



Sviktmodell for krafttransformatorer

Bjørn Tore Furnes

Master of Science in Electric Power Engineering

Innlevert: juni 2016

Hovedveileder: Eivind Solvang, ELKRAFT

Medveileder: Maren Istad, SINTEF Energi

Jørn Foros, SINTEF Energi

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet

Institutt for elkraftteknikk

Problembeskrivelse

For å bidra til at beslutningsprosessen skal bli enklere når vedlikehold og reinvesteringer vurderes, er det i denne rapporten ønskelig å se på muligheten for å utarbeide sviktmodeller. Sviktmodellene vil ha som oppgave å beskrive relevante opplysninger for komponenten, og sette disse i sammenheng slik at kunnskapen om den tekniske tilstanden er best mulig når fornyelsesanalyser skal utføres. Ved å lage modeller for slike vurderinger kan transformatorer lettere sammenlignes så ressursene benyttes der behovet er størst.

Det vil i grunnlaget for slike sviktmodeller være avgjørende å avdekke de skadetyperne som er representert for den aktuelle komponenten. Videre er det viktig å kunne anslå hvordan disse skadetyperne påvirker utviklingen av den tekniske tilstanden fra ny tilstand, eller dagens tilstand, og videre frem til en svikt oppstår. En viktig faktor her er avhengigheten mellom de ulike skadetyperne. I tillegg til selve skadetyperne er andre faktorer som påkjenninger, driftsmønster, design, tiltak, sviktsannsynlighet og konsekvenser sentrale begreper i en sviktmodell.

Modellene må være praktisk rettet slik at de godt egner seg til bruk i risikobasert vedlikehold og reinvestering. Informasjonen som kan hentes ut av sviktmodellene er så tenkt benyttet i en økonomisk analyse slik at forskjellige alternativer og enheter kan vurderes i forhold til hverandre.

Prosjektet har som mål å:

- Kartlegge skadetyper og deres innvirkning på teknisk tilstand.
- Kartlegge andre sentrale faktorer som design, påkjenninger, sviktårsaker, tiltak, konsekvenser og konsekvensreducerende tiltak.
- Avdekke sammenhenger mellom skadetyper.
- Avdekke avhengigheter mellom sentrale faktorer.
- Utforme sviktmodeller som kan benyttes i risikobasert fornyelse.
- Utføre økonomiske analyser basert på sviktmodellene.

Forord

Denne rapporten er utarbeidet som det avsluttende arbeidet på masterutdanningen Electric Power Engineering ved NTNU våren 2016.

Rapporten er utarbeidet for og i samarbeid med SINTEF Energi og prosjektet «Trafotiltak».

Jeg vil benytte muligheten til å takke mine veiledere, Maren Istad og Jørn Foros ved SINTEF Energi, samt Eivind Solvang ved NTNU og SINTEF Energi for deres bidrag i la meg skrive en interessant og givende masteroppgave, og for all hjelp og veiledning underveis.

Jeg vil videre takke Thomas Welte og Lars Lundgaard og ved SINTEF Energi for å ta seg tid til å svare på spørsmål og fremskaffe litteratur når det har vært nødvendig. Vil også takke Ingrid Falch for innspill og korrekturlesing.

Trondheim, 7. juni 2016

Bjørn Tore Furnes

Bjørn Tore Furnes

Sammendrag

Arbeidet beskrevet i denne rapporten er utført i samarbeid med SINTEF Energi og forskningsprosjektet «Trafotiltak». Hovedmålet i SINTEF-prosjektet er å utarbeide et teknisk-økonomisk beslutningsverktøy for forvaltning av krafttransformatorer.

For å bidra til at beslutningsprosessen skal bli enklere når vedlikehold og reinvesteringer vurderes, er det i denne rapporten ønskelig å se på muligheten for å utarbeide sviktmodeller. Sviktmodellene vil ha som oppgave å beskrive relevante opplysninger for komponenten, og sette disse i sammenheng slik at kunnskapen om den tekniske tilstanden er best mulig når fornyelsesanalyser skal utføres. Ved å lage modeller for slike vurderinger kan transformatorer lettere sammenlignes så ressursene benyttes der behovet er størst.

Rapporten har kartlagt de mest fremtredende skadetyperne en transformator utsettes for. Andre viktige faktorer som design, påkjenninger og tiltak er undersøkt og knyttet opp mot konkrete skadetyper der det er naturlig, eller kommentert generelt om de ikke knyttes til spesifikke skadetyper. Sviktårsaker, konsekvenser og konsekvensreducerende tiltak er også omtalt. Det er i hovedsak sett bort fra gjennomføringer, trinnkobler og annet tilleggsutstyr.

Det blir vurdert hvordan forskjellige skadetyper påvirker utviklingen av den tekniske tilstanden og hvordan endringen i teknisk tilstand kan måles og klassifiseres. I denne prosessen er olje- og gassanalyser svært viktig.

Det har i denne rapporten blitt vist at det er mulig å utvikle sviktmodeller for transformatorer, men det er en omfattende jobb og få disse detaljerte og presise nok til at de aktivt kan tas inn i et beslutningsverktøy. Det må særlig lages gode algoritmer for å tolke gassanalysene på flere ulike måter for å bedre kunne utnytte informasjonen i disse.

De etablerte modellene benyttes i to reinvesteringsanalyser basert på reelle olje- og gassprøver. I analysene benyttes kriteriene definert i sviktmodellene for å fastsette en teknisk tilstand. Tilstanden benyttes sammen med en levetidskurve eller et 2-punktsestimat for restlevetid for å beregne årlig sviktsannsynlighet. Videre beregnes nåverdien til analysealternativene for å finne den laveste total kostnaden.

Resultatene av analysene viser at sviktsannsynligheten i case en, holdes lav ved å utføre rimelige rehabiliteringstiltak. Det vil derfor ikke være lønnsomt å skifte ut transformatoren i analyseperioden, gitt forutsetningene. I tillegg er følsomheten for endring i anslått teknisk tilstand etter tiltak undersøkt, og det vises da at kostnadene raskt dobles om tilstanden er dårligere enn først antatt.

I case to øker sviktsannsynligheten raskere, samtidig som kostnadene ved utilgjengelighet er høye. Beparelsen ved å utsette transformatorskiftet blir derfor raskt tatt igjen av økte utilgjengelighetskostnader. Case to viser også hvordan skjerpet overvåkning kan benyttes for

å redusere faren for høye utilgjengelighetskostnader, og dermed bidra til at transformatorens økonomiske levetid utvides.

Erfaringene fra denne oppgaven viser at sviktmodeller er nyttige og kan forbedre eller forenkle en beslutningsprosess og benyttes som en del av et beslutningsunderlag i risikobasert fornyelse. De vil kunne bidra til å systematisere informasjonen og gjøre vurderinger mer objektive. Det krever derimot at bransjen med leverandører, kraft- og nettselskaper og forskermiljø samarbeider slik at modellene som utvikles blir så gode som mulig og at disse hele tiden oppdateres.

Abstract

The work described in this report is carried out in cooperation with SINTEF Energy Research AS, and the research project "Trafotiltak". The main objective of the SINTEF project is to develop a technical-economic decision-making tool for management of power transformers.

To help decide when to perform maintenance and reinvestments, it is in this report explored the possibility of developing failure models. The task of these failure models is to describe relevant information about the component and put them in a context, so that the knowledge about the technical condition is as good as possible when performing the renewal analyses. The purpose of this progress is to make it easier to compare transformers and decide where the need for maintenance resources is greatest.

The report has determined the most prominent failure mechanisms (failure causes) a transformer is exposed to. Important factors such as design, stress and actions are examined and linked to specific failure mechanisms where it is natural, or commented generally if they are not linked to specific types of failure. Failures, consequences and consequence reducing measures are also discussed. Bushings, tap changers and other accessories are mainly disregarded in this report.

It is assessed how different types of failure mechanisms affect the development of the technical condition and how the change in technical condition can be measured and classified. In this process, oil and gas analyses are very important.

This report has shown that it is possible to develop failure models for transformers, but it is an extensive job to get them detailed and precise enough so that they can actively be included in a decision-making tool. To make better use of the information we get from gas analyses it is essential that good algorithms are developed to interpret the results.

The established models are used in two reinvestment analysis based on real oil and gas samples. In the analyses the criteria's defined in the failure models are used to ascertain a technical condition. The estimated condition is then used in relation with a life curve, or a 2-point estimate for mean residual life, to calculate an annual failure probability. Further a present value analysis is calculated to find the most economical solution.

The results of these analyzes show that the failure probability in case one is kept low by performing inexpensive rehabilitation measures. It will therefore not be profitable to replace the transformer during the analysis period, given the premises. In addition, the sensitivity to change in estimated technical condition is examined, and it appears then that the costs quickly doubles if the condition is worse than first thought.

In case two the failure probability increases faster, while the cost of downtime is high. The savings by postponing transformer replacement is therefore quickly overtaken by increased unavailability costs. Case two also shows how online conditioning monitoring can be used to

reduce the risk of high unavailability costs, thus contributing to extending the transformers economic lifetime.

The experiences from this report shows that the failure models are useful and can improve or simplify the decision-making process. The model can help to systematize information and make assessments more objective. However, this requires that the industry with suppliers, power production and grid companies and the research community are working together to develop the models as good as possible and work to keep them constantly updated.

Innholdsfortegnelse

TABELLISTE	XIII
FIGURLISTE	XV
FORMELLISTE	XVII
FORKORTELSER	XIX
DEFINISJONER OG FORKLARINGER.....	XXI
1 INNLEDNING	1
1.1 BAKGRUNN	1
1.2 ARBEIDSMETODE.....	2
2 FREMGANGSMÅTE	3
2.1 KILDER	3
2.2 RAPPORTENS OPPBYGNING	3
3 SVIKTMODELLER GENERELT	4
3.1 GENERELL SVIKTMODELL	4
3.2 TEKNISK TILSTAND OG TILSTANDSKARAKTERER.....	6
3.3 LEVETIDSKURVER.....	7
3.4 SVIKTSANNSYNLIGHET.....	8
3.5 KONSEKVENSER AV SVIKT.....	10
4 VIKTIGE ELEMENTER I TRANSFORMATORENS SVIKTMODELL	12
4.1 TEKNISK TILSTAND	12
4.1.1 <i>Oljeanalyse</i>	13
4.1.2 <i>Gassanalyse</i>	15
4.2 SKADETYPER MED TILHØRENDE DESIGNFORSKJELLER	20
4.2.1 <i>Isolasjonsaldring generelt</i>	20
4.2.2 <i>Oksygeninntrenging - oksidasjon</i>	21
4.2.3 <i>Fuktighetsinntrenging - hydrolyse</i>	21
4.2.4 <i>Temperaturpåvirkning</i>	22
4.2.5 <i>Partikkelforurensning i oljen</i>	23
4.2.6 <i>Sirkulerende strømmen i kjernen</i>	23
4.2.7 <i>Delutladninger</i>	24
4.2.8 <i>Gjennomslag i delisolasjon</i>	24
4.2.9 <i>Redusert viklingspress</i>	26
4.2.10 <i>Korrosjon</i>	27
4.2.11 <i>Pakningslekkasje</i>	27
4.2.12 <i>Lekkasje fra kjølearrangement</i>	27
4.3 DESIGN	27
4.3.1 <i>Generelle designopplysninger</i>	28

4.3.2	<i>Delkomponenter</i>	28
4.3.3	<i>Ved kabel mellom transformator og effektbryter</i>	31
4.3.4	<i>Overisolering</i>	31
4.4	PÅKJENNINGER	31
4.4.1	<i>Driftsmønster</i>	31
4.4.2	<i>Innkobling i motfase eller innkobling mot jordingsapparat</i>	32
4.4.3	<i>Eksterne kortslutninger</i>	32
4.4.4	<i>Lyn- og koblingsoverspenninger</i>	32
4.5	TILTAK	33
4.5.1	<i>Skjerpet overvåking</i>	33
4.5.2	<i>Tilsetting av inhibitor</i>	33
4.5.3	<i>Tilsetting av passivator i korrosive oljer</i>	33
4.5.4	<i>Rekondisjonering av oljen</i>	34
4.5.5	<i>Regenerering av oljen</i>	34
4.5.6	<i>Oljeutskifting</i>	35
4.5.7	<i>Etterstramming av vikling</i>	35
4.6	SVIKTÅRSAKER	35
4.6.1	<i>Gjennomslag i hovedisolasjon, jord- eller kortslutning</i>	36
4.6.2	<i>Mekanisk deformasjon av vikling</i>	37
4.6.3	<i>Kjernebrann</i>	37
4.6.4	<i>Havari av delkomponent</i>	37
4.7	KONSEKVENSER AV SVIKT	37
4.8	KONSEKVENSRREDUSERENDE TILTAK	38
4.8.1	<i>Utkobling ved hjelp av vern på grunn av gassdannelse</i>	38
4.8.2	<i>Utkobling ved hjelp av elektriske vern</i>	38
4.8.3	<i>Utkobling på grunn av høy temperatur</i>	39
4.8.4	<i>Utkobling på grunn av lavt oljenivå</i>	39
4.8.5	<i>Trykkbaserte vern</i>	39
5	SVIKTMODELL FOR KRAFTTRANSFORMATORER	40
5.1	FORUTSETNINGER	40
5.2	ETABLERING AV SVIKTMODELLER	41
5.2.1	<i>Isolasjonsaldring og –forurensning</i>	41
5.2.2	<i>Isolasjonsnedbrytning</i>	50
5.2.3	<i>Sirkulerende strømmer i kjernen</i>	54
6	ANALYSE	57
6.1	CASE 1, ANALYSE PÅ BAKGRUNN AV OLJEANALYSE	57
6.1.1	<i>Komponentdata</i>	57
6.1.2	<i>Teknisk tilstand</i>	58
6.1.3	<i>Tiltak og analysealternativer</i>	58
6.1.4	<i>Inntekter</i>	60
6.1.5	<i>Komponentkostnader ved svikt</i>	60
6.1.6	<i>Korrigeringskostnader av investeringskostnad</i>	61

6.1.7	<i>Avbruddskostnader som følge av svikt</i>	62
6.1.8	<i>Estimert sviktsannsynlighet</i>	64
6.1.9	<i>Resultater</i>	65
6.1.10	<i>Følsomhetsanalyse</i>	66
6.2	CASE 2, ANALYSE PÅ BAKGRUNN AV GASSANALYSE	68
6.2.1	<i>Komponentdata</i>	68
6.2.2	<i>Teknisk tilstand</i>	68
6.2.3	<i>Tiltak og analysealternativer</i>	69
6.2.4	<i>Komponentkostnader ved svikt</i>	70
6.2.5	<i>Utilgjengelighetskostnader</i>	71
6.2.6	<i>Estimert sviktsannsynlighet</i>	73
6.2.7	<i>Resultater</i>	73
6.2.8	<i>Følsomhetsanalyse</i>	75
7	DISKUSJON	77
7.1	KARTLEGGING	77
7.1.1	<i>Skadetyper og teknisk tilstand</i>	77
7.1.2	<i>Tiltak, påkjenninger og design</i>	77
7.1.3	<i>Svikt, konsekvenser og konsekvensreducerende tiltak</i>	78
7.2	ETABLERING AV SVIKTMODELLER	78
7.2.1	<i>Aldring og forurensning av isolasjon</i>	79
7.2.2	<i>Isolasjonsnedbrytning og sirkulerende strømmer i kjernen</i>	79
7.3	ANALYSER AV CASE	80
7.3.1	<i>Case 1</i>	80
7.3.2	<i>Case 2</i>	81
7.4	FEILTOLKNING AV TEKNISK TILSTAND	82
8	AVSLUTTENDE DRØFTING	84
8.1	KONKLUSJON	84
8.2	VIDERE ARBEID	85
9	REFERANSELISTE	86
10	VEDLEGG	I
10.1	GJENNOMSNIITTLIG TRANSFORMATOR BRUKT I UNDERSØKELSE	I
10.2	NÅVERDIBEREGNINGER	II
10.3	ESTIMERT SVIKTSANNSYNLIGHET	IV

Tabelliste

TABELL 1: TILSTANDSKARAKTERER I HENHOLD TIL TILSTANDSKONTROLLHÅNDBØKENE [4]	7
TABELL 2: UNDERSØKTE GASSER, DGA	16
TABELL 3: TYPISKE GASSKONSENTRASJONER RAPPORTERT AV IEC [11]	16
TABELL 4: TYPISKE GASSINGSTAKTER RAPPORTERT AV IEC [11]	17
TABELL 5: GRENSEVERDIER FOR OPPLØSTE NØKKELGASSER I OLJE, IEEE C57.104 [13]	18
TABELL 6: AVVIKSEVALUERING MED NØKKELGASSER [12]	18
TABELL 7: IEC FORESLÅTTE FORHOLDSTALL FOR TOLKNING AV GASSANALYSE [11]	19
TABELL 8: NØYTRALISASJONSVERDI SOM INDIKATOR FOR TILTAKSVURDERING [7]	34
TABELL 9: KARAKTERKRIETERIER ALDRING OG FORURENSNING [5]	43
TABELL 10: AKTIVERINGS ENERGI (EA) OG TILSTANDSFAKTOR (A) FOR OKSIDASJON OG HYDROLYSE AV KRAFT CELLULOSE UTVIKLET FRA EKSPERIMENTER VED SINTEF [17]	44
TABELL 11: AKTIVERINGS ENERGI (EA) OG TILSTANDSFAKTOR (A) FOR OKSIDASJON OG HYDROLYSE AV TERMISK OPPGRADERT CELLULOSE UTVIKLET FRA EKSPERIMENTER VED SINTEF [17]	44
TABELL 12: FORVENTET OPPHOLDSTID FOR CELLULOSE GITT FUKTINNHOLD OG DP-VERDI VED HOTSPOTTEMPERATUR 70 °C	44
TABELL 13: BEREGNEDE OPPHOLDSTIDER ALDRING OG FORURENSNING	46
TABELL 14: KARAKTERKRIETERIER, SIRKULERENDE STRØMMER I KJERNEN[5]	55
TABELL 15: KOSTNADSOVERSLAG, VEDLIKEHOLDSTILTAK 20 MVA TRANSFORMATOR, CASE 1	57
TABELL 16: OLJEANALYSE, CASE 1	58
TABELL 17: ALTERNATIVE TILTAK, CASE 1	59
TABELL 18: KONSEKVENSSCENARIER, CASE 1	61
TABELL 19: AVBRUDDSKOSTNADER I KKR SOM FUNKSJON AV AVBRUDDSTID OG AVBRUTT EFFEKT, CASE 1	62
TABELL 20: AVBRUDDSKOSTNADER I KKR SOM FUNKSJON AV AVBRUDDSTID OG AVBRUTT EFFEKT, CASE 1	63
TABELL 21: KILE-KOSTNADER, CASE 1	63
TABELL 22: RESULTATER, CASE 1	65
TABELL 23: KUMULATIV SVIKTSANNSYNLIGHET, CASE 1	66
TABELL 24: RESULTATER FØLSOMHETSANALYSE, CASE 1	66
TABELL 25: KUMULATIV SVIKTSANNSYNLIGHET FØLSOMHETSANALYSE TILSTAND 2-, CASE 1	67
TABELL 26: KUMULATIV SVIKTSANNSYNLIGHET FØLSOMHETSANALYSE TILSTAND 2, CASE 1	67
TABELL 27: KOSTNADSOVERSLAG, VEDLIKEHOLDSTILTAK 80 MVA TRANSFORMATOR, CASE 2	68
TABELL 28: GASSANALYSE, CASE 2	69
TABELL 29: GASSFORHOLD IEC METODEN, CASE 2	69
TABELL 30: ALTERNATIVE TILTAK, CASE 2	69
TABELL 31: KONSEKVENSSCENARIER, CASE 2	71
TABELL 32: MIDDEL TILSIG, CASE 2	72
TABELL 33: RESULTATER, CASE 2	74
TABELL 34: KUMULATIV SVIKTSANNSYNLIGHET, CASE 2	74
TABELL 35: ENDRING I KONSEKVENSFORDELINGEN FOR FØLSOMHETSANALYSE, CASE 2	76
TABELL 36: RESULTATER FØLSOMHETSANALYSE, CASE 2	76
TABELL 37: GASSANALYSE MED HISTORIKK	82
TABELL 38: OLJEANALYSE MED HISTORIKK	83

Figurliste

FIGUR 1: RAPPORTENS OPPBYGNING	3
FIGUR 2: GENERELL SVIKTMODELL [3]	4
FIGUR 3: ENKLE EKSEMPLER PÅ SVIKTMODELLER	6
FIGUR 4: LEVETIDSKURVE BASERT PÅ TILSTANDSKARAKTERER [5]	7
FIGUR 5: ESTIMERT SVIKTSANNSYNLIGHET BASERT PÅ LEVETIDSKURVE OG TILSTANDSKARAKTER [2]	9
FIGUR 6: EKSEMPEL PÅ SANNSYNLIGHETSFORDELINGER [2]	10
FIGUR 7: HENDELSESTRE, MULIGE KONSEKVENSER AV AKTUELL SVIKT	11
FIGUR 8: ENKEL SAMMENHENG MELLOM TEKNISK TILSTAND OG TILSTANDSKONTROLL	12
FIGUR 9: ISOLASJONSALDRING [15]	20
FIGUR 10: ÅRSAKER TIL SIRKULERENDE STRØMMER I KJERNEN	23
FIGUR 11: GJENNOMSLAG I DELISOLASJON, ÅRSAKER OG UTVIKLING	25
FIGUR 12: GJENNOMSLAG I HOVEDISOLASJON, ÅRSAKER OG UTVIKLING	36
FIGUR 13: SENTRALLINJEN I SVIKTMODELLEN	40
FIGUR 14: SENTRALLINJE, ISOLASJONSALDRING OG –FORURENSNING	42
FIGUR 15: UTSNITT AV SVIKTMODELL, DESIGN OG SKADETYPE	46
FIGUR 16: UTSNITT AV SVIKTMODELL, PÅKJENNINGER	47
FIGUR 17: UTSNITT AV SVIKTMODELL, TILTAK	48
FIGUR 18: SVIKTMODELL ISOLASJONSALDRING OG -FORURENSNING	49
FIGUR 19: SENTRALLINJE, ISOLASJONSNEDBRYTNING	50
FIGUR 20: SVIKTMODELL ISOLASJONSNEDBRYTNING	53
FIGUR 21: SENTRALLINJE, SIRKULERENDE STRØMMER	54
FIGUR 22: SVIKTMODELL SIRKULERENDE STRØMMER I KJERNEN	56
FIGUR 23: ANALYSEALTERNATIVER, CASE 1	59
FIGUR 24: OPPHOLDSTIDER OG KORRIGERINGER, CASE 1 [2]	64
FIGUR 25: ANALYSEALTERNATIVER, CASE 2	70
FIGUR 26: KOSTNADSFORDELING, CASE 2 [2]	75

Vedlegg

FIGUR 27: SAMLESIDE NÅVERDIBEREGNING, CASE 1 [2]	II
FIGUR 28: SAMLESIDE NÅVERDIBEREGNING, CASE 2 [2]	III
FIGUR 29: ESTIMERT SVIKTSANNSYNLIGHET TILSTAND 3, CASE 1 [2]	IV
FIGUR 30: ESTIMERT SVIKTSANNSYNLIGHET TILSTAND 2+, CASE 1 [2]	V
FIGUR 31: ESTIMERT SVIKTSANNSYNLIGHET TILSTAND 2, CASE 1 [2]	VI
FIGUR 32: ESTIMERT SVIKTSANNSYNLIGHET TILSTAND 2-, CASE 1 [2]	VII
FIGUR 33: ESTIMERT SVIKTSANNSYNLIGHET, MRL 8 ÅR, 10 %-KVANTIL 3,5 ÅR, CASE 2 [2]	VIII
FIGUR 34: ESTIMERT SVIKTSANNSYNLIGHET, MRL 20 ÅR, 10 %-KVANTIL 10 ÅR, CASE 2 [2]	IX
FIGUR 35: ESTIMERT SVIKTSANNSYNLIGHET, MRL 60 ÅR, 10 %-KVANTIL 40 ÅR, CASE 2 [2]	X

Formelliste

FORMEL 1: SANNSYNLIGHET FOR SLUTTHENDELSE	10
FORMEL 2: OKSIDASJONSINDEKS	34
FORMEL 3: FORVENTET LEVETID CELLULOSE [17].....	44
FORMEL 4: BEREGNING AV OPPHOLDSTID I TILSTAND 1	45
FORMEL 5: KOMPONENTKOSTNAD PER SVIKT, CASE 1	60
FORMEL 6: INVESTERINGSKOSTNAD KORRIGERT FOR TIDLIGERE SVIKT, CASE 1.....	61
FORMEL 7: AVBRUDDSKOSTNAD PER SVIKT, CASE 1	63
FORMEL 8: BEREGNING AV UTILGJENGELIGHETSKOSTNAD, CASE 2	72

Forkortelser

BD	BreakDown voltage, Gjennomslagsspenning
DGA	Dissolved Gas Analysis , Gass i olje analyse
DP	Degree of Polymerization
IFT	InterFacial Tension , Grenseflatespenning
KILE	Kvalitetsjusterte Inntektsrammer ved ikke Levert Energi
MRL	Mean Residual Life , Forventet levetid
NV	Neutralization Value , Total acidity, Nøytralisasjonsverdi
OLTC	On-Load Tap-Changer
TDCG	Total Dissolved Combustible Gases , Summen av oppløste brennbare gasser

Definisjoner og forklaringer

Aldehyder	«Avhydrogenisert alkohol». Kjemiske forbindelser som inneholder gruppen -CHO og dannes som mellomprodukter ved oksidering av alkoholer til de tilsvarende syrene.
Buckling	Utbuling av vikling, geometrien endres.
CIGRE	International Council on Large Electric Systems SC D1 – Materials and Emerging Test Techniques SC A2 – Transformers
Delisolasjon	Isolasjon mellom tråder i samme vinding, mellom vindinger og mellom skiver i viklingen.
EFP	Estimation of failure probability, Estimering av sviktsannsynlighet. Forkortelsen EFP benyttes om ett dataverktøy som beregner årlig og kumulativ sviktsannsynlighet basert på teknisk tilstand.
Ekstern kortslutning	Kortslutning som oppstår utenfor transformatoren.
Hot-spot	Benyttes i denne rapporten om lokal overopphetning, for eksempel i forbindelse med en dårlig lodding eller sammenkobling.
Hovedisolasjon	Isolasjon mellom viklinger og mellom viklinger og jord/kjerne.
Hydran	En type on-line gassensor levert av GE. Basert på en brenselcelle som registrerer oppløste brennbare gasser uten å skille mellom ulike gasser.
IEC	International Electrotechnical Commission TC 10 – Fluids for electrotechnical applications TC 14 – Power transformers
Inhibitor	En inhibitor er et stoff som hindrer eller hemmer en prosess. I transformatorolje benyttes inhibitor for å redusere oksidasjon.
Intern kortslutning	Kortslutning som oppstår inne i transformatoren.
Ketoner	Organiske forbindelser med den generelle formel $R-CO-R'$, der R og R' er hydrokarbonrester, som enten kan være like (enkle ketoner) eller forskjellige (blandede ketoner). De er oksidasjonsprodukter av sekundære alkoholer.
Naftensk	Form for karbonbinding, oljen defineres etter det gjennomsnittlige innholdet av naftensk eller parafinsk bundet karbon.

NPV	Net Present Value, nåverdiberegning. Forkortelsen NPV benyttes om ett dataverktøy utviklet av SINTEF som beregner lønnsomheten av vedlikeholds- og reinvesteringsprosjekter.
Passivator	Tilsetningsstoff som benyttes for å bremse eller dempe en utvikling. Passivator benyttes blant annet i korrosive oljer.
Regenerering	En oljebehandling som består av en kjemisk og fysisk prosess som fjerner syreforbindelser, partikler, aldringsprodukter og slam og avgasser og avfukter oljen.
Rekondisjonering	En oljebehandling som tørker og avgasser transformatorer.
Viskositet	Seighet.

1 Innledning

Denne rapporten omhandler krafttransformatorer og skal kartlegge informasjon og avdekke sammenhenger som skal benyttes til å etablere sviktmodeller. Disse kan videre benyttes i vedlikeholdsarbeid og i forbindelse med reinvesteringsanalyser. Det utføres også noen reinvesteringsanalyser der metodene beskrives.

Arbeidet som er beskrevet i denne rapporten er utført i samarbeid med SINTEF Energi og forskningsprosjektet «Trafotiltak». Hovedmålet i SINTEF-prosjektet er å utarbeide et teknisk-økonomisk beslutningsverktøy for forvaltning av krafttransformatorer.

1.1 Bakgrunn

Den norske transformatorparken begynner å bli gammel, over 50 % har nådd sin opprinnelige forventede levetid på 30 år, mens 27 % har passert 50 år [1]. Mange av disse enhetene er kritiske for å opprettholde en sikker og stabil kraftforsyning for et samfunn hvor pålitelig elektrisitetsforsyning stadig blir viktigere.

Transformatorer er kostbare enheter hvor konsekvensene av feil kan være store og leveringstiden for nye komponenter er lang. Siden dette er lukkede komponenter hvor kritiske deler er utilgjengelige, har transformatoreierne en krevende oppgave med å drifte og vedlikeholde de, og ikke minst beslutte når reinvesteringer og større vedlikeholdsarbeider skal iverksettes.

Det er derfor sett et behov for å utvikle et beslutningsverktøy som kan bistå transformatoreierne med anbefalinger når beslutninger om større investeringer skal tas og kanskje like viktig når de ikke skal tas. Det vil i et slikt verktøy være avgjørende å kunne anslå den tekniske tilstanden til de ulike transformatorene så presist som mulig, slik at transformatorer kan vurderes mot hverandre og riktige prioriteringer tas. I den totale vurderingen vil kostnader og konsekvenser av svikt også være tungtveiende.

Transformatorens tekniske tilstand er sammensatt og vanskelig å måle nøyaktig, det vil også være mange tilstander som påvirkes og utvikler seg ulikt over tid som følge av forskjellige skadetyper. Siden tilstanden i seg selv er vanskelig å anslå konkret er det enda viktigere å kartlegge og ha oversikt over alle påvirkninger som kan øke kunnskapen om komponentens tilstand. Dette gjelder alt fra ulike utforminger og materialvalg til hvilke påkjenninger komponenten har vært utsatt for.

Når det i denne rapporten snakkes om teknisk tilstand kan det både dreie seg om transformatorens generelle tekniske tilstand og om en konkret teknisk tilstand. Transformatorens generelle tekniske tilstand må ta hensyn til alle delkomponenters eller delfunksjoners tekniske tilstand. En konkret teknisk tilstand kan for eksempel være oljens isolasjonsevne.

1.2 Arbeidsmetode

For å løse problemstillingen startet oppgaven med et teorigstudium hvor relevant litteratur ble undersøkt. Det har i arbeidet vært viktig å benytte både norske- og internasjonale kilder for å få best mulig tilgang på informasjon, men samtidig få med de norske forholdene. Videre har teori fra ulike kilder blitt satt sammen og bearbeidet.

For bruk i analysene ble det innhentet noen reelle olje- og gassanalyser, samt noen kostnads- og konsekvensoverslag fra kraft- og nettselskaper. Har også vært i kontakt med en ekspert på transformatorer for å få svar på konkrete spørsmål.

For å lære mer om tankemåten, prosessen og fremgangsmåten i forbindelse med vedlikeholdsanalyser i kraftbransjen tok jeg videreutdanningskurset «Optimalt vedlikehold av vannkraftverk» ved NTNU. I kurset benyttes blant annet aktuelle beregningsverktøy.

Underveis har det vært avholdt møter med veilederne for å diskutere aktuelle problemstillinger og for å vurdere videre fremdrift.

2 Fremgangsmåte

Dette er en teoretisk oppgave hvor forsøk og reelle målinger ikke har vært en del av arbeidet. Det har derimot vært foretatt noen analyser og beregninger for å vurdere reinvesteringstiltak med bakgrunn i teori og innhentete data. Litteraturstudier har dermed vært en viktig del av oppgaven for å innhente kunnskap og erfaringer. Dette er likevel krevende da det ikke er teoretiske, men praktiske utfordringer som skal drøftes.

2.1 Kilder

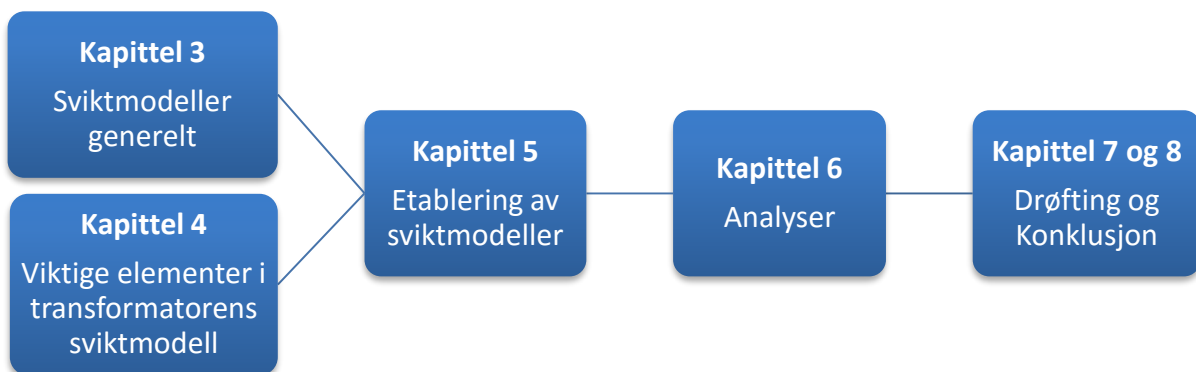
Som underlag og informasjonskilder for dette arbeidet er det brukt IEC og IEEE standarder, CIGRE og SINTEF rapporter og håndbøker utarbeidet av «Brukergruppen for kraft- og industritransformatorer» og ABB. Disse har i tillegg blitt supplert av andre kilder på enkelte steder.

For analysene benyttes dataverktøyene EFP (Estimation of failure probability) og NPV (Net present value) utviklet av SINTEF. EFP beregner årlig og kumulativ sviktsannsynlighet basert på teknisk tilstand, mens NPV beregner lønnsomheten av vedlikeholds- og reinvesteringssjekter. Programmene er beskrevet i rapporten «User's Guide to Optimal Maintenance Tool Box» [2].

Via kontakt med noen kraft- og nettselskaper er det innhentet reelle målinger og tilstandsvurderinger, samt noen kostnadsoverslag for bruk i analysene. Informasjonen fra selskapene behandles anonymt etter ønske fra bidragsyterne.

2.2 Rapportens oppbygning

Kort sagt er rapporten bygd opp rundt Kapittel 5 hvor det etableres tre sviktmodeller. Målet er å systematisere informasjonen knyttet til teknisk tilstand og levetidsvurderinger slik at modellene kan benyttes i en beslutningsprosess. Kapittel 3 og 4 benyttes som grunnlag for oppbygningen av modellene. I Kapittel 6 utføres det to reinvesteringssjekter hvor modellene benyttes som underlag. Avslutningsvis drøftes resultatene. Rapportens struktur vises i Figur 1.



Figur 1: Rapportens oppbygning

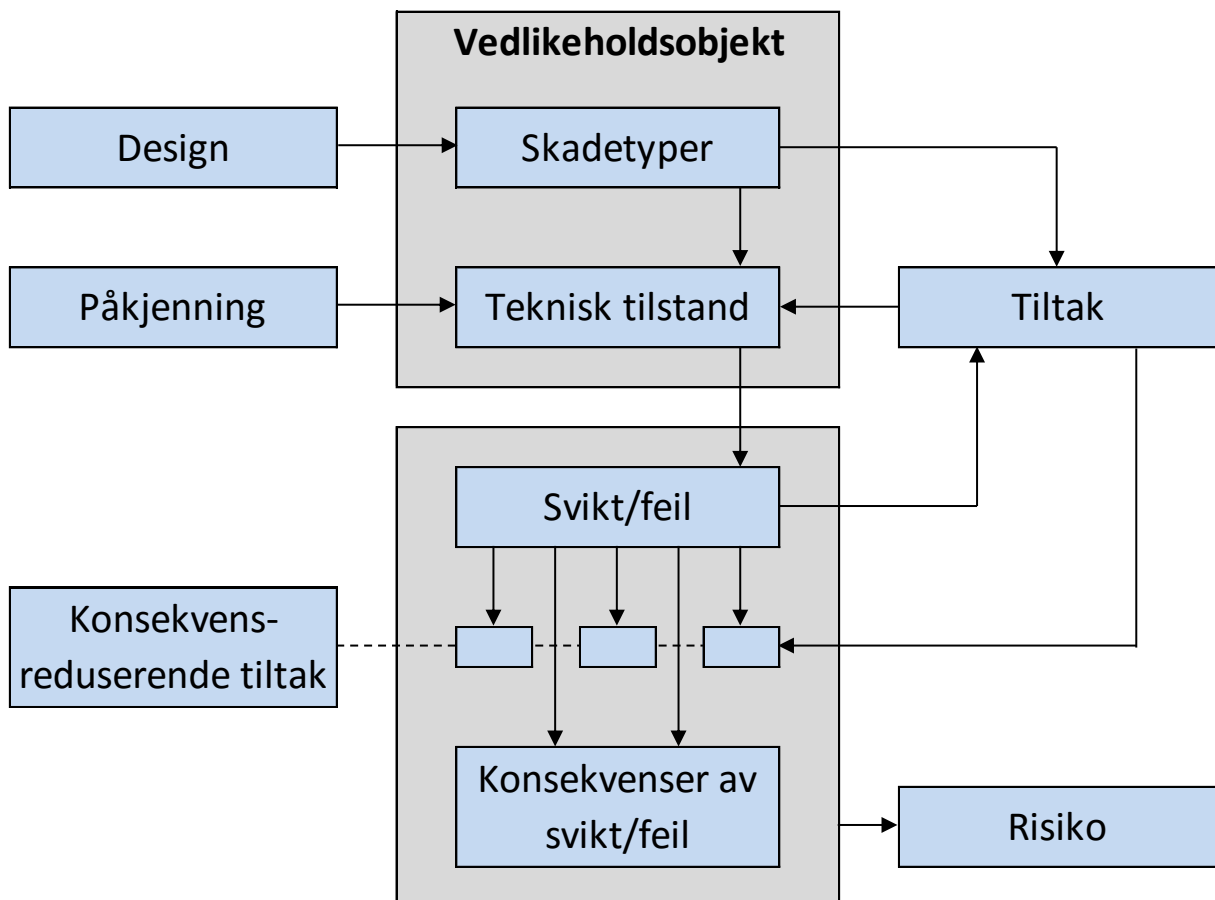
3 Sviktmodeller generelt

I dette kapitlet redegjøres det for hovedelementene i sviktmodeller og hvordan modeller kan etableres og benyttes. Metoden som benyttes er basert på fremgangsmåten beskrevet i SINTEF rapporten «Sviktmodell for vannkraftverk: Modellbeskrivelse og anvendelse» [3]. Kapittel 4 kartlegger så innholdet i hovedelementene spesifikt for transformatorer.

3.1 Generell sviktmodell

For å systematisere viktige elementer i en tilstandsvurdering kan en sviktmodell være et nyttig og effektivt hjelpemiddel, som kan bidra til at viktige sammenhenger belyses slik at riktige beslutninger kan tas. Ved å systematisere og delvis standardisere modeller kan erfaringer og ekspertvurderinger også lettere tas i bruk i en større skala og på tvers av analysemiljø.

En grafisk fremstilling av hovedelementene i en generell sviktmodell kan være som vist i Figur 2. Hovedgruppene er design, påkjenninger, skadetyper, teknisk tilstand, tiltak, svikt, konsekvenser, konsekvensreducerende tiltak og risiko. Sammenhengen mellom de ulike elementene er i grove trekk skissert med piler.



Figur 2: Generell sviktmodell [3]

Sviktmodellen etableres for et *vedlikeholdsobjekt*, en komponent, og beskrives via *teknisk tilstand* og *skadetyper*. Den tekniske tilstanden defineres eller anslås med bakgrunn i forhåndsdefinerte kriterier og krav. Skadetyperne er skademekanismer eller uønskede avvik som gradvis reduserer den tekniske tilstanden. I tillegg reduseres den tekniske tilstanden naturlig som følge av en gradvis endring i materialskader.

Ulike *design* har forskjellige styrker og svakheter. Designet vil derfor ha avgjørende betydning for hvilke skadetyper som er fremtredende for den aktuelle komponenten. Materialvalg, konstruksjonsløsninger og ytelser er eksempler på viktige faktorer som kjennetegner designet.

Påkjenninger kan enten være driftsrelaterte påkjenninger, som driftsmønster og feilkoblinger, eller ytre påkjenninger som lyn- og koblingsoverspenninger. Den tekniske tilstanden vil i stor grad påvirkes av hvilke påkjenninger den utsettes for, og det vil ofte være i forbindelse med en større påkjenning en komponent går fra en dårlig teknisk tilstand og over i en svikt.

Svikt oppstår når den tekniske tilstanden til den aktuelle komponenten er så dårlig at den ikke lenger klarer å utøve den krevde funksjonen. Hva som regnes som en svikt vil derfor være sterkt avhengig av hvordan man velger å se på systemet. En delkomponents svikt trenger dermed ikke å bety at hovedkomponenten eller systemet som helhet svikter. Sviktbegrepet vil her benyttes for situasjoner som påvirker transformatorens funksjon som helhet. Svikten er selve hendelsen, tilstanden etter svikt defineres som en feil. Sannsynligheten for svikt øker etter hvert som den tekniske tilstanden reduseres.

Konsekvensene av en svikt kan være flere og fremstilles ofte ved hjelp av hendelsestre siden det i mange tilfeller ikke kan fastslås sikkert hvilke konsekvenser svikten fører til. Det er her vanlig å benytte sannsynligheter for å vekte de ulike utfallene gitt at en svikt har oppstått, slik at disse kan benyttes i en økonomisk analyse og dermed bidra til å fastslå den økonomiske risikoen.

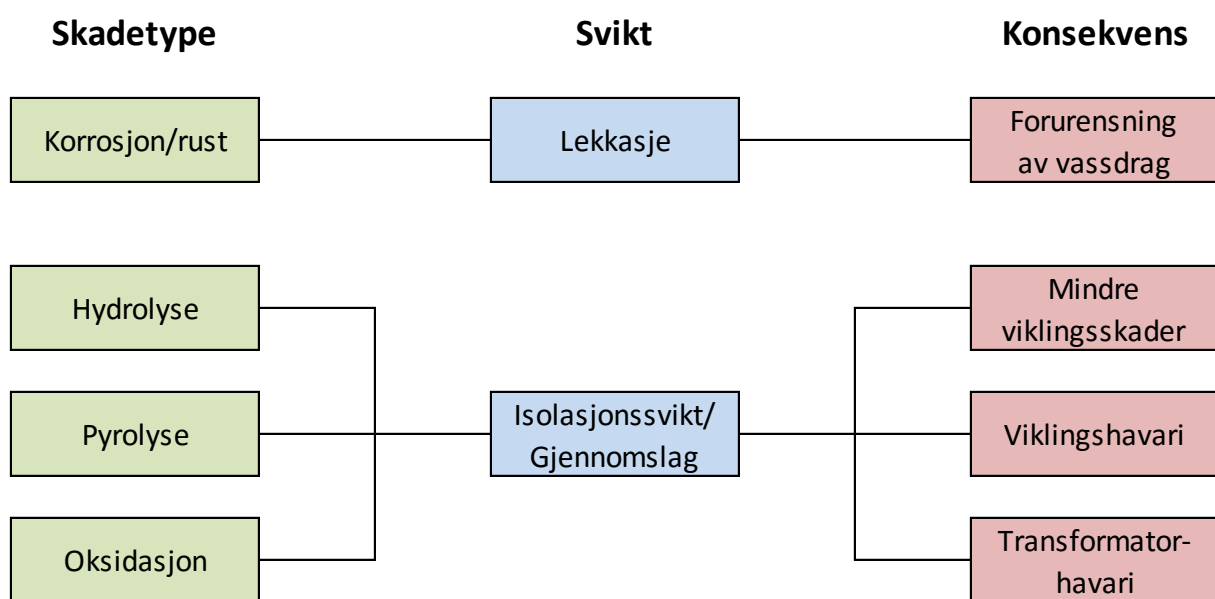
For å redusere konsekvensene av en svikt kan det gjennomføres *konsekvensreducerende tiltak*. Dette kan for eksempel være å installere trykksjakter for å redusere faren for personskade ved en eksplosjon, eller ved å benytte vern for å koble ut komponenten før tilstanden ytterligere utvikler seg. Selv om det benyttes konsekvensreducerende tiltak kan det være «huller i gjerdet», som Figur 2 viser, slik at uønskede konsekvenser likevel oppstår. Konsekvensene kan være av økonomisk karakter, men personsikkerhet, ytre miljø, omdømme og leveringspålitelighet er også eksempler på tungtveiende kriterier.

Risikoen er kombinasjonen av sannsynlighet for svikt og konsekvensene av svikt.

Tiltak er et fellesbegrep som benyttes for alle handlinger for å opprettholde, sikre eller gjenoppta komponentens funksjon, eller som tidligere omtalt for å redusere konsekvensene av en svikt. Tiltakene kan være forebyggende eller korrektive. Forebyggende ved å utføre handlinger som reduserer sannsynligheten for svikt, da via å bedre eller opprettholde den tekniske tilstanden. For eksempel ved å forebygge mot kjente skadetyper eller ved å korrigere

for endringer som følge av naturlig aldring. Korrektive tiltak innebærer å gjenopprette funksjonen etter at svikt har oppstått, for eksempel ved å bytte en delkomponent. Reinvesteringer regnes også som tiltak.

Konkrete sviktmodeller vil være svært avhengig av komponenten de er laget for og dens egenskaper. Utformingen kan derfor bli ganske ulik innenfor de rammene den generelle modellen gir. I enkelte tilfeller vil det være naturlig å opprette en sviktmodell for hver skadetype, mens det i andre sammenhenger vil være bedre å kombinere flere i en modell. Det samme gjelder for konsekvenser, enkelte svikter har klart definerte konsekvenser, mens andre kan ha mange ulike utfall og store sprik i konsekvensen av de ulike utfallene. Figur 3 viser to eksempler på enkle sammenhenger mellom skadetyper, svikt og konsekvenser.



Figur 3: Enkle eksempler på sviktmodeller

3.2 Teknisk tilstand og tilstandskarakterer

I risikobasert vedlikehold og reinvestering er angivelse og vurdering av den tekniske tilstanden på mange måter nøkkelen til suksess. Det er den tekniske tilstanden som er sammenhengen mellom skadetyper, påkjenninger og svikt, og det er på bakgrunn av denne man kan anslå sannsynligheten for at en svikt inntreffer. Hvordan sannsynligheten for svikt anslås i denne rapporten er forklart i Kapittel 3.4.

Den tekniske tilstanden er her angitt i steg, ved hjelp av tilstandskarakterer basert på tilstandskontrollhåndbøkene til Energi Norge [4], se Tabell 1. Den opprinnelige inndeling benytter karakterene 1-4, mens karakter 5 er lagt til for å definere når svikt inntreffer slik at levetidskurver kan defineres.

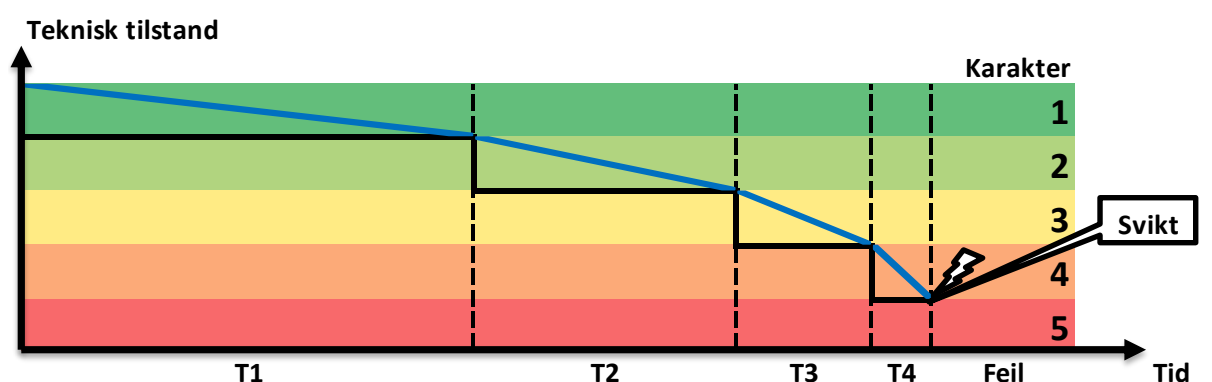
De ulike karakterene defineres ved hjelp av et sett med kriterier som definerer den tekniske tilstanden. Hvor konkrete kriteriene er, vil variere mye avhengig av hvor gode muligheter man har til å kontrollere den tekniske tilstanden. Kriteriene kan være konkrete verdier fra en oljeanalyse, men det kan også være vurderinger gjort under en visuell inspeksjon. Det skal nevnes at en konkret verdi fra en oljeanalyse, som gjerne er en indirekte måling av den tekniske tilstanden til papiret, kan inneholde vesentlig større usikkerhet om den tekniske tilstanden enn hva en visuell inspeksjon for eksempel kan si om ett rustangrep på tanken.

Tabell 1: Tilstandskarakterer i henhold til tilstandskontrollhåndbøkene [4]

Karakter	Betydning
1	Ingen tegn til svekkelse.
2	Noen tegn til nedbrytning. Resultatet er noe dårligere enn i ny tilstand.
3	Utbredt tegn til nedbrytning. Betydelig dårligere enn i ny tilstand.
4	Tilstanden er kritisk.
5	Feil.

3.3 Levetidskurver

Alt teknisk utstyr vil i løpet av levetiden forringes og den tekniske tilstanden vil dermed bli dårligere. Dette fører til økt sviktsannsynlighet, redusert levetid og redusert evne til å utføre krevd funksjon [5]. En levetidskurve er et bilde på hvordan den tekniske tilstanden anslagsvis vil utvikle seg i løpet av komponentens levetid gitt de forutsatte betingelsene. En levetidskurve defineres for en gitt skadetype. Figur 4 viser to enkle levetidskurver, hvor den svarte er rent trinnvis, mens den blå er skissert med en gradvis endring. Tidsintervallene for de ulike tilstandskarakterene er her like for begge kurvene. Forventet levetid er summen av T1, T2, T3 og T4. En levetidskurve kan også kalles en degraderingskurve.



Figur 4: Levetidskurve basert på tilstandskarakterer [5]

Ved økte påkjenninger kan den tekniske tilstanden reduseres vesentlig fortere enn hva anslaget tilsa. Det vil derfor være viktig å følge med tilstandsutviklingen slik at avvik raskt kan oppdages og tiltak iverksettes for å opprettholde levetiden. Utover i levetiden er det for mange komponenter også mulig å heve den tekniske tilstanden og øke gjenværende levetid ved å foreta større tiltak.

Svikten er definert til og alltid skje i overgangen mellom karakter 4 og 5. En komponent vil derfor alltid gå gjennom alle fire tilstandskarakterer før svikten oppstår. Likevel vil man kunne oppleve at en komponent vurdert til tilstand 1, 2 eller 3 også kan svikte da det alltid vil være en viss usikkerhet i anslaget av den tekniske tilstanden. Og som nevnt over vil store påkjenninger kunne føre til at degraderingen, og dermed overgangen mellom tilstandene, går svært fort [3].

Levetidskurvene benyttes videre for å anslå sviktsannsynligheten.

3.4 Sviktsannsynlighet

Om en komponent har forventet levetid 50 år, vil dette si at det for en populasjon kan forventes en levetid på 50 år. Det vil likevel være ett sprik i når enhetene i populasjonen vil svikte, enkelte vil svikte tidligere, mens andre vil holde lenger. Hvor stort dette spriket er, avhenger av hvor stor usikkerheten i anslaget for levetiden er, og hvor tilfeldig eller hendelsesstyrt svikttidspunktet er. Det benyttes derfor sannsynlighetsfordelinger for å estimere årlig sannsynlighet for svikt.

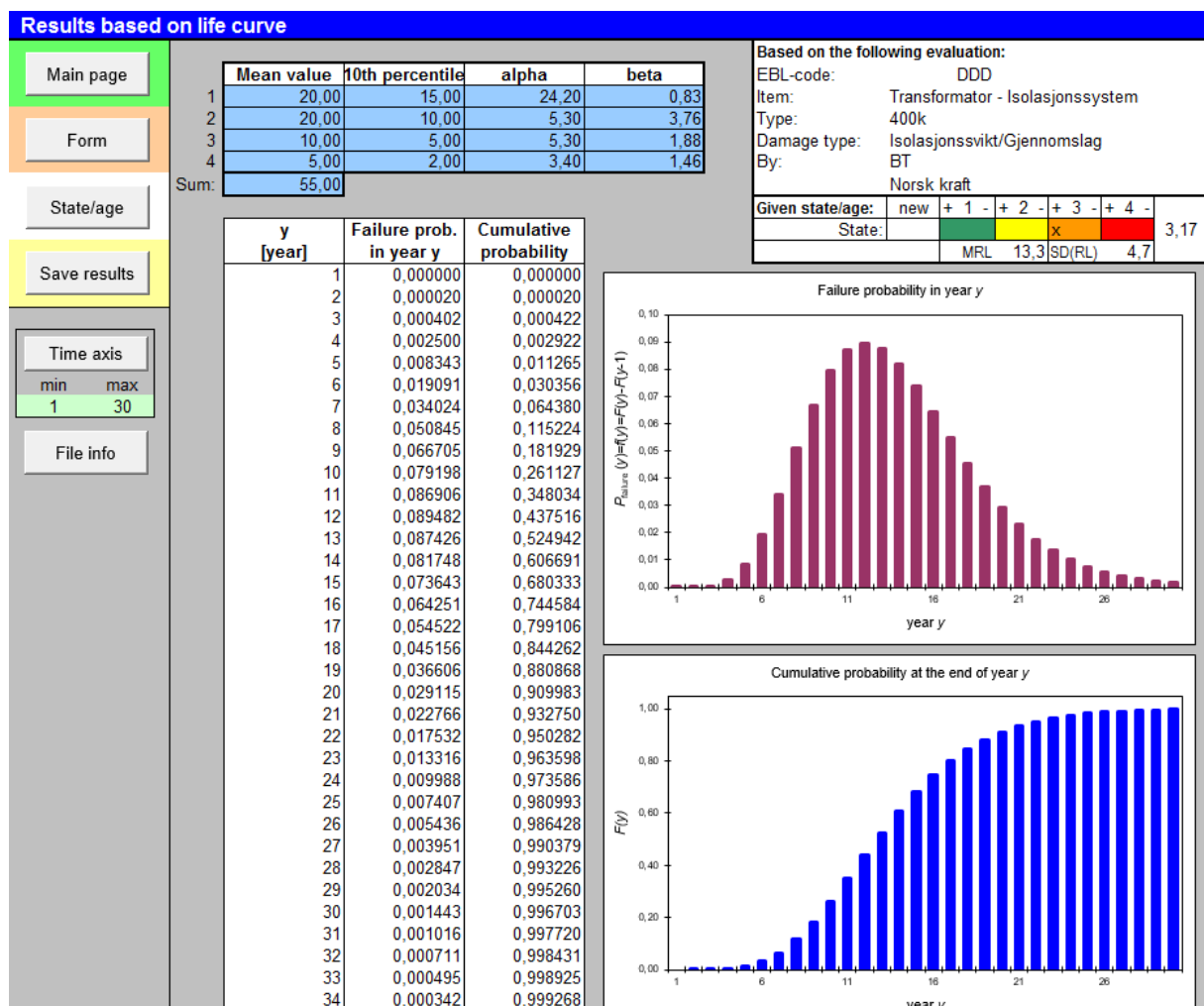
Sviktsannsynligheten benyttes så sammen med konsekvensene for å avgjøre hvor stor risiko dette vil innebære. Risikoen kan være kvantifiserbar, som tilfellet vil være for økonomisk risiko, eller ikke kvantifiserbar som ofte vil være tilfellet i forbindelse med personsikkerhet eller miljøpåvirkninger.

SINTEF har utviklet et dataverktøy i Excel for beregning av sviktsannsynlighet, «Estimation of failure probability», EFP, som er benyttet i denne oppgaven. Her beregnes årlig sviktsannsynlighet og kumulativ sviktsannsynlighet. Detaljert beskrivelse av dette verktøyet finnes i SINTEF rapport TR A6834 [2].

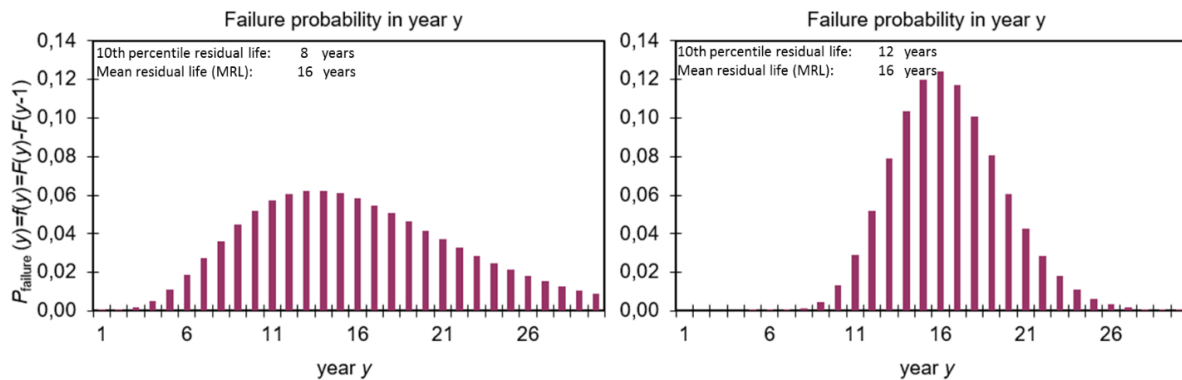
Verktøyet benytter levetidskurver basert på tilstandene i Tabell 1 hvor det for hver tilstandskarakter må fastsettes en forventet levetid og et 10 %-kantil som angir usikkerheten, i tillegg angis aktuell tilstandskarakter. For å ha en noe finere inndeling på skalaen er det mulig å legge inn en god eller dårlig vekting av hver tilstandskarakter, dette gjøres ved å legge til + eller – bak karakteren. 2+ er en god toer, 2 er midt på treet, mens 2- er en dårlig toer. Om det ikke foreligger noen tilstandskarakter kan det foretas en forenklet beregning basert på komponentens alder. Figur 5 viser et utsnitt fra programmet.

Alternativt er det også mulig å benytte et 2-punktsestimat, hvor det bare angis en forventet tid til svikt og et 10 %-kvantil. Når det ikke eksisterer levetidskurver kan det være et nyttig alternativ.

10 %-kvantilet beskriver hvor lang tid det tar før det er ti prosent sannsynlig at komponenten har sviktet i et 2-punktsestimat eller gått over i neste tilstand i en levetidskurve. Figur 6 viser to eksempler på sannsynlighetsfordelinger basert på et 2-punktsestimat som illustrerer hvordan 10 %-kvantilet innvirker. Her er det benyttet henholdsvis 8 og 12 år, med en forventet tid til svikt 16 år. Ved større differanse mellom 10 %-kvantilet og forventet tid til svikt vil sviktsannsynligheten fordele seg over et større tidsrom, svikttidspunktet er dermed vanskeligere å anslå.



Figur 5: Estimert sviktsannsynlighet basert på levetidskurve og tilstandskarakter [2]



Figur 6: Eksempel på sannsynlighetsfordelinger [2]

3.5 Konsekvenser av svikt

Bruken av levetidskurver og estimeringen av sviktsannsynlighet benyttes for å øke kunnskapen og bedre estimatene for hvordan den tekniske tilstanden utvikler seg, og for å forutse når en svikt oppstår eller ville oppstått. For å vite hva som skjer når eller om en svikt faktisk oppstår er det viktig å kartlegge alle aktuelle konsekvenser.

Samme type svikt kan føre til flere ulike utfall avhengig av en rekke faktorer som for eksempel hvor alvorlig svikten er, hvor den oppstår, når den oppstår, om konsekvensreducerende tiltak fungerer, aktuell driftssituasjon, feil på andre komponenter og så videre. Det er derfor viktig å kunne vurdere alle disse scenarioene og estimere sannsynligheten for hver enkelt av de endelige konsekvensene gitt at en svikt oppstår.

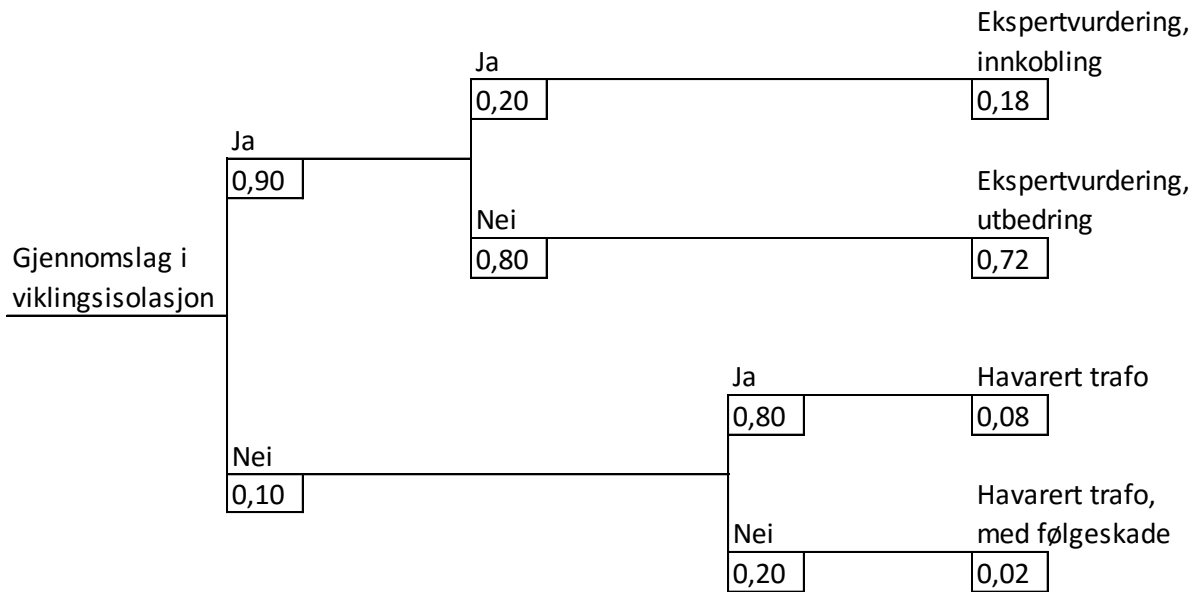
Det er her viktig å skille mellom sannsynligheten for at en svikt oppstår som var omtalt i Kapittel 3.4, og sannsynligheten for hver av de aktuelle konsekvensene gitt at en feil har oppstått. Produktet av disse vil gi den endelige sannsynligheten for en konsekvens eller slutthendelse.

$$P(\text{Slutthendelse}) = P(\text{Svikt}) * P(\text{Slutthendelse}|\text{Svikt})$$

Formel 1: Sannsynlighet for slutthendelse

Figur 7 viser hvordan et hendelsestre kan benyttes for å systematisk vurdere konsekvensene av en svikt. Omfanget av et slikt hendelsestre vil være svært avhengig av situasjonen som vurderes, og hvilket detaljnivå som benyttes. I eksempelet er det i hovedsak konsekvenser for komponenten som er tatt med, men som nevnt tidligere kan konsekvensene like gjerne gå på personsikkerhet, leveringssikkerhet, miljø, omdømme og lignende.

Svikt	Kobles feilen ut	Kan komponenten midlertidig driftes videre	Fører svikten bare til skade på transformator	Konsekvens (Sannsynlighet gitt svikt)
-------	------------------	--	---	---------------------------------------



Figur 7: Hendelsestre, mulige konsekvenser av aktuell svikt

4 Viktige elementer i transformatorens sviktmodell

Dette kapitlet beskriver de ulike elementene i sviktmodellen spesifikt for transformatorer. Videre oppbygning av spesifikke sviktmodeller kommer i Kapittel 5 og bygger på informasjon og sammenhenger avdekket i dette kapitlet. I de videre underkapitlene omhandles teknisk tilstand, skadetyper, tiltak, påkjenninger, design og konsekvensreducerende tiltak.

Det er i dette kapitlet lagt vekt på selve transformatoren, uten gjennomføringer og trinnkobler da disse gjerne har egne oljevolum og dermed ikke inngår i de generelle olje- og gassanalysene. Det vil uansett kommenteres litt rundt disse komponentene der hvor det ses hensiktsmessig, men de vil ikke gjennomgå i detalj for eksempel i forbindelse med skadetyper.

4.1 Teknisk tilstand

Når det gjelder tilgangen på informasjon om den tekniske tilstanden til en transformator er det både positive og negative sider sammenlignet med andre kraftkomponenter. En innarbeidet kultur for å utføre tilstandskontroller er positivt, men på den andre siden er det utfordrende at det er et lukket system hvor det er dårlig tilgang på de enkelte delkomponentene. Måleresultatene fra tilstandskontrollene er derfor i stor grad indirekte via olje- eller gassanalyser, og årsaken til resultatene kan derfor være mange, eller en miks av flere ulike avvik eller aldringsprosesser.

Ved å se på tilstandskontrollmetodene som benyttes i forbindelse med rutinekontroller i dag, får man ett overblikk over hvilken informasjon som er tilgjengelig før viktige beslutninger skal tas. Disse kontrollene består i hovedsak av olje- og gassanalyser, visuell inspeksjon og termografering, se Figur 8. Det vil si at det er olje- og gassanalysene som kan si noe om den indre tilstanden. Siden oljen flyter fritt rundt inne i transformatortanken vil ikke prøvene si noe eksakt om hvor et avvik har oppstått, og det er ofte vanskelig å si konkret hvilket avvik som har oppstått.

I kapitlene 4.1.1 og 4.1.2 er de mest sentrale delene i olje- og gassanalysene omtalt. Deler av disse to kapitlene er hentet fra prosjektoppgave skrevet av undertegnede høsten 2015 [6].



Figur 8: Enkel sammenheng mellom teknisk tilstand og tilstandskontroll

4.1.1 Oljeanalyse

En oljeanalyse kan bestå av svært mange ulike tester avhengig av hvilke egenskaper som skal undersøkes. Nøytralisasjonsverdi, gjennomslagsspenning, vanninnhold, farge og utseende er vanlige å teste hver gang. Grenseflatespenning, inhibitorinnhold og dielektrisk tapsfaktor er anbefalt å sjekke hvert fjerde år [7]. Det kan også gjennomføres en utvidet prøve om den opprinnelige prøven gir mistanke om avvik. Det bør alltid gjennomføres en ny prøve for å kvalitetssikre ett resultat før tiltak iverksettes.

En utvidet oljeprøve kan blant annet bestå av måling av partikkelinnhold, resistivitet, slamutfelling, oksidasjonsstabilitet eller furaninnhold [8].

4.1.1.1 Nøytralisasjonsverdi

Nøytralisasjonsverdien er et uttrykk for oljens sure bestanddeler og forurensninger. Verdien måles ved hjelp av titrering der oljen løses i toluen, isopropanol og en alkaliblå indikator før kaliumhydroksid gradvis tilsettes frem til fargeomslag. Ny olje bør ha en verdi under 0,03 mg KOH/g olje, mens varselnivået for driftsaldret olje normalt settes til 0,1 mg KOH/g [7].

Syrer vil påvirke papirets mekaniske styrke og kan føre til korrosjon av metaller i transformatoren. Sammen med vann og forurensninger vil også syreinnholdet påvirke oljens dielektriske egenskaper, og slam kan dannes. Nøytralisasjonsverdien er en god indikator på generell oljealdring og benyttes til å fastslå når oljen bør skiftes ut eller regenereres [9]. Det viser seg derimot at grenseflatespenningen er mer sensitiv for aldring på et tidlig stadium [8].

For inhibert olje skal denne verdien i utgangspunktet ikke øke vesentlig så lenge inhibitorinnholdet holdes innenfor anbefalte grenser [9].

4.1.1.2 Vanninnhold

Vann kan opptre i transformatoren som fritt vann eller løst i oljen. Det er mest vanlig at vannet er løst i oljen, og det vil da først oppdages ved en laboratorietest. Vannet fordeler seg mellom oljen og papiret, hvor majoriteten vil være i papiret. Vanninnholdet i oljen er svært temperaturavhengig og prøven må dermed temperaturkorrigeres om den skal sammenlignes med andre prøver [8].

Vanligvis skyldes vanninnholdet normal aldring og oksidasjon av papir og olje, men kan også skyldes mettete tørkefilter eller lekkasjer. Avhengig av mengden vil vann påvirke isolasjonens gjennomslagsspenning og aldring [9].

Vanninnholdet i oljen kan benyttes til å beregne vanninnholdet i papiret, men det har i praksis vist seg at beregningen ofte avviker fra det faktiske nivået. Det kan skyldes forskjeller i temperaturen i olje og papir eller aldring av oljen som endrer balansepunktet mellom papir og olje [9]. Det er derfor viktig å være kritisk til slike beregninger.

4.1.1.3 Grenseflatespenning

Grenseflatespenningen er et mål på kreftene som holder sammen vann- og oljemolekylene i oljens overflate. Denne målingen gir en god deteksjon av eventuelle polare forbindelser som metallsåper og oksidasjonsprodukter [7].

Denne verdien endrer seg ganske raskt tidlig i aldringsprosessen, men avtar etter hvert. Dette gjør den til en god indikator for de tidlige stadiene av aldringen. Nøytraliseringsverdien er motsatt og endrer seg dermed raskt senere i aldringsforløpet, og egner seg derfor godt som indikator utover i aldringsprosessen. «Oksidasjonsindeksen», grenseflatespenning delt på nøytralisasjonsverdien, er da en nyttig indeks som endrer seg mer proporsjonalt med aldringen [8].

Et raskt fall i grenseflatespenningen kan være en indikasjon på at oljen reagerer med andre transformatormaterialer som lakk eller pakninger, eller at den har blitt forurenset i forbindelse med etterfylling av olje. Andre prøver bør da benyttes for å kryssjekke dette [8].

Blir grenseflatespenningen for lav er det stor sjanse for slamutfelling, slammet vil da legge seg på viklingene og over tid redusere kjøleeffekten. Grenseflatespenningen er også et godt mål på effekten av en regenerering [7].

4.1.1.4 Gjennomslagsspenning

Gjennomslagsspenningen er avgjørende for oljens egenskaper som isolasjonsmedium. Ny og ren olje har høy gjennomslagsspenning, men tilstedeværelse av forurensninger som vann eller partikler kan redusere denne drastisk. Denne målingen vil i likhet med målingen av vanninnhold være svært temperaturavhengig. Et utslag på lav gjennomslagsspenning indikerer tilstedeværelse av vann eller partikler, men en slik test avkrefter ikke tilstedeværelsen av alle forurensninger [9].

4.1.1.5 Farge og utseende

Oljen skal ha en lys farge og være klar slik at det er mulig å visuelt inspisere de øvrige komponentene inne i transformortanken. Har oljen endret farge eller utseende med tiden tyder dette på at oljen er forringet eller forurenset [10]. Fargen fastsettes ved hjelp av transmittert lys og gis en numerisk verdi ut i fra en standardisert fargenorm (ISO 2049-1996) [9]. Oljen klassifiseres her med en verdi mellom 0-8 hvor 0 er lys og 8 er mørk, grenseverdien for oljer i bruk er 3,5 (normkrav, NEK 240-1:2008). Fargen og utseende kan gi nyttig informasjon om aldring, slamdannelse, forurensninger og innhold av sot og partikler, men er ikke noe kritisk parameter [7, 9, 10].

4.1.1.6 Dielektrisk tapsfaktor

Denne faktoren er et mål på effekttapene som oppstår i et isolerende materiale når det utsettes for et vekslende felt. Tapet avgis som varme. Lav dielektrisk tapsfaktor indikerer lavt tap [10]. Dette er en nyttig måling å gjennomføre på transformatorer da den er veldig sensitiv for forurensninger og nedbrytningsprodukter som ledende partikler, vann og biprodukter av oksidasjon [8].

Et alternativ til denne testen er en resistivitetmåling som er sensitiv for de samme forurensningene hvor resistiviteten da reduseres. Begge disse verdiene er temperaturavhengige [8].

4.1.1.7 Inhibitorinnhold

I Norge har det vært vanlig å benytte inhibert olje. Det vil si at oljen tilsettes en inhibitor for å hindre oksidasjon og dermed bremse aldringshastigheten. Denne forbrukes med tiden og når inhibitorinnholdet blir lavt vil slik olje aldres raskere enn ikke inhibert olje. Oljen vil da surne og slam kan dannes. Utføres regenerering etter at inhibitoren er brukt opp reduseres oljens restlevetid vesentlig, det er derfor svært viktig å unngå at inhibitorinnholdet blir for lavt [7].

Iverksettes derimot tiltak på et tidlig tidspunkt kan regenerering og tilsetning av ny inhibitor være tilstrekkelig. Da bør nøytralisasjonsverdien være lavere enn 0,1 mg KOH/g olje og inhibitorinnholdet være i området 0,1-0,05 %. Oljen blir da tilnærmet som ny [7].

Måling av inhibitorinnholdet i oljen er derfor viktig for å forebygge aldringsprosessen. Varselnivået er som nevnt i avsnittet over og nøytralisasjonsverdien bør heller ikke overstige 0,1. For ny eller regenerert olje er anbefalt nivå 0,3 % [7].

4.1.2 Gassanalyse

Gassanalysen består i å undersøke løste gasser i olje, og gjennomføres ved hjelp av gasskromatografi av en oljeprøve. Det er viktig at denne prøven tas på riktig måte så den ikke forurennes av atmosfæreluft. Atmosfæren inneholder blant annet store mengder nitrogen og oksygen som er blant gassene man ønsker å undersøke i en gassanalyse.

Ved høye gasskonsentrasjoner i en prøve er det vanlig å ta en ny prøve for å verifisere resultatet, og for å se en trend slik at gassutvikling per døgn kan fastslås. I hovedsak er det gassingstakten, det vil si endring i gassinnhold per tidsenhet som er avgjørende. Gassnivået har vist seg å variere en del i ulike enheter, samt at nivået kan være høyt etter et tidligere opprettet avvik selv om det da er stabilt [7]. Gassnivået vil uansett kunne være nyttig indikator, da særlig om transformatorens historikk er kjent.

I en transformator dannes det gasser som følge av den normale aldringen, men produksjonen av gass vil akselerere i forbindelse med en rekke avvikssituasjoner. Gassanalysen er derfor en svært viktig prøve for å oppdage avvik på et tidlig stadium [7].

Gassene det er vanlig å undersøke, i henhold til IEC 60599, er vist i Tabell 2 [11]. I tillegg til disse undersøker blant annet ABB også innholdet av propan og propen i sine standardprøver. På grunn av gassenes ulike tilstedeværelse i materialene og energien som skal til for å frigjøre de, vil enkeltgassers dominans kunne brukes som indikatorer på hva som er galt.

Mengde, type gass og forholdet mellom de ulike gassene benyttes for å anslå om gassene skyldes normal aldring eller avvik. Gassforholdene vil ved utslag på avvik benyttes til å anslå om gassingens forårsakes av økt temperatur eller elektriske utladninger [7].

Tabell 2: Undersøkte gasser, DGA

Gasser	Betegnelse
Nitrogen	N ₂
Oksygen	O ₂
Hydrogen	H ₂
Karbonmonoksid	CO
Karbondioksid	CO ₂
Metan	CH ₄
Etan	C ₂ H ₆
Eten	C ₂ H ₄
Acetylen	C ₂ H ₂
Total dissolved combustible gases (H ₂ +CH ₄ +C ₂ H ₄ +C ₂ H ₆ +C ₂ H ₂ +CO)	TDCG

4.1.2.1 Vanlige gasskonsentrasjoner og gassingstakter

Transformatorer er ulike så det er umulig å si helt konkret hva som er vanlige gassnivå, men det er gjort noen undersøkelser på eksisterende transformatorer for å anslå hva som er normalt.

Ved å samle inn registrerte data fra 25 forskjellige kraftsystemer og over 20 000 krafttransformatorer over hele verden er det anslått typiske gasskonsentrasjoner for de 90 % vanligste transformatorene. Gasskonsentrasjonene anslås som områder basert på de innrapporterte verdiene fra hvert kraftsystem og er angitt i Tabell 3 [11].

En tilsvarende undersøkelse er også gjort for å anslå typiske økninger i gasskonsentrasjonene per år for de 90 % vanligste transformatorene. Verdiene baserer seg på over 20 000 gassanalyser fra fire kraftsystemer og er gjengitt i Tabell 4. Disse verdiene kan ikke summeres for antall år i drift og sammenlignes med Tabell 3, da verdiene påvirkes ulikt av gasstap og lignende [11].

Tabellene er gjengitt fra IEC 60599, og har bakgrunn i rapporterte verdier innsamlet av CIGRE SC D1 og A2, og er vedtatt av IEC TC 10 og TC 14 [11].

Tabell 3: Typiske gasskonsentrasjoner rapportert av IEC [11]

Gasskonsentrasjoner [ppm]							
Acetylen (C ₂ H ₂)		Hydrogen (H ₂)	Metan (CH ₄)	Eten (C ₂ H ₄)	Etan (C ₂ H ₆)	Karbonmonoksid (CO)	Karbon-dioksid (CO ₂)
Uten gassutveksling med OLTC	Med gassutveksling med OLTC						
2-20	60-280	50-150	30-130	60-280	20-90	400-600	3800-14000

Tabell 4: Typiske gassingstakter rapportert av IEC [11]

Gassingstakt [ppm/år]							
Acetylen (C ₂ H ₂)		Hydrogen (H ₂)	Metan (CH ₄)	Eten (C ₂ H ₄)	Etan (C ₂ H ₆)	Karbonmonoksid (CO)	Karbon-dioksid (CO ₂)
Uten gassutveksling med OLTC	Med gassutveksling med OLTC						
0-4	21-37	35-132	10-120	32-146	5-90	260-1060	1700-10000

4.1.2.2 Nøkkelgasser

En av måtene å tolke en gassprøve på, nøkkelgassprinsippet, baserer seg på den dominerende gassen og eventuelle tilleggs-gasser [12].

For eksempel vil det ved overoppheting av cellulose frigis karbonmonoksid og karbondioksid. Ved partielle utladninger og coronaaktivitet dannes hydrogen. Involverer de partielle utladningene cellulose vil det også frigjøres karbonoksider. Eten tyder på overopphetet olje som kan komme av «hot-spots» i sammenkoblinger. Ved avvik som fører til gnistring produseres acetylen. Etan kan dannes om ledertemperaturen holdes høy som følge av generell overbelastning [12].

I en firetilstandsmetode utviklet i IEEE C57.104 benyttes en kombinasjon av enkeltgasser og totalt innhold av oppløste brennbare gasser for å klassifisere faren for svikt i enheter hvor det ikke foreligger noen tidligere målinger. Dette er ikke en generelt akseptert måte å analysere prøven på, men en av flere metoder som kan benyttes. Metoden er beskrevet i nevnte IEEE publikasjon [13], og grenseverdiene er gjengitt i Tabell 5. Her benyttes gassnivået. Tilstanden fastsettes av den høyeste karakteren som observeres.

Karakterkriterier brukt i Tabell 5 [13]:

Tilstand 1: Summen av oppløste brennbare gasser, TDCG, lavere enn dette nivået indikerer at transformatoren opererer tilfredsstillende. Enhver brennbar gass over angitt grenseverdi bør undersøkes videre.

Tilstand 2: TDCG mellom disse grenseverdiene indikerer høyere nivå av brennbare gasser enn normalt. Enhver brennbar gass over angitt grenseverdi bør raskt undersøkes videre. Det bør foretas en ny prøve slik at gassingstakten kan fastslås. Et avvik kan være tilstede.

Tilstand 3: TDCG mellom disse grenseverdiene indikerer høy grad av nedbrytning. Enhver brennbar gass over angitt grenseverdi bør raskt undersøkes videre. Det bør umiddelbart iverksettes en handling slik at en trend kan etableres. Det er sannsynligvis et avvik tilstede.

Tilstand 4: TDCG over denne grenseverdien indikerer alvorlig grad av nedbrytning. Fortsatt drift kan føre til at transformatoren svikter.

Tabell 5: Grenseverdier for oppløste nøkkelgasser i olje, IEEE C57.104 [13]

Karakter	Karakterkriterier [ppm]							
	Hydrogen (H ₂)	Metan (CH ₄)	Acetylen (C ₂ H ₂)	Eten (C ₂ H ₄)	Etan (C ₂ H ₆)	Karbonmonoksid (CO)	Karbon-dioksid (CO ₂)	TDCG*
1	100	120	1	50	65	350	2500	720
2	101-700	121-400	2-9	51-100	66-100	351-570	2500-4000	721-920
3	701-1800	401-1000	10-35	101-200	101-150	571-1400	4001-10000	1921-4630
4	>1800	>1000	>35	>200	>150	>1400	>10000	>4630

*CO₂ er ikke med når TDCG skal beregnes, siden det ikke er en brennbar gass.
Tallene i tabellen er beregnet for store krafttransformatorer, hvor det ikke opereres annet utstyr som lastbrytere i oljevolumet.

Eksisterer tidligere prøver undersøkes det om gassnivået er stabilt eller ikke. Ved gassproduksjon anbefaler IEEE C57.104 videre inspeksjonsintervall avhengig av gassingstakt og totalt innhold av brennbare gasser, TDCG [13].

Tabell 6 viser fire typer avviksmønster nøkkelgasser kan indikere, med mulige årsaker [12, 13].

Tabell 6: Avviksevaluering med nøkkelgasser [12]

Avviksmønster	Nøkkelgass	Sekundære gasser	Mulige årsaker
Overopphetet leder (Cellulose)	Karbonoksid (CO/CO ₂)	CH ₄ og C ₂ H ₄ hvis avviket involverer oljeimpregnert materiale.	Misfarget cellulose. Overbelastning eller kjøleproblemer. Dårlig kontakt i ledere eller trinnkobler.
Overopphetet olje	Eten (C ₂ H ₄)	CH ₄ og mindre mengder H ₂ og C ₂ H ₆ . Spor av C ₂ H ₂ hvis feilen er alvorlig eller inkluderer elektriske kontakter.	Metall misfarging. Skadet cellulose. Kraftig karbonisert olje.
Delvise utladninger	Hydrogen (H ₂)	CH ₄ og mindre mengder C ₂ H ₆ og C ₂ H ₄ .	Redusert isolasjonsstyrke pga. aldring og elektriske påkjenninger. Små punkteringer i cellulosen med karbonspor. Mulige karbonpartikler i oljen. Muligens manglende jordkontakt for felt-utjevne skjerm eller metalobjekter.
Gnistring/ lysbue	Acetylen (C ₂ H ₂)	H ₂ og mindre mengder CH ₄ og C ₂ H ₄ .	Dårlig kontakt i ledere eller trinnkobler. Redusert isolasjonsstyrke pga. aldring og elektriske påkjenninger. Karbonisert olje. Nedbrytning av cellulose om cellulose er involvert.

4.1.2.3 Forholdstall for tolkning av gassanalyser

Andre metoder som Rogers ratio, Duval trekanten (nå også Duval pentagonet [14]), og IEC-metoden benytter forholdet mellom ulike gasser for å anslå hvilket avvik som har oppstått, da riktig nok etter at det er detektert at det har oppstått et avvik. Deteksjonen må gjøres på grunnlag av forhøyede verdier av enkeltgasser, ved generelt høyt gassinhold eller ved unormal gassingstakt [7].

Når et avvik er oppdaget kan en eller flere av metodene nevnt over benyttes for å anslå hvilket avvik som har oppstått. Det er da vanlig å klassifisere årsakene til gassutviklingen i grupper. Under vises inndelingen benyttet av IEC som også har store likhetstrekk med inndelingene benyttet i Rogers ratio og Duval trekanten [7].

- PD Partielle utladninger.
- D1 Utladninger med lav energi.
- D2 Utladninger med høy energi.
- T1 Termiske feil <300 °C.
- T2 Termiske feil 300 °C<T<700 °C.
- T3 Termiske feil T>700 °C.

Tabell 7 er gjengitt fra IEC 60599 og viser hvordan avvikene klassifiseres ved hjelp av tre gassforhold. Her er det en overlapp mellom D1 og D2, noe som fører til at det da ikke alltid skiller mellom dem, og videre undersøkelser må ta hensyn til begge [11].

Tabell 7: IEC foreslåtte forholdstall for tolkning av gassanalyse [11]

Sannsynlig feiltype		$\frac{\text{Acetylen}}{\text{Eten}}$	$\frac{\text{Metan}}{\text{Hydrogen}}$	$\frac{\text{Eten}}{\text{Etan}}$
PD	Partielle utladninger	*	<0,1***	<0,2
D1	Utladninger med lav energi	>1	0,1-0,5	>1
D2	Utladninger med høy energi	0,6-2,5	0,1-1	>2
T1	Termiske feil T < 300°C	*	>1	<1
T2	Termiske feil, 300°C < T < 700°C	<0,1	>1	1-4
T3	Termiske feil, T > 700°C	<0,2**	>1	>4

Merknad

- * Ikke signifikant
- ** Økende mengde acetylen kan indikere at temperaturen på feilstedet er over 1000 °C
- *** Forholdstall <0,2 for strømtransformatorer, og <0,07 for gjennomføringer

4.2 Skadetyper med tilhørende designforskjeller

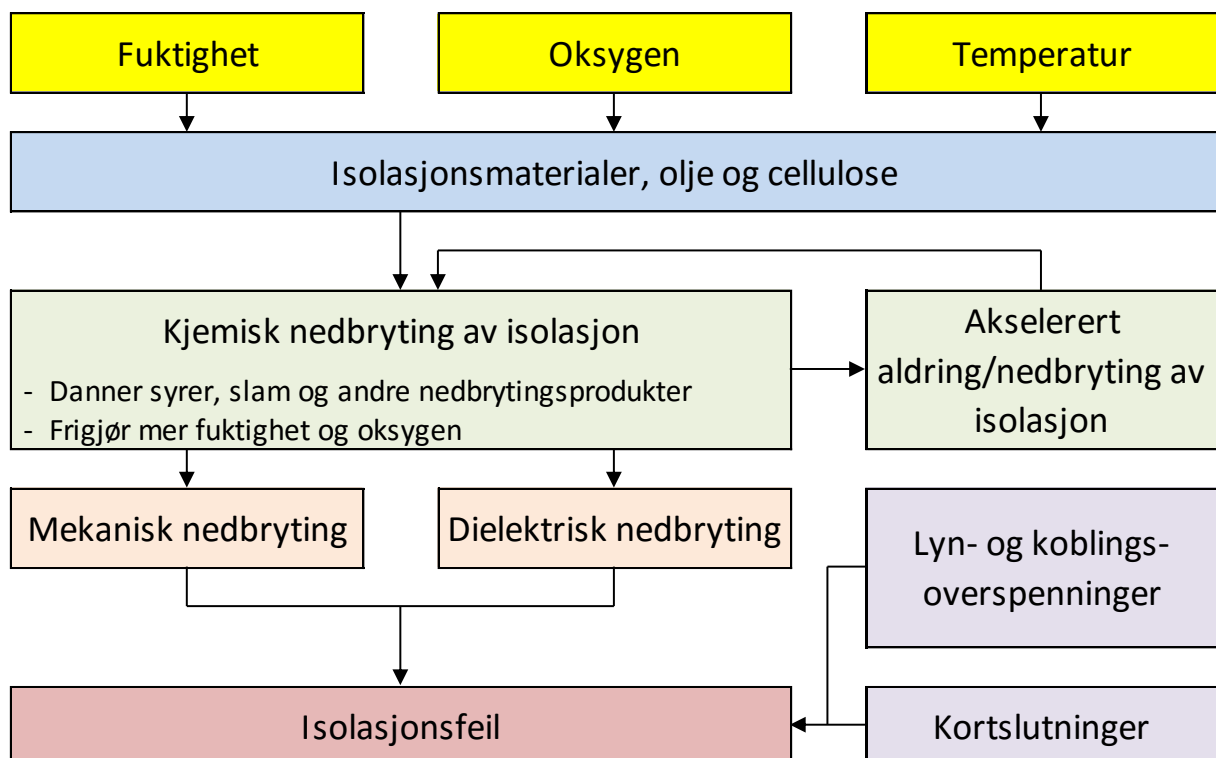
Det vil i dette kapitlet ses på aktuelle skadetyper som kan føre til at den tekniske tilstanden til komponenten reduseres. I en del tilfeller vil dette være avvikssituasjoner, det vil si uønskede endringer i deler av komponenten som over tid reduserer den tekniske tilstanden. Et avvik kan være et røket viklingsbånd eller partikkelforurensninger i oljen.

I tillegg til selve skadetyperne er det i dette kapitlet også kommentert enkelte design og deteksjonsmuligheter som er spesielt relevante for den aktuelle skadetypen.

4.2.1 Isolasjonsaldring generelt

For isolasjonsmaterialene vil det i stor grad handle om aldring eller påvirkning fra eksterne faktorer, disse kan også være påvirket av produksjonsskader eller designvalg.

Det vil som nevnt tidligere alltid være en form for degradering av tekniske systemer over tid, dette kalles aldring. Her fokuseres det på skadetyper eller avvik som akselererer aldringen, slik at degraderingen går fortere enn hva som er hensiktsmessig. Aldringen kan deles inn i tre prosesser, hydrolyse, pyrolyse og oksidasjon, og omtales i Kapittel 4.2.2 til 4.2.4. Figur 9 viser en grafisk fremstilling av isolasjonsaldringen.



Figur 9: Isolasjonsaldring [15]

4.2.2 Oksygeninntrenging - oksidasjon

Oksygeninntrenging fører til økt aldring av både olje og cellulose, og beskrives videre i hver sine delkapitler.

4.2.2.1 Oksygens påvirkning på oljen

Ved tilstedeværelse av oksygen i oljen vil oljen oksidere. Denne prosessen kan også akselereres av andre naturlige bestanddeler i transformatoren, blant annet kobber. Ved oksidering av oljen dannes alkoholer, aldehyder, ketoner, syrer og fuktighet, som igjen akselererer cellulosealdringen selv ved normale driftstemperaturer (≥ 75 °C-90 °C) [16]. Det kan også dannes slam ved oksygenpåvirkning [7].

4.2.2.1.1 Design påvirkning

Her er det klare forskjeller mellom de ulike designene. For transformatorer med fri ventilasjon starter aldringen ved temperaturer under 100 °C, mens det trengs temperaturer over 100 °C for transformatorer med lukkede systemer [16].

4.2.2.2 Oksygens påvirkning på cellulosen

Cellulosen aldres svært sakte under ideelle forhold, men akselereres veldig ved økt fuktighet og oksygentilgang. Det antas at cellulosealdringen øker med 2-3 ganger ved tilgang på oksygen sammenlignet med oksygenfrie forhold. Man tror ikke aldringen er proporsjonal med oksygeninnholdet, men at det er en terskelkonsentrasjon man bør holde seg under, men her har ekspertene ulike oppfatninger [17].

4.2.2.2.1 Design påvirkning

I Norge er termisk oppgradert papir av typen Insuldur mye benyttet, forskning indikerer at dette ikke har nevneverdig bedre motstandsdyktighet mot oksidasjon enn vanlig kraftpapir [17].

4.2.2.3 Deteksjonsmuligheter

Inntrenging av atmosfæreluft vil kunne avdekkes ved forhøyede verdier av oksygen og nitrogen i en gassanalyse. Det er vanlig å utføre en slik gassanalyse regelmessig, da gjerne årlig.

4.2.3 Fuktighetsinntrenging - hydrolyse

Ved at vanninnholdet i oljen og cellulose øker vil den elektriske holdfastheten reduseres [18]. Dette kan skje som følge av lekkasjer på tank eller pakninger, økt cellulosealdring eller som følge av ventilasjonssystemet, da særlig ved at tørkefilteret mettes.

Aldringen som skyldes fuktighet kalles hydrolyse og skjer ved at et molekyl tar opp et vannmolekyl før det så spaltes i to nye molekyler, denne prosessen reduserer papirets mekaniske styrke. Syrer som dannes under aldring av cellulose og olje akselererer denne prosessen [17].

4.2.3.1 Fuktighets påvirkning av oljen

I hvilken grad oljens holdfasthet påvirkes er sterkt avhengig av hvor fuktighetsmettet oljen er. Gjennomslagsspenningen påvirkes i liten grad opp til ca. 20 % metning, mens den gradvis avtar i området opp mot 80 % metning hvor den dielektriske styrken så å si er helt tapt [16].

Når oljen utsettes for vann eller oksygen dannes slam og sure blandinger. Slammet reduserer oljens viskositet, seighet, slik at dens evner til å flyte rundt og sørge for kjøling reduseres. Slamavleiringer vil så feste seg på viklingene slik at kjølingen ytterligere reduseres, temperaturen øker og generell aldring og slamdannelse øker [7].

4.2.3.1.1 Design påvirkning

Ventilasjonssystemets utforming vil her være avgjørende for farene for fuktinntrengning.

4.2.3.2 Fuktighets påvirkning av cellulosen

Når papirets rivestyrke reduseres, kan strekkreftene det utsettes for føre til mekaniske brister som vil redusere isolasjonsevnen og papirbiter kan falle av og bidra til å tette kjølekanaler. Papirets rivestyrke er avhengig av papirfibrenes styrke som igjen er avhengig av lengden på cellulosemolekylene. Denne styrken måles i en DP-verdi, «Degree of polymerisation», som for en ny transformator er ca. 1000. DP=200 benyttes gjerne som levetidsslutt, men dette varierer noe [17]. Reduseres papirstyrken tilstrekkelig kan det føre til mekaniske forskyvninger av viklingen.

Cellulosens aldringshastighet er proporsjonal med vanninnholdet. Når en ny transformator tørkes reduseres cellulosenes vanninnhold til ca. 0,5 %, stiger denne andelen til 2,5 % vil aldringshastigheten økes med ca. 5 ganger [17].

4.2.3.2.1 Design påvirkning

Det ser ut til at termisk oppgradert papir er mer motstandsdyktig mot hydrolyse enn vanlig kraftpapir [17].

4.2.3.3 Deteksjonsmuligheter

Vanninntrenging/økt vanninnhold kan avdekkes ved hjelp av en oljeanalyse, men det kan være krevende å få nøyaktige tall, da det aller meste av vannet er i cellulosen. Vanligvis inneholder cellulosen i overkant av 99 % av vannet. Vanninnholdet i oljen er svært temperaturavhengig og forskjeller i olje- og viklingstemperatur kan føre til at beregningene blir unøyaktige.

4.2.4 Temperaturpåvirkning

Transformatorens isolasjonssystem kan ta skade av varme på to ulike måter. Ved en generell økt temperatur øker den generelle aldringen, dette skjer uten at temperaturene trenger å være utenfor akseptabel driftstemperatur. For avvik og uønskede hendelser der det oppstår temperaturer over akseptabel driftstemperatur kan nedbrytningen gå mye fortere, denne prosessen kalles pyrolyse.

4.2.4.1 Ved driftstemperaturer

Aldringen av papir og olje er sterkt avhengig av temperaturen komponenten utsettes for. Økes driftstemperaturen med 6-8 °C fordobles aldringshastigheten [7]. Relativt små endringer i driftstemperaturen vil dermed påvirke transformatorens levetid betraktelig.

4.2.4.2 Ved høye temperaturer - pyrolyse

Ved høye temperaturer som for eksempel kan oppstå som følge av dårlige loddinger eller tette kjølekanaler kan papiret aldres selv uten tilgang på fuktighet eller oksygen, også kalt pyrolyse. Papiret aldres da svært raskt ved at det karboniseres slik at det kan oppstå gjennomslag i del- eller hovedisolasjonen med jord- eller kortslutninger som følge [17].

4.2.4.3 Deteksjonsmuligheter

Generelt økt temperatur vil enkelt kunne oppdages ved hjelp av vanlige temperaturmålinger, mens lokale «hot-spot» ikke vil gi utslag på slike målinger. De kan i midlertid detekteres ved hjelp av en gassanalyse.

4.2.5 Partikkelforurensning i oljen

Det kan oppstå partikler i oljen som følge av korrosive oljer da disse bryter ned metaller og dermed kan kobber- eller sølvpartikler løsne fra for eksempel kontaktflater.

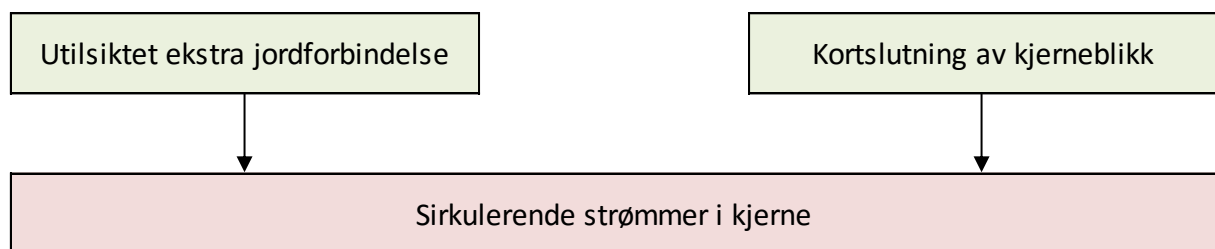
Det kan også trenge inn forurensninger som fiber, rust, støv, lakk og maling som følge av lekkasjer. Slike forurensninger vil redusere oljens isolasjonsevne og kan føre til delutladninger. Det kan også være igjen partikler fra produksjonen [17].

4.2.5.1 Deteksjonsmuligheter

Partikler og urenheter i oljen kan detekteres av en oljeanalyse.

4.2.6 Sirkulerende strømmer i kjernen

Sirkulerende strømmer i kjernen vil føre til overopphetning, som igjen kan føre til nedbrytning av kjerneisolasjon. Dette vil da føre til en akselererende prosess hvor det skapes mer varme, som igjen fører til ytterligere skader på isolasjonsbelegget. Figur 10 viser en enkel oversikt over avvikene som kan lede til sirkulerende strømmer i kjernen, de er videre omtalt i de neste underkapitlene.



Figur 10: Årsaker til sirkulerende strømmer i kjernen

4.2.6.1 *Utsiktet ekstra jordforbindelse*

Om det ved en feil skulle oppstå en ekstra forbindelse mellom kjernen og jord, i tillegg til den tilsiktede jordingen, kan det begynne å gå sirkulerende strømmer i kjernen. Dette kan føre til varmgang og nedbrytning av kjerneisolasjonen.

4.2.6.1.1 Deteksjonsmuligheter

Avvik som fører til høye temperaturer i kjernen kan oppdages ved utslag i gassanalysen.

4.2.6.2 *Kortslutning av kjerneblikk*

Kortslutning av kjerneblikk kan oppstå som følge av nedbrytning eller aldring og gjerne i sammenheng med mekaniske skader eller produksjonsfeil. Dette kan føre til varmgang og ytterligere nedbrytning av kjerneisolasjonen som videre kan lede til kjernebrann.

4.2.6.2.1 Deteksjonsmuligheter

Avvik som fører til høye temperaturer i kjernen kan oppdages ved utslag i gassanalysen.

4.2.6.2.2 Design påvirkning

Her er design fra 50-tallet med ikke-orientert blikk og gjennomgående bolter spesielt utsatt.

4.2.7 Delutladninger

Kortslutning av deler av en isolasjonsstrekning kalles delutladninger og oppstår når feltstyrken over et område blir høyere enn isolasjonsevnen. Det skjer enten ved at isolasjonsevnen i deler av isolasjonen reduseres eller ved at den elektriske feltstyrken øker i et begrenset område [17].

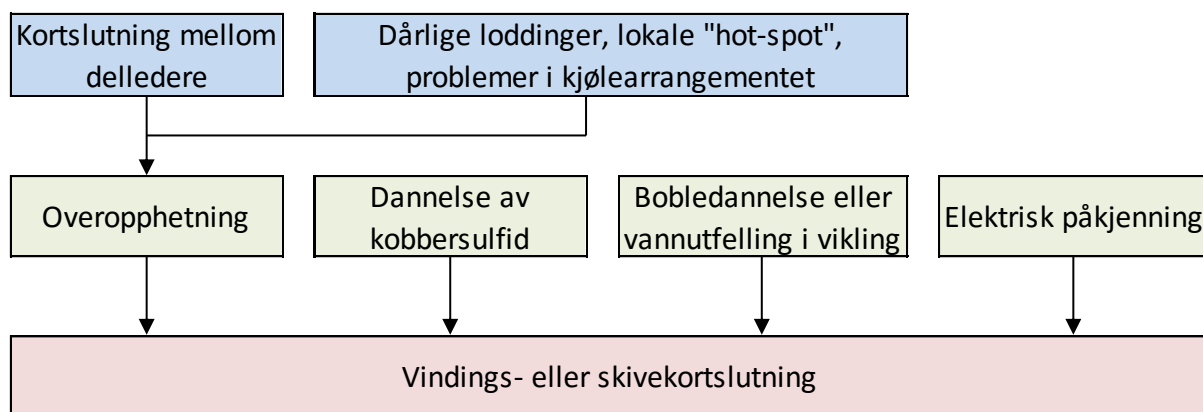
Blir delutladningene stående kan de over tid bryte ned isolasjonen å føre til kortslutning over hele isolasjonsstrekningen, og dermed lede til gjennomslag i del- eller hovedisolasjonen. Transformatorer bør i utgangspunktet være så godt som frie for delutladninger [17].

Delutladninger kan oppstå som følge av en rekke ulike årsaker. Blant annet som følge av delamineringer, hulrom, bobler, spisse eller skarpe kanter, frie metallpartikler, faste partikler, kobbersulfiddannelse, fuktighet, statisk oppladning som følge av høye oljestrøms hastigheter og manglende jordkontakt for feltutjevne skjerm på endeviklinger eller ved gjennomføringer. Mer utfyllende informasjon om hver enkelt finnes i kilden [17].

Størrelsen på utladningene er ikke noe godt mål for alvorlighetsgraden av utladningen. Flytende skjerm kan ha store utladninger og er ofte relativt ufarlige, mens mindre utladninger langs barrierer kan danne karboniserte spor å lede til overslag [17].

4.2.8 Gjennomslag i delisolasjon

Gjennomslag i delisolasjonene kan oppstå mellom delledere, vindinger eller i skiver, over tid vil varmgang føre til ytterligere nedbrytning av isolasjonen og jordslutninger kan oppstå. Vindings- og skivekortslutning kan raskt utvikle seg til en jordslutning [17]. Figur 11 viser en forenklet oversikt over hvordan gjennomslag i delisolasjon kan oppstå og videre utvikle seg til mer alvorlige situasjoner. Kapitlene 4.2.8.1 til 4.2.8.5 beskriver konkrete situasjoner og årsaker.



Figur 11: Gjennomslag i delisolasjon, årsaker og utvikling

4.2.8.1 Kortslutning mellom delledere i transponerte viklinger

I transponerte viklinger vil spenningen mellom dellederne være lav siden disse er koblet i parallell, typisk noen få volt. Slike kortslutninger trenger ikke å være fatale med en gang, men siden det vil gå strøm der kan de utvikle seg videre til vindings- eller skivekortslutning over tid som følge av varmgang [17].

4.2.8.2 Dannelse av kobbersulfid – korrosivt svovel

Oljer inneholder naturlig svovel i ulike sammensetninger, noen av disse kan være korrosive eller potensielt korrosive overfor metaller som sølv og kobber. Problemet med korrosivt svovel er at det reagerer med kobber og danner kobbersulfid som kan danne ledende- eller halvledendebelegg i den faste isolasjonen og skape transformatorhavari [15]. Det oppstår da gjennomslag i delisolasjonen mellom delledere, vindinger eller skiver, før det videre kan utvikle seg til en jordslutning [17].

Potensielt korrosive oljer er ikke skadelige før de eventuelt skifter karakter og blir korrosive. Det har vist seg at oljer har skiftet karakter i forbindelse med oljeregenerering, særlig utført med en del eldre regenereringsanlegg [15].

4.2.8.2.1 Design påvirkning

Det er i hovedsak transformatorer produsert i perioden 1999-2008 som har dette problemet. I denne perioden ble det produsert oljer med skadelige forbindelser, blant annet Nynäs oljene Nytro 10BN, Nytro 10GBN og Nytro 3000 og Shell oljene Diala D og Diala G. De fleste av disse var potensielt korrosive. Også andre oljer har vist seg å kunne være potensielt korrosive [15].

Det ser ut til at faren er størst for transformatorer som opereres med høy driftstemperatur og lavt oksygeninnhold. Sannsynligvis er årsaken til dette at oksygen og svovel er kjemisk like slik at reaksjonene som oppstår avhenger av oksygentilgangen. Transformatorer med gummisekk i konservator kan dermed være mer utsatte for dette fenomenet enn transformatorer som har friere ventilasjon [17].

4.2.8.2.2 Deteksjonsmuligheter

Det er mulig å ta en prøve av oljen for å kontrollere om den inneholder korrosivt svovel. Her er det viktig å være spesielt på vakt om transformatoren har benyttet en olje det er påvist er potensielt korrosiv. Det bør da foretas jevnlig oljeprøver i forbindelse med regenerering for å kontrollere om oljen inneholder korrosive svovelforbindelser [15].

4.2.8.3 Bobledannelse eller vannutfelling ved raske temperaturendringer

Ved raske og store temperaturendringer i en fuktig transformator kan to fenomener føre til bobledannelse eller vannutfelling.

- Når papiret varmes opp presses det ut vann, om oljen ikke klarer å absorbere vannet raskt nok kan det dannes vandrdåper. Er temperaturen, i forhold til trykket, høy nok koker vannet og bobler kan dannes mellom skivene i viklingen.
- Når temperaturen har vært høy i en periode vil vanninnholdet i oljen være høyt, ved en rask nedkjøling kan oljen bli overmettet og utfelling av fritt vann kan oppstå [17].

Dette kan igjen lede til utladninger eller kortslutninger i vindinger eller skiver og videre lede til jordslutning om gassvakten ikke kobler ut [17].

4.2.8.4 Vindings- eller skivekortslutning som følge av varmgang

Se pyrolyse, Kapittel 4.2.4.2.

4.2.8.5 Vindings eller skivekortslutning ved elektriske påkjenninger

Lynnedslag, eksterne feil og koblinger kan gi store transiente overspenninger som kan føre til vindingskortslutning. Det er enden på viklingen som er mest utsatt for slike transiente overspenninger da den kapasitive spenningsfordelingen vil føre til størst påkjenninger der [17].

4.2.8.5.1 Design påvirkning

Siden isolasjonspåkjenningen er mindre for lavere spenninger er dette sjeldent noe problem for spenninger under 170 kV, med mindre fuktinnholdet i oljen er høyt eller det allerede eksisterer ett isolasjonsavvik [17].

4.2.8.6 Deteksjon

Relevnet er normalt ikke følsomt for gjennomslag i delisolasjon siden det vanligvis vil gi små endringer i eksterne strømmer. Det kan derimot føre til utkobling av gassvakten siden det vil gå strømmer i oljen [17].

4.2.9 Redusert viklingspress

Viklingspresset kan reduseres ved at viklingsbånd ryker, eller som en konsekvens av en uheldig tørkeprosess. Om viklingspresset reduseres vil transformatoren ha dårligere forutsetninger for å takle større mekaniske påkjenninger som for eksempel kan oppstå ved en ekstern kortslutning.

4.2.10 Korrosjon

Korrosjon i ulike former, som rustangrep eller spaltekorrosjon, kan føre til nedbrytning av stålet i transformatorboksen, om dette får utvikle seg kan lekkasjer oppstå.

4.2.10.1 Deteksjonsmuligheter

For å avdekke svekkelser av tank eller pakninger foretas det visuelle inspeksjoner, når den tekniske tilstanden fører til lekkasjer kan også oljeanalysen avsløre oksygen- eller fuktighetsinntrenging.

4.2.11 Pakningslekkasje

Lekkasje på pakningene kan føre til vann- og oksygeninntrengning eller oljelekkasje, om komponenten ikke tas ut av drift vil dette over tid kunne føre til svikt.

4.2.12 Lekkasje fra kjølearrangement

Se Kapittel 4.2.10 og 4.2.11. Varmgang, forringelse av pakninger og løse bolter som følge av korrosjon kan være underliggende årsaker og fører til oljelekkasje eller inntrenging av vann og oksygen.

4.3 Design

Det er en rekke ulike designvalg som har betydning for komponentens levetid. Det er mange faktorer som kan tas inn, også på spesifikke komponenter. I dette kapitlet er de mest vanlige faktorene beskrevet. Under Kapittel 4.2 om skadetyper er allerede mange av de designene som har direkte innvirkning på enkelte skadetyper nevnt. Det er vanskelig å presist anslå betydningen av de ulike designene, men det er viktig å være klar over de og ha de i bakhodet når analyser skal gjennomføres og beslutninger tas.

I forbindelse med SINTEF prosjektet «Trafotiltak» er det foretatt en uhøytidelig spørreundersøkelse hvor syv kraft- og nettselskaper har svart på hvordan de mener ulike design innvirker på transformatorens levetid. Svarene er angitt relativt i forhold til en forhåndsdefinert «gjennomsnittlig» transformator. Disse vurderingene ligger til grunn for kommentarene under hver del i dette kapitlet.

Forhåndsdefinerte svaralternativer ble benyttet, og var som følger: Som gjennomsnittlig transformator, litt redusert (< 5 år), betydelig redusert (> 5 år), litt økt (< 5 år), betydelig økt (> 5 år), vet ikke og lite utbredt konstruksjonsløsning i dag. De to siste alternativene vektlegges noe mindre ved varierende svar da de ikke tar noe standpunkt til levetiden. Definisjonen av den gjennomsnittlige transformatoren er gjengitt i Vedlegg 10.1. I dette kapitlet er de enkelte designvalgene kommentert i forhold til hverandre.

Selskapene ble også bedt om å estimere forventet levetid for den gjennomsnittlig transformatoren, her svarte fem av sju selskaper 50 år, mens de to siste svarte 40 og 70 år.

4.3.1 Generelle designopplysninger

Det er her listet opp noen helt generelle design og merkedata som kan gjøre en komponent mer eller mindre eksponert for enkelte skadetyper. Alder er for eksempel en viktig parameter i seg selv, men inneholder også indirekte informasjon om produksjonsprosess og lignende.

- Alder
- Merkeytelse
- Spenningsnivå/omsetning
- Produsent
- Transformortype
 - o En- eller trefase.
 - o Kjerne- eller manteltransformator.
 - o Nett/generator "step-up" eller industri.

Årsaken til at det er skilt mellom nett-, generator- og industritransformatorer er at det i mange tilfeller kan være relativt store forskjeller på disse. Generatortransformatorene vil for eksempel ofte måtte takle et vesentlig større omsetningsforhold, mens industritransformatorene gjerne har andre påkjenninger og driftsmønstre enn vanlige nettransformatorer.

Her er det bare forskjellen på en- og trefase enheter som er vurdert, og det kommer ikke frem noen vesentlige forskjeller i levetiden for disse.

4.3.2 Delkomponenter

Det er her beskrevet en del av de mest aktuelle designforskjellene for hver enkelt delkomponent. Hver del starter med noen punkter som beskriver ulike design før de kommenteres under.

4.3.2.1 Vikling

- Viklingstyper, Lag-/syndervikling, skruevikling, skivevikling eller folievikling.
- Transponerte ledere.

Viklingstypen vil ha betydning for sjansene for og konsekvensene av enkelte avvik og svikter. For store krafttransformatorer er det vanlig at lagviklinger benyttes for regulerviklinger, skrueviklinger kan benyttes for lavspenningviklinger, mens skiveviklinger benyttes for de største ytelsene og høyeste spenningene. Folievikling er mye brukt i fordelingstransformatorer [17]. Det er ikke vurdert forskjellige levetider for ulike viklingstyper her.

4.3.2.2 Kjerne

- Tre- eller fembeint.
- Orientert blikk.
- Gjennomgående bolter i sammenføyninger.
- Design som øker lekkasjefluks (eldre design, før 1970).

Kjernen kan være tre- eller fembeint. Det vanligste er trebeinte, men det kan for eksempel benyttes fembeinte kjerner for å redusere byggehøyden om den er viktig. Dette virker ikke å ha noen innvirkning på levetiden.

Blikket kan være retningsorientert, dette har vært dominerende produksjonsmåte i Norge siden 50-tallet [19]. Noen av de spurte selskapene mener ikke-orientert blikk vil ha litt negativ effekt, mens noen mener dette ikke har noen innvirkning.

Gjennomgående bolter har vært brukt som sammenføyninger, det kan skape virvelstrømmer og lokal oppvarming. Her er oppfatningen at gjennomgående bolter fører til litt redusert levetid, særlig der hvor det er benyttet i design produsert etter 1960.

Noen eldre design førte til lekkasjefluks som igjen førte til oppvarming, det antas også at dette fører til litt redusert levetid.

4.3.2.3 Isolasjon

- Termisk oppgradert papir eller vanlig kraftpapir.
- Inhibert olje.
- Korrosiv olje med eller uten passivator (evt. potensielt korrosiv olje, enkelte oljer fra ca. 1990-2008).

I krafttransformatorer benyttes det vanligvis olje og papir/cellulose som isolasjon. Cellulosen kan være av typen kraftpapir eller termisk oppgradert papir. Det antas her at termisk oppgradert papir har betydelig lengre levetid enn kraftpapir. I Norge er termisk oppgradert papir mye benyttet.

Inhiberte oljer er det vanlige i Norge og var ikke med som et spørsmål i undersøkelsen. Det er derfor ikke anslått noen fordeler eller ulemper med inhiberte kontra ikke inhiberte oljer, men det er tatt med da det vil være en viktig parameter i en oljeprøve om oljen er inhibert, da inhibitoren er viktig for å motvirke oksidasjon av oljen. Blir inhibitorinnholdet for lavt reduseres restlevetiden betraktelig [7].

Problemet med korrosive oljer er beskrevet i Kapittel 4.2.8.2. Det antas betydelig redusert levetid om oljen ikke inneholder passivator, mens det med tilsatt passivator er større usikkerhet, det ser ut som levetiden kan antas noe redusert i forhold til oljer som ikke er korrosive.

4.3.2.4 Ventilasjonssystem

- Fri ventilasjon, med eller uten ekspansjonstank.
- Isolert eller trykksatt system, uten ekspansjonstank eller med ekspansjonstank og to-system olje-gass.
- Ekspansjon isolert fra luft, ved ett trykksatt isolert system eller med ekspansjonstank med membran eller luftfylt gummisekk [7].

For å kompensere for trykkendringene inne i transformertanken som oppstår ved temperatursvingninger er ventilasjonssystemet viktig. Her benyttes det flere ulike systemer som i ulik grad beskytter oljen mot fukt- og oksygeninntrengning. Flere systemer er nevnt over, men det skiller i hovedsak på systemer med eller uten fri ventilasjon.

Systemer med fri ventilasjon benytter filtre for å absorbere fukt, men slipper inn oksygen. I systemer uten fri ventilasjon benyttes gjerne en luftfylt gummisekk i ekspansjonstanken for å ta opp trykkendringene. Det antas betydelig lengre levetid for transformatorer uten fri ventilasjon.

4.3.2.5 Kondensatorgjennomføring

- Resin-bonded Paper, RBP (normalt brukt frem til midten av 1970, for U=45-400kV).
- Oil-impregnated Paper, OIL (normalt benyttet fra midten av 1970, for U=45-400kV).
- Resin-impregnated Paper, RIP (lite brukt for U=45-400kV) [20].

Det finnes mange ulike gjennomføringstyper, men for krafttransformatorer i Norge er det stort sett benyttet oljefylte kondensatorgjennomføringer for spenningsnivåer over 36 kV, det er derfor disse typene som er tatt med her [20].

Undersøkelsen gir ingen klare utslag på forskjeller for de ulike gjennomføringene, men flere selskap svarer her at de ikke vet. Generelt har gjennomføringer i Norge vist seg å være svært driftssikre [20].

4.3.2.6 Trinnkobler

- Ingen trinnkobler, manuell omkobler, lastkobler.
- Lastkobler, separat eller felles ekspansjonstank med hovedtank.
- Lastkobler med vakuumbryter.

Transformatorene kan ha manuell omkobler, lastkobler eller ingen trinning. Lastkobleren kan enten ha egen ekspansjonstank, dele med transformatoren eller ha vakuumbrytere. Brukes lastbryter med egen ekspansjonstank som referanse, antas det betydelig økt levetid for enheter uten trinnkobler og enheter med vakuumbrytere. For systemer med delt ekspansjonstank antas levetiden litt redusert. Tilbakemeldingene er veldig sprikende for enheter med manuell omkobler.

4.3.2.7 Kjøledesign

- ONAN, ONAF, OFAF, OFWF, ODAF, ODWF.
- Enkelt- eller dobbeltvegget olje til vannkjøler.

Kjølingen kan ha mange ulike utforminger, først er det sirkulasjonsmetoden inne i transformatoren som er vurdert. Oljen kan flyte naturlig (ON), forseres (OF), eller forseres og styres fra kjøler og mot hovedvikling (OD). Hvilken kjølemetode som er benyttet virker ikke å være veldig avgjørende, men enkelte mener OD systemer øker levetiden litt i forhold til de andre.

Det er også vurdert forskjeller mellom luftkjølere og enkelt- eller dobbeltvegget vannkjølere, her virker også forskjellene små, men enkelte mener enkeltvegget vannkjøler har noe redusert levetid i forhold til de andre.

4.3.3 Ved kabel mellom transformator og effektbryter

I anlegg hvor det er kabelforbindelser mellom effektbryter og transformator, slik det gjerne er i en kraftstasjon, kan det oppstå overspenninger som kan lede til havari som følge av resonansfenomener mellom kabel og transformator [17].

4.3.4 Overisolering

Overisolering av skjøter vil kunne føre til redusert oljestrøm og dermed redusert kjøling. Dette kan føre til overoppheting, og kan videre karbonisere cellulosen og lede til en vindingskortslutning [17]. Se Kapittel 4.2.4.2.

4.4 Påkjenninger

Påkjenningene er sterkt avhengig til skadetyperne og de er derfor i all hovedsak nevnt i forbindelse med aktuelle skadetyper. Det er likevel tatt med litt om fremtredende påkjenninger her for å tydeliggjøre disse.

4.4.1 Driftsmønster

Disse påkjenningen vil påføres transformatoren på grunn av måten den driftes på. Dette vil dermed være påkjenninger det til en viss grad går an å kontrollere og unngå.

4.4.1.1 Overbelastning eller redusert kjøling

Driftes transformatoren med overlast eller med redusert kjøling vil temperaturen stige og aldringen akselerere.

4.4.1.2 Rask lastøkning eller kaldstart

Transformatorens kjøling er avhengig av tilstrekkelig oljestrøm for å lede bort varmen fra viklinger og kjerne. Kald transformatorolje er mer tyktflytende enn varm olje noe som reduserer oljesirkulasjonen. Ved raske lastøkninger vil viklingstemperaturen kunne stige så fort at oljen i en periode ikke klarer å kjøle viklingen godt nok noe som kan føre til overoppheting. Verst er det om en kald spenningsløs transformator kobles inn med høy last, da kan den utsettes for store termiske påkjenninger [17].

4.4.1.3 Raske temperaturendringer

Ved raske og store temperaturendringer i en fuktig transformator kan to fenomener føre til bobledannelse eller utfelling av vann i viklingen. Se Kapittel 4.2.8.3.

4.4.2 Innkobling i motfase eller innkobling mot jordingsapparat

Om transformatoren kobles inn i motfase eller mens jordingsapparat er tilkoblet vil påkjenningene som komponenten utsettes for bli svært store, dette kan føre til havari om den tekniske tilstanden er relativt dårlig. I de fleste tilfeller vil det ikke føre til et direkte havari, men det antas da at gjenværende levetid reduseres noe, anslagsvis noen år. Samtlige sju kraft- og nettselskap som deltok i undersøkelsen nevnt i Kapittel 4.3 støttet denne oppfatningen. Selv om oppfatningen er at slike hendelser har betydning for levetiden virker det ikke som om bransjen har noen kultur for å registrere slike hendelser. Kapittel 4.4.3 utdyper litt mer om kreftene som oppstår.

4.4.3 Eksterne kortslutninger

Ved store kortslutningskrefter kan påkjenningene viklingene utsettes for føre til alvorlige viklingskader. Påkjenningene avhenger av hvor kortslutningen oppstår og hvilken kortslutningsytelse nettet eller kilden har. Det mest kritiske er når impedansen er minimal slik at kortslutningsstrømmen blir maksimal. Dette skjer ved klemmekortslutninger, ved innkobling mot jordingsapparat eller ved innkobling i motfase [17]. Andre kortslutninger for eksempel på en kraftlinje kan også føre til skader selv om strømmen her ikke blir maksimal.

Kreftene viklingene utsettes for er både aksielle og radielle. Radielle krefter vil forsøke å endre viklingens omkrets ved å utvide eller trykke den sammen. Hvis kreftene virker utover kan det føre til kontaktavrivning eller skader på delledere. Når kreftene virker innover kan buckling oppstå [17]. Ved aksielle krefter trykkes viklingen sammen. Vindinger i lagviklinger kan da presses forbi hverandre, viklingsstøtter kan kollapse eller du kan få mindre lederforskyvninger som tilting av ledere. De to første situasjonene fører gjerne til en direkte jord eller vindingskortslutning med alvorlige følger [17].

4.4.3.1 Deteksjonsmuligheter

Mekaniske viklingskader som ikke fører til direkte utkobling vil i hovedsak ikke oppdages ved rutinemessige målinger, skader eller svakheter vil dermed kunne bli stående uoppdaget frem til en ny påkjenning fører til svikt. Ved mistanke om svekkelser for eksempel etter store kortslutningspåkjenninger eller som kontroll etter transport, kan det foretas en frekvensresponsanalyse eller en måling av lekkasjereaktans for å undersøke komponentens tilstand. Redusert papirstyrke kan til en viss grad anslås ved hjelp av olje- og gassanalyser.

4.4.4 Lyn- og koblingsoverspenninger

Lyn- og koblingsoverspenninger kan føre til vindingskortslutning. Se Kapittel 4.2.8.5 under skadetyper for mer informasjon. Transformatorer uten overspenningsvern antas å ha kortere leve tid enn transformatorer beskyttet av overspenningsvern, dette kommer klart frem av undersøkelsen beskrevet i Kapittel 4.3.

4.5 Tiltak

Det er i dette kapitlet beskrevet en del ulike tiltak som kan iverksettes for å bedre den tekniske tilstanden eller redusere videre svekkelse. Det er i hovedsak tiltak rettet mot oljen som er kommentert, da dette er standardtiltak som kan utføres ved behov. Det vil også være aktuelt å gjøre konkrete korrigeringer, reparasjoner og utskiftninger av enkelte delkomponenter ved behov og særlig etter svikt, slike tiltak er ikke kommentert.

4.5.1 Skjerpet overvåking

Ved mistanke om avvik kan første tiltak være å øke inspeksjonshyppigheten og eventuelt utføre prøver eller målinger som ikke inngår i den rutinemessige tilstandskontrollen [7]. Det kan også monteres utstyr for kontinuerlig overvåking av gassinholdet. Her finnes det mange ulike løsninger hvor enkelte skiller mellom ulike gasser mens andre bare ser på enkeltgasser eller det totale innholdet av brennbare gasser. Kontinuerlig gassovervåking kan være et bra alternativ for å redusere faren for en alvorlig svikt i enkelte tilfeller.

4.5.2 Tilsetning av inhibitor

De aller fleste norske transformatorene benytter inhiberte oljer. Inhibitoren forbrukes naturlig og det er anbefalt å tilsette ny inhibitor når nivået nærmer seg eller passerer en varselgrense, denne er gjerne på 30 % av opprinnelig tilsatt inhibitor, som normalt er 0,3 %. Lar man inhibitorinnholdet bli for lav vil oljen oksidere og bli sur. Dette vil øke cellulosealdringen og slam kan dannes [17].

Hvis øvrige parametere som nøytralisasjonsverdi, grenseflatespenning og slaminnhold ser bra ut, kan inhibitoren tilsettes ved å tilføre olje iblandet inhibitor via avgasserutstyr der oljen sirkuleres inn og ut av transformatoren slik at den kan tilsettes i jevn dosering [17]. Vanligvis bør inhibitoren tilsettes i forbindelse med en regenerering, da vil oljen kunne bli tilnærmet som ny om tiltaket utføres tidlig nok. Nøytralisasjonsverdien bør da være lavere enn 0,1 mg KOH/g olje og inhibitorinnholdet i området 0,1-0,05 %. Utføres regenerering og reinhibitering etter at inhibitoren er brukt opp og oljen aldret reduseres oljens restlevetid vesentlig, gjerne til 30-50 % av ny olje. Det er derfor svært viktig å unngå at inhibitorinnholdet blir for lavt [7].

4.5.3 Tilsetning av passivator i korrosive oljer

På samme måte som for inhibitoren kan det tilsettes en passivator i oljen for å motvirke kobberkorrosjon i transformatorer som har korrosive oljer. Passivatoren reagerer med kobberet og danner et overflatebelegg som hindrer de korrosive svovelforbindelsene i oljen i å reagere med kobberet. Det antas at passivatorens effekt reduseres eller opphører om det allerede har dannet seg et kobbersulfidbelegg på kobberoverflatene. Det er også noe usikkert hvordan langtidsvirkningene av passivatoren er og om den brytes ned slik at det er behov for å repassivere [17].

4.5.4 Rekondisjonering av oljen

Rekondisjonering kan utføres for å redusere vanninnholdet i olje og cellulose og for å avgasse oljen når verdiene for vanninnhold eller gjennomslagsspenning nærmer seg en kritisk grense, og oljen for øvrig er i bra forfatning [7]. En slik prosess kan ta lang tid, avhengig av anvendt tørkemetode, fuktinnhold, transformatorstørrelse og fysiske materialegenskaper. Det er i hovedsak temperatur og trykk som kan kontrolleres for å styre tørkeprosessen [8].

Tørking av transformatoren kan påvirke viklingspresset og dermed kortslutningsstyrken, se Kapittel 4.5.7.

4.5.5 Regenerering av oljen

Når rutineprøver viser tegn på at olje og cellulose aldres kan det være aktuelt å foreta en regenerering av oljen. Viktige indikatorer som kan anslå når det er på tide med en regenerering er nøytralisasjonsverdi, farge, tapsfaktor, grenseflatespenning eller innhold av oppløste gasser som CO og CO₂ [7].

Regenereringen er en kjemisk og fysisk prosess som fjerner løselige og uløselige polare forbindelser ved hjelp av oljefilter og blekejord eller lignende. Regenereringen vil avgasse og avfukte, og fjerne aldringsprodukter, partikler, slam og syrer i både oljen og viklingene [15].

Oksidasjonsindeksen, se Formel 2, kan være et nyttig hjelpemiddel når det skal vurderes om regenerering bør utføres eller ikke. Denne vil gradvis reduseres og for verdier mellom 300 og 30 vil regenerering være ett bra alternativ, mens for verdier under 30 bør oljen skiftes [7].

$$\text{Oksidasjonsindeks} = \frac{\text{Grenseflatespenning}}{\text{Nøytralisasjonsverdi}}$$

Formel 2: Oksidasjonsindeks

Alternativt kan nøytralisasjonsverdien i seg selv benyttes som indikator sammen med oljens utseende. Tabell 8 viser foreslåtte handlinger ut fra angitt nøytralisasjonsverdi, verdiene er hentet fra «Håndbok i Vedlikehold av Krafttransformatorer – Tank og olje» [7].

Tabell 8: Nøytralisasjonsverdi som indikator for tiltaksvurdering [7]

Nøytralisasjonsverdi	Forholdsregel
< 0,07	Ingen forholdsregler
0,07 - 0,1	Skjerpet overvåkning
≥ 0,1	Regenerering
> 0,2	Omgående regenerering
> 0,4	Sterkt nedbrutt isolasjon. Tiltak vurderes spesielt

Kostnaden av å regenerere vil avhenge av oljemengde, oljetilstand og transformatorens plassering, men generelt kan det antas en pris i området 12 000 – 18 000 kroner per tonn olje (2014 tall) [15].

4.5.5.1 Design påvirkning

Ikke inhiberte oljer kan få kortere levetid etter en regenerering om inhibitor ikke tilsettes. Under regenerering kan det naturlige inhibitorinnholdet reduseres og det vil dermed bli nødvendig å tilsette en inhibitor [8].

Normalt vil også regenereringsprosessen fjerne tilsatt inhibitor og eventuelle passivatorer tilsatt for å fjerne eller redusere faren ved potensielt korrosive oljer. Det er dermed viktig å overvåke innholdet av disse og tilsette mer ved behov [8].

4.5.6 Oljeutskifting

Det er mulig å skifte oljen om tilstanden tilsier at dette er nødvendig, men dette er en omstendelig prosess hvor man må sørge for å rengjøre og få ut fukt og aldringsprodukter fra viklingene [7].

4.5.7 Etterstramming av vikling

Viklingspresset kan endres som følge av endringer i fuktinnhold eller temperatur. Cellulosen i viklingen sveller når den er fuktig, om den tørkes kan presset reduseres. Tilsvarende vil materialene utvides i henhold til sin ekspansjonskoeffisient når de utsettes for høyere temperaturer, når temperaturen igjen faller kan presset reduseres.

Om viklingspresset reduseres vil transformatoren ha dårligere forutsetninger for å takle større mekaniske påkjenninger som for eksempel kan oppstå ved en kortslutning. Laborrietester viser her at viklinger som ble tørket under et konstant trykk, i form av en konstant belastning, beholder sin elastisitet, det vil si evnen til å endre seg i takt med temperaturendringer, bedre enn viklinger som tørkes uten trykk [18].

Ved en rehabilitering kan viklingene etterstrammes om viklingspresset er redusert. Dette vil øke kortslutningsstyrken slik at faren for svikt reduseres.

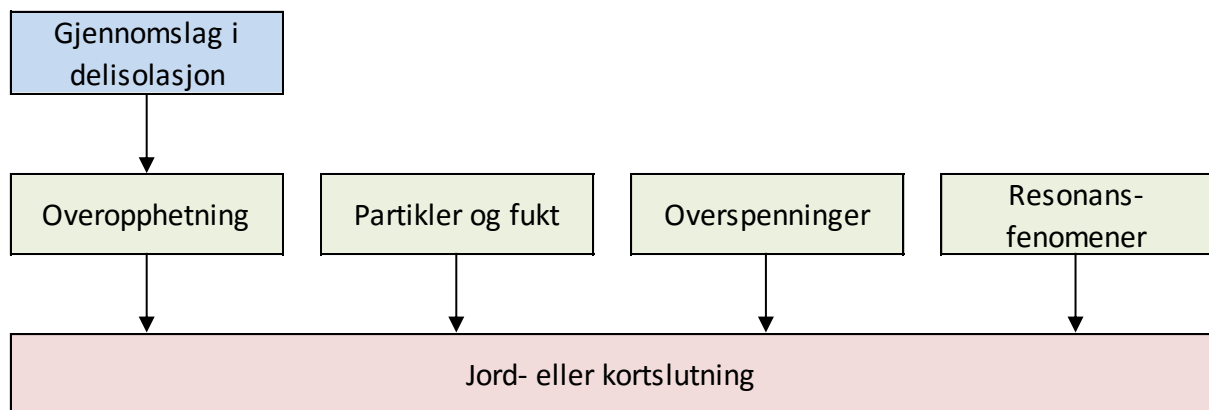
4.6 Sviktårsaker

Aktuelle sviktårsaker er kartlagt i dette kapitlet. Hva som defineres som sviktårsaker vil være avhengig av hvordan begrepene avvik og svikt defineres. Det er i denne rapporten definert slik at avvik dekker alle uønskede endringer som har betydning for transformatorens tilstand. Svikt oppstår i det transformatorens tekniske tilstand er så dårlig at den ikke lenger klarer å utføre sin funksjon. Om avvik oppdages av vern eller under kontroller kan transformatoren kobles ut som følge av et avvik før svikt har oppstått. Et avvik er normalt bakenforliggende årsak til en svikt.

4.6.1 Gjennomslag i hovedisolasjon, jord- eller kortslutning

Jordslutninger kan utvikle seg fra gjennomslag i delisolasjon som nevnt i Kapittel 4.2.8 eller skje direkte som beskrevet i de neste underkapitlene. Mulige årsaker vises i Figur 12.

Konsekvensene av jordslutninger er dramatiske. Viklingen vil som regel havarere selv ved hurtig utkobling av vern. Det er også fare for tankbrudd som følge av trykkstigningene om lysbuene blir lange. Faren for tankbrudd er størst om jordslutningen oppstår ved gjennomføring eller tankvegg [17].



Figur 12: Gjennomslag i hovedisolasjon, årsaker og utvikling

4.6.1.1 Overspenninger

Store transiente overspenninger som lynoverspenninger begrenses av avledere, men det kan likevel oppstå jordslutninger. I inhomogene felt som fra bunnen av gjennomføringene og til viklingstoppen og ved inntakslederne, vil det samle seg forurensninger som fuktige fibre. Dette vil redusere impulsholdfastheten, og kan føre til en jordslutning [17].

4.6.1.1.1 Design påvirkning

For enkelte transformator design har impulsholdfastheten for inntakslederne vært for lav, her har det blitt foretatt oppisolering [17]. Anlegg uten avleder vil være ekstra utsatt.

4.6.1.2 Varmgang

Se pyrolyse, Kapittel 4.2.4.2.

4.6.1.3 Partikler og fukt

Ved vannansamling på støtter for ledere som følge av lekkasjer, kondensert vann fra vannkjøler eller utfelling av vann fra oljen, kan det oppstå krypoverslag som følge av delutladninger og gradvis nedbrytning [17].

4.6.1.4 Resonansfenomener

I anlegg hvor det er kabelforbindelser mellom effektbryter og transformator, slik det gjerne er i en kraftstasjon, kan det oppstå overspenninger som kan lede til havari som følge av resonansfenomener mellom kabel og transformator [17].

4.6.1.4.1 Design påvirkning

Denne skadetypen er da bare aktuell for transformatorer tilkoblet kabler.

4.6.2 Mekanisk deformasjon av vikling

Ved kraftige påkjenninger kan viklingen deformes mekanisk med kontaktavriving, deformasjoner og lignende som konsekvenser. Dette kan også føre til gassing, jord- eller kortslutning [17].

4.6.3 Kjernebrann

Overoppheting av kjernen kan føre til kortslutning av kjerneblikk, hvis dette utvikler seg videre kan det lede til kjernebrann som er fatalt [19].

4.6.4 Havari av delkomponent

Kritiske delkomponenter som gjennomføringer, trinnkobler, kjøleutstyr eller lignende kan svikte.

4.7 Konsekvenser av svikt

Konsekvenser kan i hovedsak deles inn i to grupper. Konsekvensene for selve komponenten, og følgekonskvensene. Komponentkonsekvensene vil i stor grad være avhengig av om konsekvensreducerende tiltak griper inn før selve svikten oppstår og eventuelt før den utvikler seg. Følgekonskvensene dekker alle andre konsekvenser som utilgjengelighetskostnader, miljø- eller personsaker, omdømme og redusert leveringspålitelighet.

Det er i denne rapporten ikke utført noen omfattende kartlegging av konsekvensen. I modellene er det fokusert på komponentkonsekvenser da følgekonskvensene vil være helt avhengig av den enkelte transformatoren, hvor den står og hva den benyttes til. For komponentkonsekvenser er det i modellene skilt mellom moderate delkomponentsaker, havari av delkomponent, transformator havari og transformatorhavari med tankbrudd.

I analysene i Kapittel 6 er det vist hvordan utilgjengelighetskostnader kan beregnes og tas inn i analysen. I case en er det beregnet KILE-kostnader ved utfall av en nettransformator. I case to beregnes kostnadene av vanntap ved utfall av en generatortransformator i et vannkraftverk med begrensede reguleringsmuligheter.

4.8 Konsekvensreducerende tiltak

For å redusere konsekvensene om en svikt skjer kan det være foretatt konsekvensreducerende tiltak. Disse vil ikke hindre at en svikt skjer, men de kan redusere konsekvensene når den skjer. I modellene i denne rapporten er ikke det helt sant, da det er valgt å definere sviktene som svært alvorlige avvik, mens vernfunksjonene defineres som konsekvensreducerende tiltak. Her vil nok vernene kunne løse ut på avvik også før svikt har oppstått.

4.8.1 Utkobling ved hjelp av vern på grunn av gassdannelse

Ved interne avvik i transformatoren dannes det ofte gass, typiske avvik er virvelstrømmer, partielle utladninger og lokal overopphetning. Gassvakten er derfor et viktig vern for transformatoren. Her vil det videre fokuseres på Buchholz-relé, som er en type gassvakt som er mye brukt [21].

Et Buchholz-relé er en mekanisk innretning som monteres i rørforbindelsen mellom transformortanken og ekspansjonstanken. Det har to hovedfunksjoner som reagerer på henholdsvis langsom og hurtig gassutvikling [21].

Ved langsom gassutvikling stiger gassen opp i transformatoren og videre opp til releet, når gassnivået overstiger en grenseverdi utløses en alarm. Ved hurtig gassutvikling skapes en kraftig oljestrøm mot ekspansjonskaret. Det indikerer en mer alvorlig feil og momentan utkobling foretas [21].

4.8.2 Utkobling ved hjelp av elektriske vern

For å beskytte transformatoren og nettet for øvrig er det vanlig å benytte elektriske vern. Avhengig av vern kan de beskytte transformatoren mot både interne og eksterne feil.

4.8.2.1 Overstrømsrelé

Det er vanlig at transformatorer er utstyrt med et overstrømsrelé, dette måler strømmen transformatoren blir utsatt for og kobler transformatoren fra nettet om strømmen blir større enn tillatt grenseverdi som følge av overbelastning eller ekstern kortslutning [21].

4.8.2.2 Differensialrelé

For å oppdage interne elektriske feil er differensialreleet godt egnet. Dette måler strømmene inn og ut av transformatoren og korrigerer disse for omsetningsforholdet. Ved avvik kobles vernet ut. Etter en utkobling bør gassvakten sjekkes for gasser og oljeprøve tas [21].

Det er viktig at transformatoren raskt kobles fra ved alvorlige indre feil, kort reaksjonstid gjør at differensialreleet egner seg godt til dette. Differensialreleet anses av mange som transformatorens viktigste elektriske vern [21].

4.8.2.3 Distanserelé

Distansereleet eller impedansrelé som de også kalles, måler impedansen i nettet. Ved feil endres impedansen og vernet kobler ut. Dette vernet er i hovedsak et linjevern, men det benyttes også som reservevern for transformatorer [21].

4.8.3 Utkobling på grunn av høy temperatur

For større transformatorer er det vanlig å ha temperaturmålinger. Det varierer derimot noe hvilke temperaturer som måles, hvordan de måles og hvordan de brukes. Temperaturmålinger kan benyttes for å ta en avlesning på aktuell temperatur, men de kan også benyttes til å gi signaler til alarmer, oppstart av kjøleanlegg eller utkoblingsfunksjoner [21].

Det er nå vanlig med temperaturmåling av topp- og bunnolje, og det kan også være målinger av viklings- og kjølevannstemperatur [17].

4.8.4 Utkobling på grunn av lavt oljenivå

Ved lekkasjer kan oljenivået bli for lavt, Buchholz-releet har en funksjon som vil kunne oppdage dette og koble ut transformatoren [21].

4.8.5 Trykkbaserte vern

Ved alvorlige interne feil i transformatoren kan det oppstå en ekstremt hurtig trykkstigning, som i verste fall fører til at transformatortanken revner eller eksploderer. Dette kan skje ved kortslutninger der lysbuen hurtig fordamper olje og skaper gasstrykk [21].

4.8.5.1 Trykkavlastningsventil/trykkavlastere

For å forsøke å unngå fatale skader har trykkavlastningsventiler vært benyttet på enkelte transformatorer, og i henhold til IEEE C57.12.00 og C57.12.10 skal alle transformatorer over 2 500 kVA eller med et isolasjonsnivå på 200 kV eller høyere ha en trykkavlastningsenhet. Trykkavlastere er best egnet til å beskytte transformatoren mot lavenergilysbuer [22].

Bruken er derimot omstridt da det diskuteres om de har noen virkning. Årsaken er at trykket må avlastes i løpet av millisekunder om det skal ha noe effekt, noe som sannsynligvis vil være vanskelig om svikten ikke ligger veldig nært avlastningsventilen [21].

4.8.5.2 Trykkvakt

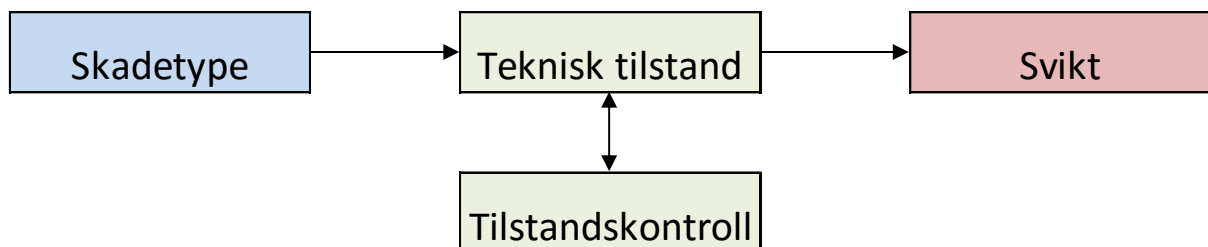
Et raskere alternativ er en trykkvakt, denne er laget for å detektere plutselige trykkstigninger for så å koble ut transformatoren. Her finnes det både mekaniske og elektroniske løsninger [21]. Denne enheten reagerer altså raskere, men her er det ingen avlastningsventil, denne vil sende et signal om å koble ut effektbryteren.

5 Sviktmodell for krafttransformatorer

Det har i denne oppgaven vært et sterkt ønske om å se på mulighetene for å tilpasse tankemåten med sviktmodeller til dagens vedlikeholdspraksis, slik at den i størst mulig grad kan tas i bruk uten omfattende endringer i eksisterende rutiner. Det er ønskelig å se på forbedringspotensialer og avdekke eventuelle mangler i dagens praksis. Det er derfor forsøkt å forenkle modellen ved å se nærmere på de enkelte delene og videre å lokalisere de mest sentrale aspektene.

Som navnet sviktmodell tilsier er de aktuelle sviktene veldig sentrale, men da først og fremst som en hendelse man ønsker å unngå, eller ønsker å kartlegge konsekvensene av. De kartlagte sviktene i Kapittel 4 vil derfor være utgangspunktet for hvilke tekniske tilstander det er mest aktuelt å følge med på.

Utfordringen ligger i stor grad i å anslå de aktuelle tekniske tilstandene, og å fastslå hvordan de skal defineres og tolkes. Den tekniske tilstanden vil som nevnt tidligere være direkte knyttet til en eller flere skadetyper. Hvordan man kan definere en teknisk tilstand er avhengig av hvilken informasjon som er tilgjengelig, og det vil være bestemt av hvilke tilstandskontroller som utføres. Figur 13 viser sammenhengen mellom disse elementene, og det er rundt disse sviktmodellene bygges opp.



Figur 13: Sentrallinjen i sviktmodellen

5.1 Forutsetninger

Ideelt sett kunne hver enkelt skadetype vært skilt ut og vurdert separat i en egen sviktmodell, dette er ikke gjort her da det i praksis vil bli vanskelig å få til, samtidig som usikkerheten ville blitt stor.

Årsaken til dette er at det er flere skadetyper som leder frem til samme aldring eller nedbrytning, og videre til samme svikt, se Figur 9. En kombinasjon av skadetyper vil i tillegg kunne føre til en annen utvikling enn om hver av skadetyperne blir vurdert hver for seg. Hovedproblemet er derimot hvordan teknisk tilstand skal fastsettes. Så lenge det ikke er gode muligheter for å skille ut teknisk tilstand tilhørende hver enkelt skadetype vil ikke en modell for hver skadetype være like nyttig.

Sviktmodellene som lages videre i dette kapitlet vil derfor gruppere skadetyper i noen få modeller på bakgrunn av hvordan de innvirker på en målbar eller delvis målbar teknisk tilstand. Den tekniske tilstanden vil som regel måtte anslås basert på indirekte målinger. Sviktmodellene er bygd opp rundt de aktuelle tekniske tilstandene, gitt av noen indikasjoner eller parametere.

5.2 Etablering av sviktmodeller

Transformatorens tekniske tilstand er sammensatt av en rekk ulike faktorer, men når alt kommer til alt handler veldig mye om tilstanden til isolasjonssystemet. Med isolasjonssystemet menes det her olje og cellulose. Dette blir derimot påvirket av en rekke ulike skadetyper eller avvik. To av modellene dekker derfor isolasjonssystemet, mens den siste gjelder sirkulerende strømmer i kjernen. Korrosjon på transformortanken kunne vært en modell, men den er ikke laget her.

Grovt sett kan svekkelsene av isolasjonssystemet deles i to undergrupper, aldring og forurensninger og nedbrytning. Aldring og forurensning dekker naturlig og økt aldring som følge av eksponering av fuktighet, oksygen og økt temperatur. Nedbrytning er en følge av andre avvik eller påkjenninger som delutladninger eller varmgang i dårlige loddinger. Nedbrytning skjer gjerne på et begrenset område og vil vanligvis utvikle seg raskere enn generell aldring. Ordet nedbrytning benyttes også i enkelte sammenhenger om aldringen, da særlig i forbindelse med kjemisk nedbrytning.

5.2.1 Isolasjonsaldring og -forurensning

Aldring og forurensning vil over tid redusere oljens egenskaper som isolasjons- og kjølemedium og svekke cellulosens mekaniske styrke. Aldringsprosessen er sammensatt av flere faktorer som innvirker på hverandre, disse er bedre omtalt i Kapittel 4.2 hvor Figur 9 viser en enkel oversikt.

Fuktighet, oksygen og temperatur er hovedfaktorene i isolasjonsaldring. Når isolasjonen eksponeres for disse elementene vil det føre til en gradvis kjemisk nedbrytning av både olje og cellulose. Dette frigjør mer fuktighet og oksygen i tillegg til at det dannes nedbrytningsprodukter som syrer og slam. Både økt tilgang på fuktighet og oksygen og nedbrytningsproduktene vil akselerere den videre aldringen.

Isolasjonen vil som følge av aldring og forurensninger reduseres både mekanisk og dielektrisk. Når tilstanden er tilstrekkelig redusert vil en svikt oppstå, ofte i forbindelse med en ekstern påkjenning som en overspenning eller kortslutning.

5.2.1.1 Skadetyper og sviktårsaker

Det er som nevnt tidligere fuktighet, oksygentilgang og temperatur som i hovedsak påvirker isolasjonsaldringen. I tillegg er partikkelforurensning tatt med blant skadetyperne da partikler kan påvirke aldringen og redusere gjennomslagsspenningen til oljen. For temperatur er det her avvik eller driftsmønster som øker den generelle temperaturen, og dermed den generelle aldringen, som er tatt med. Det er dermed ikke tatt med avvik som fører til lokalt høye temperaturer, disse situasjonene kommer under nedbrytning av isolasjon.

Sviktårsakene er her definert som jord- eller kortslutning og mekanisk deformasjon. Figur 14 viser en oversikt over de tre sentrale delene skadetyper, teknisk tilstand og svikt. Klassifisering av teknisk tilstand omtales i neste delkapittel.



Figur 14: Sentrallinje, isolasjonsaldring og –forurensning

5.2.1.2 Klassifisering av teknisk tilstand

Papirets mekaniske styrke angis normalt som en DP-verdi, men denne verdien er bare målbar om det tas en papirprøve av transformatoren, noe som ikke er normalt i forbindelse med et vanlig ettersyn. Selv om det tas en papirprøve vil denne prøven sannsynligvis ikke være fra en av de mest utsatte stedene da disse er lite tilgjengelig.

Et alternativ til å ta en papirprøve er å foreta en furananalyse. Her analyseres oljen ved å se på furaninnholdet, dette brukes så til å anslå en DP-verdi. Dette er heller ikke en del av tilstandskontrollene det er vanlig å gjennomføre regelmessig, og det er i tillegg uenigheter om hvor gode resultatene blir. Det er også klare forskjeller i resultatene for kraftpapir og termisk oppgradert papir [12].

Det er valgt å fokusere på prøvene som er en del av de vanlige tilstandskontrollene som utføres regelmessig. Her er det olje- og gassanalysen som kan si noe om isolasjonssystemet. Grovt sett kan det sies at oljeanalysen forteller noe om tilstanden som følge av aldring og forurensning, mens gassanalysen kan avsløre mer spesifikke avvik som kan lede til lokal nedbrytning av isolasjon [17].

For å kunne definere tilstandskarakterer som beskrevet i Kapittel 3.2, i henhold til Tabell 1, benyttes det derfor verdier fra ulike parametere i oljeanalysen. Parametere som benyttes er nøytralisasjonsverdi, grenseflatespenning, gjennomslagsspenning og vanninnhold. Verdiene som er benyttet er hentet fra SINTEF rapporten «Methodology for establishing life curves based on condition monitoring data and expert judgements» [5] og gjengitt i Tabell 9.

Tabell 9: Karakterkriterier aldring og forurensning [5]

Karakter	Karakterkriterier	Tilstandskontrollmetode
1	$NV \leq 0.03$; $IFT \geq 32$; $BD > 60$ kV	Oljeprøve
	Vanninnhold < 20 ppm ved 60 °C	
2	$0.03 < NV < 0.07$; $25 \leq IFT < 32$; 50 kV $< BD < 60$ kV	Oljeprøve
	$20 \leq$ Vanninnhold < 30 ppm ved 60 °C	
3	$0.07 \leq NV < 0.1$; $21 \leq IFT < 25$; 40 kV $< BD < 50$ kV	Oljeprøve
	$30 \leq$ Vanninnhold < 40 ppm ved 60 °C	
4	$NV \geq 0.1$; $18 < IFT < 21$; $BD \leq 40$ kV	Oljeprøve
	Vanninnhold ≥ 40 ppm ved 60 °C	
5	$IFT < 18$	Oljeprøve

I sviktmodellen tas likevel gassinnhold og DP-verdi med som alternative klassifiseringsmetoder. DP-verdien vil også ligge til grunn for valgte verdier for oljeparametere, og for estimering av varighet i de ulike tilstandene når levetidskurven skal fastslås. Gassinnholdet må også vurderes når den endelige beslutningen skal tas.

5.2.1.3 Oppholdstider

Oppholdstidene i tilstandene må defineres med utgangspunkt i tilstandskriteriene. Dette er en krevende oppgave da forutsetningene endres underveis, for eksempel ved endring i fuktighet og aldringsprodukter.

Formel 3 viser hvordan forventet levetid for cellulose kan beregnes basert på cellulose DP-verdi. I tillegg benyttes den molare gasskonstanten R (8,3 J/mol/K), hotspottemperaturen T i grader celsius, aktiverings energien E_A og tilstandsfaktoren for oksidasjon og hydrolyse A. E_A viser hvor temperaturavhengig aldringsprosessen er. Verdier for E_A og A er beregnet ved eksperimenter utført ved SINTEF og vises i Tabell 10 og Tabell 11.

Formel 3: Forventet levetid cellulose [17]

$$\text{Forventet levetid} = \frac{1}{A * 24 * 365} \left(\frac{1}{DP_{slutt}} - \frac{1}{DP_{start}} \right) * e^{\frac{E_A * 10^3}{R(T+273)}}$$

Tabell 10: Aktiverings energi (EA) og tilstandsfaktor (A) for oksidasjon og hydrolyse av kraft cellulose utviklet fra eksperimenter ved SINTEF [17]

Parameter	Tørr uten oksygen	1,5 % vann	3,5 % vann	Tørr med oksygen
EA-verdi [kJ/mol]	128	128	128	89
A-verdi [time ⁻¹]	4,1*10 ¹⁰	1,5*10 ¹¹	4,5*10 ¹¹	4,6*10 ⁵

Tabell 11: Aktiverings energi (EA) og tilstandsfaktor (A) for oksidasjon og hydrolyse av termisk oppgradert cellulose utviklet fra eksperimenter ved SINTEF [17]

Parameter	Tørr uten oksygen	1,5 % vann	3,5 % vann	Tørr med oksygen
EA-verdi [kJ/mol]	128	128	128	89
A-verdi [time ⁻¹]	1,6*10 ⁴	3,0*10 ⁴	6,1*10 ⁴	3,2*10 ⁴

Tabell 12 viser resultatet for beregning av oppholdstider basert på fuktighetsinnhold og noen fastsatte DP-verdier med en hotspottemperatur på 70 °C.

Tabell 12: Forventet oppholdstid for cellulose gitt fuktinnhold og DP-verdi ved hotspottemperatur 70 °C

Vanninnhold	Tilstand	DP	Termisk oppgradert papir	Kraftpapir
			Oppholdstid [år]	Oppholdstid [år]
Ved 1,5 % vann	1	1000-800	12,5	6,4
Ved 1,5 % vann	2	800-500	37,6	19,2
Ved 1,5 % vann	3	500-300	66,8	34,1
Ved 1,5 % vann	4	300-200	83,5	42,6
Ved 3,5 % vann	1	1000-800	6,2	2,1
Ved 3,5 % vann	2	800-500	18,5	6,4
Ved 3,5 % vann	3	500-300	32,8	11,4
Ved 3,5 % vann	4	300-200	41,0	14,2

Ved å se på Formel 3 og verdiene i Tabell 12 ser man at oppholdstidene blir lenger for lavere DP-verdier når A_E holdes konstant. For bruk i sviktmodellen vil dette passe dårlig, da det ikke vil være ønskelig å definere at en komponent er i en kritisk tilstand i en stor del av komponentens levetid. Det vil heller ikke bli reelt da fuktinnholdet og forurensningsgraden endres med levetiden.

For å anslå oppholdstidene foretas det derfor en del beregninger basert på ulike verdier for A_E basert på antagelser om endringer i fukt- og oksygeninnhold. Det antas her at papiret er vanlig kraftpapir og at transformatoren har fri ventilasjon. Oppholdstidene beregnes med utgangspunkt i DP 800-1000 for tilstand 1, 500-800 for tilstand 2, 300-500 for tilstand 3 og 200-300 for tilstand 4.

I en ny transformator tørkes normalt cellulosen ned til rundt 0,5 % vanninnhold. Ved å se på A_E for 1,5 og 3,5 % vanninnhold i Tabell 10, antas det at A_E kan settes til $0,5 \cdot 10^{11}$ for tilstand 1. Forventet oppholdstid i tilstand 1 blir da som vist i Formel 4.

$$\begin{aligned} \text{Forventet oppholdstid} &= \frac{1}{A * 24 * 365} - \frac{1}{DP_{stutt} - DP_{start}} * e^{\frac{E_A * 10^3}{R(T+273)}} \\ &= \frac{1}{0,5 * 10^{11} * 24 * 365} - \frac{1}{800 - 1000} * e^{\frac{128 * 10^3}{8,3(70+273)}} = 19,2 \text{ år} \end{aligned}$$

Formel 4: Beregning av oppholdstid i tilstand 1

For tilstandene 2 og 3 benyttes oppholdstidene vist i Tabell 12 for henholdsvis 1,5 % og 3,5 % vanninnhold, det vil si 19,2 år for tilstand 2 og 11,4 år for tilstand 3. Dette baseres på en gradvis økning i vanninnhold som tilstandskriteriene for de aktuelle tilstandskarakterene i Tabell 9 indikerer.

Oppholdstiden i tilstand 4 vil ved 3,5 % vanninnhold bli beregnet til 14,2 år, dette skal være en kritisk tilstand og faren for svikt og varig forringelse av olje vil være stor. Det er også varierende hva som defineres som nedre DP-verdi, det velges derfor å sette oppholdstiden i tilstand 4 kortere. Denne settes derfor til 5 år.

Siden dette er grove beregninger avrundes oppholdstidene til verdiene vist i Tabell 13. 10 %-kvantilene anslås i forhold til oppholdstidene i tilstanden. I Kapittel 4.3 om design ble forventet levetid anslått til 50 år for en oppgitt «gjennomsnittlig» transformator basert på en undersøkelse blant noen kraft- og nettselskap, forutsetningene for denne er vist i Vedlegg 10.1. Dette stemmer godt med beregningene, da isolasjonen ofte er den kritiske komponenten for en transformators levetid.

Tabell 13: Beregnede oppholdstider aldring og forurensning

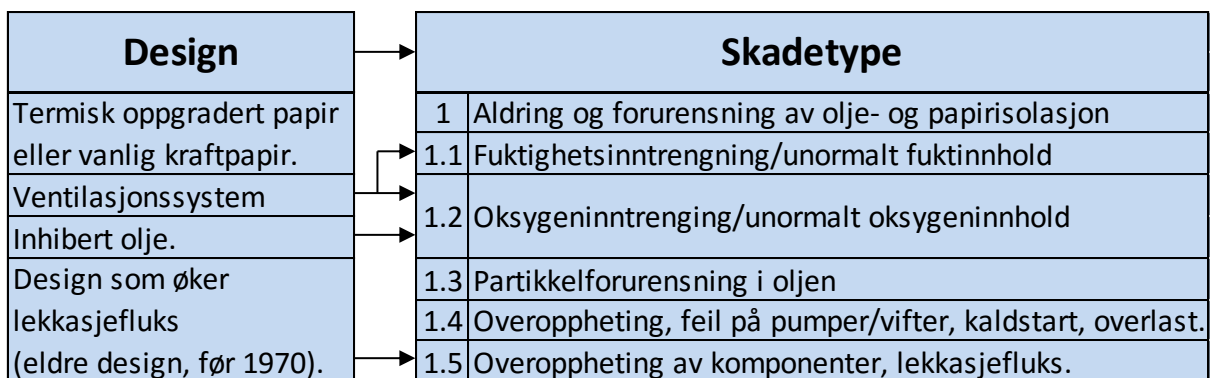
	Tilstand 1	Tilstand 2	Tilstand 3	Tilstand 4
Forventet oppholdstid	20	20	10	5
10 %-kvantil	15	10	5	2

5.2.1.4 Design

Tett knyttet til skadetyperne er både designet og påkjenningene. Når det gjelder fukt- og oksygeninntrengning er kjøledesignet viktig, her varierer det hvor mye forurensninger det er forventet at slipper inn i transformatoren og hvor stor faren er for at det slipper inn forurensninger ved et avvik. For oksygenets påvirkning er også oljetypen viktig, da særlig om det er en inhibert olje eller ikke.

For termiske påkjenninger er det kjent at enkelte eldre design har ført til lekkasjeflukt som videre har ledet til økt temperatur. Hvilken cellulosestype som er benyttet er også viktig, termisk oppgradert papir som er mye benyttet i Norge, ser ut til å ha bedre motstandsdyktighet mot både hydrolyse og termiske påkjenninger [17].

Figur 15 viser hvordan sammenhengene mellom design og skadetype er illustrert i sviktmodellen. Der hvor pilene går direkte inn mot en skadetype er det mot den spesifikke skadetyper designet har innvirkning på, der hvor det ikke går noen pil fra designet har det en mer generell betydning.



Figur 15: Utsnitt av sviktmodell, design og skadetype

5.2.1.5 Påkjenninger

Påkjenningene vil ha to ulike innvirkninger, de vil kunne påvirke den tekniske tilstanden underveis i levetiden, i tillegg til at de ofte er utløsende årsak når en svikt oppstår. De aktuelle påkjenningene i denne sviktmodellen er listet opp i Figur 16.

Mange av punktene her dreier seg om kortslutninger eller overspenninger som vil gi store strømmer eller høye spenningsfronter. I tillegg er driftsmønster viktig, overbelastninger eller hurtige lastendringer kan føre til økt driftstemperatur og dermed økt aldring. Ved raske temperatursvingninger kan det også oppstå bobler eller fritt vann i oljen som reduserer holdfastheten.

Påkjenning
Kortvarig eller langvarig overbelastning.
Rask lastøkning eller kaldstart
Koblingsoverspenninger
Lynoverspenning
Ekstern kortslutning
Usynkronisert innkobling.
Innkobling mot jordingsapparat.
Raske temperatursvingninger kan føre til bobledannelse eller «regn» i viklingen.
Resonansfenomener kan oppstå slik at komponenten utsettes for høye overspenninger.

Figur 16: Utsnitt av sviktmodell, påkjenninger

5.2.1.6 Tiltak

Det er her tatt med en del av de mest aktuelle tiltakene som vil være direkte relevant for den tekniske tilstanden og de aktuelle skadetyperne, de vises i Figur 17.

Skjerpet overvåkning i form av kortere prøveintervall eller utvidede tester er ofte det første tiltaket som iverksettes for å få bedre oversikt over tilstanden og tilstandsutviklingen før videre beslutninger tas.

For aldring og forurensning av isolasjonssystemet er det i hovedsak oljen det kan gjøre gjøres noe aktivt med. Aldring av cellulosen er en irreversibel prosess, her vil det dermed ikke være noe spesielt som kan gjøres for å bedre tilstanden, med mindre delkomponenter som viklinger skiftes ut. Det er derimot mulig å forebygge cellulosealdring ved å sørge for at oljen holdes i bra stand, og ved å unngå overbelastninger og økte påkjenninger.

For oljen er det mulig å gjennomføre både forebyggende og korrektive tiltak. Tilsetting av inhibitor vil være et forebyggende tiltak mot oksidasjon, mens rekondisjonering, regenerering og utskifting vil være korrektive tiltak.

Utskifting av delkomponenter vil alltid være et mulig tiltak, både forebyggende og korrektivt. Hvor aktuelt dette er vil være veldig avhengig av den aktuelle komponenten og designet. Det er derfor bare nevnt i denne rapporten.

Tiltak	
1	Skjerpet overvåkning
1.1	-Kortere prøveintervall
1.2	-Benytt supplerende tester
2	Olje
2.1	-Tilsetting av oksidasjonsinhibitor
2.3	-Rekondisjonering
2.4	-Regenerering
2.5	-Oljeskift
3	Utskifting/reparasjon av komponenter

Figur 17: Utsnitt av sviktmodell, tiltak

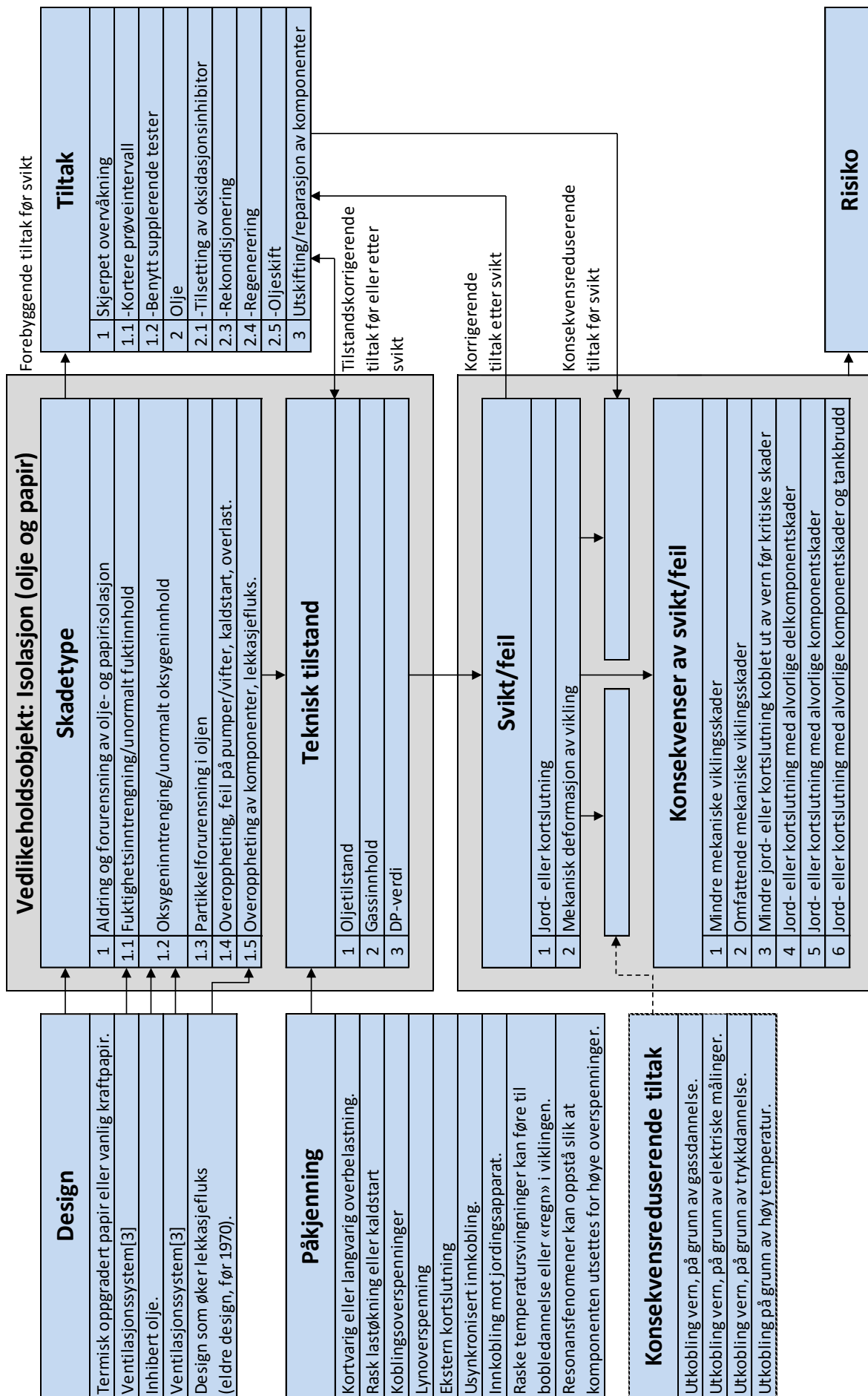
5.2.1.7 Konsekvenser og konsekvensreducerende tiltak

For å redusere konsekvensene av jord- og kortslutning, samt mekanisk deformasjon av vikling vil alle tiltak nevnt i Kapittel 4.8 unntatt utkobling på grunn av lavt oljenivå være relevante.

5.2.1.8 Sviktmodell

Den komplette sviktmodellen er vist i Figur 18. Det er indikert med piler mellom de ulike hoveddelene som har størst tilknytning til hverandre. Mellom teknisk tilstand og tiltak er det for eksempel en pil begge veier, dette indikerer at en dårlig teknisk tilstand kan generere et forebyggende tiltak for å bedre tilstanden, men det kan også iverksettes korrektive tiltak som en direkte følge av en svikt.

Pilen fra design indikerer at designet har stor innvirkning på skadetyperne, men her er det også lagt til piler som viser at enkelte av designtypene har direkte tilknytning til skadetyperne de peker på.



Figur 18: Sviktmodell isolasjonsaldring og -forurensning

5.2.2 Isolasjonsnedbrytning

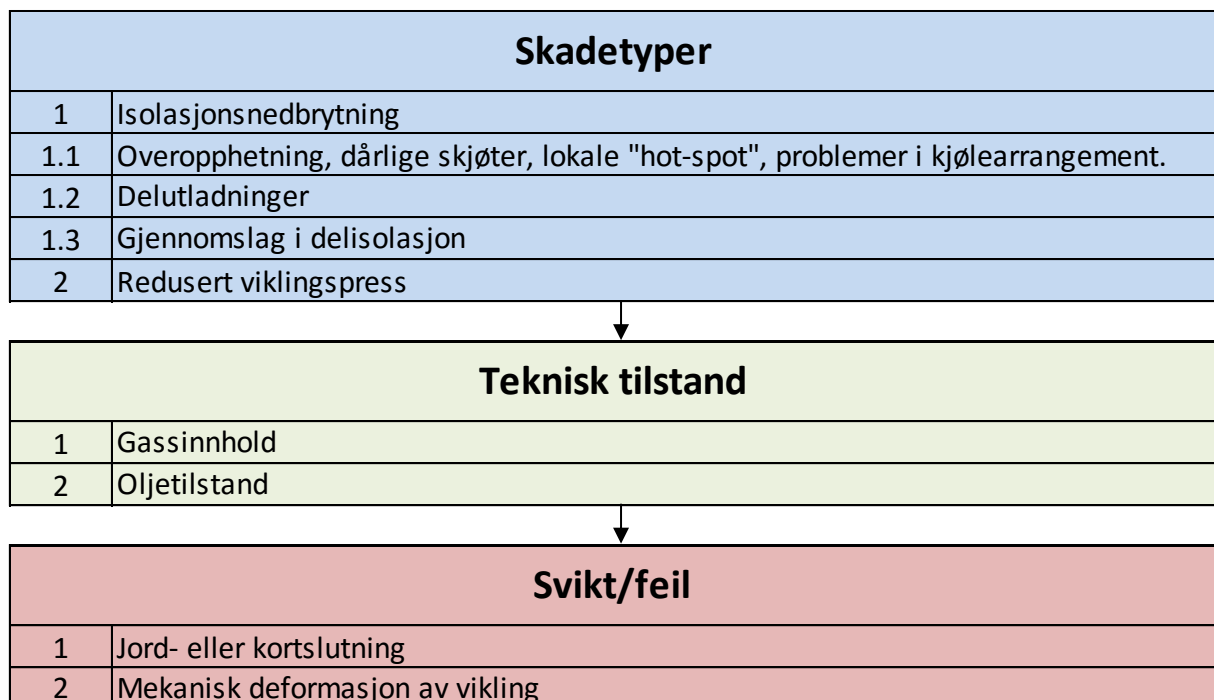
Med isolasjonsnedbrytning menes en raskere nedbrytning av isolasjonsegenskapene til olje og cellulose enn ved vanlig aldring og er en følge av et uønsket avvik. På samme måte som for aldring og forurensning vil den mekaniske og dielektriske styrken til cellulosen reduseres før en svikt inntreffer.

5.2.2.1 Skadetyper og sviktårsaker

Skadetyperne består av avvik som vil utsette isolasjonen for en raskere og mer uforutsettbar degradering. Skadetyperne er overopphetning, delutladninger og gjennomslag i delisolasjon. I tillegg er redusert viklingspress tatt med som en egen skadetype.

Det er her snakk om temperaturer høyere enn akseptabel driftstemperatur for eksempel som følge av dårlige skjøter eller tette kjølekanaler. Delutladninger kan oppstå som følge av en rekke ulike årsaker som hulrom, partikler eller skarpe kanter. Gjennomslag i delisolasjon kan være en følge av overopphetning, men kan også oppstå som følge av andre avvik, for eksempel dannelse av kobbersulfid eller direkte ved elektriske påkjenninger. Redusert viklingspress er tatt med da dette er en svakhet som ved store påkjenninger kan lede direkte til svikt.

Sviktårsakene er også her jord- eller kortslutning og mekanisk deformasjon av vikling, og vil gjerne inntre i forbindelse med en ytre påkjenning. Figur 19 viser sentrallinjen i denne sviktmodellen.



Figur 19: Sentrallinje, isolasjonsnedbrytning

5.2.2.2 Klassifisering av teknisk tilstand

Til forskjell fra generell aldring og forurensning som beskrevet i 5.2.1 vil disse skadetyperne opptre for et begrenset område. Det er dermed bare en liten del av isolasjonen som vil utsettes for nedbrytningen noe som vil redusere utslagene i oljeanalysen. Det vil derimot utvikles gasser som indikerer at noe er galt.

Årsaken til at disse skadetyperne er gruppert sammen er at de delvis går inn i hverandre og på grunn av at de i mange tilfeller vil gi like utslag i gassanalysen og dermed vil kunne være vanskelige å skille. Videre er det også viktig hvordan sviktsannsynligheten skal estimeres. For alle disse skadetyperne vil det være vanskelig å anslå noe oppholdstid i de ulike tilstandene, det vil dermed heller benyttes et 2-punktsestimat. Dette må baseres på en ekspertvurdering i hvert enkelt tilfelle.

Karaktersettingen vil være veldig utfordrende da det inkluderer ulike og ukjente avvik. Det vil også være avgjørende om det eksisterer tidligere gassprøver.

Det er valgt å benytte Tabell 5 i Kapittel 4.1.2.2 for å definere karakterkriteriene for denne sviktmodellen. Tabellen baserer seg på konsentrasjonen av enkeltgasser og summen av oppløste brennbare gasser. Metoden er grov og vil ikke i seg selv være presis nok for å anslå hvilket avvik som har oppstått. Metoden beskrives i Kapittel 4.1.2.2.

5.2.2.3 Design

For nedbrytning av cellulosen har det betydning om det er benyttet termisk oppgradert papir eller vanlig kraftpapir. Hvilken olje som er benyttet er også relevant, det er spesielt viktig å være klar over om oljen er korrosiv eller potensielt korrosiv. Korrosiv olje kan i større grad føre til utladninger eller overslag da det dannes kobbersulfid og dermed halvledende baner i isolasjonen.

Det er også observert at vindings- og skivekortslutninger som oppstår direkte som følge av overspenninger er mindre relevant for spenninger under 170 kV [17]. Årsaken til dette er at isolasjonspåkjenningen er mindre for lavere spenninger. Det kan derimot oppstå om fuktinnholdet i oljen er høyt eller om det allerede eksisterer et isolasjonsavvik som følge av en tidligere påkjenning.

5.2.2.4 Påkjenninger

Påkjenningene vil her bli tilsvarende som for aldring og forurensning i Kapittel 5.2.2.4.

5.2.2.5 Tiltak

Ved deteksjon av nedbrytning som baserer seg på gassdannelse vil tiltakene i første omgang dreie seg om å identifisere og lokalisere avviket. Skjerpet overvåking ved kortere prøveintervaller og supplerende tester vil derfor være veldig aktuelt. Om oljen er potensielt korrosiv kan det tilsettes passivator.

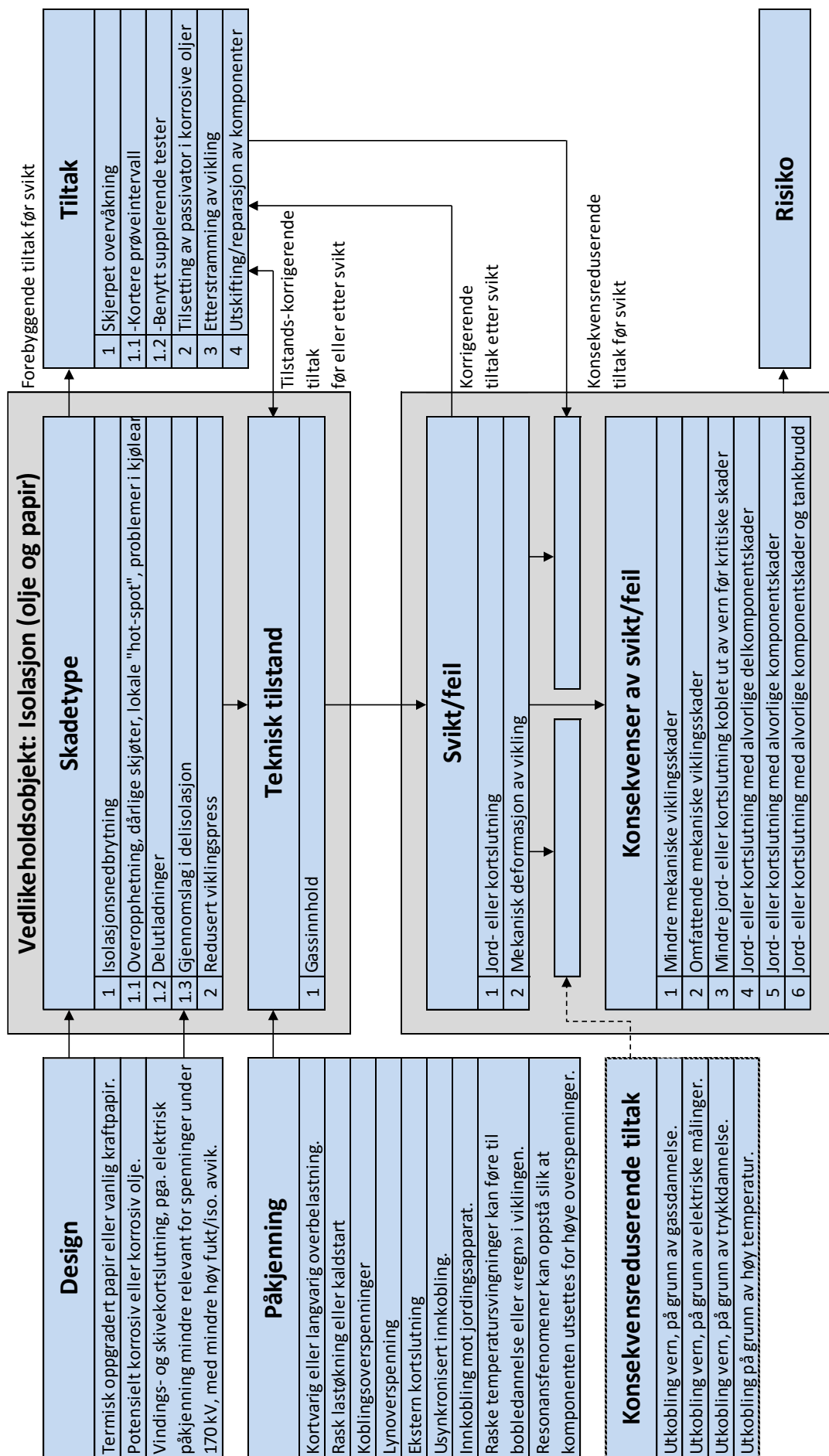
For å opprettholde kortslutningsstyrken kan det være aktuelt å etterstramme viklingene. Det vil også være mulig å reparere eller skifte ut delkomponenter om det ses hensiktsmessig. Dette kan gjøres både forebyggende og korrektivt.

5.2.2.6 Konsekvenser og konsekvensreducerende tiltak

For å redusere konsekvensene av jord- og kortslutning, samt mekanisk deformasjon av vikling vil alle tiltak nevnt i Kapittel 4.7 unntatt utkobling på grunn av lavt oljenivå være relevante.

5.2.2.7 Sviktmodell

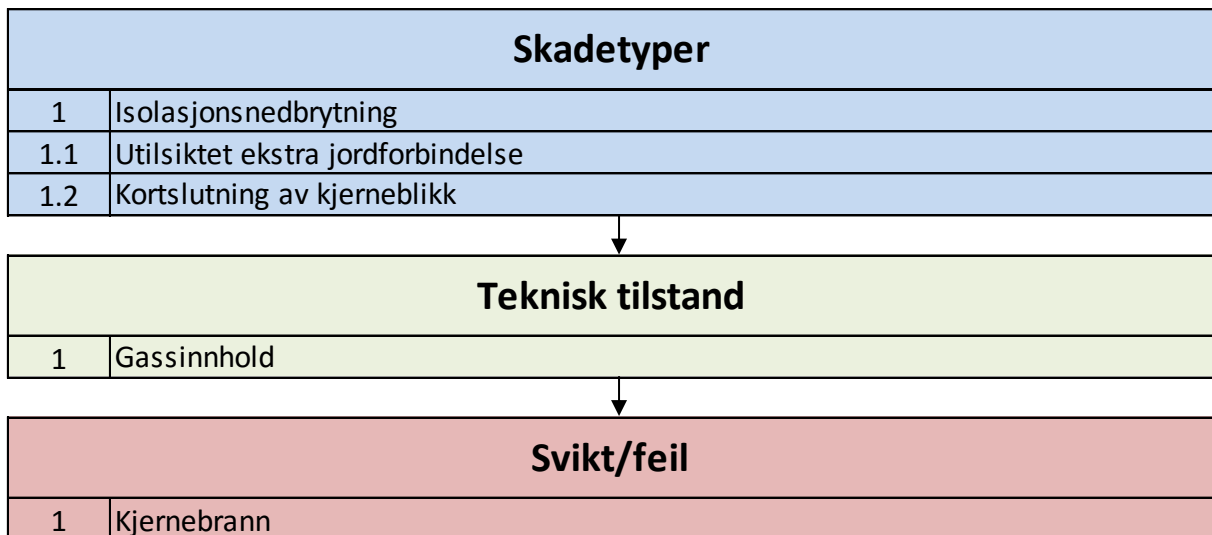
Den komplette sviktmodellen vises i Figur 20. Det er indikert med piler mellom de ulike hoveddelene som har størst tilknytning til hverandre. Mellom teknisk tilstand og tiltak er det for eksempel en pil begge veier, dette indikerer at en dårlig teknisk tilstand kan generere et forebyggende tiltak for å bedre tilstanden, men det kan også iverksettes korrektive tiltak som en direkte følge av en svikt.



Figur 20: Sviktmodell isolasjonsnedbrytning

5.2.3 Sirkulerende strømmer i kjernen

Skadetyperne og designet er beskrevet i Kapittel 4.2.6. Det er ingen spesielle påkjenninger eller standardtiltak, utenom skjerpet overvåking, som egner seg for denne modellen. Svikten er her kjernebrann som kan være fatalt for transformatoren. Figur 21 viser sentrallinjen til denne sviktmodellen.



Figur 21: Sentrallinje, sirkulerende strømmer

5.2.3.1 Klassifisering av teknisk tilstand

For å klassifisere teknisk tilstand er det gassanalysen som er best egnet. Det er vanskelig å finne klare målbare verdier som kan kobles til tilstandskriterier, og det vil i mange tilfeller være vanskelig å sikkert fastslå om avviket er i kjernen eller andre steder i transformatoren. Noen nøkkelgasser kan benyttes for å gi indikasjoner på hvor avvikene er og hvor kritiske de er. Verdiene som er benyttet er hentet fra SINTEF rapporten «Methodology for establishing life curves based on condition monitoring data and expert judgements»[5], og gjengitt i Tabell 14.

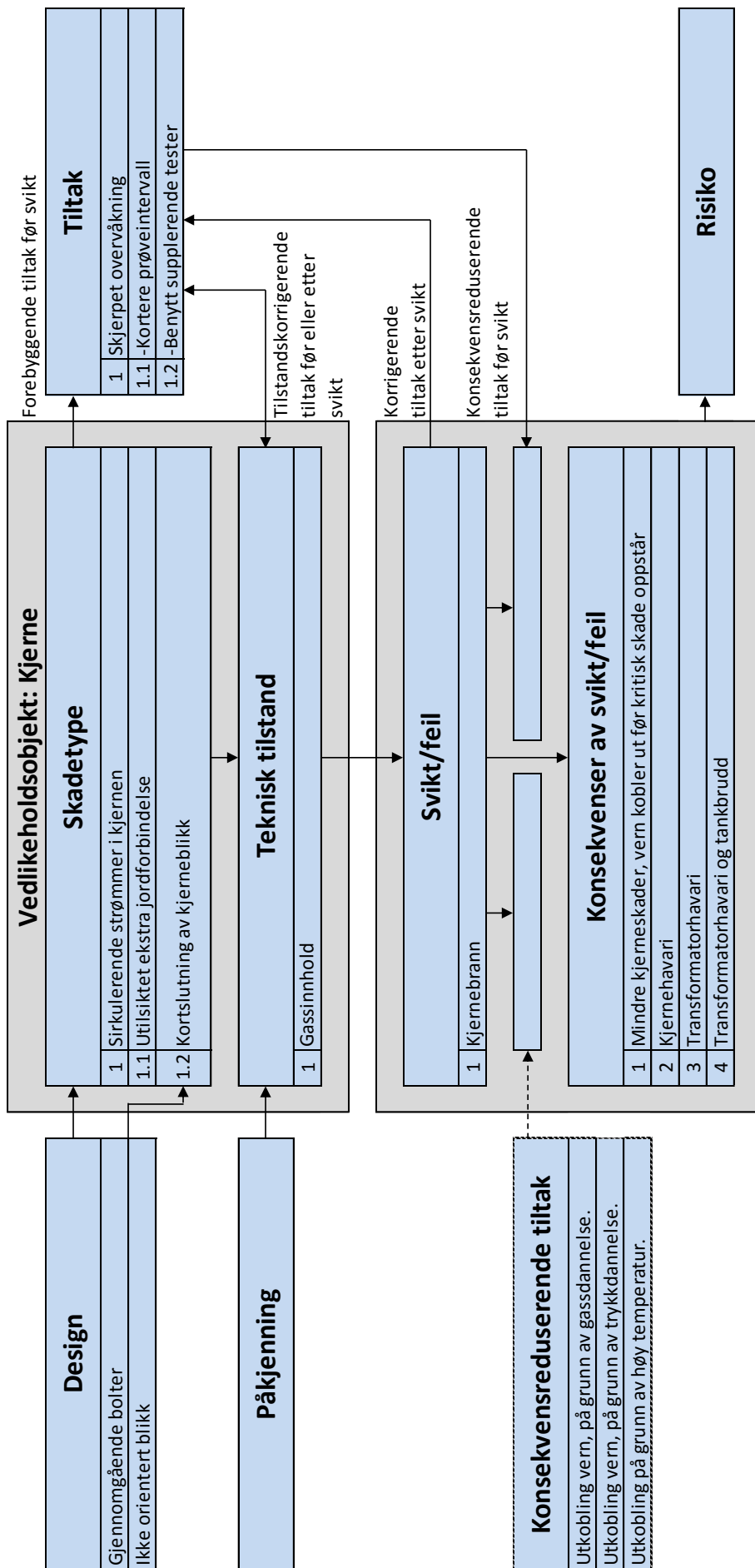
Tabell 14: Karakterkriterier, sirkulerende strømmer i kjernen[5]

Karakter	Karakterkriterier	Tilstandskontrollmetode
1	C2H4 ≤ 50ppm (A), C2H2 < 1ppm (C)	DGA
	TDCG ≤ 720	
2	C2H4 = 51–100 ppm (A), 1 ≤ C2H2 ≤ 9 ppm (C)	DGA
	721 < TDCG < 1920	
3	Oljetemperatur høyere en forventet for aktuell belastning og omkringliggende forhold	Temperaturmåling
	C2H4 = 100–200 ppm (A), CO = 571–1400 ppm (C), 1 ≤ C2H2 ≤ 9 ppm (C)	DGA
	Gassingstakt: C2H4 ≤ 2 ml/dag, C2H2 ≤ 0.1 ml/dag, CO ≤ 50 ml/dag	
	TDCG > 1920 ppm	
4	C2H4 > 200 ppm (A), CO > 1400 ppm (B), 1 ≤ C2H2 ≤ 9 ppm (C)	DGA
	T3: C2H2/C2H4 < 0.1, CH4/H2 > 1, C2H4/C2H6 > 4	
	Gassingstakt: C2H4 > 2 ml/dag, C2H2 > 0,1 ml/dag, CO > 50 ml/dag	
5	Brent kjerneblikk	Visuell inspeksjon (trafotank må åpnes)

5.2.3.2 Sviktmodell

Figur 22 viser den komplette sviktmodellen for sirkulerende strømmer i kjernen. Det er indikert med piler mellom de ulike hoveddelene som har størst tilknytning til hverandre. Mellom teknisk tilstand og tiltak er det for eksempel en pil begge veier, dette indikerer at en dårlig teknisk tilstand kan generere et forebyggende tiltak for å bedre tilstanden, men det kan også iverksettes korrektive tiltak som en direkte følge av en svikt.

Pilen fra design indikerer at designet har stor innvirkning på skadetyperne, men her er det også lagt til en pil som viser at de to nevnte designtypene har direkte tilknytning til skadetyperne kortslutning av kjerneblikk.



Figur 22: Sviktmodell sirkulerende strømmer i kjernen

6 Analyse

I dette kapitlet skal sviktmodellene satt sammen i Kapittel 5 benyttes som grunnlag i reinvesteringsanalyser, vist med to utvalgte case. Det skal beregnes sviktsannsynligheter ved hjelp av beregningsverktøyet EFP. Resultatene skal videre benyttes i netto nåverdberegninger utført med NPV. Begge disse dataverktøyene er utviklet av SINTEF Energi og beskrevet i SINTEF rapport TR A6834 [2].

I case 1 skal analysen baseres på resultater fra en oljeprøve, her vil det kommenteres hvordan de ulike delene utføres. Case 2 baserer seg på resultatene fra en gassanalyse, hvor det videre skal vurderes tiltak knyttet til kjernen. Case 2 vil gå litt mer rett på sak da det der benyttes de samme metodene som i case 1.

6.1 Case 1, analyse på bakgrunn av oljeanalyse

I det første caset skal det basert på en oljeprøve vurderes hvilke videre tiltak som bør iverksettes. Det er videre antatt at gassprøven støtter opp om resultatene som kan tolkes i oljeanalysen, og at andre forhold tilsier at transformatorens tekniske tilstand er bra.

Det er sviktmodellen for isolasjonsaldring og -forurensning utarbeidet i Kapittel 5.2.1 som skal benyttes.

6.1.1 Komponentdata

Transformatoren analysen skal utføres for er en 20 MVA nettransformator, med spenningsnivå 66/20 kV. Enheten er fra 1975, er isolert med kraftpapir og inneholder ca. 10 tonn olje. For å utføre analysen er det innhentet et generelt kostnadsoverslag for en slik transformator. Anslaget er gjort av et nettselskap i Norge, og verdiene er vist i Tabell 15.

Tabell 15: Kostnadsoverslag, vedlikeholdstiltak 20 MVA transformator, case 1

Anslåtte kostnader for en 20 MVA nettransformator, 66/20 kV, 10 000 kg olje	
Kostnadsbeskrivelse	Kostnadsoverslag [kkkr]
Ny transformator	3 000
Transport for reparasjon	200
Olje regenerering	150
Demontering og montering før og etter reparasjon (totalt)	50
Revisjon trinnkobler	50
Olje-/gassanalyse	5

6.1.2 Teknisk tilstand

Den tekniske tilstanden til transformatoren skal vurderes på bakgrunn av oljeanalysen vist i Tabell 16. På bakgrunn av nøytralisasjonsverdi, grenseflatespenning, gjennomslagsspenning og vanninnhold settes en tilstandskarakter basert på tilstandskriteriene i Tabell 9.

Basert på høy nøytralisasjonsverdi og relativt lav grenseflatespenning settes transformatorens teknisk tilstand til en karakter 3. Verdiene ligger midt i området for en treer, og det settes derfor ingen + eller - bak tilstandskarakteren.

Selv om det her gis en tilstandskarakter er det viktig å vurdere hvordan verdiene har utviklet seg over tid for å avdekke unaturlige endringer som kan ha oppstått som følge av et avvik. I analysecasen har det vært en naturlig endring over tid. Det er heller ikke registrert at transformatoren har vært utsatt for noen påkjenninger det trengs å korrigeres for.

Tabell 16: Oljeanalyse, case 1

Standard oljeanalyse transformator T1				
Parameter	Betegnelse	Prøvedato		
		2014	2013	2012
Bunnolje temperatur	°C	20	30	30
Toppolje temperatur	°C	3	15	14
Gjennomslagsspenning	kV	61	86	89
Vanninnhold	mg/kg	12,2	6	6,7
Nøytralisasjonsverdi	mg KOH/g	0,09	0,08	0,06
Dielektrisk tapsfaktor		0,1203	0,1075	0,0892
Farge	0 lys - 8 mørk	3,5	3,5	3,5
Grenseflatespenning	mN/m	24	25	26
Inhibitor	%	0,12	0,18	0,19
Vann i papir	%	4,7	3,2	3,3

6.1.3 Tiltak og analysealternativer

Det er sett på to mulige tiltak som danner ulike alternativer, disse skal vurderes i analysen. Tiltakene som vurderes er regenerering av transformatorolje og utskifting av transformator. Tabell 17 viser hvilke symboler og forkortelser som er brukt, Figur 23 viser en oversikt over de ulike analysealternativene.

Regenereringen er antatt å kunne løfte den tekniske tilstanden fra 3 til 2+, og ha en økonomisk levetid på 15 år. Tilstanden etter transformatorskiftet vil naturlig nok være som ny. Økonomisk levetid er anslått med bakgrunn i skadetypens levetidskurve som omtales i Kapittel 5.2.1.3.

Tilstanden 2+ etter regenereringen er anslått basert på at isolasjonssystemet ses på under ett. Oljen kan ved en regenerering oppnå tilnærmet ny tilstand, mens papiraldring er en irreversibel prosess. Den samlede tilstanden til isolasjonen anses derfor å være noe svekket i forhold til ny tilstand. I tillegg er tilstanden også avhengig av fuktinnholdet på

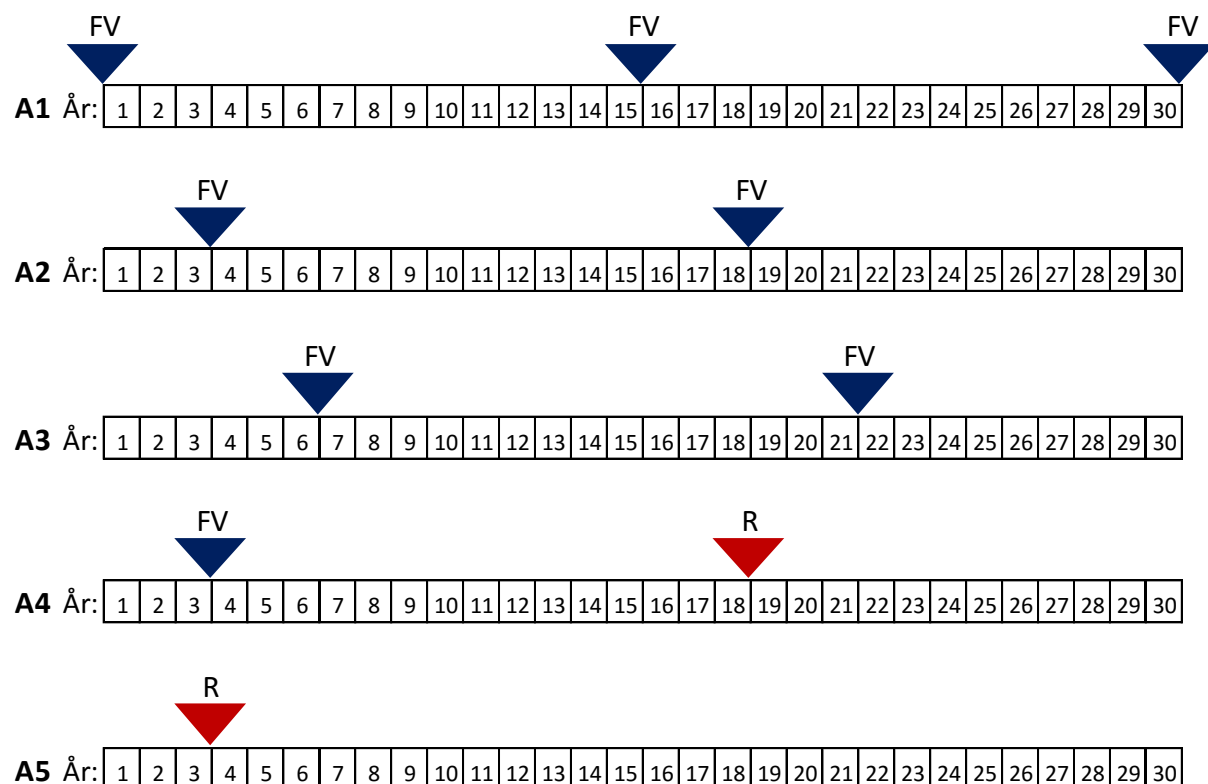
regenereringstidspunktet, da det er begrenset hvor mye fukt som vil fjernes fra cellulosen ved regenereringen.

Det skal her benyttes en analyseperiode på 30 år. Basert på økonomisk levetid vil det derfor bli nødvendig å foreta tiltaket flere ganger om det velges å regenerere. Det antas at tilstanden kan tilbakeføres til tilstand 2+ flere ganger, dette er muligens noe optimistisk da papiret da vil være ytterligere svekket.

Tabell 17: Alternative tiltak, case 1

Grunnlag for ulike løsningsalternativer						
Tiltak	Kostnad [kkkr]	Tilstand		Økonomisk levetid	Forkortelse	Symbol
		Før	Etter			
Olje regenerering	150	3	2+	15 år	FV	▼
Ny transformator	3 000	3	Ny	50 år	R	▼

Det analyseres her fem forskjellige alternativer, A1-A5. A1 benyttes som referansealternativ, og her utføres regenereringen i starten av år en og repeteres etter 15 år. I alternativ to og tre utsettes regenereringstidspunktene med henholdsvis tre og seks år. I alternativ fire utføres regenereringen i starten av år fire, mens transformatoren skiftes ut i etter 18 år. I alternativ fem skiftes transformatoren ut i starten av år fire.



Figur 23: Analysealternativer, case 1

6.1.4 Inntekter

Det er i dette caset ikke regnet med noen inntekter. Reduserte sviktkostnader kan ses på som en inntekt, men det er valgt å se på totale kostnader for å holde komponenten i drift inklusive sviktkostnader. Selskapet vil så få inntekter fra kundene for å levere netttjenester. For en del andre tiltak kan det også generere inntekter om kapasiteten eller virkningsgraden økes, og for enheter som kan øke produksjon kan elsertifikater øke inntektene. Bedre person- og miljø sikkerhet, samt bedre omdømme kan også regnes som gevinster eller inntekter av tiltak.

6.1.5 Komponentkostnader ved svikt

I sviktmodellen i Figur 18 er det definert to svikttyper for denne skadetypen, jord- eller kortslutning og mekanisk deformasjon av vikling. Her er svikten forenklet til bare jord- eller kortslutning, da mekaniske skader også gjerne fører til jord- eller kortslutninger og konsekvensene ville blitt lignende. Konsekvensene ved en svikt er anslått i form av fire scenarioer vist i Tabell 18. Sannsynligheten for hvert av disse gitt en svikt er anslått i prosent.

Det er her skilt mellom moderate viklingskader det antas kan repareres, viklingshavari, transformatorhavari og transformatorhavari med følgeskader. Med følgeskader menes det skader på annet utstyr som følge av transformatorhavariet.

Kostnadene i Tabell 18 er basert på generelle anslag for en 20 MVA transformator, 66/20 kV, med omtrent 10 tonn olje. Anslagene for reparasjon vikling, ny vikling og følgeskader er basert på egne estimat, mens de øvrige verdiene er innhentet fra et kraftselskap.

Kostnad gitt svikt beregnes som summen av kostnad ganger sannsynlighet for de ulike scenarioene, se Formel 5.

$$\begin{aligned} & Kostnad_{H11} * P_{H11} + Kostnad_{H12} * P_{H12} + Kostnad_{H13} * P_{H13} + Kostnad_{H14} * P_{H14} \\ & = Kostnad_{pr. svikt} \end{aligned}$$

$$600 * 0,20 + 850 * 0,55 + 3000 * 0,20 + 4000 * 0,05 = \underline{\underline{1388 \text{ kkr}}}$$

Formel 5: Komponentkostnad per svikt, case 1

Tabell 18: Konsekvensscenarier, case 1

Anslåtte kostnader for en 20 MVA transformator, 66/20 kV, 10 000 kg olje	
Hendelses scenario 1 - Moderate viklingsskader (20 %)	
Kostnadsbeskrivelse	Kostnad [kkkr]
Demontering og montering før og etter reparasjon	50
Transport for reparasjon	200
Reparasjon vikling	350
Totalt	600
Hendelses scenario 2 - Viklingshavari (55 %)	
Kostnadsbeskrivelse	Kostnad [kkkr]
Demontering og montering før og etter reparasjon	50
Transport for reparasjon	200
Ny/totalrahabilitert vikling	600
Totalt	850
Hendelses scenario 3 - Transformatorhavari (20 %)	
Kostnadsbeskrivelse	Kostnad [kkkr]
Ny transformator	3 000
Totalt	3 000
Hendelses scenario 4 - Transformatorhavari med følgeskader (5 %)	
Kostnadsbeskrivelse	Kostnad [kkkr]
Ny transformator	3 000
Følgeskader	1 000
Totalt	4 000

6.1.6 Korrigering av investeringskostnad

Siden det i caset regnes på investeringer som skal gjøres frem i tid, korrigeres kostnadene for investeringer med sannsynligheten for at komponenten allerede har sviktet og dermed blitt reparert før det planlagte investeringstidspunktet.

Formel 6 viser ett eksempel der investeringskostnaden er 150 kkr, og kumulativ sviktsannsynlighet før investeringstidspunktet er 10 %.

$$\text{Planlagt investeringskostnad} * (1 - \text{Kumulativ sviktsannsynlighet før tiltak}) \\ = \text{Investeringskostnad}$$

$$150 \text{ kkr} * (1 - 0,10) = \underline{135 \text{ kkr}}$$

Formel 6: Investeringskostnad korrigert for tidligere svikt, case 1

I analysen ville dermed investeringskostnaden i det aktuelle tidspunktet blitt satt til 135 kkr.

6.1.7 Avbruddskostnader som følge av svikt

Kraftnettet er et naturlig monopol, da det ville vært svært lite økonomisk og drevet flere parallelle nett. Det er derfor viktig at det stilles strenge krav til nettselskapene slik at vedlikehold og reinvesteringer sørger for å opprettholde en trygg og stabil strømforsyning på tross av manglende konkurranse. Dette gjøres blant annet via energiloven som pålegger nettselskapene å kompensere kundene for ulemper i forbindelse med strømbrudd.

Dette kalles avbruddskostnader. Her er det fastsatte satser som nettselskapene må kompensere kundene med om de påfører dem ulemper ved strømbrudd. Satsene er delt inn i ulike kundegrupper, og har forskjellige korreksjonsfaktorer for når avbruddet skjer, om det er varslet og for hvilken kundegruppe. De ulike kundegruppene har ulike korreksjonsfaktorer avhengig av tidspunktet strømbruddet skjer på. Selve grunnsatsen fastsettes basert på avbrutt effekt og avbruddets varighet.

Tabell 19 viser beregnede avbruddskostnader som funksjon av avbruddets varighet, avbrutt effekt og om avbruddet er varslet (i januar 2016 kroner). Tabellen tar utgangspunkt i en anslått kundesammensetning og et tidspunkt. Tabell 20 viser tilsvarende kostnader på samme tidspunkt for en annen kundesammensetning, se nederst i tabellene.

En svikt vil i dette caset uansett hvilket av konsekvensscenarioene som oppstår føre til en lengre utetid for komponenten. Avbruddstiden til kundene er derimot ikke antatt å bli veldig lang, siden en slik transformator ofte er plassert i redundante nett.

Tabell 19: Avbruddskostnader i kkr som funksjon av avbruddstid og avbrutt effekt, case 1

Avbruddstid	Avbrutt effekt [MW]							
	Uventet avbrudd				Varslet avbrudd			
	5	10	20	50	5	10	20	50
1 m	45	90	181	452	33	66	133	332
1 t	273	546	1 091	2 729	200	400	800	2 000
4 t	717	1 435	2 869	7 174	534	1 068	2 136	5 341
8 t	1 507	3 014	6 029	15 072	1 115	2 231	4 462	11 154
12 t	2 140	4 279	8 558	21 395	1 588	3 176	6 353	15 882
24 t	2 864	5 728	11 456	28 639	2 182	4 364	8 728	21 820
1 uke	17 775	35 549	71 098	177 745	13 718	27 437	54 873	137 184

Det er tatt utgangspunkt i avbruddsstart mandag 4. januar 2016 kl: 06:00.
50 % husholdning, 30 % jordbruk og 20 % handel og tjenester.

Tabell 20: Avbruddskostnader i kkr som funksjon av avbruddstid og avbrutt effekt, case 1

Avbruddstid	Avbrutt effekt [MW]							
	Uventet avbrudd				Varslet avbrudd			
	5	10	20	50	5	10	20	50
1 m	171	341	682	1 706	124	248	496	1 239
1 t	793	1 587	3 174	7 934	567	1 135	2 270	5 674
4 t	1 786	3 572	7 144	17 860	1 253	2 506	5 011	12 528
8 t	3 699	7 398	14 796	36 990	2 603	5 206	10 413	26 032
12 t	5 005	10 009	20 019	50 047	3 519	7 039	14 077	35 193
24 t	5 505	11 010	22 021	55 052	3 900	7 800	15 599	38 998
1 uke	30 944	61 888	123 776	309 441	22 025	44 050	88 099	220 248

Det er tatt utgangspunkt i avbruddsstart mandag 4. januar 2016 kl: 06:00.
50 % handel og tjenester, 20 % offentlig virksomhet, 20 % husholdning og 10 % industri.

For å beskrive kostnaden om en svikt oppstår er det anslått tre mulige avbruddstider, ett minutt, en time og fire timer. Hvor lenge avbruddet blir kan avhenge av omkoblingsmuligheter, hvor montører befinner seg, når svikten oppstår og lignende. De ulike avbruddstidene vektlegges så med sannsynligheter før de summeres for å beregne en kostnad per svikt.

Det er her antatt at avbruddet fører til en avbrutt effekt på 10 MW, avbruddskostnadene for de ulike varighetene er hentet fra Tabell 19 og Tabell 20, mens sannsynlighetsfordelingen mellom avbruddene er anslått, alle verdier vises i Tabell 21. Formel 7 viser hvordan kostnad per svikt er beregnet. Det er her valgt å bruke kostnad per svikt fra alternativ 2 i analysen.

$$Kostnad_{1\ m} * P_{1\ m} + Kostnad_{1\ t} * P_{1\ t} + Kostnad_{4\ t} * P_{4\ t} = Kostnad_{pr.\ svikt}$$

$$341 * 0,3 + 1587 * 0,5 + 3572 * 0,2 = \underline{1610\ kkr}$$

Formel 7: Avbruddskostnad per svikt, case 1

Tabell 21: KILE-kostnader, case 1

Konsekvenser av utfall av 10 MW			
Avbruddsvarighet	KILE-kostnad [kkr]		Sannsynlighetsfordeling gitt svikt
	Alternativ 1	Alternativ 2	
1 minutt	90	341	30 %
1 time	546	1 587	50 %
4 timer	1 435	3 572	20 %
Kostnad pr. svikt	587	1 610	

Det er tatt utgangspunkt i avbruddsstart mandag 4. januar 2016 kl: 06:00.
Alt. 1: 50 % husholdning, 30 % jordbruk og 20 % handel og tjenester.
Alt. 2: 50 % handel og tjenester, 20 % offentlig virksomhet, 20 % husholdning og 10 % industri.

6.1.8 Estimert sviktsannsynlighet

Det skal i dette kapitlet beregnes sviktsannsynlighet basert på levetidskurver og tolket teknisk tilstand. Levetidskurvene er basert på sviktmodellene presentert i Kapittel 5. Teknisk tilstand er vurdert i Kapittel 6.1.2.

Figur 24 viser hvordan det i EFP er lagt inn verdier for oppholdstidene i de ulike tilstandene i delen «5. Duration and variation of state 1-4». Disse verdiene defineres ut fra tilstandskriteriene til de ulike tilstandskarakterene basert på en del fastsatte forutsetninger, designvalg og lignende, og er for denne sviktmodellen angitt i Kapittel 5.2.1.3.

I delen «6. Adjustments of other operation conditions, design, solutions, etc. that may influence T1-T4» legges det inn faktorer som kan korrigere oppholdstidene basert på andre forutsetninger, påkjenninger eller designvalg. Ved å klikke i den lille boksen etter beskrivelsen av faktoren, kan du velge om du vil ta hensyn til faktoren eller ikke. Disse faktorene kan derfor også defineres på forhånd og ligge inne som standard valgalternativer om det skal gjennomføres mange analyser på ulike komponenter. Nederst i Figur 24 vises oppholdstidene inklusive eventuelle korrigeringer. Det er ikke benyttet korrigeringer i denne analysen.

Årlig sviktsannsynlighet beregnes så ved å legge inn aktuell teknisk tilstand. De årlige sviktsannsynlighetene vises i Vedlegg 10.3, Figur 29 og Figur 30.

no: 1 Item: Isolasjon, olje og cellulose Damage type: Redusert mekanisk og elektrisk styrke

5. Duration and variation of state 1 - 4

Life curve based on: Data, Merged life curves, Edit / show

State:	T1	T2	T3	T4	T	Comment
(1) Mean value: [years]	20	20	10	5	55	
(2a) 10th percentile: [years]	15	10	5	2		
(2b) Uncertainty/variability:						

6. Adjustments for other operation conditions, design solutions, etc. that may influence T1-T4

Conditions/factors that will influence state 1-4	$\Delta T1$	$\Delta T2$	$\Delta T3$	$\Delta T4$	ΔT	Comment
6.1 Hot-spot temperatur økt 10 °C <input type="checkbox"/>	-10	-10	-5	-2,5		50 % av forventet verdi
6.2 Termisk oppgradert papir <input type="checkbox"/>	5	5	3	2		Bare innledende anslag
6.3 Eldre design som gir lekkasjefluks <input type="checkbox"/>					-3	Litt redusert < 5 år
6.4 Usynkronisert innkobling <input type="checkbox"/>					-5	
6.5 Innkobling mot jordingsapparat <input type="checkbox"/>					-5	
6.6 Transformator uten overspenningsvern <input type="checkbox"/>					-5	
6.7 <input type="checkbox"/>						
6.8 <input type="checkbox"/>						

Duration and variation of state 1 - 4 including adjustments

	T1	T2	T3	T4	T
Mean value: [years]	20	20	10	5	55
10th percentile: [years]	15	10	5	2	
Std. deviation: [years]	4,06	8,67	4,34	2,7	
alpha:	24,2	5,3	5,3	3,4	
beta: [years]	0,83	3,76	1,88	1,46	

Update, Life curve, Use for estimation of failure probability, OK, Distribution: Show

Figur 24: Oppholdstider og korrigeringer, case 1 [2]

6.1.9 Resultater

I analysen er det benyttet en kalkulasjonsrente på 4,5 %, og en analyseperiode på 30 år.

Resultatene av analysen viser at alternativ A2 er det billigste etterfulgt av referansealternativet A1. A3 har klart laveste investeringskostnader, men her øker sviktsannsynligheten og dermed sviktkostnadene så mye at dette ikke vil være et lønnsomt alternativ. Både A1 og A2 har lave sviktkostnader. Resultatene vises i Tabell 22.

For A4 og A5 som involverer transformatorskifte blir investeringskostnadene så høye at disse kommer vesentlig dårligere ut enn de andre alternativene. For at disse alternativene skal bli lønnsomme må sviktkostnadene for de andre tiltakene øke betraktelig da det i hovedsak er bedre pålitelighet et transformatorskifte vil bidra til.

Med de gitte forutsetningene som er brukt i denne analysen holdes sviktsannsynligheten så lav ved å utføre regenerering at dette vil være ett billigere alternativ. Om disse forutsetningene stemmer vil det tyde på at den eksisterende transformatorens tekniske tilstand tilsier at den enda har igjen mange år av sin økonomiske levetid. Kumulativ sviktsannsynlighet vises i Tabell 23.

Tabell 22: Resultater, case 1

Kostnader i analyseperioden			Alternativer					
			A1	A2	A3	A4	A5	
Tidspunkt planlagte tiltak (T)								
T1	Regenerering	år	2017	2020	2023	2020	-	
T2	Regenerering	år	2032	2035	2038	-	-	
T3	Ny transformator	år	-	-	-	2035	2020	
Kostnad planlagte tiltak (T)								
T1	Regenerering	kkkr	150	131	99	131	0	
T2	Regenerering	kkkr	77	57	34	0	0	
T3	Ny transformator	kkkr	0	0	0	615	2 042	
	Sum	kkkr	227	187	133	745	2 042	
Utilgjengelighet planlagte tiltak (T)								
	Sum	kkkr	0	0	0	0	0	
Utbedring/utskifting etter svikt (S)								
S1	Jord- eller kortslutning	kkkr	15	17	165	16	8	
	Sum	kkkr	15	17	165	16	8	
Utilgjengelighet pga svikt (S)								
S1	Jord- eller kortslutning	kkkr	17	20	192	19	9	
	Sum	kkkr	17	20	192	19	9	
	Sum kostnader	kkkr	258	224	490	781	2 059	
Netto inntekter i forhold til referansealternativ A1			kkkr	0	34	-232	-522	-1 801

Tabell 23: Kumulativ sviktsannsynlighet, case 1

Periode	Kumulativ sannsynlighet for svikt				
	Alternativ				
	A1	A2	A3	A4	A5
Før T1/T3	-	1 %	14 %	1 %	1 %
Mellom T1 og T2/T3	1 %	1 %	1 %	1 %	-
Etter T2/T3	1 %	0 %	0 %	0 %	0 %
Totalt	3 %	2 %	16 %	2 %	1 %

Det som ikke inngår i denne analysen er de positive effektene et transformatorskifte vil ha for andre skadetyper. Alle deler av transformatoren slites med tiden, og det vil ha en verdi å tilbakeføre disse til ny tilstand selv om tilstanden i analysepunktet ikke nødvendigvis er kritisk.

6.1.10 Følsomhetsanalyse

Det er foretatt en enkel analyse for å demonstrere følsomheten for parameteren teknisk tilstand. Ved å endre forutsetningen for regenereringen fra at tilstand etter regenerering endres til 2+ er det foretatt en analyse når denne tilstanden settes til 2-. Resultatene av denne analysen vises i Tabell 24. Her ser man at kostnadene og sviktsannsynligheten endres drastisk om tilstanden endres, det er derfor viktig å være kritisk når teknisk tilstand anslås.

Tabell 24: Resultater følsomhetsanalyse, case 1

Kostnader i analyseperioden			Alternativer				
			A1	A2	A3	A4	A5
Tidspunkt planlagte tiltak (T)							
T1	Regenerering	år	2017	2020	2023	2020	-
T2	Regenerering	år	2032	2035	2038	-	-
T3	Ny transformator	år	-	-	-	2035	2020
Kostnad planlagte tiltak (T)							
T1	Regenerering	kkr	150	131	99	131	0
T2	Regenerering	kkr	54	40	22	0	0
T3	Ny transformator	kkr	0	0	0	432	2 042
	Sum	kkr	204	170	121	562	2 042
Utilgjengelighet planlagte tiltak (T)							
	Sum	kkr	0	0	0	0	0
Utbedring/utskifting etter svikt (S)							
S1	Jord- eller kortslutning	kkr	369	270	355	221	8
	Sum	kkr	369	270	355	221	8
Utilgjengelighet pga svikt (S)							
S1	Jord- eller kortslutning	kkr	429	314	412	257	9
	Sum	kkr	429	314	412	257	9
	Sum kostnader	kkr	1 002	755	888	1 040	2 059
Netto inntekter i forhold til referansealternativ A1		kkr	0	247	114	-39	-1 058

I Tabell 25 vises kumulativ sviktsannsynlighet for de beregnede alternativene når teknisk tilstand etter regenerering settes til 2-. Her vises det klart at sviktsannsynligheten blir veldig stor. Tabellen viser blant annet at det er 30 % sjanse for svikt mellom regenereringene, det tyder på at tidsintervallet mellom regenereringene er for langt i dette tilfellet. Ved å redusere tiden mellom regenereringene fra 15 til 10 år vil sviktsannsynligheten reduseres til 5 %, se Tabell 25.

Tabell 25: Kumulativ sviktsannsynlighet følsomhetsanalyse tilstand 2-, case 1

Periode	Kumulativ sannsynlighet for svikt				
	Alternativ				
	A1	A2	A3	A4	A5
Før T1/T3	-	1 %	14 %	1 %	1 %
Mellom T1 og T2/T3	30 %	30 %	30 %	30 %	-
Etter T2/T3	30 %	12 %	3 %	0 %	0 %
Totalt	61 %	44 %	48 %	31 %	1 %

Tabell 26 viser de samme sviktsannsynlighetene om tilstanden etter regenerering hadde vært 2. Den viser at selv små differanser i tolkningen av teknisk tilstand vil ha stor innvirkning.

Tabell 26: Kumulativ sviktsannsynlighet følsomhetsanalyse tilstand 2, case 1

Periode	Kumulativ sannsynlighet for svikt				
	Alternativ				
	A1	A2	A3	A4	A5
Før T1/T3	-	1 %	14 %	1 %	1 %
Mellom T1 og T2/T3	7 %	7 %	7 %	7 %	-
Etter T2/T3	7 %	2 %	0 %	0 %	0 %
Totalt	14 %	10 %	22 %	8 %	1 %

6.2 Case 2, analyse på bakgrunn av gassanalyse

I dette caset skal det utføres en enkel reinvesteringsanalyse for en transformator basert på resultatene av en gassanalyse. Det antas at den øvrige tilstanden til komponenten er vurdert som god.

6.2.1 Komponentdata

Transformatoren analysen skal utføres for er en 80 MVA generatortransformator i et vannkraftverk fra 1980. Kraftverket har bare en transformator og reguleringsmulighetene i vassdraget er relativt begrenset, dette utdypes når utilgjengelighetskostnadene beregnes i Kapittel 6.2.5. Et kostnadsoverslag for noen aktuelle tiltak er hentet inn fra kraftselskapet og vist i Tabell 27.

Tabell 27: Kostnadsoverslag, vedlikeholdstiltak 80 MVA transformator, case 2

Anslåtte kostnader for en 80 MVA transformator, 140/10,5 kV, 19 200 kg olje	
Kostnadsbeskrivelse	Kostnadsoverslag [kkkr]
Ny transformator	6 000-8 000
Montering av Hydran	85
Olje- og gassanalyse	5

6.2.2 Teknisk tilstand

Den tekniske tilstanden fastsettes basert på resultatene fra gassanalysen vist i Tabell 28 og Tabell 29 og tilstandskriteriene for sirkulerende strømmen i kjernen i Tabell 14. Acetylen og TDCG verdiene indikerer at transformatoren er i tilstand to, men på grunn av etennivået indikeres tilstand tre. Når det også ses på gassingstakten til eten, er denne 4,19 ml/døgn noe som tilsier tilstand fire.

Ved å sammenligne gassforholdene i Tabell 29 med IEC foreslåtte tolkningskriterier i Tabell 7 indikeres det at transformatoren har et T3 avvik, noe som tilsier avvik med temperaturer over 700 °C. Etter mer omfattende undersøkelser antas det at avviket lokaliseres til kjernen. Basert på en ekspertvurdering anslås det et 2-punktsestimat basert på den aktuelle tilstanden for videre bruk i analysen. Forventet levetid settes til 8 år med et 10 %-kvantil på 3,5 år.

Transformatoren hadde orientert blikk og ikke gjennomgående bolter, det ble dermed ikke tatt hensyn til spesifikke designkriterier fra sviktmodellen.

Tabell 28: Gassanalyse, case 2

Gassanalyse transformator T1				
Gass [ppm]	Betegnelse	Prøvedato		
		2014	2013	2012
Hydrogen	H ₂	4	1,3	1,3
Metan	CH ₄	5	2,2	1,8
Etan	C ₂ H ₆	2	1	1,1
Eten	C ₂ H ₄	140	43,1	20
Acetylen	C ₂ H ₂	2	Ikke oppgitt	Ikke oppgitt
Karbonmonoksid	CO	268	312	403
Karbondioksid	CO ₂	5218	2011	2632
Nitrogen	N ₂	67140	63147	53116
Oksygen	O ₂	27077	20217	19840
Total dissolved combustible gases	TDCG	861	Ikke oppgitt	Ikke oppgitt




Tabell 29: Gassforhold IEC metoden, case 2

Gassforhold i prøven i 2014	
C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄	0,02
CH ₄ /H ₂	62,37
C ₂ H ₄ /C ₂ H ₆	66,67

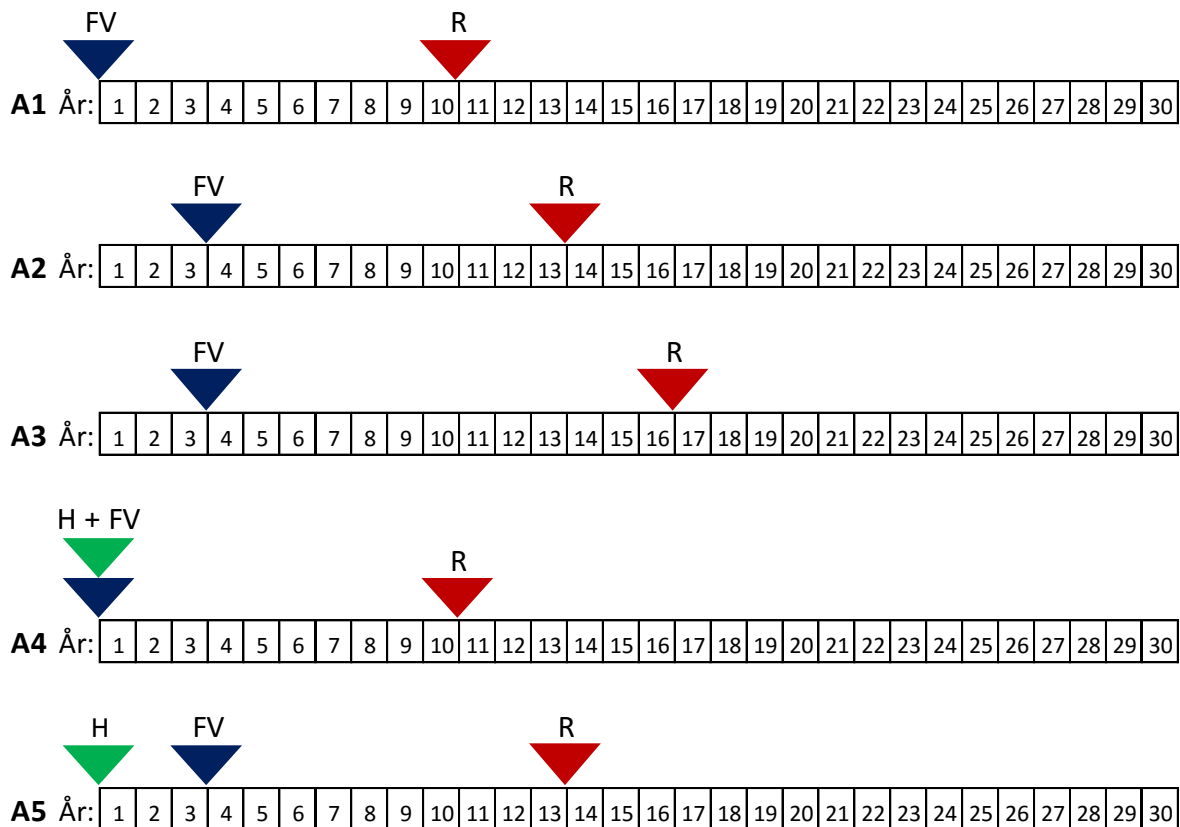
6.2.3 Tiltak og analysealternativer

For å bedre transformatorens tekniske tilstand er det vurdert fem ulike alternativer. Alle alternativene består i å utføre en rehabilitering relativt raskt før transformatoren på sikt skiftes ut. Det er også sett på muligheten for å montere en Hydran for kontinuerlig gassovervåking for å redusere konsekvensene av en eventuell svikt. Alternative tiltak og forventet levetid etter tiltak er vist i Tabell 30. Den økonomiske levetiden er anslått noe lavere enn forventet levetid da sviktsannsynligheten de siste årene vil være høy.

Tabell 30: Alternative tiltak, case 2

Grunnlag for ulike løsningsalternativer						
Tiltak	Kostnad [kkkr]	2-punktsestimat		Økonomisk levetid	Forkortelse	Symbol
		MLR etter tiltak	10 %-kvantil			
Monter Hydran	85			10 år	H	
Rehabilitering	1 000	20	10	10 år	FV	
Ny transformator	7 000	60	40	50 år	R	

I referansealternativet A1 utføres rehabilitering i år en før transformatoren skiftes ut i starten av år elleve. I A2 utsettes begge disse tiltakene tre år, rehabiliteringen utføres dermed etter tre år, før transformatoren skiftes i starten av år fjorten. A4 og A5 er tilsvarende som henholdsvis A1 og A2, bortsett fra at det her monteres en Hydran i år en. I A3 utføres rehabiliteringen i starten av år fire, mens transformatoren skiftes ut i år sytten. Figur 25 viser de fem analysealternativene.



Figur 25: Analysealternativer, case 2

6.2.4 Komponentkostnader ved svikt

Konsekvensene av en svikt er estimert ved hjelp av fire scenarioer nummerert etter alvorlighetsgrad. Scenario en, moderate kjerneskader, kan bare oppstå i alternativ A4 og A5 hvor det er montert Hydran. Det er antatt at enheten kan kobles ut før svikten utvikler seg til et alvorlig havari. I scenario to havarerer kjernen, men gassreleet kobler ut før transformatoren som helhet havarerer. I både scenario tre og fire havarerer transformatoren, og i fire fører også havariet til følgeskader.

Estimerte kostnader benyttet i analysen vises Tabell 31. Prosentfordelingene i parentes i tabellen viser fordelingen mellom scenarioene som er brukt i analysen, prosentene til venstre gjelder uten Hydran, mens de til høyre gjelder når Hydran er montert. Transport- og montasjekostnadene er i dette caset anslått høyere enn i case en siden transformatoren er vesentlig større.

Tabell 31: Konsekvensscenarier, case 2

Anslåtte kostnader for en 80 MVA transformator, 140/10,5 kV, 19 200 kg olje	
Hendelses scenario 1 - Moderate kjerneskader, utkobling pga. Hydran (0 % eller 70 %)	
Kostnadsbeskrivelse	Kostnad [kkkr]
Demontering og montering før og etter reparasjon	100
Transport for reparasjon	400
Reparasjon kjerne	1 500
Totalt	2 000
Hendelses scenario 2 - Kjernehavari, utkobling pga. gassvakt (40 % eller 20 %)	
Kostnadsbeskrivelse	Kostnad [kkkr]
Demontering og montering før og etter reparasjon	100
Transport for reparasjon	400
Ny/totalrahabilitert kjerne	3 000
Totalt	3 500
Hendelses scenario 3 - Transformatorhavari (40 % eller 8 %)	
Kostnadsbeskrivelse	Kostnad [kkkr]
Ny transformator	7 000
Totalt	7 000
Hendelses scenario 4 - Transformatorhavari med følgeskader (20% eller 2 %)	
Kostnadsbeskrivelse	Kostnad [kkkr]
Ny transformator	7 000
Følgeskader	1 000
Totalt	8 000

6.2.5 Utilgjengelighetskostnader

Siden dette er den eneste generatortransformatoren i et vannkraftverk kan utilgjengelighetskostnadene bli store ved langvarige utfall. Kraftverket ligger nederst i et vassdrag og benytter i tillegg til eget tilsig også vannet som forbrukes i tre andre kraftverk. Magasin en til fire i Tabell 32 representerer tilsiget til de respektive kraftverkene.

For scenarioene beskrevet i Kapittel 6.2.4 anslås det en utetid for transformatoren på tre måneder for scenario en, ni måneder for scenario to og tolv måneder for scenario tre og fire.

Magasin en hører til det aktuelle kraftverket, her er reguleringsmulighetene små, ved plutselige utfall vil nesten alt tilsiget tapes umiddelbart. Tilsiget til magasin to må også produseres relativt raskt. Med utetider på minimum tre måneder kan derfor alt tilsiget til disse magasinene regnes som tapt. Magasin tre og fire er større og har bedre reguleringssevne, det antas at de kan holde igjen tilsig tilsvarende to gjennomsnittsmåneder.

Det regnes her med et snitt for alle månedene over året for å redusere omfanget av denne analysen. Avviket trenger uansett ikke å bli så stort, da magasinene har lav vannstand i de månedene med høyes tilsig, samtidig som kraftprisen er høy i månedene med lite tilsig. Dette

fører til at tapet på sommeren, når tilsiget er stort, like vel ikke trenger å bli så stort som det kan se ut. Samtidig vil tapet på vinteren øke om produksjonen i flere kraftverk må begrenses da kraftprisene som regel er høye.

Tabell 32: Middel tilsig, case 2

Måned	Middel tilsig korrigert for ulike fallhøyder [GWh]				Sum [GWh]	Sum* [kkr]
	Magasin 1	Magasin 2	Magasin 3	Magasin 4		
Januar	1,8	0,1	1,0	1,3	4,2	830
Februar	1,3	0,0	0,8	1,0	3,2	635
Mars	2,0	0,0	0,6	0,9	3,5	695
April	3,3	0,1	0,6	0,9	4,8	963
Mai	19,6	0,7	5,6	5,1	31,1	6 215
Juni	22,6	0,4	14,8	17,0	54,8	10 958
Juli	15,3	0,1	12,3	20,8	48,6	9 720
August	4,6	0,1	5,2	11,0	21,0	4 198
September	5,7	0,2	3,4	7,5	16,7	3 344
Oktober	7,6	0,2	3,5	4,9	16,1	3 216
November	4,6	0,1	1,3	2,2	8,3	1 652
Desember	2,3	0,1	1,0	1,4	5,0	992
Sum [GWh]	90,7	2,2	50,2	74,0	217,1	
Sum* [kkr]	18 146	440	10 042	14 791	43 418	

*Beregnet om alt tilsiget i perioden går tapt, ved en kraftpris på 20 øre/kWh

Utilgjengelighetskostnadene beregnes som vist i Formel 8 med tall hentet fra Tabell 32. For bruk i analysen er utilgjengelighetskostnadene avrundet til nærmeste hundretusen.

$$\text{Tre måneder utetid} = (18146 + 440) * \frac{3}{12} + (10042 + 14791) * \frac{3-2}{12} = 6716 \text{ kkr}$$

$$\text{Ni måneder utetid} = (18146 + 440) * \frac{9}{12} + (10042 + 14791) * \frac{9-2}{12} = 28425 \text{ kkr}$$

$$\text{Tolv måneder utetid} = (18146 + 440) * \frac{12}{12} + (10042 + 14791) * \frac{12-2}{12} = 39280 \text{ kkr}$$

Formel 8: Beregning av utilgjengelighetskostnad, case 2

Det beregnes ikke utilgjengelighetskostnader i forbindelse med rehabilitering eller utskifting av transformator, da det antas at tiltakene planlegges og utføres på et optimalt tidspunkt i forhold til tilsig og magasinstand.

6.2.6 Estimert sviktsannsynlighet

Sviktsannsynligheten beregnes i dette caset på bakgrunn av 2-punktsestimater. Forventet levetid er før rehabiliteringen er 8 år, med et 10 %-kvantil på 3,5 år. Etter henholdsvis rehabilitering og transformatorskiftet anslås forventet levetid til 20 og 60 år, mens 10 %-kvantilene er 10 og 40 år. Resultatene av estimert årlig sviktsannsynlighet er vedlagt i Vedlegg 10.3, Figur 33, Figur 34 og Figur 35. En oppsummering av sviktsannsynligheten i de ulike løsningsalternativene er i Tabell 34 under resultater.

6.2.7 Resultater

I analysen er det benyttet en kalkulasjonsrente på 4,5 %, og en analyseperiode på 30 år.

Resultatene av analysen vises i Tabell 33. Alternativ A4 og A5 kommer klart best ut av analysen. Begge disse alternativene inkluderte montering av Hydran som skulle redusere konsekvensene om svikt oppsto ved å overvåke gassutviklingen og sørge for tidlig varsel. Referansealternativ A1 ender midt på i analysen, mens A2 og A3 bli vesentlig dyrere enn de andre alternativene. Spriket mellom alternativene er på 4,5 millioner, mens totale kostnader for det billigste alternativet, A5, er 4,9 millioner. Figur 26 viser hvordan kostnadene i de ulike alternativene fordeler seg.

Årsaken til at avvikene blir så store, er at konsekvensen av utilgjengelighet er stor. Det er her regnet på to alternativ som kan redusere denne utetiden ved å investere i en Hydran. Ved å ha gassutviklingen under konstant overvåkning kan også produksjonen i kraftverkene tilpasses om gassutviklingen endrer seg.

For alternativene A1-A3 viser resultatene at sviktkostnadene fra starten av er så store at det er lønnsomt å utføre rehabiliteringen tidligst mulig, det viser særlig forskjellene mellom A1 og A2. Ved å se på forskjellen mellom A2 og A3 kan det også konstateres at det ikke er gunstig å utsette transformatorskiftet lenger etter rehabiliteringen, da sviktkostnadene øker mer enn investeringskostnadene reduseres ved å utsette tiltaket. Kumulativ sviktsannsynlighet i de ulike periodene for hvert alternativ er oppsummert i Tabell 34.

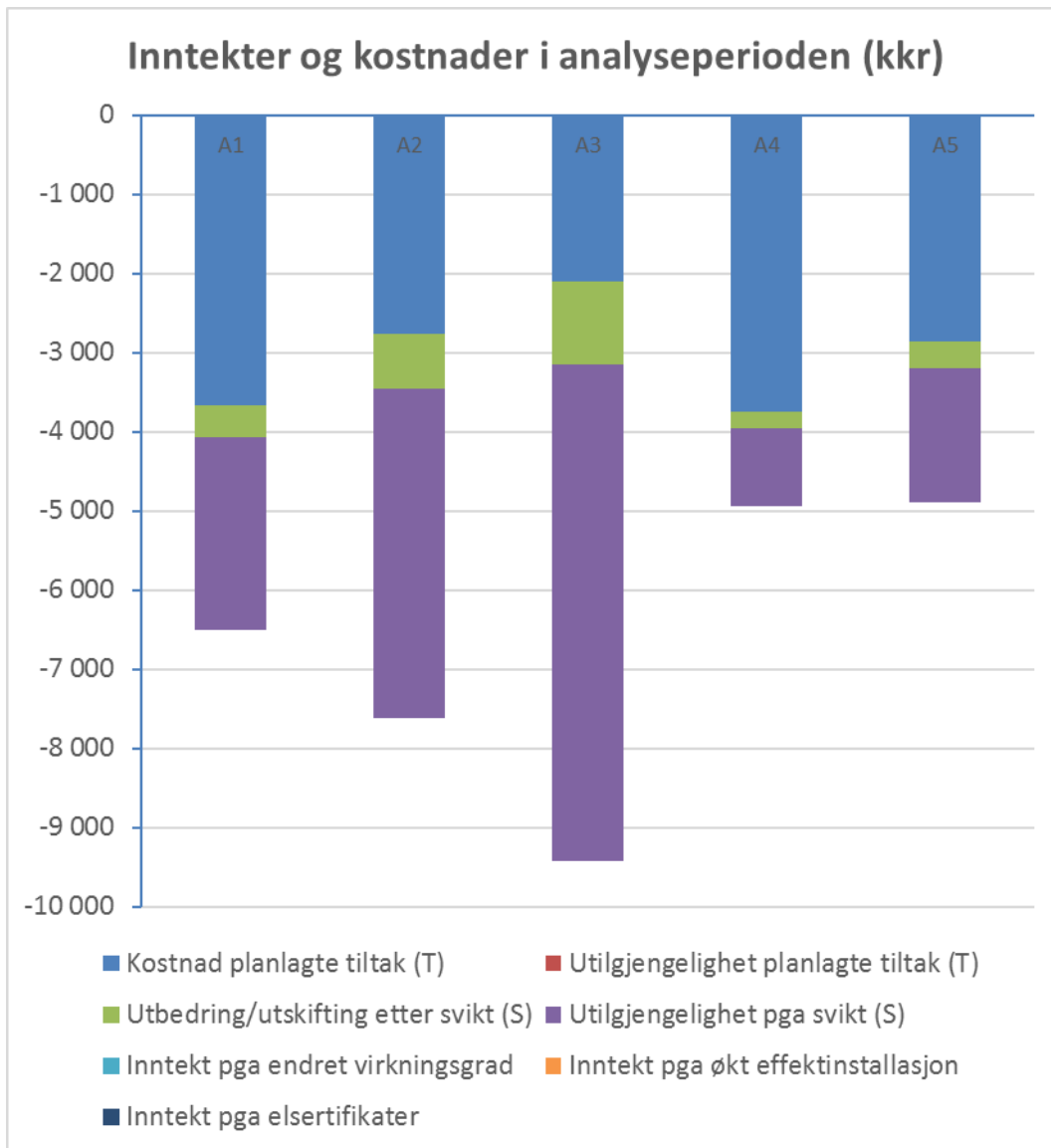
Når beslutningen skal tas bør flere faktorer vurderes. Her har for eksempel de to billigste alternativene A4 og A5 tilnærmet samme kostnad, mens det er relativt stor forskjell i sviktsannsynlighet. Det vil dermed være naturlig å vurdere om alternativet med lavest sviktsannsynlighet har mindre risiko med tanke på helse, miljø og sikkerhet, noe som kan være avgjørende for valg av alternativ. Disse analysene har bare sett på økonomiske konsekvenser.

Tabell 33: Resultater, case 2

Kostnader i analyseperioden			Alternativer				
			A1	A2	A3	A4	A5
Tidspunkt planlagte tiltak (T)							
T1	Monter Hydran (0,085 M)	år				2017	2017
T2	Rehabilitering av kjerne (1 M)	år	2017	2020	2020	2017	2020
T3	Ny transformator (7 M)	år	2027	2030	2033	2027	2030
Kostnad planlagte tiltak (T)							
T1	Monter Hydran (0,085 M)	kkkr	0	0	0	85	85
T2	Rehabilitering av kjerne (1 M)	kkkr	1 000	819	819	1 000	819
T3	Ny transformator (7 M)	kkkr	2 670	1 954	1 283	2 670	1 954
	Sum	kkkr	3 670	2 773	2 102	3 755	2 858
Utilgjengelighet planlagte tiltak (T)							
	Sum	kkkr	0	0	0	0	0
Utbedring/utskifting etter svikt (S)							
S1	Jernbrann	kkkr	405	689	1 043	0	0
S2	Jernbrann (med hydran)	kkkr	0	0	0	197	335
	Sum	kkkr	405	689	1 043	197	335
Utilgjengelighet pga svikt (S)							
S1	Jernbrann	kkkr	2 438	4 150	6 282	0	0
S2	Jernbrann (med hydran)	kkkr	0	0	0	998	1 699
	Sum	kkkr	2 438	4 150	6 282	998	1 699
	Sum kostnader	kkkr	6 513	7 612	9 427	4 950	4 892
Netto inntekter i forhold til referansealternativ A1		kkkr	0	-1 100	-2 915	1 563	1 621

Tabell 34: Kumulativ sviktsannsynlighet, case 2

Periode	Kumulativ sannsynlighet for svikt				
	Alternativ				
	A1	A2	A3	A4	A5
Før T2	-	6 %	6 %	-	6 %
Mellom T2 og T3	10 %	10 %	22 %	10 %	10 %
Etter T3	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
Totalt	10 %	17 %	28 %	10 %	17 %



Figur 26: Kostnadsfordeling, case 2 [2]

6.2.8 Følsomhetsanalyse

Det er for denne analysen valg å undersøke følsomheten for endring i konsekvensfordelingen benyttet når Hydran monteres. I caset ble det anslått at Hydranen ville redusere konsekvensene og utetiden betraktelig. For å se på følsomheten til denne parameteren er betydningen av denne nå redusert slik som vist i Tabell 35. Resultatene av analysen blir da som vist i Tabell 36.

Tabell 35: Endring i konsekvensfordelingen for følsomhetsanalyse, case 2

	Case 2		Følsomhetsanalyse	
	Uten Hydran	Med Hydran	Uten Hydran	Med Hydran
Scenario 1	0 %	70 %	0 %	30 %
Scenario 2	40 %	20 %	40 %	30 %
Scenario 3	40 %	8 %	40 %	30 %
Scenario 4	20 %	2 %	20 %	10 %

Ved å endre denne fordelingen øker sviktkostnadene for A4 og A5 betraktelig. A5 er nå så vidt dyrere enn referansealternativ A1. A4 er det billigste alternativet, men forskjellen er også vesentlig redusert i forhold til referansealternativet. Analysen viser at man må være forsiktig med å tillegge slike tiltak for mye tiltro, da en feilbedømmning kan ha store konsekvenser for hele analysen.

Tabell 36: Resultater følsomhetsanalyse, case 2

Kostnader i analyseperioden			Alternativer					
			A1	A2	A3	A4	A5	
Tidspunkt planlagte tiltak (T)								
T1	Monter Hydran (0,085 M)	år				2017	2017	
T2	Rehabilitering av kjerne (1 M)	år	2017	2020	2020	2017	2020	
T3	Ny transformator (7 M)	år	2027	2030	2033	2027	2030	
Kostnad planlagte tiltak (T)								
T1	Monter Hydran (0,085 M)	kkr	0	0	0	85	85	
T2	Rehabilitering av kjerne (1 M)	kkr	1 000	819	819	1 000	819	
T3	Ny transformator (7 M)	kkr	2 670	1 954	1 283	2 670	1 954	
	Sum	kkr	3 670	2 773	2 102	3 755	2 858	
Utilgjengelighet planlagte tiltak (T)								
	Sum	kkr	0	0	0	0	0	
Utbedring/utskifting etter svikt (S)								
S1	Jernbrann	kkr	405	689	1 043	0	0	
S2	Jernbrann (med hydran)	kkr	0	0	0	317	540	
	Sum	kkr	405	689	1 043	317	540	
Utilgjengelighet pga svikt (S)								
S1	Jernbrann	kkr	2 438	4 150	6 282	0	0	
S2	Jernbrann (med hydran)	kkr	0	0	0	1 832	3 118	
	Sum	kkr	2 438	4 150	6 282	1 832	3 118	
	Sum kostnader	kkr	6 513	7 612	9 427	5 904	6 517	
Netto inntekter i forhold til referansealternativ A1			kkr	0	-1 100	-2 915	609	-4

7 Diskusjon

De ulike delene av oppgaven og problemstillingen skal i dette kapitlet vurderes og diskuteres.

Det har i rapporten blitt gjennomgått relativt inngående teori om skadetyper, design, tiltak, påkjenninger, konsekvenser, svikttyper, fastsetting av teknisk tilstand og konsekvens-reducerende tiltak. Det har så blitt etablert sviktmodeller basert på denne informasjonen. Informasjon fra sviktmodellene ble så brukt som grunnlag i to reinvesteringsanalyser.

Utgangspunktet for modellene etablert i denne rapporten er at de bør kunne knyttes til dagens vedlikeholdspraksis uten omfattende endringer. Tilstandsinformasjonen vil dermed primært komme fra olje- og gassanalyser. Det er likevel en viktig del av oppgaven å klargjøre hvilken informasjon som kan og bør registreres for å senere kunne ta bedre beslutninger basert på et bredere grunnlag. Det er blant annet observert at viktige hendelser ikke registreres selv om beslutningstakerne mener dette er relevant informasjon.

7.1 Kartlegging

Det er i denne rapporten fokusert på selve transformatoren, uten gjennomføringer og trinnkobler. Årsaken til dette er at det i nyere tid har vært vanlig at både trinnkobler og gjennomføringer har eget oljevolum. Det vil dermed ikke være noen informasjon om disse enhetene i transformatorens olje- og gassanalyse. Det er heller ikke vanlig å ta separate oljeprøver av disse regelmessig.

7.1.1 Skadetyper og teknisk tilstand

Når det gjelder skadetyperne transformatoren utsettes for er disse mange og relativt kompliserte. Det er i stor grad kunnskap om materialegenskaper og kjemiske prosesser som er grunnlaget for å forstå de ulike degraderingsprosessene som vil redusere den tekniske tilstanden. Fuktighet, oksygentilgang og temperatur er svært sentralt, i tillegg kan den del mindre avvik gradvis utvikle seg og i verste fall føre til transformatorhavari. De ulike skadetyperne vil kommenteres mer under Kapittel 7.2 om sviktmodeller.

7.1.2 Tiltak, påkjenninger og design

Transformatorens design er direkte avgjørende for utviklingen til mange av skadetyperne. I rapporten er de mest vanlige designforskjellene kommentert. Det er ved hjelp av litteratur og en spørreundersøkelse utført av SINTEF kartlagt noen konkrete designvalg transformatoreiere og eksperter mener har direkte innvirkning på levetiden. Det er derimot vanskelig å tallfeste slikt nøyaktig. Termisk oppgradert papir, gummisekk i konservator og enheter uten eller med vakuumbrytere i trinnkobler antas alle å ha betydelig økt levetid i forhold til alternativene: fri ventilasjon, kraftpapir og trinnkobler med felles ekspansjonstank.

Ulike påkjenninger vil også være avgjørende for hvilke skadetyper eller avvik som kan oppstå, og de kan ha direkte innvirkning på den tekniske tilstanden. Det er også vanlig at selve svikttidspunktet oppstår i forbindelse med en påkjenning.

De største kreftene oppstår i forbindelse med usynkroniserte innkoblinger eller innkoblinger mot jordingsapparat. Begge disse antas å føre til redusert levetid selv om komponenten er dimensjonert for å tåle slike påkjenninger. Lyn- og koblingsoverspenninger og driftsrelaterte påkjenninger som overbelastninger og raske lastendringer er andre eksempler på påkjenninger som kan være kritiske. En viktig observasjon er at selv om de som skal vurdere transformatorenes tilstand i kraft- og nettselskapene mener at slike påkjenninger reduserer levetiden, virker det ikke som bransjen har noen kultur for å registrere slike påkjenninger.

Det er beskrevet en del tiltak som kan iverksettes for å opprettholde eller øke transformatorens levetid. Det er i hovedsak oljerelaterte tiltak som er tatt med, da dette er relativt standardiserte tiltak som kan ha direkte innvirkning på enkelte skadetyper. Utvidet overvåkning er selvsagt også mye benyttet for enheter hvor det mistenkes avvik eller svekket tilstand. Andre mer konkrete tiltak på enkeltkomponenter må vurderes mer spesifikt i de enkelte tilfellene og er derfor ikke tatt med.

7.1.3 Svikt, konsekvenser og konsekvensreduserende tiltak

Transformatoren svikter når den ikke lenger klarer å utføre sin funksjon. Sviktårsakene blir derfor gjennomslag i hovedisolasjon, mekaniske viklingskader og kjernebrann. Avvik som kan stå uoppdaget defineres derfor ikke som svikt selv om disse kan være alvorlige for tilstanden. På tross av dette kan transformatoren kobles ut av vern før selve svikten har oppstått, og dermed hindres fra å driftes helt til det definerte sviktpunktet. Konsekvensreduserende tiltak er i rapporten begrenset til vern som benyttes for transformatorer.

Konsekvensene av svikt er i rapporten begrenset til sviktkonsekvensen for selve transformatoren, med bakgrunn i sviktårsakene. Disse er vage da det er vanskelig å anslå generelle konsekvenser for ulike transformatorer. Litteraturen er også ganske vag når det gjelder konsekvenser for komponentene og det har heller ikke vært tid til å innhente konkrete erfaringer fra bransjen. Konsekvensene er derfor delt inn i moderate delkomponentskader, delkomponenthavari, transformatorhavari og transformatorhavari med tankbrudd. Konsekvensene danner sammen med sannsynligheten for at de oppstår den aktuelle risikoen.

7.2 Etablering av sviktmodeller

Sviktmodellene er satt opp basert på de naturlige skillene i informasjonstilgangen. Olje- og gassanalyser er de metodene som i størst grad benyttes for å kartlegge teknisk tilstand. Det blir da et naturlig skille mellom skadetyperne basert på hvilke parametere i de respektive prøvene de påvirker. Det hadde også vært mulig å utarbeide en tilsvarende modell for korrosjon, men det ble ikke prioritert da fokuset her var på transformatorens indre tilstand.

7.2.1 Aldring og forurensning av isolasjon

Oljeanalysen egner seg best for å avdekke generell aldring og forurensning av isolasjonsmaterialene olje og cellulose. Oksidasjon, hydrolyse og temperatur er her hovedårsakene i tillegg til partikkelforurensninger. Ved aldringen vil det videre dannes aldringsprodukter som kan bidra til en akselerert prosess.

Det mest utfordrende er å anslå cellulosemekaniske styrke da det i stor grad er denne som svekkes. Det er mulig å måle denne ved å ta papirprøver, men dette er en krevende prosess og det vil uansett være vanskelig å ta prøver fra de mest kritiske stedene. Det er derfor foreslått tilstandskriterier basert på oljeparametere nøytralisasjonsverdi, grenseflate-spenning, gjennomslagsspenning og vanninnhold for å fastsette en tilstandskarakter.

For å kunne benytte tilstandsvurderingen i en netto nåverdiberegning av reinvesteringstiltak og for å kunne estimere gjenværende levetid, må det også kunne anslås oppholdstider i de ulike tilstandene. Dette er gjort ved anslag og beregninger vist i Kapittel 5.2.1.3. Det har som ventet vært krevende å definere slike tider da dette er svært sammensatte prosesser som påvirkes av en rekke mer eller mindre kjente påvirkninger. Det viste seg derimot at beregningene stemte godt overens med anslag av forventet levetid gjort av noen spurte kraft- og nettselskaper.

7.2.2 Isolasjonsnedbrytning og sirkulerende strømmer i kjernen

For andre indre avvik eller skadetyper er det gassanalysen som kan gi målbare verdier. Bruken av målingene vil være krevende da ulike avvik, med ulik alvorlighetsgrad, gjerne gir samme utslag. Det er etablert to sviktmodeller som begge benytter gassanalysen for å definere teknisk tilstand. Disse er definert som isolasjonsnedbrytning og sirkulerende strømmer i kjernen.

Isolasjonsnedbrytning dekker avvik som gjerne fører til raskere og mer uforutsett degradering av isolasjonsmaterialene enn generell aldring. Avvikene kan være delutladninger, gjennomslag i delisolasjon eller lokale overopphetninger som følge av dårlige skjøter, tette kjølekanaler eller lignende.

Det er her foreslått en tilstandsbedømming basert på en tilstandsmetode utviklet i IEEE C57.104 [13] som benytter en kombinasjon av enkeltgasser og totalt innhold av brennbare gasser. Metoden er i utgangspunktet tenkt for enheter hvor det ikke foreligger tidligere målinger. Disse tilstandskriteriene er grove og ment som et varselnivå for videre undersøkelser. Det må så fastslås om avviket hører til i denne sviktmodellen, da også andre avvik kan gi tilsvarende utslag.

En videreutvikling av tilstandskriteriene vil være å definere kriterier basert på gassingstakt. For å kunne skille mellom avvik i denne modellen og modellen som dekker sirkulerende strømmer i kjerne, må kriteriene ytterligere videreutvikles med ulike gassforhold som kan antyde mer presist hvilke avvik som har oppstått.

Sirkulerende strømmer i kjernen kan forårsakes av kortslutning av kjerneblikk eller som følge av en ekstra utilsiktet jordforbindelse. Dette fører til overopphetning som kan føre til nedbrytning av kjerneisolasjonen, ytterligere kortslutning av kjerneblikk og i verste fall lede til kjernebrann.

Tilstandskarakterene baseres også her på gassverdier, men det benyttes bare noen utvalgte gasser, gassingstakter, gassinhold og gassforhold for å øke presisjonen i anslaget.

For både isolasjonsnedbrytning og sirkulerende strømmer i kjernen benyttes det et 2-punktsestimat for å anslå forventet tid til svikt. Årsaken til det er at dette er avvik som man ikke kan registrere noen tilstand på før de har oppstått, og som når de har oppstått kan utvikle seg raskt. Det er heller ikke avvik som forventes å oppstå etter en fastsatt tid. 2-punktsestimatet må fastsettes av en ekspert i de enkelte tilfellene.

7.3 Analyser av case

To av de etablerte sviktmodellene er benyttet for å gjennomføre to case hvor det utføres netto nåverdiberegninger av rehabilitering- eller reinvesteringstiltak.

7.3.1 Case 1

Det er i det første caset gjort reinvesteringsvurderinger basert på en oljeanalyse. Oljeanalysen kontrolleres mot tilstandskriteriene i Tabell 9 for å fastsette en tilstand. Denne tilstanden benyttes så sammen med levetidskurven beregnet og beskrevet i Kapittel 5.2.1.3, for å beregne årlig sviktsannsynlighet. Sviktsannsynlighetene etter at aktuelle tiltak er utført beregnes på samme måte gitt tilstanden etter at tiltaket er utført.

Det er to tiltak som vurderes i denne analysen, regenerering av transformatorolje og utskifting av transformator. Det settes opp fem analysealternativer basert på de to aktuelle tiltakene og ulike gjennomføringstidspunkt. Det beregnes og anslås så kostnader for bruk i analysen. Kostnadene består av komponentkostnader og KILE-kostnader. I denne analysen regnes det ikke med noen inntekter.

Resultatene av denne analysen viser at det ved å bruke modellen og anslagene om levetid og teknisk tilstand kan vises at det vil være økonomisk å utsette tiltaket noe. Her antas virkningen av regenereringen så bra at det helt klart ikke vil være økonomisk å skifte ut transformatoren gitt forutsetningene i analysen. Det kan også forstås ved å se på kumulativ sviktsannsynlighet for de ulike alternativene i Tabell 23. Denne kan holdes svært lav ved å utføre regenereringer.

For å vurdere følsomheten til parameteret, anslått tilstand, er det utført en analyse hvor anslått tilstand etter regenerering endres fra tilstand 2+ til 2-. Dette reduserer forventet levetid etter tiltaket og sviktkostnadene går vesentlig opp for alle alternativer som baserer seg på regenerering. Ved å se på kumulativ sviktsannsynlighet i Tabell 25 ser man at intervallet mellom regenereringen nå er for langt slik at sviktkostnadene blir høye. Analysen er dermed følsom for eventuelle avvik mellom anslått tilstand og faktisk tilstand.

7.3.2 Case 2

I det andre caset er det foretatt en tilsvarende analyse som i case en, men her er det tiltak rettet mot kjernen som skal vurderes basert på resultatene i en gassanalyse.

Gassanalysen vurderes i forhold til tilstandskriteriene i Tabell 14. Tilstandskarakteren tilsier at tilstanden er kritisk på bakgrunn av for høy gassingstakt av eten. Ved å tolke forholdstallene i gassanalysen ved hjelp av foreslåtte forholdstall i Tabell 7 kan det antas at avviket har en temperatur høyere enn 700 °C.

Basert på tilstanden er det foreslått tre tiltak som skal vurderes og kombineres i fem analysealternativer. Aktuelle tiltak er rehabilitering av kjerne, utskifting av transformator og montering av Hydran. Montering av Hydran er ikke et aktivt tiltak for å bedre den tekniske tilstanden, men er en skjerpet overvåkning av oppløste brennbare gasser. Dette tiltaket antas å redusere konsekvensene og utetidene om svikt oppstår.

For å beregne sviktsannsynligheter er det anslått 2-punktsestimater for dagens tilstand, tilstand etter rehabilitering og for ny tilstand. Konsekvensene om en svikt oppstår beskrives ved fire konsekvensscenarier som vektet.

Kostnadene er sammensatt av tiltakskostnader og komponent- og utilgjengelighetskostnader ved svikt. Utilgjengelighetskostnadene er i dette tilfellet veldig høye, da utfall av transformatoren raskt fører til vanntap. Utilgjengelighetskostnadene er derfor vesentlig høyere en komponentkostnadene ved svikt. Det er ikke regnet med inntekter i denne analysen. Reduserte fremtidige sviktkostnader kunne vært regnet som inntekter om det hadde vært ønskelig.

Resultatene av analysen viser at sviktkostnadene her dominerer tiltakskostnadene, og det er dermed lønnsomt og utføre tiltakene tidlig for å redusere sviktsannsynligheten. Basert på aktuelle forutsetninger er det også klart økonomisk å installere en Hydran for å oppdage en svikt tidligere og dermed redusere konsekvensene.

For å vurdere analysens følsomhet for endringer i Hydranens innvirkning er det utført en ekstra analyse. Vektingen mellom de ulike konsekvensscenarioene endres da slik at Hydranen i mindre grad vil redusere konsekvensene ved en svikt. Som ventet hadde dette stor innvirkning på lønnsomheten til de aktuelle løsningsalternativene i forhold til referansealternativet. Det er dermed viktig å være forsiktig med hvor optimistisk man er når slike tiltak tas inn i en analyse.

7.4 Feiltolkning av teknisk tilstand

I forbindelse med utarbeidelsen av sviktmodellene og gjennomføringen av analysene, ble det hentet inn noen reelle olje- og gassanalyser fra transformatorer som var under oppsikt på grunn av utslag i gassanalysen. Ved å se nærmere på disse ble det oppdaget flere avvik i den nest siste prøven tatt av den ene transformatoren i 2015 som ikke kunne stemme med prøven tatt året før (2014) og året etter (2016). Gassanalysene for de aktuelle årene er vist i Tabell 37.

Transformatoren hadde i utgangspunktet et etennivå høyere enn mange andre tilsvarende transformatorer, og fikk i 2014 et utslag på grunn av for høy gassingstakt for eten. En ny prøve tatt en måned senere viste svak nedgang i innholdet og tilstanden ble derfor ansett som ok.

Prøven tatt i 2015 ble også ansett som god. I 2016 fikk selskapet varsel om et mulig T3 avvik, det vil si avvik med temperaturer over 700°C, og det ble anbefalt å utføre en ny analyse innen to måneder. Årsaken til avviket var gassingstakten til eten. De to prøvene med utslag på for høy gassingstakt av eten er markert rødt i Tabell 37, den avvikende prøven er markert gul.

Ved å se på prøvene tatt i perioden 2014-2016 viste det seg at etennivået var mye lavere i 2015 enn i de andre årene. For de fleste andre gassene hadde 2015 prøven høyere konsentrasjoner enn både 2014 og 2016 prøvene.

Tabell 37: Gassanalyse med historikk

Gass [ppm]	Betegnelse	Prøvedato [måned/år]					
		2/2016	3/2015	5/2014	2/2014	2/2013	3/2012
Hydrogen	H ₂	7	46	3	4	1	1,3
Metan	CH ₄	5	16	3	5	2	2,2
Etan	C ₂ H ₆	2	5	2	2	2	1
Eten	C ₂ H ₄	186	12	124	140	69	43,1
Acetylen	C ₂ H ₂	0	0	0	2	0	-
Karbonmonoksid	CO	906	1232	513	268	314	312
Karbondioksid	CO ₂	4844	5860	3490	5218	2670	2011
Nitrogen	N ₂	52454	64371	66914	67140	46670	63147
Oksygen	O ₂	23210	4672	28645	27077	20485	20217
TDCG	TDCG	1106	1311	646	861	389	-

Det ble videre sett på oljeprøvene tatt samme dag som gassprøvene. Her var det også flere unormale endringer i 2015 sammenlignet med prøvene tatt i 2012-2016. Blant annet var inhibitorinnholdet vesentlig høyere og fargen lysere enn de tidligere registrerte verdiene, disse verdiene skal ha motsatt utvikling. Oljeprøvene for perioden 2012-2016 vises i Tabell 38.

Etter å ha snakket med prøvelaboratoriet ble det fastslått at prøven i 2015 måtte stamme fra en annen transformator. Det tyder på at prøver fra to transformatorer har blitt byttet om enten hos selskapet eller laboratoriet. Ved å fjerne prøven fra 2015 ville ikke prøven i 2016 gitt utslag i gassanalysen. Ifølge laboratoriet var det ikke direkte uvanlig med slike forvekslinger.

Ved utslag i gassanalysen bør det alltid tas en ny prøve, både for å verifisere et resultat, men også for å kunne beregne gassingstakten mer nøyaktig. I dette konkrete tilfellet førte denne forvekslingen bare til en ekstra gassanalyse. Det synliggjør derimot viktigheten av å vurdere selv gode prøveresultater med et kritisk blikk.

Tabell 38: Oljeanalyse med historikk

Parameter	Betegnelse	Prøvedato [måned/år]					
		2/2016	3/2015	5/2014	2/2014	2/2013	3/2012
Temperatur	°C	26	30	-	30	34	-
Gjennomslagsspenning	kV	80	69	-	89	72	82
Vanninnhold	mg/kg	2,85	2,2	-	5,6	1,6	1,6
Nøytralisasjonsverdi	mg KOH/g	0,05	0,04	-	0,04	0,04	-
Dielektrisk tapsfaktor		0,0085	0,0176	-	0,0075	0,0066	-
Farge	0 lys - 8 mørk	<2,5	1,0	-	<2,0	2,0	2,0
Grenseflatespenning	mN/m	34	36	-	42	-	-
Inhibitor	%	0,23	0,3	-	0,24	0,24	0,24

8 Avsluttende drøfting

8.1 Konklusjon

Rapporten har kartlagt de mest fremtredende og sentrale skadetyperne en transformator utsettes for. Disse skadetyperne brukes så til å etablere sviktmodeller for videre bruk i beregning av gjenværende levetid eller reinvesteringsanalyser. Slike modeller kan dermed være viktig i risikobasert fornyelse. Det er i hovedsak sett bort fra gjennomføringer, trinnkobler og annet tilleggsutstyr.

Andre viktige faktorer som design, påkjenninger og tiltak er undersøkt og knyttet opp mot konkrete skadetyper der det er naturlig, eller kommentert generelt om de ikke knyttes til spesifikke skadetyper. Det er avdekket at påkjenninger som antas å ha direkte innvirkning på levetiden ikke registreres og dokumenteres. Sviktårsaker, konsekvenser og konsekvensreducerende tiltak er også omtalt.

Det er i rapporten etablert tre sviktmodeller for transformatorer. Hovedpoenget med disse er å samle og systematisere informasjon om alle de underliggende faktorene som påvirker den tekniske tilstanden og dermed transformatorens levetid. Dette er viktig ikke bare for å unngå svikt, men også for å ha god nok kunnskap om hver enkelt komponent til at mulig levetid utnyttes best mulig.

Sviktmodellene i rapporten er utarbeidet for: generell aldring og forurensning av isolasjonsmaterialene, nedbrytning av isolasjonsmaterialene som følge av avvik og sirkulerende strømmer i kjernen.

Det er sett på muligheten for å definere tilstandskriterier slik at komponenter kan få en karakter som beskriver den tekniske tilstanden. Fordelen med dette er at enheter kan vurderes i forhold til hverandre og beslutningsprosesser kan automatiseres eller forenkles. Det er foreslått mulige tilstandskriterier for de tre sviktmodellene.

For modellen som dekker aldring og forurensning kan en gradvis utvikling forutses ved gitte betingelse, her er det derfor gjort beregninger for å definere en levetidskurve som kan benyttes til å estimere sviktsannsynlighet. For de to andre modellene er påvirkningen avvikene har på den tekniske tilstanden mye mer uforutsigbare og det antas at karakterkriteriene i første rekke må detektere avviket og eventuelt anslå alvorlighetsgraden. Videre undersøkelse må utføres for å identifisere avviket og videre anslå forventet tid til svikt.

Det er utført to analyser for å undersøke hvordan sviktmodeller og informasjonen fra de kan benyttes i reinvesteringsanalyser. utfordringen er her å ha tilgang på tilstrekkelig og konkret nok informasjon om tilstand, konsekvenser, kostnader og lignende. I begge analysene er det vist hvordan endringer i parameterne kan ha stor betydning for resultatet av analysen. Det ble i forarbeidet til en av analysene avdekket at en feilregistrert gassprøve førte til en feilaktig alarm i neste prøve for en transformator som er i drift i dag. Uriktige prøver kan føre til at en

komponent åpnes for vedlikehold eller i verstefall skrotes, det viser hvor viktig det er å være kritisk til selv gode resultater.

Det har i denne rapporten blitt vist at det er mulig å utvikle sviktmodeller for transformatorer, men det er en omfattende jobb å få disse detaljerte og presise nok til at de aktivt kan tas inn i et beslutningsverktøy. Det må særlig lages gode algoritmer for å tolke gassanalysene på flere ulike måter for å bedre kunne utnytte informasjonen i disse.

Erfaringene fra denne oppgaven viser at sviktmodeller er nyttige og kan forbedre eller forenkle en beslutningsprosess og benyttes som en del av et beslutningsunderlag i risikobasert fornyelse. De vil kunne bidra til å systematisere informasjonen og gjøre vurderinger mer objektive. Det krever derimot at bransjen med leverandører, kraft- og nettselskaper og forskermiljø samarbeider slik at modellene som utvikles blir så gode som mulig og at disse hele tiden oppdateres. Det vil være viktig å dele informasjon på tvers av selskaper, lære av feil og kommunisere ut i selskapene hvilken informasjon som er relevant slik at nyttige opplysninger registreres.

8.2 Videre arbeid

Mulighetene for å utvikle sviktmodeller for transformatorer har blitt vurdert i denne rapporten. Det har vist seg å være mulig, men det må jobbes mer med modellene for å øke detaljnivået og kvalitetssikre innholdet. Etter hvert som detaljnivået økes vil det være aktuelt å dele opp modellene i mindre og mer spesifikke modeller for de enkelte skadetyper.

Modellene vil allerede i dag tydeliggjøre viktige sammenhenger, men ved å konkretisere, hente inn mer erfaringsdata og utfylle hovedelementene, som skadetyper og design, kan modellene utvikles slik at de kan benyttes direkte i et beslutningsverktøy.

For å avgrense oppgaven er det valgt å fokusere mindre på gjennomføringer, trinnkobler og annet tilleggsutstyr. I en helhetsvurdering er også tilstanden til disse komponentene avgjørende for å ta riktige vurderinger. Det vil dermed være behov for å undersøke disse nærmere. Det er heller ikke utviklet sviktmodeller for alle skadetyper transformatoren utsettes for i denne rapporten, korrosjon på transformortank kunne vært en aktuell modell.

Analysene utført i rapporten viser at sviktmodeller kan ligge til grunn for reinvesteringsanalyser. Det er derimot viktig å vite hvor følsomme slike analyser er for endringer i parameterne. Feiltolkning av teknisk tilstand før eller etter tiltak vil for eksempel kunne endre resultatet av en analyse helt, det vil derfor være viktig å gjøre gode undersøkelser for å få disse anslagene best mulig.

9 Referanseliste

- [1] F. Johnson, "Statnett, Innlegg på Brukergruppen for kraft- og industritransformatorer," Tromsø, 14.11.2012.
- [2] T. Welte, J. Heggset, E. Solvang, and D. E. Nordgård, "User's guide to Optimal Maintenance Tool Box Version 3," 2011.
- [3] E. Solvang, T. Welte, and J. Heggset, "Sviktmønstre for vannkraftverk: Modellbeskrivelse og anvendelse," 2011.
- [4] E. Norge, "Håndbøker for tilstandskontroll av vannkraftanlegg," 1992-2005.
- [5] A. O. Eggen, T. Welte, and D. Susa, "Methodology for establish life curves based on condition monitoring data and expert judgment," 2010.
- [6] B. T. Furnes, "Feildeteksjon i krafttransformatorer - Kombinasjonen av rutinekontroller og alternative diagnosemetoder," 2015.
- [7] "Håndbok i vedlikehold av krafttransformatorer - 3 Tank og olje," Brukergruppen for kraft- og industritransformatorer2006.
- [8] "CIGRE Working Group A2.34 - Guide for transformer maintenance," 2011.
- [9] *BS EN 60422:2013 - Mineral insulating oils in electrical equipment. Supervision and maintenance guidance*, 2013.
- [10] "IEEE Guide for Acceptance and Maintenance of Insulating Oil in Equipment," *IEEE Std C57.106-2006 (Revision of IEEE Std C57.106-2002)*, pp. 1-36, 2006.
- [11] *BS EN 60599:2015, IEC 60599:2015 - Mineral oil-filled electrical equipment in service. Guidance on the interpretation of dissolved and free gases analysis*, 2015.
- [12] ABB, *Service Handbook for Transformers*, 2007.
- [13] "IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers," *IEEE Std C57.104-2008 (Revision of IEEE Std C57.104-1991)*, pp. 1-36, 2009.
- [14] M. Duval and L. Lamarre, "The duval pentagon-a new complementary tool for the interpretation of dissolved gas analysis in transformers," *Electrical Insulation Magazine, IEEE*, vol. 30, pp. 9-12, 2014.
- [15] O. Holm, "Regenerering av transformatorolje. Påvirker dette transformatorens driftssikkerhet og levetid?," in *Strømmen skal fram - NEF Teknisk Møte 2014*, Trondheim, 2014, pp. 211-223.
- [16] A. J. Kachler and I. Höhle, "Functional and Component-Related Diagnostics for Power Transformers, a Basis for Successful "Transformer Life Management"," in *Transformers*, ed: CRC Press, 2012, pp. 239-264.
- [17] "Håndbok i vedlikehold av krafttransformatorer - 2a Vikling," Brukergruppen for kraft- og industritransformatorer2011.
- [18] C. Krause, "Short-Circuit Resistant Power Transformers - Prerequisite for Reliable Supply of Electrical Energy," *CIGRE Paper C101*, 2009.
- [19] "Håndbok i vedlikehold av krafttransformatorer - 2b Kjerne," Brukergruppen for kraft- og industritransformatorer2009.
- [20] J. B. Sund, "Håndbok i vedlikehold av krafttransformatorer - 4 Gjennomføringer," Brukergruppen for kraft- og industritransformatorer2008.
- [21] "Håndbok i vedlikehold av krafttransformatorer - 5 Hjelpetstyr," Brukergruppen for kraft- og industritransformatorer2006.
- [22] S. Ingebrigtsen, L. E. Lundgaard, T. Toftevaag, J. Bakken, M. Pezzotta, and O.-G. Lademo, "Topics for Explosion Assessment of Oil-Insulated Power Transformers," 2010.

10 Vedlegg

10.1 Gjennomsnittlig transformator brukt i undersøkelse

Den gjennomsnittlige transformatoren som alle svar angis i forhold til er definert som følger:

- Belastning: Moderat (< 70%)
- Konstruksjonsløsning:
 - Trefasetransformator
 - Trebeint kjerne med orientert blikk uten gjennomgående bolter
 - Kraft-papir
 - Ikke-korrosiv olje
 - Fri ventilasjon uten gummisekk
 - Oil impregnated papir-gjennomføringer
 - Lastkobler som har oljeisolerte brytere og som ikke deler konservator med hovedtank
 - Luftkjøler
 - Kjøledesign uten presspan stoppringer
 - Kjøledesign OF
- Omfang av vedlikehold:
 - Ettersyn og oljeanalyse hvert 2. år
 - Revisjon av trinnkobler hvert 6. år
 - 1 feil og reparasjon per 2 år
- Omfang av eksterne påkjenninger:
 - Kun synkroniserte innkoblinger
 - Ingen innkoblinger direkte mot jord
 - Kortslutningsbeskyttelse: Vern dimensjonert i forhold til maksimal kortslutningspåkjenning som kan oppstå
 - Lynbeskyttelse: Luftledning med jordline og transformator med overspenningsvern

Forhåndsdefinerte svaralternativer:

- Som gjennomsnittlig transformator
- Litt redusert (< 5 år)
- Betydelig redusert (> 5 år)
- Litt økt (< 5 år)
- Betydelig økt (> 5 år)
- Vet ikke
- Lite utbredt konstruksjonsløsning i dag (*kun for vurdering av konstruksjonsløsninger*)
- Ikke relevant (*kun for vurdering av vedlikehold og eksterne påkjenninge*)

10.2 Nåverdiberegninger

Figur 27 og Figur 28 viser en sammenfatning av nåverdiberegningene utført i case en og to. Beregningene er utført med dataverktøyet NPV [2].



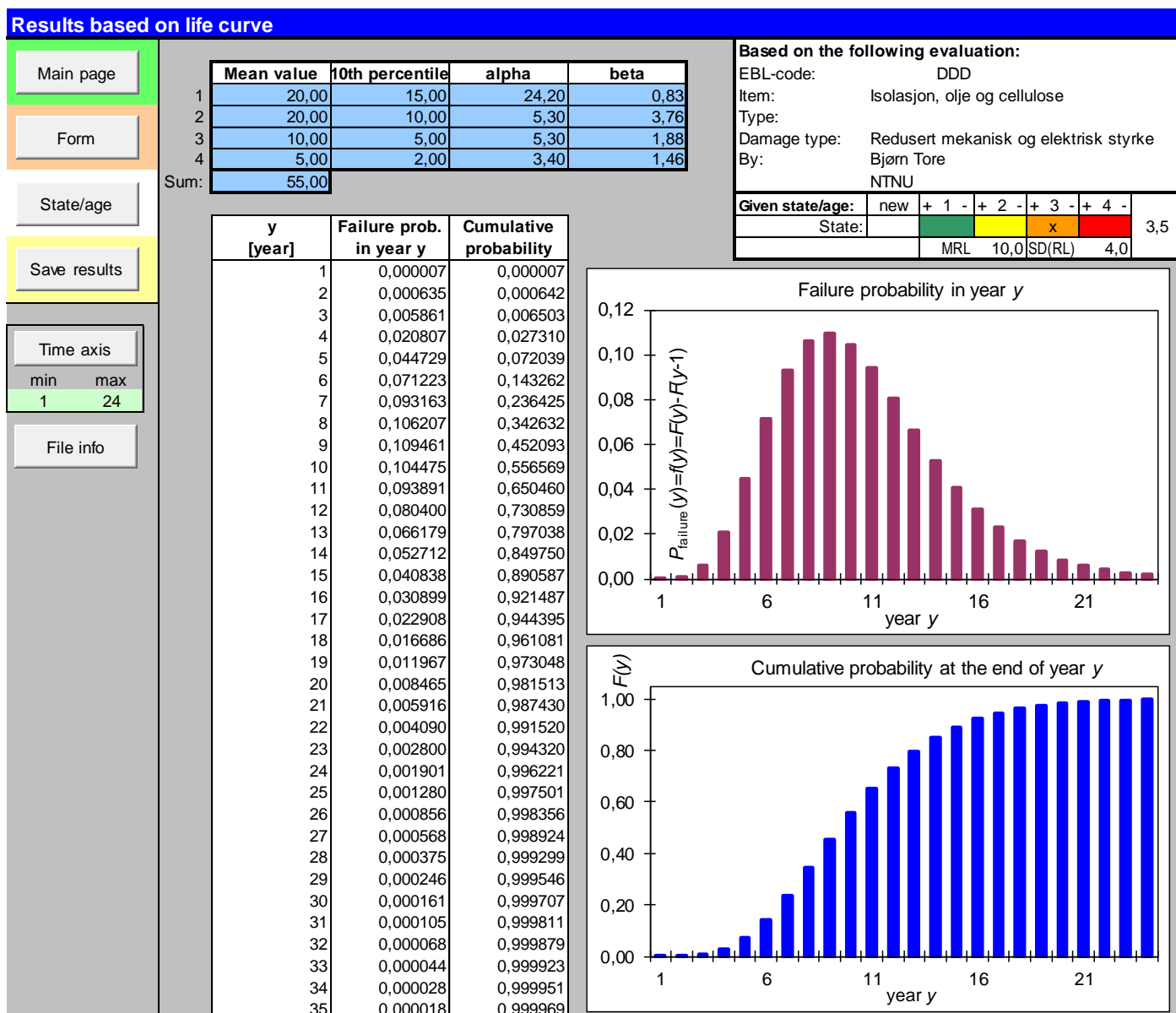
Figur 27: Samleside nåverdiberegning, case 1 [2]



Figur 28: Samleside nåverdiberegning, case 2 [2]

10.3 Estimert sviktsannsynlighet

Figurene i dette kapitlet viser resultatene av beregnet årlig- og kumulativsviktsannsynlighet for de forskjellige situasjonene benyttet i case en og to. Beregningen er utført med dataverktøyet EFP [2].



Figur 29: Estimert sviktsannsynlighet tilstand 3, case 1 [2]

Results based on life curve

Main page

Form

State/age

Save results

Time axis

min	max
1	30

File info

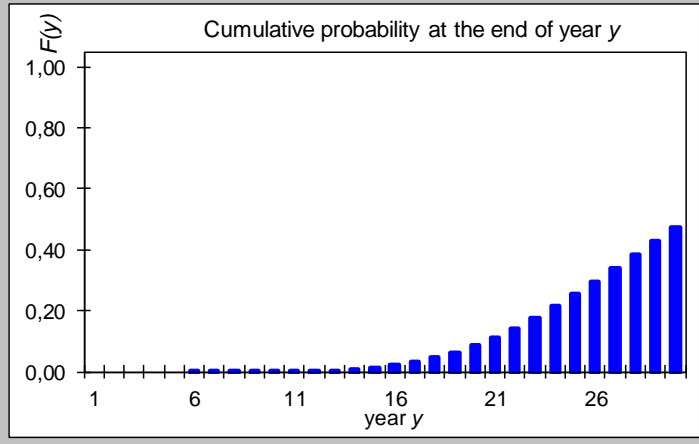
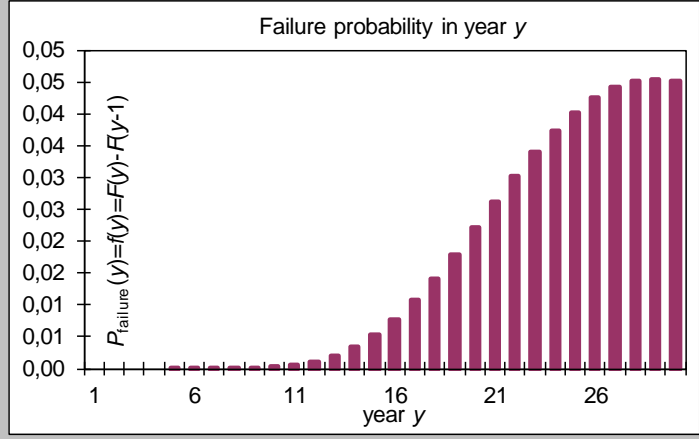
	Mean value	10th percentile	alpha	beta
1	20,00	15,00	24,20	0,83
2	20,00	10,00	5,30	3,76
3	10,00	5,00	5,30	1,88
4	5,00	2,00	3,40	1,46
Sum:	55,00			

y [year]	Failure prob. in year y	Cumulative probability
1	0,000000	0,000000
2	0,000000	0,000000
3	0,000000	0,000000
4	0,000000	0,000000
5	0,000000	0,000000
6	0,000001	0,000002
7	0,000008	0,000009
8	0,000031	0,000040
9	0,000097	0,000137
10	0,000253	0,000390
11	0,000569	0,000959
12	0,001136	0,002094
13	0,002053	0,004148
14	0,003417	0,007564
15	0,005297	0,012862
16	0,007731	0,020592
17	0,010705	0,031297
18	0,014158	0,045456
19	0,017986	0,063442
20	0,022047	0,085489
21	0,026179	0,111668
22	0,030213	0,141881
23	0,033988	0,175870
24	0,037362	0,213231
25	0,040219	0,253450
26	0,042477	0,295927
27	0,044089	0,340016
28	0,045040	0,385056
29	0,045345	0,430400
30	0,045042	0,475442
31	0,044191	0,519634
32	0,042863	0,562496
33	0,041136	0,603632
34	0,039092	0,642724
35	0,036812	0,679536

Based on the following evaluation:

EBL-code: DDD
 Item: Isolasjon, olje og cellulose
 Type:
 Damage type: Redusert mekanisk og elektrisk styrke
 By: Bjørn Tore
 NTNU

Given state/age:	new	+ 1	-	+ 2	-	+ 3	-	+ 4	-	
State:			x							2,17
										MRL 31,6 SD(RL) 9,3



Figur 30: Estimert sviktsannsynlighet tilstand 2+, case 1 [2]

Results based on life curve

Main page

Form

State/age

Save results

Time axis

min	max
1	30

File info

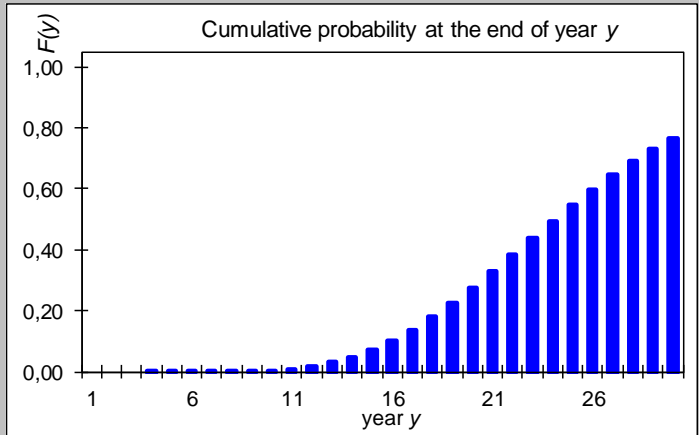
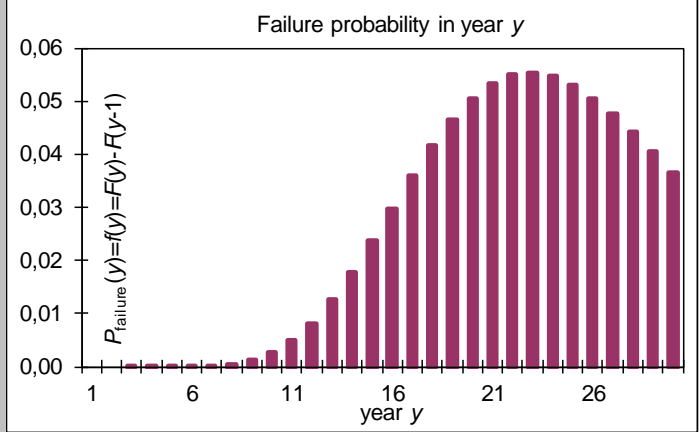
	Mean value	10th percentile	alpha	beta
1	20,00	15,00	24,20	0,83
2	20,00	10,00	5,30	3,76
3	10,00	5,00	5,30	1,88
4	5,00	2,00	3,40	1,46
Sum:	55,00			

y [year]	Failure prob. in year y	Cumulative probability
1	0,000000	0,000000
2	0,000000	0,000000
3	0,000000	0,000000
4	0,000001	0,000001
5	0,000007	0,000008
6	0,000043	0,000051
7	0,000172	0,000224
8	0,000523	0,000746
9	0,001287	0,002033
10	0,002695	0,004729
11	0,004964	0,009693
12	0,008236	0,017928
13	0,012532	0,030461
14	0,017739	0,048200
15	0,023610	0,071810
16	0,029809	0,101619
17	0,035954	0,137574
18	0,041670	0,179243
19	0,046630	0,225873
20	0,050586	0,276459
21	0,053386	0,329845
22	0,054970	0,384814
23	0,055364	0,440178
24	0,054662	0,494840
25	0,053008	0,547848
26	0,050573	0,598422
27	0,047542	0,645964
28	0,044094	0,690058
29	0,040396	0,730453
30	0,036594	0,767047
31	0,032810	0,799858
32	0,029141	0,828998
33	0,025657	0,854656
34	0,022411	0,877066
35	0,019431	0,896498

Based on the following evaluation:

EBL-code: DDD
 Item: Isolasjon, olje og cellulose
 Type:
 Damage type: Redusert mekanisk og elektrisk styrke
 By: Bjørn Tore
 NTNU

Given state/age:	new	+ 1 -	+ 2 -	+ 3 -	+ 4 -	
State:		x				2,5
	MRL	25,0	SD(RL)	7,7		



Figur 31: Estimert sviktsannsynlighet tilstand 2, case 1 [2]

Results based on life curve

Main page

Form

State/age

Save results

Time axis

min max

1 30

File info

	Mean value	10th percentile	alpha	beta
1	20,00	15,00	24,20	0,83
2	20,00	10,00	5,30	3,76
3	10,00	5,00	5,30	1,88
4	5,00	2,00	3,40	1,46
Sum:	55,00			

Based on the following evaluation:

EBL-code: DDD

Item: Isolasjon, olje og cellulose

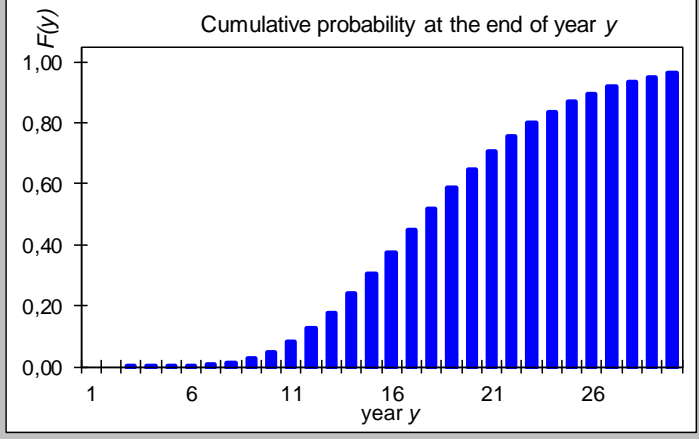
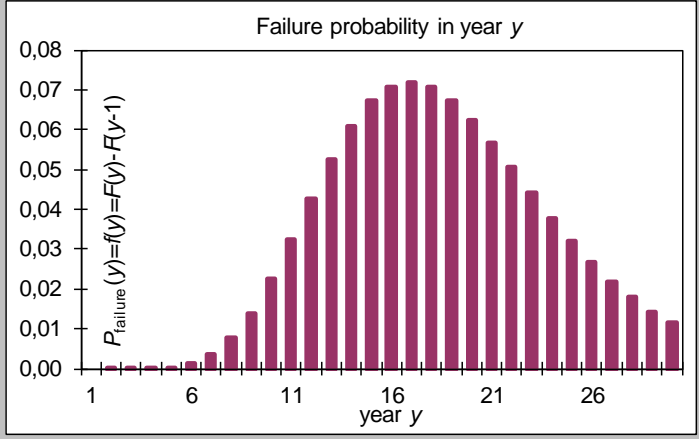
Type:

Damage type: Redusert mekanisk og elektrisk styrke

By: Bjørn Tore NTNU

Given state/age:	new	+ 1 -	+ 2 -	+ 3 -	+ 4 -	
State:			x			2,83
		MRL	18,4	SD(RL)	5,9	

y [year]	Failure prob. in year y	Cumulative probability
1	0,000000	0,000000
2	0,000000	0,000000
3	0,000004	0,000004
4	0,000054	0,000058
5	0,000333	0,000391
6	0,001270	0,001661
7	0,003499	0,005160
8	0,007635	0,012795
9	0,014001	0,026797
10	0,022446	0,049243
11	0,032344	0,081587
12	0,042742	0,124329
13	0,052590	0,176919
14	0,060942	0,237861
15	0,067118	0,304979
16	0,070758	0,375737
17	0,071820	0,447557
18	0,070522	0,518079
19	0,067254	0,585333
20	0,062497	0,647830
21	0,056751	0,704581
22	0,050476	0,755057
23	0,044065	0,799122
24	0,037824	0,836946
25	0,031974	0,868920
26	0,026653	0,895573
27	0,021936	0,917509
28	0,017843	0,935352
29	0,014359	0,949711
30	0,011442	0,961153
31	0,009034	0,970187
32	0,007073	0,977260
33	0,005494	0,982754
34	0,004237	0,986991
35	0,003246	0,990236



Figur 32: Estimert sviktsannsynlighet tilstand 2-, case 1 [2]

2-point estimate

Main page

Execute

Save results

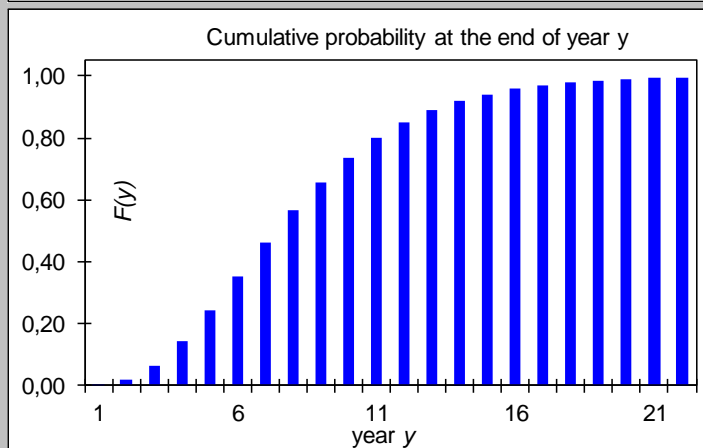
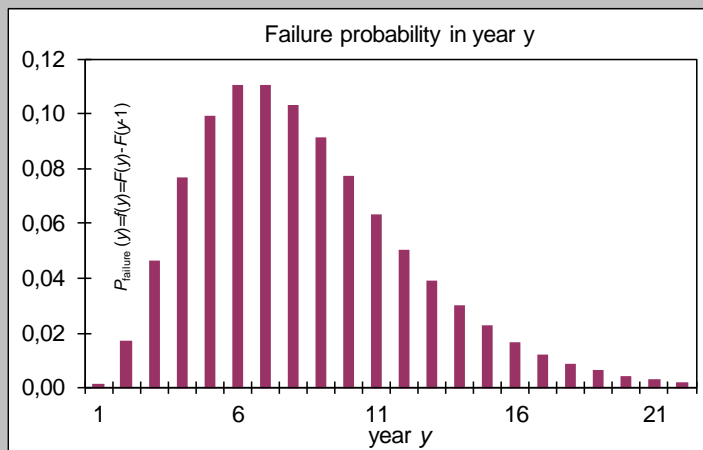
Time axis
min max
1 22

File info

- 1. 10th percentile residual life 3,50 years
- 2. Mean residual life (MRL) 8,00 years
- Standarddeviation (SD) 3,99 years

Result for:	Gamma distribution	
Shape parameter:	alpha	4,02
	beta	1,99
	<i>t</i>	<i>F(t)</i>
10th percentile	3,50 years	10,000 %
Mean residual life	8,00 years	56,634 %

y år	Failure prob.	Cumulative probability
1	0,001700	0,001700
2	0,016972	0,018672
3	0,046301	0,064972
4	0,077002	0,141974
5	0,099528	0,241502
6	0,110510	0,352012
7	0,110871	0,462883
8	0,103459	0,566343
9	0,091437	0,657780
10	0,077470	0,735250
11	0,063455	0,798704
12	0,050559	0,849263
13	0,039367	0,888630
14	0,030061	0,918692
15	0,022576	0,941267
16	0,016710	0,957978
17	0,012214	0,970191
18	0,008828	0,979019
19	0,006318	0,985337
20	0,004481	0,989818
21	0,003154	0,992972
22	0,002203	0,995175
23	0,001529	0,996704
24	0,001055	0,997759
25	0,000724	0,998483
26	0,000494	0,998977
27	0,000336	0,999313
28	0,000227	0,999540
29	0,000153	0,999693
30	0,000103	0,999796
31	0,000069	0,999865
32	0,000046	0,999910
33	0,000030	0,999941
34	0,000020	0,999961



Figur 33: Estimert sviktsannsynlighet, MRL 8 år, 10 %-kvantil 3,5 år, case 2 [2]

2-point estimate

Main page

Execute

Save results

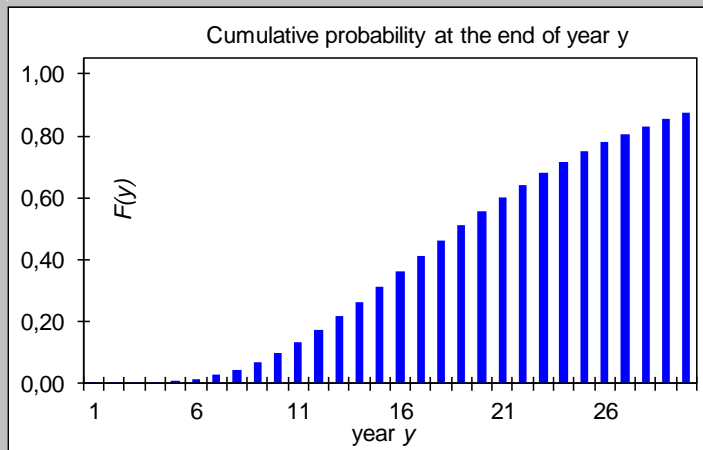
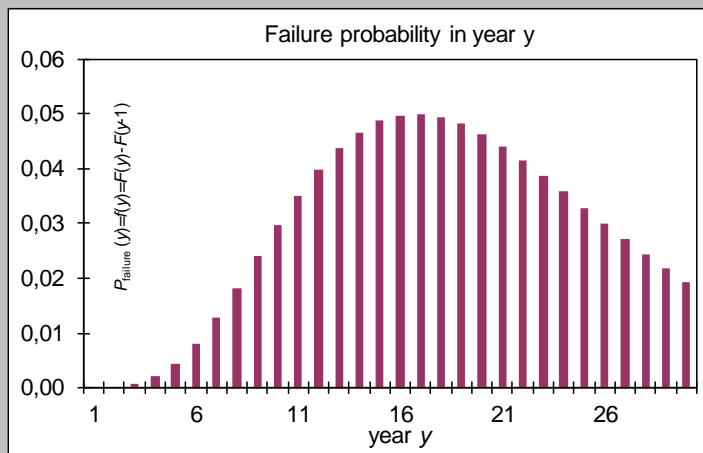
Time axis
min max
1 30

File info

- 1. 10th percentile residual life 10,00 years
- 2. Mean residual life (MRL) 20,00 years
- Standarddeviation (SD) 8,67 years

Result for:	Gamma distribution	
Shape parameter:	alpha	5,32
	beta	3,76
	<i>t</i>	<i>F(t)</i>
10th percentile	10,00 years	10,000 %
Mean residual life	20,00 years	55,768 %

y år	Failure prob.	Cumulative probability
1	0,000003	0,000003
2	0,000103	0,000107
3	0,000633	0,000739
4	0,002005	0,002745
5	0,004494	0,007239
6	0,008150	0,015388
7	0,012818	0,028206
8	0,018202	0,046408
9	0,023938	0,070347
10	0,029653	0,100000
11	0,035014	0,135014
12	0,039752	0,174766
13	0,043679	0,218445
14	0,046684	0,265129
15	0,048724	0,313852
16	0,049817	0,363669
17	0,050026	0,413695
18	0,049443	0,463139
19	0,048182	0,511321
20	0,046363	0,557684
21	0,044108	0,601792
22	0,041532	0,643324
23	0,038743	0,682067
24	0,035834	0,717901
25	0,032884	0,750785
26	0,029960	0,780745
27	0,027116	0,807861
28	0,024390	0,832251
29	0,021814	0,854065
30	0,019406	0,873471
31	0,017178	0,890649
32	0,015136	0,905785
33	0,013278	0,919062
34	0,011601	0,930663



Figur 34: Estimert sviktsannsynlighet, MRL 20 år, 10 %-kvantil 10 år, case 2 [2]

2-point estimate

Main page

Execute

Save results

Time axis

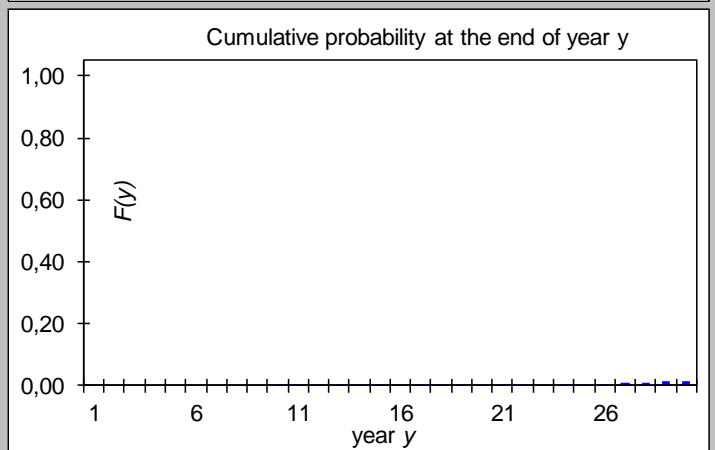
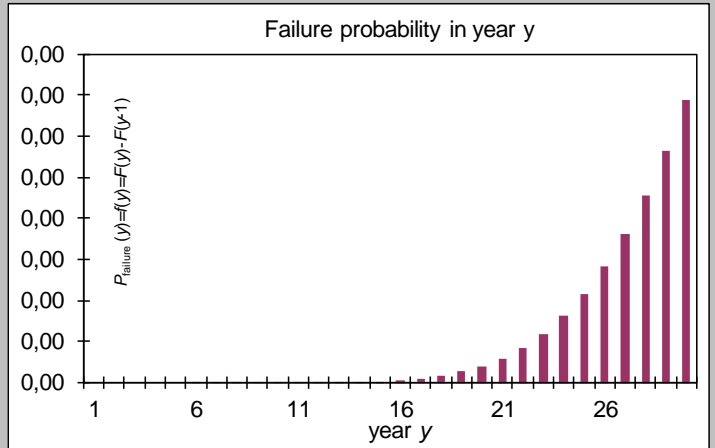
min	max
1	30

File info

- 1. 10th percentile residual life: 40,00 years
- 2. Mean residual life (MRL): 60,00 years
- Standarddeviation (SD): 16,56 years

Result for:	Gamma distribution	
Shape parameter:	alpha	13,13
	beta	4,57
	<i>t</i>	<i>F(t)</i>
10th percentile	40,00 years	10,000 %
Mean residual life	60,00 years	53,671 %

y år	Failure prob.	Cumulative probability
1	0,000000	0,000000
2	0,000000	0,000000
3	0,000000	0,000000
4	0,000000	0,000000
5	0,000000	0,000000
6	0,000000	0,000000
7	0,000000	0,000000
8	0,000000	0,000000
9	0,000000	0,000000
10	0,000000	0,000000
11	0,000001	0,000001
12	0,000002	0,000003
13	0,000004	0,000008
14	0,000009	0,000016
15	0,000017	0,000033
16	0,000030	0,000064
17	0,000052	0,000115
18	0,000085	0,000201
19	0,000134	0,000335
20	0,000204	0,000538
21	0,000300	0,000838
22	0,000429	0,001267
23	0,000598	0,001865
24	0,000814	0,002680
25	0,001084	0,003764
26	0,001415	0,005179
27	0,001812	0,006991
28	0,002281	0,009272
29	0,002827	0,012099
30	0,003450	0,015549
31	0,004153	0,019703
32	0,004935	0,024638
33	0,005792	0,030430
34	0,006721	0,037151



Figur 35: Estimert sviktsannsynlighet, MRL 60 år, 10 %-kvantil 40 år, case 2 [2]