 2 for A1	250,0861	6,3443	13,0259	16,8719	19,1313	20,3442	3,1367	7,1869	9,9768	12,0017	13,4590	14,4741	15,1382	15,5218	15,6808	15,6609	5,2736	8,8335	11,1939	12,8463	13,9844		
Probability of failure 2 for A0	331,6206	6,3443	13,0259	16,8719	19,1313	20,3442	20,8553	20,8960	20,6232	20,1433	19,5289	18,8296	18,0796	17,3026	16,5154	15,7299	14,9545	14,1953	13,4565	12,7412	12,0515		
Power losses for A1	kW ->																						
Power losses for A0	kW ->																						
Equip cost of losses (kr/kW år)	2006	1402	1310	1290	1271	1273	1290	1306	1323	1340	1352	1362	1375	1385	1398	1412	1426	1441	1454	1471	1487		
Alt. 1 (A1)	kk	year	PV (kk)	Annual costs (kk)																			
Reinvestment	0	30	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
PM (preventive m)	0	10	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
EU (enkelttskiftninger)			356,5					290,8										65,7					
TK (condition monitoring)			149,0				98,5	15,4											35,1				
PW (power losses)			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
CENS due to failure 1			71238,7	2773,0	5693,5	7374,5	8362,1	8892,2	1371,0	3141,3	4360,7	5245,8	5882,8	6326,5	6616,8	6784,4	6853,9	6845,2	2305,0	3861,0	4892,7	5615,0	6112,4
CENS due to failure 2			48461,7	1886,4	3873,1	5016,7	5688,5	6049,1	932,7	2136,9	2966,5	3568,6	4001,9	4303,7	4501,2	4615,2	4662,5	4656,6	1568,1	2626,5	3328,4	3819,7	4158,1
CENS due to notified interruption			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Repair after failure 1			2790,3	108,6	223,0	288,8	327,5	348,3	53,7	123,0	170,8	205,5	230,4	247,8	259,2	265,7	268,5	268,1	90,3	151,2	191,6	219,9	239,4
Repair after failure 2			1395,1	54,3	111,5	144,4	163,8	174,1	26,8	61,5	85,4	102,7	115,2	123,9	129,6	132,9	134,2	134,1	45,1	75,6	95,8	110,0	119,7
Repair after notified interruption			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sum			124391,3	4822,3	9901,1	12824,5	14541,9	15562,4	2690,4	5462,8	7583,4	9122,6	10230,3	11001,9	11506,7	11798,2	11919,1	11939,1	4074,2	6714,4	8508,5	9764,6	10629,7
Alt. (A0)	kk	year	PV (kk)	Annual costs (kk)																			
Reinvestment	0	30	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
PM (preventive m)	0	10	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
EU (enkelttskiftninger)			0,0	0,0																			
TK (condition monitoring)			133,7				98,5												35,1				
PW (power losses)			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
CENS due to failure 1			94825,9	2773,0	5693,5	7374,5	8362,1	8892,2	9115,6	9133,4	9014,2	8804,4	8535,9	8230,2	7902,4	7562,8	7218,7	6875,4	6536,5	6204,6	5881,7	5569,1	5267,6
CENS due to failure 2			64507,4	1886,4	3873,1	5016,7	5688,5	6049,1	6201,1	6213,2	6132,1	5989,4	5806,7	5598,8	5375,8	5144,8	4910,7	4677,1	4446,6	4220,8	4001,2	3788,5	3583,4
CENS due to notified interruption			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Repair after failure 1			3714,2	108,6	223,0	288,8	327,5	348,3	357,0	357,7	353,1	344,9	334,3	322,4	309,5	296,2	282,7	269,3	256,0	243,0	230,4	218,1	206,3
Repair after failure 2			1857,1	54,3	111,5	144,4	163,8	174,1	178,5	178,9	176,5	172,4	167,2	161,2	154,8	148,1	141,4	134,6	128,0	121,5	115,2	109,1	103,2
Repair after notified interruption			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sum			165038,3	4822,3	9901,1	12824,5	14541,9	15562,4	15852,3	15883,2	15675,9	15311,1	14844,1	14312,6	13742,4	13151,9	12553,5	11991,6	11367,1	10790,0	10228,4	9684,7	9160,4
A0-A1																							
Annual sum	61603,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	13161,9	10420,4	8092,4	6188,5	4613,8	3310,7	2235,8	1353,6	634,4	52,5	7292,8	4075,6	1719,9	-79,9	-1469,3		
Profitability (present value)	40647,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	10035,9	7657,2	5690,5	4164,3	2971,0	2040,0	1318,3	763,8	342,6	27,1	3572,9	1928,5	778,8	-34,6	-609,2		

Case4																							
Alternativ 3a																							
Interruptions	Int. power kW	Duration h	Repair kkr	Agriculture	Household	Industry	Commerci	Public sec	Large ind.	CENS kkr	Discount rate (% pa)										4,5		
Failure 1	1470	7	8,56	78,2	62,6	294,8	511,7	72,7	44,7	218,5													
Failure 2	2000	7	8,56	78,2	62,6	294,8	511,7	72,7	44,7	297,3													
Notified interruption				4,0	1,0	17,0	20,0	1,0	6,0	0,0													
Period of analysis	year no ->	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20		
Probability of failure 1 for A1	233,3784	12,6885	26,0518	33,7439	38,2627	40,6885	41,7106	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	6,2467	14,2562	19,7296		
Probability of failure 1 for A0	663,2412	12,6885	26,0518	33,7439	38,2627	40,6885	41,7106	41,7920	41,2463	40,2866	39,0579	37,6592	36,1592	34,6052	33,0309	31,4598	29,9090	28,3906	26,9131	25,4825	24,1030		
Probability of failure 2 for A1	116,6892	6,3443	13,0259	16,8719	19,1313	20,3442	20,8553	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	3,1234	7,1281	9,8648		
Probability of failure 2 for A0	331,6206	6,3443	13,0259	16,8719	19,1313	20,3442	20,8553	20,8960	20,6232	20,1433	19,5289	18,8296	18,0796	17,3026	16,5154	15,7299	14,9545	14,1953	13,4565	12,7412	12,0515		
Power losses for A1	kW ->																						
Power losses for A0	kW ->																						
Equip cost of losses (kr/kW år)	2006	1402	1310	1290	1271	1273	1290	1306	1323	1340	1352	1362	1375	1385	1398	1412	1426	1441	1454	1471	1487		
Alt. 1 (A1)	kk	year	PV (kkr)	Annual costs (kkr)																			
Reinvestment	0	30	4004,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4004,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
PM (preventive m	0	10	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
EU (enkelttskiftninger)			31,4																		31,4		
TK (condition monitoring)			118,7				98,5														20,1		
PW (power losses)			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
CENS due to failure 1			39233,2	2773,0	5693,5	7374,5	8362,1	8892,2	9115,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1365,2	3115,6	4311,8	
CENS due to failure 2			26689,2	1886,4	3873,1	5016,7	5688,5	6049,1	6201,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	928,7	2119,5	2933,2
CENS due to notified interruption			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Repair after failure 1			1536,7	108,6	223,0	288,8	327,5	348,3	357,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	53,5	122,0	168,9	
Repair after failure 2			768,3	54,3	111,5	144,4	163,8	174,1	178,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	26,7	61,0	84,4	
Repair after notified interruption			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Sum			72382,2	4822,3	9901,1	12824,5	14541,9	15562,4	15852,3	4004,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	20,1	2405,5	5418,1	7498,3	
Alt. (A0)	kk	year	PV (kkr)	Annual costs (kkr)																			
Reinvestment	0	30	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
PM (preventive m	0	10	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
EU (enkelttskiftninger)			0,0	0,0																			
TK (condition monitoring)			133,7				98,5														35,1		
PW (power losses)			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
CENS due to failure 1			94825,9	2773,0	5693,5	7374,5	8362,1	8892,2	9115,6	9133,4	9014,2	8804,4	8535,9	8230,2	7902,4	7562,8	7218,7	6875,4	6536,5	6204,6	5881,7	5569,1	
CENS due to failure 2			64507,4	1886,4	3873,1	5016,7	5688,5	6049,1	6201,1	6213,2	6132,1	5989,4	5806,7	5598,8	5375,8	5144,8	4910,7	4677,1	4446,6	4220,8	4001,2	3788,5	
CENS due to notified interruption			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
Repair after failure 1			3714,2	108,6	223,0	288,8	327,5	348,3	357,0	353,1	344,9	334,3	322,4	309,5	296,2	282,7	269,3	256,0	243,0	230,4	218,1	206,3	
Repair after failure 2			1857,1	54,3	111,5	144,4	163,8	174,1	178,5	176,5	172,4	167,2	161,2	154,8	148,1	141,4	134,6	128,0	121,5	115,2	109,1	103,2	
Repair after notified interruption			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
Sum			165038,3	4822,3	9901,1	12824,5	14541,9	15562,4	15852,3	15883,2	15675,9	15311,1	14844,1	14312,6	13742,4	13151,9	12553,5	11991,6	11367,1	10790,0	10228,4	9684,7	
A0-A1																							
Annual sum			159350,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	11878,5	15675,9	15311,1	14844,1	14312,6	13742,4	13151,9	12553,5	11991,6	11367,1	10769,8	7823,0	4266,6	1662,1	
Profitability (present value)			92656,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	7666,8	11023,0	10302,9	9558,5	8819,4	8103,4	7421,2	6778,6	6213,3	5620,7	5085,4	3525,1	1848,7	689,2	

Case4																							
Alternativ 3b																							
Interruptions	Int. power kW	Duration h	Repair kkr	Agriculture	Household	Industry	Commerci	Public sec	Large ind.	CENS kkr	Discount rate (% pa)												
				20	20	20	20	10	10		4,5												
Failure 1	1470	7	8,56	78,2	62,6	294,8	511,7	72,7	44,7	218,5													
Failure 2	2000	7	8,56	78,2	62,6	294,8	511,7	72,7	44,7	297,3													
Notified interruption				4,0	1,0	17,0	20,0	1,0	6,0	0,0													
Period of analysis	year no ->	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20		
Probability of failure 1 for A1	558,3521	12,6885	26,0518	33,7439	38,2627	40,6885	41,7106	41,7920	41,2463	40,2866	39,0579	37,6592	36,1592	34,6052	33,0309	31,4598	29,9090	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000		
Probability of failure 1 for A0	663,2412	12,6885	26,0518	33,7439	38,2627	40,6885	41,7106	41,7920	41,2463	40,2866	39,0579	37,6592	36,1592	34,6052	33,0309	31,4598	29,9090	28,3906	26,9131	25,4825	24,1030		
Probability of failure 2 for A1	279,1761	6,3443	13,0259	16,8719	19,1313	20,3442	20,8553	20,8960	20,6232	20,1433	19,5289	18,8296	18,0796	17,3026	16,5154	15,7299	14,9545	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000		
Probability of failure 2 for A0	331,6206	6,3443	13,0259	16,8719	19,1313	20,3442	20,8553	20,8960	20,6232	20,1433	19,5289	18,8296	18,0796	17,3026	16,5154	15,7299	14,9545	14,1953	13,4565	12,7412	12,0515		
Power losses for A1	kW ->																						
Power losses for A0	kW ->																						
Equip cost of losses (kr/kW år)	2006	1402	1310	1290	1271	1273	1290	1306	1323	1340	1352	1362	1375	1385	1398	1412	1426	1441	1454	1471	1487		
Alt. 1 (A1)	kkr	year	PV (kkr)	Annual costs (kkr)																			
Reinvestment	0	30	4736,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4004,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	732,2	0,0	0,0	0,0	
PM (preventive m	0	10	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
EU (enkelttskiftninger)			0,0																				
TK (condition monitoring)			133,7				98,5									35,1							
PW (power losses)			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CENS due to failure 1			84629,6	2773,0	5693,5	7374,5	8362,1	8892,2	9115,6	9133,4	9014,2	8804,4	8535,9	8230,2	7902,4	7562,8	7218,7	6875,4	6536,5	0,0	0,0	0,0	0,0
CENS due to failure 2			57571,2	1886,4	3873,1	5016,7	5688,5	6049,1	6201,1	6213,2	6132,1	5989,4	5806,7	5598,8	5375,8	5144,8	4910,7	4677,1	4446,6	0,0	0,0	0,0	0,0
CENS due to notified interruptio			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Repair after failure 1			3314,8	108,6	223,0	288,8	327,5	348,3	357,0	357,7	353,1	344,9	334,3	322,4	309,5	296,2	282,7	269,3	256,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Repair after failure 2			1657,4	54,3	111,5	144,4	163,8	174,1	178,5	178,9	176,5	172,4	167,2	161,2	154,8	148,1	141,4	134,6	128,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Repair after notified interruption			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Sum			152043,5	4822,3	9901,1	12824,5	14541,9	15562,4	15852,3	15887,9	15675,9	15311,1	14844,1	14312,6	13742,4	13151,9	12553,5	11991,6	11367,1	732,2	0,0	0,0	0,0
Alt. (A0)	kkr	year	PV (kkr)	Annual costs (kkr)																			
Reinvestment	0	30	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
PM (preventive m	0	10	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
EU (enkelttskiftninger)			0,0	0,0																			
TK (condition monitoring)			133,7				98,5									35,1							
PW (power losses)			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CENS due to failure 1			94825,9	2773,0	5693,5	7374,5	8362,1	8892,2	9115,6	9133,4	9014,2	8804,4	8535,9	8230,2	7902,4	7562,8	7218,7	6875,4	6536,5	6204,6	5881,7	5569,1	5267,6
CENS due to failure 2			64507,4	1886,4	3873,1	5016,7	5688,5	6049,1	6201,1	6213,2	6132,1	5989,4	5806,7	5598,8	5375,8	5144,8	4910,7	4677,1	4446,6	4220,8	4001,2	3788,5	3583,4
CENS due to notified interruptio			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Repair after failure 1			3714,2	108,6	223,0	288,8	327,5	348,3	357,0	357,7	353,1	344,9	334,3	322,4	309,5	296,2	282,7	269,3	256,0	243,0	230,4	218,1	206,3
Repair after failure 2			1857,1	54,3	111,5	144,4	163,8	174,1	178,5	178,9	176,5	172,4	167,2	161,2	154,8	148,1	141,4	134,6	128,0	121,5	115,2	109,1	103,2
Repair after notified interruption			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Sum			165038,3	4822,3	9901,1	12824,5	14541,9	15562,4	15852,3	15883,2	15675,9	15311,1	14844,1	14312,6	13742,4	13151,9	12553,5	11991,6	11367,1	10790,0	10228,4	9684,7	9160,4
A0-A1																							
Annual sum			35126,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-4004,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	10057,8	10228,4	9684,7	9160,4	
Profitability (present value)			12994,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-4004,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4373,4	4631,4	4196,4	3798,3	

F4. Resultat følsomhetsberegning

F4.1 Endring av tidspunkt for iverksetting av tiltak

Case 1																						
Alternativ 3b, år 4																						
Interruptions	Int. power kW	Duration h	Repair kkr	Agriculture	Household	Industry	Commercial	Public sec	Large ind.	CENS	Discount rate (% pa)											
				20	20	20	20	10	10	kkkr	4,5											
Failure 1	1400	7	8,56	78,2	62,6	294,8	511,7	72,7	44,7	208,1												
Failure 2				4,0	1,0	17,0	20,0	1,0	6,0	0,0												
Notified interruption				4,0	1,0	17,0	20,0	1,0	6,0	0,0												
Period of analysis	year no ->	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
Probability of failure 1 for A1	310,3996	3,8620	8,9905	12,6932	16,4456	17,8638	18,4766	19,0422	19,2746	19,2646	18,8533	16,9661	16,8484	16,6295	16,3289	15,9630	15,5457	15,0885	14,6013	14,0926	13,5693	
Probability of failure 1 for A0	346,7549	3,8620	8,9905	12,6932	15,5013	17,6162	19,1724	20,2731	21,0019	21,4267	21,6039	12,8083	15,8046	17,6288	18,8234	19,5793	20,0066	20,1796	20,1532	19,9692	19,6608	
Probability of failure 2 for A1	0,0000																					
Probability of failure 2 for A0	0,0000																					
Power losses for A1	kW ->																					
Power losses for A0	kW ->																					
Equip cost of losses (kr/kW år)	2006	1402	1310	1290	1271	1273	1290	1306	1323	1340	1352	1362	1375	1385	1398	1412	1426	1441	1454	1471	1487	
Alt. 1 (A1)	kkkr	year	PV (kkkr)	Annual costs (kkkr)																		
Reinvestment	0	30	4226,1	0,0	0,0	0,0	4226,1			0,0		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
PM (preventive m	0	10	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
EU (enkeltutskiftninger)	1090,6	749,1									316,7										24,8	
TK (condition monitoring)	109,7									101,8											7,9	
PW (power losses)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CENS due to failure 1	41216,3	803,8	1871,3	2641,9	3422,9	3718,1	3845,7	3963,4	4011,8	4009,7	3924,1	3531,3	3506,8	3461,2	3398,7	3322,5	3235,6	3140,5	3039,1	2933,2	2824,3	
CENS due to failure 2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CENS due to notified interruptio	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Repair after failure 1	1695,1	33,1	77,0	108,7	140,8	152,9	158,2	163,0	165,0	164,9	161,4	145,2	144,2	142,3	139,8	136,6	133,1	129,2	125,0	120,6	116,2	
Repair after failure 2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Repair after notified interruption	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Sum	48337,8	1586,0	1948,2	2750,6	7789,8	3871,0	4003,8	4126,4	4176,8	4276,4	4402,2	3676,5	3651,0	3603,6	3538,4	3459,1	3368,7	3269,6	3164,1	3061,8	2965,2	
Alt. (A0)	kkkr	year	PV (kkkr)	Annual costs (kkkr)																		
Reinvestment	0	30	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
PM (preventive m	0	10	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
EU (enkeltutskiftninger)	1027,6	749,1										278,4										
TK (condition monitoring)	105,0										97,4										7,6	
PW (power losses)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CENS due to failure 1	44898,6	803,8	1871,3	2641,9	3226,4	3666,6	3990,5	4219,6	4371,3	4459,7	4496,6	2665,9	3289,5	3669,2	3917,9	4075,2	4164,1	4200,1	4194,6	4156,3	4092,2	
CENS due to failure 2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CENS due to notified interruptio	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Repair after failure 1	1846,5	33,1	77,0	108,7	132,7	150,8	164,1	173,5	179,8	183,4	184,9	109,6	135,3	150,9	161,1	167,6	171,3	172,7	172,5	170,9	168,3	
Repair after failure 2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Repair after notified interruption	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Sum	47877,7	1586,0	1948,2	2750,6	3359,1	3817,4	4154,6	4393,1	4551,1	4643,1	4778,9	3054,0	3424,8	3820,1	4079,0	4242,8	4335,4	4372,9	4367,1	4327,3	4268,0	
AD-A1																						
Annual sum	3584,2	0,0	0,0	0,0	-4430,7	-53,7	150,8	266,7	374,3	366,7	376,7	-622,5	-226,2	216,6	540,6	783,6	966,7	1103,2	1203,1	1265,5	1302,8	
Profitability (present value)	-460,1	0,0	0,0	0,0	-4397,7	-43,1	115,8	196,0	263,2	213,5	164,5	-276,7	-133,4	122,2	291,9	404,9	478,0	522,0	544,8	543,9	530,2	

Case 1																						
Alternativ 3b, år 5																						
Interruptions	Int. power kW	Duration h	Repair kkr	Agriculture	Household	Industry	Commerci	Public sec	Large ind.	CENS kkr	Discount rate (% pa)										4,5	
Failure 1	1400	7	8,56	78,2	62,6	294,8	511,7	72,7	44,7	208,1												
Failure 2				4,0	1,0	17,0	20,0	1,0	6,0	0,0												
Notified interruption				4,0	1,0	17,0	20,0	1,0	6,0	0,0												
Period of analysis	year no ->	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
Probability of failure 1 for A1	309,6812	3,8620	8,9905	12,6932	15,5013	17,8638	18,4766	19,0422	19,2746	19,2646	19,0792	16,9661	16,8484	16,6295	16,3289	15,9630	15,5457	15,0885	14,6013	14,0926	13,5693	
Probability of failure 1 for A0	346,7549	3,8620	8,9905	12,6932	15,5013	17,6162	19,1724	20,2731	21,0019	21,4267	21,6039	12,8083	15,8046	17,6288	18,8234	19,5793	20,0066	20,1796	20,1532	19,9692	19,6608	
Probability of failure 2 for A1	0,0000																					
Probability of failure 2 for A0	0,0000																					
Power losses for A1	kW ->																					
Power losses for A0	kW ->																					
Equiv cost of losses (kr/kW år)	2006	1402	1310	1290	1271	1273	1290	1306	1323	1340	1352	1362	1375	1385	1398	1412	1426	1441	1454	1471	1487	
Alt. 1 (A1)	kkkr	year	PV (kkkr)	Annual costs (kkkr)																		
Reinvestment	0	30	3705,1	0,0	0,0	0,0	0,0	3705,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
PM (preventive m	0	10	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
EU (enkelttskiftninger)			1090,6	749,1							316,7										24,8	
TK (condition monitoring)			109,7							101,8											7,9	
PW (power losses)			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CENS due to failure 1			41081,7	803,8	1871,3	2641,9	3226,4	3718,1	3845,7	3963,4	4011,8	4009,7	3971,1	3531,3	3506,8	3461,2	3398,7	3322,5	3235,6	3140,5	3039,1	2933,2
CENS due to failure 2			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CENS due to notified interruption			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Repair after failure 1			1689,6	33,1	77,0	108,7	132,7	152,9	158,2	163,0	165,0	164,9	163,3	145,2	144,2	142,3	139,8	136,6	133,1	129,2	125,0	120,6
Repair after failure 2			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Repair after notified interruption			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Sum			47676,7	1586,0	1948,2	2750,6	3359,1	7576,1	4003,8	4126,4	4176,8	4276,4	4451,1	3676,5	3651,0	3603,6	3538,4	3459,1	3368,7	3269,6	3164,1	3061,8
Alt. (A0)	kkkr	year	PV (kkkr)	Annual costs (kkkr)																		
Reinvestment	0	30	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
PM (preventive m	0	10	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
EU (enkelttskiftninger)			1027,6	749,1									278,4									
TK (condition monitoring)			105,0									97,4									7,6	
PW (power losses)			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CENS due to failure 1			44898,6	803,8	1871,3	2641,9	3226,4	3666,6	3990,5	4219,6	4371,3	4459,7	4496,6	2665,9	3289,5	3669,2	3917,9	4075,2	4164,1	4200,1	4194,6	
CENS due to failure 2			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CENS due to notified interruption			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Repair after failure 1			1846,5	33,1	77,0	108,7	132,7	150,8	164,1	173,5	179,8	183,4	184,9	109,6	135,3	150,9	161,1	167,6	171,3	172,7	172,5	
Repair after failure 2			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Repair after notified interruption			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Sum			47877,7	1586,0	1948,2	2750,6	3359,1	3817,4	4154,6	4393,1	4551,1	4643,1	4778,9	3054,0	3424,8	3820,1	4079,0	4242,8	4335,4	4372,9	4367,1	
A0-A1																						
Annual sum			4260,9	0,0	0,0	0,0	0,0	-3758,8	150,8	266,7	374,3	366,7	327,8	-622,5	-226,2	216,6	540,6	783,6	966,7	1103,2	1203,1	
Profitability (present value)			200,9	0,0	0,0	0,0	0,0	-3748,2	115,8	196,0	263,2	213,5	133,0	-276,7	-133,4	122,2	291,9	404,9	478,0	522,0	544,8	

Case 1																						
Alternativ 3b, år 6																						
Interruptions	Int. power kW	Duration h	Repair kkr	Agriculture	Household	Industry	Commerci	Public sec	Large ind.	CENS kkr	Discount rate (% pa)										4,5	
Failure 1	1400	7	8,56	78,2	62,6	294,8	511,7	72,7	44,7	208,1												
Failure 2				4,0	1,0	17,0	20,0	1,0	6,0	0,0												
Notified interruption				4,0	1,0	17,0	20,0	1,0	6,0	0,0												
Period of analysis	year no ->	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
Probability of failure 1 for A1	309,4336	3,8620	8,9905	12,6932	15,5013	17,6162	18,4766	19,0422	19,2746	19,2646	19,0792	16,9661	16,8484	16,6295	16,3289	15,9630	15,5457	15,0885	14,6013	14,0926	13,5693	
Probability of failure 1 for A0	346,7549	3,8620	8,9905	12,6932	15,5013	17,6162	19,1724	20,2731	21,0019	21,4267	21,6039	12,8083	15,8046	17,6288	18,8234	19,5793	20,0066	20,1796	20,1532	19,9692	19,6608	
Probability of failure 2 for A1	0,0000																					
Probability of failure 2 for A0	0,0000																					
Power losses for A1	kW ->																					
Power losses for A0	kW ->																					
Equiv cost of losses (kr/kW år)	2006	1402	1310	1290	1271	1273	1290	1306	1323	1340	1352	1362	1375	1385	1398	1412	1426	1441	1454	1471	1487	
Alt. 1 (A1)	kkkr	year	PV (kkkr)	Annual costs (kkkr)																		
Reinvestment	0	30	3376,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3376,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
PM (preventive m	0	10	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
EU (enkelttskiftninger)			1090,6	749,1							316,7										24,8	
TK (condition monitoring)			109,7							101,8											7,9	
PW (power losses)			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CENS due to failure 1			41040,4	803,8	1871,3	2641,9	3226,4	3666,6	3845,7	3963,4	4011,8	4009,7	3971,1	3531,3	3506,8	3461,2	3398,7	3322,5	3235,6	3140,5	3039,1	2933,2
CENS due to failure 2			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CENS due to notified interruption			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Repair after failure 1			1687,9	33,1	77,0	108,7	132,7	150,8	158,2	163,0	165,0	164,9	163,3	145,2	144,2	142,3	139,8	136,6	133,1	129,2	125,0	120,6
Repair after failure 2			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Repair after notified interruption			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Sum			47304,8	1586,0	1948,2	2750,6	3359,1	3817,4	7380,0	4126,4	4176,8	4276,4	4451,1	3676,5	3651,0	3603,6	3538,4	3459,1	3368,7	3269,6	3164,1	3061,8
Alt. (A0)	kkkr	year	PV (kkkr)	Annual costs (kkkr)																		
Reinvestment	0	30	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
PM (preventive m	0	10	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
EU (enkelttskiftninger)			1027,6	749,1								278,4										
TK (condition monitoring)			105,0								97,4										7,6	
PW (power losses)			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CENS due to failure 1			44898,6	803,8	1871,3	2641,9	3226,4	3666,6	3990,5	4219,6	4371,3	4459,7	4496,6	2665,9	3289,5	3669,2	3917,9	4075,2	4164,1	4200,1	4194,6	4156,3
CENS due to failure 2			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CENS due to notified interruption			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Repair after failure 1			1846,5	33,1	77,0	108,7	132,7	150,8	164,1	173,5	179,8	183,4	184,9	109,6	135,3	150,9	161,1	167,6	171,3	172,7	172,5	170,9
Repair after failure 2			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Repair after notified interruption			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Sum			47877,7	1586,0	1948,2	2750,6	3359,1	3817,4	4154,6	4393,1	4551,1	4643,1	4778,9	3054,0	3424,8	3820,1	4079,0	4242,8	4335,4	4372,9	4367,1	4327,3
A0-A1																						
Annual sum			4643,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-3225,4	266,7	374,3	366,7	327,8	-622,5	-226,2	216,6	540,6	783,6	966,7	1103,2	1203,1	1265,5
Profitability (present value)			572,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-3260,4	196,0	263,2	213,5	133,0	-276,7	-133,4	122,2	291,9	404,9	478,0	522,0	544,8	543,9