

Arenth, Ole jørgen Bogen  
Paulsen, Espen  
Ysland, Svein Ole Raanes

# Teknologisk og økonomisk potensial for tilstandsovervåkning av transformatorstasjon

Bacheloroppgave i Drifts- og vedlikeholdsteknikk  
Veileder: Pedersen, Viggo Gabriel Borg

Mai 2021



Arenth, Ole jørgen Bogen  
Paulsen, Espen  
Ysland, Svein Ole Raanes

# **Teknologisk og økonomisk potensial for tilstandsovervåkning av transformatorstasjon**

Bacheloroppgave i Drifts- og vedlikeholdsteknikk  
Veileder: Pedersen, Viggo Gabriel Borg  
Mai 2021

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet  
Fakultet for ingeniørvitenskap  
Institutt for maskinteknikk og produksjon



Kunnskap for en bedre verden



# Forord

Denne bacheloroppgaven er skrevet ved instituttet for maskinteknikk og produksjon, ved Norges Tekniske Naturvitenskapelige Universitet (NTNU) våren 2021. Bacheloroppgaven er den avsluttende delen av maskiningeniørutdanninga og fordypninga drift og vedlikehold.

Prosjektet har både vært utfordrende men samtidig givende. På grunn av Covid-19 ble det aldri befaring på det spesifikke anlegget, men vi fikk til et besøk på en lignende transformatorstasjon i Trondheim.

Vi vil starte med å rette en stor takk til MainTech som har satt av mye tid og ressurser i form av veiledninger og kurs. Samarbeidet har vært meget lærerikt, og vi har fått et godt innblikk i hvordan hverdagen til en rådgiver er, i tillegg til konkrete råd og tett oppfølging.

Vi vil også rette en stor takk til vedlikeholdssjef i Haugaland Kraft Nett for sitt bidrag til oppgaven, og vi håper de kan dra nytte av de resultatene som vi har kommet frem til.

Til slutt vil vi rette en stor takk til mentor og veileder, Viggo G. B. Pedersen, ved NTNU, for enestående oppfølging og veiledning underveis i oppgaven.

Takk til alle involverte!

Trondheim, mai 2021

Espen Paulsen



Ole Jørgen Bogen Arentsen



Svein Ole Raanes Ysland



## Sammendrag

I vår bacheloroppgave går vi frem for å kartlegge potensialet for implementering av tilstandsovervåkning ved en transformatorstasjon. Kartlegginga vil foregå på én av Haugaland Kraft Nett sine transformatorstasjoner. De komponenter som blir sett på er de som har sviktmoder «ikke-akseptert risiko», som følge av en RCM analyse gjennomført på anlegget. RCM analysen har blitt gjennomført av Haugaland Kraft Nett og MainTech før bacheloroppgaven ble påbegynt.

Ved å benytte aktuelle standarder har vi kommet fram til en metode for å identifisere aktuelle tilstandsovervåkningsmetoder ved transformatorstasjonen.

Fremgangsmåten er som følger:

1. Skjema for hver komponent utvikles
2. Valgte sviktmoder fylles inn i skjema ut ifra informasjon hentet fra RCM analyse.
3. Grappa setter inn aktuelle målbare symptomer, parameterendringer eller deteksjonsteknikker nevnt i RCM analyse.
4. Gjennomgang av skjema med utstyrseier, teknikere, leverandører osv.
  - 4.1. Fokus på P-F-intervallet.
5. Identifisere potensielle tilstandsovervåkningsmetoder.
  - 5.1. Hvilke symptomer oppstår tidligst på P-F-intervallet?
  - 5.2. Er de lette å detektere?
  - 5.3. Er de lette å diagnostisere?
6. Identifisere egne tilstandsovervåkningsmetoder.
  - 6.1. Hvilke metoder er praktisk og økonomisk gjennomførbare?
7. Innhente priser fra leverandører og gjennomføre en kostnadsvurdering sammenlignet med vedlikeholdskostnader.
  - 7.1. Er det verdt å investere?

Videre kommer det frem at de egnede løsningene for å overvåke komponenter med «ikke-akseptert risiko» er gassanalyse og termografering. Ved å benytte oss av kost/nytte- analyse finner vi det ikke lønnsomt å investere i kontinuerlig tilstandsovervåkning. Hvis man har som mål å spare på inspeksjonskostnader. Vi konkluderer at det eksiterer et teknologisk potensial for overvåkning, men det økonomiske potensial trengs å undersøkes nærmere, hvis man skal kunne konkludere med om det vil være økonomisk lønnsomt å investere tatt alle faktorer i betraktning.

## Figurliste

FIGUR 1: VEDLIKEHOLDSSTYRINGSSLØYFA	18
FIGUR 2: P-F- KURVEN	19
FIGUR 3: PARAMETERE DU KAN MÅLE VED Å ANALYSERE OLJE	21
FIGUR 4: FORHOLDET MELLOM GASSER I OLJA OG HVILKEN FEILTYPE DISSE KAN KOBLES MOT	22
FIGUR 5: MÅLBARE PARAMETERE OG HVA DISSE KAN SI OM OLJA	22
FIGUR 6: FEILTYPEN ETTER GASSUTVIKLING	23
FIGUR 7: ILLUSTRASJON AV ELEKTROTERMOGRAFI	24
FIGUR 8: FMSA 1	26
FIGUR 9: FMSA 2	26
FIGUR 10: FMSA 3	27
FIGUR 11: LCC, LEVETIDSKOSTNADER TILKNYTTET TILSTANDSOVERVÅKNINGSINVESTERINGER	30
FIGUR 12: MEST BRUKTE ANALYSETEKNIKKER I 2012	31
FIGUR 13: FORMEL BRUKT FOR Å REGNE UT TIDEN DET TAR FØR INVESTERING ER TILBAKEBETALT	32
FIGUR 14: FORMEL FOR UTREGNING AV NÅVERDIEN TIL EN INVESTERING	32
FIGUR 15: LIGNING FOR UTREGNING AV INTERNRENTA	33
FIGUR 16: ENLINJESKJEMA	34
FIGUR 17: TRANSFORMATOR	36
FIGUR 18: SF6 EFFEKTBRØYTER	36
FIGUR 19: 110KV STRØMTRANSFORMATOR	37
FIGUR 20: AVLEDER	37

## Tabelliste

TABELL 1: ORDFORKLARING	5
TABELL 2 RESULTATMÅL	9
TABELL 3: KILDESØK	13
TABELL 4: KILDEANALYSE	14
TABELL 5: RISIKOMATRISSE	20
TABELL 6: TILSTANDSOVERVÅKNINGSPARAMETERE FOR TRANSFORMATORSTASJONER	27
TABELL 7: SYMPTOMER OPP IMOT SVIKTMODER	28
TABELL 8: BESLUTNINGSLOGIKK FOR TILSTANDSOVERVÅKNINGSMETODER	40
TABELL 9: BESLUTNINGSLOGIKKSKJEMA AV TOVIKLINGSTRANSFORMATOR	46
TABELL 10: BESLUTNINGSLOGIKKSKJEMA AV 66 KV EFFEKTBRUYTER	46
TABELL 11: BESLUTNINGSLOGIKKSKJEMA AV SPENNINGSTRANSFORMATOR	47
TABELL 12: BESLUTNINGSLOGIKKSKJEMA AV STRØMTRANSFORMATOR	47
TABELL 13: BESLUTNINGSLOGIKKSKJEMA AV AVLEDER	48
TABELL 14: TIDSBRUK OPP IMOT SVIKTMODER	48
TABELL 15: KOSTNAD TILKNYTTET INSPEKSJON PER ANALYSEOBJEKT	49
TABELL 16: NETTO-NÅVERDI (NPV) FOR TILSTANDSOVERVÅKNINGSUTSTYR PER TRANSFORMATORSTASJON, KAPITALKOSTNAD 5%, 20 ÅR FREM I TID, OPTIMISTISK SENARIO	50
TABELL 17: TILBAKEBETALINGSTID PÅ TILSTANDSOVERVÅKNINGSUTSTYR	51
TABELL 18: RESULTATMÅL 1	51
TABELL 19: RESULTATMÅL 2	52
TABELL 20: RESULTATMÅL 3	54
TABELL 21 INTERVJUOBJEKTER	58



## Ordforklaring

Tabell 1: Ordforklaring

RCM	PÅLITELIGHETSBASERT VEDLIKEHOLD - (RELIABILITY CENTERED MAINTENANCE)
KILE- KOSTNADER	KOSTNADER FOR IKKE LEVERT ENERGI
FMSA	FAILURE MODE AND SYMPTOMS ANALYSIS
LCC	LIVSSYKLUSKOSTNADER – (LIFE CYCLE COST)
HKN	HAUGALAND KRAFT NETT
PD	PARTIELLE UTLADNINGER
OSV.	OG SÅ VIDERE
NVP	NÅVERDI

## Innholdsfortegnelse

<b>1</b>	<b>INNLEDNING .....</b>	<b>8</b>
1.1	BAKGRUNN .....	8
1.2	PROBLEMSTILLING .....	8
1.3	MÅLFORMULERING.....	9
1.4	OMFANG OG AVGRENSING .....	9
1.5	LESERVEILEDNING.....	10
<b>2</b>	<b>LITTERATURGJENNOMGANG.....</b>	<b>12</b>
2.1	KVALITETSSIKRING .....	12
2.2	KILDESØK.....	12
2.3	KILDEANALYSE .....	13
2.4	STANDARDER.....	15
2.5	OPPHAVSRETTSNOTIS.....	16
<b>3</b>	<b>TEORI.....</b>	<b>17</b>
3.1	VEDLIKEHOLDSSTRATEGIER OG VEDLIKEHOLDSSTYRING.....	17
3.2	TILSTANDSOVERVÅKNING.....	20
3.3	TILSTANDSOVERVÅKNING OG DIAGNOSTISERING AV MASKINER .....	25
3.4	NÅVERDI OG KOST/NYTTE-ANALYSE .....	30
3.5	BESKRIVELSE TRANSFORMATORSTASJONEN TIL HKN.....	34
<b>4</b>	<b>METODE .....</b>	<b>38</b>
4.1	INTERVJU .....	38
4.2	FREMANGSMÅTE FOR VALG AV TILSTANDSOVERVÅKNINGSMETODER .....	38
4.3	GJENNOMFØRELSE AV KOST/NYTTE -ANALYSE .....	41
<b>5</b>	<b>RESULTATER FRA VÅR ANALYSE AV HKN SIN TRANSFORMATORSTASJON .....</b>	<b>45</b>
5.1	POTENSIELLE TILSTANDSOVERVÅKNINGSMETODER IDENTIFISERES .....	45
5.2	RESULTAT FRA KOST/NYTTE VURDERING.....	48
<b>6</b>	<b>DRØFTING RUNDT RESULTATER, HVA SIER RESULTATENE? .....</b>	<b>51</b>
<b>7</b>	<b>KONKLUSJON OG ANBEFALINGER.....</b>	<b>57</b>
<b>8</b>	<b>REFERANSER .....</b>	<b>58</b>
8.1	INTERVJUOBJEKTER .....	58
8.2	LITTERATUR.....	59

9 VEDLEGG ..... 63

# 1 Innledning

Denne oppgaven ble formulert i samråd med MainTech, som tidligere hadde gjennomført en RCM-analyse som pilotprosjekt sammen med Haugaland Kraft Nett. Vi skal bygge videre på denne, ved å belyse potensialet for implementering av tilstandsovervåkningsmetoder.

I dette kapitlet presenteres bakgrunn og problemstilling med tilhørende resultatmål. Deretter kommer omfanget og begrensningene satt til oppgaven, sammen danner dette grunnlaget for hva oppgaven skal svare på. Til slutt, leserveiledning, som skal gi leseren et innblikk på hva de ulike kapitlene skal inneholde.

## 1.1 Bakgrunn

MainTech ble kontaktet våren 2020 i et forsøk på å få til et samarbeid. MainTech har vært synlige gjennom studiet i forbindelse med gjesteforelesninger og seminarer. Vi har gjennom dette fått interesse for selskapet og konsulentbransjen. Da MainTech ble kontaktet hadde de et pågående oppdrag fra Haugaland Kraft Nett (heretter HKN), om å gjennomføre en RCM-analyse ved en av deres transformatorstasjoner.

## 1.2 Problemstilling

Det skal undersøkes hvilket teknologisk og økonomisk potensial som finnes for tilstandsovervåkning på en av HKN sine transformatorstasjoner. RCM analysen skal brukes som utgangspunkt for å finne frem til hvilke komponenter det vil være mest aktuelt å overvåke. Det er per i dag ikke mange rapporter og standarder innenfor tilstandsovervåkningspotensial på transformatorstasjoner og vi ser derfor på dette som en spennende og interessant oppgave.

Med teknologisk potensial, vil muligheter som finnes for å digitalisere og å optimalisere dagens vedlikehold presenteres. Økonomisk potensial innebærer hvordan en implementering av tilstandsbasert vedlikehold vil gi kostnadsbesparelser, og om det vil være lønnsomt å gjennomføre investeringer for å digitalisere og optimalisere dagens vedlikehold.

### 1.3 Målformulering

I forbindelse med problemstillingen, ble det utviklet konkrete mål sammen med MainTech og HKN. Dette for å sikre en felles forståelse, for hva resultatet av studien skal bli. Resultatmålene er det som beskriver prosjektets sluttleveranse (Rolstadås, 2020).

#### 1.3.1 Resultatmål

I samarbeid med HKN og MainTech, har vi konkretisert tre resultatmål vi ønsker å gjennomføre i dette prosjektet.

Tabell 2 Resultatmål

1	Basert på eksisterende RCM-analyse og andre kilder, skal potensielle tilstandsovervåkningsmetoder på én enkelt transformatorstasjon identifiseres
2	Med utgangspunkt i resultatmål 1, foreslå egnede tilstandsovervåkningsmetoder for transformatorstasjonen
3	Gjennomføre en kost/nytte-analyse av forslag fra resultatmål 2

Først skal det undersøkes hvilke tilstandsovervåkningsmetoder som finnes for å overvåke tilstanden til komponenter på en transformatorstasjon hos HKN.

Deretter skal tilstandsovervåkningsmetodene som egner seg best, ved at de gir en god identifikasjon på tilstanden og som vil gi en tidlig varslings dersom tilstanden til det tekniske utstyret forandres, plukkes ut.

Til slutt skal vi gjennomføre en kost/nytte-analyse av de tilstandsovervåkningsmetodene som egner seg best, for å svare på spørsmålet: Er det lønnsomt for HKN å investere i foreslått tilstandsovervåkningsutstyr?

### 1.4 Omfang og avgrensning

Omfanget i denne oppgaven skal tilsvare 20 studiepoeng, og cirka 500 timer per student (NTNU, 2021).

Informasjon om kraftstasjoners og kraftlinjers plassering er underlagt kraftsberedskapsforskriften og er taushetsbelagt, derfor kan ikke navnet på transformatorstasjonen vi ser på nevnes eller

lokaliseres. For at oppgaven skal kunne publiseres er vi nødt til å forholde oss til kapittel 6 i *Informasjonssikkerhet i Kraftberedskapsforskriften* og unngå sensitive opplysninger i både forprosjektet og i hovedoppgaven (Lovdata, 2018). Det kan medføre at deler av oppgaven oppleves som noe mangelfull for lesere uten tilgang på alle opplysninger. Det er også et tilleggs aspekt i at gruppa ikke opplevde det som lettvis å få informasjon rundt de spesifikke komponentene på anlegget, på grunn av tilbakeholdenhet og forsiktighet med tanke på kraftberedskapsforskriften.

Vi har valgt å gå videre med punktene i RCM-analysen, hvor risiko er klassifisert som «ikke-akseptert risiko». Vi gjorde dette valget i oppstarten av prosjektet, for å tilpasse arbeidsmengden til prosjektet. Det åpner for muligheten til å gå grundigere til verks i undersøkelsen av de kritiske komponentene, og potensialet som finnes der. Det kan medføre at det er gått glipp av viktige og relevante punkter som kunne ha påvirket utfallet.

## 1.5 Leserveiledning

Her er kapitler som er brukt i rapporten for å lage utgangspunktet for å trekke konklusjon og komme med anbefalinger, presentert i kapittel 7. Der det er relevant presenteres en kort beskrivelse av kapittel, for å få frem innholdet og gjøre det mer oversiktlig. Utforming av oppgaven er gjort med hjelp fra en rapport fra NTNU: Råd og Retningslinjer ved prosjekt- og masteroppgaver (NTNU, 2013).

I kapittel 1: Innledning, gjennomgås hva oppgaven skal svare på, hvilke begrensninger som er gjort og dermed danner omfanget for oppgaven.

I kapittel 2: Litteraturgjennomgang, presenteres troverdigheten til informasjonen brukt for å løse oppgava.

I kapittel 3: Teori, presenteres teori som har blitt brukt til å løse oppgaven, samt beskrivelse av det tekniske utstyret ved transformatorstasjonen.

I kapittel 4: Metode, blir metodene som er brukt for å løse problemstillingene presentert.

I kapittel 5: Resultater fra vår analyse av HKN sin transformatorstasjon,

I kapittel 6: Drøfting rundt resultater, hva sier resultatene, blir resultatene fra analysen drøftet opp imot alle funnene som er gjort underveis.

I kapittel 7: Konklusjon og anbefalinger, blir konklusjon og anbefalinger belyst. Her vil det komme anbefalinger som kan være nyttig for videre arbeid ved transformatorstasjonen.

I kapittel 8: Referanser, er det satt opp referanser fordelt på intervjuobjekter og litteratur.

Vedlegg 1: Flytskjema fra ISO 17359

Vedlegg 2: Vedlikeholdsprogram med tidsestimater fra tekniker HKN

Vedlegg 3: Kostnadsanalyse, Excel ark med utregning av kostnader tilknyttet kapittel 5.2 og kost/nytte -analysen.

Vedlegg 4: Oljeprøveanalyse ABB, Resultat fra oljeanalyse gjort av på HKN sin transformatorstasjon.

Vedlegg 5: Utfylt beslutningslogikkskjema.

## 2 Litteraturgjennomgang

Å være kildekritisk er viktig når en innhenter informasjon. En må kunne stole på at det som står der er korrekt, for å kunne bruke det videre med god samvittighet og for å ikke spre feilinformasjon. I dette kapittelet vil vi gjennomgå hva slags kilder vi har benyttet oss av for å kvalitetssikre arbeidet, samt hvordan disse kildene er blitt funnet.

### 2.1 Kvalitetssikring

For å legge et grunnlag for vår analyse velger vi å ta utgangspunkt i faglitteratur sammen med standarder. Standarder kan stort sett stoles på, men oppdateres regelmessig, og det kan derfor hende at det som sto i den gamle, ikke står i den nye. All teori som er funnet i kildesøk, og som blir brukt i analysen, vil presenteres i kapittel 3, teori.

Ved å benytte seg av NTNU Universitetsbibliotekets søkemotor, Oria, har gruppa kunnet gjøre et litteratursøk. Ved å gjøre dette på korrekt måte kan en sortere mellom relevante bøker, artikler og tidsskrifter osv. som inneholder søkeordet som oppgis. Å være kildekritisk er viktig for å unngå å skrive ned ting som er feil. Det er derfor utarbeidet en kildeanalyse i **tabell 4**, som kommenterer de ulike kildenes troverdighet. Hvordan vi har kommet frem til de ulike kildene blir beskrevet i neste delkapittel.

### 2.2 Kildesøk

Før vi igangsatte et kildesøk, ble NTNU Universitetsbibliotekets informasjonsside om kildesøk og kildekritikk besøkt (NTNU Universitetsbiblioteket, 2020).

Søkemotorer som Google Scholar, Oria og Standard.no ble brukt. Google Scholar og Oria ble benyttet i forbindelse med bøker og artikler innenfor relevante fagområder, Standard.no til å finne relevante standarder.

Fremgangsmåten for å gjøre et kildesøk var å kombinere fagbegreper med et «+»-tegn. Slik søkes det kun etter kilder med inneholder begge begreper. Alle kilder som inneholder kun det ene begrepet vil falle bort. I **tabell 3** er eksempler på temaer hvor en har brukt ord i kombinasjon for å skaffe informasjon.



Ved utvelgelsen av relevante kilder ble Universitetsbibliotekets guide for å finne frem til relevante kilder brukt. Oppstilling som følger, er spørsmål en skal stille seg selv for å sjekke om kilder er troverdige, objektive, nøyaktige og egnede:

- Passer dokumentet ditt formål?
- Hvor er dokumentet publisert?
- Hvilket år er dokumentet fra?
- Er dokumentet publisert i et fagfellevurdert tidsskrift eller annen vitenskapelig kilde?
- Følger artikkelen (hvis det er en artikkel) IMRAD-strukturen?
- Er forskningsmetodene benyttet, godt beskrevet?
- Er det en god og variert litteraturliste til slutt?

Når spørsmålene er besvart skal en ta en vurdering på om informasjonen en har funnet fortsatt er relevant (NTNU Universitetsbiblioteket, 2020).

Tabell 3: Kildesøk

Eksempler på ord brukt i kildesøk	Tema
Hva er + standard	Standarder
Condition monitoring + cost benefit	Kost nytte analyse av tilstandsovervåkningsinvestering
Olje og gassanalyse + transformator	Olje og gassanalyse

### 2.3 Kildeanalyse

Under er en kildeanalysetabell, hvor forfatterne av litteratur brukt, presenteres. Forfatterens etos kommer frem gjennom informasjon om forfatter/forfattere, og er med på å si noe om troverdigheten til publikasjonen (SNL, 2019). Rekkefølgen som er oppgitt følger kildelista, standarder er ikke tatt med, men nevnes i neste delkapittel. Dokumenter skrevet av organisasjoner er heller ikke med i lista. Wikipedia er vurdert til å være pålitelig nok når det kommer til komponentbeskrivelse av teknisk utstyr, og det ikke er å finne like detaljert informasjon andre plasser.

Tabell 4: Kildeanalyse

Nr.	Kildetype	Tittel på kilde	Forfatter/forfattere	Informasjon om forfatter/forfattere
1	Bok	Prosjektanalyse	Bøhren, Ø. & Gjerum, P.I.	Prof. finansiell økonomi BI  Tidl. førsteamanuensis NHH
2	Nettsideartikkel	Dissolved Gas Analysis Equipment for Online Monitoring of Transformer Oil: A Review. Sensors	Bustamante, Sergio	Elektro ingeniør
3	Bok	Vedlikehold og driftssikkerhet	Bye, P. I.	Tidligere Høgskolelektor HIST
4	Nettsideartikkel	Resistivitet	Holtebekk, Trygve	Tidligere prof. i fysikk ved Universitetet i Oslo
5	Nettsideartikkel	Application of infrared thermography for predictive/preventive maintenance of thermal defect in electrical equipment. Applied thermal engineering	Huda, A.S. Nazmul & Taib, Soib	Universitetet Sains Malaysia, school of Electrical and Electronic Engineering
6	Bok	Hvordan gjennomføre undersøkelser? Innføring i samfunnsvitenskapelig metode	Jacobsen, D.I.	Prof. ved Institutt for statsvitenskap og ledelsesfag ved Universitetet i Agder
7	Nettsideartikkel	Reliability centered maintenance. Reliability engineering & system safety	Rausand, Marvin	Tidligere Prof. NTNU
8	Nettsideartikkel	Mål - prosjektledelse i Store norske leksikon	Rolstadås, Asbjørn	Prof. emeritus

9	Nettsideartikkel	A framework for reliability and risk centered maintenance. Reliability engineering & system safety	Selvik, J.T & Aven, T	Førsteamanuensis ved UIT  Prof. ved UIT
10	Rapport	A structured approach to improved condition monitoring. Journal of loss prevention in the process industries	Utne, I.B, Brurok, T & Rødseth, H	Professor ved NTNU  Prosjektlogistikk manager i Elkem AS Bjølvefossen  Konsulent vedlikeholdsledelse ved Oceaneering Asset Integrity
11	Bok	Bruk av investeringsanalysemetoder og avkastningskrav – Norge anno 2012	Østeby, L. K. & Berg, T. & Nesse, L.G.	Konsulent innen økonomi- og virksomhetsstyring i Accenture.  Høgskolelektor BI  Konsulent innen prosjektanalyse i Holte Consulting AS
12	Nettsideartikkel	Use P-F Intervals to Map, Avert Failures	Aspelgren, R.	Senior pålitelighets-analysist for General Dynamics

## 2.4 Standarder

Vi har valgt å benytte oss av artikler, pensumbøker og standarder når det kommer til kildehenvisninger i teoridelen av rapporten (Standard Norge, 2021). Her vil vi sette søkelys på standarder. Standarder utvikles av et samarbeid mellom offentlig sektor, og det private næringsliv og bidrar med forslag og retningslinjer. Standarder er forslag til valg av løsning, og er som regel frivillig å bruke, men bruken bidrar til sikrere varer og produksjonsprosesser.

## 2.5 Opphavsrettsnotis

For å kunne publisere en kopi av figurer i standarder har tillatelse blitt etterspurt fra Standard Online. Under er opphavsrettsnotis vi ble bedt om å publisere sammen med oppgave.

Tabell 6.2 *Parametere og prøvingsmetoder* og Tabell 9.6.2 *Forholdstall* fra NEK 240-2:2009 er gjengitt av Espen Paulsen , Svein Ole Ysland og Ole Jørgen Bogen Arenth til bruk i oppgaven Teknologisk og økonomisk potensiale, for tilstandsovervåkning på transformatorstasjoner med tillatelse fra Standard Online AS 18.05.2021. Standard Online er ikke ansvarlig for eventuelle feil i gjengitt materiale. Se [www.standard.no](http://www.standard.no).

Tabell B.11 side 22, Figur 1 side 2 fra ISO 17359 er gjengitt av Svein Ole Ysland, Ole Jørgen Bogen Arenth og Espen Paulsen til bruk i oppgaven «Teknologisk og økonomisk potensiale for tilstandsovervåkning på transformatorstasjoner» med tillatelse fra Standard Online AS 18.05.2021. Standard Online er ikke ansvarlig for eventuelle feil i gjengitt materiale. Se [www.standard.no](http://www.standard.no).

### 3 Teori

I dette kapitlet vil vi gå gjennom teori som vi baserer våre analyser og vurderinger på.

I tillegg vil vi presentere informasjon nødvendig for å tolke resultatene. For å få et så objektivt grunnlag som mulig til vår analyse, vil vi benytte oss av kvalitetssikret litteratur.

#### 3.1 Vedlikeholdsstrategier og vedlikeholdsstyring

I mange industribedrifter sørger teknologiutvikling for at man får stadig mer kompliserte anlegg (Bye, 2009). Anleggene blir i større grad automatiserte, og krever en god del flere komponenter som skal fungere sammen til enhver tid. Det stilles også stadig krav til at tilgjengeligheten skal være så høy som mulig, siden et anlegg som står stille ikke skaper kapital.

Det kommer stadig flere og strengere krav fra norske myndigheter når det kommer til helse, miljø og sikkerhet (Bye, 2009). Både for omgivelsene og sikkerheten til de som jobber ved anleggene. Kostnadene som benyttes på drift og vedlikehold av anleggene, er avgjørende for bedriftens suksess. I Norge antas det, ut ifra sammenligninger med Europeiske land, at det benyttes 130 milliarder på vedlikehold i året. Det er vist at det er mulig å redusere disse kostnadene med 20%.

##### 3.1.1 RCM, pålitelighetsbasert vedlikehold

RCM, eller pålitelighetsbasert vedlikehold er et konsept som opprinnelig ble utviklet for luftfartsindustrien, som gradvis også tatt i bruk i flere andre sektorer (Rausand, 1998). Erfaringer gjort viser kostnadsbesparelser for forebyggende vedlikehold, samtidig som tilgjengeligheten er opprettholdt og forbedret. Hovedformålet med en RCM-analyse er å etablere et optimalt vedlikeholdsprogram (Bye, 2019).

En RCM-analyse kan bygges opp på flere måter, men vil på mange måter være ganske like (Norsk elektroteknisk komite, 2009). I standarden til NEK IEC 60300-3-11:2009 har de valgt å dele opp prosessen i 5 steg:

- a) igangsetting og planlegging
- b) feilmode, effekt og kritikalitetsanalyse (FMECA)
- c) konsekvensklassifisering
- d) implementering
- e) kontinuerlig forbedring

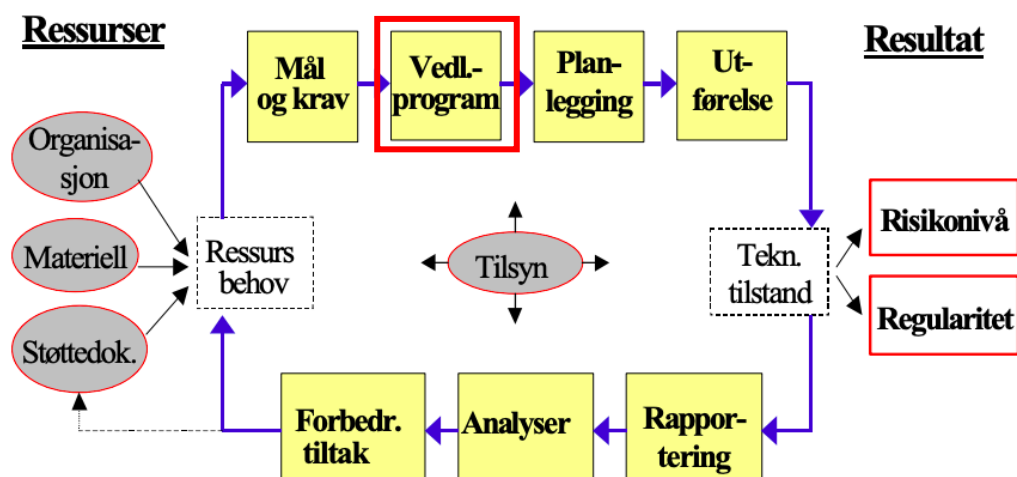
### 3.1.2 RCM i vedlikeholdsstyringsløyfa

Vedlikeholdsstyringsløyfa er en styringsmodell som viser hvordan vedlikeholdsorganisasjonen bør jobbe for å nå fastsatte målsettinger (Bye, 2009). Vedlikeholds-målsettingene må synliggjøres i organisasjonen på en slik måte at de som utfører vedlikeholdsprogrammet vet viktigheten av hva de gjør i en større sammenheng.

Disse målsettingene tallfestes ved hjelp av kritiske prestasjonsindikatorer (Bye, 2009). Disse tallfestede målsettingene må være basert på realistiske akseptkriterier. De må også være dynamiske. Det vil si at de må kunne justeres i forhold til reelle erfaringer, og ikke låses fast, basert på teoretiske betraktninger.

For å oppnå ønsket teknisk tilstand er en nødt til å definere mål og krav til det tekniske utstyret (Bye, 2009). For å dokumentere utførte og planlagte arbeidsoppgaver, etableres det et drift- og vedlikeholdsprogram. For å sikre at man har et effektivt og dynamisk vedlikeholdsprogram, etableres standard prosedyrer for utførelse av arbeidsoppgaver under normale forhold.

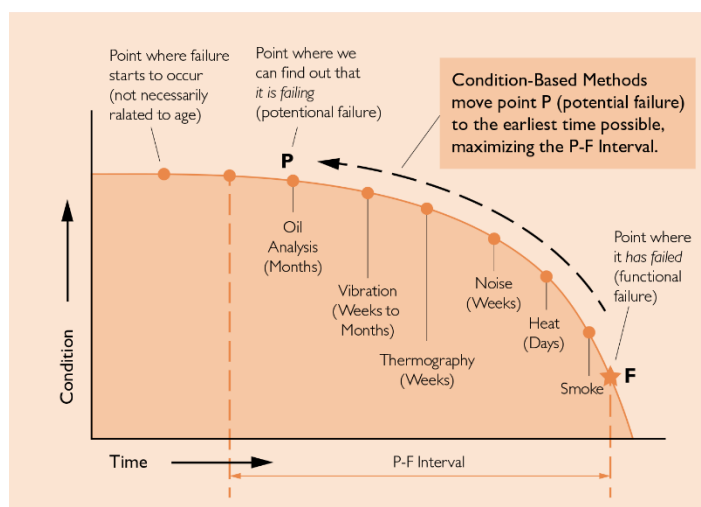
Etter gjennomføring av RCM kommer planlegging, da vil en planlegge vedlikeholdsaktiviteter i henhold til vedlikeholdsprogrammet (Bye, 2009). Man vil også etablere rutiner for rapportering av avvik og vedlikeholdshistorikk. Ved avviksrapportering vil man utføre årsaks-evalueringer og utvikle forbedringer.



Figur 1: Vedlikeholdsstyringsløyfa (Oljedirektoratet, 1998)

### 3.1.3 PF-intervallet

P-F- intervallet er tiden eller intervallet mellom når man først oppdager en potensiell feil, til man får en funksjonssvikt (Aspelgren, u.å.). PF-intervallet er et nyttig verktøy for å identifisere forvarslingstid før en svikt. Punktet P i **figur 2**, viser hvor man først kan oppdage at en komponent degraderes. Punktet F viser en funksjonssvikt. Det er differansen mellom P og F man ønsker å finne for å kunne få lengst mulig forvarslingstid, slik at man kan gjennomføre tiltak i god tid før svikt.



Figur 2: P-F- Kurven. Blann (2013)

Med lang forvarslingstid blir man i bedre stand til å gå bort i fra korrigerende vedlikehold, som vil si å utføre vedlikeholdet etter at en feil har inntruffet (Bye, 2009).

### 3.1.4 Risiko- og pålitelighetsanalyse

For å identifisere og vurdere uønskede hendelser, som kan lede til skade på mennesker, miljø og materielle verdier, benytter man en risikoanalyse (Bye, 2009). Analysen kan både være kvalitativ og kvantitativ og ha ulik detaljeringsgrad. En risikoanalyse søker generelt å finne svar på følgende tre spørsmål:

- Hvilke uønskede hendelser kan inntreffe?
- Hva er årsakene til at hver enkelt uønsket hendelse kan inntreffe?
- Hva kan konsekvensene bli hvis de uønskede hendelsene skulle inntreffe?

Hensikten med risiko- og pålitelighetsanalysen er å skaffe et godt underlag for beslutninger med hensyn på valg av løsninger, for å kunne påvirke sikkerheten og påliteligheten til systemet eller anlegget.

Tabell 5: Risikomatrix (Hentet fra MainTech)

Risikomatrix for RCM-analyse							Sannsynlighetsklasse				
							1	2	3	4	5
Konsekvens klasse	Konsekvensområde						Har aldri hatt om lignende hendelser. Svært sjelden, tilnærmet usannsynlig	Har hatt om lignende hendelser i Norge eller utlandet.	Hendelser som har skjedd i selskapet eller hos andre	Hendelser som har skjedd flere ganger i eget eller andres selskap	Hendelser som skjer svært ofte i eget eller andres selskap
	Miljø	Økonomi	Liv og helse	Omdømme	Regelverksbrudd	Leveringssikkerhet	Lille sannsynlig < Hvert 1000. år	Mindre sannsynlig Hvert 100. til 1000. år	Sannsynlig Hvert 10. til 100. år	Meget sannsynlig Hvert 1 til 10. år	Svært sannsynlig > Hvert år
5	Kritisk						Risiko må vurderes	Ikke akseptert risiko	Ikke akseptert risiko	Ikke akseptert risiko	Ikke akseptert risiko
4	Alvorlig						Risiko må vurderes	Risiko må vurderes	Ikke akseptert risiko	Ikke akseptert risiko	Ikke akseptert risiko
3	Middels						Akseptert risiko	Risiko må vurderes	Risiko må vurderes	Ikke akseptert risiko	Ikke akseptert risiko
2	Liten						Akseptert risiko	Akseptert risiko	Risiko må vurderes	Risiko må vurderes	Ikke akseptert risiko
1	Ubetydelig						Akseptert risiko	Akseptert risiko	Akseptert risiko	Risiko må vurderes	Risiko må vurderes
0	Ingen						Ingen risiko	Ingen risiko	Ingen risiko	Ingen risiko	Ingen risiko

### 3.2 Tilstandsovervåkning

Tilstandskontroll omfatter en rekke forskjellige metoder, og kan ved riktig bruk gi store besparelser for en industribedrift (Bye, 2009). I de siste årene har også tilstandsovervåkningsutstyr blitt enklere å anvende, som igjen har gjort at bruken av slikt utstyr har økt. En av fordelene med tilstandsbasert vedlikehold fremfor periodisk eller korrektivt vedlikehold kan være at skadeutviklingen på utstyr oppdages tidlig. Dette vil bidra til at vedlikeholdet kan planlegges til et gunstig tidspunkt.

#### 3.2.1 Olje- og gassanalyse som tilstandskontrollmetode for transformatorer

I en olje- og gassanalyse vil du få oversikt over en rekke parametere som er med på å si noe om oljens kvalitet og dermed også transformatorens tilstand. I NEK240-2:2009, kabelanlegg for kraftforsyning, beskrives dette i detalj, vi ser på teorien som presenteres her som gjeldene for transformatorer, da det i standarden også vises til transformatorer.

Ved å ta en oljeprøve kan man kartlegge ulike parametere hva gjelder olja. Parameterne og hva de kan gi opplysning om er gjengitt i tabellen nedenfor.



## Bacheloroppgave, drift- og vedlikeholdsteknikk

Parameter:	Hva prøvingen gir opplysning om:	Referanse:
1.Gassinnhold	Apparatets tilstand, f.eks. varmgang, utladning, snikende feil.	IEC 60567 (2005) IEC 60599 (2007)
2.Syretall	Oljens kjemiske tilstand, aldring, risiko for slamdannelse.	IEC 62021-1 (2008) IEC 62021-2 (2008)
3 Vanninnhold	Innhold av fritt eller oppløst vann	IEC 60814 (1997)
4.Farge	Aldring, innhold av f.eks. sot eller oppløst lakk.	ISO 2049(1996)
5. Utseende	Innhold av uløslig slam, fritt vann og sedimenter	IEC 60296 (2003)
6.Gjennomslagsspenning	Oljens evne til å tåle dielektriske påkjenninger Fuktighet og fiberinnhol	IEC 60156 (1995)
7.Dielektrisk tapsfaktor	Forurensning, nedbrytning av faste materialer.	IEC 60247 (2004) IEC 60620 (1997)
8.Flammepunkt	Lett antennelige bestanddeler.	ISO 2719 (1988)
9.Viskositet	Oljens evne til å sirkulere og transportere varme	ISO 3104(1994)
10.Flytepunkt	Oljens kuldeegenskaper.	ISO 3016 (1994)
11.Densitet	Masse per volumenhet.	ISO 3675 (1998)

Figur 3: Parametere du kan måle ved å analysere olje samt hva parameterne kan gi uttrykk for, restgassinnhold er ikke med.

Hentet fra NEK240-2:2009

Gassanalyse blir brukt som et analyseverktøy av olje og sier noe om gassinnholdet i olja. Det vil naturlig under drift utvikles gass pga. aldring av olje og papir. De gasstyper NEK240:2 nevner som viktig å overvåke er: hydrogen, metan, etan, etylen, acetylen, karbonmonoksid og karbondioksid. Ved normal drift utgjør ikke gassene noen fare og oljen er ikke overmettet av gass, men hvis olja blir overmettet vil det dannes gasslommer som utgjør en eksplosjonsfare. Det er derfor aktuelt å over tid overvåke gassinnholdet i væska. Ved hjelp av en identifikasjon på hvor mye av de ulike gassene man har i olja (volum), kan en regne seg frem til hvilken feiltipe man har med å gjøre. Dette åpner opp å kunne si noe om hva gassutviklingen skyldes, og hvilke konsekvenser dette kan få. En kan også ved hjelp av gassovervåkning kunne måle gassingstakta, som er volum per tidsenhet, hvor hurtig gassutviklingen skjer i olja, og overvåke eksplosjonsfaren noe som på spesielt transformatorer kan få store konsekvenser (Norsk Elektroteknisk Komite, 2009).

I tabellene nedenfor er forholdet mellom de ulike gassene gjengitt sammen med en beskrivelse av hva de sannsynlige feiltypene er. Tabellene er hentet fra NEK240-2:2009.

## Bacheloroppgave, drift- og vedlikeholdsteknikk

gassforhold	Sannsynlig feiltype					
	PD	DI	D2	T1	T2	T3
acetylen/etylen C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	*	>1	0,6 - 2,5	*	<0,1	<0,2**
metan/hydrogen CH <sub>4</sub> /H <sub>2</sub>	<0,1	0,1 – 0,5	0,1 – 1	>1	>1	>1
etylen/etan C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	<0,2	>1	>2	<1	1 - 4	>4

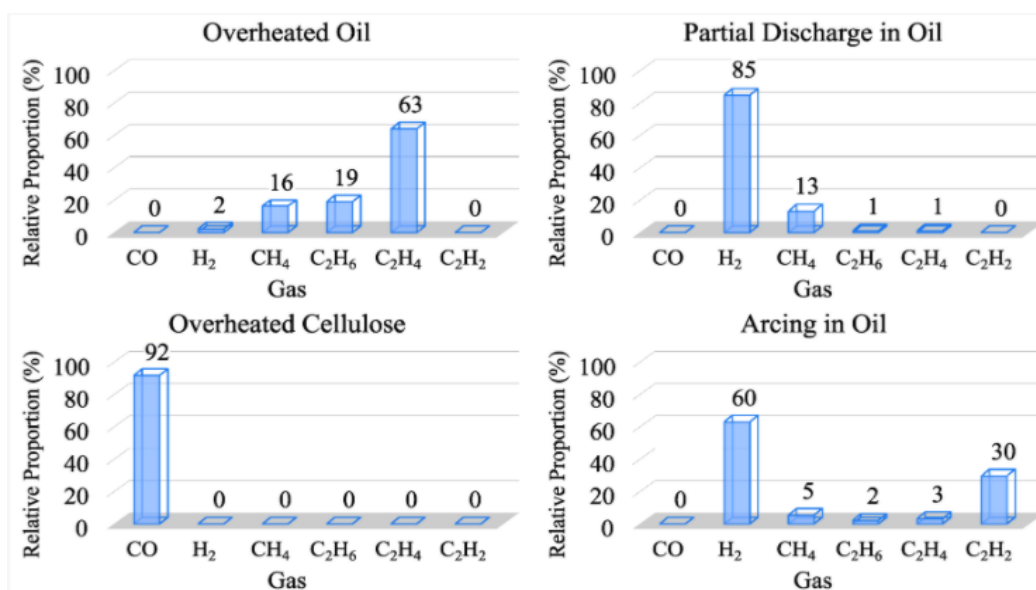
Figur 4: Forholdet mellom gasser i olje og hvilken feiltype disse kan kobles mot, hentet fra NEK240-2:2009

KODE	BETEGNELSE	SYNLIGE SKADER	EKSEMPEL PÅ ÅRSÅK
PD	Partielle utladninger	Avsetninger av x-voks på papirisolasjonen. Perforering av fast isolasjon, for eksempel karboniserte punkteringer i papiret	Partielle utladninger i gassfylte hulrom som kan skyldes: dårlig impregnering overmetning av gass i oljen høy fuktighet.
D1	Utladninger med lav energi	Større karboniserte punkteringer i papiret. Karbonisering på overflaten av fast isolasjon. Karbonpartikler i oljen.	Utladninger mellom konstruksjonsdeler med ulike eller flytende potensialer Krypstrøm som følge av spordannelser i overflaten på fast isolasjon
D2	Utladninger med høy energi	Omfattende ødeleggelse og karbonisering av papirisolasjonen. Smeltet metall på utladningenes fotpunkter. Omfattende karbonisering av oljen.	Krypstrøm, overslag eller lysbuer med høy lokal energi eller med følgestrøm Overslag til jord. Defekte isolasjonsdetaljer
T1	Termisk feil med temperatur <300 °C	Papir er brunfarget.	Kabelen har vært sterkt overbelastet. Blokert oljesirkulasjon
T2	Termisk feil med temperatur mellom 300 °C og 700 °C	Papir er karbonisert.	Defekte skjøter.
T3	Termisk feil med temperatur >700 °C	Klare tegn på at oljen er karbonisert. Misfarget metall indikerer temperaturer på ca 800 °C. Smeltet metall indikerer temperaturer >1000 °C.	Defekte skjøter.

Figur 5: Målbare parametere og hva disse kan si om olje, hentet fra NEK240-2:2009

I artikkelen til Bustamante, *et al.* (2019) presenteres tre parametere som mest brukt på transformatorer:

- Analyse av oppløst gass (DGA- Dissolved gas analysis): DGA-metoden måler gasskonsentrasjonen i olja som fremkommer ved at isolasjonsmaterialer brytes ned. Avhengig av hvilken type feil det er, vil det forekomme forskjellige typer nedbrytningsprosesser. Når elektriske og termiske feil oppstår i transformatorolja, vil den degraderes slik at det utvikles antennelige gasser. Disse gassene består av hydrogen (H<sub>2</sub>), etylen (C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>), acetylen (C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>), metan (CH<sub>4</sub>) og etan (C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>). Viklingene i transformatoren er isolert med noe som kalles celluloseisolasjon, og har som funksjon å hindre at det oppstår lysbuer. Når denne isolasjonen brytes ned, dannes karbonmonoksid (CO) og karbondioksid (CO<sub>2</sub>), og det er disse gassene som indikerer termisk feil.



Figur 6: Feiltyper etter gassutvikling. Bustamante, *et al.* (2019)

- Oljekvalitetsanalyse (OQA- Oil quality analysis): OQA-metoden er en kombinasjon av elektriske, fysiske og kjemiske tester. De viktigste og vanligste er dielektrisk sammenbruddsspenning, vanninnhold, effektfaktor, grenseflatespenning, surhet og farge. Resultatene av disse testene benyttes til å forhindre feil, og for å planlegge vedlikeholdet.

- Innholdssjekk av furfuraldehyder i oljen (FFA- furfuraldehydes): Innholdet av FFA i transformatoroljen indikerer nedbrytingen av celluloseisolasjonen rundt viklingene. Furankomponentene forblir absorbert av isolasjonen, mens en del blir oppløst i oljen.

### 3.2.2 Termografering, tilstandskontrollmetode for transformatorer

Alle objekter med en temperatur over absolutte nullpunkt gir infrarød stråling (Huda & Taib, 2013). Infrarød termografering er en teknikk, som lar oss konvertere den usynlig infrarøde strålingen, til et visuelt bilde som viser temperaturpunkter til et objekts overflate. Fargen på bildet varierer med overflatetemperaturen, slik at man raskt kan se om det er store temperaturforskjeller. For elektrisk utstyr er varme en viktig faktor for å vite noe om helsetilstanden på utstyret.

Resistivitet er et mål på motstanden som elektrisk strøm møter når den går gjennom et materiale (Holtebekk, 2019). Elektrisk strøm som passerer gjennom en resistiv komponent genererer varme (Huda & Taib, 2013). Termisk energi som genereres fra en elektrisk komponent er direkte proporsjonal med kvadratet av strømmen som går gjennom den og motstanden. Derfor gir en økning i elektrisk motstand, en økning i varme. Med tid og alder vil tilstanden til elektriske komponenter degraderes av flere grunner som for eksempel løse koblinger, korrosjon eller sprekk i isolasjonen. Når tilstanden til komponentene degraderes vil motstanden øke, og det vil genereres mer varme. Den økte varmen kan føre til en feiltilstand i komponentene, som i verste fall kan føre til brann. Så ved bruk av termografering for å inspisere utstyret under belastning, kan den defekte komponenten identifiseres og klassifiseres etter alvorlighetsgrad.



Figur 7: Illustrasjon av elektrotermografi (Hentet fra Elma Instruments, u.å.)

### 3.2.3 Partiell utladning

Partielle utladninger kan defineres som små delutladninger som oppstår når det elektriske feltet overskrider holdfastheten til en begrenset del av isolasjonsmaterialet (Sivertsen, 2020).

Partielle utladninger, også kalt PD (Partial discharge), kan oppstå i luft(gass)isolerte anlegg, i faste isolasjonsmaterialer og i oljeisolerte anlegg (Sivertsen, 2020). Utladningene kan oppstå om den elektriske feltstyrken i materialet overgår den elektriske holdfastheten (Norsk elkraft kontroll AS, u.å.). PD kan måles ved hjelp av både stasjonære og håndholdte måleinstrumenter, og brukes i dag til å lokalisere problemer med transformatorstasjoner ifølge vår informant i Tensio.

I faste isolasjonsmaterialer kan disse hulromsutladningene redusere isolasjonsholdfastheten slik at isolasjonsmaterialet på sikt ikke er i stand til å holde spenningen (Sivertsen, 2020). Hulrommene blir større, og det innebærer at holdfastheten går ned. Hvis det i tillegg oppstår en overspenning på isolasjonsmaterialet, er faren for havari stor.

## 3.3 Tilstandsovervåkning og diagnostisering av maskiner

I dette kapitlet blir det sett i hovedsak på to ISO-standarder. Disse er:

- ISO 17359, Condition monitoring and diagnostics of machines - General guidelines
- ISO 13379-1, Condition monitoring and diagnostics of machines - Data interpretation and diagnostics techniques

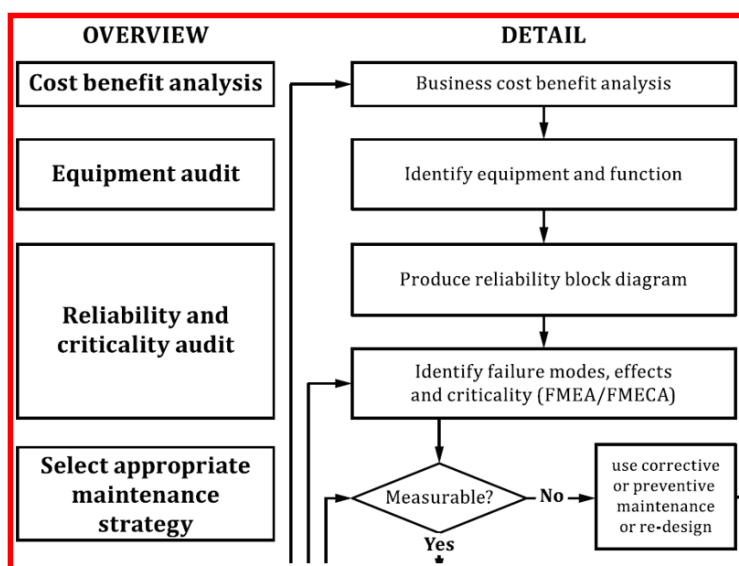
Her vil det beskrives hvordan ISO 17359 og ISO 13379-1 foreslår fremgangsmåter for valg av tilstandsovervåkningsmetoder. Og fordeler og ulemper ved de ulike fremgangsmåtene.

### 3.3.1 ISO 17359, Condition monitoring and diagnostics of machines - General guidelines

Denne standarden danner grunnlaget for en FMSA analyse (Failure Modes and Symptoms Analysis).

ISO 17359 gir retningslinjer for tilstandsovervåkning og diagnoser av maskiner som avgir parametere som vibrasjon, temperatur, tribologi, strømming, forurensninger osv. ISO 17359 standarden beskriver en overordnet måte å identifisere aktuelle tilstandsovervåkningsmetoder på. Ved å benytte flytskjemaet i ISO 17359 (**vedlegg 1**), ser man at den øverste delen i **figur 8** har

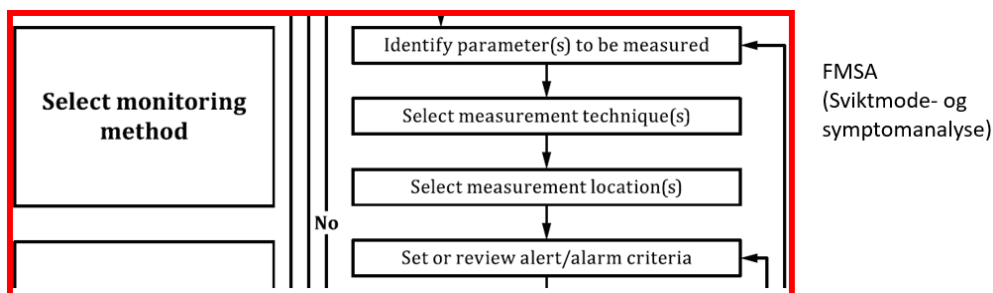
sammenfallende fremgangsmåte som en RCM-analyse, bortsett fra den øverste blokken, hvor man gjennomfører en kost/nytte-analyse.



Figur 8: FMSA 1 (Hentet fra International Organization for Standardization, 2018)

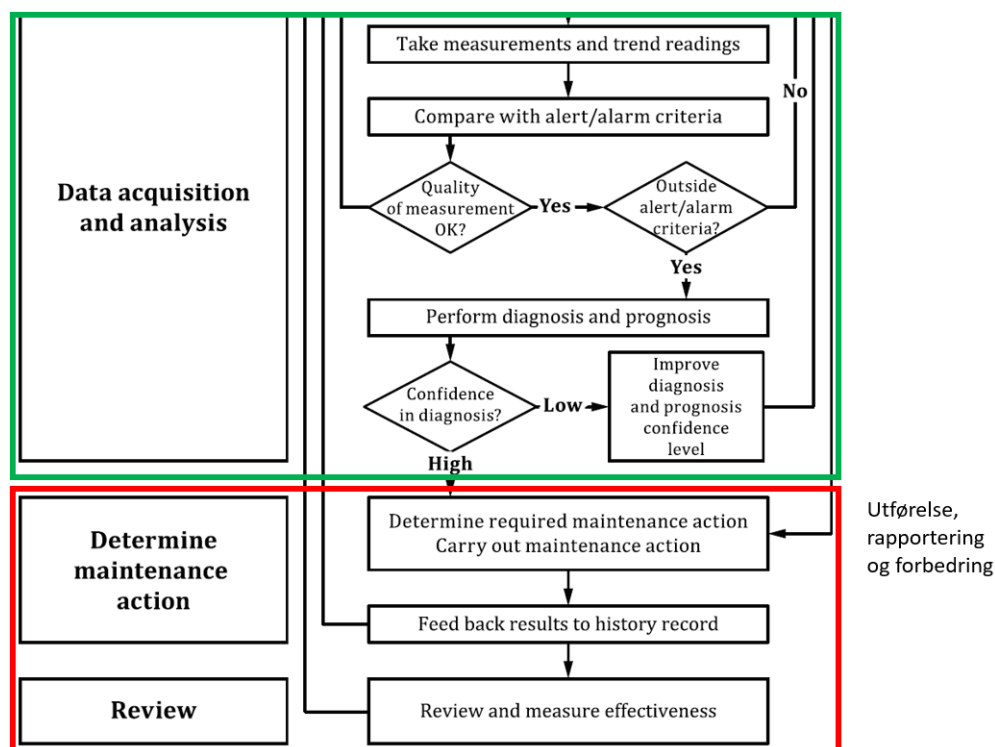
Videre i flytskjemaet kommer valg av tilstandsovervåkingsmetode (**figur 9**). Det er dette denne rapporten vil fokusere på og er referert til som en «Sviktmode- og symptomanalyse» (FMSA). I **figur 9** ser man ut av fremgangsmåten hvordan man kan:

1. Identifisere målbare parametere
2. Velg måleteknikk
3. Velg målbar lokasjon av sensor (på enheten)
4. Sette alarmkriterier/grenser (hvis det finnes data på dette)



Figur 9: FMSA 2 (Hentet fra International Organization for Standardization, 2018)

De punktene som kommer videre i flytskjemaet (**figur 10**), anbefaler fremgangsmåte for innhenting, bruk og analyse av data fra valgt tilstandsovervåking for å iverksette gode vedlikeholdstiltak. Her er det fokus på rapportering og forbedring som er en viktig del av den kontinuerlige forbedringsprosessen som bør finne sted. Denne delen av prosessen vil være aktuelt for videre arbeid, og vil ikke jobbes med i denne oppgaven.



Figur 10: FMSA 3 (Hentet fra International Organization for Standardization, 2018)

I ISO 17359 finner man en tabell over eksempler på tilstandsovervåkningsparametere fordelt på ulike maskin typer. Der er det brukt transformator som et av eksemplene. Se **tabell 6** for eksemplene foreslått i ISO 17359.

Tabell 6: Tilstandsovervåkningsparametere for transformatorstasjoner (Hentet fra International Organization for Standardization, 2018)

1. Temperatur	2. Trykk	3. Strøm
4. Spenning	5. Motstand (elektrisk)	6. Tilført effekt
7. Avgitt effekt	8. Støy	9. Vibrasjon
10. Akustisk emisjon	11. Ultralyd	12. Olje (tribologi)

13. Termografering

Ved å benytte skjema (se **tabell 7**) hvor man identifiserer målbare symptomer fordelt på sviktmoder, får man en god start på hvor man kan sette inn tilstandsovervåkningsmetoder.

Tabell 7: Symptomer opp imot sviktmoder (Hentet fra International Organization for Standardization, 2018)

Table B.11 — Examples of power transformer faults matched to measurement parameters and techniques

Equipment type: Power transformer	Symptom or parameter change or detection technique															
	Amps/volts/load	Visual	Oil condition	Temperature	Partial discharge	DGA	Noise	Ultra sound	Vibration	Power Factor/Tan δ	Resistance	DFR/PDC/RVM	FRA	Excitation current	Leak reactance flux	Bushing capacitance
Insulation deterioration	*		*	*	*	*		o		*	*	*	*	*		
Moisture ingress/content			*			*				*	*	*				
On-load tap-changer condition/fault	*		*	*	o	*	o	*	o		*		*	*		
De-energized tap-changer condition/fault	*		*	*	o	*	o	*	o		*		*	*		
Oil quality deterioration			*			*				*		*				
Arcing/electrical discharge		*	*		*	*	*	*		*						
Connection/bushing faults				*	*	o	o	*		*	*					*
Overheating/auxiliary cooling system fault		o	*	*		*		o								
Low oil level		*	o	o		o	o	o								

\* Indicates symptom could occur or parameter could change if fault occurs. o Indicates less common symptom or parameter.

**Key**  
DGA: Dissolved gas analysis  
DFR: Dielectric frequency response  
FRA: Frequency response analysis  
PDC: Polarization and de-polarization current  
RVM: Recovery voltage method  
Tan δ (tan-delta): Tangent dissipation angle  
NOTE For more details see ISO 18095.

### 3.3.2 ISO 13379-1 Condition monitoring and diagnostics of machines - Data interpretation and diagnostics techniques

ISO 13379-1 anbefaler inngående retningslinjer og metodikk for gjennomføring av FMSA. De stegene som inngår i denne fremgangsmåten, er som følger:

1. Analysere maskinens tilgjengelighet, vedlikeholdsvennlighet, kritikalitet med hensyn til hele prosessen.
2. Liste opp de viktigste komponentene og deres funksjoner.
3. Analysere sviktmodene og årsaker til komponentfeil.
4. Uttrykk kritikaliteten, ved å ta hensyn til betydningen (sikkerhet, tilgjengelighet, vedlikeholdskostnader, produksjonskvalitet) og forekomster.

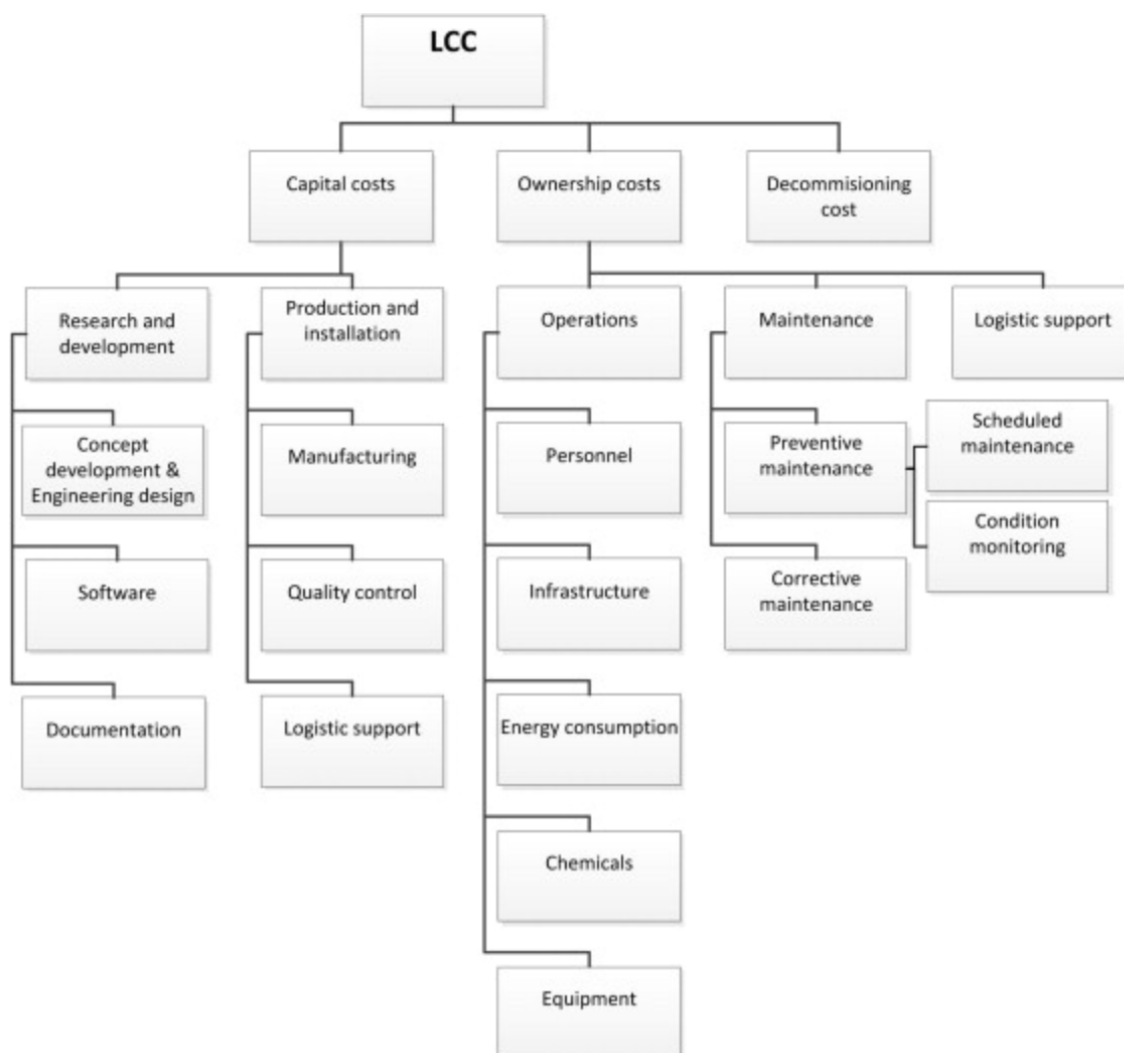


5. Bestem i samsvar med dette hvilke feil som skal dekkes av diagnostikk («diagnostiserbare»).
6. Analyser under hvilke operasjonstilstander de forskjellige feilene kan best mulig observeres, og definer referanse tilstand.
7. Oppgi hvilke symptomer som kan bidra til å vurdere tilstanden på maskinen og som kan brukes til diagnostisering.
8. List opp faktorene som brukes til å beskrive de ulike symptomene.
9. Identifiser de nødvendige målingene og måleverdiformer for disse faktorene.

Målet med en slik fremgangsmåte er å velge riktige tilstandsovervåkningsmetoder og strategier som maksimerer tillitten til diagnosene og prognosene fra enhver sviktmode. Punktene 1 til 5 i listen over er sammenfallende med det man gjør i en RCM analyse.

### 3.4 Nåverdi og kost/nytte-analyse

Investeringer som gjøres i forbindelse med tilstandsovervåkning skal være økonomisk gunstig samtidig som sikkerheten på anlegget ivaretas. Investeringen skal være økonomisk gunstig ved at kostnader tilknyttet drift og vedlikehold av utstyr reduseres slik at en investering i tilstandsovervåkning på lang sikt viser seg lønnsom. Figur 11 viser hvilke kostnader man burde ta i betraktning når en LCC-analyse gjøres. Man skal merke seg at alle punkter i **figur 11** nødvendigvis ikke er relevant for alle investeringer (Utne, Brurok & Rødseth, 2012).



Figur 11: LCC, "Life Cycle Cost", levetidskostnader tilknyttet tilstandsovervåkningsinvesteringer (Utne, I.B, Brurok, T & Rødseth, H, 2012.)

Dersom en tilstandsovervåkningsmetode kan være med å identifisere degradering på utstyr som utgjør en risiko ved svikt, vil den reduserte risikoen (som følge av bedre kontroll) kunne gi nytte til selskapet (Utne, Brurok, & Rødseth, 2012).

I de neste delkapitlene vil det presenteres kostnadsanalysemetoder som forklarer hva de ulike metodene sier om en investering i tilstandsovervåkning. I en vurdering av hvilken metode man skal velge å benytte seg av, så har det blitt laget en rapport som viser til at de kostnadsevalueringsmetodene som flest vurderinger blir trukket ut ifra. Der kommer det frem at nåverdi er den mest brukte, etterfulgt av tilbakebetaling, internrente, sensitivitet og avkastning på investert kapital, fra mest brukt til mindre brukt i 2012 (Østeby, et al. 2013). Vi velger i de neste delkapitlene å kun vise til de metodene som vi benytter oss av i kost/nytte evalueringa, samt ha en forklaring på kapitalkostnaden som benyttes i nåverdi beregninga.

Analyseteknikker						
	Alltid	Nesten alltid	Ofte	Sjelden	Aldri	Ikke hørt om
Netto nåverdi	38 %	24 %	18 %	11 %	6 %	0 %
Tilbakebetaling	28 %	25 %	17 %	18 %	7 %	0 %
Internrente	28 %	21 %	15 %	15 %	10 %	0 %
Sensitivitet	22 %	16 %	19 %	19 %	12 %	1 %
Avkastning på investert kapital	13 %	12 %	21 %	22 %	21 %	1 %
Modifisert internrente	1 %	2 %	4 %	19 %	43 %	8 %
Realopsjoner	1 %	1 %	2 %	13 %	51 %	12 %
Andre	3 %	3 %	6 %	6 %	30 %	12 %

Figur 12: Mest brukte analyseteknikker i 2012, hentet fra (Østeby, et al. 2013).

### 3.4.1 Tilbakebetalingstid

Tilbakebetalingstid er antall år en bedrift bruker på å betale tilbake en investering gjort basert på besparelser og inntjening som følge av initialinvesteringen (Bøhren & Gjørnum, 1999). Metoden ses på som lite god til å ta beslutninger da den ikke tar hensyn til andre faktorer enn inntjening og besparelser i forhold til investering. Det anbefales derfor å heller bruke andre metoder til en vurdering.

$$\text{Tilbakebetalingstid} = \frac{\text{Investerings}}{\text{Inntjening per tidsenhet}}$$

Figur 13: Formel brukt for å regne ut tiden det tar før investering er tilbakebetalt

### 3.4.2 Nåverdi

Begrep som viser et prosjekts økonomiske verdiskapning ved utvelgelse av bestemt investering ved år (t) null, fremfor å bruke pengene på noe som gir avkastning lik kapitalkostnaden (r). For å gi en tolkning av nåverdibegrepet (NVP), kan en si at en positiv nåverdi viser til et lønnsomt prosjekt og vice versa (Bøhren & Gjærum, 1999). Formel vist under:

$$NV = \sum_{t=0}^T \frac{X_t}{(1+r)^t}$$

Figur 14: Formel for utregning av Nåverdien til en investering «T» år frem i tid. «X» er inntjening per år, «r» er kapitalkostnaden

### 3.4.3 Internrente

Defineres som relativ lønnsomhet til en investering. Med andre ord, avkastning per krone investert i prosjektet. Internrenten måler prosentvis avkastning på kapital som til enhver tid er investert i prosjektet. For uavhengige investeringsprosjekter sier internrentemetoden at man skal:

- Gå videre med prosjekter med høyere internrente enn kapitalkostnad
- Forkaste prosjekter med lavere internrente enn kapitalkostnad
- Ved internrente lik kapitalkostnad kan man ikke si om man skal gå videre eller forkaste prosjektet (Bøhren & Gjærum, 1999).

Formel vist under:

$$0 = \sum_{t=0}^T \frac{X_t}{(1+i)^t}$$

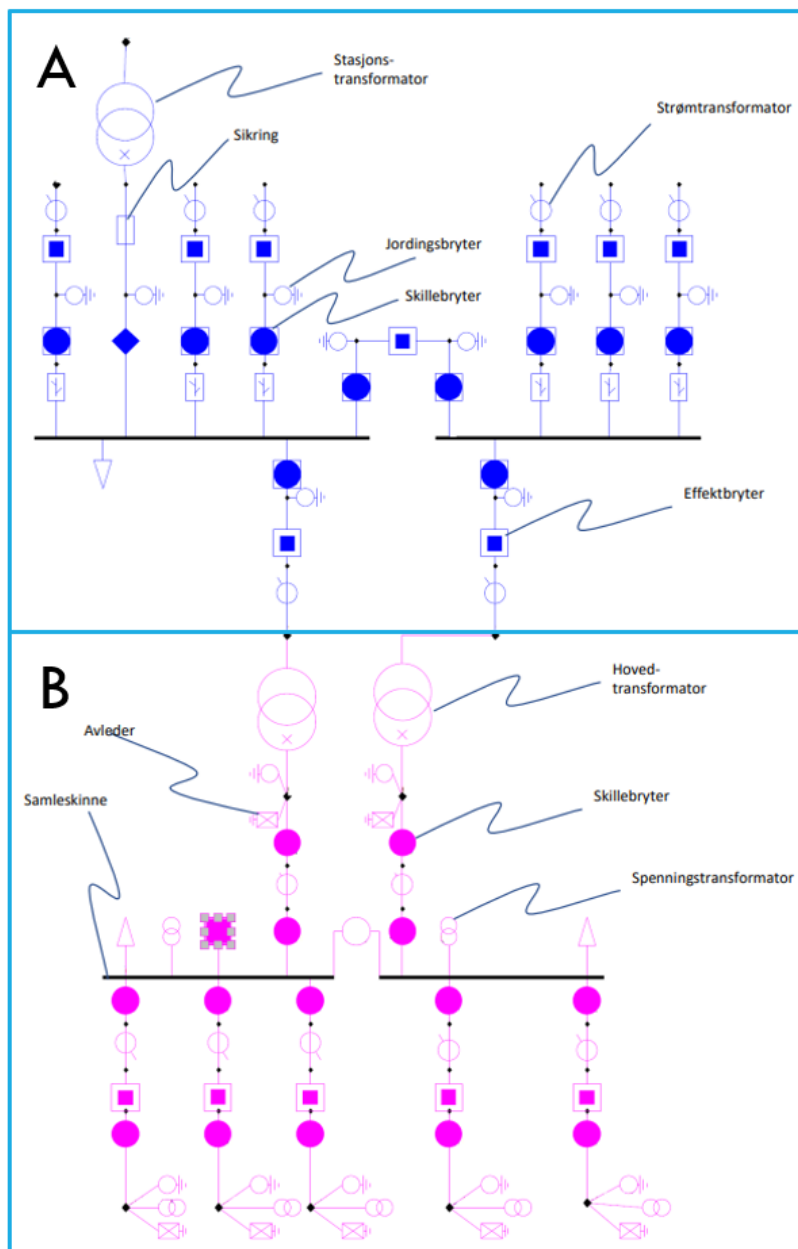
Figur 15: Ligning for utregning av internrenta «i». «X» er inntjening per år, «T» er antall år frem i tid

#### 3.4.4 Referanserenta

Referanserenta er den renta NVE sier nettselskapene de kontrollerer skal operere etter (NVE, 2021). Renta er et utgangspunkt for hva de ulike nettselskapene skal få av avkastning over tid. I 2021 er renta satt til å være på 5%. Renta er basert på følgende estimerte faktorer: inflasjon, swaprente (bytte av kontantstrøm) og kredittpremie, og følgende fastsatte faktorer: gjeldsandel, nøytralrente, egenkapitalbeta, markedspremie og skattesats for nettselskaper.

### 3.5 Beskrivelse transformatorstasjonen til HKN

I dette kapitlet vil vi beskrive de tekniske komponentene som det er «ikke-akseptert risiko» på, i RCM-analysen fra MainTech. Det blir dermed kun fokusert på de komponentene som fremkommer i analysen for tilstandsovervåkingsutstyr.



Figur 16: Enlinjeskjema hentet fra HKN

I enlinjeskjemaet (**figur 16**) ser man hvor de ulike komponentene som blir nevnt i denne oppgaven kan plasseres på transformatorstasjonen. I del A ser en de komponentene man finner utendørs i

mange stasjoner. Nederst på figur B kommer 66 kV nettspenning kommer inn til stasjonen. Den blir transformert ned til 22 kV for å bli sendt på distribusjonsnettet i del B. av figuren.

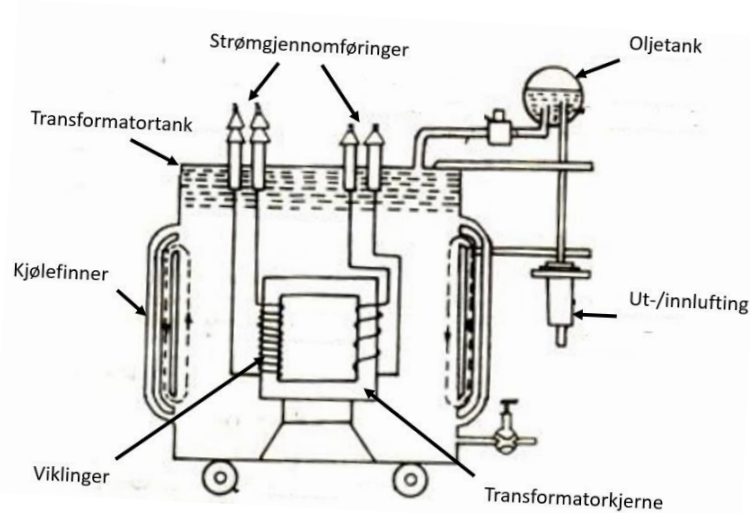
### 3.5.1 Toviklingstransformator

Transformatorer er en av de største enkeltinvesteringene et nettselskap gjør, og er også det utstyret som kan klassifiseres som viktigst (Bustamante, *et al.* 2019). Dersom det oppstår en feil på en transformator, kan reparasjonskostnadene sammen med KILE-kostnadene bli svært høye. Transformatorer bygges på bestilling, med en byggetid på mellom 6-8 måneder (Schneider Electric, 2016).

På enlinjeskjema i **figur 16** blir transformator omtalt som hovedtransformator. Enkelt forklart så er hensikten til transformatorene å sende strøm over lengre distanser ved å øke spenningen (transformere opp), for deretter å senke (transformere ned) spenningen før strømmen distribueres hvor den er tiltenkt (wikipedia, u.å.).

Transformatoren består av to eller flere sett med viklinger. Strømmen kommer inn på den ene spolen. Her blir det induisert en spenning. Denne spenningen blir induisert over til den andre spolen. Ved å endre antall vindinger på spolene, vil man kunne øke eller redusere spenningen.

Denne prosessen produserer en del varme som blir ledet vekk ved hjelp av oljen som omringer transformator kjernen (Electrical Equipment, u.å.). Oljen blir igjen avkjølt av kjølefinner på utsiden av transformortanken. Oljen vil utvide og trekke seg sammen som et resultat av temperatursvingninger. Det er derfor installert en oljetank slik at oljen skal ha plass til dette. For at ikke transformortanken skal sprekke på grunn av varmetvidelse eller kjøling, er det i tillegg montert en ut-/inn-luftingsfunksjon. I denne er det montert silicagel som har som funksjon å trekke ut fuktigheter i luften som «pustes» inn i tanken. For å sikre oljenivå og temperatur, er det montert oljenivåmåler og termometer.

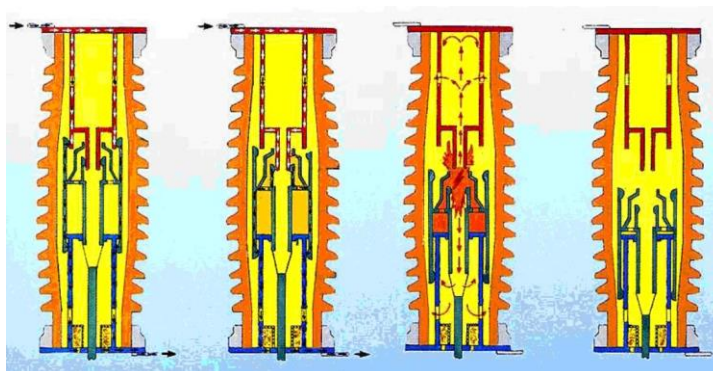


Figur 17: Transformator (Hentet fra Electrical Equipment, u.å.)

### 3.5.2 66kV Effektbryter

Effektbryteren er fylt med SF<sub>6</sub>-gass som isolasjonsmedium og skal beskytte elektriske kraftstasjoner og distribusjonssystemer ved å bryte elektriske strømmer når de utløses av et beskyttelsesrelé (Wikipedia, 2020).

SF<sub>6</sub> gassen sin funksjon er å «slukke» lysbuen som dannes i det koblingspunktene inne i bryteren mister kontakt. Dette for å redusere erosjonen av lysbuen mot metallet inne i bryteren. Det finnes ulike typer effektbrytere som benytter forskjellige metoder for å slokke lysbuen. Man kan benytte vakuum og olje (Wikipedia, 2020). I transformatorstasjonen vi ser på, benytter de SF<sub>6</sub> gass.



Figur 18: SF<sub>6</sub> Effektbryter (Hentet fra Wikipedia, 2020)



### 3.5.3 Strømtransformatorer

Funksjon og oppbygning er av samme prinsipp som transformatorer for øvrig. Man har et sett med primærviklinger hvor man har en vekselstrøm ved en gitt størrelse (Ampere) (Wikipedia, 2021). Denne strømmen induseres over til et sett med sekundærviklinger. Strømtransformatoren er designet til å opprettholde et gitt forhold mellom primær og sekundær kretsen. I tilfellet for transformatorstasjonen i denne oppgaven er det 500A – 5A. Man bruker disse innretningene til å måle og overvåke tilstanden på kraftnettet. Ved å redusere strømmen kan man koble til måleinstrumenter og andre elektriske verktøy.



Figur 19: 110kV strømtransformator (Hentet fra Wikipedia, 2021)

### 3.5.4 Spenningstransformator

En spenningstransformator er også bygd opp av viklinger slik som strømtransformatoren (Wikipedia, 2021). Denne blir brukt på lik måte som strømtransformatoren. Som er å redusere strøm, men i dette tilfellet reduserer den spenningen slik at dette kan brukes til målinger osv.

### 3.5.5 Avleder

En avleder har som funksjon å lede vekk strømmer som er for høye for de tekniske komponentene de skal beskytte (Electrical Engineering portal, 2011). De er bygd opp av et isolerende materiale som hvis det blir utsatt for en for høy spenning leder strømmen igjennom avlederen og videre til jord. I tilfellet i denne oppgaven har den som funksjon å beskytte tøviklingstransformatorene



Figur 20: Avleder (Hentet fra Electrical Engineering Portal, 2011)

## 4 Metode

Datainnsamlingen tilknyttet denne studien har benyttet både kvalitativ metode (resultatmål 1 og 2) og kvantitativ (resultatmål 3). Målet med studien har vært å undersøke potensialet for tilstandsovervåkning tilknyttet én transformatorstasjon.

Årsaken til at det bare har vært gjort undersøkelser av én stasjon, er knyttet til informasjonstilgang. En slik avgrensning har vært nødvendig for å kunne gjennomføre en intensiv studie av tilstandsovervåkning knyttet til transformatorstasjoner med de ressurser vi har hatt til rådighet.

### 4.1 Intervju

I utførelsen av intervju for å skaffe til rette kritisk informasjon for oppgaven, har aktører blitt kontaktet og stilt spørsmål. Vi delte opp etter hva slags informasjon vi var på jakt etter i intervjuet.

I møte med HKN var spørsmål rundt vedlikeholdet i dag sentralt, vi var på jakt etter informasjon rundt transformatorstasjonen og kostnadene tilknyttet vedlikeholdet, for å danne et sammenligningsgrunnlag. Vi hadde kontakt med vedlikeholdssjef, som bidro med tekniske tegninger og kostnadsoverslag, som ikke var konfidensielle, og tekniker HKN som kom med detaljerte data rundt tidsbruk tilknyttet arbeidsoppgaver (**vedlegg 2**).

I møte med leverandører av utstyr for tilstandsovervåkning var det viktig å kunne presisere hva slags utstyr man skulle ha for å ikke estimere med urealistisk lave eller høye beløp. Spesifikasjonene hos termograferingsløsningene var de minst pålitelige da vi ikke hadde nok data rundt hvor stort målepunktet var, hvor langt unna kamera skulle stå og til slutt hvor mange punkter vil et kamera kunne overvåke. Mangelen på dokumentasjon rundt anleggets oppbygning gjorde at vi valgte å se bort fra alt dette, og spurte heller direkte hva de trodde ville holde, hvis de skulle komme med et optimistisk estimat. Dette så vi oss nødt for å gjøre, for å ha noe å jobbe videre med.

### 4.2 Fremgangsmåte for valg av tilstandsovervåkningsmetoder

Metoden fra ISO 17359 blir brukt som referanse til fremgangsmåte for valg av tilstandsovervåkningsmetode. Metoden til ISO 17359, mener gruppa er tilstrekkelig for formålet til denne oppgaven. Til sammenligning er den like omfattende som en fullstendig RCM analyse.

Ved transformatorstasjonen som er en del av denne rapporten brukte MainTech 150 timer fordelt på to personer, i følge MainTech selv.

Ved å gjennomføre en fullstendig FMSA i henhold til ISO 13379-1 vil man danne et godt grunnlag for å vurdere mulige tilstandsovervåkningsmetoder, samt å måle disse opp imot hverandre. For å designe og prosjektere et tilstandsovervåkningssystem vil ISO 13379-1 være mere aktuell. I dette tilfellet blir oppgaven løst tilstrekkelig ved hjelp av ekspertvurderinger gjennom en mer komprimert fremgangsmåte som er foreslått i ISO 17359. En komprimert fremgangsmåte er fordelaktig på grunn av den begrensede tidsrammen en bacheloroppgave har.

Måten tilstandsovervåkningsmetodevalg blir tatt på, er at man henter inn sviktmodene identifisert i RCM-analysen og setter de inn i første kolonne i skjemaet vi har utviklet (**tabell 8**), basert på ISO 17359. De sviktmodene som blir tatt med videre i denne oppgaven er i fra RCM-analysen, og er kategorisert til å ha «ikke-akseptert risiko».

Skjemaet utviklet av gruppa fra forslag i ISO 17359 er utformet på en slik måte at det tilfredsstillende beslutningslogikken fra RCM-analysen til MainTech. I andre tilfeller bør oppsettet på skjema vurderes og tilpasses. Det kan også være nødvendig med en mer inngående FMSA i henhold til ISO 13379-1.

Skjemaet som gruppa har utviklet (se **tabell 8**) blir benyttet for videre arbeid med valg av tilstandsovervåkningsmetoder. For å fylle ut nevnte skjema ble RCM analyse fra transformatorstasjon gjennomgått. I eksisterende RCM analyse har HKN og MainTech vurdert kritikalitet på utstyret i tillegg til å identifisere mulige tiltak for hvert enkelt objekt.

## Bacheloroppgave, drift- og vedlikeholdsteknikk

Tabell 8: Beslutningslogikk for tilstandsovervåkningsmetoder (utviklet av gruppa)

Maskin type:	Målbare symptomer, parameterendringer eller deteksjonsteknikk																
Sviktmoder	Temperatur	Termografering	Trykk	Støy	Vibrasjon	Akustisk emisjon	Ultral lyd	Oljeanalyse	Analyse av oppløst gass (DGA)	PD-måling	Strøm	Spenning	Visuell	1. indikasjon (tidligste P)	2. indikasjon	Kommentarer	Vurderinger
1																	
2																	
3																	
4																	
5																	
6																	
7																	
8																	
9																	

Ved å bruke RCM analysen kan det finnes måter å tolke hvilke symptomer som er målbare knyttet opp imot de ulike sviktmodene. Enkelte symptomer er allerede kommentert fra HKN og MainTech under gjennomføringen av RCM analysen. Dette blir plottet inn i skjemaet og egne kommentarer blir eventuelt satt inn. Deretter vil skjemaet gjennomgås i samråd med eksperter på områdene. Dette være seg leverandører av aktuelt måleutstyr som er identifisert etter egen gjennomgang, og de som har vært med å utvikle RCM analysen.

Fremgangsmåte for valg av tilstandsovervåkningsmetode:

1. Skjema for hver komponent utvikles (se **tabell 8**).
2. Valgte sviktmoder fylles inn i skjema ut ifra informasjon hentet fra RCM analyse.
3. Gruppa setter inn aktuelle målbare symptomer, parameterendringer eller deteksjonsteknikker nevnt i RCM analyse.
4. Gjennomgang av skjema med utstyrseier, teknikere, leverandører osv.
  - a. Fokus på P-F-intervallet.
5. Identifisere potensielle tilstandsovervåkningsmetoder.
  - a. Hvilke symptomer oppstår tidligst på P-F-intervallet?
  - b. Er de lette å detektere?
  - c. Er de lette å diagnostisere?
6. Identifisere egnede tilstandsovervåkningsmetoder.
  - a. Hvilke metoder er praktisk og økonomisk gjennomførbare?

7. Innhente priser fra leverandører og gjennomføre en kostnadsvurdering sammenlignet med vedlikeholdskostnader.
  - a. Er det verdt å investere?

### 4.3 Gjennomførelse av kost/nytte -analyse

Vi deler gjennomførelsen av vår kost/nytte -analyse inn i tre deler for å få frem et tydelig skille. Utstyret for å tilstandsovervåke er et «steg en» i prosessen, hvor vi finner ut hva slags utstyr som utfyller behovene vi har kartlagt i gjennomførelsen av tilstandsovervåkningsvalg i forhold til å overvåke gitte sviktmoder og gi en tidlig implikasjon i henhold til PF intervallet.

#### 4.3.1 Utsyr for å tilstandsovervåke utvalgte komponenter sine sviktmoder

For å fastslå hva det koster å erstatte arbeidsoppgavene tilknyttet inspeksjonene på HKN sine transformatorstasjoner, ble egnet utstyr spesifisert basert på teori og intervjuer. Dette for å få et så realistisk kostnadsestimat som mulig, som ikke vil gi et falskt bilde på en eventuell investering.

Vi valgte å kontakte tre leverandører av utstyr og tjenester: Kama Solutions sammen med General Electrics, Elma-instruments og Idletechs. Både General Electrics og Elma Instruments produserer tilstandsovervåkningsutstyret selv, mens alle tilbyr Software som modellerer og tolker måledataen. Vi stilte spørsmål i intervju for å kartlegge kostnadene, spørsmål som: hvor mye koster det å måle dette, hvor lett/vint er det å tolke måledataen, hva koster det å installere slikt utstyr, vil det være billigere ved installasjon på flere enn en stasjon, og hvor mye billigere? Vi valgte å gå frem på denne måten for å ikke bruke for lang tid på å analysere alle aspekter rundt innkjøp og implementering av slikt utstyr, men kun for å få grovestimater som igjen skulle brukes i vår analyse.

Gruppen tok utgangspunkt i tilstandsovervåkningsmetodene som var kartlagt i **kapittel 4.2**. Vi stilte oss spørsmålet: skulle vi overvåke ved hjelp av termografering og eller olje og gassanalyse? Videre ble det brukt standarder og dokumentasjon for å kunne spesifisere ovenfor leverandør hva utstyret måtte kunne måle, hvor ofte samt hvor nøyaktig. I forhold til hvor detaljert vi kunne gått frem vil gruppen si at vi legger oss på et overordnet nivå hvor vi ikke dykker for langt ned. Vi har for eksempel ikke sett på hvor langt unna eventuelle termograferingskamera må være eller hvilken oppløsning som er nødvendig. Dette har vi valgt å se bort ifra, da vi mener at potensialet for overvåking vil kunne belyses på en god måte, selv uten meget detaljerte og tidskrevende

kravspesifikasjoner. Dataen blir mer unøyaktig slik, men hvis det viser seg å være et potensiale kan man gå mer detaljert til verks for å kunne si om man trenger termograferingskamera til 20 tusen eller 2 millioner. I kartlegginga av kostnader ble det også lagt vekt på at de ulike leverandørene skulle tilby programvare for å tolke dataen som kom inn. Dette for å få frem at det ikke bare er å investere i en rekke sensorer, man skal også kunne benytte seg av måledataen som kommer inn.

#### 4.3.2 Økonomisk potensiale

I utførelsen av kost/nytte -analysen tok gruppa utgangspunkt i Utne sin rapport «A structured approach to improved condition monitoring». Dette ble gjort, da det på området fantes relativt lite informasjon rundt fremgangsmåten for å belyse potensiale rundt implementering av tilstandsovervåkning. Fremgangsmåten til Utne ble laget i 2011 og vi velger å benytte oss av den da den gir en bestemt fremgangsmåte som virker relevant for vår oppgave.

Følgende steg ble gjennomført av gruppa:

1. Gjennomføre et livssyklus kostnadsestimat (LCC) på foreslåtte investeringsmuligheter
2. Sammenligne med tidligere kostnader tilknyttet drift av anlegget
3. Benytte ulike regnemetoder for å kunne si om foreslått investering vil være lønnsom

##### 4.3.2.1 Livssyklus kostnadsestimat på foreslåtte investeringsmuligheter:

En vurdering av hvilke faktorer i Utne sin rapport (**figur 11**) som skulle med ble gjort, vi valgte ut investeringskostnad, vedlikeholdskostnad og installasjonskostnad, da disse var lett tilgjengelig i forhold til andre faktorer. Her var det en evaluering av hva som var relevant i forhold til begrensinger gjort i oppgaven, hva som var mulig å kartlegge innenfor tidsrommet og hva som ikke skulle med, men kan være relevant å se nærmere på hvis potensialet er der, i form av at det lønner seg å investere. Svakheter med å gjøre det slik er at man ikke får med seg hele bildet på kostandene tilknyttet en investering, men igjen så vil en kunne si at hvis investeringen ikke lønner seg, så er det ikke noe poeng å kartlegge enda flere kostnader tilknyttet investeringen, da det allerede er ulønnsomt.

Leverandører ble deretter kontaktet på e-post og på videomøteplattformer, hvor vi sammen gikk gjennom de ulike spesifikasjonene utstyret måtte ha og hva vi var på jakt etter fra dem. Det vi var på jakt etter var kvantitativ data knyttet til livssyklus kostnadene på tilstandsovervåkningsutstyret

de tilbydde. Vi spurte direkte om: hva koster det å investere i utstyret, hva koster installasjon, hva koster det å drifte utstyret? Når man kjøper inn nytt utstyr, vil man måtte drifte det nye utstyret i tillegg til å drive vedlikehold. Det var ikke så lett å innhente informasjon rundt dette da vi ikke hadde informasjon om tilsvarende investeringer i kraftbransjen. Det er derfor et viktig poeng at dataene vi innhentet var estimater og vi gikk frem ved å spørre etter optimistiske estimater for å kartlegge om det er et potensiale. Denne fremgangsmåten har svakheter i nøyaktigheten, men er brukt da den gir uttrykk for et potensiale. Hvis det hadde vært større gevinst i form av kostnadsbesparelser ville det vært mer relevant å se nærmere på hva det faktisk koster, og ikke hva det i beste fall kan koste.

### 4.3.2.2 *Sammenligne med tidligere kostnader tilknyttet drift av anlegget:*

For å kunne si om investeringen lønner seg økonomisk sett for HKN, valgte vi å sammenligne foreslåtte tilstandsovervåkningsmetoder sin årlige kostnad med kostnadene HKN har ved inspeksjon av anlegget i henhold til vedlikeholdsprogrammet, **vedlegg 2**, utviklet av MainTech basert på RCM. I intervju med tekniker gikk vi frem og kartla hva HKN brukte i middeltid på å utføre de ulike arbeidsoppgavene. Deretter innhentet vi informasjon rundt kostnadene tilknyttet utstyret som blir brukt på inspeksjonen, eksterne tjenester og reisetid. Hos HKN har de en fast timetakst på arbeid på 890 kr (Vedlikeholdssjef HKN). Denne ble multiplisert med tidsbruk tilknyttet arbeidsoppgavene, antall målepunkter, og antall inspeksjoner i løpet av året, for å komme frem til inspeksjonskostnader per år. På grunn av mangelfullt datagrunnlag valgte gruppa å se bort fra kostnader som ikke var tilknyttet inspeksjon, da det var vanskelig å konkludere med om kostnadene tilhørte de oppgitte sviktmodene, samt at en stor del av disse kostnadene som ville forsvinne ved implementering av foreslått tilstandsovervåkning. Dette gjør at besparelsene kan være høyere per år ved implementering av tilstandsovervåkning, men det er tilknyttet stor usikkerhet på bakgrunn av lite informasjon. Det ble derfor valgt å se bort fra dette og heller sette søkelys på besparelsene i forhold til inspeksjoner.

### 4.3.2.3 *Regnemetoder for å avgjøre om investering er lønnsom:*

Hvilke utregningsmetoder som skulle benyttes ble avgjort med tanke på tilgjengelig data. Deretter valgte vi metode på bakgrunn av analyseteknikker som er mest brukt i industrien i Norge, samt det som sto om de ulike analyseteknikkene i boka *Prosjektanalyse*, for å kunne si om investeringen er lønnsom. De ulike analyseteknikkene vi valgte å benytte oss av var nåverdi og tilbakebetalingstid, da NPV skal gi et godt bilde på om investeringen er lønnsom og tilbakebetalingstid viser et

resultat som er enkelt å forstå. Nåverdimetoden tar hensyn til kapitalkostnaden, noe tilbakebetalingstidsmetoden ikke gjør. Men igjen så valgte vi å ta med tilbakebetalingstid da den gir et forenklet bilde på hvor lang tid det vil ta å tilbakebetale investeringen. Vi valgte i nåverdiutregninga å se på investeringen om 20 år frem i tid, dette ble gjort da vi sammen med Elma-Instruments fikk et grovestimat på hvor lenge termograferingsutstyret vil kunne leve før det var på tide å bytte det ut igjen. Samme 20 år ble brukt for olje og gass, på bakgrunn av at vi ikke hadde tilgjengelig data rundt levetid for tilstandsovåkningsutstyret. Dette betyr at våre vurderinger ser på investeringens lønnsomhet i HKN 20 år frem i tid.

Internrentemetoden er basert på de samme dataene som nåverdimetoden, og vil bli brukt hvis nåverdien er positiv. Fordi en positiv nåverdi gir en internrente som er positiv og ikke negativ, kan en sammenligne med kapitalkostnaden og si om man burde investere (se **kapittel 3.4.3**). Fordeler med å benytte disse regnemethodene er at de er mye brukt og dermed vil utfallet og hva det betyr være kjent for mange. Hvis flere regnemethoder skulle vært benyttet ville vi fått et klarere signal på om investeringen var lønnsom eller ulønnsom, men det ville krevd mer detaljert dataunderlag.

I beregning av nåverdi ble referanserenta brukt som kapitalkostnad. Dette medfører at vi følger reguleringsmyndighetene for energi sitt estimat for hva nettselskapene skal ha av årlig avkastning. Å benytte referanserenta som kapitalkostnad vil gi et godt utgangspunkt for å kunne si om HKN sin investering er lønnsom eller ikke, sammen med besparelser på inspeksjon, investeringer i nytt utstyr og drift av nytt utstyr. Hvis vi skulle gjort en grundigere jobb med setting av kapitalkostnad måtte vi tatt hensyn til risiko og andre faktorer vi ikke har sett på som aktuelle å kartlegge i vårt tilfelle på grunn av vår oppgaves omfang.

### 4.3.3 Strukturering av datamateriale

I struktureringa av datamateriale ble Excel brukt. Data ble fylt inn i to hovedkategorier, vedlikeholdskostnader før og etter implementering av foreslåtte tilstandsovervåkningsmetoder. Dette ble gjort for å vise til resultatene på en oversiktlig måte som er lettvis å sette seg inn i.



## 5 Resultater fra vår analyse av HKN sin transformatorstasjon

I dette kapitlet presenteres resultater vi er kommet frem til. Vi skal identifisere potensielle tilstandsovervåkningsmetoder og gjøre en kost/nytte -analyse. Alle tabeller i kapitlet er utviklet av gruppa.

### 5.1 Potensielle tilstandsovervåkningsmetoder identifiseres

Ved å gjennomføre beslutningslogikk for valg av tilstandsovervåkningsmetoder vi selv har foreslått, og ved hjelp av ISO 17359 i (se **kapittel 4.2**), har tilstandsovervåkningsmetoder blitt identifisert. Komponentene er plassert i hver sin tabell og sviktmodene satt inn i tabellen tilhørende den aktuelle komponenten. Se **vedlegg 5** for tydeligere skjema.

#### 5.1.1 Toviklingstransformator

Eksempler på sviktmodene er listet opp i **tabell 9**, De potensielle tilstandsovervåkningsmetodene vi har funnet sammen med teknikker fra HKN og leverandører for tilstandsovervåkningsutstyr er:

1. Oljeanalyse
2. Termografering
3. PD-måling
4. Visuell

Noen av sviktmodene som ble identifisert på toviklingstransformatoren er:

- Oljekvalitet forringes
- Brudd i viklinger
- Svikt i gjennomføringer på toppen av transformatoren

## Bacheloroppgave, drift- og vedlikeholdsteknikk

Tabell 9: Beslutningslogikk skjema av toviklingstransformator

Maskin type: Toviklingstransformator	Målbare symptomer, parameterendringer eller deteksjonsteknikk													Vurderinger	
Sviktmøder	Temperatur	Termografering	Trykk	Støy	Vibrasjon	Akustisk emisjon	Ultralyd	Oljeanalyse	Analyse av oppløst gass (DGA)	PD-måling	Strøm	Spenning	Visuell		Kommentarer
1 Oljekvalitet forringes pga aldring, fuktighet, sot/gnister								x	x						Fuktighet oppdages i silicagel
2 Brudd i viklinger pga aldring								x	x						Gass i olje
3 Papir degraderes pga aldring								x	x						
4 Gjennomføringen (på toppen av trafokassen) svikter pga lynnedslag, sprekkdannelse, korrosjon, kryptstrøm	x										x				Korrosjon størst problem. Veldig sjelden svikt.
5 Oljenivåmåler svikter pga mekanisk/elektrisk feil															
6 Falskluft til tank pga aldring/forsjøvet pakning, sprekk i glass osv. (Silicagel)												x			Fargeendring på silicagel
7 Oljetemperaturmåler svikter pga elektrisk feil															
8 Gassvakt svikter pga mekanisk/elektrisk feil Trinnkobler															Bytter olje i sin helhet hvert 10. år
9 Oljegrube fylles med vann pga regn												x			Må inspisere hver mnd pga dette.

### 5.1.2 66 kV effektbryter

Dette objektet hadde flere sviktmøder, men kun én av de hadde betegnelsen «ikke-akseptert risiko». Denne var *tilkoblingsklemmer overfører ikke strøm på grunn av dårlig kontakt eller brudd*. Potensielle tilstandsovervåkningsmetoder for effektbryteren er:

1. Termografering
2. Visuell

Tabell 10: Beslutningslogikk skjema av 66 kV effektbryter

Maskin type: Effektbryter	Målbare symptomer, parameterendringer eller deteksjonsteknikk													Vurderinger	
Sviktmøder	Temperatur	Termografering	Trykk	Støy	Vibrasjon	Akustisk emisjon	Ultralyd	Oljeanalyse	Analyse av oppløst gass (DGA)	PD-måling	Strøm	Spenning	Visuell		Kommentarer
1 Tilkoblingsklemmer overfører ikke strøm pga. dårlig kontakt, brudd pga. termiske krefter og bevegelse.	x														Misfarging pga varme. Inspiseres på revisjoner
2															Termografering under høy last gir tidligst indikasjon. (85 grader)

### 5.1.3 Spenningstransformator

Spenningstransformatoren har sviktmøde lik som effektbryteren. Den sviktmøden er *tilkoblingsklemmer overfører ikke strøm på grunn av dårlig kontakt*. Potensielle tilstandsovervåkningsmetoder er:

1. Termografering
2. Visuell

Tabell 11: Beslutningslogikkskjema av spenningstransformator

Maskin type: Spenningstransformator 66kV	Målbare symptomer, parameterendringer eller deteksjonsteknikk														
Sviktmoder	Temperatur	Termografering	Trykk	Støy	Vibrasjon	Akustisk emisjon	Ultral lyd	Oljeanalyse	Analyse av oppløst gass (DGA)	PD-måling	Strøm	Spenning	Visuell	Kommentarer	Vurderinger
1 Tilkoblingsklemmer får dårlig kontakt eller brudd på aldring/slitasje.		x												x	Ryker på overspenninger. Ryker oftere enn strømtrafo.
2															

### 5.1.4 Strømtransformator

Oppbygningen til en strømtransformator er lik oppbygningen av en spenningsransformator (se **kapittel 3.5.3** og **3.5.4**) og vil derfor ha like sviktmoder. Potensielle tilstandsovervåkningsmetoder vil også her være:

1. Termografering
2. Visuell

Tabell 12: Beslutningslogikkskjema av strømtransformator

Maskin type: Strømtransformator 22 kV koblingsmodul	Målbare symptomer, parameterendringer eller deteksjonsteknikk														
Sviktmoder	Temperatur	Termografering	Trykk	Støy	Vibrasjon	Akustisk emisjon	Ultral lyd	Oljeanalyse	Analyse av oppløst gass (DGA)	PD-måling	Strøm	Spenning	Visuell	Kommentarer	Vurderinger
1 Brudd i viklinger, målekrets, rekkeklemmer og ledninger pga. varmgang, brudd		x												x	
2															

### 5.1.5 Avleder

Avleder hadde kun én sviktmode. Den er *svikter på grunn av for høy spenning og aldring av innretning*. Potensielle tilstandsovervåkningsmetoder ble da:

1. Termografering
2. Visuell

### 3. PD-måling

Tabell 13: Beslutningslogikk skjema av avleder

Maskin type: Avleder		Målbare symptomer, parameterendringer eller deteksjonsteknikk													Vurderinger				
Sviktmøder	Delkomponent	Temperatur	Termografering	T rykk	Sveiv	Vibrasjon	Akustisk emisjon	Ultrasjyd	Oljeanalyse	Analyse av oppløst gass (DGA)	PD-måling	Strøm	Spenning	Visuell		Kommentarer			
		1	Overspenningsavleder svikter pga. lyn-/koblingsoverspenninger, aldring, porselen, krypstrøm	1.1	Tilkoblingspkt.		x												
		1.2	Avleder							x									PD indikerer krypstrømmer.
2																			

## 5.2 Resultat fra kost/nytte vurdering

Dette kapitlet vil inneholde resultater fra kost/nytte- analysen som er gjennomført.

### 5.2.1 Tidsbruk per analyseobjekt

Tidsbruken tekniker HKN brukte på de ulike sviktmødene er vist i **tabell 14**. I tillegg til antall enheter på spesifikk transformatorstasjon og antall målepunkter. Dette gir utgangspunkt for kostnaden per inspeksjon utført av HKN.

Tabell 14: Tidsbruk opp imot sviktmøder

Analyseobjekt	Sviktmøde	Arbeidsoppgave	Tidsbruk(min)/enhet	Antall målepunkter/enhet	Antall enheter	Antall målepunkter	Kostnad/inspeksjon
Effektbryter 66kV	Tilkoblingsklemmer dårlig kontakt / brudd pga. termiske krefter og bevegelser, varmgang	Termografering	10	6	5	30	kr 741,67
Effektbryter 66kV	Tilkoblingsklemmer dårlig kontakt / brudd pga. termiske krefter og bevegelser, varmgang	Visuell	10	6	5	30	kr 741,67
Områdesikring og avsperring	Ytre porter, dører og vinduer svikter pga. knuste ruter, glemt å låse,	Visuell	20	1	1	1	kr 296,67
Spenningstransformator	Tilkoblingsklemmer dårlig kontakt / brudd pga.	Termografering	5	3	2	6	kr 148,33
Spenningstransformator	Tilkoblingsklemmer dårlig kontakt / brudd pga.	Visuell	5	3	2	6	kr 148,33
Strømtransformator	Viklinger, målekrets, rekkeklemmer, ledninger brudd pga. varmgang, aldring	Termografering	5	3	6	18	kr 445,00
Strømtransformator	Viklinger, målekrets, rekkeklemmer, ledninger brudd pga. varmgang, aldring	Visuell	5	3	6	18	kr 445,00
Toviklingstransformator, oljekvalitet, 50% Oppholdsvær 50% regnvær	Oljekvalitet foringes pga. aldring, fuktighet, sot/gnister under normal drift, Papir degraderes pga. aldring, Viklinger brudd pga. aldring	Olje og gass	187,5	1	2	2	kr 5 562,50
Gjennomføring toviklingstransformator	Gjennomføringer (på toppen av transformatorkasse) svikter pga. lynnedslag, sprekkdannelse, korrosjon, krypstrøm	Termo. + Visu.	17,5	6	2	12	kr 519,17
Oljegrube toviklingstransformator	Oljegrube fylles med vann pga. regn	Visuell	10	1	2	2	kr 296,67
Tovikling silikagel fargeendring	Lufting til tank falskluft pga. aldring/forskjøvet pakning, sprekk i glass osv.	Visuell	2	1	2	2	kr 59,33

### 5.2.2 Kostnader per analyseobjekt etter RCM analyse er implementert

Kostnader og inspeksjoner per år, fra HKN sin side brukt på å overvåke sviktmoder vi har valgt oss ut fra RCM. Analyseobjekt er hentet fra resultatmål to og arbeidsoppgave er hentet fra vedlikeholdsprogram (**vedlegg 2**).

50% oppholdsvær og 50% regnvær er benyttet da kostnaden tilknyttet oppgaven varierer ut ifra forholdene, HKN har ved regnvær dobbelt så mange på jobb og 30 min lenger utførelsestid. Oljeanalysen utføres i tillegg av en annen aktør, ABB, som tar 6000 kr for å levere testresultater. Kjøring er ikke valgt på andre aktiviteter enn oljeanalyse da de aktivitetene gjøres i forbindelse med annen inspeksjon (Tekniker HKN).

Tabell 15: Kostnad tilknyttet inspeksjon per analyseobjekt

Analyseobjekt, arbeidsoppgave, ekstrakost	Kostnad/inspeksjon	Antall Inspeksjoner/år	Kostnad/år
Effektbryter 66kV, Termografering	kr 741,67	0,5	kr 78,75
Effektbryter 66kV, Visuell	kr 741,67	0,5	kr 78,75
Områdesikring og avsperring	kr 296,67	4	kr 1 186,67
Spenningstransformator, Termografering	kr 148,33	0,5	kr 74,17
Spenningstransformator, Visuell	kr 148,33	0,5	kr 74,17
Strømtransformator, Termografering	kr 445,00	0,5	kr 222,50
Strømtransformator, Visuell	kr 445,00	0,5	kr 222,50
Toviklingstransformator, oljekvalitet, + 6000 kr oljeanalyse + 2000 kr kjøring	kr 13 562,50	1	kr 13 562,50
Gjennomføring toviklingstransformator	kr 519,17	1	kr 519,17
Oljegrube toviklingstransformator	kr 296,67	12	kr 3 560,00
Tovikling silikagel fargeendring	kr 59,33	4	kr 237,33
	Sum kostnad per år:		kr 19 816,50

### 5.2.3 Nåverdi på foreslåtte tilstandsovervåkningsmetoder og vedlikeholdskostnader

Nåverdien til investering i foreslåtte tilstandsovervåkningsmetoder er oppgitt i tabellen nedenfor. Kapitalkostnaden er på 5%, og vi tar utgangspunkt i en tidshorisont på 20 år. Tabellen (**tabell 16**) viser at ved å investere i tilstandsovervåkning tilknyttet termografering vil HKN gå i pluss i løpet av de neste 20 årene.

Tabell 16: Netto-nåverdi (NPV) for tilstandsovervåkningsutstyr per transformatorstasjon, kapitalkostnad 5%, 20 år frem i tid, optimistisk senario

Kap.kost 5%	NPV- Tilstandsovervåkningsutstyr/trafostasjon			
År	Termografering		Olje og gass	
0	-kr	200 000,00	-kr	409 910,00
1	-kr	2 798,41	kr	12 678,57
2	-kr	2 665,15	kr	12 074,83
3	-kr	2 538,24	kr	11 499,84
4	-kr	2 417,37	kr	10 952,23
5	-kr	2 302,26	kr	10 430,69
6	-kr	2 192,63	kr	9 933,99
7	-kr	2 088,22	kr	9 460,95
8	-kr	1 988,78	kr	9 010,42
9	-kr	1 894,08	kr	8 581,36
10	-kr	1 803,88	kr	8 172,72
11	-kr	1 717,98	kr	7 783,54
12	-kr	1 636,17	kr	7 412,90
13	-kr	1 558,26	kr	7 059,90
14	-kr	1 484,06	kr	6 723,72
15	-kr	1 413,39	kr	6 403,54
16	-kr	1 346,08	kr	6 098,61
17	-kr	1 281,99	kr	5 808,20
18	-kr	1 220,94	kr	5 531,62
19	-kr	1 162,80	kr	5 268,21
20	-kr	1 107,43	kr	5 017,34
<b>SUM NPV</b>	<b>-kr</b>	<b>236 618,13</b>	<b>-kr</b>	<b>244 006,82</b>

Tabell 17: Tilbakebetalingstid på tilstandsovervåkningsutstyr

Tilstandsovervåkningsutstyr	Tilbakebetalingstid(År)
Olje og gass	31
Termografering	Ikke tilbakebetalt

## 6 Drøfting rundt resultater, hva sier resultatene?

Hva betyr resultatene vi har kommet frem til? Her vil de ulike resultatmålene drøftes, og vi vil si hva HKN kan bruke resultatene til. Vi vil vurdere de potensielle tilstandsovervåkningsmetodene vi har funnet, om de egner seg for å overvåke utstyret vi analyserer, og om det vil være lønnsomt for HKN å investere i kontinuerlig tilstandsovervåkning som vi har foreslått.

Tabell 18: Resultatmål 1

<b>Resultatmål 1</b>	Basert på eksisterende RCM-analyse og andre kilder, skal potensielle tilstandsovervåkningsmetoder på transformatorstasjon identifiseres
----------------------	---

Fremgangsmåten vi har benyttet for å komme frem til de ulike tilstandsovervåkningsmetodene er beskrevet i **kapittel 4.2**. Ved å bruke standarden ISO 17359 (se **kapittel 3.3.1**), har vi satt opp tabeller for å hjelpe oss til å velge tilstandsovervåkningsmetoder. Tilstandsovervåkningsmetodene vi har kommet frem til er:

1. Oljeanalyse
2. Analyse av oppløst gass (DGA, er en del av oljeanalysen)
3. Termografering
4. PD-måling
5. Visuell

Kommentering av de ulike tilstandsovervåkningsmetoder ligger i **vedlegg 5**.

Flere indikasjoner tyder på at tilstandsovervåkningsmetoder kan brukes hver for seg, noen kan, eller burde også benyttes sammen, for på best mulig måte å kunne overvåke tilstanden til utstyret.

Vi vil ikke beskrive "visuell" som tilstandskontrollmetode under resultatmål 2. Grunnen til dette er at HKN ifølge det forslåtte vedlikeholdsprogrammet som MainTech laget, vil det etter gitte intervall fortsatt gjennomføres visuell inspeksjon. Det kan tenkes at kameraovervåkning av området kunne tatt over for en del av den visuelle inspeksjonen, men på grunn av vanskelig

tilkomst noen plasser, vil vi anta at også god kameradekning ikke kan ta over for den visuelle inspeksjonen.

Vi vil gjerne få med at vår intervjuperson hos Tensio, og tekniker hos HKN ønsket seg kameraovervåkning av stasjonene deres. Dette var for å kunne se stasjonen fra driftssentralen, slik at man kan se om det har skjedd noe galt, eksempelvis røykutvikling eller innbrudd (som ikke blir detektert av andre overvåkningssystemer). I tillegg har HKN noen stasjoner som kan ligge et stykke unna basestasjonen for vedlikeholdspersonell, slik at kamera på stasjonen vil kunne gi informasjon og gjøre transformatorstasjon lettere tilgjengelig.

Når det gjelder måling av partielle utladninger, sa tekniker i HKN at det ikke var noe særlig potensial i kontinuerlig tilstandsovervåkning av PD, og at det ikke ville gi en like god implikasjon på tilstanden og hvor i P-F-intervallet man befant seg, som man kanskje ville gjort ved termografering. I tillegg kom det frem i samtaler med Kama solution og General Electrics at PD-måling ikke er gunstig for å "trende" helsetilstanden til utstyret vi ser på. Grunnen til dette, var at tilstanden på utstyret da var så dårlig at de mente at det måtte utføres korrigerende vedlikehold, og at komponenter måtte byttes ut fremfor å kunne utføre forebyggende vedlikehold. Det gjør at forvarslings tiden blir for kort til å kunne utføre forebyggende vedlikehold før svikt inntreffer. Vi spurte også hvordan Tensio brukte PD-måling, og fikk da til svar at de brukte utstyret når de gikk inn i anlegg de allerede hadde mistanke det var feil på, og kunne ved hjelp av PD finne ut hvor feilen befant seg. På bakgrunn av dette mener vi at PD-måling fortsatt kan være et nyttig hjelpemiddel for å finne feil i anlegget. Når det gjelder valg av kontinuerlig måleutsyr for PD-måling, har vi ikke undersøkt potensialet godt nok til at vi vil konkludere med noe. Det var Avlederen og gjennomføringer på toppen av toviklingstransformatoren som var aktuelle for av PD-måling.

Tabell 19: Resultatmål 2

<b>Resultatmål 2</b>	Med utgangspunkt i resultatmål 1, foreslå egnede tilstandsovervåkningsmetoder for transformatorstasjonen
----------------------	--

Med utgangspunkt i resultatmål 1, hvor vi fant totalt 5 forskjellige tilstandsovervåkningsmetoder, skal vi forsøke å foreslå de metodene vi mener egner seg best på transformatorstasjonen.



I teorien om olje- og gassanalyse (**kapittel 3.2.1**), blir det beskrevet hvilke parametere som kan overvåkes igjennom en oljeanalyse for en toviklingstransformator. Oljeanalyse kan igjen deles i tre deler:

Første del er analyse av oppløst gass. Når transformatoroljen eller isolasjonspapiret rundt viklingene degraderes vil det oppstå gasser i oljen, disse gassene kan fortelle om hvilke typer feil som har oppstått. I intervju med Kama Solution og General Electrics ble et produkt som heter *Kelman DGA 900* presentert. Den kunne lese av alle gassene som er nødvendig i forhold til de tidligere analysene som er gjennomført av ABB (Se **vedlegg 4** for et utdrag av tidligere analyse).

Den andre og tredje er en oljekvalitetsanalyse og innholdssjekk av furfuraldehyder i oljen. For å gjennomføre en oljekvalitetsanalyse og innholdssjekk av furfuraldehyder i oljen, må prøven fysisk tas på transformatorstasjonen, og leveres til laboratoriet for analyse. Når vi intervjuet Kama Solution og General Electrics, ble vi fortalt at det per dags dato ikke finnes en online løsning for tilstandsovervåkning, som gjør at kostnadsbesparelsene blir minimale, men siden analyse av oppløst gass kan gjøres kontinuerlig vil vi ha kanskje få nok informasjon til at prøvetakingsintervallet for oljekvalitetsanalysen kan økes.

Termografering vil også være egnet for tilstandsovervåkning av gjennomføringene på toppen av toviklingstransformatoren. Ved termografering kan man avdekke degradering i gjennomføringene på toppen av toviklingstransformatoren, som kommer av løse koblinger, korrosjon eller sprekk i isolasjonen. Med degraderingen vil også motstanden i komponentene øke, og med økt motstand vil også temperaturen øke (Huda & Taib, 2013). Ved installasjon av fastmonterte termograferingskamera, vil termografering i likhet med analyse av oppløst gass kunne gjennomføres som en online løsning.

Tilstandsovervåkningsmetodene vi mener egner seg best for kontinuerlig tilstandsovervåkning på transformatorstasjon, basert på teori og intervju er:

1. Analyse av oppløst gass (DGA, del av oljeanalysen)
2. Termografering

Både analyse av oppløst gass og termografering egner seg også godt for modellering og trending ifølge Idletechs, Kama Solution og General Electrics. Dette foregår ved at en samler måledata og

lager en modell for hvordan gass og temperaturnivåene skal være i forhold til andre faktorer som påvirker komponenter ved normal drift. Dette gjør at man kan øke kontrollen man har over tilstanden til utstyret og få varsel om komponenter som ikke er i en normal tilstand, men har unaturlige temperatur eller gassnivåer. Det at det allerede finnes løsninger på dette, gjør at vi mener dette er de metodene, og som er enklest å ta i bruk.

Tabell 20: Resultatmål 3

<b>Resultatmål 3</b>	Gjennomføre en kost/nytte-analyse av forslag fra resultatmål 2
----------------------	--

I gjennomførelsen av kost/nytte -analysen, ble kun inspeksjonskostnadene kartlagt, sammen med teknikker fra HKN. Dette resulterer i stor usikkerhet tilknyttet validiteten til estimatene som ville vært mer nøyaktige hvis man hadde snakket med et større utvalg, med kunnskap på dette området. Tekniker på den andre siden hadde 40 år i bransjen så man skal ikke se helt bort ifra at estimatene til teknikker var ganske så nøyaktige, og det ble spesifikt i intervju lagt vekt på hva man vanligvis bruker av tid (middeltid).

Kostnadene tilknyttet innkjøp av utstyr er gjort i samarbeid med leverandørene. I intervju ble det lagt vekt på hva som var nødvendig for å dekke de samme behovene som blir tilfredsstilt når teknikker gjør målinger.

Kostnadsestimatene fremlagt for termografering er ikke presise, ved at det ble lagt frem at kostnadene ville variere mellom 20 og 60 tusen kroner i investeringskostnad. På grunn av vår oppgave, å belyse potensiale, valgte vi å være optimistiske å si at det koster 20 tusen og si at, hvis det er et potensiale, så vil det være mer aktuelt å kartlegge hvor mellom disse 20 og 60 tusen, man ligger i kostnad. I følge vår NPV-analyse er ikke dette potensialet i besparelse av inspeksjonskostnader til stede. Og hvis HKN vil spare penger på inspeksjon, så vil dermed ikke det lønne seg å investere i kontinuerlig tilstandsovervåkning i form av termograferingskamera. Og det vil ikke være aktuelt å kartlegge om termograferingskameraet koster 20 eller 60 tusen kroner. I tilfelle med overvåkning av gass i olja er kostnadene mer reelle siden det ble spesifisert nøyaktig hva HKN trengte for å erstatte inspeksjoner (se **kapittel 3.2.1, olje- og gassanalyse**) siden det fantes lett tilgjengelig informasjon sammenlignet med termograferingsløsning på hva det ville koste å få implementert. I kontakt med leverandør kunne vi spørre etter hva det ville koste å

overvåke de spesifikke gassene gitt i NEK240-2 på en transformator, og vi fikk tilbake hva det kostet. I likhet med termografering viste NPV vurderinga at investeringen ikke lønner seg for HKN, hvis det skal spares på inspeksjonskostnader.

- Hvorfor ble det kun sett på inspeksjonskostnader? Dette ble gjort da annen informasjon ikke var tilgjengelig.
- Ville resultatet vippet andre veien hvis alle kostnader var tatt med? Dette er vanskelig å svare på for gruppa. For det første ville det krevd en del mer informasjon rundt hvor store kostnadene for at noe svikter er, hva ville et havari kostet.
- Et annet poeng er reinvestering. Hvor mye ville HKN spart hvis de kunne utsatt en investering til noen år senere, hvis tilstandsovervåkninga forlenga levetiden på utstyret. Og hva får HKN igjen av økt pålitelighet på utstyret ved å ha den kontrollen man får ved tilstandsovervåkning?

Alle disse punktene burde vært verdsatt i tillegg til hva den ekstra sikkerheten som tilføyes gir. Eksempelvis ved å overvåke gass i olja blir eksposjonsfaren redusert, dette tilsier at sjansen for personulykker på stasjonen reduseres. Vi vil at dette skal bety at det er et uløst potensial som ligger litt gjemt, men som burde være mulig å kartlegge, og som kanskje vil vise at det er mer lønnsomt å investere i forhold til hva våre beregninger tilsier.

Hvordan skal HKN forholde seg til dette? Vi har sagt at mer informasjon må bli lagt på bordet for å få frem hele sannheten. Kanskje vil det være lurt å gjennomføre en prøveperiode hvor en prøver ut tilstandsovervåkning på komponenter på en transformatorstasjon, før en igangsetter en implementering på samtlige 40 transformatorstasjoner i HKN sitt eie. Da vil en kanskje få bedre tall på innsparing og kostnader.

Kanskje det ikke er lurt å investere i det hele tatt? Og at man burde legge ideen om kontinuerlig tilstandsovervåkning av disse komponentene bak seg, da det ikke er økonomisk lønnsomt. En analyse av olje og gass fra ABB koster 6'000 kr (Vedlikeholdssjef HKN) til sammenligning, dette er lite i forhold til hva en gassovervåkningsintallasjon på 409'910 kroner. Hvis man ikke tar hensyn til kapitalkostnaden vil det ta 31 år å tilbakebetale denne summen, se **tabell 17**. Da kommer spørsmålet om gassmåleenheten sin levetid før den må byttes ut. I tillegg til spørsmål om hvor lang tid det tar før teknologien er blitt erstattet av rimeligere like gode eller bedre alternativer.

Hvilken nytte kan man så se ved å investere i slikt tilstandsovervåkningsutsyr. Ved tilstandsovervåkning sies det at man kan trende utviklingen på det man overvåker, om det måtte være gassnivå eller temperaturnivå. På denne måten kan man lage en modell for hvordan komponenten påvirkes av eksterne faktorer (utendørstemperatur, regn, vind etc.) samt driftsfaktorer som belastning og alder. Hvis modellen er riktig og gjør som den skal vil den skal vil man kunne si om komponenten er i ferd med å degraderes unormalt fort og man befinner seg innenfor PF-intervallet og svikt er nært forekommende. På denne måten kan HKN forberede seg på at komponenter svikter og gjøre forebyggende aktiviteter for å hindre degraderinga. Med bedre kontroll vil man kunne si når en svikt vil inntreffe og man kan dermed ligge i forkant på vedlikeholdet. Dette vil være med på å optimalisere vedlikeholdet ved at man kan få gode indikasjoner på tilstanden til utstyret.

Å kunne forutsi og planlegge vil kunne være med på å telle positivt for kostnadene og kanskje også KiLE-kostnader da man vet når en eksempelvis tovinklins transformator er ferd med å svikte og en kan hindre nedetid på transformatorstasjonen som igjen gir KILE-kostnader.

Til slutt i drøftingskapittelet vil vi nevne en viktig ting som er at for hver gang man implementerer noe nytt på transformatorstasjonen, som i vårt tilfelle tilstandsovervåkningsutsyr, så blir det flere vedlikeholdsobjekter som må vedlikeholdes. Dette kan resultere i et økt behov for vedlikehold og de kostnadene dette medfører.

## 7 Konklusjon og anbefalinger

I resultatmål 1, kommer vi frem til 5 forskjellige tilstandsovervåkningsmetoder for å overvåke komponenter på HKN sin transformatorstasjon.

I resultatmål 2 kom vi frem til at termografering og analyse av oppløst gass hadde størst potensial for videre undersøkelse i kost/nytte-analysen. Kontinuerlig analyse av oppløst gass vil kunne gi kontroll på tilstanden til toviklingstransformatoren, og vil gi HKN gode forutsetninger for å vite hvor utstyret ligger i P-F-intervallet. I vår analyse viser det seg at verken PD-måling eller visuell tilstandsovervåkning er særlig egnet på bakgrunn av bruksbegrensninger, som er kartlagt gjennom teorien og intervjuer.

I resultatmål 3 er konklusjonen at det ikke vil lønne seg for HKN å investere i tilstandsovervåkningsutstyret vi har foreslått. Foreløpig ser det ut til at kostnadene ved implementering av både olje og gass analyse og termografering er større enn hva det vil gi i økt besparelse. En ting som kanskje kan snu regnestykket i utstyrets favør, er om vi hadde beregnet prissatt risiko, og satt en pris på hva en utsatt investering, eller et avverget, potensielt havari ville kostet.

Hvilken nytte har HKN av at vi sier at investeringen ikke lønner seg, hvis man kun ser på det fra et økonomisk perspektiv? Det er slik at vår vurdering ikke tar hensyn til alle aspektene knyttet til vedlikeholdet slik det er i dag, vi tar heller ikke med alle kostnadene tilknyttet en investering i tilstandsovervåkningsutstyr. Kan vi da konkludere med noe som helst? Gruppen mener at vi basert på (Netto Nåverditabell, **tabell 16**) kan si at HKN ikke vil spare på inspeksjonene som utføres og ut ifra tilbakebetalingstida, vil det gå god tid før investeringen er tilbakebetalt. Med dette kan man anbefale HKN å ikke investere i hverken termografering eller DGA hvis det eneste kriteriet fra deres side er å spare på inspeksjoner for sviktmøder med «ikke-akseptert risiko».

## 8 Referanser

Vi har valgt å dele opp vår referanseliste i to deler intervjuobjekter og litteratur. Dette er gjort for å skape et tydelig skille mellom hva folk har sagt og hva som står skrevet. Det er også gjort for å gjøre det lettere for oss selv samt leseren å finne frem til hvor hva er hentet.

### 8.1 Intervjuobjekter

Tabell 21: Intervjuobjekter, hvis det x & x betyr det at det var to personer med på intervju fra firma

Navn, (referanse) x=anonym	Tittel	Firmatilknytning	Firmaadresse	Hovedtema på intervju, nøkkelord
x – (Vedlikeholdssjef HKN)	Vedlikeholdssjef	Haugaland Kraft Nett	Haukelivegen 25, 5505 Haugesund	Kostnader, beskrivelse av anlegg
x, (Tekniker HKN)	Tekniker	Haugaland Kraft Nett og Statnett	Haukelivegen 25, 5505 Haugesund	Inspeksjon, tilstandsovervåkning
x, (Tensio)	Fagansvarlig transformator- stasjoner	Tensio	Kløbuveien 118, 7031 Trondheim	Transformatorstasjon, tilstandsovervåkning
x, (Idletech)	Admistrerende direktør	Idletech	Havnegata 7, 7010 Trondheim	Termografering, kostnader, tilstandsovervåkning
x & x, (Elma)	Salgsingeniør  Teknisk salg	Elma-instruments  Elma-instruments	Garver Ytteborgsvei 83, 0977 Oslo	Termografering, kostnader
x & x, (KaGe)	Daglig leder	Kama-Solutions	Frankendals - veien 12, 3274 Larvik	Olje og gassanalyse, kostnader, tilstandsovervåkning

	Salgsleder	General Electrics	Drammensveien 165, 0277 Oslo	
--	------------	-------------------	---------------------------------	--

## 8.2 Litteratur

Aspelgren, R. (u.å.) Use P-F Intervals to Map, Avert Failures, *Reliable Plant*. Tilgjengelig fra: <https://www.reliableplant.com/Read/11875/p-f-intervals-map-failures> (Hentet: 19.mai. 2021)

Bustamante, Sergio et al. (2019). Dissolved Gas Analysis Equipment for Online Monitoring of Transformer Oil: A Review. *Sensors (Basel, Switzerland)*, 19(19), p.4057. Tilgjengelig fra: <https://doi.org/10.3390/s19194057> (Hentet 7. mars 2021).

Bye, P. I. (2009). *Vedlikehold og driftssikkerhet*. Trondheim.

Bøhren, Ø. & Gjærum, P.I. (1999) *Prosjektanalyse*. 2. utg. Bergen/Oslo: Skarvet Forlag AS

*Construction-of-a-transformer* (u.å.). Tilgjengelig fra: <https://engineering.electrical-equipment.org/electrical-distribution/construction-of-a-transformer.html> (Hentet: 28.april 2021).

Elektrical Engineering Portal (2011) *Complete overview of lightning arresters part 2*. Tilgjengelig fra: <https://electrical-engineering-portal.com/complete-overview-of-lightning-arresters-part-2> (Hentet: 29.april 2021).

Elma Instruments (u.å.) *Elektrotermografi*. Tilgjengelig fra: <https://elma-instruments.no/viten-kurs/verdt-aa-vite/termografering.aspx> (Hentet 14. mars 2021).

Grue, J. (2019) *etos*. Tilgjengelig fra: <https://snl.no/etos> (Hentet 19. mai)

Holtebekk, Trygve (2019) *Resistivitet*. Tilgjengelig fra: <https://snl.no/resistivitet> (Hentet: 13. mars 2021).

Huda, A.S. Nazmul & Taib, Soib (2013). Application of infrared thermography for predictive/preventive maintenance of thermal defect in electrical equipment. *Applied thermal engineering*, 61(2), p.220–227. Tilgjengelig fra:

<https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2013.07.028> (Hentet 12. Mars 2021).

International standard (2012). *ISO 13379-1, Condition monitoring and diagnostics of machines – Data interpretation and diagnostics techniques – Part 1: General guidelines*. Tilgjengelig fra:

[file:///C:/Users/s\\_ysl/Google%20Drive/NTNU/3.%20%C3%A5r/Bacheloroppgave/standarder/ISO13379-1.pdf](file:///C:/Users/s_ysl/Google%20Drive/NTNU/3.%20%C3%A5r/Bacheloroppgave/standarder/ISO13379-1.pdf) (Hentet 29.april 2021).

International standard (2018). *ISO 17359, Condition monitoring and diagnostics of machines- General guidelines*. Tilgjengelig fra:

<https://www.standard.no/no/Nettbutikk/produktkatalogen/Produktpresentasjon/?ProductID=960504> (Hentet 5. april 2021).

Jacobsen, D.I. (2015). *Hvordan gjennomføre undersøkelser? Innføring i samfunnsvitenskapelig metode 3. utg.*, Oslo: Cappelen Damm akademisk.

Lovdata (2018). *Informasjonssikkerhet*. Tilgjengelig fra:

[https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2012-12-07-1157#KAPITTEL\\_6](https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2012-12-07-1157#KAPITTEL_6) (Hentet 23. mars 2021).

Norsk elektroteknisk komite (2009). *NEK IEC 60300-3-11:2009, dependability management, part 3-11: Application guide Reliability centered maintenance*. Tilgjengelig fra:

<https://www.standard.no/no/Nettbutikk/produktkatalogen/Produktpresentasjon/?ProductID=387586> (Hentet 5. april 2021).

Norsk elkraft kontroll AS (u.å.). *Hva er partielle utladninger og hvorfor teste for det?* Tilgjengelig fra: <https://www.neka.no/partielle-utladninger-pd-testing> (Hentet: 15. mai 2021).

NTNU, 2013. Råd og retningslinjer ved prosjekt- og masteroppgaver, Trondheim: s.n



NTNU (2021) *Bachelormanual 2020-2021*. Tilgjengelig fra: <https://learn-eu-central-1-prod-fleet01-xythos.content.blackboardcdn.com/5def77a38a2f7/8355906?X-Blackboard-Expiration=1616533200000&X-Blackboard> (Hentet: 23. mars 2021).

NVE (2009). *KILE- Kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke-levert energi*. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/okonomisk-regulering-av-nettselskap/om-den-okonomiske-reguleringen/kile-kvalitetsjusterte-inntektsrammer-ved-ikke-levert-energi/> (Hentet 10. mai 2021).

Oljedirektoratet (1998). *Basisstudie vedlikeholdsstyring: Metoder for egenvurdering av vedlikeholdsstyring*. Tilgjengelig fra: <https://www.ptil.no/contentassets/9fdd4648b19747aca09c0abd82830c8b/basisvedlikehold.pdf> (Hentet 30. mars 2021).

Rausand, Marvin (1998). Reliability centered maintenance. *Reliability engineering & system safety*, 60(2), pp.121–132. Tilgjengelig fra: [https://doi.org/10.1016/S0951-8320\(98\)83005-6](https://doi.org/10.1016/S0951-8320(98)83005-6) (Hentet 30. mars 2021).

Reguleringsmyndighetene for energi (2021) *Referanserenten*. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/okonomisk-regulering-av-nettselskap/om-den-okonomiske-reguleringen/referanserenten/> (hentet: 2. mai 2021).

Rolstadås, Asbjørn (2020) *Mål - prosjektledelse* i *Store norske leksikon*. Tilgjengelig fra [https://snl.no/m%C3%A5l\\_-\\_prosjektledelse](https://snl.no/m%C3%A5l_-_prosjektledelse) (Hentet 5. mai 2021).

Schneider Electric (2016). *Specifying HV/MV Transformers at Large Sites for an Optimized MV Electrical Network*. Tilgjengelig fra: [https://www.se.com/us/en/download/document/SPD\\_VAVR-AFGLE8\\_EN/](https://www.se.com/us/en/download/document/SPD_VAVR-AFGLE8_EN/) (Hentet: 12. mai. 2021).

Selvik, J.T & Aven, T (2010). A framework for reliability and risk centered maintenance. *Reliability engineering & system safety*, 96(2), pp.324–331. Tilgjengelig fra: <https://doi.org/10.1016/j.ress.2010.08.001> (Hentet 5. april 2021)

Utne, I.B, Brurok, T & Rødseth, H (2012). A structured approach to improved condition monitoring. *Journal of loss prevention in the process industries*, 25(3), pp.478–488. Tilgjengelig fra: <https://doi.org/10.1016/j.jlp.2011.12.004> (Hentet 5. april 2021).

Wikipedia (2020) Sulfur hexafluoride circuit breaker. Tilgjengelig fra: [https://en.wikipedia.org/wiki/Sulfur\\_hexafluoride\\_circuit\\_breaker](https://en.wikipedia.org/wiki/Sulfur_hexafluoride_circuit_breaker) (Hentet: 28.april 2021).

Wikipedia (2021) *Current transformer*. Tilgjengelig fra: [https://en.wikipedia.org/wiki/Current\\_transformer](https://en.wikipedia.org/wiki/Current_transformer) (Hentet: 29.april 2021).

Wikipedia (2021) *Voltage transformer*. Tilgjengelig fra: [https://en.wikipedia.org/wiki/Voltage\\_transformer#Types\\_of\\_Voltage\\_Transformers](https://en.wikipedia.org/wiki/Voltage_transformer#Types_of_Voltage_Transformers) (Hentet: 29.april 2021).

Østeby, L. K. & Berg, T. & Nesse, L.G. (2013) *Bruk av investeringsanalysemetoder og avkastningskrav – Norge anno 2012*. vol 30(2), p.87-101 [https://bibsyst-almaprimo.hosted.exlibrisgroup.com/primo-explore/fulldisplay?docid=TN\\_cdi\\_idunn\\_primary\\_61410169&context=PC&vid=NTNU\\_UB&lang=no\\_NO&search\\_scope=default\\_scope&adaptor=primo\\_central\\_multiple\\_fe&tab=default\\_tab&query=any,contains,npv%20internrente&offset=0](https://bibsyst-almaprimo.hosted.exlibrisgroup.com/primo-explore/fulldisplay?docid=TN_cdi_idunn_primary_61410169&context=PC&vid=NTNU_UB&lang=no_NO&search_scope=default_scope&adaptor=primo_central_multiple_fe&tab=default_tab&query=any,contains,npv%20internrente&offset=0)

## 9 Vedlegg

Vedlegg 1: Flytskjema fra ISO 17359

Vedlegg 2: Vedlikeholdsprogram med tidsestimater fra tekniker HKN

Vedlegg 3: Kostnadsanalyse

Vedlegg 4: Oljeprøveanalyse ABB

Vedlegg 5: Utfylte beslutningslogikkskjema.

