

Betre utnytting av
distribusjonstransformatorane til
Hafslund Nett gjennom
tilstandsovervaking og
teknisk-økonomiske analyser

Kristine Valentinsen

Master i energi og miljø

Innlevert: juni 2015

Hovedveileidar: Eivind Solvang, ELKRAFT

Medveileidar: Ødegård Kjell, Hafslund Nett

Noregs teknisk-naturvitskaplege universitet
Institutt for elkraftteknikk

Forord

Denne masteroppgåva er ein del av emnet TET4900 – Elektrisk energiteknikk og smarte nett. Oppgåva er skriven ved Institutt for elkraftteknikk på Noregs teknisk- og naturvitskaplege universitet (NTNU).

Masteroppgåva byggjar vidare på prosjektoppgåva frå 2014 med tittel «Analyse av restlevetid for distribusjonstransformatorane til Hafslund Nett».

Problemstillinga til prosjekt- og masteroppgåve blei føreslått av Hafslund Nett med eit ynskje om undersøkje fleire bruksområde for avanserte måle- og styringssystem.

Takk til Eivind Solvang ved NTNU og Sintef Energi og Kjell Ødegård ved Hafslund Nett for gode vegleiing og oppfølging av masteroppgåva.

Andre enkeltpersonar som fortener ein ekstra takk er Asgeir Mjelve i Hafslund Nett, Kårstein Longva i Møre Trafo og Lasse Steinar Solbakken i Infratek.

Det rettast ein stor takk til alle i Hafslund Nett og ved Hafslund Driftssentral som har kome med gode svar på tallause spørsmål frå masterstudenten.

Samandrag

Hovudmålet for masteroppgåva var å sjå på tiltak for å betre utnyttinga av distribusjonstransformatorane til Hafslund Nett.

Ved innføringa av avanserte måle- og styringssystem (AMS) skal nytt kommunikasjonsutstyr installerast i nettstasjonar hjå Hafslund Nett. Dette utstyret kan brukast til å overvake tilstanden til distribusjonstransformatorane.

Toppoljetemperaturen er ein parameter som enkelt kan overvakast og loggast med utstyr som er tilgjengeleg på marknaden i dag. Ved hjelp av etablerte formlar for aldring av papirisolasjonen kan aldringsraten og konsumert levetid overvakast. Eit testprosjekt for temperaturovervaking på tre distribusjonstransformatorar blei satt i gang i forbindelse med masteroppgåva. Alt naudsynt utstyr er installert og logging av toppoljetemperatur har starta. På grunn av tidsforseinkingar blei ikkje måleresultat klare i tide for analyser i denne masteroppgåva.

Ved hjelp frå erfarne fagfolk i Hafslund Nett blei det utarbeida ei oversikt over svikttypar og konsekvensar for distribusjonstransformatorar. Statistikk frå transformatorlageret til Hafslund Nett blei gjennomgått. Statistikk frå registrering av årsakar bak transformatorhavari viser i at snitt havarerer 1,29 % av transformatorane med merkeyting til og med 200 kVA kvart år på grunn av lyn. Registra gir ikkje tilstrekkeleg informasjon for å hente ut statistikk for andre skadetypar.

Ei heilskapleg vurdering av tilstanden til ein distribusjonstransformator kan brukast for å finne årleg sannsyn for svikt. Eit rekneverktøy utvikla av Sintef Energi er brukt i denne rapporten. Sannsynet for svikt er den viktigaste delen av vurderinga for transformatorskift.

Ein modell for teknisk-økonomisk analyse for transformatorskift blei utvikla og testa på tilfellestudie av tre distribusjonstransformatorar. Modellen samanliknar ulike alternativ for transformatorskift ut frå følgjande utrekningar:

- Kostnader for planlagt transformatorskift
- Innsparing ved ei eventuell utsetjing av transformatorskiftet
- Forventa sviktkostnader
- Tapskostnader

Temperaturovervaking gjennom AMS og ei grundigare kartlegging av vanlege skade- og svikttypar vil gi betre oversikt over tilstanden til distribusjonstransformatorane til Hafslund Nett. Ei heilskapleg vurdering av tilstanden ein distribusjonstransformator er sentral i ei teknisk-økonomiske analyse for transformatorskift. Teknisk-økonomiske analyser for transformatorskift vil auka lønsamheita og betre utnyttinga av distribusjonstransformatorane til Hafslund Nett

Summary

The goal of this thesis is to look at measures to improve the utilization of the distribution transformers owned by Hafslund Nett.

With the introduction of advanced measure- and control systems (AMS), new communication systems are required in Hafslund Netts existing infrastructure. The new communication system give opportunities to monitor the condition of the distribution transformers.

The top-oil temperature can be monitored with equipment that already exist in the market. Using established algorithms for determining the age of paper insulation, one can calculate the ageing rate and consumed lifetime. A test project aimed to monitor the temperature in three distribution transformers was initiated in conjunction with this thesis. The required equipment was installed, and the monitoring of top-oil temperature has started. The results were not ready in time for this thesis because of several delays.

An overview of the causes of failure in distribution transformers, and the consequences of these were compiled with the help of experienced professionals in Hafslund Nett. A review of the statistics from the unit coordinating storage, repairs and replacement of distribution transformers (transformatorlageret) gave insight to why distribution transformers break down. Statistics show that 1.29% of all transformers with ratings up to 200kVA breaks down because of lightning strikes every year. The records do not give sufficient information about other types of failure.

A comprehensive assessment of a distribution transformers state can be used to find a yearly probability of failure. This thesis uses a tool develop by SINTEF Energy to help calculate this. The total probability of failure is the most important parameter in deciding whether to replace a distribution transformer.

A model for technical economic analysis for transformation replacement was developed and tested on a case study of three distribution transformers. The model compares different alternatives for replacing a transformer by the following calculations:

- Costs of planned transformer replacement
- Saved costs by delaying the replacement
- Anticipated costs of failure
- Costs of power losses

Temperature monitoring through AMS, and a more thorough mapping of normal damage- and failure are useful tools in evaluations of the state of Hafslund Nett's distribution transformers. A comprehensive assessment of the state of a distribution transformer is central in a technical-economic analysis for transformer replacement. Technical-economic analysis for transformer replacement will increase the profitability and improve the utilization of Hafslund Nett's distribution transformers.

Innhald

FORORD	I
SAMANDRAG	III
SUMMARY	IV
FIGURLISTE	3
TABELLISTE	4
1. INNLEIING	5
2. TEORI	7
2.1 TRANSFORMATOREN SI VERKEMÅTE	7
2.2 TRANSFORMATOREN SI OPPBYGGING	8
2.2.1 JERNKJERNE OG VIKLINGAR	8
2.2.2 ISOLASJON	11
2.2.3 PUSTANDE OG HERMETISK TETTE DISTRIBUTJONSTRANSFORMATORAR	11
2.2.4 NETTSTASJON	12
2.2.5 KJØLING	12
2.3 ALDRING AV PAPIRISOLASJONEN	13
2.3.1 TEMPERATURFORDELING I TRANSFORMATOREN	15
2.3.2 VASSINNHOLD OG LUFT SI PÅVERKNAD PÅ ALDRING	17
2.4 FORMLAR FOR ALDRING AV PAPIRISOLASJON	20
2.4.1 REKNEDØME FOR RESTLEVTID	21
3. TESTPROSJEKT TEMPERTUROVERVAKING PÅ DISTRIBUTJONSTRANSFORMATORAR GJENNOM AMS	26
3.1 TEMPERATURMÅLARAR OG KOMMUNIKASJONSSYSTEM	26
3.2 VAL AV NETTSTASJONAR	28
3.3 STATUS 9. JUNI 2015	29
4. SANNSYN OG KONSEKVEN SAR VED EIN SVIKT	30
4.1 SVIKT	30
4.2 KONSEKVEN SAR AV SVIKT	32
4.3 REKNEVERKTØY FOR SANNSYNET FOR SVIKT	35
4.4 SANNSYN FOR SVIKT	37
4.4.1 STATISTIKK OVER HAVARI FRÅ TRANSFORMATORLAGERET	37
4.5 LEVTID FOR GJENNOMSNITTELEGE DISTRIBUTJONSTRANSFORMATORAR	40
5. PROSESSAR FOR TRANSFORMATORSKIFT HJÅ HAFSLUND NETT	45

5.1 TRANSFORMATORSKIFT SOM FØLGJE AV HAVARI	45
5.2 TRANSFORMATORSKIFT I FORBINDELSE MED VEDLIKEHALDSRUTINAR	45
5.3 KUNDEINITIERT TRANSFORMATORSKIFT	47
5.4 TRANSFORMATORSKIFT UTFØRT FOR Å OPPFYLLE FORSKRIFT OM LEVERINGSKVALITET I KRAFTSYSTEMET (FOL)	48
5.5 TRANSFORMATORLAGERET TIL HAFSLUND NETT	48
5.5.1 STATISTIKK TRANSFORMATORLAGERET	49
6. METODE FOR UTVIKLING AV TEKNISK- ØKONOMISK ANALYSE FOR TRANSFORMATORSKIFT	53
6.1 NOVERDI	53
6.1.1 REKNEDØME NOVERDI	55
6.2 KVALITETSJUSTERTE INNTEKTSRAMMER VED IKKJE LEVERT ENERGI (KILE)	55
6.2.1 AVBROTSKOSTNADAR (KILE) FOR DISTRIBUTUSJONSTRANSFORMATORANE TIL HAFSLUND NETT	57
6.3 FORVENTA KOSTNADER FOR SVIKT	59
6.3.1 REKNEDØME FOR SVIKTKOSTNAD	60
6.4 TAPSKOSTNADER	61
6.4.1 EFFEKTTAP	61
6.4.2 UTRÉKNINGSMETODE FOR TAPSKOSTNADER	63
6.4.3 REKNEDØME TAPSKOSTNADER	66
7. TESTING AV TEKNISK-ØKONOMISK ANALYSE AV TRANSFORMATORSKIFT	69
7.1 FORVENTA TID TIL SVIKT	69
7.1.1 FORVENTA TID TIL SVIKT FOR DISTRIBUTUSJONSTRANSFORMATOR A	71
7.1.2 FORVENTA TID TIL SVIKT FOR DISTRIBUTUSJONSTRANSFORMATOR B	75
7.1.3 FORVENTA TID TIL SVIKT FOR DISTRIBUTUSJONSTRANSFORMATOR C	79
7.2 ALTERNATIV FOR TRANSFORMATORSKIFT	83
7.2.1 ALTERNATIV FOR DISTRIBUTUSJONSTRANSFORMATOR A	84
7.2.2 ALTERNATIV FOR DISTRIBUTUSJONSTRANSFORMATOR B	84
7.2.3 ALTERNATIV FOR DISTRIBUTUSJONSTRANSFORMATOR C	85
7.3 RESULTAT AV TEKNISK-ØKONOMISK ANALYSE	85
7.3.1 RESULTAT DISTRIBUTUSJONSTRANSFORMATOR A	87
7.3.2 RESULTAT DISTRIBUTUSJONSTRANSFORMATOR B	88
7.3.3 RESULTAT DISTRIBUTUSJONSTRANSFORMATOR C	89
8. OPPSUMMERING OG DISKUSJON	91
8.1 ALDRING AV PAPIRISOLASJON	91
8.2 FORVENTA TID TIL SVIKT	91
8.3 TILSTANDSOVERVAKING AV DISTRIBUTUSJONSTRANSFORMATORAR	92
8.4 TEKNISK-ØKONOMISK ANALYSE AV TRANSFORMATORSKIFT	93
9. KONKLUSJON	97
10. VIDARE ARBEID	99
REFERANSAR	100

Figurliste

Figur 1: Elektromagnetisk krets for ein transformator [6]	7
Figur 2: Trefase toviklingstransformator YY-kopling [7].....	9
Figur 3: Illustrasjon av lagvikling i ein transformator [8].....	9
Figur 4: Illustrasjon av folievikling i ein transformator.....	10
Figur 5: Ein vikling monterast på jernkjernen til ein distribusjonstransformator, bilete er tatt på besøk hjå Møre Trafo 2015-10-15	11
Figur 8: Illustrasjon av ONAN-kjøling for transformatorar [8]	13
Figur 7: Samanheng mellom strekkfastleik og DP-verdi [11]	14
Figur 8: Temperaturfordeling i transformatoren [3].....	15
Figur 9: Likevektskurver for vassinnhald i mineralolje og papirisolasjon ved ulike temperaturar[14].	19
Figur 10: Bilete av temperaturmålar for kontinuerleg måling	27
Figur 11: Sviktmodell [16].....	30
Figur 12: Hendingstre for konsekvensar av svikttipe A)	33
Figur 13: Hendingstre for konsekvensar av svikttipe B)	34
Figur 14: Hendingstre for konsekvensar av svikt C)	35
Figur 15: Modell av livskurve.....	36
Figur 16: Transformatorskift utført på grunn av havari 2010-2014 etter sviktårsak	38
Figur 17: Transformatorhavari på grunn av lyn 2003 – 2014, etter merkeyting.....	39
Figur 18: Distribusjonstransformatorar fordelt etter produksjonsår, toviklingstransformatorar [2] ...	41
Figur 19: Sannsyn for svikt per år for ein gjennomsnittleg distribusjonstransformator, rekna ut med rekneverktøy frå Sintef Energi.....	43
Figur 20: Flytskjema transformatorskift utført som følge av havari	45
Figur 21: Flytskjema transformatorskift på vedlikehald.....	47
Figur 22: Flytskjema kundeinitiert transformatorskift	47
Figur 23: Flytskjema transformatorskift ved utbetring av nett pga. brot av FOL.....	48
Figur 24: Oversikt over kondemnerte (skrota), reparerte og oppgraderte transformatorar 2011 - 2014	51
Figur 25: Kondemnerte transformatorar i år 2013 etter produksjonsår og havari.....	52
Figur 26: Illustrasjon for noverdi av ein investering [17].....	54
Figur 27: Stolpediagram reknedøme for sviktkostnad	61
Figur 28: Utsnitt av tabell for ekvivalent årskostnad for energitap k_{wekv} [øre/kWh].....	67
Figur 29: Utsnitt av tabell for kostnad av maksimale effekttap, k_p [kr/kW år]	67
Figur 30: Sannsyn for svikt per år for distribusjonstransformator A, rekna ut med rekneverktøy frå Sintef Energi	75
Figur 31: Sannsyn for svikt per år for distribusjonstransformator B, rekna ut med rekneverktøy frå Sintef Energi	79
Figur 32: Sannsyn for svikt per år for distribusjonstransformator C, rekna ut med rekneverktøy frå Sintef Energi	83
Figur 33: Resultat av teknisk-økonomisk analyse for distribusjonstransformator A	87
Figur 34: Resultat av teknisk-økonomisk analyse for distribusjonstransformator B	88
Figur 35: Resultat av teknisk-økonomisk analyse for distribusjonstransformator C	89

Tabelliste

Tabell 1: Levetid papirisolasjon [3].....	18
Tabell 2: Toppoljetemperaturar med varigheit for reknedøme.....	22
Tabell 3: Utrekna hotspot-temperaturar, aldringsrater og konsumert levetid for reknedømet.....	23
Tabell 4: Utrekningar for gjennomsnittleg aldringsrate for distribusjonstransformator i reknedøme	24
Tabell 5: Endring i aldringsrate ved 2 grader temperaturauking	28
Tabell 6: Utvalgte distribusjonstransformatorer til testprosjekt for kontinuerleg temperaturmåling.	29
Tabell 7: Vanlege sviktsforløp for delkomponentar i distribusjonstransformatorar	31
Tabell 8: Skildring av tilstandstrinn for livskurvmodell	36
Tabell 9: Utførte transformatorskift på grunn av havari 2010-2014.....	37
Tabell 10: Statstikk over havari på grunn av lyn, *tal frå 2012 er ikkje med i gjennomsnittet.....	40
Tabell 11: Statistikk frå transformatorlageret.....	50
Tabell 12: Kondemnerte transformatorar i 2013 etter produksjonsår	51
Tabell 13: Kundespesifikk faktor for avbrotskostnader ved varsla avbrot [20]	57
Tabell 14: Omtrentleg KILE for varsla og uvarsla avbrot. Tal frå Hafslund Driftsentral.	58
Tabell 15: Vekta korreksjonsfaktor for varsla avbrot i nettet i Hafslund Nett.....	58
Tabell 16: Avbrotskostnader per avbrot for transformatorskift	59
Tabell 17: Reknedøme for sviktkostnad	60
Tabell 18: Referanseverdier for tap i toviklingstransformatorar [24].....	63
Tabell 19: Referanseverdier for tap i treviklingstransformatorar [24].....	63
Tabell 20: Reknedøme for tapskostnader distribusjonstransformatorar i 2015.....	68
Tabell 21: Distribusjonstransformatorar i tilfellestudie, informasjon henta frå databasen til Hafslund Nett.....	69
Tabell 22: Registrerte temperaturar for distribusjonstransformatorane i tilfellestudia.....	70
Tabell 23: Belastning på distribusjonstransformatorane i tilfellestudia, rekna ut frå straummålingar og slepevisarverdier for straum	71
Tabell 24: Utrekna hotspot-temperaturar og aldringsratar for distribusjonstransformator A.....	72
Tabell 25: Forslag på variasjon av hotspot –temperatur og aldringsrate for distribusjonstransformator A.....	73
Tabell 26: Utrekna hotspot-temperaturar og aldringsratar for distribusjonstransformator B.....	75
Tabell 27: Forslag på variasjon for hotspot-temperatur og aldringsratar for distribusjonstransformator B.....	76
Tabell 28: Vekta aldringsrate for distribusjonstransformator B	77
Tabell 29: Utrekna hotspot-temperaturar og aldringsratar for distribusjonstransformator C.....	80
Tabell 30: Forslag på variasjon for hotspot-temperaturar og aldringsratar for distribusjonstransformator C	81
Tabell 31: Vekta aldringsrate for distribusjonstransformator C.....	81
Tabell 32: Effekttap brukt i utrekningar for tilfellestudia, *tomgangstap frå økodesgindirektivet [25] , ** belastningstap frå Hafslund Nett sin kravspesifikasjon.....	86

Innleiing

Distribusjonstransformatorar er meir utsatt for svikt enn krafttransformatorar, hovudsakleg fordi dei ikkje har like mykje tilsyn, vern og førebyggjande vedlikehald. Ein distribusjonstransformator er ein relativ liten investering i kraftnettet og kostnadane for avbrot (KILE-kostnadane) er små samanlikna med ein krafttransformator. Talet av distribusjonstransformatorane er stort, så den samla verdien av dei er stor.

Tal frå 3. desember 2014 viser at Hafslund Nett har 17 156 nettstasjonar med 19 322 distribusjonstransformatorar etter fusjonen med Fortum Distribution som skjedde årsskiftet 2014-2015.

Det eksisterer mykje forskning på aldring av papirisolasjonen i papir- og mineraloljeisolerte distribusjonstransformatorar. Montsinger publiserte den første artikkelen om aldring av papirisolasjon i 1930 [1]. Aldring av papirisolasjonen er sterkt avhengig av temperatur og temperaturmålingar er difor svært sentrale i estimeringa av aldring og restlevetid av distribusjonstransformatorar. Prosjektoppgåva [2], som denne masteroppgåva byggjar vidare på, konkluderte med at størstedelen av distribusjonstransformatorane til Hafslund Nett hadde låg aldringsrate og lang levetid samanlikna med referanselevetida på 15 år som blir brukt i IEC standard 60076-7 [3].

I dag får distribusjonstransformatorane til Hafslund Nett lite tilsyn retta mot aldring av transformatorane. Slepevisarar som viser maksimal verdi for toppoljetemperatur og laststraum blir lest av på nettstasjonssynfaringar som fram til og med 2015 har blitt utført kvart andre år. Frå og med 2015 skal desse synfaringane berre utførast kvart femte år.

Kraftnettet står framfor ein teknologisk revolusjon. Innan 1. januar 2019 skal alle straumkundar ha nye straummålarar som oppfyller forskriftskrava om avanserte måle- og styringssystem (AMS) [4]. Forskrift om elektriske forsyningsanlegg [5] krev at alle nettstasjonar som er nye eller ombygde frå og med 2006 skal ha overvaking og automatisk utkopling ved jordfeil. Krava førar at kommunikasjonsutstyr må installerast i ein stor del av nettstasjonane.

Kombinasjonen av nye krav til overvaking, kommunikasjon og etablert forskning på aldring av papirisolasjon i transformatorar opnar for nye moglegheiter for å overvake levetida og tilstanden til distribusjonstransformatorane.

Målet med masteroppgåva er å sjå på tiltak for å betre utnyttinga av distribusjonstransformatorane til Hafslund Nett. Målet er delt opp i fire delmål:

- Sjå på moglegheitene for overvaking av aldring for papirisolasjonen ved bruk av kontinuerleg måling av toppoljetemperatur, kombinert med dataoverføring ved hjelp av kommunikasjonsutstyret som blir installert ved innføringa av AMS.
- Kartleggje vanlege svikttypar og konsekvensar for distribusjonstransformatorar. Visa korleis denne informasjonen kan brukast i ei heilskapleg vurdering av tilstanden til ein distribusjonstransformatoren.
- Gjennomgang av Hafslund Nett sine rutinar for transformatorskift, reoperasjon og kondemnering av brukte transformatorar.
- Utvikle metodikk for teknisk-økonomisk analyse for transformatorskift. Det skal tas omsyn til innsparinga ved å utsetje eit transformatorskift, tapkostnader, sannsyn for svikt og forventa sviktkostnad.

2. Teori

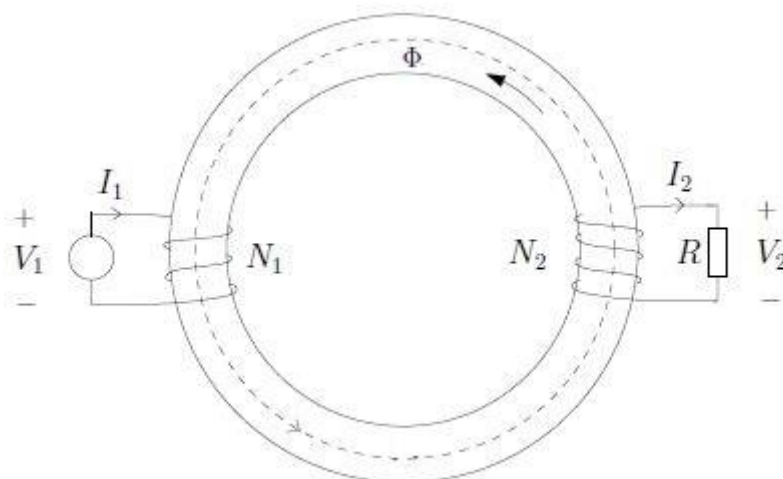
I IEC standard 60076-7 [3] er distribusjonstransformatorar definert som transformatorar med merkeyting opp til 2500 kVA. Distribusjonstransformatorane transformerar spenning frå spenningsnivået i høgspenningsdistribusjonsnettet til lågspenningsdistribusjonsnettet. I Noreg har høgspenningsdistribusjonsnettet spenningsnivå mellom 1 kV og 22 kV, størstedelen av lågspenningsdistribusjonsnettet har spenningsnivå 230 V men dei fleste nyutbygga transformatorkretsar får spenningsnivå 400 V.

Treviklingstransformatorar har to lågspenningsviklingar og transformerar spenninga frå høgspenning til 230 V på ein vikling og 400 V på ein annan vikling. Den tredje viklinga blir kalla tertiærvikling.

2.1 Transformatoren si verkemåte

Ein transformator nyttar elektromagnetismen til å transformere spenning frå ei primærspenning til ei sekundærspenning. Denne masteroppgåva går ikkje djupt ned i elektromagnetiske lovar og prinsipp, men ei kort forklaring følgjer.

Eit varierende magnetfelt gir opphav til eit elektrisk felt og eit varierende elektrisk felt gir opphav til eit magnetfelt [6]. Figur 1 viser korleis dette prinsippet blir utnytta i ein transformator.



V = spenning	[V]
I = straum	[A]
N = tal av viklingar	
R = mostand	[Ω]
ϕ = magnetisk fluks	[Wb]

Figur 1: Elektromagnetisk krets for ein transformator [6]

Primærsida er i figuren representert med ei spenningskjelde og merka med talet 1. Straumen frå primærsida av transformatoren, I_1 , går gjennom viklingane og skaper magnetisk fluks, Φ . Den magnetiske fluksen blir leia gjennom jernkjernen i transformatoren. Magnetisk fluks er sirkulerande, og har difor ingen start- eller sluttstad. Fordi jernkjernen har mykje høgare relativ permeabilitet enn omgivnadane (mineralolje), vil det meste av den magnetiske fluksen flyte gjennom jernkjernen. Den relative permeabiliteten er eit mål for materialet si evne til å danna eit magnetfelt, det kan samanliknast med konduktansen for elektriske kretsar. Det vil alltid vere ein liten del av den magnetiske fluksen som ikkje følgjer jernkjernen heile vegen rundt men har returveg i omgivnadane, dette blir kalla lekkfluks.

Den magnetiske fluksen passerar gjennom jernkjernen på sekundærsida, som er merka med talet 2 i figuren. Dette induserer ei tidsvarierande spenning i sekundærviklingane med same frekvens som på primærsida. Amplituden på spenninga på sekundærsida er avhengig av spenninga på primærsida og talet av viklingar, N , på begge sider. Ved å justere viklingsføreholdet justerer ein spenninga, som er vist i Formel 1 [6].

$$\frac{V_2}{V_1} = \frac{N_2}{N_1} \quad \text{Formel 1}$$

$$V_2 = V_1 \frac{N_2}{N_1}$$

V = spenning [V]
 N = tal av viklingar

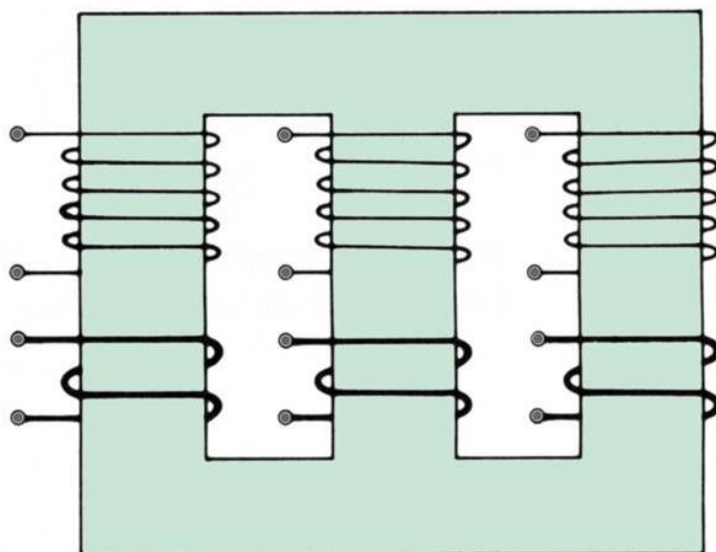
2.2 Transformatoren si oppbygging

2.2.1 Jernkjerne og viklingar

I kraftnettet i Noreg er det med få unntak trefase transformatorar.

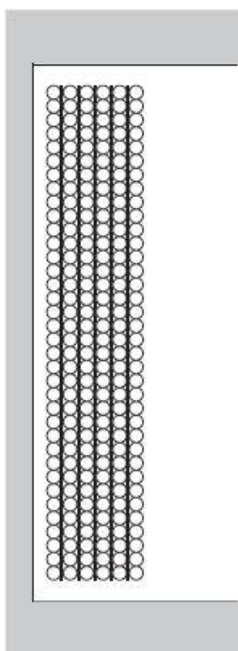
Distribusjonstransformatorane har som oftast ein jernkjerne med tre bein som vist i Figur 2 [7]. På kvart bein er det vikla primærviklingar og sekundærviklingar for ein fase, til saman er det tre primærviklingar og tre sekundærviklingar. Treviklingstransformatorar har i tillegg ein tertiærvikling, som gir tre viklingar på kvart kjernebein. Primærviklingane er som oftast vikla utanpå sekundærviklinga, og eventuelt tertiærviklinga, for å redusere lekkfluksen.

Primærvikling, sekundærvikling og eventuelt tertiærvikling for ein fase blir i denne rapporten referert til som ein fasevikling.



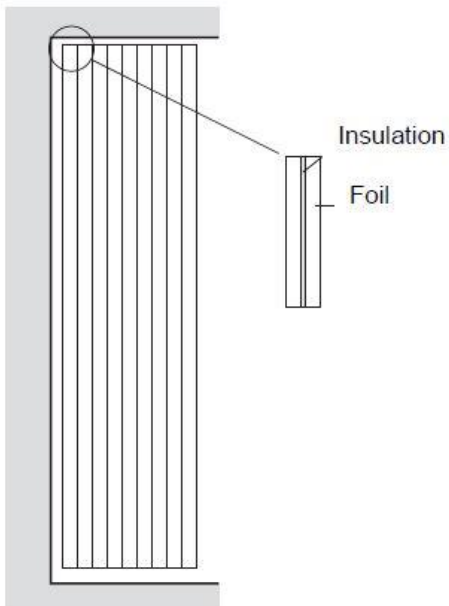
Figur 2: Trefase toviklingstransformator YY-kopling [7]

Primærviklingane i ein distribusjonstransformator er som oftast lagviklingar [8]. Figur 3 viser eit tverrsnitt av ein lagvikling rundt eit bein i kjernen. Lagviklingane består av koppar- eller aluminiumstråd med isolasjon rundt, isolasjonen kan vere lakk eller papir. Mellom kvart lag med viklingar er det eit ekstra lag med isolasjon, som oftast av papir, som skiljar laga frå kvarandre.



Figur 3: Illustrasjon av lagvikling i ein transformator [8]

Distribusjonstransformatorar har ofte folieviklingar som sekundærviklingar. Figur 4 viser eit tverrsnitt av ein folievikling rundt eit bein i kjernen. Folie av aluminium eller koppar blir vikla saman med lagsolasjon av papir. Breidda av folien er lik høgda av viklinga.



Figur 4: Illustrasjon av folievikling i ein transformator

Figur 5 er eit bilete tatt på besøk hjå Møre Trafo 15.oktober 2015 og viser prosessen når ein



fasevikling blir montert på det midtarste kjernebeinet.

Figur 5: Ein vikling monterast på jernkjernen til ein distribusjonstransformator, bilete er tatt på besøk hjå Møre Trafo 2015-10-15

2.2.2 Isolasjon

Distribusjonstransformatorane i det norske kraftnettet er hovudsakleg papir-og mineraloljetransformatorar.

Viklingsisolasjonen skal hindre gjennomslag mellom viklingane. Som tidlegare nemnt kan isolasjonen rundt viklingane i ein lagvikling bestå av papir eller lakk, i tillegg er det papirisolasjon mellom laga i viklinga. Folieisolasjon har papirisolasjon mellom folielaga.

I tillegg til viklingsisolasjon inneheld transformatoren cellulosebaserte isolasjonsbarrierar som skjermar og sylindrar. Saman med mineralolja utgjer dette hovudisolasjonen som skal hindre gjennomslag mellom fasane eller til transformortanken (jord). I denne rapporten blir isolasjonsbarrierane og viklingsisolasjonen referert til som papirisolasjon.

Mineralolja i ein transformator fungerer både som isolasjon og kjølemedium. Mineralolja har lågare dielektrisk haldfastheit enn papirisolasjonen. Det er viktig at mineralolja har større volum enn papirisolasjonen på alle punkter i ein transformator for å ikkje svekke den totale isolasjonsemna. For bevis visast det til prosjektoppgåva [2]. Mineralolja sin funksjon som kjølemedium blir nærmare forklart i delkapittel 2.2.5.

Før transformortanken blir fylt med mineralolje blir papirisolasjonen tørka. Dette blir gjort for å minimere vassinnhaldet i papirisolasjonen før transformatoren forseglast.

Konsekvensane av vassinnhald i papirisolasjonen blir diskutert i delkapittel 2.3.2.

2.2.3 Pustande og hermetisk tette distribusjonstransformatorar

Tettleiken til mineralolja endrar seg med temperaturen, dermed endrar volumet av olje i transformatoren seg med temperaturen. Dette må tas omsyn til i transformatordesignet. Distribusjonstransformatorar produsert før rundt 1990 har ein ekspansjonstank som sikrar rett mengde olje i transformortanken ved varierende oljetemperatur. Ekspansjonstanken tar opp overskytande olje frå transformortanken ved høge temperaturar og mater inn olje ved låge temperaturar. Transformatorar med ekspansjonstank er pustande, så olja ekspansjonstanken er i kontakt med luft frå omgivingane. På 1990-talet byrjar produsentane å produsere hermetisk tette distribusjonstransformatorar. Hermetisk teitte transformatorar blir vakuumert etter dei er fylt med olje og forseglar. Transformortanken er elastisk for å ta opp ekspansjonen til transformatorolja.

Hermetisk tette transformatorar har ingen kontakt med luft og får difor ikkje fuktigheit eller oksygen frå lufta. Transformatorar med ekspansjonstank har kontakt med luft og vil difor ha større innhald av oksygen og fuktigheit.

2.2.4 Nettstasjon

Distribusjonstransformatorane står i nettstasjonar. Ein nettstasjon er bygget, eller området, distribusjonstransformatoren står i inkludert tilhøyrande kabelinntak, kopingstavler, vern, brytarar, og sikringar.

Ein kan dele nettstasjonane i fire hovudgrupper:

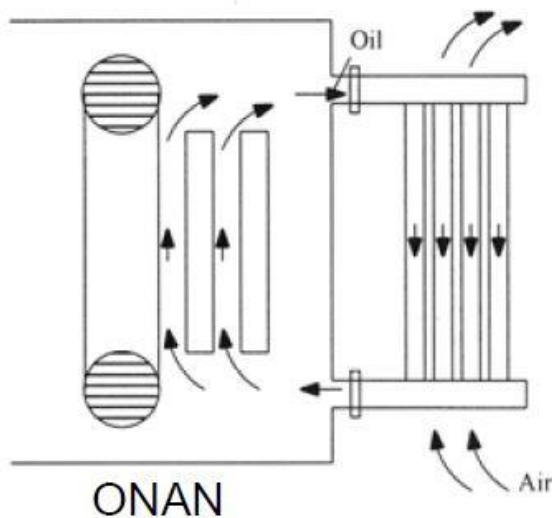
- Frittstående bygg, som blir kalla transformator kioskar.
- Rom i eksisterande bygg til dømes i bustadsblokker, kjøpesentre eller offentlege bygg.
- Underjordiske transformator kioskar. Mest brukt i sentrumsnære områder og har ofte nedstigningstårn frå gateplan.
- Mastearrangement, hovudsakleg for mindre transformatorar med merkeyting til og med 200 kVA.

2.2.5 Kjøling

Kjøling av transformatorar blir merka med fire bokstavar. Dei to første bokstavane fortel kva kjølemedium som er i kontakt med viklingane og korleis det sirkulerer. For papir- og mineraloljeisolerte transformatorar er mineralolje (O) kjølemediet. Silikonoljer og naturlege esterar blir nemnt med bokstav K. Kjølemediet inne i transformatoren kan sirkulere naturleg (N - natural), tvungent (F-forced) ved hjelp av pumper eller tvungent og retningsstyrt (D - directed) ved hjelp av pumper og barrierar.

Dei to siste bokstavane fortel kva kjølemedium omgivnadane til transformatoren består av og korleis det sirkulerer. Luft (A – air) er det vanlegaste kjølemediet for transformatorar i kraftnettet og sirkulerar naturleg (N – natural) eller tvungent (F-forced) ved hjelp av vifter.

Den vanlegaste typen kjøling for distribusjonstransformatorar er ONAN. Figur 8 viser korleis ONAN-kjøling fungerer i ein transformator. Ved naturleg konveksjon sirkulerer olja gjennom viklingane der den tar opp varme, og ut i kjøleribbane på transformatoren for å gi frå seg varme til omgivnadane (lufta) rundt transformatoren. Lufta rundt kjøleribbene blir varma opp, stig oppover og skaper naturleg konveksjon. Når den varme lufta stig oppover vil kjøligare luft bli dratt mot kjøleribbane, som igjen tar opp varme frå kjøleribbane.



Figur 6: Illustrasjon av ONAN-kjøling for transformatorar [8]

2.3 Aldring av papirisolasjonen

Med aldring av transformatorar meinast som oftast aldring av papirisolasjonen. Aldring av papirisolasjonen er ein irreversibel prosess. Svikt som inntreff på grunn av aldra papirisolasjon førar ofte til at transformatoren må kondemnerast.

Denne rapporten vil konsentrere seg om aldring av kraftpapir, som er mest brukt som papirisolasjon i distribusjonstransformatorar. På marknaden finst ulike variantar av termisk oppgradert papirisolasjon som har lågare aldringsrate ved høge temperaturar samanlikna med tradisjonelt kraftpapir. Termisk oppgradert papirisolasjon blir ikkje diskutert i denne masteroppgåva.

Papirisolasjon av kraftpapir består av 75-85 % cellulose, 10-20 % hemicellulose og 2-6 % lignin [9] Eit cellulosemolekyl består av lange kjeder med sakkarider. Når cellulosen aldrast blir cellulosemolekylet spalta opp i mindre kjeder.

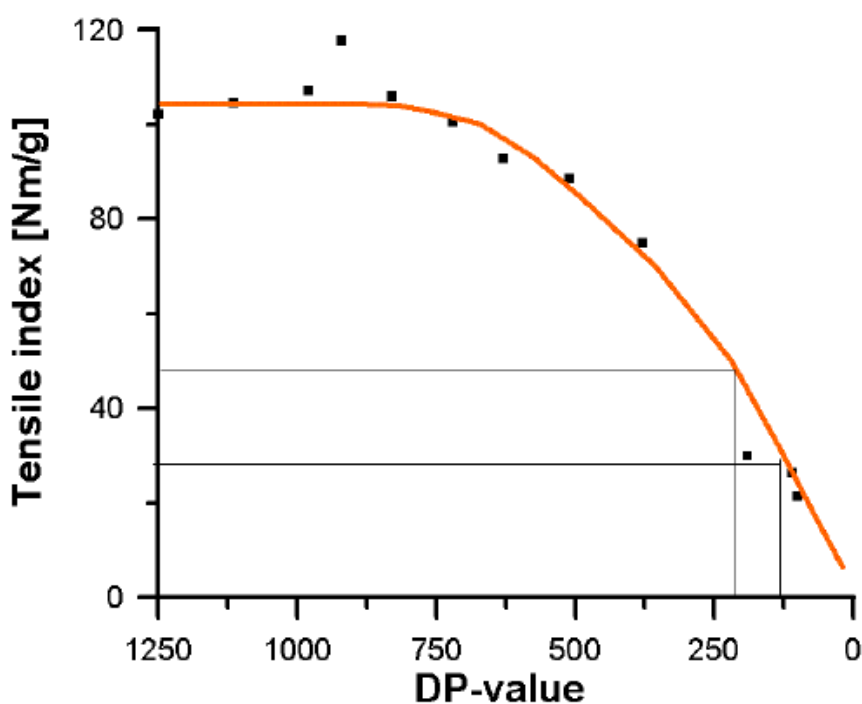
Aldring av cellulose skjer ved tre delprosessar: hydrolyse, oksidering og pyrolyse [9]. Oksidering er avhengig av tilførsel av oksygen og er den dominerande aldringsprosessen ved låge temperaturar. Hydrolyse er avhengig av vatn og syrer og er den dominerande aldringsprosessen ved høgare temperaturar. Pyrolyse er verken avhengig av oksygen eller vatn, men er av liten betydning ved temperaturar under 140 C°. Aldringsraten til dei tre aldringsprosessane aukar med temperaturen.

Dei tre aldringsprosessane blir ofte sett på som ein prosess. Denne masteroppgåva går ikkje djupt inn i dei kjemiske prosessane, og med aldringsprosessen refererast det til kombinasjonen av dei tre prosessane.

Den ideelle definisjonen på levetida til papirisolasjonen vil vere tida til papirisolasjonen er aldra så mykje at den ikkje fungerer som isolasjon for dei straumførande delkomponentane i

transformatoren. For å få eit målbart kriterium for levetid blir som oftast strekkfastleiken til papiret eller graden av polymerisering, DP-verdi, brukt. DP-verdien er det gjennomsnittlege talet på sakkarider i eit cellulosemolekyl og er enkelt å måle frå ein papirprøve. Reduksjon i strekkfastleik er eit godt mål på tilstanden til papirisolasjonen, men er vanskeleg å måle frå ein liten papirprøve i motsetning til DP-verdien [9]. Ny cellulose har DP-verdi mellom 1200 og 1400 [10]. Tørkeprosessen reduserer DP-verdien til papirisolasjonen til om lag 1000 [9].

Figur 7 [11] viser samanhengen mellom strekkfastleika og DP-verdien til papir som blir nytta i papirisolasjonen til transformatorar. Figuren viser at strekkfastleika held seg på om lag same nivå til DP-verdien er redusert til omtrent 750, deretter blir den raskt redusert ved synkende DP-verdi.



Figur 7: Samanheng mellom strekkfastleik og DP-verdi [11]

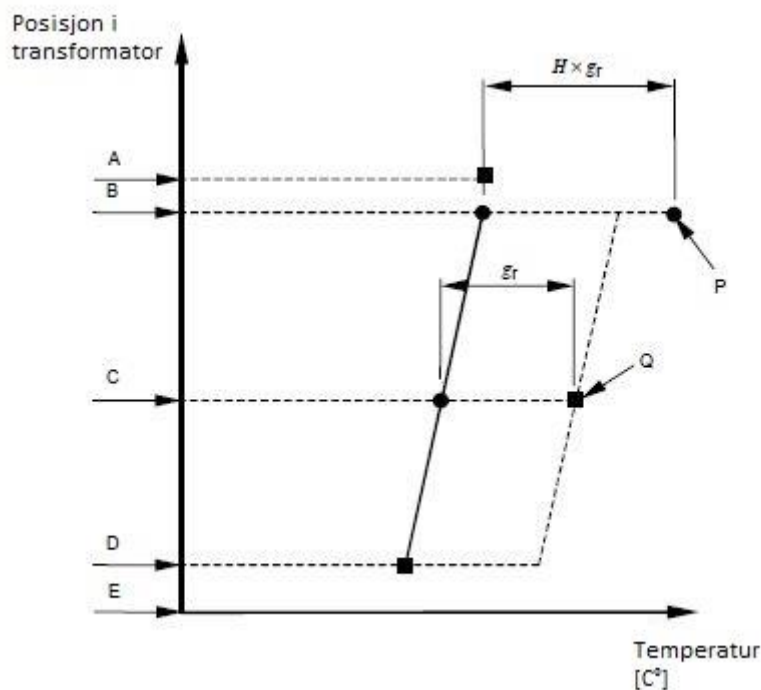
Ein DP-verdi rundt 200 blir ofte rekna som slutten på levetida for papirisolasjonen [9]. Det betyr ikkje at papirisolasjonen bryt saman og ein får gjennomslag med ein gong papirisolasjonen når denne verdien. Ein transformator kan leve lenge med svært aldri papirisolasjon.

Dersom ein transformator med papirisolasjon med DP-verdi under 200 får større elektriske eller mekaniske påkjenningar, som kortslutningstraumar frå nettet eller støt i ein flytteprosess, er sannsynet stort for at papirisolasjonen bryt saman. Viss ein transformator som har papirisolasjonen med DP-verdi under 200 får stå uforstyrta av påkjenningar kan den leve lenge, men levetida til papirisolasjonen er likevel over per definisjon og sannsynet for svikt er svært høgt.

2.3.1 Temperaturfordeling i transformatoren

Temperaturauking akselererer aldriingsprosessane. Temperaturfordelinga i transformatoren blir påverka av last, tap og temperaturen for omgivnadane. Det termiske designet til transformatoren har òg innverknad på temperaturfordelinga.

Figur 8 [3] viser ein forenkla modell av temperaturfordelinga i ein transformator.



A – Toppoljetemperatur

B – Miksa oljetemperatur i tanken ved toppen av viklingane (ofte anteke lik toppoljetemperaturen)

C – Gjennomsnittleg oljetemperatur i tanken

D – Oljetemperatur ved botnen av viklingane

E – Botnen av tanken

g_r – Gradient for gjennomsnittleg temperaturskilnad mellom olje og viklingane

H – Hotspot-faktor

P – Hotspot-temperatur

Q – Gjennomsnittleg viklingstemperatur bestemt ved resistansmåling

▪ Målt punkt

• Utrekna punkt

Figur 8: Temperaturfordeling i transformatoren [3]

Figur 8 føreset at temperaturen aukar lineært frå botnen av transformatoren til toppen. Den føreset òg at skilnaden mellom oljetemperatur og viklingstemperatur er konstant for same posisjon i transformatoren, gitt ved temperaturgradient g_r .

For dei aller fleste distribusjonstransformatorane er berre toppoljetemperaturen tilgjengeleg for målingar. Krafttransformatorar kan ha måling av andre temperaturar, men for distribusjonstransformatorar blir investeringa for høg.

Hotspot-temperaturen er den høgaste temperaturen papirisolasjonen opplever og er difor den dimensjonerande temperaturen for aldringa. Den blir antekt å vere nær toppen av viklingane og temperaturskilnaden mellom mineralolja og viklingane er større enn temperaturgradienten. I følgje IEC standard 60076-7 [3] kan hotspot-temperaturen reknast ut etter Formel 2.

$$\theta_h = \theta_{to} + H * g_r \quad \text{Formel 2}$$

θ_h = hotspot-temperatur	[C°]
θ_{to} = toppoljetemperatur	[C°]
H = Hotspot-faktor	[ingen nemning]
g_r = gradient for gjennomsnittleg temperaturskilnad mellom olje og vikling	[C°]

IEC standard 60076-7 [3] gir ein hotspot-faktor, $H = 1,1$ som eit estimat for distribusjonstransformatorar. Hotspot-faktoren vil variere for ulike transformatorstypar og storleikar, men i mangel på nøyaktige tal vil $H = 1,1$ bli nytta i denne masteroppgåva.

Temperaturgradienten som er skilnaden mellom mineralolja og viklingane og kan reknast ut etter Formel 3.

$$g_r = \theta_{vm} - \theta_{omid} \quad \text{Formel 3}$$

g_r = gradient for gjennomsnittleg temperaturskilnad mellom olje og vikling	[C°]
θ_{vm} = gjennomsnittleg viklingstemperatur	[C°]
θ_{omid} = gjennomsnittleg oljetemperatur	

Viklingstemperaturen for ein distribusjonstransformator kan målast ved hjelp av ein varmeprøve som er standardisert i IEC-standard 60076-2 [12]. Transformatoren må varmast

opp i mange timar og stå i eit miljø med stabil omgivnadstemperatur, den kan ikkje vere i drift under desse testane.

I prosjektoppgåva [2] blei resultat frå varmeprøvar utført av Møre Trafo nytta for å finne ein omtrentleg temperaturgradient. På bakgrunn av resultatata blei distribusjonstransformatorane delt inn i to grupper etter merkeyting. Gradienten for distribusjonstransformatorar med merkeyting 31,5 – 800 kVA blei satt til 13,1 °C. Gradienten for distribusjonstransformatorane blei satt til 6,7 °C for merkeyting frå og med 1000 kVA.

Merkeyting 31,5 – 800 kVA	$\theta_h = \theta_{to} + 1,1 * 13,1$ $\theta_h = \theta_{to} + 14,4$	Formel 4
---------------------------	---	----------

Merkeyting frå og med 1000 kVA	$\theta_h = \theta_{to} + 1,1 * 6,7$ $\theta_h = \theta_{to} + 7,37$	Formel 5
--------------------------------	--	----------

Θ_h = hotspot-temperatur	[C°]
Θ_o = toppoljetemperatur	[C°]

Temperaturgradientane er bestemt ut frå eit utval beståande av varmeprøvar for 22 distribusjonstransformatorar frå same transformatorprodusent. Som grundig diskutert i prosjektoppgåva [2] gir dette ein høg grad av unøyaktigheit.

Det er mogleg å rekne ut hotspot-temperaturen ut frå lasta. Formlane for dette er svært avhengig av transformatordesignet. Viser til IEC standard 60076-7 [3] for formalar og forklaring rundt dette.

2.3.2 Vassinnhald og luft si påverknad på aldring

Vatn er eit av produkta både i oksideringsprosessen for transformatorolje og nedbrytinga av cellulose (aldring av papirisolasjonen) [10]. Vatn i isolasjonen til transformatoren kan òg kome frå kontakt med luft. Dette gjeld særskilt for distribusjonstransformatorar med ekspansjonstank, men hermetisk teitte transformatorar kan òg få tilført luft under reperasjonar.

Aldringa til papirisolasjonen blir sterkt påverka av fuktigheit og luft. Tabell 1 viser skilnaden på levetid kraftpapir som er tørt og luftfri og kraftpapir som er bevart i luft og har 2 % fuktigheit.

Papirtype	Aldringstemperatur	Levetid [år]	
		Tørr og luftfri	Med luft og 2 % fuktigheit
Kraftpapir	80 °C	118	5,7

	90 °C	38	1,9
	98 °C	15	0,8

Tabell 1: Levetid papirisolasjon [3]

Cellulose er sterkt hygroskopisk, det trekk til seg vatn frå omgivnadane. Vatnet papirisolasjonen får tilført under drift blir absorbert frå transformatorolja.

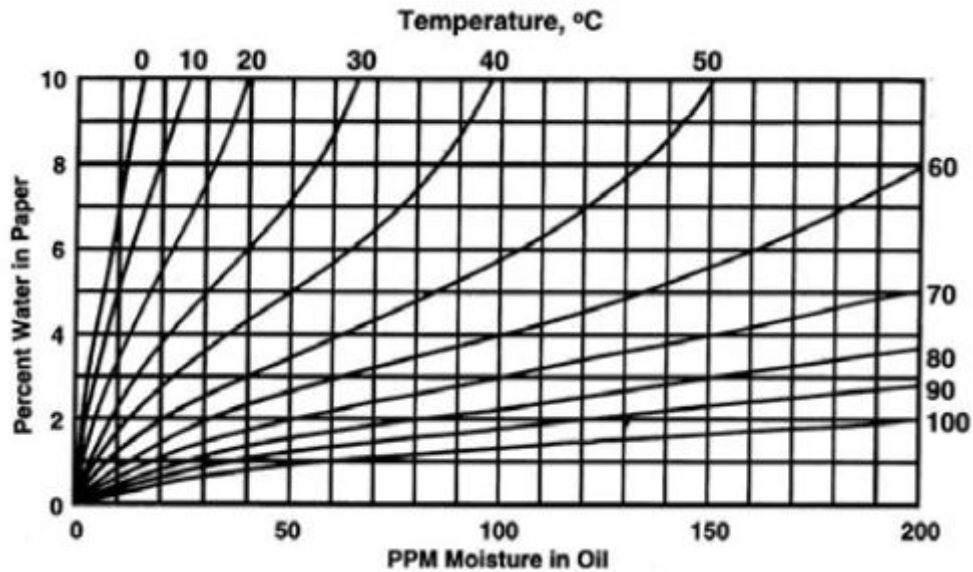
Når fuktigheita i papirisolasjonen aukar vil dei dielektriske tapa òg auke. Dette gir ei temperaturauking i papirisolasjonen uavhengig av temperaturvariasjonen til transformatorolja, som igjen gir auka aldringsrate [13]. I tillegg til auka aldringsrate vil auka fuktigheit i papirisolasjonen redusere den dielektriske haldfastheita til papirisolasjonen og det blir fleire partielle utladingar [10].

Transformatorolja kan innehalde vatn i tre former: oppløyst, kondensert og bunden til polare molekylar [13]. Med oppløyst vatn meinast enkle vassmolekyl som ligg fordelt mellom oljemolekyla. Kondensert vatn er fleire vassmolekyl som saman dannar dropar, dette skjer når vassinnhaldet i olja er over mettingspunktet. Kondensert vatn synk til botnen av transformatortanken. Vassmolekyl kan òg binde seg til polare molekyl i transformatorolja. Frisk transformatorolje skal ikkje innehalde polare oljemolekyl. Polare oljemolekyl kan finnast i aldra eller dårleg raffinert transformatorolje. Det meste av vatnet i transformatorolja er oppløyst vatn, og kan migrere mellom transformatorolja og papirisolasjonen. Vatn som er bunden til polare molekyl i olja er berre delvis tilgjengelege for å migrere over i papirisolasjonen [14].

Vatn flyttar seg frå papirisolasjonen til transformatorolja når temperaturen stig og frå transformatorolja til papirisolasjonen når temperaturen synk [10]. Dersom temperaturfordelinga i transformatoren er stabil over tid vil det bli likevekt mellom relativt vassinnhald i mineralolja og papirisolasjonen.

Figur 9 [14] viser likevektskurver mellom relativt vassinnhald i papirisolasjonen, oppgitt i prosent, og vassinnhald i transformatorolja, oppgitt i ppm (1:1 000 000), for ulike temperaturar. Likevektskurvane føreset at den relative mettingsgraden av vassinnhald til transformatorolja og papirisolasjonen er lik, som vist i Formel 6.

$$R \cdot H_{olje} = R \cdot H_{luft} \quad \text{Formel 6}$$



Figur 9: Likevektskurver for vassinnhald i mineralolje og papirisolasjon ved ulike temperaturar [14]

I eit papir- og oljeisolasjonssystem vil om lag 99 % av vatnet vere i papiret [10]. Temperaturendringar kan difor gjere stort utslag på vassinnhaldet i olja medan vassinnhaldet i papiret nesten ikkje blir påverka. [10]

To fenomen bremsar aldri når det er mest kritisk:

1. Dei varmaste punkta i papirisolasjonen vil vere dei tørraste punkta. Papirisolasjonen i hotspot blir difor mindre påverka av vassinnhaldet i isolasjonen enn papirisolasjonen i kaldare punkt.
2. Når olja aldrest(oksiderast) blir det fleire polare molekyl som vatn kan feste seg til, og transformatorolja vil då binde opp meir vatn som elles ville migrert til papirisolasjonen.

Vassinnhaldet i mineralolja kan målast direkte ved å ta ut ein oljeprøve, dette kan skje når transformatoren er i drift. Vassinnhaldet i papirisolasjonen kan ikkje målast direkte utan at transformatoren blir tatt ut av drift og opna, og blir ofte estimert ut frå oljeprøvar ved hjelp av likevektskurver.

I ein distribusjonstransformator vil oljetemperaturen varierer over tid. Det tar tid før likevekta av vassinnhald mellom olje og papir er retta opp etter ei temperaturendring. Det er difor ei viss usikkerheit rundt resultatata frå ein oljeprøve fordi ein kan ikkje utelukkande anta at det er likevekt av vassinnhald mellom olje og papir når oljeprøven blir tatt ut.

2.4 Formlar for aldring av papirisolasjon

Det er utført mykje forskning på aldring av papirisolasjonen til transformatorar. Montsinger publiserte den fyrste artikkelen på dette fagfeltet i 1930 [1]. For meir historikk rundt utviklinga av formlar for aldring av papirisolasjon visast det til [2] og [15].

IEC standard 60076-7 [3] presenterer Formel 7 som formel for aldringsrate for papirisolasjon av vanleg kraftpapir. Aldringsrata er eit tal på kor raskt aldringa skjer. [3] oppgir ikkje kva levetid som ligg til grunn for aldringsraten for Formel 7. Som i [2] er det antek at ei levetid på 15 år er brukt som referanselevetid for ein hotspot-temperatur på 98 °C.

$$V = 2^{(\theta_h - 98)/6} \quad \text{Formel 7}$$

I Formel 6 er hotspot-temperaturen den einaste variabelen. Dette tyder at formelen antek at aldringsraten berre er avhengig av hotspot-temperaturen. Som vist i kapittel 2.3.2 påverkar tilgang på luft og fuktigheit aldringa. Det visast til [9] for utrekningar av aldringsrate med omsyn til luft og fuktigheit.

For å rekne ut konsumert levetid må aldringsrata integrerast over tid som vist med Formel 15 [3]. Dersom temperaturen ikkje blir målt kontinuerleg kan Formel 15 nyttast som eit estimat.

$$L = \int_{t_1}^{t_2} V dt \quad \text{Formel 8}$$

$$L \approx \sum_{n=1}^N V_n x t_n \quad \text{Formel 9}$$

L = konsumert levetid [timar] eller [år]
 V = aldringsrate
 t = tid [timar] eller [år]

Restlevetida til papirisolasjonen er i denne masteroppgåva definert som levetida som er igjen før papirisolasjonen har nådd slutfasekriteriet. Restlevetida kan reknast ut med Formel 10 [2].

$$R = \text{Total levetid} - L \quad \text{Formel 10}$$

R = restlevetid [timar] eller [år]

L = konsumert levetid [timar] eller [år]

Som tidlegare nemnt har Formel 7 ein hotspot-temperatur på 98 °C og ei levetid på 15 år som referanse. [3] påpeikar at dei fleste transformatorar er lasta under merkeyting mesteparten av levetida og vil difor ha lengre levetid enn referanselevetida. Statistikk over alderen til distribusjonstransformatorane som blei presentert i prosjektoppgåva [2] støtter opp om denne påstanden. Levetid for distribusjonstransformatorar i nettet til Hafslund Nett blir drøfta vidare i metoddelen, kapittel 4.5.

Dersom ein føreset at transformatoren vil ha omtrent same belastning i tida framover som den har hatt tidlegare kan forventta levetid med omsyn til aldringsrate reknast ut ved å dividere referanselevetida på forventta framtidig aldringsrate. Dette er vist i Formel 11.

$$Levetid(V) = \frac{Levetid(V = 1)}{V} \quad \text{Formel 11}$$

V = aldringsrate
Levetid

[timar] eller [år]

2.4.1 Reknedøme for restlevetid

I dette kapitlet blir det presentert eit forenkla døme for å illustrere bruken av formlane for aldringsrate, konsumert levetid og restlevetid. Dømet er reint fiktivt.

Ein papir- og mineraloljeisolert distribusjonstransformator med merkeyting 1250 kVA har fått målt toppoljetemperaturane og varigheita i løpet av dei første tre leveåra (26 280 timar).

Tabell 2 viser ei oversikt over dei målte toppoljetemperaturane og den samla varigheita av dei.

Toppoljetemperatur [°C]	Varigheit [timar]
110	27
105	88
100	200
95	385
90	490
85	1100
80	1250
75	2700
70	3100
65	4500
60	4100
55	3600
50	2200
45	1800
40	550
35	140
30	50
Total varigheit	26280

Tabell 2: Toppoljetemperaturar med varigheit for reknedøme

Den høgste målte toppoljetemperaturen er 110 °C. Transformatoren har ei merkeyting over 1000 kVA, hotspot-temperaturen blir difor estimert med Formel 5, som vist under.

$$\theta_h = \theta_{to} + 7,37^\circ C$$

$$\theta_h = 110^\circ C + 7,37^\circ C$$

$$\theta_h = 117,37^\circ C$$

Aldringsraten for ein hotspot-temperatur kan reknast ut med Formel 7, utrekningane for hotspot-temperaturen på 117,37 °C er vist under.

$$V = 2^{(\theta_h - 98)/6}$$

$$V = 2^{(117,37 - 98)/6}$$

$$V = 9,37$$

Ei aldringsrate på 9,37 betyr at papirisolasjonen aldrast 9,37 gonger raskare for ein hotspot-temperatur på 117,37 °C samanlikna med ein hotspot-temperatur på 98 °C. Den konsumerte levetida i løpet av 27 timar reknast ut med Formel 9, som vist under.

$$L \approx \sum_{n=1}^N V_n x t_n$$

$$L \approx 9,37 * 27 \text{ timar}$$

$$L \approx 253 \text{ timar}$$

I løpet av 12 timar konsumerte distribusjonstransformatoren 253 timar av levetida referert til ei levetid på 15 år. Hotspot-temperatur, aldringsrate og konsumert levetid for alle målte toppoljetemperaturar og varigheitar er rekna ut etter same metode og presentert i Tabell 3.

Toppoljetemperatur [°C]	Hotspot-temperatur [°C]	Aldringsrate	Varigheit [timar]	Konsumert levetid [timar]
110	117,37	9,3718	27	253,0
105	112,37	5,2598	88	462,9
100	107,37	2,9519	200	590,4
95	102,37	1,6567	385	637,8
90	97,37	0,9298	490	455,6
85	92,37	0,5218	1100	574,0
80	87,37	0,2929	1250	366,1
75	82,37	0,1644	2700	443,8
70	77,37	0,0922	3100	286,0
65	72,37	0,0518	4500	233,0
60	67,37	0,0291	4100	119,1
55	62,37	0,0163	3600	58,7
50	57,37	0,0092	2200	20,1
45	52,37	0,0051	1800	9,2
40	47,37	0,0029	550	1,6
35	42,37	0,0016	140	0,2
30	37,37	0,0009	50	0,0
Totalt			26280	4511,7

Tabell 3: Utrekna hotspot-temperaturar, aldringsrater og konsumert levetid for reknedømet

I løpet av dei tre første leveåra, 26 280 timar, har distribusjonstransformatoren konsumert 4511,7 timar med levetid. Med 8760 timar i eit år (skotår er ikkje medrekna) har distribusjonstransformatoren konsumert 0,515 år av referanselevetida på 15 år.

Restlevetida for referanselevetida kan reknast ut med Formel 10.

$$R = \text{Total levetid} - L$$

$$R = 15 \text{ år} - 0,515 \text{ år}$$

$$R = 14,485 \text{ år}$$

Restlevetida referert til ei levetid på 15 år for ein hotspot-temperatur på 98 °C er 14,485 år. Dette tyder at dersom distribusjonstransformatoren etter dei tre første leveåra held ein gjennomsnittleg hotspot-temperatur på 98 °C vil papirisolasjonen ha 14,485 år igjen av levetida. Distribusjonstransformatoren må ha mykje høgare belastning, og eventuelt endring i andre faktorar, for å få ein så stor, gjennomsnittleg auking i toppoljetemperatur.

Dersom ein antek at distribusjonstransformatoren vil ha omtrent same variasjon i toppoljetemperatur framover kan ein rekne ut forventa levetid for den gjennomsnittlege aldringsraten. Den gjennomsnittlege aldringsraten er rekna ut med omsyn til varigheit i Tabell 4.

Aldringsrate	Varigheit [timar]	Varigheit /total varigheit	Vekta aldringsrate
9,3718	27	0,0010	0,009629
5,2598	88	0,0033	0,017613
2,9519	200	0,0076	0,022465
1,6567	385	0,0146	0,024271
0,9298	490	0,0186	0,017337
0,5218	1100	0,0419	0,021842
0,2929	1250	0,0476	0,013930
0,1644	2700	0,1027	0,016887
0,0922	3100	0,1180	0,010882
0,0518	4500	0,1712	0,008865
0,0291	4100	0,1560	0,004533
0,0163	3600	0,1370	0,002234
0,0092	2200	0,0837	0,000766
0,0051	1800	0,0685	0,000352
0,0029	550	0,0209	0,000060
0,0016	140	0,0053	0,000009
0,0009	50	0,0019	0,000002
Totalt	26280	1	0,171676

Tabell 4: Utrekningar for gjennomsnittleg aldringsrate for distribusjonstransformator i reknedøme

Ved hjelp av Formel 11 kan forventa levetid for ei aldringsrate på 0,172 reknast ut, som vist under.

$$Levetid(V) = \frac{Levetid(V = 1)}{V}$$

$$Levetid(0,09295) = \frac{15 \text{ år}}{0,172}$$

$$Levetid(0,09295) = 87,21 \text{ år}$$

Forventa restlevetid med ei gjennomsnittleg aldringsrate på 87,21 år blir då 84,21 år. Utrekningane er vist under.

$$R(0,172) = Total \text{ levetid} - L$$

$$R(0,172) = 87,21 \text{ år} - 3 \text{ år}$$

$$R(0,172) = 84,21 \text{ år}$$

I dette reknedømet er det ikkje rekna med framtidig lastauke for distribusjonstransformatoren for utrekninga av forventa levetid og restlevetid. Dette bør tas med i utrekningar for spesifikke distribusjonstransformatorar i nettet.

3. Testprosjekt temperturovervaking på distribusjonstransformatorar gjennom AMS

I forbindelse med masteroppgåva blei det satt i gang eit testprosjekt for kontinuerleg overvaking av toppoljetemperatur på 3 distribusjonstransformatorar. Ved å logge toppoljetemperaturen kan estimert hotspot-temperatur loggast ved hjelp av Formel 2 og Formel 3. Dette gir moglegheit for å rekne ut og loggføre konsumert levetid. For heilt nye distribusjonstransformatorar kan ein på denne måten overvake kor lang restlevetid transformatoren har att. For transformatorar som har stått i nettet utan tidlegare overvaking er det meir utfordrande å overvake restlevetida fordi det er stor usikkerheit rundt kor mykje levetid dei har konsumert før overvakinga starta.

Målet med testprosjektet er å teste ut om kontinuerleg overvaking av toppoljetemperatur og konsumert levetid er mogleg og om det er nytteverdi i slik overvaking for Hafslund Nett. Testprosjektet skal måle både toppoljetemperatur og belastning, resultatata brukast til å studere korleis toppoljetemperaturen varierer med belastninga på transformatoren.

3.1 Temperaturmålarar og kommunikasjonssystem

Distribusjonstransformatorane med merkeyting frå 315 kVA og oppover har ei temperaturlomme i tanken. Ei lomme som er adskilt frå resten av tanken og er fylt med olje for å gi referansemålingar for temperaturane i tanken.

Nye transformatorar som blir bestilt inn i dag blir levert med temperaturmålarar med varslingskrets som kan koplatt til framtidige kommunikasjonssystem. Desse temperaturmålarane har to temperaturgrenser som kan stillast inn. Ei grense for å sende eit varsel til driftsentralen og ei grense for å automatisk kople ut transformatoren.

Dei fleste eldre transformatorar, over 315 kVA, har tradisjonelle termometer som må lesast av manuelt. Termometerane har ein slepevisar som følgjer termometervisaren opp men blir verande på den høgste temperaturen transformatoren opplever mellom kvar tilbakestilling.

For å logge temperaturen kontinuerleg trengtes det ein annan type temperaturmålarar enn den som blir bestilt av Hafslund Nett i dag. Temperaturmålararen som blei valt kan skrus ned i temperaturlomma. Målararen består av eit PT-100 element som måler temperatur og ein signalomformar som gir ut eit analogt straumsignal frå 4-20 mA. Databladet til temperaturmålarane ligg i appendiks A.

For å få målingane overført frå nettstasjonen må eit kommunikasjonssystem etablerast. Ved innføringa av avanserte måle- og styringssystem (AMS) skal Hafslund Nett installere kommunikasjonssystem i fleire nettstasjonar. Kommunikasjonen vil vere gjennom Remote terminal unit (RTU) som sender data over til Hafslund Driftssentral. Temperaturmålarane i testprosjektet koplatt til RTUane gjennom ein analog inngang.



Figur 10: Bilete av temperaturmålar for kontinuerleg måling

Temperaturmålarane blei bestilt av Møre Trafo, Hafslund Nett sin leverandør for distribusjonstransformatorar. Dei blei levert til transformatorlageret¹, som utførte monteringa av temperaturmålarane på distribusjonstransformatorane. Figur 10 er eit bilete av ein temperaturmålar tatt etter levering til transformatorlageret.

Eit av dei store spørsmåla var om det var mogleg å montere temperaturmålarane på transformatorane under spenning. Å kople ut transformatoren har stor innverknad på kostnadane på grunn av avbrotskostnadane (KILE). Entreprenøren som var ansvarleg for monteringen av temperaturmålarane vurderte det som trygt å montere temperaturmålarane under spenning, noko som førte til vesentleg lågare montasjeutgifter. Dei eksisterande temperaturmålarane blei skifta med den nye typen og signalkablane blei trekt ut frå høgspenningssona og avslutta på rekkeklemmer klar til å koplast til RTU.

RTUane i nettstasjonane temperaturmålingane blir utført i hadde ikkje analog inngang for å ta inn signaler frå temperaturmålararen. Det blei difor bestilt ein ekstra modul for RTUane av leverandøren for den type RTU, Schneider Electric. Dette var ikkje standardvare hjå Schneider Electric og dei trengte tid på å finne ei god løysing for dette. Montasje av ny modul og tilkopling av temperaturmålingar til eksisterande RTU via denne modulen blei utført av Schneider Electric.

For å få ei handterleg datamengde blei systemet stilt inn slit at RTUane overfører temperaturmåling når temperaturen endrar seg med 2 grader eller meir.

Ved ei temperaturauking på 2 grader aukast aldringsrata med 26 % i følgje Formel 7, dette er vist i Tabell 5. Ved å registrere mindre temperaturaukingar vil resultatata bli meir nøyaktige men datamengda aukar. Når ein får oversikt over kor stor mengde med data det blir ved registrering av 2 grader endring bør ein revurdere kva grenser ein skal setje.

¹ Kapittel 5.5 forklarar funksjonen til transformatorlageret

Hotspot-temperatur [°C]	Aldringsrate	Endring i aldringsrate
94	0,630	
96	0,794	126 %
98	1,000	126 %
100	1,260	126 %
102	1,587	126 %

Tabell 5: Endring i aldringsrate ved 2 grader temperaturauking

3.2 Val av nettstasjonar

For å få mest mogleg samanliknbare måleresultat er det ynskjeleg å måle på transformatorar med tilnærma lik storleik og merkeyting.

Havarikostnadane aukar med merkeytinga av transformatoren. Temperaturovervaking vil difor vere mest lønsamt på dei største transformatorane, med føresetnad om at temperaturovervaking kan hindre transformatorhavari. Det blei vurdert at transformatorar med merkeyting 800-1600 kVA er mest gunstige å utføre testprosjektet på. I databasen i til Hafslund Nett er det registrert 2078 toviklingstransformatorar i distribusjonsnettlet til Hafslund Nett, ekskludert nett som tidlegare høyrte til Fortum Distribution². Dette utgjer 15 % av distribusjonstransformatorane. Til samanlikning er det berre registrert 57 transformatorar med storleik over 1600 kVA.

Ein problemstilling som blei mykje diskutert på møtene med folk frå AMS-prosjektet og Hafslund Driftsentral var om ein burde velje ut transformatorar der det var mistanke om høg last og/eller høg temperatur eller velje ut nokon som representerte gjennomsnittlege distribusjonstransformatorar. Ekstreme tilfelle er viktigast å overvake med tanke på drift av transformatorane medan målingar på gjennomsnittlege transformatorar er representative for ein større del av transformatorparken. Avgjerda endte på at det for testprosjektet var mest nyttig å sjå på gjennomsnittlege transformatorar for å få referansemålingar for forventa temperaturkurver for transformatorar.

Først blei Hafslund Nett si prosjektgruppe for avanserte måle- og styringssystem (AMS) involvert. Dei hadde i 2014 eit eget testprosjekt i ti nettstasjonar for smart grid-overvaking av spenningskvalitet og belastning. Nettstasjonane som er med i testprosjektet har allereie installert Remote terminal unit (RTU) som kan kommunisere og sende data til Hafslund Driftssentral. Etter kvart blei Hafslund Driftssentral, som driftar kommunikasjons- og innsamlingssystemet, involvert. Det viste seg at RTUane brukt for tidlegare testprosjekt for

² Nettlet til Fortum Distribution er ikkje overført til databasen per 01.05.2015

AMS ikkje lengre kommuniserte med driftssentralen. Dette gav ytterligere forseinkingar i prosjektet, men problemet blei løyst til slutt.

Av dei ti distribusjonstransformatorane i AMS-prosjektet blei det valt ut tre frå same transformatorfabrikant med merkeyting 1000 kVA og 1250 kVA. Tabell 6 gir ei oversikt over dei valte transformatorane.

Transformator type	Merkeyting [kVA]	Merkespenning primærside [V]	Merkespenning sekundærside [V]	Produksjonsår	RTU
Møre OTK8570	1250	22000	415	2009	Schneider
Møre OKT8570	1250	22000	415	2009	Schneider
Møre OTD 8770	1000	22000	240	1982	Schneider

Tabell 6: Utvalgte distribusjonstransformatorer til testprosjekt for kontinuerleg temperaturmåling

3.3 Status 9. juni 2015

Planlegging og gjennomføring av slike typar testprosjekt er ein tidkrevjande prosess. Mykje tid gjekk med til å undersøke tilgjengeleg teknologi og vurdere kvar og korleis målingane skulle gjennomførast. I tillegg tok det tid å setje seg inn i anskaffingsprosessen, få midlar frå forskings- og utviklingsbudsjettet (FoU) til Hafslund Nett og å kome i kontakt med leverandørar og montørar.

Testprosjektet trengte nytt utstyr og montasje frå ulike leverandørar. Som allereie nemnt var det fleire prosessar både hjå Hafslund Nett, Hafslund Driftssentral og leverandør Schneider Electric som tok lang tid. Det siste utstyret blei montert ei veke før innleveringsfristen på masteroppgåva. Det blei difor ikkje måleresultat frå testprosjektet i denne masteroppgåva. Testprosjektet visar likevel at kontinuerleg temperaturovervaking gjennom AMS er mogleg for distribusjonstransformatorar med utstyr som er tilgjengeleg på marknaden i dag.

4. Sannsyn og konsekvensar ved ein svikt

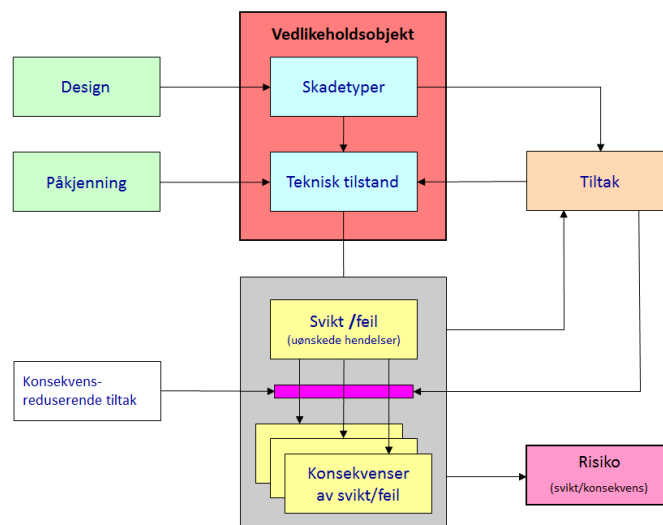
Ein svikt kan føre til store skader på distribusjonstransformatorar, skader på andre komponentar og i verste fall personskader. Kapittelet forklarar sviktterminologien nytta i denne oppgåva, vanlege sviktar og konsekvensar for distribusjonstransformatorar. Det blir òg gitt ei kort innføring i eit rekneverktøy for sviktsannsyn utvikla av Sintef Energi.

4.1 Svikt

Komponenten sin kravde funksjon er ein funksjon, eller ein kombinasjon av fleire funksjonar, som er naudsynt for komponenten å utføre [16].

Figur 11 [16] viser sviktutviklinga til ein komponent, merka «vedlikehaldsobjekt» i figuren. Komponentens tilstand blir påverka av påkjenningar og ulike skadetypar. For somme skadetypar kan tiltak utførast for å redusere degraderinga av tilstanden.

Ein svikt oppstår når den tekniske tilstanden er så redusert at komponenten ikkje kan utføre sin kravde funksjon. Etter ein svikt er komponenten i ein feiltilstand og må anten reparerast eller skiftast. Andre tiltak kan utførast for å redusere konsekvensane av ein svikt.



Figur 11: Sviktmodell [16]

Den kravde funksjonen til ein distribusjonstransformator er å transformere spenninga på alle tre fasane frå primærside (høgspenning) til sekundærside (lågspenning), og til tertiærside (lågspenning) for trevikingstransformatorar. Delkrava er at transformortanken er heil og at transformatorisolasjonen har tilstrekkeleg dielektrisk haldfastheit.

Tabell 7 er ei oversikt over tre vanlege svikttypar for ein distribusjonstransformator. Ein svikt kan ha ulike skadetypar og påkjenningar og kan starte i ulike delkomponentar i transformatoren. Tabellen er utvikla ved å hente inn erfaringar frå Hafslund Nett og transformatorlageret som bli drive av Infratek.

Delkomponent	Påkjenning	Skadetypar	Sviktttype
Viklingar	Kortsluttingstraumar frå nettet	Deformering av viklingar Øydelagt mekanisk innfesting	Sviktttype A) Elektrisk svikt i transformatoren
Papirisolasjon	Temperatur, fukt, luft	Aldring	
Oljeisolasjon	Temperatur, fukt, luft, Partiklar frå papirisolasjon, forureining	Aldring/oksidering, Dielektrisk haldfastheit svekkast	
Heile transformatoren	Lynnedslag i nettet	Vern i nettet klarer ikkje å redusere lynimpulsen under transformatoren sitt isolasjonsnivå	
Transformatorcase, inkludert lokk og pakning	Fukt, forureining, vatn i botnen av tanken Mekanisk påkjenning, t.d. løfting og flytting av transformator	Korrosjon Skruane lausnar, pakningar blir øydelagt	Sviktttype B) Oljelekkasje
Botnplugg	Mekaniske påkjenningar, feil ved montasje	Pluggen lausnar	
Pakningar på overside av lokk	Temperatur og trykk Mekanisk påkjenning som gir skeivt fordelt press på pakningane.	Aldring av pakningane Pakningane blir klemt på ei side og får sprik på den andre.	
Oljeisolasjon	Overbelastning, omgivnadstemperatur Kaldstart av transformator Slam i transformatorolje	Oppvarming av olje, oppbygging av trykk og gassdanning i olje Høg viskositet for olja førar til redusert sirkulasjon og høge, lokale temperaturar Blokkering av kjølekanalar	Svikt C) Bobledanning i olja

Tabell 7: Vanlege sviktsforløp for delkomponentar i distribusjonstransformatorar

Svikttypen A) er elektriske feil inne i transformatoren. Dielektrisk gjennomslag og kortslutting kan oppstå i viklingane, mellom fasane, mellom høgspennings- og lågspenningsviklingar eller mellom ein vikling og transformator tanken (jord). Det er mange skadetypar som kan gi ein elektrisk svikt inne i transformatoren. Påkjenningane kan kome utanfrå i form av lynimpulsar og kortsluttingsstraumar frå nettet, eller oppstå inne i transformatoren dersom den dielektriske haldfastheita til papirisolasjonen og/eller olja blir svekka så mykje at ein får eit gjennomslag under normal drift.

Svikttypen B) er oljelekkasje og kan skje i mange punkter eller delkomponentar i transformatoren. Kor alvorleg svikten blir er sterkt avhengig av kor i tanken lekkasjen oppstår.

Ein vanleg og mindre alvorleg svikt er mindre oljelekkasjar i pakningar på overside av transformatorlokket, til dømes på gjennomføringar. Pakningane er laga av kork eller gummi og materialet blir aldri over tid. I tillegg kan komponentane bli utsette for mekaniske påkjenningar. Eit døme på det er at kablane inn til transformatoren ikkje er festa på ein ordentleg måte slik at vekta av kablane trykker gjennomføringane ned til ei side og pakningen får skeivfordelt press på seg. Dette førar til klem på den eine sida av pakningen og sprik på den andre, som gjer at olja lekk ut på den sida med sprik. Dette kan enkelt reparerast ved å skifte pakningar.

Ein alvorleg svikt er dersom lekkasjen oppstår i sjølve transformator tanken på grunn av hol danna ved korrosjon.

Svikttypen C) er bobledanning i olja. Bobledanning skjer dersom punkter i kontakt med olja får ein temperatur over 140 °C. Denne svikten kan skje ved overbelastning av transformatoren, dersom hotspot-temperaturen i viklingane blir svært høg. Omgivnadstemperatur og kjøling har innverknad på transformatoren si evne til å transportere varme bort frå hotspoten.

Når ein transformatoren er kraftig nedkjølt vil transformatorolja ha høgare viskositet enn normalt. Dersom ein nedkjølt transformator bli koplå på med full last kan det oppstå høge, lokale temperaturar og bobledanning fordi sirkulasjonen av olja er redusert.

Ein tredje skadetype er dersom kjølekanalar er blokkert av slam frå transformatorolja.

4.2 Konsekvensar av svikt

Ein svikt kan gi ulike konsekvensar. Konsekvensane er sterkt avhengig av omgivingane som komponenten står i, då dette påverkar skadeomfanget samt tidsbruk for å reparere feilen. I somme tilfelle vil tida til ein oppdagar svikten ha stor innverknad på konsekvensane.

Havari er i denne rapporten definert som ein konsekvens av ein svikt. Eit transformatorhavari førar til straumstans og transformatoren må skiftast så raskt som mogleg av Hafslund Nett si beredskapsteneste. Beredskapstenesta er ein døgnkontinuerleg avtale som bind egne og eksterne manskaper til å utbetre svikt og feil som oppstår i nettet.

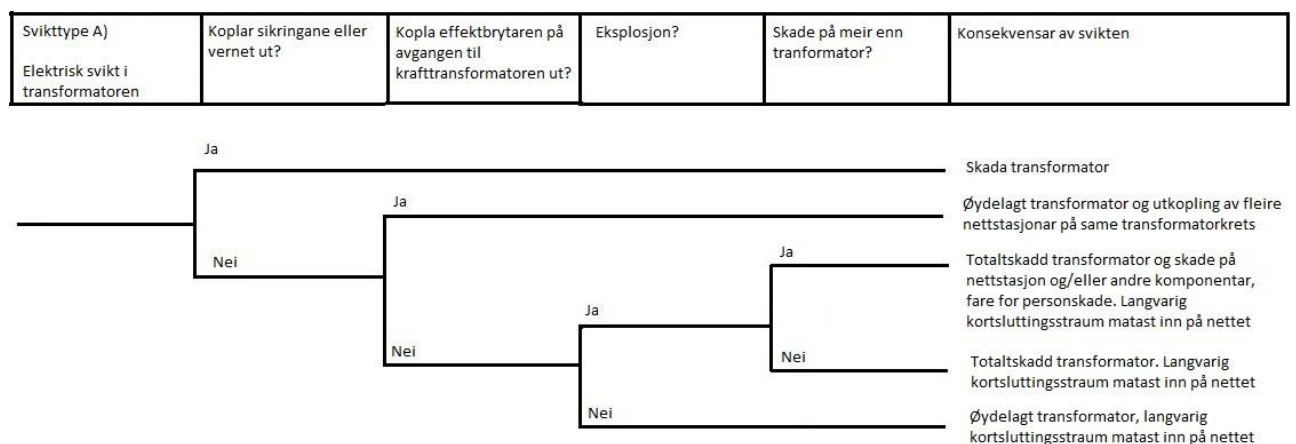
For å kartleggje dei ulike konsekvensane av ein svikt kan ein nytte eit hendingstre. Eit hendingstre viser dei ulike utfalla av ein svikt og sannsynet for kvart utfall. Hendingstrea som blir presentert i dette kapitlet er utvikla i samarbeid med erfarne fagfolk i Hafslund Nett.

Dette kapitlet konsentrerer seg om tekniske konsekvensar. Samfunnsøkonomiske konsekvensar som avbrotskostnader, samfunnssikkerheit og omdømet til Hafslund Nett er ikkje tatt med i hendingstrea. Kostnader for transformatorskift og avbrot blir omhandla i kapittel 6.3.

Figur 12 er hendingstreet for sviktype A) og viser ulike konsekvensar av ein elektrisk feil inne i transformatoren.

Ein kortslutting inne i transformatoren vil gi høg kortsluttingsstraum som vil gå ut på nettet. I dei aller fleste tilfella blir dette stoppa av at transformatoren sine sikringar eller vern som koplar ut transformatoren. Dersom sikringar og vern ikkje koplar ut transformatoren kan effektbrytaren på avgangen til krafttransformatoren, på høgspenningsdistribusjonsnettet, kople ut transformatoren. Dette gir utfall av fleire nettstasjonar på same transformatorrets.

Dersom transformatoren ikkje blir kople ut vil den stå med kortslutting. Dette førar til at ein langvarig kortsluttingsstraum blir mata ut på nettet. Kreftene som oppstår ved ein slik intern kortslutting kan føre til eksplosjon. Eksplosjonen kan gi materielle skader og i verste fall personskader.



Figur 12: Hendingstre for konsekvensar av sviktype A)

Figur 13 er hendingstreet for svikttipe B) oljelekkasje.

Dersom ein liten oljelekkasje blir oppdaga kan det vere nok å fylle på olje og ha ekstra tilsyn av transformatoren for lekkasje, sveitjing eller oljenivå (for ekspansjonstank). Ved oppdaging av større lekkasjar kan transformatoren ofte reparerast ved å til dømes skifte pakningar.

Viss lekkasjen ikkje blir oppdaga kan olje lekke ut av transformatortanken til det nivået der lekkasjen er. Dersom lekkasjen er på lokket av transformatoren, til dømes i pakningane, vil ikkje oljenivået synke nok til at viklingane blir blottlagt. Konsekvensen er då at transformatoren får auka tilførsel av luft. Lufta aukar aldriingsprosessane i både papirisolasjon og mineralolje ved å tilføre oksygen og fuktigheit.

Olja er ein stor del av hovudisolasjonen mellom alle straumførande komponentar i transformatoren og transformator-kassen. Dersom lekkasjen er så langt nede på transformatortanken at viklingane blottleggjast vil det føre til ein elektrisk svikt i transformatoren. Dette førar til at svikten utviklar seg til svikttipe A).



Figur 13: Hendingstre for konsekvensar av svikttipe B)

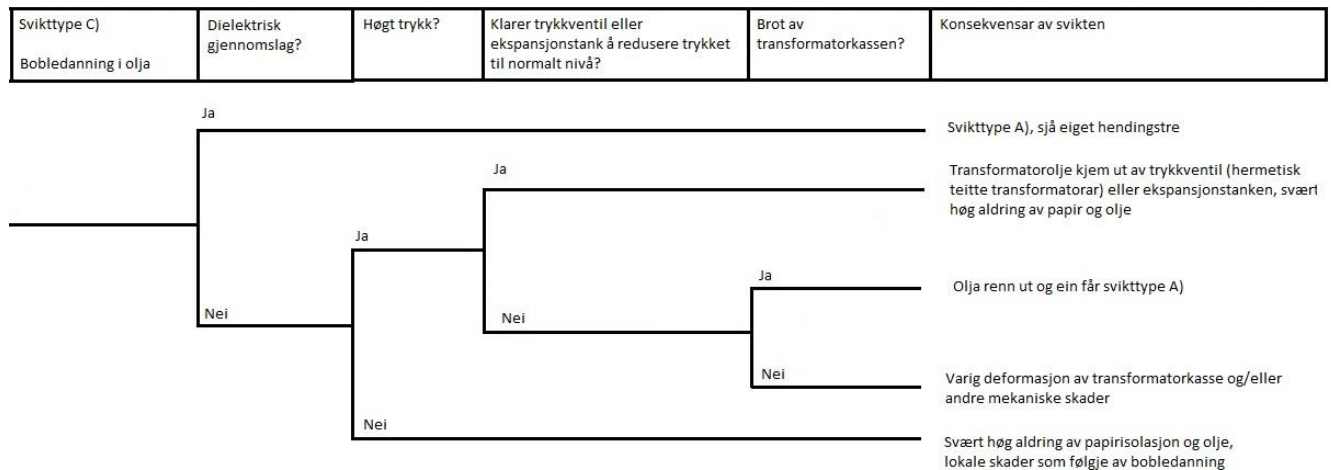
Hendingstreet for svikttipe C) er vist i Figur 14.

Bobledanning i olja reduserer den dielektriske haldfastheit kraftig [3]. Dette kan gi eit dielektrisk gjennomslag, som får same konsekvensane som svikttipe A).

Bobledanninga vil gi ei trykkauking i transformatortanken. Oljevolumet vil presse transformatortanken og kjøleribbane utover. Hermetisk teitte transformatorar har som oftast ein trykkventil på lokket som kan sleppe ut olje. Ekspansjonstanken på eldre transformatorar har same effekt. Dersom trykkventilen eller transformatortanken ikkje får

reduisert trykket tilstrekkeleg kan transformatortanken gi etter og få ein varig deformasjon eller eit brot i tanken som gir ein kraftig oljelekkasje.

Sjølv ved lågt trykk vil bobledanninga gi svært høg aldring av både papirisolasjon og olje, og kan gi store skader på papirisolasjonen lokalt.



Figur 14: Hendingstre for konsekvensar av svikt C)

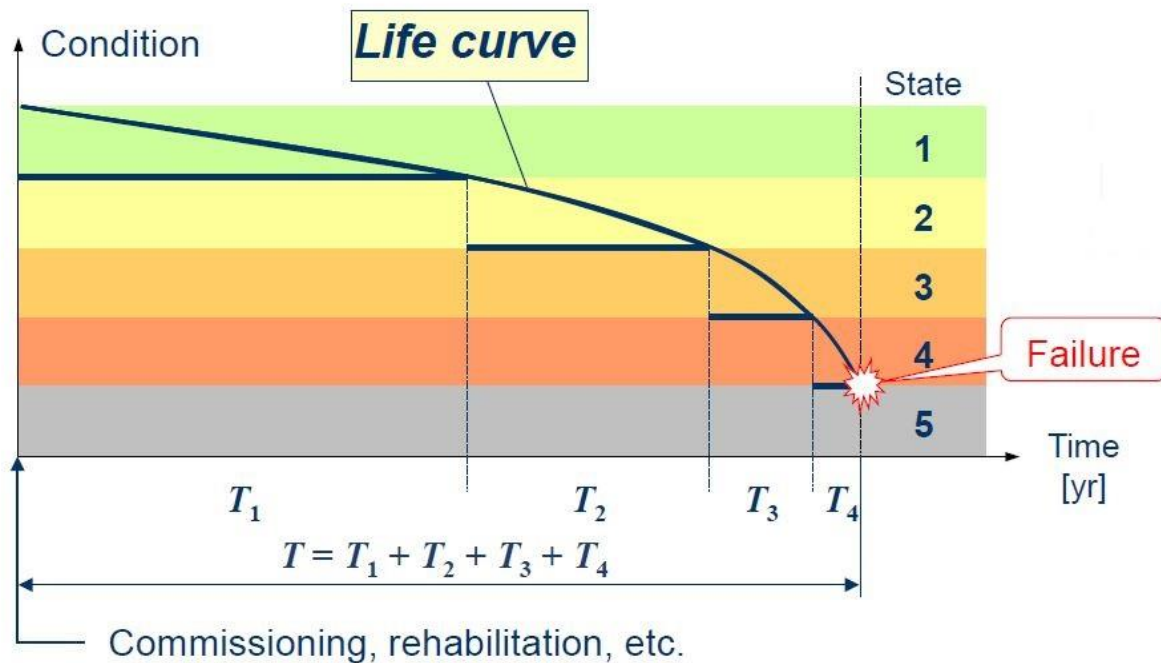
4.3 Rekneverktøy for sannsynet for svikt

Sintef Energi har utvikla eit rekneverktøy for å estimere sannsynet for svikt. Verktøyet nyttar gammafordelinga for å rekne ut årleg sannsyn og kumulativt sannsyn for svikt.

I verktøyet kan ein velje mellom to metodar, 2-punkts estimering eller estimering ut frå livskurver.

2-punkts estimering tar inn to verdiar, forventa restlevetid og tprosentilen for ein komponent som ein ynskjer sviktsannsynet for. Forventa restlevetid tilsvarar forventingsverdien for gammafordelinga og er eit tal på kor mange år ein antek av komponenten har att å leve ut frå den tilstanden den har i dag. Tprosentil er den verdien der 10 % av utvalet har lågare eller lik verdi. I dette rekneverktøyet er tprosentilen det året der det kumulative sannsynet for svikt kjem over 10 %. Ein tprosentil på 7 år betyr at det er 10 % sannsyn for at komponenten sviktar i løpet av dei 7 første åra. 2-punkts estimering eignar seg best for grundige vurderingar av ein eller nokre få komponentar.

Ei livskurve er delt inn i fem tilstandstrinn som vist i Figur 15 [17]. Tabell 8 gir skildringar for kvart tilstandstrinn.



Figur 15: Modell av livskurve

Trinn	Skildring
1	Ingen teikn på degradering, komponenten er «god som ny»
2	Nokre indikasjonar på degradering, tilstanden er merkbar verre enn «god som ny»
3	Seriøs degradering, tilstanden er mykje verre enn «god som ny»
4	Tilstanden er kritisk
5	Svikt

Tabell 8: Skildring av tilstandstrinn for livskurvemodell

Metoden går ut på at ei livskurve blir utarbeida for ein type komponent ved å vurdere eit typisk livsløp for den valde komponenten. Varigheita av dei første fire trinna er gitt som ein forventingsverdi med tilhøyrande tiprosentil. Dette blir lagt saman til ei sannsynsfordeling for heile levetida til komponenten. Etter at eit typisk livsløp er etablert for ein type komponent kan sannsynet for svikt for ein enkelt komponent reknast ut ved å leggje inn kva trinn i livsløpet komponenten sin tilstand ligg på.

Trinn tre er det viktigaste trinnet i livskurva med tanke på førebyggjande vedlikehald. Det er på dette trinnet vedlikehaldstiltak bør utførast for å hindre svikt. Komponentene bør skiftast mot slutten av trinn 3 dersom ein ikkje ynskjer å køyre til havari. I trinn 4 er tilstanden kritisk og transformatoren bør skiftast så raskt tilstanden blir avdekkja.

Ved begge metodane gir rekneverktøyet ut sannsynet for svikt for kvart år rekna ut frå vurderinga av tilstanden til komponenten. Sviktsannsynet gir eit godt underlag i vurdering for tidspunktet for transformatorskift.

4.4 Sannsyn for svikt

For å kunne rekne ut sannsynet for svikt for ein distribusjonstransformator må ein føresetje ei forventa tid til svikt. Dette kan gjerast på bakgrunn av tilstandssjekk, etablert forskningsteori og statistikk.

Som vist i Tabell 7 er aldring av papirisolasjonen ein skadetype som kan gi ein elektrisk svikt. Restlevetida til papirisolasjonen er det same som forventa tid til ein elektrisk svikt som følgje av aldring. På grunn av at aldringa er ein kjemisk prosess er det mogleg å rekne ut ei forventa tid til svikt. Formlar og reknedøme er presentert i kapittel 2.4.

Somme påkjenningar og skadetypar er sterkt avhengig omgivnadane. Dette gjeld til dømes korrosjon av transformator tanken. Andre skadetypar kan vere meir direkte avhengige av designet til transformatoren. Eit døme på det er at oljelekkasjar ofte oppstår på dei same stadane for ein transformator type.

Ulike skadetypar påverkar kvarandre. Til dømes kan oljelekkasje i ein hermetisk teitt transformator tilføre luft og fuktigheit i transformatoren som akselerar aldringa for papirisolasjonen og mineralolja.

For praktisk bruk er transformatoren sin heilskaplege tilstand meir nyttig enn forventa tid til ein spesifikk svikt. Ved å vurdere den heilskaplege tilstanden og sannsynet for ulike typar svikt kan ein føresetje ei forventa resterande levetid for heile transformatoren.

4.4.1 Statistikk over havari frå transformatorlageret

For å få ei oversikt over vanlege årsakar til transformatorhavari blei det innhenta statistikk frå transformatorlageret.

Transformatorlageret har registrert alle transformatorskift som er utført på grunn av havari i tidsperioden 2010 til 2014. Transformatorane blir registrert med adresse, nettstasjonsnummer, merkeyting, dato og sviktårsak. Det blir ikkje registrert transformator type, fabrikkasjonsnummer eller produksjonsår i desse registra. Tabell 9 viser ei oversikt over tal av transformatorskift på grunn av havari per år.

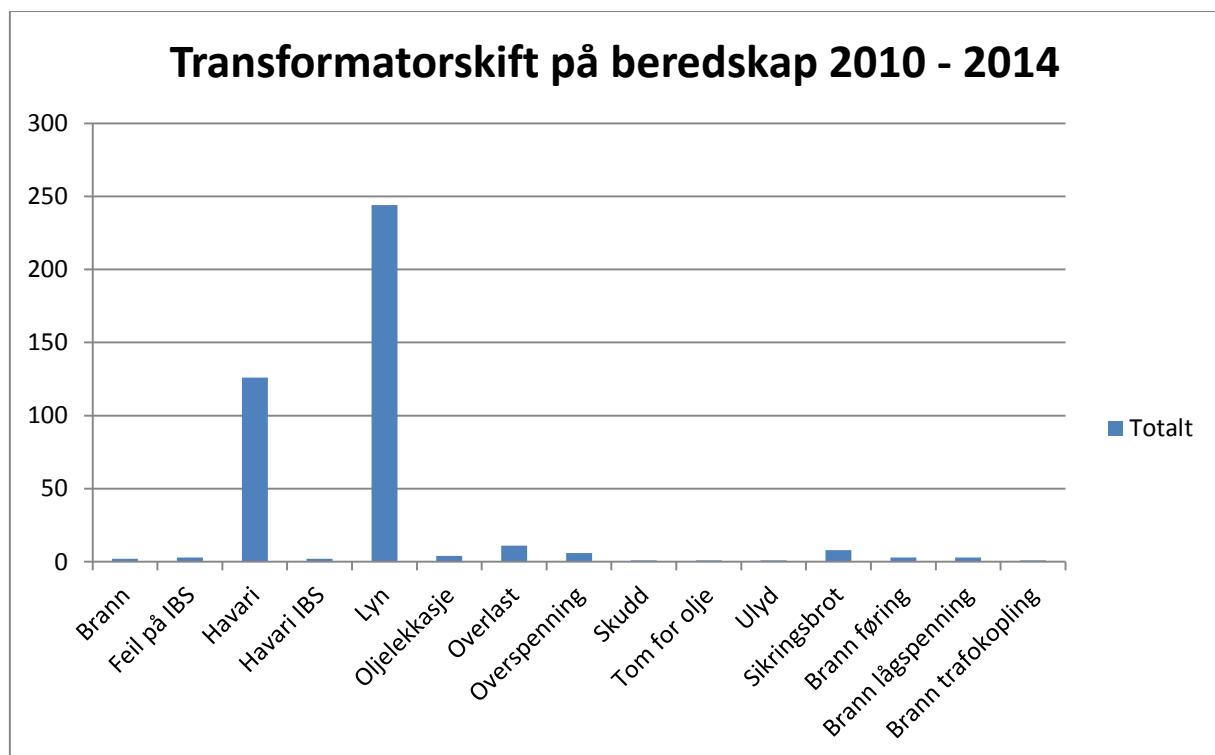
År	Transformatorskift havari
2010	80
2011	97
2012	44
2013	81
2014	114
Totalt	416

Tabell 9: Utførte transformatorskift på grunn av havari 2010-2014

Figur 16 viser ei oversikt over transformatorskift etter registrert sviktårsakar. Sviktårsakane er ikkje undersøkt grundig. «Havari» er ein generell årsak der det ikkje er utført nærmare undersøkingar. 30,3 % av transformatorskifta i tidsperioden 2010 til 2014 oppgir «havari» som årsak.

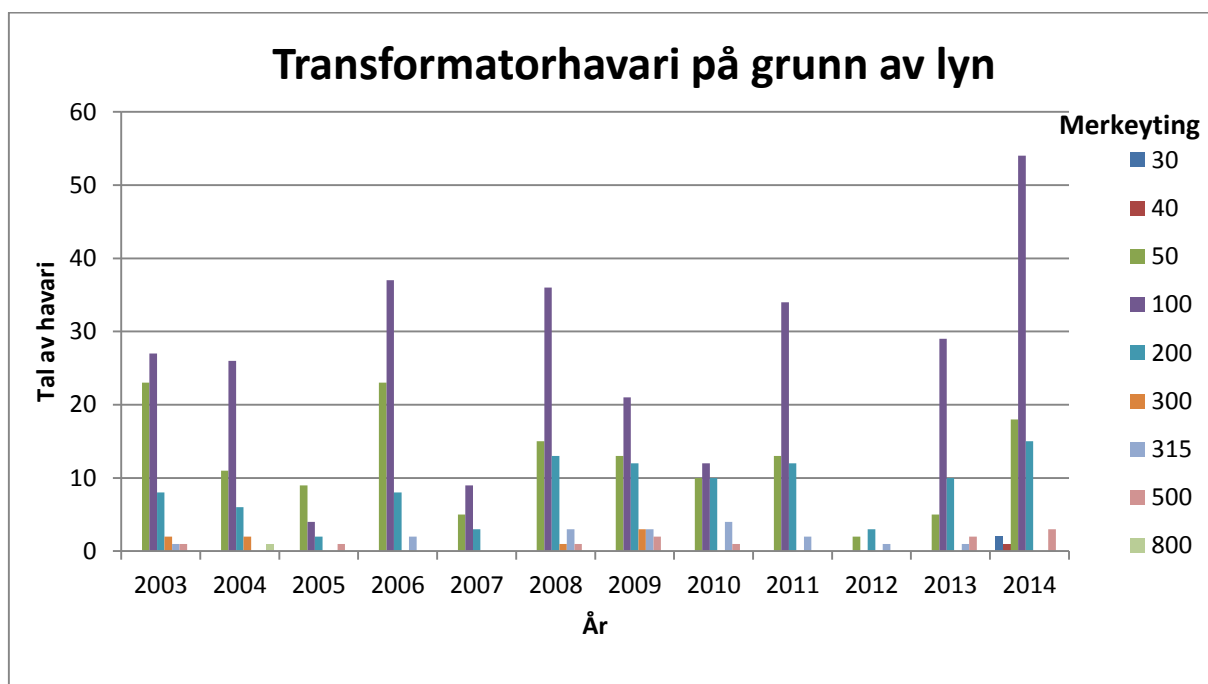
Alle transformatorar som må skiftast under lyn- og torever registrert med årsak «lyn», heile 58,7 % av transformatorskifta blei registrert med denne årsaken i 2010-2014. Det betyr ikkje at lyn er den einaste årsaken, transformatoren sin tilstand før lynnedslaget kan vere utslagsgivande for at transformatoren havarete.

Med unntak av lyn gir statistikken for lite underlag til å trekkje nokon konklusjonar om fordelinga av dei ulike sviktane.



Figur 16: Transformatorskift utført på grunn av havari 2010-2014 etter sviktårsak

Før 2010 har transformatorlageret berre statistikk over transformatorskift som har blitt utført på grunn av lynnedslag. Figur 17 viser ei oversikt over transformatorhavari på grunn av lyn i tidsperioden 2003 - 2014, inndelt etter merkeyting. Diagrammet viser at havari på grunn av lynnedslag som oftast rammar mindre transformatorar. 94 % av transformatorane som blei skifta med lyn som oppgitt årsak i tidsperioden 2003 – 2014 har merkeyting 200 kVA eller lågare. Mindre transformatorar er meir utsette for lyn fordi dei oftare står i luftnett eller blanda nett. Transformatorar opp til 200 kVA står òg ofte i mastearrangement og er utsatt for lynnedslag direkte på transformatoren.



Figur 17: Transformatorhavari på grunn av lyn 2003 – 2014, etter merkeyting

Lyn er ein svikt med stor grad av usikkerheit og er sterkt avhengig av metrologiske forhold. Tal av havari på grunn av lyn vil difor variere frå år til år. Tabell 10 viser tal av havari på grunn av lyn per år for tidsperioden 2003 – 2014. Talet av havari på grunn av lyn er samanlikna med totalt tal av distribusjonstransformatorar med merkeyting på 250 kVA eller mindre. Tal av distribusjonstransformatorar med merkeyting til og med 250 kVA er henta frå databasen i GeoNIS. Det er ikkje mogleg å hente ut historiske tal frå databasen for tidlegare år, tal frå 2014 blei difor brukt for alle åra sjølv om det blir anteke at talet på distribusjonstransformatorar varierer.

År	Havari på grunn av lyn	Tal av transformatorar i nettet	Prosent havari på grunn av lyn
2003	62	4044	1,53 %
2004	46	4044	1,14 %
2005	16	4044	0,40 %
2006	70	4044	1,73 %
2007	17	4044	0,42 %
2008	69	4044	1,71 %
2009	54	4044	1,34 %
2010	37	4044	0,91 %
2011	61	4044	1,51 %
2012*	6*	4044	0,15 %*
2013	47	4044	1,16 %
2014	93	4044	2,30 %
Totalsum	578	Gjennomsnitt	1,29 %

Tabell 10: Statstikk over havari på grunn av lyn, *tal frå 2012 er ikkje med i gjennomsnittet

I år 2012 blei det berre registrert seks transformatorhavari med lyn som sviktårsak. Tabell 9 viser at det var 44 transformatorhavari dette året, som er færre enn normalt dette året. Av dei 44 havaria har 35 registrert «havari» som sviktårsak, det er tydeleg høgare enn snittet på 30,3 %. Det er difor grunn til å tru at havari på grunn av lyn kan ha blitt registrert med årsak havari. Tala frå 2012 er difor utelatt frå snittet av havari på grunn av lyn.

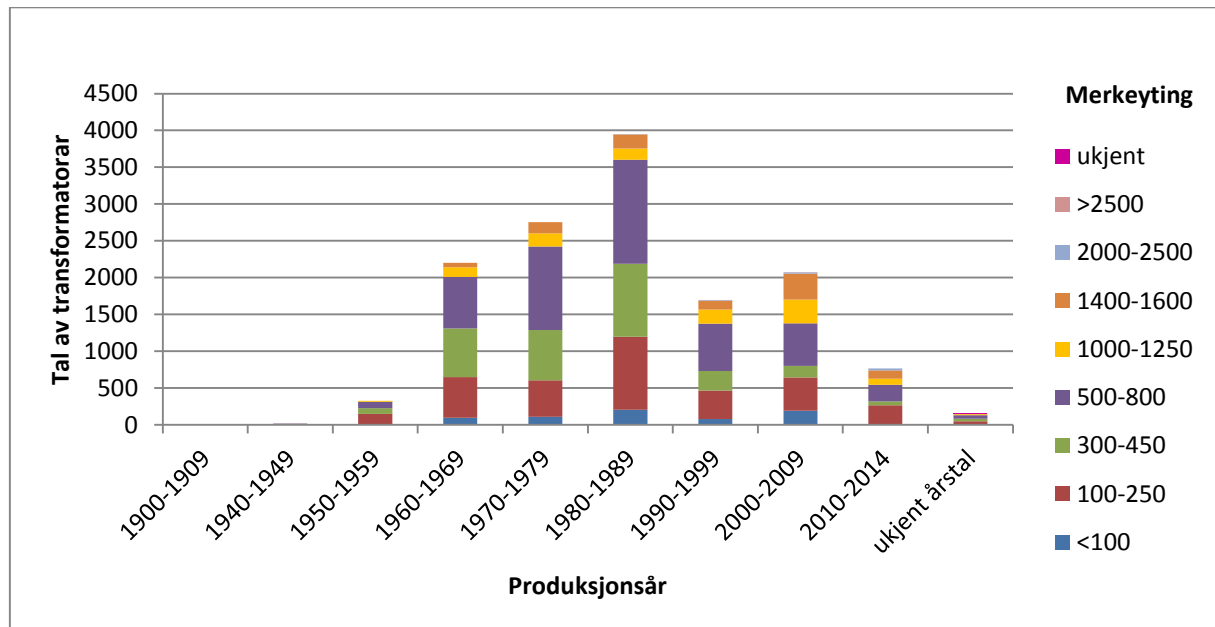
Snittet av havari på grunn av lyn for 2003-2014, med unntak av 2012, utgjer årleg 1,29 % av distribusjonstransformatorane i nettet med merkeyting til og med 250 kVA per år. Statistikk over 12 år gir eit godt grunnlag for sannsynet for havari på grunn av lynimpuls. Ut frå dette kan ein anteke eit sannsyn på 1,29 % for at ein distribusjonstransformator med merkeyting opp til 200 kVA havarerar i løpet av eit år på grunn av lyn.

4.5 Levetid for gjennomsnittlege distribusjonstransformatorar

Det er ulike meiningar om kor lang levetid ein gjennomsnittleg distribusjonstransformator har når den kjem ny ut frå fabrikk. Som nemnt i kapittel 2.4 har aldri-formelen [3] ei referanselevetid på 15 år, men då er det føresettt ein gjennomsnittleg hotspot-temperatur på 98°C som gir ei aldri-rate på 1,0. Resultat presentert i [2] viser at av 5097 distribusjonstransformatorar i nettet til Hafslund Nett har 95 % hatt ei maksimal aldri-rate på 0,125 eller lågare. Ei referanselevetid på 15 år er difor svært låg for utrekning av forventa restlevetid for distribusjonstransformatorane til Hafslund Nett.

Uttalelsar frå erfarne fagfolk i Hafslund Nett meiner at ein distribusjonstransformator, som ikkje blir utsett for lyn eller andre store elektriske eller mekaniske påkjenningar, bør leve minimum 30 år. Statistikk presentert i [2] viser at 64 % av distribusjonstransformatorane i nettet til Hafslund Nett har ein alder på 25 år eller eldre. 37 % av distribusjonstransformatorane har ein alder på 35 år eller eldre. Den gjennomsnittlege

alderen for 13786 toviklingstransformatorar 30,5 år. Figur 18 viser aldersfordelinga for toviklingstransformatorar i nettet. Det er viktig å påpeike at mange transformatorar blir kondemnert før dei har hatt ein svikt på grunn av aldring av papirisolasjonen eller av andre årsakar.



Figur 18: Distribusjonstransformatorar fordelt etter produksjonsår, toviklingstransformatorar [2]

Resultata frå prosjektoppgåva [2] viser at den gjennomsnittlege levetida for distribusjonstransformatorane i nettet til Hafslund Nett er mykje lengre enn 15 år. Resultata tyder òg på at 30 år kan vere litt låg forventa levetid. Basert på statistikk og resultat frå [2] er det i denne masteroppgåva anteke ei gjennomsnittleg levetid for distribusjonstransformatorar på 40 år. Dette er levetida betrakta frå produksjonsdato. Levetida gjeld ikkje berre for papirisolasjonen, men tida før transformatoren får ein alvorleg svikt som resulterer i at transformatoren må kondemnerast.

Dersom ein ser på papirisolasjonen isolert sett vil den kunne ha betydeleg lengre levetid. For illustrasjon blir det her vist kva gjennomsnittleg aldringsrate og gjennomsnittleg hotspot-temperatur som gir ei levetid for papirisolasjonen på 40 år.

Aldringsrata reknast ut ved å omforme Formel 11.

$$Levetid(V) = \frac{Levetid(V = 1)}{V}$$

$$V = \frac{Levetid(V = 1)}{Levetid(V)}$$

$$V = \frac{15}{40} = 0,375$$

Med ei aldringsrate på 0,375 kan ein rekne ut gjennomsnittleg hotspot-temperatur ved å omforme Formel 7.

$$V = 2^{(\theta_h - 98)/6}$$

$$\frac{\theta_h - 98}{6} = \log_2(V)$$

$$\theta_h = 6 * \log_2(V) - 98 \quad [^\circ\text{C}]$$

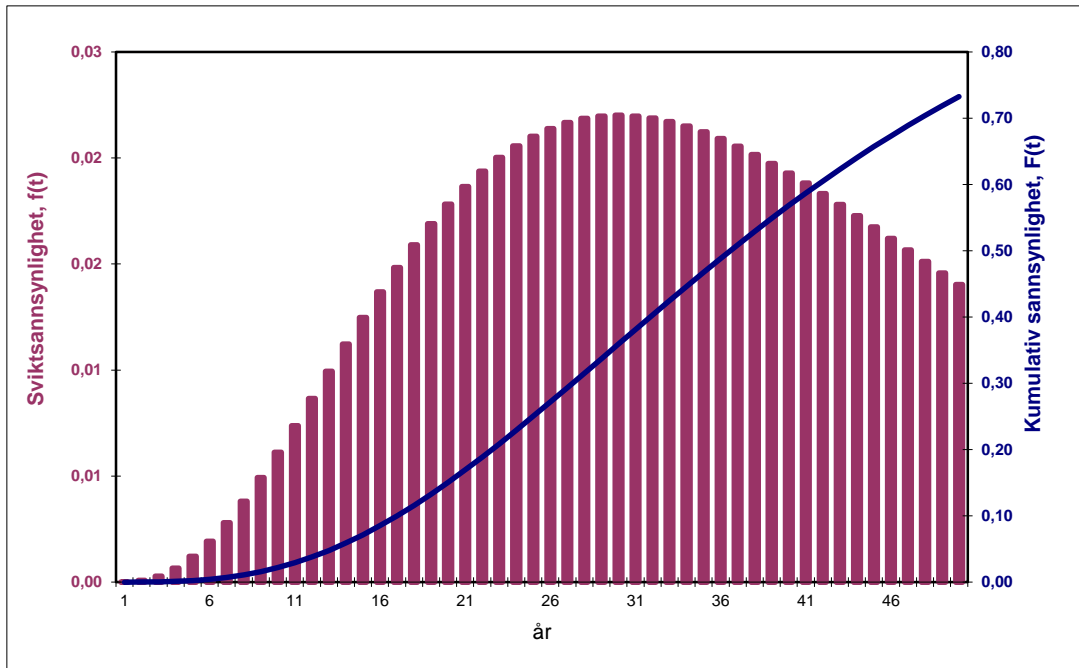
$$\theta_h = 6 * \log_2(0,375) - 98$$

$$\theta_h = 89,5 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Ein gjennomsnittleg hotspot-temperatur på 89,5 °C ser ut til å liggje nærmare dei verkelege hotspot-temperaturane til distribusjonstransformatorane til Hafslund Nett enn 98 °C i følge [2], men mange distribusjonstransformatorar har ein mykje lågare gjennomsnittstemperatur.

Ved hjelp av rekneverktøy for sviktsannsyn, sjå kapittel 4.3 for forklaring, kan sannsynet for svikt per år reknast ut. Forventa tid til svikt er den forventa levetida for ein gjennomsnittleg distribusjonstransformator, 40 år. Tiprosentilen blei bestemt i samråd med Eivind Solvang, Sintef Energi, ved å prøve ulike verdiar for tiprosentil og vurdere formen på kurva samt sannsynet for svikt for dei nærmaste åra. Tiprosentilen blei satt til 17 år, dette gav fordelinga av sannsyn som vist i Figur 19.

Tabell med sviktsannsyn og kumulativ sviktsannsyn per år er lagt i appendiks B. Søylen viser sannsynet for svikt per år, medan den mørkeblå kurva viser det kumulative sannsynet.



Figur 19: Sannsyn for svikt per år for ein gjennomsnittleg distribusjonstransformator, rekna ut med rekneverktyø frå Sintef Energi

Sannsynet for svikt per år aukar jamt fram til rundt år 28, då flater veksten ut og etter rundt år 32 blir sannsynet redusert for kvart år. Det betyr ikkje at ein antek at tilstanden til transformatoren betrar seg og at den er mindre utsatt for svikt. Det betyr at sett frå starttidspunktet er det mindre sannsyn for svikt etter 30 år fordi det er stort sannsyn for at svikten allereie har skjedd.

Det kumulative sannsynet for dei første fem åra er 0,2 %, det betyr at det er 0,2 % sannsyn for at transformatoren får ein alvorleg svikt i løpet av dei første fem åra. Det er svært sjeldan at ein distribusjonstransformator havarerer i løpet av dei første fem åra dersom den ikkje er utsatt for lynimpuls.

Figur 19 viser berre sannsynet for 50 år. Det kumulative sannsynet etter 50 år er 73 %, noko som betyr at det er 27 % sannsyn for at transformatoren blir eldre enn 50 år. Frå statistikk over toviklingstransformatorar i nettet til Hafslund Nett henta frå [2] er berre 8 % av transformatorane over 50 år. Som diskutert i [2] er det synleg på statistikken at Hafslund Nett har hatt strategi om å kondemnere transformatorar produsert før rundt 1960. Då starta fabrikkane å produsere transformatorar med orientert kjerneblikk som gav betydeleg mindre tap. Det blir antatt at mange transformatorar produsert før dette har blitt kondemnert etter transformatorskift sjølv om tilstanden var god nok til å setje den ut i ein annan nettstasjon. I tillegg må ein ta inn i vurderinga av nettet stadig blir utbygd og krev påfyll av nye distribusjonstransformatorar som ikkje erstattar eksisterande transformatorar. Forventa levetid for transformatoren er tida frå transformatoren er heilt ny til den får ein alvorleg svikt og må kondemnerast. For å unngå havari bør transformatoren tas ut av nettet

før svikten skjer. På bakgrunn av disse argumenta verkar det realistisk at 27 % av transformatorane har ei levetid lengre enn 50 år.

5. Prosessar for transformatorskift hjå Hafslund Nett

Det er mange årsakar til at ein distribusjonstransformator må skiftast. For å auke kapasitet, forbetre nettet, ved feil og avvik på transformatoren eller i verste fall ved havari. Dette kapitlet ser på prosessane som leiar fram til eit transformatorskift i dag og økonomien rundt eit transformatorskift.

Eit transformatorskift for distribusjonstransformatorar blir i dag hovudsakleg utløyst av fire ulike årsakar:

- Transformatorhavari
- Avvik funne på nettstasjonssynfaringar eller andre vedlikehaldsrutinar
- Kundeinitiert som følgje av utbygging eller auking av overlastvern
- Spenningsklager der Hafslund Nett bryt forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet (FOL)

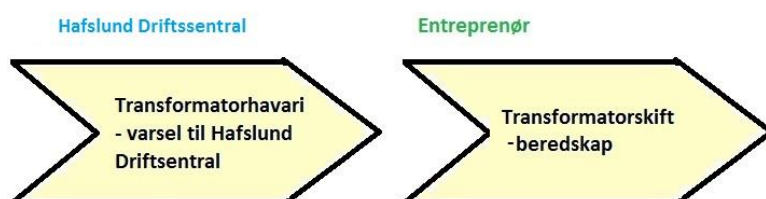
Prosessane for dei ulike transformatorskifta blir kort forklart i kommande delkapitler.

5.1 Transformatorskift som følgje av havari

Ved eit transformatorhavari blir transformatoren skifta av beredskapstenesta.

Transformatorar kan òg bli skifta av beredskapstenesta utan at dei har havarert dersom tilstanden blir vurdert som svært kritisk. Hafslund Driftssentral administrerer dette, og tilkallar entreprenøren som har ansvar for beredskapstenesta i området. Entreprenøren rykker då ut og skiftar transformatoren.

Hafslund Nett har eit eget beredskapslager som ein del av transformatorlageret der beredskapsmannskapet hentar ut transformatoren som skal setjast inn i nettstasjonen. Folk frå transformatorlageret bistår ved alle transformatorskift som skjer på grunn av havari. Figur 20 viser eit forenkla flytskjema for transformatorskift som skjer på grunn av havari.



Figur 20: Flytskjema transformatorskift utført som følgje av havari

5.2 Transformatorskift i forbindelse med vedlikehaldsrutinar

Nettstasjonssynfaringar har fram til 2015 blitt utført kvart andre år. Etter 2015 vil synfaringane bli utført kvart femte år. Hafslund Nett sitt utemannskap utførar synfaringane.

Nettstasjonane er delt inn etter geografiske områder og det blir utført synfaringar på ein femtedel av nettstasjonane kvart år. På synfaringane blir heile nettstasjonen inkludert transformator, høgspenningsanlegg, lågspenningsanlegg og jording kontrollert. Hafslund Nett har utvikla eit eget synfaringsskjema der kontrolløren legg inn nettstasjonsnummer og går gjennom ei liste med sjekkpunkter. Dei viktigaste punkta for distribusjonstransformatoren er å sjå etter oljelekkasje, sjekke oljestand (for transformatorar med ekspansjonstank) og sjå etter rust og skader på transformator og gjennomføringar. I tillegg blir laststraum og toppoljetemperatur registrert både for synfaringstidspunktet og slepevisarverdiar.

Alle avvik frå nettstasjonssynfaringane blir registrert og sendt til vedlikehaldsavdelinga til Hafslund Nett. Vedlikehaldsavdeling går gjennom avvika og vurderer kva som må utbetrast, kan utsetjast eller kva ein kan luke ut. Transformatorar med toppoljetemperatur over 90 °C får registrert avvik merka med «høg temperatur», transformatorar med toppoljetemperatur over 105 °C får registrert avvik merka med «svært høg temperatur». Temperaturgrensene gjeld både for slepevisarverdiar og temperaturmålingar frå synfaringstidspunktet.

Transformatorane får registrert avvik for overbelastning dersom minst eit av desse fire kriteria er oppfylt:

- Merkestraum større eller lik 100 % av merkeytinga som gjennomsnitt av dei tre fasane på synfaringstidspunktet
- Merkestraum større eller lik 110 % av merkeytinga på ein av dei tre fasane på synfaringstidspunktet
- Registrert slepevisarverdi større eller lik 130 % av merkeytinga som gjennomsnitt av dei tre fasane
- Registrert slepevisarverdi større eller lik 125 % av merkeytinga på ein av dei tre fasane

Dersom utemannskapet oppdagar avvik på transformatorar utanom nettstasjonssynfaringane kan dei melde dette inn til vedlikehaldsavdelinga direkte. Dersom utbetringa haster melder dei inn til Hafslund Driftssentral som bestiller transformatorskift av beredskapstenesta.

Figur 21 oppsummerer prosessen for transformatorskift som blir utført på grunn av avvik oppdaga i forbindelse med vedlikehaldsrutinar. I dag vurderer vedlikehaldsavdelinga transformatorskift for kvart avvik som blir meldt inn. I tvilstilfelle blir historiske nettstasjonssynfaringar sjekka.



Figur 21: Flytskjema transformatorskift på vedlikehald

5.3 Kundeinitiert transformatorskift

Transformatorskift kan bli utløyst av låg kapasitet på transformatoren som følgje av effektauking hjå kundar. For at kundane skal få setje inn større overlastvern (OV) må dei først sende inn ein søknad. Det same gjeld nye tilknyttingar som nye hus eller oppdeling av eksisterande anlegg. Søknadane til Hafslund Nett kjem inn gjennom det elektroniske behandlingssystemet Elsmart. Søknadane blir behandla av seksjon Nettservice og det blir utført lastflytberekningar ved hjelp av GeoNIS. GeoNIS er Hafslund Nett sitt kartsystem og analyseverktøy for nettplanlegging.

Dersom den berekna lasta på transformatoren kjem over 100 % tar saksbehandlaren ein vurdering om transformatoren må skiftast. Den berekna lasta blir ofte sjekka opp mot registreringar frå nettstasjonssynfaringar for å avgjere om transformatorskift er naudsynt for å tillate det overlastvernet som kunden ynskjer. Eit slikt transformatorskift utløysar som oftast eit anleggsbidrag for kunden. Storleiken på anleggsbidraget blir rekna ut med omsyn til blant anna alderen til eksisterande transformator.

Den berekna lasta er rekna ut frå kundeprofilar og kan avvike mykje frå den reelle lasta. Ved innføringa av AMS vil alle kundane bli direktemålt, noko som gir betre oversikt over belastinga på kvar enkelt distribusjonstransformator.

Figur 22 viser eit forenkla flytskjema for kundeinitierte transformatorskift.

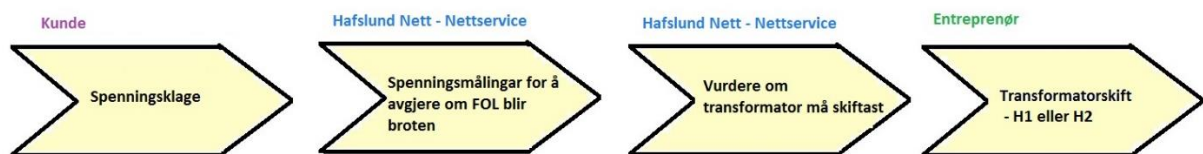


Figur 22: Flytskjema kundeinitiert transformatorskift

5.4 Transformatorskift utført for å oppfylle forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet (FOL)

Forskrift for leveringskvalitet i kraftsystemet (FOL) har krav til spenningskvaliteten levert til nettkundene. Kundene har rett til å klage på spenningskvaliteten og nettselskapet må utføre målinger for sjekke om spenningskvaliteten er innfor grensene i forskrifta. Dersom nettselskapet bryt forskrift for leveringskvalitet i kraftsystemet (FOL) må nettet utbetrast utan grunnna opphald [18].

I Hafslund Nett er det avdelinga Teknisk kundestøtte under Nettservice som behandlar desse klage og planlegg utbetringar av nettet der FOL blir brote. Feil, varmgang eller overlast på distribusjonstransformatoren kan forårsake dårleg spenningskvalitet hjå kundane. Transformatoren kan òg bli skifta dersom det blir planlagt forsterkingar i nettet for å betre spenningskvaliteten, utan at sjølve transformatoren er årsaka til dårleg spenningskvalitet. Figur 23 viser eit forenkla flytskjema for transformatorskift som blir utført i forbindelse med utbetring av nett for å oppfylle krava i forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet (FOL).



Figur 23: Flytskjema transformatorskift ved utbetring av nett pga. brot av FOL

5.5 Transformatorlageret til Hafslund Nett

Hafslund Nett har eit transformatorlager for distribusjonstransformatorar som i dag blir drive av entreprenør Infratek. Transformatorlageret er ikkje berre eit lager for transformatorar som ikkje er i bruk. Funksjonen til transformatorlageret er å administrere alle transformatorskift, utføre testar, eventuelle reperasjonar og oppgraderingar på transformatorar som blir tatt inn frå nettet samt å bistå i transformatorskift ved transformatorhavari.

Når ein transformator blir tatt ut av nettet for å bli skifta ut med ein annan transformator kjem den inn til transformatorlageret. Ved transformatorskift utført på grunn av havari rykker tilsette ved transformatorlageret ut med ny transformator og bistår i transformatorskiftet. Tilstanden til innkomande transformator blir vurdert for å avgjøre om transformatoren skal setjast ut i nettet igjen eller om den skal kondemnerast.

Det blir utført tre testar for å vurdere transformatoren si resterande levetid:

- Omsetningsførehold
- Isolasjonsevne
- Oljetilstand

Det blir utført spenningsmåling på transformatoren for å sjekke omsetningsførehaldet. Dette blir gjort ved å kople 230 V inn på høgspenningssida av transformatoren, måle utgangsspenninga på lågspenningssida og kontrollere at omsetningsførehaldet stemmer. Isolasjonsevna blir målt ved å kople saman lågspenningssida og høgspenningssida og påtrykke 5000 V. Dersom ein får gjennomslag til transformatorkasse (jord) er ikkje den totale isolasjonsevna til transformatoren god nok.

Oljetilstanden blir testa ved gjennomslagstest av olja. Dette viser om olja har god nok dielektrisk haldfastheit. Testen seier ikkje direkte noko om innhald av partiklar, syrer, vatn og gassar. Det blir ikkje tatt oljeprøvar av hermetisk teitte transformatorar dersom dei ikkje blir opna av andre årsakar.

Lasse Steinar Solbakken, ved transformatorlageret, forklarar at det òg blir utført ein visuell inspeksjon av olje og papirisolasjon. Mørk farge på olja tydar på aldring. Ulike material i transformatoren kan setje farge på olja. Det er difor viktig å ha erfaring med transformator typen for å avgjere om oljefargen skuldast aldring. Papirrestar i transformatorolja tydar på aldring av papirisolasjon. Dersom papirisolasjonen på delkomponentane er flasete og transformatorolja renn raskt av når lokk og viklingar blir løfta ut av tanken er det eit teikn på dårleg tilstand for papirisolasjonen. Aldra transformatorolje kan skiftast på transformatorlageret. Ved aldra papirisolasjon må transformatoren sendast til reperasjon eller kondemnerast.

Ved god tilstand blir transformatoren sendt ut til ein ny nettstasjon når det er behov for tilsvarande type transformator og merkeyting. Mindre reperasjonar blir utført på transformatorverkstaden som å skifte pakningar, olje, reingjering og pussing. Transformatorar som ikkje kan reparerast på transformatorlageret blir anten sendt til reperasjon hjå transformatorfabrikanten, Møre Trafo, eller kondemnert.

Etter kravspesifikasjonen frå Hafslund Nett får transformatorar som er innom transformatorlageret satt på berøringsikre gjennomføringar. For å gjere dette må transformatoren opnast. Dette blir òg utført for hermetisk teitte transformatorar, noko som fører til at transformatoren står open under utføring. Hermetisk teitte transformatorar blir vakuumbert før dei blir teitta. Dette blir gjort ved å varme opp olja til 35-38 °C.

Hafslund Nett har gitt føringar til transformatorlageret om å kondemnere transformatorar som inneheld ikkje-orientert blikk. Dette gjeld transformatorar som er produsert fram til rundt 1960 avhengig av transformatorprodusent.

5.5.1 Statistikk transformatorlageret

For å sjå vidare på praksisen rundt transformatorskift blei det henta ut statistikk frå transformatorlageret.

Tabell 11 viser ei oppsummering av transformatorar som går inn og ut av transformatorlageret.

År	Kondemnerte transformatorar	Reparerte transformatorar	Oppgraderte transformatorar	Nye transformatorar levert til lager	Nye transformatorar ut frå lager	Totalt ut frå transformatorlager
2011	194	227	107	143	141	502
2012	220	201	194	160	112	407
2013	238	283	154	136	125	481
2014	288	210	107	198	169	491

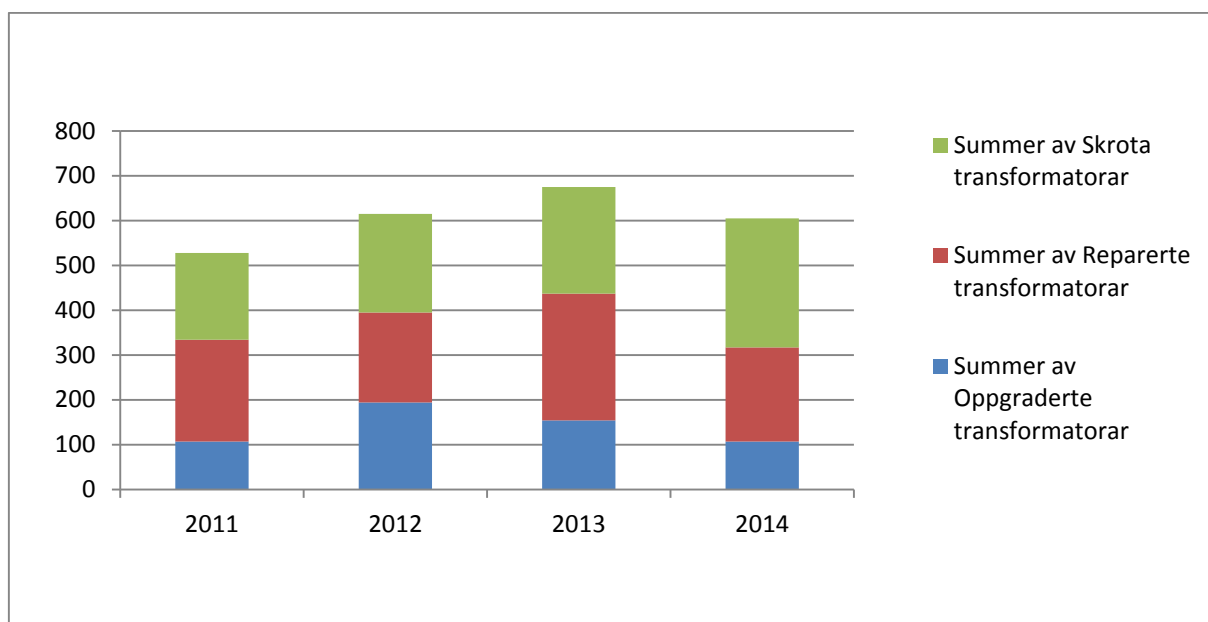
Tabell 11: Statistikk frå transformatorlageret

Mellom 400 og 500 transformatorar har blitt levert ut frå transformatorlageret for å setjast inn i nettet kvart år. Tal av transformatorar ut frå lager per år utgjer om lag 3 % av distribusjonstransformatorane i nettet. Tala inkluderer alle planlagde transformatorskift, transformatorskift utført på grunn av havari og nye nettstasjonar for utbygging eller utbetring av nettet.

Det er ikkje statistikk for kor mange av transformatorane som blir levert ut frå nettet som erstattar eksisterande transformatorar ved transformatorskift og kor mange som går inn i utbygging av nettet.

Figur 24 viser kor mange transformatorar som kom inn til transformatorlageret frå nettet i år 2011 – 2014. Av transformatorane som kjem inn til transformatorlageret frå nettet blir om lag 60 % reparert eller oppgradert og sett ut i nettet igjen. Transformatorar som er registrert som oppgraderte har fått mindre reparaasjonar på transformatorlageret som skift av pakningar, vask, puss og berøringssikre gjennomføringar. Reparerte transformatorar har fått større reparaasjonar på transformatorlageret eller hjå Møre Trafo.

Om lag 40 % av transformatorane blir kondemnert og må erstattast med nye transformatorar. Tabell 11 viser at det blir kjøpt inn færre nye transformatorar enn det blir kondemnert. Dette er merkverdig fordi nettet til Hafslund Nett ikkje blir mindre med åra. Ein tenkeleg årsak er at fleire små transformatorar blir erstatta med ein større transformator. Ein annan årsak kan vere at det er eit etterslep på kondemnering av transformatorar som har stått på transformatorlageret over tid.



Figur 24: Oversikt over kondemnerte (skrota), reparerte og oppgraderte transformatorar 2011 - 2014

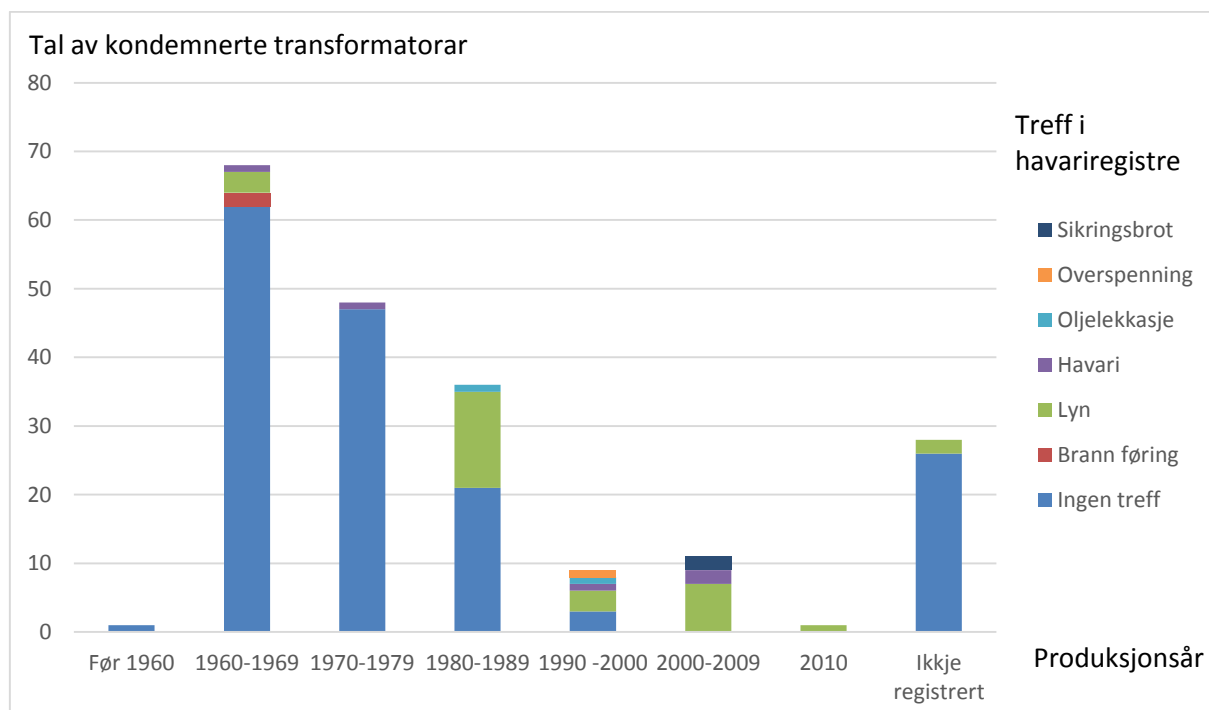
Transformatorlageret sender distribusjonstransformatorar til kondemnering dersom tilstanden blir vurdert til å vere for dårleg til å setjast ut på nettet eller sendast til reoperasjon. Registra for år 2013 har blitt gjennomgått og skrive over i eit rekneark for å hente ut statistikk.

Tabell 12 viser ei oversikt over transformatorane som blei kondemnert i 2013. Tabellen viser at det er flest eldre transformatorar som blir kondemnert. Lasse Steinar Solbakken, ved transformatorlageret har uttalt at transformatorar som kjem inn til transformatorlageret som er eldre enn 30 år blir som oftast blir kondemnert. 117 av transformatorane har registrert produksjonsår før 1980, det utgjør 57,9 % av transformatorane som blei kondemnert i 2013. Det er i tillegg 28 transformatorar, 13,9 %, som ikkje har registrert produksjonsår. Det er sannsynleg at dei fleste transformatorane utan registrert produksjonsår er eldre transformatorar der merkeskiltet med produksjonsåret manglar eller er vanskeleg å lese.

Produksjonsår	Tal av kondemnerte transformatorar
Før 1960	1
1960-1969	68
1970-1979	48
1980-1989	36
1990 -2000	9
2000-2009	11
2010	1
Ikkje registrert	28
Totalsum	202

Tabell 12: Kondemnerte transformatorar i 2013 etter produksjonsår

Reknearket med oversikt over kondemnerte transformatorar i 2013 blei samanlikna med registra for alle transformatorhavari for tidsperiode 2003 -2013. Av dei 202 transformatorane som blei kondemnert hadde 42 transformatorar treff i havarilista, noko som betyr at 21 % av transformatorane som blei sendt til kondemnering har hatt eit havari. Figur 25 viser oversikt over transformatorane som blei kondemnert i 2013 etter produksjonsår. Fargekodane viser treff i havariregistra og om havariårsak dersom det er oppgitt.



Figur 25: Kondemnerte transformatorar i år 2013 etter produksjonsår og havari

Figur 25 viser at transformatorar med produksjonsår frå og med 1990 som blir sendt til kondemnering har største delen av transformatorane hatt eit havari. For eldre transformatorar er det få treff i havariregistra. Dette støttar opp påstanden at eldre transformatorar ofte blir kondemnert på grunn av alder rekna ut frå produksjonsår.

6. Metode for utvikling av teknisk- økonomisk analyse for transformatorskift

Det er mange ting som påvirker lønsamheita av eit transformatorskift. I denne masteroppgåva er det lagt stor vekt på tilstanden til transformatoren som skal skiftast ut, risikoen og kostnadane ved ein svikt. Andre ting som spelar inn er tapskostnadar, prisane for transformatorskift og kva rente som blir valt for å rekne ut noverdien.

Delkapitla under forklarar dei ulike delane som inngår i den økonomiske analysen for eit transformatorskift.

Det er utvikla ein prototype i Excel som samanliknar alternativ for tidspunkt for transformatorskift. Utrekningsmetodane og oppbygginga er nøye gjennomgått i appendiks C.

6.1 Noverdi

For å samanlikne ulike tidspunkt for reinvesteringar eller vedlikehaldstiltak blir alle investeringsbeløp rekna om til noverdi. Store norske leksikon har følgjande definisjon på noverdi:

«Noverdien er verdien i dag av eit framtidig beløp.»

Å diskontere er å finne noverdien av eit framtidig beløp ved å nytte ei diskonteringsrente. Formel 12 reknar ut noverdia av ein framtidig beløp.

$$NV(F_N) = F * (1 + r)^{-N} = F * \alpha_{r,N} \quad \text{Formel 12}$$

NV = noverdi	[kr]
F = beløp	[kr]
N = tal av år	[år]
r = diskonteringsrente	[%/år]
$\alpha_{r,N}$ = diskonteringsfaktor	

For mindre prosjekter er det i [19] føreslått ei risikofri diskonterings på 3,5 % og eit risikoavhengig tillegg på 0,5, 2,5 eller 4,5 % etter kva risikoklasse prosjektet har. Risikoklasse kraftnett med underklasse hovud- og distribusjonsnett har ei diskonteringsrente på 6 %.

Ei investering eller reinvestering har ei økonomisk levetid. Den økonomiske levetida er ikkje det same som den fysiske levetida til investeringsobjektet. Formel 13 reknar ut noverdien av ei investering med omsyn til økonomisk levetid.

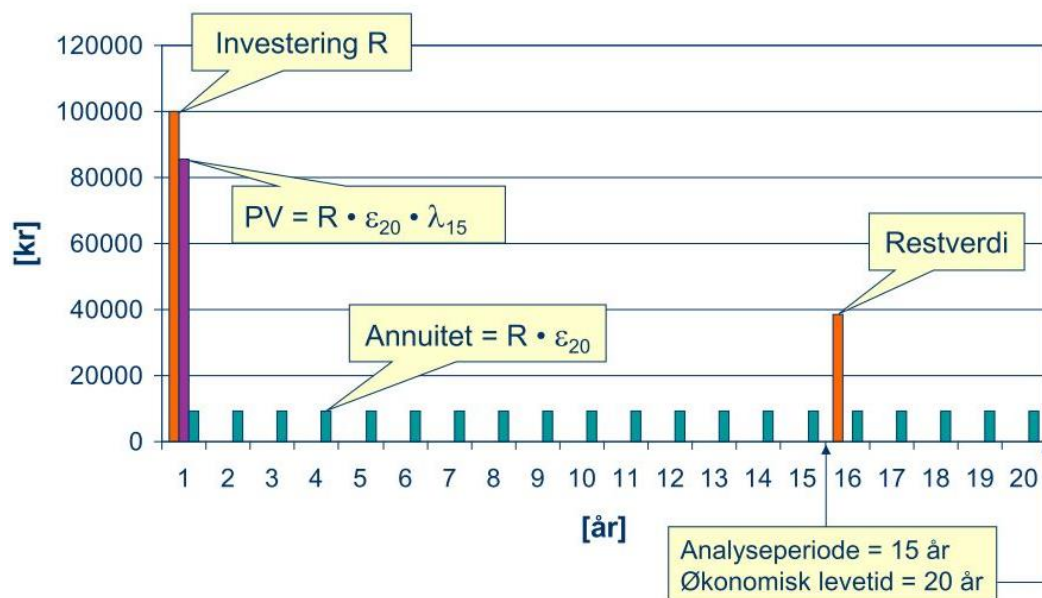
$$NV(F_N) = F * \varepsilon_{r,N} * \lambda_{r,N} * \alpha_{r,N} \quad \text{Formel 13}$$

Annuitetsfaktor:
$$\varepsilon_{r,N} = \frac{r}{1 - (1 + r)^{-N}}$$

Kapitaliseringsfaktor:
$$\lambda_{r,N} = \frac{1 - (1 + r)^{-N}}{r}$$

Diskonteringsfaktor:
$$\alpha_{r,N} = (1 + r)^{-N}$$

Annuitetsfaktoren blir brukt til å rekne ut eit like stort årleg beløp over ei økonomisk levetida som tilsvarer investeringsbeløpet. Kapitaliseringsfaktoren blir brukt for å rekne ut sum av noverdi av årleg like store beløp i ein periode. Dersom analyseperioden er kortare enn den økonomiske levetida vil investeringa ha ein restverdi etter endt analyseperiode. Eit slikt tilfelle er illustrert i Figur 26.



Figur 26: Illustrasjon for noverdi av ein investering [17]

Dersom analyseperioden er like lang som den økonomiske levetida blir noverdien av investering lik det faktiske investeringsbeløpet. Formel 13 viser at dersom tal av år, N , er lik for annuitetsfaktoren og kapitaliseringsfaktoren blir dei omvendte brøkar slik at produktet av dei blir lik 1.

6.1.1 Reknedøme noverdi

Ein distribusjonstransformator skal reinvestrast, kostnadane for reinvesteringa er 150 000 kr. To alternativ for transformatorskiftet skal vurderast:

- 1) Skifte (reinvestere) transformatoren i inneverande år
- 2) Utsetje transformatorskiftet (reinvesteringa) med 5 år

For reknedømet blir det brukt ei diskonteringsrente på 6 %. Den økonomiske levetida til ein transformatoren blir satt til 30 år. Analyseperioden er 30 år.

Alternativ 1:

Fordi investeringa blir gjort i inneverande år ($N = 0$) blir diskonteringsfaktoren lik 1. Her er analyseperioden like lang som den økonomiske levetida. Noverdien av kostnadane blir då 150 000 kr. Utrekningane er vist under.

$$NV(F) = 150\,000\text{ kr} * \varepsilon_{6,30} * \lambda_{6,30} = 150\,000\text{ kr}$$

Alternativ 2:

Sidan investeringa er gjort i år 6 vil den økonomiske levetida vere fem år lengre enn analyseperioden. Dette gir ein restverdi. Noverdien korrigert for restverdien blir 104 536 kr.

$$NV(F) = 150\,000\text{ kr} * \varepsilon_{6,30} * \lambda_{6,25} * \alpha_{6,5}$$

$$\begin{aligned} NV(F) &= 150\,000\text{ kr} * 0,073 * 12,78 * 0,747 \\ &= 104\,536\text{ kr} \end{aligned}$$

Reknedømet er berre konstruert for å skildre metoden for utrekning av noverdi. I praksis er det eit mykje meir komplisert reknestykke.

6.2 Kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikkje levert energi (KILE)

KILE-ordninga er eit av verkøya reguleringsmodellen for inntektsrammer har for å gje nettselskapa økonomiske insentiv til å drive samfunnsøkonomisk lønsamt. KILE-ordninga regulerer nettselskapa sine årlege inntektsrammer etter totalt ikkje levert energi i løpet av året [20]. Kostnadane nettselskapa får gjennom KILE-ordninga representerer kundane sine

avbrotskostnader. Noregs vassdrags- og energidirektorat (NVE) har denne skildringa av målet med KILE-ordninga:

«Målet med ordninga er å gi nettselskapa insentiv for å byggje og drive nettet med ein samfunnsøkonomisk optimal leveringspålitelegheit.» [21]

Kostnadane for eit avbrot reknast ut etter Formel 14 [20].

$$K_j = k_{P,ref} * f_{K,m} * f_{K,d} * f_{K,h} * P_{ref} \quad \text{Formel 14}$$

K_j = kostnad for avbrot på tidspunkt [kr]	[kr]
P_{ref} = avbroten effekt i rapporteringspunktet dersom tilsvarande avbrot hadde skjedd på referansetidspunktet	[kWh/h]
$k_{P,ref}$ = kundespesifikk avbrotskostnad på referansetidspunktet for ei gitt varigheit [kr/kW]	[kr/kW]
$f_{K,m}$ = korreksjonsfaktor for avbrotskostnad i månad m	[kr]
$f_{K,d}$ = korreksjonsfaktor for avbrotskostnad på dag d	[kr]
$f_{K,h}$ = korreksjonsfaktor for avbrotskostnad i time h	[kr]

Avbrotskostnadane blir rekna ut etter ein kostnadsfunksjon som er spesifisert for 6 ulike kundegrupper og 5 ulike varigheitar. Dei ulike kundegruppene er jordbruk, bustad, industri, handel og tenester, offentleg verksemd og industri med eldrevne prosessar.

Kostnadsfunksjonen tek utgangspunkt i effekten som skulle blitt levert på referansetidspunktet. Kostnadane blir korrigert til aktuelt tidspunkt ved korreksjonsfaktorane for månad, dag og time. Ei endring av kostnadsfunksjonane og korreksjonsfaktorane trådte i kraft 1. januar 2015. Statnett kommenterte i sitt høyringssvar til Noregs vassdrags- og energidirektorat (NVE) om endringane i forskrift om kontroll av nettverksemda at endringane medfører ei auking av avbrotskostnadar (KILE) for nettselskapa på om lag 14 % [22].

Ved varsla avbrot blir avbrotskostnadane multiplisert med ein kundespesifikk faktor som vist i Tabell 13 [20]. Varsla avbrot gir mindre kostnader for alle kundegrupper med unntak av industri med eldrevne prosessar.

Kundegruppe	Varsla avbrot - Spesifikk avbrotskostnad multipliserast med faktor:
Jordbruk	0,80
Bustad	0,90
Industri	0,50
Handel og tenester	0,70
Offentleg verksemd	0,82
Industri med eldre vne prosessar	1,00

Tabell 13: Kundespesifikk faktor for avbrotskostnader ved varsla avbrot [20]

6.2.1 Avbrotskostnadar (KILE) for distribusjonstransformatorane til Hafslund Nett

Hafslund Driftssentral har rekna ut avbrotskostnadane (KILE) per nettstasjon etter kostnadsfunksjonane og korreksjonsfaktorane i som var gjeldane fram til 1. januar 2015. Hafslund Driftssentral held på å utvikla eit nytt rekneverktøy som følgjer dei nye formlane, dette var ikkje tilgjengeleg på skrivetidspunktet.

Det er stor variasjon for avbrotskostnadane (KILE) for nettstasjonane, og ved faktiske avbrot må desse reknast ut for den nettstasjonen som hadde avbrotet. Tabell 14 viser ei oversikt over uvarsla og varsla KILE som blir brukt i prototypen for teknisk-økonomisk analyse av transformatorskift. Kostnadane er basert på gjennomsnittet av KILE for dei ulike merkeytingane og er oppgitt i 2014-kroner. Avbrotskostnadane gjeld for avbrot ein kvardag i januar med varigheit på ein time.

Avbrotskostnadane (KILE) frå Hafslund Driftssentral er rekna ut per nettstasjon og ikkje per transformator. Ein nettstasjon har i nokre tilfelle fleire transformatorar, dette gir ein mykje høgare avbrotskostnad (KILE) for desse transformatorane fordi summen for heile nettstasjonen blir registrert på kvar transformator. Mange av dei største distribusjonstransformatorane står i nettstasjonar med fleire transformatorar av same merkeyting. For transformatorar med merkeyting 1000 kVA eller høgare blei lista over avbrotskostnadane gjennomgått og korrigert der det var fleire transformatorar med same merkeyting i ein nettstasjon. For transformatorar med merkeyting på 800 kVA blei alle avbrotskostnadane (KILE) over 100 000 kr gjennomgått og korrigert. Korrigeringsane blei utført manuelt og kan difor innehalde feil. Det er ikkje korrigert for nettstasjonar som inneheld transformatorar med ulik merkeyting, noko som er ei feilkjelde.

For dei mindre transformatorane, merkeyting under 800 kVA, er ikkje utført korrigeringsar for nettstasjonar med fleire transformatorar. Dei mindre transformatorane står oftast åleine. I tillegg er utvalet for dei mindre transformatorane er større og gjennomsnittsverdien blir difor mindre påverka av feilaktig høge avbrotskostnadar.

Det er stor skilnad på avbrotskostnadane mellom dei ulike nettstasjonane og skilnaden aukar med aukande transformatoryting. Skilnaden kjem hovudsakleg av ulike samansetting av kundar som blir forsynt av nettstasjonane. For å redusere innverknaden av dei høgste og

lågaste avbrottskostnadane (KILE) blei dei tre høgste og tre lågaste verdiane fjerna frå utvalet for kvar transformatoryting.

Trafoyting [kVA]	Tal av transformatorar i utvalet	Median av uvarsla KILE	Gjennomsnittleg uvarsla KILE	Uvarsla KILE for utrekningar	Varsla KILE for utrekningar
50	655	kr 201,00	kr 284,45	kr 300,00	kr 240,00
100	1566	kr 426,00	kr 639,79	kr 650,00	kr 520,00
200	1714	kr 1 162,00	kr 1 214,56	kr 1 200,00	kr 960,00
315	2884	kr 1 903,00	kr 3 451,13	kr 3 000,00	kr 2 400,00
500	2974	kr 3 044,00	kr 7 793,44	kr 7 000,00	kr 5 600,00
800	1483	kr 8 981,00	kr 20 424,56	kr 20 000,00	kr 16 000,00
1000	319	kr 17 542,00	kr 26 370,79	kr 25 000,00	kr 20 000,00
1250	711	kr 19 365,00	kr 33 266,42	kr 30 000,00	kr 24 000,00
1600	974	kr 38 551,67	kr 51 840,73	kr 50 000,00	kr 40 000,00
2000	26	kr 70 153,50	kr 83 526,69	kr 80 000,00	kr 64 000,00

Tabell 14: Omtrentleg KILE for varsla og uvarsla avbrot. Tal frå Hafslund Driftssentral.

For varsla avbrot blei dei omtrentlege avbrottskostnadane (KILE) multiplisert med 0,8 som er den vekta gjennomsnittlege korreksjonsfaktoren for Hafslund Nett. Korreksjonsfaktoren for varsla avbrot er henta frå dei nye forskriftskrava til KILE gyldig frå 1. januar 2015, utgåtte forskriftskrav er tilgjengeleg i appendiks D. Korreksjonsfaktoren er rekna ut ved å multiplisere kundespesifikk faktor for varsla avbrot med del av totalt effektforbruk for kvar kundegruppe. Utrekningane er vist i Tabell 15.

Kundegruppe	Faktor for spesifikk avbrottskostnad	Effektfordeling i Hafslund	Vekta del
Jordbruk	0,8	0,006	0,0048
Bustad	0,9	0,442	0,3978
Industri	0,5	0,06	0,03
Handel og tenester	0,7	0,309	0,2163
Offentleg verksemd	0,82	0,142	0,11644
Industri med eldrevne prosessar	1	0,0405	0,0405
Vekta korreksjonsfaktor HN			0,80584

Tabell 15: Vekta korreksjonsfaktor for varsla avbrot i nettet i Hafslund Nett

I følgje Hafslund Driftssentral, ved Ragnar Ulsund, kan ein rekne med eit avbrot på om lag 5 timar ved planlagt transformatorskift. Transformatorskift som må gjennomførast på grunn av havari har stor variasjon av avbrotstid. Dette er blant anna avhengig av plasseringa og framkomelegheita til nettstasjonen. Avbrottsvarigheit på 10 timar blei føreslått som eit estimat for transformatorskift utført av beredskapstenesta på grunn av havari.

Som tidlegare nemnt viser Tabell 14 avbrottskostnadane for ein time og er rekna ut frå kostnadsfunksjonane og korreksjonsfaktorane før endringane i 2015. Kostnadsfunksjonane i utgåtte forskriftskrav endrar seg ved varigheit over 4 timar for kundegruppene industri, handel og tenester, offentlig verksemd og treforedling og kraftintensiv industri (endra til industri med eldrevne prosessar i nye krav). Kostnadane vist i Tabell 14 er eit grovt

gjennomsnitt av mange transformatorar, det er i tillegg til svært usikkert datagrunnlag for fordeling av kundegrupper på ulike merkeytingar. På bakgrunn av dette blei det ikkje utført korrigeringar for avbrotskostnadane (KILE) på grunn av varigheit over 4 timar.

Avbrotskostnadane i Tabell 14 blei multiplisert med 5 timar for planlagt transformatorskift og 10 timar for transformatorskift ved havari. Avbrotskostnader per avbrot for planlagt transformatorskift og transformatorskift på grunn av havari er vist i Tabell 16.

Avbrotskostnader (KILE) per transformatorskift				
Trafoyting [kVA]	Uvarsla avbrot 10 timar		Varsla avbrot 5 timar	
50	kr	3 000,00	kr	1 200,00
100	kr	6 500,00	kr	2 600,00
200	kr	12 000,00	kr	4 800,00
315	kr	30 000,00	kr	12 000,00
500	kr	70 000,00	kr	28 000,00
800	kr	200 000,00	kr	80 000,00
1000	kr	250 000,00	kr	100 000,00
1250	kr	300 000,00	kr	120 000,00
1600	kr	500 000,00	kr	200 000,00
2000	kr	800 000,00	kr	320 000,00

Tabell 16: Avbrotskostnader per avbrot for transformatorskift

6.3 Forventa kostnader for svikt

For å få inn sannsynet for svikt i ei økonomisk analyse kan ein rekne ut den forventa sviktkostnaden per år. Den forventa sviktkostnaden er kostnaden for ein svikt multiplisert med sannsynet for at det skjer ein svikt. Formel 15 reknar ut den forventa sviktkostnaden for ein type svikt i inneverande år.

$$F = P * K$$

Formel 15

F = forventa kostnad for svikt [kr]

P = Sannsyn for svikt [%]

K = Kostnad per svikt [kr]

Dersom tidsperioden er over fleire år må forventa sviktkostnaden for kvart år reknast om til noverdi før den blir lagt saman til den totale forventa sviktkostnaden. Formel 16 reknar ut den totale forventa sviktkostnaden med omsyn til noverdi for kvart år.

$$NV(F) = \sum_{i=0}^n NV(P_i * K) = \sum_{i=0}^n P_i * K * (1 + r)^{-i} \quad \text{Formel 16}$$

NV = Noverdi	[kr]
i = år	[år]
P _i = Sannsyn for svikt for år i	[%]
K = Kostnad per svikt	[kr]
r = diskonteringsrente	[%/år]

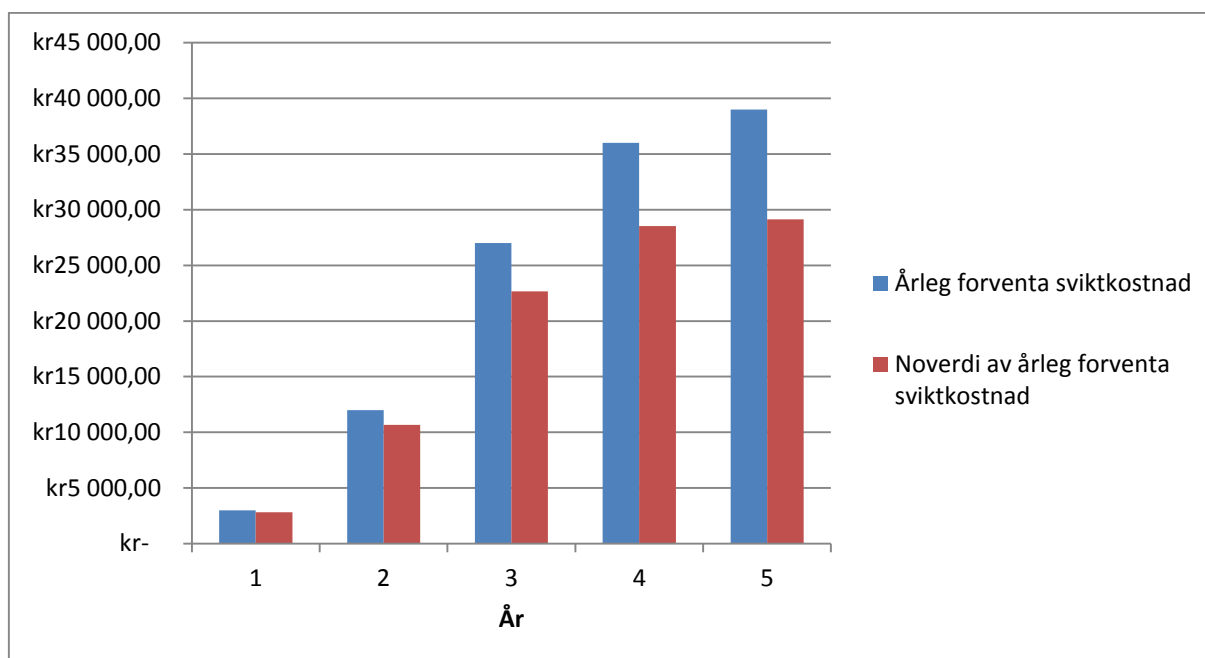
6.3.1 Reknedøme for sviktkostnad

Dette dømet er laga for å illustrere utrekningane av Formel 15 og Formel 16. I dømet er det brukt ein kostnad per svikt på 300 000 kroner. Noverdiane er rekna ut med ei diskonteringsrente på 6 %. Tabell 17 viser utrekningane. Kolonne for forventa kostnad for svikt per år er rekna ut med Formel 15, kolonne for noverdien er rekna ut med Formel 12. Den totale forventa kostnaden for svikt er rekna ut etter Formel 16.

År	Årleg sannsyn for svikt	Forventa kostnad for svikt per år	Noverdi av forventa kostnad for svikt
1	0,01	kr 3 000,00	kr 2 830,19
2	0,04	kr 12 000,00	kr 10 679,96
3	0,09	kr 27 000,00	kr 22 669,72
4	0,12	kr 36 000,00	kr 28 515,37
5	0,13	kr 39 000,00	kr 29 143,07
Total forventa kostnad for svikt			kr 93 838,31

Tabell 17: Reknedøme for sviktkostnad

Stolpediagrammet Figur 27 visar skilnaden på årleg forventa sviktkostnad og noverdien av årleg forventa sviktkostnad for reknedømet. Diagrammet viser at skilnaden mellom sviktkostnaden og noverdien av sviktkostnaden aukar med åra.



Figur 27: Stolpediagram reknedøme for sviktkostnad

6.4 Tapkostnader

Elektriske tap i det norske kraftnettet om utgjør lag 8 % av den årlege kraftproduksjonen. Under maksimalast utgjør effektapa om lag 15 % av produsert effekt [23]. Tapsenergi må produserast i kraftstasjonane og tapseffekt i distribusjonsnettet må overførast frå kraftstasjonane til sentral og/eller regionalnettet.

Tapskostnader spelar ei rolle i vurderinga av transformatorskift. Tomgangstapa aukar med merkeytinga og tapskostnadane bør tas med i avgjerda om merkeyting for transformatoren som blir sett inn i nettet. Å ha ein overdimensjonert distribusjonstransformator vil gi unødvendig høge tapskostnader. Innsparinga av tapskostnader ved å byte merkeyting påverkar òg det optimale tidspunktet for utføringa transformatorskiftet.

Eldre transformormodellar har større tap enn nyare. Reduserte tapskostnadar kan difor vere utslagsgivande for transformatorskift sjølv der merkeytinga ikkje endrast.

6.4.1 Effekttap

Tapa i ein transformator er delt inn i tomgangstap (jernetap) og belastingsstap (koppstap). Tomgangstapa er uavhengige av belastinga til transformatoren. Tomgangstapa kjem av magnetisering av jernkjernen. Ved å overdimensjonere merkeytinga i forhold til reelt effektbehov blir tomgangstapa unødvendig høge.

Belastingsstapa er oppgitt for drift med merkeyting. Dersom belastinga på transformatoren er lågare enn merkeytinga vil belastingsstapa vere lågare enn oppgitt belastingsstap Denne masteroppgåva går ikkje djupt inn på tapsberekningar for distribusjonstransformatorar men nyttar enkle tilnærmingar som vist under.

Belastingstapa er ohmske tap frå viklingane og avhengig av straumen opphøgd i andre.

$$P_{tap} = I^2 * R \quad \text{Formel 17}$$

P = ohmske tap	[W]
I = straum	[A]
R = resistans	[Ω]

Belastinga for transformatoren er etter effektlova, Formel 18, lineært avhengig av straumen. Spenninga for ein distribusjonstransformator er tilnærma konstant medan laststraumen varierar. Formelen føreset at det ikkje er reaktiv effekt i transformatoren, noko som er ei forenkling frå røynda.

$$P_{belasting} = \sqrt{3} * U * I \quad \text{Formel 18}$$

P = effekt	[W]
U = spenning	[V]
I = straum	[A]

Dersom ein transformator har ei gjennomsnittleg belasting på 50 % av merkeyting vil straumen vere 50 % av merkestraum etter effektlova vist i Formel 18. Ved å halvere straumen i Formel 17 vil tapa bli redusert til 25 %, som vist under.

$$0,5 * P_{belasting} = U * 0,5 * I$$

$$P_{tap} = (0,5 * I)^2 * R$$

$$P_{tap} = 0,25 * I^2 * R$$

Hafslund Nett har oppgitt referanseverdier for tap i sin kravspesifikasjon for oljeisolerte distribusjonstransformatorar. Verdiane som er vist i Tabell 18 og Tabell 19 er maksimalt tillat tap for distribusjonstransformatorar som Hafslund Nett kjøper inn [24].

Toviklingstransformatorar		
Merkeyting [kVA]	Tomgangstap P_o [W]	Belastningstap P_k [W]
50	145	1000
100	250	1600
200	350	2300
315	400	3700
500	650	4600
630	800	6000
800	900	7300
1000	1000	9400
1250	1200	10500
1600	1450	14300
2000	1700	16000

Tabell 18: Referanseverdier for tap i toviklingstransformatorar [24]

Treviklingstransformatorar			
Merkeyting (kVA)	Tomgangstap P_o [W]	Belastningstap P_k [W] 415 V	Belastningstap P_k [W] 230 V
500	780	6300	7500
800	1000	9000	9200
1250	1550	12000	14000
1600	1550	14000	12100

Tabell 19: Referanseverdier for tap i treviklingstransformatorar [24]

EU-forordringa om økodesigndirektivet [25] gir nye krav for effekttap i transformatorar. Krava er delt inn i to fasar. Fase 1 trer i kraft 1. juli 2015 og fase 2 1.juli 2021. Hafslund Nett sine krav til belastningstap er strengare enn krava i fase 1, men krava for tomgangstap er strengare i fase 1 for økodesigndirektivet.

Belastningstapa aukar med belastninga og det er viktig å rekne på framtidig lastauking. I retningslinjene til Hafslund Nett for lågspenningsnett [26] blir ein lastauking på 1 % brukt for utrekning av økonomisk tverrsnitt for nybygging av linjer. Det er fornuftig å bruke same prognose for distribusjonstransformatorar dersom det ikkje er informasjon tilgjengeleg som tyder på noko anna.

6.4.2 Utrekningsmetode for tapskostnader

Sintef Energi har utarbeida utrekningsmetodar for spesifikke kostnader av elektriske tap i kraftnettet, desse er vist med Formel 19 og Formel 20 [23].

Tapskostnadane består av kostnader både for energitap og effekttap.

$$K_{Tap} = k_p * \Delta P_{maks} + \int k_w * \Delta P(t) dt$$

Formel 19

K_{Tap} = kostnader av tap [kr/år]

$k_w(t)$ = energikostnad i tidspunkt t [kr/kWh]

k_p = kostnad av maksimale effekttap [kr/kWh år]

ΔP_{maks} = maksimale effekttap [kW]

$\Delta P(t)$ = effekttap i tidspunkt t [kW]

Formel 19 kan omformast med omsyn til brukstid for tap på følgende måte:

$$K_{Tap} = k_p * \Delta P_{maks} + \int k_w * \Delta P(t) dt$$

$$K_{Tap} = k_p * \Delta P_{maks} + \Delta P_{maks} \int \frac{k_w * \Delta P(t)}{\Delta P_{maks}} dt$$

$$K_{Tap} = k_p * \Delta P_{maks} + \Delta P_{maks} * k_{wekv} * T_t$$

$$K_{Tap} = (k_p + k_{wekv} * T_t) * \Delta P_{maks}$$

$$K_{Tap} = k_{pekv} * \Delta P_{maks}$$

Formel 20

der $k_{pekv} = (k_p + k_{wekv} * T_t)$

k_{pekV} = ekvivalent tapskostnad referert til tapa sin årsmaksimum	[kr/kw år]
k_{wekv} = ekvivalent årskostnad av energitap	[kr/kWh]
T_t = brukstid for tap	[timar/år]

Maksimale effekttap er dei høgste effekttapa transformatoren har hatt i løpet av eit år. Brukstid for tap fortel kor lenge dei maksimale effekttapa (tunglasttapa) må vare for at tapsenergien skal bli lik dei årlege energitapa [23]. [27] oppgir Formel 21 som for brukstid for tap.

$$T_t = \frac{\Delta W}{\Delta \hat{P}} \quad \text{Formel 21}$$

T_t = brukstid for tap	[timar]
ΔW = energitapa i ein periode	[kWh]
$\Delta \hat{P}$ = maksimale effekttap i perioden	[kW]

I planleggingsboka for kraftnett [23] blir føreslått ei brukstid for tap på 2400 timar i året. Årlege spesifikke tapskostnader frå planleggingsboka [23] med kostnadsnivå for 2014 blei brukt i utrekningane i masteroppgåva.

Dersom tapskostnadane skal reknast ut for ein periode over fleire år må noverdien av tapskostnadane for kvart år reknast ut før det blir lagt saman, som i vist i Formel 22. Dei spesifikke tapskostnadane for dei ulike åra er i [23] og maksimale tap må reknast ut for framtida med utgangspunkt i forventa framtidig lastauking.

$$\begin{aligned}
 NV(K_{Tap}) &= \sum_{i=0}^n NV(k_{pekvi} * \Delta P_{maks}) \\
 &= \sum_{i=0}^n k_{pekvi} * \Delta P_{maks} * (1 + r)^{-i}
 \end{aligned}$$

NV = Noverdi

i = år

K_{Tapi} = kostnader av tap for år i

k_{pekvi} = ekvivalent tapskostnad referert til tapa sin årsmaksimum for år i

ΔP_{maks} = maksimale effekttap for år i

r = diskonteringsrenta

I planleggingsboka for kraftnett [23] blir det presisert at dei spesifikke tapskostnadane er rekna ut frå gjennomsnittskostnader og gjennomsnittlege brukstider for tap frå heile landet. Lokalt kan tapskostnadar og brukstid for tap variere mykje.

6.4.3 Reknedøme tapskostnader

Ein distribusjonstransformator med merkeyting 500 kVA har effekttap på 7500 W.

Transformatoren står i eit kabelnett med høg belastning.

Transformatoren blir vurdert skifta ut med ein nyare transformatormodell med merkeyting 500 kVA eller 800 kVA. Den nye 500 kVA transformatoren har maksimalt effekttap på 6000 W medan den nye 800 kVA transformatoren har eit maksimalt effekttap på 7000 W.

Kva er skilnadane i tapskostnadane for dei ulike transformatorane i år 2015?

Brukstid for tap blir antekje å vere rundt 2400 timar. Dei spesifikke tapskostnadane blir henta frå tabellane i [23]. Utsnitt av relevante tabellar er vist under.

År	[øre/kWh]
2014	28,3
2015	26,2
2016	24,7
2017	24,9
2018	25,2
2019	25,9
2020	26,1

Figur 28: Utsnitt av tabell for ekvivalent årskostnad for energitap k_{wekv} [øre/kWh]

Nivå	Luftledningsnett				Kabelnett middels belastning				Kabelnett høy belastning			
	7 22 kV	8 trafo	9 230 V	10 Stikk- ledn.	7 11-22 kV	8 trafo	9 230 V	10 Stikk- ledn.	7 11-22 kV	8 trafo	9 230 V	10 Stikk- ledn.
2014	514	545	789	673	551	672	699	633	551	683	699	641
2015	520	551	795	677	557	678	705	637	557	689	704	645
2016	526	557	801	681	563	684	711	642	563	696	711	650
2017	533	564	807	686	570	691	717	646	570	702	717	655
2018	540	571	814	691	577	698	724	651	577	709	724	659
2019	547	578	821	696	584	705	731	656	584	716	731	664
2020	555	585	828	701	592	712	738	661	592	724	738	670

Figur 29: Utsnitt av tabell for kostnad av maksimale effekttap, k_p [kr/kW år]

Frå Figur 28 kan ein lese at ekvivalent årskostnad for år 2015 k_{wekv} er 26,2 øre/kWh. Frå Figur 29 finn ein at kostnadane av maksimale effekttap i eit kabelnett med høg belastning i 2015 er 689 kr/kW. Tapkostnadar for år 2015 er rekna ut etter Formel 20, og vist i Tabell 20.

Alternativ	Maksimal effektavtap Δp_{maks} [kW]	Brukstid for tap T_t [timar]	Kostnad av maksimale effektavtap k_p [kr/kW]	Ekvivalent årskostnad av energitap $k_{w_{ekv}}$ [kr/kWh]	Ekvivalent tapkostnad ref. til årsmaksimum k_{pek_v} [kr/kW]	Tapkostnader år 2015
Gammal transformator 500 kVA	7,5	2400	689	0,262	1318	9884
Ny transformator 500 kVA	6	2400	689	0,262	1318	7907
Ny transformator 800 kVA	7	2400	689	0,262	1318	9225

Tabell 20: Reknedøme for tapkostnader distribusjonstransformatorar i 2015

Skilnad tapkostnader gammal transformator og ny 500 kVA transformator:

$$9884 \text{ kr} - 7907 \text{ kr} = 1977 \text{ kr}$$

Skilnad tapkostnader gammal transformator og ny 800 kVA transformator:

$$9884 \text{ kr} - 9225 \text{ kr} = 659 \text{ kr}$$

I år 2015 vil tapkostnadane blir redusert med 1977 kroner ved å skifte den gamle transformatoren med ein ny 500 kVA transformator. Dersom den gamle transformatoren blir skifta til ein ny 800 kVA transformator blir tapkostnadane redusert med 659 kr.

Ut frå tapkostnadane for år 2015 ser det ut til at det beste økonomiske alternativet er å setje inn ein ny 500 kVA transformator. Det er ikkje sikkert at dette er det beste økonomiske alternativet over tid. Tapkostnadar bør reknast over ein lengre periode for å få eit betre bilete, og det er viktig å ta omsyn til framtidig lastauking. Tapkostnadane for kommande år må reknast om til noverdi.

Det er viktig å påpeike at tapkostnader berre er ein liten del av det store reknestykket for transformatorskift.

7. Testing av teknisk-økonomisk analyse av transformatorskift

7.1 Forventa tid til svikt

For å prøve ut metodikken skildra i denne masteroppgåva er det valt ut tre distribusjonstransformatorar for ei tilfellestudie. Transformatorane står på ei liste over transformatorar som skal skiftast på grunn av høg temperatur.

Alle tre transformatorane har fått registrert avvik for høg temperatur etter nettstasjonssynfaringar. Tabell 21 gir informasjon om dei utvalgte transformatorane. Distribusjonstransformator A og B forsyner deler av eit drivhusanlegg og transformator C forsyner eit alpinanlegg. Alle dei tre transformatorane står i nettstasjonskioskar.

I ettertid viste det seg at distribusjonstransformator A er fylt med silikonolje. I tilfellestudia blir distribusjonstransformatoren behandla som ein papir-og mineraloljeisolert transformator i mangel på kunnskap og erfaring med aldring av papir- og silikonoljeisolerte transformatorar. Det må påpeikast at formelen som blir brukt for aldringsrate er utvikla for papir- og mineraloljeisolerte transformatorar.

Distribusjons-transformator	Transformator type	Merkeyting [kVA]	Produksjons år	Nettstasjonstype (kiosk)
Transformator A	Møre trafo OTK 8570 H	1250	2001	Schneider FRØYA 800
Transformator B	Møre trafo OTK 8570	1250	2007	Møre FLEX12
Transformator C	National Industri TKO	500	1987	ABB Magnum 250

Tabell 21: Distribusjonstransformatorar i tilfellestudie, informasjon henta frå databasen til Hafslund Nett

Tabell 22 viser ei oversikt over temperaturane som har blitt registrert på nettstasjonssynfaringar for dei tre distribusjonstransformatorane i tilfellestudia.

Distribusjons- transformator	Synfarings- dato	Synfarings- tidspunkt	Temperatur ute	Temperatur i nettstasjonen	Toppolje- temperatur målt på synfaring	Slepevisar- verdiar for toppolje- temperatur
Transformator A	2014-01-31	09:00	-5	20	80	100
	2012-02-27	13:52	0	40	62	96
	2010-02-09	13:32	-10	-5	50	110
	2008-04-18	08:48	4	35	60	120
Transformator B	2014-01-31	10:00	-5	0	15	90
	2012-02-27	13:58	0	15	36	40
	2010-02-09	14:14	-10	5	12	62
Transformator C	2014-03-19	08:59	0	15	20	90
	2012-03-20	09:43	0	5	10	10
	2010-04-29	09:41	5	Ikkje registrert	Ikkje registrert	Ikkje registrert
	2008-01-24	08:09	Ikkje registrert	Ikkje registrert	Ikkje registrert	Ikkje registrert

Tabell 22: Registrerte temperaturar for distribusjonstransformatorane i tilfellestudia

Tabell 23 viser belastningane som er registrert for dei tre distribusjonstransformatorane i tilfellestudia. Belastninga er rekna ut etter straummålingar utført på synfaringstidspunktet og registrerte slepevisarverdiar for straum. Utrekningane er gjort etter same metode som i prosjektoppgåva [2], appendiks E er eit utdrag frå prosjektoppgåva som skildrar metoden. Belastninga er gitt i prosent av merkeytinga til transformatorane.

Distribusjons- transformator	Verdiar målt på synfaringa			Slepevisarverdiar	
	Synfaringdato	Belasting [kW]	Belasting [%]	Belasting [kW]	Belasting [%]
Transformator A	31.01.2014	570,7	45,7 %	1277,1	102,2 %
	27.02.2012	1054,5	84,4 %	1247,5	99,8 %
	09.02.2010	735,5	58,8 %	1302,2	104,2 %
	18.04.2008	491,0	39,3 %	1262,7	101,0 %
Transformator B	31.01.2014	100,7	8,1 %	299,5	24,0 %
	27.02.2012	224,2	17,9 %	305,8	24,5 %
	09.02.2010	7,0	0,6 %	224,0	17,9 %
Transformator C	19.03.2014	12,2	2,4 %	228,8	45,8 %
	20.03.2012	10,3	2,1 %	298,3	59,7 %
	29.04.2010	7,5	1,5 %		

Tabell 23: Belasting på distribusjonstransformatorane i tilfellestudia, rekna ut frå straummålingar og slepevisarverdiar for straum

Ingen av transformatorane har registrert veldig høg belasting. I følgje IEC standard 60076-7 [3] kan distribusjonstransformatorar ha belasting opptil 1,5 gonger merkeyting i ein normal lastsyklus. Ingen av transformatorane har registrert belasting i nærleiken av 150 % verken på slepevisarar eller målingar frå synfaringstidspunktet. Grensa for hotspot-temperaturen i løpet av ein normal lastsyklus er 120 °C. Ein distribusjonstransformator må halde seg innafor begge grensene i ein normal lastsyklus.

Det er føreslått ei grense for toppoljetemperatur på 105 °C. Denne blir det ikkje tatt omsyn til i denne masteroppgåva. Standarden [3] gir ingen argumentasjon for at toppoljetemperaturen normalt ligg 15 °C under hotspot-temperaturen. Tolkninga av denne grensa er at den kan nyttast dersom ein ikkje har nok informasjon til å rekne ut ein hotspot-temperatur, og at den er satt ekstra lågt som ein heilgardering.

For naudsituasjonar kan distribusjonstransformatorane tåle høgare belasting og hotspot-temperatur. For grensene i naudsituasjonar visast det til IEC standard 60076-7 [3].

Dei kommande delkapitla drøftar forventa tid til svikt for kvar distribusjonstransformator. Aldring av papirisolasjon blir mest vektlagt då det er fokusert mest på denne skadetypen i teorigrunnlaget til masteroppgåva.

7.1.1 Forventa tid til svikt for distribusjonstransformator A

For distribusjonstransformator A er den høgaste slepevisarmålinga for temperatur er 120 °C og blei lest av i 2008. Det er ingen informasjon om varigheita av denne temperaturen eller om transformatoren opplevde denne temperaturen fleire gonger før tilbakestilling av slepevisaren. Ved å nytte Formel 5 kan ein rekne ut omtrentleg hotspot-temperatur for ein toppoljetemperatur på 120 °C, utrekningane er vist under.

$$\theta_h = \theta_{to} + 7,37 \text{ °C}$$

$$\theta_h = 120 \text{ °C} + 7,37 \text{ °C}$$

$$\theta_h = 127,37 \text{ °C}$$

Aldringsrata for ein hotspot-temperatur på 127,37 °C reknast ut med Formel 7.

$$V = 2^{(\theta_h - 98)/6}$$

$$V = 2^{(127,37 - 98)/6}$$

$$V = 29,75$$

Med ein omtrentleg hotspot-temperatur på 127,37 °C blir aldringsrata 30 gonger høgare enn med referansetemperaturen på 98 °C.

Hotspot-temperaturane og aldringsratane er rekna ut for slepevisarverdiane og temperaturmålingar frå synfaringstidspunktet og vist i Tabell 24.

Distribusjonstransformator A	Toppolje-temperatur [°C]	Hotspot-temperatur [°C]	Aldringsrate
Slepeviserverdiar			
2014-01-31	100	107,37	2,9519
2012-02-27	96	103,37	1,8596
2010-02-09	110	117,37	9,3718
2008-04-18	120	127,37	29,7538
Temperatur på synfaringstidspunktet			
2014-01-31	80	87,37	0,2929
2012-02-27	62	69,37	0,0366
2010-02-09	50	57,37	0,0092
2008-04-18	60	67,37	0,0291

Tabell 24: Utrekna hotspot-temperaturar og aldringsratar for distribusjonstransformator A

Frå Tabell 24 ser ein at distribusjonstransformatoren har høge slepevisarverdiar for toppoljetemperatur på alle dei fire nettstasjonssynfaringane som er registrert. Toppoljetemperaturane som er målt på synfaringa er òg høgare enn det som er normalt for distribusjonstransformatorane til Hafslund Nett med utgangspunkt i resultatata frå prosjektoppgåva [2].

I databasen er distribusjonstransformatoren registrert med produksjonsår 2001 og nettstasjonen med produksjonsår 2000. Det ligg berre eitt anlegg på distribusjonstransformatoren, som har registrert abonnementstart i år 1999. Det kan tyde på at nettstasjon og transformator er satt opp samtidig, mest sannsynleg i løpet av år 2001. Abonnementet kan ha starta før ved at anlegget blei forsynt av ein provosorisk nettstasjon eller av ein av dei andre nettstasjonane som høyrar til drivhusanlegget. Ut frå desse opplysingane blir det antekke at transformatoren har stått i same nettstasjon sidan 2001, og at transformatoren har vore i drift i om lag 14 år.

Eit drivhusanlegg følgjer ikkje den same lastkurva som andre abonnementar. I eit drivhus blir det meste av effekten nytta til oppvarming og lys. I periodar med låg utetemperatur og lite dagslys vil transformatoren stå med langvarig høg last. Om sommaren vil store deler av oppvarmingsbehovet vere dekkja av innstråling av sol. Alle registrerte synfaringane er utført i vinterhalvåret, ein har difor ikkje informasjon om kva toppoljetemperaturar distribusjonstransformatoren har om sommaren.

Tabell 25 er eit forslag til korleis hotspot-temperaturen kan ha variert over tid for distribusjonstransformator A i løpet av dei 14 første leveåra. Tabellen byggjer på dei målte temperaturane på nettstasjonssynfaringa samt slepevisarverdiane, som er vist i Tabell 22, og er berre eit tenkt forslag med høg grad av unøyaktigheit.

Toppoljetemperatur [°C]	Hotspot-temperatur [°C]	Aldringsrate	Fordeling av tidsperiode	Konsumert levetid i løpet av 14 år [år]
120	127,37	29,7538	1 %	4,1655
110	117,37	9,3718	5 %	6,5603
100	107,37	2,9519	7 %	2,8929
90	97,37	0,9298	15 %	1,9526
80	87,37	0,2929	15 %	0,6150
70	77,37	0,0922	20 %	0,2583
60	67,37	0,0291	15 %	0,0610
50	57,37	0,0092	15 %	0,0192
40	47,37	0,0029	7 %	0,0028
Totalt konsumert levetid				16,53

Tabell 25: Forslag på variasjon av hotspot –temperatur og aldringsrate for distribusjonstransformator A

Det er registrert slepevisarmålingar for toppoljetemperatur over 100 °C på tre av fire nettstasjonssynfaringar. Eit drivhusanlegg har jamnare effektbehov enn andre nettkundar og

vil difor oppretthalde eit høgt effektbehov over lengre tid. Det er difor anteke at temperaturen har vore over 100 °C ein relativ høg del av tidsperioden, forslaget i tabellen er 13 % av tidsperioden.

Lågaste temperatur registrert på synfaringstidpunktet er 50 °C. Som nemnt er alle synfaringane utført i vinterhalvåret og det er anteke at lasta er lågare i sommarhalvåret. Difor er det lagt inn forslag på at transformatoren har hatt ein temperatur på 40 °C om lag 7 % av tida.

Med utgangspunkt i Tabell 25 har transformatoren konsumert 16,53 år i løpet av dei 14 første leveåra. Restlevetida er rekna ut med Formel 10 og resultatet er – 1,53 år som vist under.

$$R = 15 \text{ år} - 16,53 \text{ år} = -1,53 \text{ år}$$

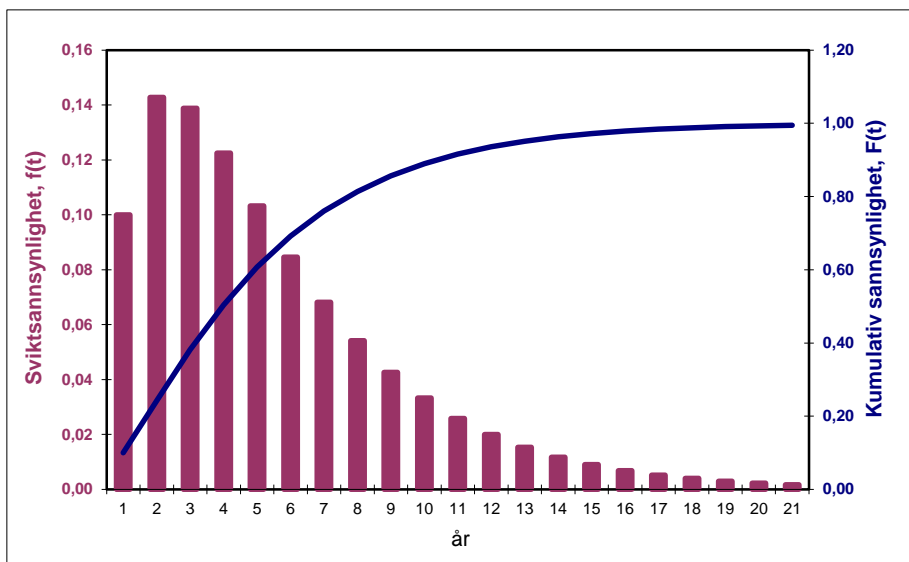
Med dei temperaturvariasjonane og varigheitene som er føreslått i Tabell 25 har transformatoren etter gitte metodar og føresetnader brukt opp levetida for papirisolasjonen.

Det er høg usikkerheit rundt utrekningane men det gir eit grunnlag til å mistenke at transformatoren har opplevd høge temperaturar over tid og at papirisolasjonen er sterkt aldra. Sannsynet for ei svikt på grunn av aldring blir anteke som svært høgt. Andre typar svikt kan òg oppstå, som er diskutert i kapittel 4.1. Sannsynet for svikt på grunn av aldring blir vurdert som dominerande for denne transformatoren.

Sannsynet for svikt på grunn av lynnedslag er sett på som minimale fordi transformatoren står i kabelnett.

På bakgrunn av informasjonen diskutert i dette kapittelet blei forventa tid til svikt satt til 5 år med ein tiprosentil på 1 år. Det betyr at ein forventar at distribusjonstransformatoren sviktar om 5 år, og at det er 10 % sjanse for at den sviktar innan eitt år.

Søylediagrammet i Figur 30 viser sannsynet for svikt per år for distribusjonstransformator A. Den blå kurva viser kumulativt sannsyn per år. Tabell med sviktsannsyn og kumulativ sviktsannsyn per år er lagt i appendiks B.



Figur 30: Sannsyn for svikt per år for distribusjonstransformator A, rekna ut med rekneverktøy frå Sintef Energi

Figur 30 viser at for dei fem første åra er sannsynet for svikt svært høgt, 10 -14,5 % per år. Sjølv om forventa tid til svikt er fem år er det sannsyn for at transformatoren lev lengre. Den kumulative kurva viser at det er 60 % sannsyn for at transformatoren får ein alvorleg svikt i løpet av dei fem første åra, og 80 % sannsyn for svikt i løpet av dei åtte første åra. Den kumulative kurva flatar ut rundt år 10, då er det lite sannsyn per år for at transformatoren får ein svikt. Det betyr ikkje at tilstanden til transformatoren blir betre med åra slik at sannsynet for svikt blir redusert. Det betyr at sett frå notida vil det vere stort sannsyn for at transformatoren allereie har svikta og difor lite sannsyn at den sviktar på det tidspunktet.

7.1.2 Forventa tid til svikt for distribusjonstransformator B

Distribusjonstransformator B forsyner same drivhusanlegg som distribusjonstransformator A og nettstasjonssynfaringane for desse stasjonane er utført samtidig. Registrerte målingar for distribusjonstransformator A og B er difor svært samanliknbare.

Tabell 26 viser ei oversikt over utrekna hotspot-temperaturar og aldringsratar rekna ut etter Formel 5 og Formel 7.

Distribusjonstransformator B	Toppolje-temperatur [°C]	Hotspot-temperatur [°C]	Aldringsrate
Slepeviserverdiar			
2014-01-31	90	97,37	0,9298
2012-02-27	40	47,37	0,0029
2010-02-09	62	69,37	0,0366
Temperatur på synfaringstidspunktet			
2014-01-31	15	22,37	0,0002
2012-02-27	36	43,37	0,0018
2010-02-09	12	19,37	0,0001

Tabell 26: Utrekna hotspot-temperaturar og aldringsratar for distribusjonstransformator B

Den høgaste registrerte slepevisarmålingen for toppoljetemperatur for distribusjonstransformator B er 90 °C. Dette gir ein estimert hotspot-temperatur på 97,37 °C og ei aldringsrate på 0,9298.

I databasen er distribusjonstransformator B registrert med produksjonsår 2007 og nettstasjonen er registrert med produksjonsår 2006. Nettstasjonen er registrert i databasen november 2006. Det blir difor antekke at distribusjonstransformator B har stått i same nettstasjon sidan 2007 og hatt ei levetid på om lag 8 år. Tabell 27 er eit forslag på korleis hotspot-temperaturen og aldringsratane kan ha variert gjennom dei første 8 leveåra.

Toppoljetemperatur [°C]	Hotspot-temperatur [°C]	Aldringsrate	Fordeling av tidsperiode	Konsumert levetid i løpet av 8 år [år]
110	117,37	9,3718	0,1 %	0,07497
100	107,37	2,9519	0,5 %	0,11808
90	97,37	0,9298	3,0 %	0,22315
80	87,37	0,2929	6,4 %	0,14995
70	77,37	0,0922	8,0 %	0,05904
60	67,37	0,0291	15,0 %	0,03487
50	57,37	0,0092	19,0 %	0,01391
40	47,37	0,0029	20,0 %	0,00461
30	37,37	0,0009	17,0 %	0,00123
20	27,37	0,0003	10,0 %	0,00023
10	17,37	0,0001	1,0 %	0,00001
Totalt konsumert levetid				0,68

Tabell 27: Forslag på variasjon for hotspot-temperatur og aldringsratar for distribusjonstransformator B

Toppoljetemperaturane målt på synfaringstidspunktet for distribusjonstransformator B er mykje lågare enn for distribusjonstransformator A. Desse målingane er utført med mellomrom på under ein time og ein kan difor anta at dei har same sesongvarierte føresetnader, som utetemperatur, solinnstråling i drivhusa og dermed det same relative effektbehov. Alle toppoljetemperaturane målt på synfaringstidspunktet for distribusjonstransformator B er svært låge samanlikna med dei målt for distribusjonstransformator A. Dette gir grunnlag for å anta at distribusjonstransformator B opplev vesentleg lågare toppoljetemperaturar enn distribusjonstransformator A og vil ha lågare aldring.

Ut frå aldringsratene og varigheitane som er føreslått i Tabell 27 har distribusjonstransformatoren konsumert 0,68 leveår for papirisolasjonen referert til ei levetid på 15 år med ein hotspot-temperatur på 98 °C. Restlevetida til distribusjonstransformator B vil etter Formel 10 vere 14,32 år.

$$R = 15 \text{ år} - 0,68 \text{ år} = 14,32 \text{ år}$$

Det betyr at dersom distribusjonstransformatoren frå no av har ein gjennomsnittleg hotspot-temperatur på 98 °C vil papirisolasjonen ha 14,32 år igjen før levetida til papirisolasjonen er brukt opp i følgje Formel 7. Som vist i Tabell 26 har distribusjonstransformator B registrert mykje lågare temperaturar enn det.

Distribusjonstransformator B forsyner i dag eit drivhusanlegg. Dersom den delen av drivhusanlegget som transformatoren forsyner i dag ikkje blir bygga ut er det lite sannsyn for lastauking. Utviklinga av isolasjon og teknologi for drivhus går mot eit lågare effektforbruk, ved oppgraderingar kan det tenkjast at drivhuset får lågare effektforbruk.

Dersom ein antek at distribusjonstransformator B vil ha omtrent same temperaturvariasjon framover som i Tabell 27 vil levetida for papirisolasjonen vere mykje lengre. Total levetid kan reknast ut frå det vekta gjennomsnittet av aldringsratane, som er vist i Tabell 28.

Aldringsrate	Fordeling av tidsperiode	Vekta aldringsrate
9,37185	0,1 %	0,0094
2,95195	0,5 %	0,0148
0,92980	3,0 %	0,0279
0,29287	6,4 %	0,0187
0,09225	8,0 %	0,0074
0,02906	15,0 %	0,0044
0,00915	19,0 %	0,0017
0,00288	20,0 %	0,0006
0,00091	17,0 %	0,0002
0,00029	10,0 %	0,0000
0,00009	1,0 %	0,0000
Totalt	100 %	0,0850

Tabell 28: Vekta aldringsrate for distribusjonstransformator B

Med ei gjennomsnittleg aldringsrate på 0,0850 vil den totale levetida på papirisolasjonen i følgje Formel 11 vere 176,5 år.

$$\text{Levetid}(V) = \frac{\text{Levetid}(V = 1)}{V}$$

$$\text{Levetid}(0,0850) = \frac{15 \text{ år}}{0,0850}$$

$$\text{Levetid}(0,0850) = 176,5 \text{ år}$$

Ved å trekkje frå 8 år som allereie er konsumert med aldriingsrate på 0,0850 vil restlevetida for same aldriingsrate vere 168,5.

$$R = 176,5 \text{ år} - 8 \text{ år} = 168,5 \text{ år}$$

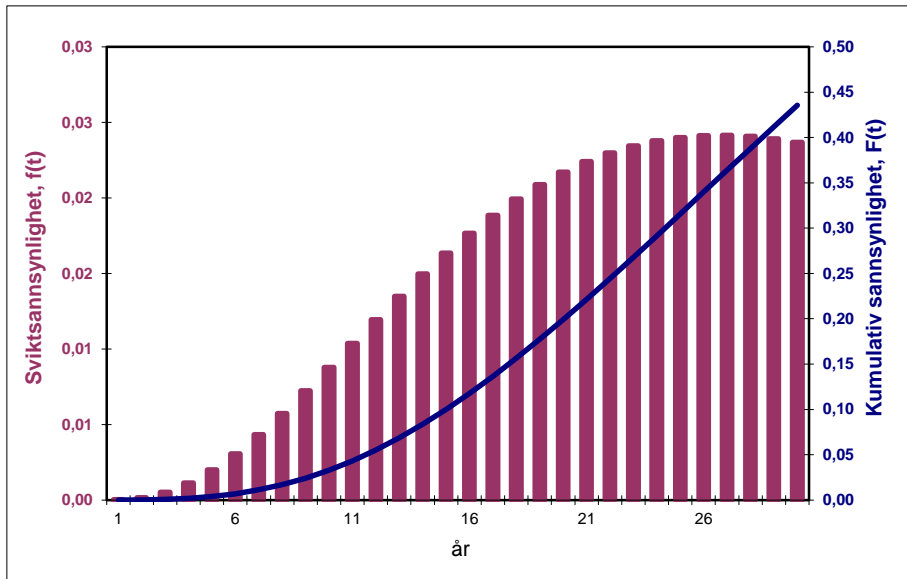
176,5 år er ikkje ei realistisk levetid for ein distribusjonstransformator. Men det tyder på at aldriinga av papirisolasjonen er låg og har liten påverknad på levetida for transformatoren. Det er difor større sannsyn for at transformatoren får ein svikt av andre årsakar enn av aldra papirisolasjon.

Som argumentert for i kapittel 4.5 er 40 år rekna som ei gjennomsnittleg levetid for distribusjonstransformatorar i denne masteroppgåva. Denne transformatoren har stått i same nettstasjon i dei åtte åra den har vore i drift og har ikkje hatt nokre stor påkjenningar. Det blir anteke at den er i betre stand enn gjennomsnittet etter 8 leveår.

Forventa tid til svikt blei satt til 36 år, med føresetnad om at transformatoren si levetid har blitt redusert 0,5 år for kvart år. Då er andre påkjenningar enn aldriing av papirisolasjonen tatt med i vurderinga. Som for distribusjonstransformator A er sannsynet for svikt på grunn av lynnedslag er sett på som minimale. Tiprosentilen er satt til 15 år, fordi det blir anteke at det er svært lite sannsyn for at transformatoren får ein svikt i dei nærmaste åra.

Søylediagrammet i Figur 31 viser sannsynet for svikt per år for distribusjonstransformator B. Den mørkeblå kurva viser kumulativt sannsyn per år. Appendiks B inneheld tabell med sviktsannsyn og kumulativ sviktsannsyn per år.

For distribusjonstransformator B er det forventa lang tid til svikt. Figur 31 viser at sannsynet for svikt dei første åra er svært lågt. Sannsynet for at transformatoren får ein svikt i løpet av dei fem første åra er 0,4 %. Sannsynet for svikt per år aukar jamt fram til rundt år 25, deretter flater det litt ut før sannsynet blir redusert for kvart år. Diagrammet og sannsynet er svært likt som for forventa levetid for ein gjennomsnittleg distribusjonstransformator, som vist i kapittel 4.5.



Figur 31: Sannsyn for svikt per år for distribusjonstransformator B, rekna ut med rekneverktøy frå Sintef Energi

7.1.3 Forventa tid til svikt for distribusjonstransformator C

Distribusjonstransformator C har merkeyting 500 kVA og bidraget frå temperaturgradienten er difor større enn for distribusjonstransformatorane A og B.

Den høgaste registrerte toppoljetemperaturen for denne transformatoren er 90 °C. Ved hjelp av Formel 4 blir hotspot-temperaturen rekna til å vere 104,4 °C. Utrekningane er vist under.

$$\theta_h = \theta_{to} + 14,4 \text{ °C}$$

$$\theta_h = 90 \text{ °C} + 14,4 \text{ °C}$$

$$\theta_h = 104,4 \text{ °C}$$

Tabell 29 viser hotspot-temperaturane og aldriingsratane rekna ut for alle registrerte og målte toppoljetemperaturar. På nettstasjonssynfaringa i 2012 blei slepevisaren for hotspot-temperaturen registrert til 10 °C. Dette blir antekje å vere feil. Ein maksimal toppoljetemperatur i på 10 °C i løpet av to år tyder på at omgivnadstemperaturane har vore svært låge. Dersom ein transformator utan last står i omgivnadstemperatur på 20 °C over lengre tid vil toppoljetemperaturen vere tilnærma 20 °C, slik vil førehalda vere for ein transformatoren i ein vanleg nettstasjon i sommarmånadane. Ein slepevisar på 10 °C er difor svært urealistisk.

Distribusjonstransformator C	Toppolje-temperatur [°C]	Hotspot-temperatur [°C]	Aldringsrate
Slepeviserverdiar			
2014-03-19	90	104,4	2,0946
2012-03-20	10	24,4	0,0002
Temperatur på synfaringstidspunktet			
2014-03-19	20	34,4	0,0006
2012-03-20	10	24,4	0,0002

Tabell 29: Utrekna hotspot-temperaturar og aldringsratar for distribusjonstransformator C

Distribusjonstransformator C har registrert produksjonsår 1987 i databasen. Nettstasjonen den står i har registrert produksjonsår 2010, og det er registrert ein dato for driftsetting av nettstasjonen august 2011. Dette tyder på at transformator C har stått i nettstasjonen sidan august 2011, om lag 4,5 år. Før dette er det ingen informasjon om kvar transformatoren har stått eller kva last den har hatt.

Dei 4,5 siste åra har distribusjonstransformatoren forsynt eit skianlegg med skiheisar, lysanlegg, varmetuer og butikk. Dette gir ei tung last på vinteren når skianlegget går for fullt. Om sommaren er skianlegget stengt og effektbehovet tilnærma null.

4,5 år er ein sjettedel av levetida til distribusjonstransformator C. Det er anteke at distribusjonstransformatoren hadde andre lasttypar før, som hushaldningar og kontor. Tabell 30 er eit forslag til temperaturfordeling for distribusjonstransformator C.

Tabellen tar utgangspunkt i at transformatoren har hatt låg aldring før den blei satt i nettstasjonen som forsyner skianlegget. Statistikk viser at 95 % av slepevisarverdiane for toppoljetemperatur var under 80 °C, som gir ei estimert maksimal aldringsrate under 0,125 [2]. Dette er maksimale verdiar, det er naturleg at toppoljetemperaturen er lågare mesteparten av tida.

På bakgrunn av resultata i prosjektoppgåva [2] er det anteke at hotspot-temperaturen ligg under 98 °C størstedelen av levetida.

Toppoljetemperatur [°C]	Hotspot-temperatur [°C]	Aldringsrate	Fordeling av tidsperiode	Konsumert levetid i løpet av 27 år [år]
110	117,37	9,3718	1,0 %	2,53040
100	107,37	2,9519	3,0 %	2,39108
90	97,37	0,9298	5,0 %	1,25524
80	87,37	0,2929	7,0 %	0,55352
70	77,37	0,0922	12,0 %	0,29888
60	67,37	0,0291	14,0 %	0,10983
50	57,37	0,0092	15,0 %	0,03707
40	47,37	0,0029	18,0 %	0,01401
30	37,37	0,0009	14,0 %	0,00343
20	27,37	0,0003	8,0 %	0,00062
10	17,37	0,0001	3,0 %	0,00007
Totalt konsumert levetid				7,19

Tabell 30: Forslag på variasjon for hotspot-temperaturar og aldringsratar for distribusjonstransformator C

Restlevetida referert til 15 år blir etter Formel 10 7,81 år. Det betyr at i løpet av 27 år, med den temperaturvariasjonen som er føreslått i Tabell 30, har distribusjonstransformator C konsumert under halvparten av levetida til papirisolasjonen.

$$R = 15 \text{ år} - 7,19 \text{ år} = 7,81 \text{ år}$$

Dersom distribusjonstransformator C har om lag same temperaturvariasjon i åra framover som det er føreslått i Tabell 30 vil den vekta gjennomsnittlege aldringsrata bli 0,2665 som vist i Tabell 31.

Aldringsrate	Fordeling av tidsperiode	Vekta aldringsrate
9,371846556	1 %	0,0937
2,951946688	3 %	0,0886
0,929804943	5 %	0,0465
0,292870205	7 %	0,0205
0,092248334	12 %	0,0111
0,029056404	14 %	0,0041
0,009152194	15 %	0,0014
0,00288276	18 %	0,0005
0,000908013	14 %	0,0001
0,000286006	8 %	0,0000
9,00863E-05	3 %	0,0000
Totalt	100 %	0,2665

Tabell 31: Vekta aldringsrate for distribusjonstransformator C

Med ei aldringsrate på 0,2665 blir den totale levetida til papirisolasjonen 56,3 år, som vist i utrekningane under.

$$\text{Levetid}(V) = \frac{\text{Levetid}(V = 1)}{V}$$

$$\text{Levetid}(0,2665) = \frac{15 \text{ år}}{0,2665}$$

$$\text{Levetid}(0,2665) = 56,3 \text{ år}$$

Restlevetid for papirisolasjonen til distribusjonstransformator C med anteke gjennomsnittleg aldringsrate på 0,2665 blir då 29,3 år. Utrekningane er vist under.

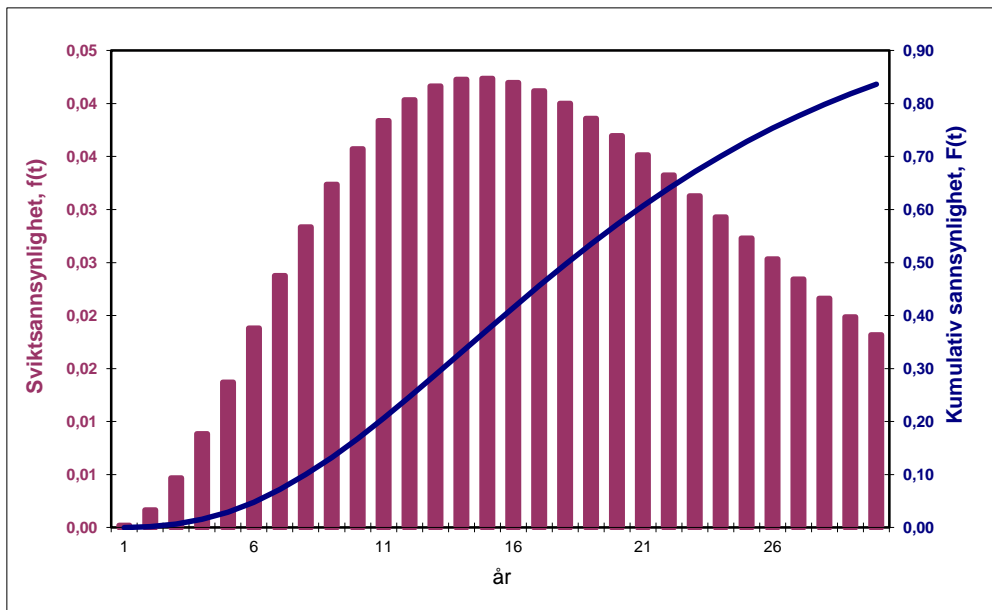
$$R = 56,3 \text{ år} - 27 \text{ år} = 29,3 \text{ år}$$

56,3 år levetid for papirisolasjonen til ein distribusjonstransformator kan vere realistisk. Hafslund Nett har papir- og mineraloljeisolerte distribusjonstransformatorar med produksjonsår helt ned til 1940 [2].

Lastauking er meir sannsynleg for denne distribusjonstransformatoren enn dei to som forsyner drivhusanlegg. Lastauking kan kome med mindre utbyggingar som ny varmestue, butikk eller korte skitrek for barneløyper. For utbygging av nye skitrek vil det mest sannsynleg vere behov for ein ny nettstasjon.

På bakgrunn av usikkerheita rundt framtidig last og tidlegare påkjenningar blei forventa tid til svikt redusert til 20 år. Dette passer bra med forventa levetid på 40 år for ein gjennomsnittleg distribusjonstransformator. Siste nettstasjonssynfaring blei utført i 2014 og det blei ikkje funne teikn på byrjande svikt. Det er difor antatt at det er lågt sannsyn for at transformatoren får ein alvorleg svikt som førar til havari i løpet av dei første åra. På bakgrunn av dette blei tiprosentilen satt til 8 år.

Søylediagrammet i Figur 32 viser sannsynet for svikt per år i dei neste 30 åra rekna ut med rekneverktøyet utvikla av Sintef Energi. Den mørkeblå kurva viser det kumulative sannsynet per år. Tabell med sviktsannsyn og kumulativ sviktsannsyn per år er lagt i appendiks B.



Figur 32: Sannsyn for svikt per år for distribusjonstransformator C, rekna ut med rekneverktøy frå Sintef Energi

Med dei føresetnadane og utrekningane som er utført for distribusjonstransformator C er det 3 % sannsyn for at transformatoren får ein alvorleg svikt som fører til havari i løpet av dei første 5 åra. Dette verkar rimeleg fordi transformatoren ikkje hadde teikn til byrjande svikt på nettstasjonssynfaringa i 2014. Sannsynet for svikt aukar for kvart år fram til år 15, etter dette synk sannsynet for kvart år.

Dei årlege verdiane for svikt blir brukt i den økonomiske modellen for å rekne ut forventa sviktkostnad.

7.2 Alternativ for transformatorskift

I økonomiske analyser er basisalternativet definert som situasjonen i dag og forventa vidare utvikling dersom det ikkje blir utført tiltak [28]. Basisalternativet for alle tre distribusjonstransformatorane i tilfellestudia vil vere å la transformatoren stå utan å gjere nokon tiltak. Kostnadane for dette vil hovudsakleg vere forventa sviktkostnad og tapkostnader.

Det mest offensive tiltaket er å skifte transformatoren i inneverande år. Den største kostnaden for dette alternativet er kostnadane ved det planlagde transformatorskiftet. Sidan transformatorskiftet blir utført i inneverande år blir noverdien lik dei faktiske kostnadane. Det blir antatt at transformatoren som blir satt inn har levetid og sannsyn for svikt som ein gjennomsnittleg transformator skildra i kapittel 4.5.

Dersom årsaken til dei høge temperaturane skuldast høg last er eit alternativ å setje inn ein transformator med høgare merkeyting. Å skifte transformator til ein annan merkeyting har innverknad på dei elektriske tapa og tapkostnadane. For desse tilfellestudiane blir ikkje merkeytinga på transformatorane optimert for å redusere effektapa.

7.2.1 Alternativ for distribusjonstransformator A

Distribusjonstransformator A blei vurdert til å ha dårlegast tilstand av dei tre distribusjonstransformatorane. Den har registrert både høgast temperaturar og belastning av dei tre transformatorane. Den høgaste registrerte belastinga er 104,2 % av merkeytinga, dette er langt frå grensa på 150 %.

Som vist i Tabell 22 har den registrert ei toppoljetemperatur på 120 °C, noko som gir garanti for at hotspot-temperaturen har vore over 120 °C. Distribusjonstransformatoren når difor grensa for hotspot-temperatur lenge før grensa for belastning. Ein tenkeleg årsak til dette er at eit drivhusanlegg har jamt effektbehov som er sterkt avhengig av utetemperaturen. Når det er låg utetemperatur krev anlegget høg effekt over lang tid og transformatoren blir då gradvis varma opp til ein høg temperatur. Sidan transformatoren går over grensa for hotspot-temperatur i løpet av ein normal lastsyklus blir det vurdert at merkeytinga bør aukast ved eit eventuelt transformatorskift.

Tre alternativ blir vurdert for distribusjonstransformator A:

- Alternativ A1: Ingen tiltak (basisalternativet)
- Alternativ A2: Skifte transformator i inneverande år og auke merkeytinga til 1600 kVA
- Alternativ A3: Utsetje transformatorskiftet med 5 år og auke merkeytinga til 1600 kVA

Eit alternativt tiltak er å betre kjølinga i nettstasjonen. Det bør utførast ei grundig analyse for å kartleggje kor mykje toppoljetemperaturen blir seinka ved eit slikt tiltak. Dette er for omfattande for denne enkle tilfellestudia og det blir ikkje vurdert som eit alternativ i denne masteroppgåva. Sidan tilstanden til distribusjonstransformatoren er vurdert som kritisk ville eit kjøletiltak mest sannsynleg kome i tillegg til eit transformatorskift, noko som krev svært høg lønsamheit for tiltaket.

7.2.2 Alternativ for distribusjonstransformator B

Distribusjonstransformator B blei ut frå tilgjengeleg informasjon vurdert til å ha veldig god tilstand. Tabell 23 viser at det ikkje er registrert høg belastning på transformatoren. Belastinga som er rekna ut frå slepevisarverdiane for straum er under 25 % av merkeytinga, noko som er svært lågt. Slepevisaren for toppoljetemperatur som blei registrert i 2014 var 90 °C, slepevisaren for straum i 2014 gir ei belastning på 24 %. Slepevisarane for straum og toppoljetemperatur er ikkje naudsynt frå same tidspunkt, men det er merkverdig at transformatoren har hatt ein maksimal toppoljetemperatur på 90 °C medan den i same tidsperiode ikkje har registrert høgare last enn 24 %. Her er det mistanke om at ein av slepevisarmålingane er feil, anten for straum eller temperatur. Dersom slepevisarmålingane er korrekte tyder det på svært dårleg kjøling av transformatoren.

Distribusjonstransformatoren har ikkje vore i nærleiken av grensene for verken slepevisartemperatur eller belastning. Lastauking på denne distribusjonstransformatoren blir vurdert som lite sannsynleg, som diskutert i delkapittel 7.1.2. Dersom ein ser vekk frå

slepevisarmålingen med toppoljetemperatur på 90 °C kan det vere aktuelt å setje inn ein transformator med mindre merkeyting for å redusere tapa. På grunn av slepevisarmålingen som viser 90 °C blir det ikkje vurdert som alternativ å skifte til lågare merkeyting. Sidan distribusjonstransformator B forsyner same drivhusanlegg som distribusjonstransformator A kan ein på same måte anta at høg toppoljetemperatur på grunn av at effektbehovet vil ha lengre varigheit enn for andre distribusjonstransformatorar.

Tre alternativ blir vurdert for distribusjonstransformator B:

- Alternativ B1: Ingen tiltak (basisalternativet)
- Alternativ B2: Skifte distribusjonstransformatoren inneverande år, same merkeyting
- Alternativ B3: Utsetje transformatorskiftet med 10 år, same merkeyting

7.2.3 Alternativ for distribusjonstransformator C

Distribusjonstransformator C er den eldste transformatoren av dei tre og den det er mest usikkerheit rundt. Belastningane i Tabell 23 er registrert for nettstasjonen der distribusjonstransformatoren står no og viser ingen teikn til høg belastning.

Prosentvis er distribusjonstransformator C høgare belasta enn distribusjonstransformator B. Den har ein slepevisar for toppoljetemperatur på 90 °C og ein på 10 °C.

Toppoljetemperaturen på 10 °C blir antatt å vere feil, argumentasjon for dette er under delkapittel 7.1.3.

Det er ingen informasjon som viser at distribusjonstransformatoren når grensene for belastning eller hotspot-temperatur i løpet av ein normal lastsyklus. Transformatoren si noverande merkeyting blir vurdert til å vere tilstrekkeleg. På grunn av at den einaste slepevisarverdien for toppoljetemperatur som blir rekna som gyldig er 90 °C, og med tanke på mogleg framtidig lastauke, blir det ikkje vurdert å skifte transformatoren til ein med mindre merkeyting.

Distribusjonstransformator C får dei same alternativa som distribusjonstransformator C:

- Alternativ C1: Ingen tiltak (basisalternativet)
- Alternativ C2: Skifte distribusjonstransformatoren inneverande år, same merkeyting
- Alternativ C3: Utsetje transformatorskiftet med 10 år, same merkeyting

7.3 Resultat av teknisk-økonomisk analyse

For den teknisk-økonomiske analysen av dei tre alternativa for kvar distribusjonstransformator er prototypen skildra i appendiks C brukt. Den er modifisert litt for å kunne samanlikne tre alternativ i staden for to.

For utrekningane er det brukt ei diskonteringsrente på 6 %. Dette er valt med bakgrunn ut frå anbefalingane frå NVE [19].

Analyseperioden er valt til å vere 15 år. Dette er ein kortare tidsperiode enn vanleg for investeringar i nettet. Hovudargumentet bak dette valet er at tapskostnadane ikkje skal utgjere for stor del av resultatet fordi tapsoptimering ikkje er fokus for desse tilfellestudiene. For forenkling av metode er den økonomiske levetida til transformatorane satt til 15 år.

Tomgangstap og belastningstap referert til merkeyting for eksisterande transformatorar er henta frå databasen til Hafslund Nett. For nye transformatorar som blir satt inn blir dei maksimalt tillate belastningstapa referert til merkeyting henta frå kravspesifikasjonen til Hafslund Nett. Tomgangstapa er henta frå krava i fase 1 av det nye økodesigndirektivet [25]. Grunnen til at Hafslund Nett sine krav til belastningstap er brukt er fordi dei er strengare enn krava i fase 1 av økodesigndirektivet. Tabell 32 viser kva effektstap som blei brukt for nye transformatorar.

Maksimale effektstap er rekna ut frå den høgaste registrerte belastinga på transformatorane. For distribusjonstransformator B er det lagt inn ei maksimalbelastning på 50 % på grunn av usikkerheit rundt slepevisarverdiar for straum som diskutert i kapittel 7.1.3. Det er ikkje lagt inn lastauking for nokon av distribusjonstransformatorane i tilfellestudia.

Toviklingstransformatorar		
Merkeyting [kVA]	Tomgangstap P_o [W] *	Belastningstap P_k [W]**
50	90	1000
100	145	1600
200	300	2300
315	360	3700
500	510	4600
630	600	6000
800	650	7300
1000	770	9400
1250	950	10500
1600	1200	14300
2000	1450	16000

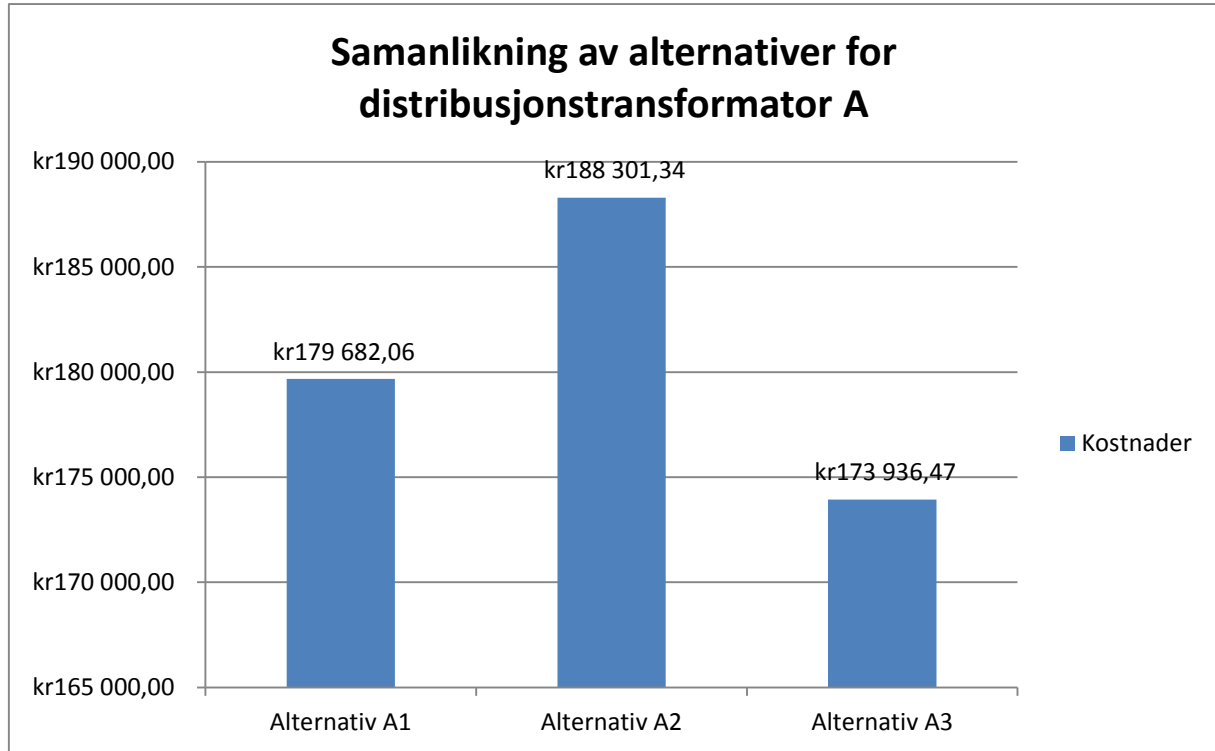
Tabell 32: Effektstap brukt i utrekningar for tilfellestudia, *tomgangstap frå økodesgindirektivet [25], **belastningstap frå Hafslund Nett sin kravspesifikasjon

I tilfellestudiane er det brukt reelle prisar for ny transformator og tilbehør frå transformatorleverandøren. Prisane for planlagde transformatorskift og transformatorskift utført av beredskapstenesta er henta frå rammeavtalane i dei ulike geografiske områda.

KILE-kostnader er henta frå databasen til Hafslund Nett og rekna om til ei varigheit på fem timar for planlagt skift og 10 timar ved eit transformatorhavari.

7.3.1 Resultat distribusjonstransformator A

Figur 33 er ei samanlikning av alternativa i den teknisk-økonomiske analysen for distribusjonstransformator A.



Figur 33: Resultat av teknisk-økonomisk analyse for distribusjonstransformator A

Figur 33 viser at etter metodane og føresetnader brukt for distribusjonstransformator A er alternativ A3 mest lønsamt. Alternativ A3 er å utsetje transformatorskiftet med 5 år. For alternativ A3 er sannsynet for at den eksisterande transformatoren havarerer før 5 år er gått er 60 %. Den forventa sviktkostnaden utgjer difor ein stor del av kostnadane.

For distribusjonstransformator A er kostnaden for eit planlagt transformatorskift er høgare enn kostnaden for eit transformatorskift på grunn av havari, sjølv i inneverande år. Ein av grunnane til dette er at nettstasjonen har låge avbrottskostnader (KILE) noko som gjer at både varsling og varigheita på straumstansen har liten betydning. Prisane for transformatorskift er sensitive opplysingar og blir difor ikkje diskutert vidare.

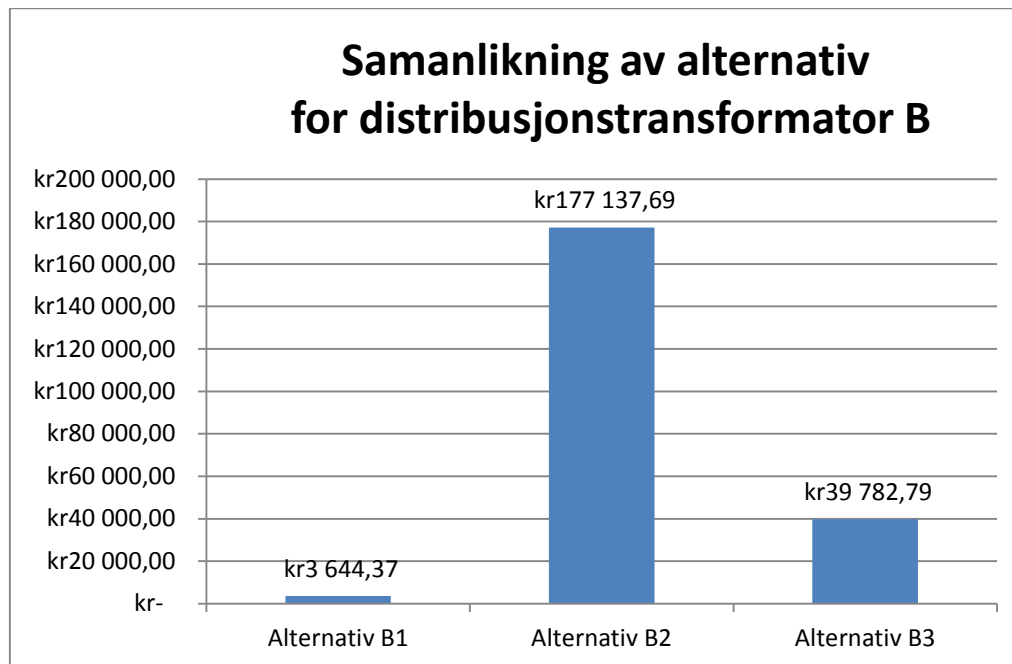
Den eksisterande transformatoren har høge tap samanlikna med ein ny 1600 kVA. Skilnaden i tapkostnadar i løpet av 15 år mellom eksisterande transformator (alternativ 1) og ny transformator (alternativ 2) er 36 100 kroner.

Sjølv om alternativ A3 er mest lønsamt ut frå den teknisk-økonomiske analysen må det gjerast ei heilskapleg vurdering. Den teknisk-økonomiske analysen har ikkje med samfunnsøkonomiske element som til dømes omdømmet til Hafslund Nett ved ein straumstans. Eit av Hafslund Nett sine strategiske mål er å ha 99,99 % leveringssikkerheit [29]. Det strategiske målet overstyrar økonomien.

Sannsynet for svikt (havari) for distribusjonstransformator A er svært høgt. På bakgrunn av det strategiske målet om 99,99 % leveringssikkerheit blir det anbefalt å skifte transformatoren i inneverande år.

7.3.2 Resultat distribusjonstransformator B

Figur 34 er ei samanlikning av alternativa i den teknisk-økonomiske analysen for distribusjonstransformator B.



Figur 34: Resultat av teknisk-økonomisk analyse for distribusjonstransformator B

Figur 34 viser at alternativ B1 er det mest lønsame alternativet ut frå gitte metodar og føresetnader. Alternativ B1 har svært låge kostnader samanlikna med alternativa der transformatoren blir skifta. Dette tyder på at eit transformerskift ikkje er naudsynt ut frå tilstanden på transformatoren.

Som for distribusjonstransformator A er kostnadane for eit planlagt transformerskift høgare enn kostnadane for eit transformerskift på grunn av havari. Prisane for transformator og sjølve skiftet er like som for distribusjonstransformator A sidan transformatorane er av same merkeyting og står i same geografiske område. Avbrotkostnadane (KILE) for distribusjonstransformator B er låge, dette er som venta sidan transformatoren forsyner same kunde som distribusjonstransformator A.

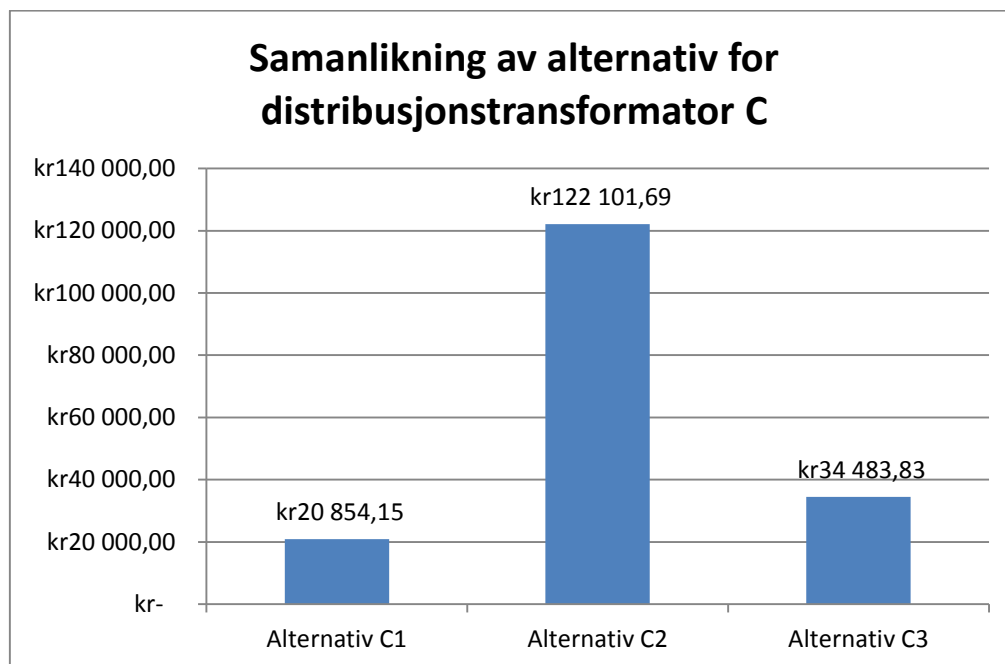
Tapa som er registrert for distribusjonstransformator B er lågare enn krava som er vist i Tabell 32. Dette gjer at tapskostnadane for alternativ B1 og B3 blir lågare enn for alternativ B2, noko betyr at tapskostnadane aukar dersom transformatoren blir skifta. Dette er svært usannsynleg i praksis, men viser at eksisterande distribusjonstransformatorar kan ha lågare tap enn dei maksimale tapa i kravspesifikasjonen. Distribusjonstransformator B er produsert

i 2007. Dersom den blir skifta no vil det sannsynlegvis bli satt inn ein transformator med om lag same effekttap.

Sannsynet for svikt for distribusjonstransformator B er anteke til å vere svært lågt, 0,4 % for ein svikt i løpet av dei første 5 åra. Alternativ B1, å la transformatoren stå utan tiltak, utgjer låg fare for havari og leveringssikkerheita. Anbefalinga ut frå ei heilskapsvurdering for distribusjonstransformator B er å la transformatoren stå utan tiltak.

7.3.3 Resultat distribusjonstransformator C

Figur 35 er ei samanlikning av alternativa i den teknisk-økonomiske analysen for distribusjonstransformator C.



Figur 35: Resultat av teknisk-økonomisk analyse for distribusjonstransformator C

Figur 35 viser at alternativ C1 er mest lønsamt ut frå gitte metodar og føresetnader.

Distribusjonstransformator C står i eit geografisk området med andre rammeavtaler og prisar for transformatorskift enn distribusjonstransformator A og B. Også for dette området er kostnadane for ein svikt lågare enn kostnadane for eit planlagt transformatorskift. Det er registrert låge avbrotskostnader (KILE) for distribusjonstransformator C. Eit uvarsla avbrot på 10 timar gir 4300 kr i avbrotskostnader. Dette er ein låg kostnad og gjer lite utslag på reknestykket.

Som for distribusjonstransformator B var dei registrerte effekttapa lågare enn dei maksimale tapa i kravspesifikasjonen. Dette førar til at tapkostnadane aukar etter transformatorskiftet i følgje den teknisk-økonomiske analysen. Distribusjonstransformator C er produsert i 1987 og det blir stilt spørsmål til om den har så låge tap som den er registrert med.

Distribusjonstransformator C er den eldste transformatoren i tilfellestudia. Den har størst usikkerheit rundt tidlegare belastning og temperaturvariasjonar fordi det ikkje er informasjon om kvar distribusjonstransformatoren har stått før 2010. Med omsyn til strategisk mål for leveringssikkerheit blir det anbefalt å la distribusjonstransformatoren stå men å ha meir tilsyn enn det som er vanleg for distribusjonstransformatorane i dag. Transformatoren kan til dømes prioriterast for last- og temperaturovervaking gjennom AMS.

8. Oppsummering og diskusjon

8.1 Aldring av papirisolasjon

Aldring av papirisolasjonen i distribusjonstransformatorar har blitt forska på sidan 1930-talet. Aldringa er knytt opp mot levetida til ein transformator med føresetnad om at den ikkje får andre elektriske eller mekaniske sviktar.

Aldringa blir hovudsakleg påverka av temperatur, vassinnhald i transformatoren og tilgang på oksygen. Formel 7 som er oppgitt i IEC standard 60076-7 har hotspot-temperaturen som einaste variabel [3].

For distribusjonstransformatorar er toppoljetemperaturen den enklast tilgjengelege parameteren for utrekning av aldring. Hotspot-temperaturen er dimensjonerande for aldring av papirisolasjonen, og kan estimerast ut frå toppoljetemperaturen. Formel 4 og Formel 5 som blei nytta i denne masteroppgåva for estimering av hotspot-temperatur er utvikla frå eit lite utval varmeprøvar av distribusjonstransformatorar frå Møre Trafo. Dette gir stor grad av unøyaktigheit rundt hotspot-temperaturen. Dersom metoden skal nyttast vidare er det anbefalt å skaffe betre underlag for å utvikle meir nøyaktig estimering. Dette kan til dømes gjerast ved å utføre fleire varmeprøvar.

Per i dag blir ikkje oksygen- eller vassinnhald i distribusjonstransformatorar kontrollert. Oksygen- og vassinnhald kan avdekkjast ved analyser av oljeprøvar. Prosjektoppgåva [2] konkluderte med at rutinemessige oljeprøvar for alle distribusjonstransformatorane vil gi store kostnader. I tillegg er det ikkje anbefalt å ta oljeprøvar av hermetisk teitte transformatorar dersom dei ikkje skal opnast av andre årsakar.

For distribusjonstransformatorar som kjem inn til transformatorlageret blir det tatt ut oljeprøvar for å måle den dielektriske haldfastheita i olja. I forbindelse med desse testane kan oksygen- og vassinnhald målast. Dette gir betre grunnlag for å estimere restlevetid til papirisolasjonen for distribusjonstransformatorar som skal setjast ut i nettet igjen. I tillegg kan verdiane registrerast saman med merkeyting, produksjonsår og transformatorstype. Etter kvart som desse registra veks kan dei brukast som grunnlag for å finne gjennomsnittleg oksygen- og vassinnhald. Då kan det bli aktuelt å bruke aldringsformlar som tar omsyn til oksygen- og vassinnhald i tillegg til temperatur. Ein kan forvente at hermetisk teitte transformatorar har lågare oksygen- og vassinnhald enn transformatorar med ekspansjonstank.

8.2 Forventa tid til svikt

Formel 7 for aldring av papirisolasjon tar utgangspunkt i ei referanselevetid på 15 år for ein gjennomsnittleg hotspot-temperatur på 98 °C. Dette er ein svært låg alder samanlikna med statistikk over alderen på distribusjonstransformatorane til Hafslund Nett [2]. I kapittel 4.5 blir det argumentert for at levetida til ein gjennomsnittleg distribusjonstransformator er 40

år. Levetida er definert som tida før ein transformator får ein alvorleg svikt og må kondemnerast.

Forventa tid til svikt for ein transformator inkluderer meir enn restlevetida til papirisolasjonen. Masteroppgåva skiljar mellom tre svikttypar: elektrisk svikt, oljelekkasje og bobledanning i olja.

Det blei innhenta statistikk over transformatorhavari frå transformatorlageret til Hafslund Nett. Statistikk frå transformatorlageret til Hafslund Nett viser at registreringa av årsakene bak transformatorhavari slik det blir gjort i dag ikkje gir tilstrekkeleg informasjon til å skilje mellom ulike svikttypar. Eit unntak er transformatorhavari på grunn av lyn. Statistikken over havari på grunn av lynnedslag viser at det gjennomsnittlege sannsynet for lynnedslag for transformatorar med merkeyting opp til 200 kVA er 1,29 % i løpet av eit år. Sannsynet for lynnedslag varierer etter både meterologiske førehald og førehald i nettet som utbreiing av luftnett og vern.

Ved å undersøkje og registrere årsakene bak transformatorhavari grundigare vil det etter kvart kunne gi god statistikk over hyppigheita av ulike sviktar. Dette kan brukast som eit grunnlag for sannsyn for ulike svikttypar. Det kan òg brukast til å kartleggje om nokre transformatorypar er meir utsette enn andre for ein type svikt.

8.3 Tilstandsovervaking av distribusjonstransformatorar

Innføringa av AMS gir nye moglegheiter for å overvake distribusjonsnettet og overføre data gjennom kommunikasjonssystemet. I dag blir toppoljetemperaturen lest av manuelt på nettstasjonssynfaringar, dette gir berre ein maksimal toppoljetemperatur og toppoljetemperatur målt på synfaringstidspunktet. Marknaden har allereie teknologien som trengs for å logge toppoljetemperaturen kontinuerleg.

I forbindelse med masteroppgåva blei det satt i gong eit testprosjekt for logging av toppoljetemperatur. I testprosjektet er utstyret innstilt til å logge toppoljetemperaturen kvar gong den endrar seg med meir enn to grader. Desse innstillingane blei valt for å ikkje få for store datamengder under utviklinga av eit system som overvaka konsumert levetid. Innstillingane kan justerast etter behov. På grunn av tidsforseinkingar blei ikkje måleresultat klart for analyser i denne masteroppgåva.

Ved hjelp av formlar for aldring av papirisolasjonen kan restlevetida til papirisolasjonen i distribusjonstransformatorane overvakast. Levetidsovervakinga kan skje automatisk i eit dataprogram som får inn temperaturmålingar frå nettet og reknar ut konsumert levetid. Programmet kan til dømes sende ut ei åtvaring til ein saksbehandlar når ein distribusjonstransformator når eit bestemt nivå av konsumert levetid, til dømes 90 % av ei referanselevetid.

Den største utfordringa er å estimere kor mykje levetid distribusjonstransformatorane har konsumert før levetidsovervakinga startar. I tilfellestudiane av tre

distribusjonstransformatorar, som blei brukt for testing av teknisk-økonomisk analyse, blei det brukt ei tilnærming basert på temperaturmålingar frå nettstasjonssynfaringar. Denne metoden er aktuell ved innføringa av temperaturovervakinga, men må generalisert for å gjennomførast på ein enkel måte for nærmare 20 000 nettstasjonar. Dette kan til dømes gjerast ved å utvikle ulike tabellar med hotspot-temperaturar og varigheitar som har ulike kriterier til slepevisarverdi og utførte målingar av toppoljetemperaturar.

Ein annan framgangsmåte er å overvake toppoljetemperaturen over ein tidsperiode og bruke målingane for å estimere temperaturvariasjon bakover i tid. Til dømes er det mogleg å samle inn temperaturmålingar for ein transformator gjennom eit år og bruke dette til å lage ein temperaturprofil. Deretter kan det vurderast om temperaturprofilen er representativ for levetida før temperaturovervaking. Bakgrunn for slike vurderingar kan vere historiske temperatur- og belastingsmålingar frå nettstasjonssynfaring.

Belastinga til ein transformator kan enkelt overvakast ved hjelp av kommunikasjonsutstyret som blir installert ved innføringa av AMS. Toppoljetemperaturen til ein transformator er sterkt avhengig av lasta. Ved å logge både toppoljetemperatur og belasting kan ein finne ein samanheng mellom belasting og temperatur. Toppoljetemperaturen avhenger samtidig av termisk design, storleik (merkeyting) og kjøling. Samanhengen mellom toppoljetemperatur og belasting er difor ikkje lik for alle distribusjonstransformatorane.

Overvaking av både belasting og temperatur gir det eit godt grunnlag for å vurdere vedlikeholdstiltak. Dersom transformatoren har høg temperatur og høg last er det svært aktuelt å skifte til ein transformator med høgare merkeyting. Har transformatoren høg temperatur men låg last bør transformatoren og nettstasjonen undersøkjast nærmare. Er det dårleg kjøling i nettstasjonen? Har transformatoren feil som førar til lokalt høge temperaturar?

I tillegg til å kartleggje samanhengen mellom belasting og temperatur for distribusjonstransformatorar kan lastovervaking nyttast for å unngå overbelasting.

Ved innføring av temperatur- og belastingsovervaking er det viktig at målingane blir knytta opp mot distribusjonstransformatoren slik at dei følgjer med transformatoren dersom den blir flytta. Praxis i dag er at transformatorar som blir tatt ut av nettet mistar informasjon om kva nettstasjon den har stått i og dermed all historisk informasjon om tilstand.

8.4 Teknisk-økonomisk analyse av transformatorskift

Ein modell for teknisk-økonomisk analyse av transformatorskift er eit nyttig verktøy i vurderingar av transformatorskift. Modellen skildra i denne rapporten tek omsyn til kva tilstanden transformatoren har, sannsynet for svikt og mogleg innsparing ved å utsetje transformatorskiftet.

Som forklart i kapittel 5 er det fleire avdelingar som utførar transformatorskift av ulike årsakar. Teknisk-økonomisk analyse av transformatorskift som det er skildra i denne

masteroppgåva er mest aktuelt for vedlikehaldsavdelinga til Hafslund Nett.

Nettstasjonssynfaringar og overvaking gjennom AMS gir eit godt grunnlag for å vurdere tilstanden til ein distribusjonstransformator og estimere forventa tid til svikt. Dette kan brukast til å rekne ut forventa sviktkostnader, som er ein viktig del av den teknisk-økonomiske analysen.

Ved å bruke den teknisk-økonomiske modellen kan ein få ei betre vurdering av tidspunkt for eit særskilt transformatorskift. I eit større perspektiv kan metodane brukast for å lage ein utskiftingsplan for distribusjonstransformatorar. Ved å leggje transformatorar som får utsatt transformatorskift i eit system kan ein strategisk utskiftingsplan utviklast der ein samkøyrer transformatorskift og oppfølging for fleire transformatorar. Nettstasjonssynfaringar skal etter 2015 bli utført kvart femte år. For transformatorskift som blir utsatt med meir enn fem år gir dette moglegheit for å ta ei ny vurdering av transformatorstanden etter fem år. Transformatorskiftet kan då bli framskynda eller få forlenga utsetjing. Det kan òg utførast ekstra tilsyn på transformatorar som nærmar seg slutten av levetida.

For kundeinitierte transformatorskift må transformatoren som oftast skiftast på grunn av lastaukingar som førar til at normal last for transformatoren overskrider merkeytinga. Det vil i dei fleste tilfelle ikkje vere spørsmål om å utsetje transformatorskiftet, men det kan vere mogleg å bruke deler av modellen til å vurdere om transformatoren som blir tatt ut skal kondemnerast eller brukast om att. I tilfelle der transformatoren som skal skiftast har låg restlevetid, og vil bli kondemnert etter eit transformatorskift, kan det tenkast at transformatorskiftet kan utsetjast eit par år ved å la transformatoren stå med høg last. Det er viktig å vurdere risikoen for transformatorhavari nøye for slike tilfelle.

Transformatorskift utført i forbindelse ved utbetring av nettet på grunn av spenningsklager har ulike årsakar for at skiftet blir utført. I somme tilfelle kan modellen vere relevant å bruke for å vurdere om transformatorskiftet kan utsetjast eller om det er naudsynt i det heile. Det bør tas inn i vurderinga at dersom det blir utført ein større jobb for å utbetre nettet kan prisen for transformatorskiftet vere lågare dersom det blir utført samstundes med andre utbetringar.

Ein prototype av modell for teknisk-økonomisk analyse av transformatorskift er utvikla i Excel for denne masteroppgåva. Appendix C er ei grundig gjennomgang av korleis prototypen fungerer. Prototypen av modellen visar at ein enkelt kan samanlikne to alternativ for transformatorskift ved å leggje inn nokre få opplysingar.

Dersom modellen blir kopl opp mot databasen til Hafslund Nett kan fleire og meir nøyaktige verdiar hentast inn automatisk. Eit forslag er at utfyllingsskjemaet ber brukaren leggje inn plasseringa av transformatoren, til dømes nettstasjonsmerkinga og transformatorplassen. Ut frå desse opplysingane kan følgjande verdiar hentast frå databasen:

- Merkeyting for eksisterande transformator
- Spenningsnivå, som er naudsynt informasjon for val av ny transformator
- Avbrottskostnader (KILE) for nettstasjonen
- Tomgangstap og belastningstap referert til merkeyting for eksisterande transformator
- Geografisk område som kan koplast til rammeavtalane med entreprenørane

I prototypen blir den eksisterande transformatoren i nettstasjonen skifta til ein ny transformator. I praksis blir det ofte satt inn ein brukt transformator både for planlagte transformatorskift og transformatorskift utført på grunn av havari. Å gjenbruka transformatorar gir mindre kostnader for eit transformatorskift. Prisen for transformatoren er avhengig av alderen, som avgjer kor mykje av den som er nedskrive. I tillegg må det reknast inn ein kostnad for reperasjonar, oppgraderingar og lagring på transformatorlageret.

Teknisk-økonomiske analyser blei utført for tre distribusjonstransformatorar som var blitt vurdert til å skiftast på grunn av registrerte høge toppoljetemperaturar. Transformatorane har ikkje hatt kontinuerleg temperaturovervaking, men det var registrert temperaturmålingar og slepevisarverdiar på nettstasjonssynfaringar. Dette er eit tynt grunnlag for å anta korleis hotspot-temperaturen og aldringsraten har vore over tid. Det blei likevel laga forslag for kvar av distribusjonstransformatorane som danna grunnlaget for å rekne ut restlevetida på papirisolasjonen. Forventa tid til svikt blei valt ut frå restlevetida til papirisolasjonen og ei vurdering av andre sviktar.

Det blei utført teknisk-økonomiske analyser for tre alternativ for kvar av distribusjonstransformatorane. For distribusjonstransformator B og C var alternativet for ingen tiltak det mest lønsame. For distribusjonstransformator A var alternativet om å utsetje transformatorskiftet med fem år det mest lønsame.

Det viste seg at kostnadane som blei brukt som sviktkostnad er høgare enn kostnadane for eit planlagt transformatorskift. Dette er eit uventa resultat og det er grunn til å mistenke at noko har blitt utelatt ved kartlegginga av kostnader for svikt (havari). Hafslund Nett har ein grunnkostnad for beredskapstenesta som dekkjar løn for beredskapsvakter, administrasjon og liknande. Denne kostnaden er uavhengig av svikt og utrykking i nettet. Modellen for teknisk-økonomiske analyse som blei brukt for tilfellestudiane har ikkje inkludert denne kostnaden i berekningane. I ei vidare utvikling av modell for teknisk-økonomisk analyser av transformatorskift bør denne kostnaden kome inn i reknestykket. Eit forslag er å dele grunnkostnaden for beredskapstenesta for eit år på tal av utrykkingar i året.

Distribusjonstransformator B og C er registrert med lågare effektstap enn det som var lagt inn for ein ny transformator, noko som gjer det ulønsamt å skifte transformator med tanke på tapkostnader. Avbrottskostnadane (KILE) for dei tre transformatorane er låge og gir lite utslag på reknestykket.

I ei heilskapsvurdering blei det anbefalt å skifte distribusjonstransformator A i inneverande år for unngå havari. For distribusjonstransformator B og C blei det anbefalt å ikkje utføre

transformatorskift i løpet av dei neste 15 åra. På bakgrunn av alder og stor usikkerheit rundt tidlegare påkjenningar blei det anbefalt å ha meir tilsyn for distribusjonstransformator C enn kva som er vanleg i dag.

For at den teknisk-økonomiske analysen skal bli meir i tråd med Hafslund Nett sitt strategiske mål om 99,99 % leveringsikkerheit bør dei økonomiske konsekvensane av eit transformatorhavari aukast. Dette kan gjerast ved å leggje ein ekstra kostnad på uvarsla straumstans som representerer verdien av å nå målet.

9. Konklusjon

Denne masteroppgåva har sett på korleis Hafslund Nett betre kan utnytte distribusjonstransformatorane sine.

Ei gjennomgang av etablert teori og formalar viser at det er mogleg å estimere aldringa av papirisolasjonen for distribusjonstransformatorane ut frå toppoljetemperaturen. Testprosjektet for temperaturovervaking viser at toppoljetemperaturen kan loggast ved hjelp av kommunikasjonsutstyr som skal installerast i nettstasjonar i forbindelse med innføring av avanserte måle- og styringssystem AMS. Temperaturmålarar for kontinuerleg temperaturovervaking er tilgjengelege på marknaden og kan enkelt skiftast med dei tradisjonelle temperaturmålarane transformatorane har i dag.

Kombinasjonen av kontinuerleg måling av toppoljetemperatur og estimering av aldringsrate gir eit godt grunnlag for å overvake restlevetida til papirisolasjonen. Dette kan hindre transformatorhavari på grunn av aldring ved at transformatoren blir skifta før svikten.

Overvaking av toppoljetemperatur og aldring kan òg hindre transformatorskift som ikkje er naudsynte. I dag blir toppoljetemperaturen berre lest av på nettstasjonssynfaringar. Det gir to temperaturar, ein toppoljetemperatur målt på synfaringstidspunktet og den maksimale toppoljetemperaturen transformatoren har hatt sidan førre synfaring. Dette gir svært lite informasjon om korleis toppoljetemperaturen har variert over tid.

Den største utfordringa ved innføring av levetidsovervaking er å estimere kor mykje av levetida til papirisolasjonen som allereie er konsumert. Dette er særskilt vanskeleg for eldre transformatorar der ein har svært lite informasjon om kva belastning og påkjenningar dei har hatt tidlegare. I dag er det ikkje noko sporing av distribusjonstransformatorar som blir flytta mellom nettstasjonar. Dette er viktig å få på plass dersom levetidsovervaking på distribusjonstransformatorar blir innført.

Hovudfokuset i denne masteroppgåva har vore svikt på grunn av aldring av papirisolasjon. Det er viktig å påpeika at levetida til ein distribusjonstransformator òg er avhengig av andre påkjenningar og skadetypar. Overvaking av toppoljetemperatur kan ikkje erstatte nettstasjonssynfaringar. Synfaringane er svært viktig for å avdekkje avvik, skadetypar og svikt på distribusjonstransformatoren.

Kvart enkelt transformatorskift i distribusjonsnettet utgjer ein liten sum i dei store vedlikehaldsbudsjetta og i dag blir det ikkje utført teknisk-økonomiske analyser for distribusjonstransformatorane. Som ein del av masteroppgåva blei det utvikla metodikk for teknisk-økonomisk analyse for transformatorskift. Ein brukarvenleg modell for teknisk-økonomisk analyse transformatorskift kan vere eit tiltak for å utføre meir økonomiske transformatorskift. Med 400-500 transformatorskift per år kan det gi god avkastning.

Ein kombinasjon av metodane for overvaking av aldring av papirisolasjonen og teknisk-økonomisk analyse av transformatorskift gir moglegheiter for å utnytte

distribusjonstransformatorane betre. Ut frå levetidsovervaking kan distribusjonstransformatorar med låg estimert restlevetid for papirisolasjonen bli plukka ut og kan det utførast teknisk-økonomiske analyser for transformatorskift for desse distribusjonstransformatorane. Dette kan vidareutviklast til ein strategisk utskiftingsplan for fleire distribusjonstransformatorar.

10. Vidare arbeid

Det blei ingen måleresultat frå testprosjektet for temperaturovervaking av distribusjonstransformatorar i denne masteroppgåva. Gjennom arbeid i masteroppgåva blei den praktiske delen med å få på plass utstyr i nettstasjonen utført. Toppoljetemperaturen for tre distribusjonstransformatorar blir i dag logga og sendt til Hafslund Driftssentral. Neste skritt er å analysere resultatata og studere korleis toppoljetemperaturen varierer med belastning og sesong for distribusjonstransformatorane i testprosjektet.

For at Hafslund Nett skal kunne bruke kontinuerlege målingar av toppoljetemperatur må det utviklast eit system eller program for logging av levetid for papirisolasjonen. Programmet må kunne få inn store mengder data med temperaturmålingar frå mange nettstasjonar, rekne ut aldringsrate ved hjelp av formlar og logge konsumert levetid.

For eksisterande transformatorar må det utviklast metodar for å estimere levetid som er konsumert før transformatoren får kontinuerleg temperaturovervaking. Dette kan gjerast ved å lage ei tilnærming ut frå registrerte temperatur- og belastingsmålingar. Eit alternativ er å bruke resultat frå kontinuerlege målingar over ein tidsperiode og bruke dette til å estimere konsumert levetid før overvaking starta.

Å kartleggje andre typar svikt enn aldring er viktig for ei heilskapleg vurdering av tilstanden til distribusjonstransformatorar. Ved å utvikle nye rutinar for undersøking og registrering av havariårsakar for distribusjonstransformatorar kan statistikk brukast for å estimere sannsynet for ulike sviktar og konsekvensar. Dette kan brukast vidare for å utvikle ei livskurve for distribusjonstransformatorar i rekneverktøyet utvikla av Sintef Energi.

Prototypen av modell for teknisk-økonomisk analyse av transformatorskift bør vidareutviklast. Som nemnt i diskusjon bør det reknast meir på sviktkostnadane. Faktiske kostnader for beredskapstenesta bør reknast inn og det bør vurderast å ta med samfunnsøkonomiske kostnader som omdømet til Hafslund Nett ved avbrot.

Det er att ein del arbeid før prototypen er ein ferdig, brukarvennleg modell. Eit stort skritt i riktig retning er å kople modellen opp mot databasen til Hafslund Nett. Då kan modellen automatisk hente ut mange naudsynte opplysingar for analysen.

Referansar

- [1] V. M. Montsinger, "Loading Transformers By Temperature," *Trans. Am. Inst. Electr. Eng.*, vol. 49, no. 2, pp. 776–790, Apr. 1930.
- [2] K. Valentinsen, "Analyse av restlevetid for distribusjonstransformatorane til Hafslund Nett," Noregs teknisk-naturvitskaplege universitet (NTNU), 2014.
- [3] IEC, "Power transformers - Part 7: Loading guide for oil-immersed power transformers," *IEC 60076-7*, 2005.
- [4] Olje- og energidepartementet, *Forskrift om måling, avregning og samordnet opptreden ved kraftomsetning og fakturering av netjtjenester*. 1999.
- [5] Justis- og beredskapsdepartementet, *Forskrift om elektriske forsyningsanlegg*. 2005.
- [6] J. Skaar, *Elektromagnetisme*. 2013.
- [7] R. Nilsen, "Forelesing 2 TET4110 Elektriske maskiner." 2012.
- [8] A. Nysveen, *TET4195 High Voltage Equipment - Power Transformers*. 2010.
- [9] L. Lundgaard, K. . Liland, D. Linhjell, D. Susa, M.-H. . Ese, C. . Selsbak, and M. Kes, "Transformer Windings," 2011.
- [10] Nynas, *Transformer oil handbook - performing better by knowing more*. 2010.
- [11] L. Lundgaard, "Transformer winding ageing and restoration," *Foredr. ELK-30, NTNU 08.10.2014*, pp. 1–64, 2014.
- [12] IEC, "Power transformers - Part 2: Temperature rise for liquid-immersed transformers," *IEC 60076-2*, 2011.
- [13] E. Ildstad, *TET4160 - High Voltage Insulation Materials*. NTNU, Institutt for elkraftteknikk, 2012.
- [14] B. Sparling and J. Aubin, "Assessing Water Content in Insulating Paper of Power Transformers." [Online]. Available: http://electricenergyonline.com/show_article.php?mag=44&article=333. [Accessed: 10-Apr-2015].
- [15] I. Power and E. Society, *IEEE Guide for Loading Mineral- Oil-Immersed Transformers and Step-Voltage Regulators*, vol. 2011, no. March. 2012.
- [16] E. Solvang, "Risk-based maintenance and renewal," vol. 11. 2014.
- [17] E. Solvang, "Expected benefit of maintenance and renewal (part 1)," vol. 11. 2014.

- [18] Olje- og energidepartementet, *Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet*. 2004.
- [19] Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE), "Samfunnsøkonomisk analyse av energiprojekter," 2003.
- [20] Olje- og energidepartementet, *Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariff*. 1999.
- [21] Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE), "Kvalitetsinsentiver," 2013. [Online]. Available: <http://www.nve.no/no/Kraftmarked/Regulering-av-nettselskapene/Om-beregning-av-inntektsrammer/Kvalitetsincentiver/>. [Accessed: 07-Jun-2015].
- [22] Statnett, "Statnetts innspill til forslag om endringer i forskrift om kontroll av nettvirksomhet." 2013.
- [23] K. Sand and A. O. Eggen, "Planleggingsbok for kraftnett -Tapskostnader," pp. 1–29, 2014.
- [24] Hafslund nett, "Oljeisolerte transformatorer for distribusjonsnett." 2012.
- [25] EU-kommisjonen, "Økodesignforordningen for krafttransformatorer." 2014.
- [26] Hafslund Nett, "Retningslinje lavspenningsnett." pp. 1–8, 2012.
- [27] Sintef Energi, "Planleggingsbok for kraftnett - Brukstil for tap," pp. 1–9, 2010.
- [28] Senter for statleg økonomistyring, "Håndbok for samfunnsøkonomiske analyser," 2010.
- [29] A. Myrvang, "Avdelingsmøte vedlikehold 27. mai 2015," 2015.

Appendiks A – Datablad for temperaturmålarar brukt i testprosjekt

2-TRÅDS PROGRAMMERBAR TRANSMITTER



- Indgang for RTD eller Ohm
- Høj målenøjagtighed
- 3-leder tilslutning
- Programmerbar følerfejlsværdi
- Kan monteres i DIN form B følerhoved



Anvendelse:

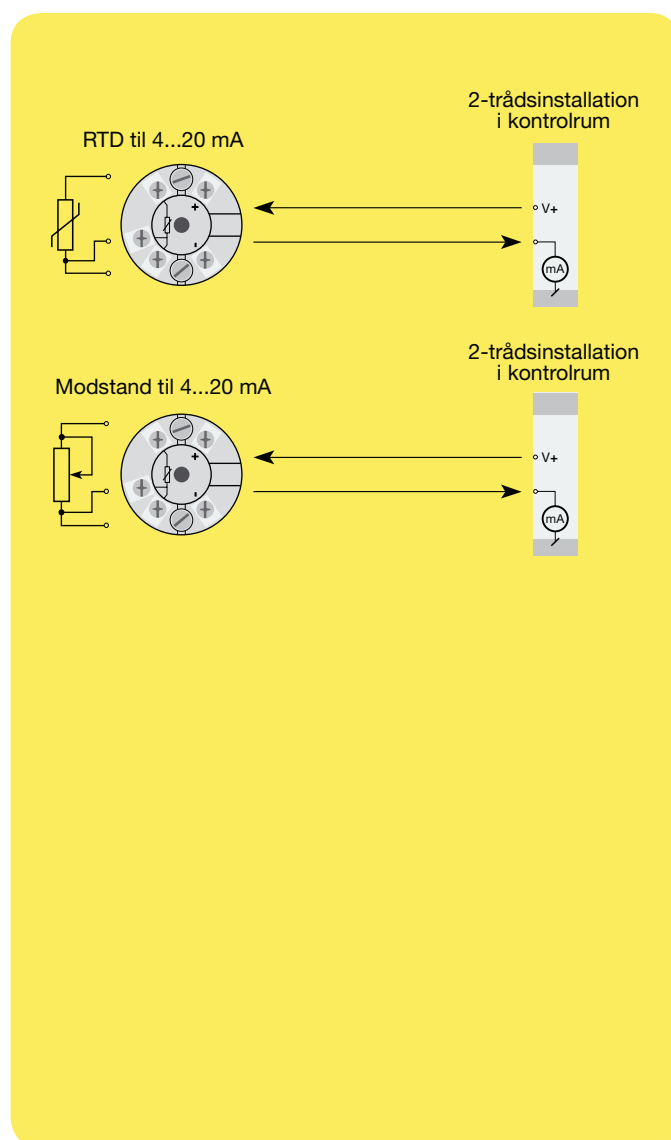
- Temperaturlineariseret måling med Pt100...Pt1000 eller Ni100...Ni1000 føler.
- Omsætning af lineær modstandsændring til standard analogt strømsignal, f.eks. fra ventiler eller ohmske niveaustave.

Teknisk karakteristik:

- PR5333A kan af brugeren i løbet af få sekunder programmeres til at måle inden for alle normerede RTD-temperaturområder.
- RTD- og modstandsindgangen har kabelkompensering for 3-leder tilslutning.

Montage / installation:

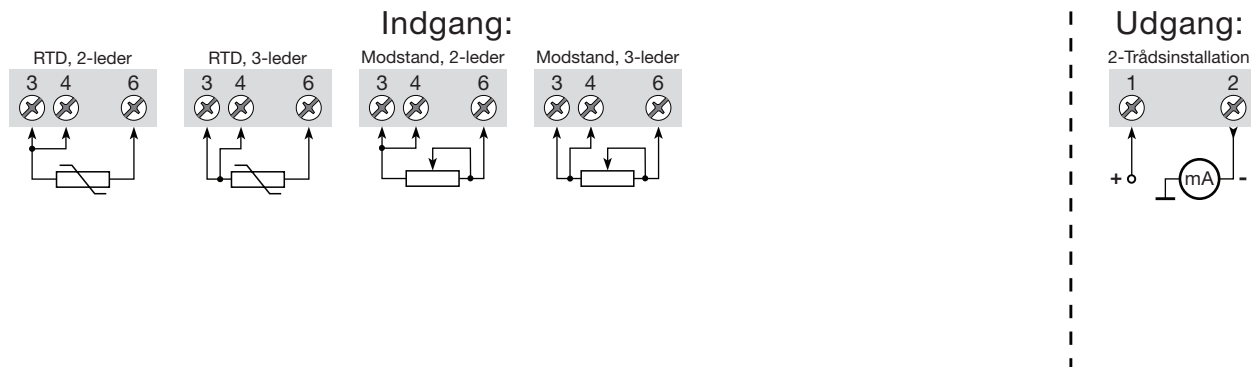
- Kan monteres i DIN form B følerhoved eller på DIN-skinne med PR-beslag type 8421.



Bestillingsskema: 5333A

Type
5333A

Tilslutninger:



Elektriske specifikationer:

Specifikationsområde:

-40°C til +85°C

Fælles specifikationer:

Forsyningsspænding, DC.....	8,0...35 V
Egetforbrug	25 mW...0,8 W
Spændingsdrop.....	8 VDC
Opvarmningstid.....	5 min.
Kommunikationsinterface.....	Loop Link
Signal- / støjforhold.....	Min. 60 dB
Reaktionstid (programmerbar).....	0,33...60 s
Signaldynamik, indgang.....	19 bit
Signaldynamik, udgang.....	16 bit
Kalibreringstemperatur.....	20...28°C
Nøjagtighed, størst af generelle og basisværdier:	

Generelle værdier		
Indgangstype	Absolut nøjagtighed	Temperaturkoefficient
Alle	≤ ±0,1% af span	≤ ±0,01% af span / °C

Basisværdier		
Indgangstype	Basisnøjagtighed	Temperaturkoefficient
RTD	≤ ±0,3°C	≤ ±0,01°C/°C
Lin. R	≤ ±0,2 Ω	≤ ±20 mΩ / °C

EMC-immunitetspåvirkning.....	< ±0,5% af span
-------------------------------	-----------------

Virkning af forsyningsspændingsændring	≤ 0,005% af span / VDC
Vibration	IEC 60068-2-6 Test FC
Lloyd's specifikation nr. 1	4 g / 2...100 Hz
Max. ledningskvadrat	1 x 1,5 mm ²
	flerkoret ledning
Luftfugtighed	< 95% RH (ikke kond.)
Mål.....	Ø 44 x 20,2 mm
Kapslingsklasse (hus / klemme)	IP68 / IP00
Vægt	50 g

Elektriske specifikationer, indgang:

RTD- og lineær modstandsindgang:

RTD-type	Min. værdi	Max. værdi	Min. span	Standard
Pt100	-200°C	+850°C	25°C	IEC 60751
Ni100	-60°C	+250°C	25°C	DIN 43760
Lin. R	0 Ω	10000 Ω	30 Ω	-----

Max. nulpunktsforskydning (offset) ...	50% af valgt max. værdi
Kabelmodstand pr. leder (max.)	10 Ω
Følerstrøm	> 0,2 mA, < 0,4 mA
Virkning af følerkabelmodstand (3-leder)	< 0,002 Ω/Ω
Følerfejlsdetektering	Ja

Udgang:

Strømdugang:

Signalområde	4...20 mA
Min. signalområde.....	16 mA
Opdateringstid.....	135 ms
Belastningsmodstand.....	≤ (Vforsyn.- 8) / 0,023 [Ω]
Belastningsstabilitet	< ±0,01% af span/100 Ω

Følerfejlsdetektering:

Programmerbar	3,5...23 mA
Namur NE43 Upscale.....	23 mA
Namur NE43 Downscale	3,5 mA

Ex-godkendelse:

KEMA 10ATEX0003 X.....	II 3 GD Ex nA [nL] IIC T4...T6 eller II 3 GD Ex nL IIC T4...T6 eller
	⊕ Ex II 3 GD Ex nA [ic] IIC T4...T6 eller II 3 GD Ex ic IIC T4...T6

ATEX Installation Drawing No..... 5333QA02

Marinegodkendelse:

Det Norske Veritas, Ships & Offshore.. Stand. f. Certific. No. 2.4

GOST R godkendelse:

VNIIM, Cert. No. Se www.prelectronics.dk

Overholdte myndighedskrav:

EMC 2004/108/EF	EN 61326-1
ATEX 94/9/EF	EN 60079-0, -11, -15

Af span = Af det aktuelt valgte område

Appendiks B – Sannsyn for svikt

Gjennomsnittleg distribusjonstransformator– sannsyn for svikt

Tabell 1 viser kva verdiar som blei brukt for utrekninga av sviktsannsynet for ein gjennomsnittleg distribusjonstransformator, som definert i masteroppgåve.

<u>Resultat for:</u>	Gammafordeling	
Formparameter:	alfa	3,81
	beta	10,49
-	<i>t</i>	<i>F(t)</i>
10%-kvantil	17,00 år	10,000 %
Forventningsverdi	40,00 år	56,814 %

Tabell 1: Inndata i rekneverktøy for svikt for ein gjennomsnittleg distribusjonstransformator

Tabell 2 viser utrekna sannsyn for svikt per år og kumulativt sannsynet for svikt for kvart av åra for ein gjennomsnittleg distribusjonstransformator.

år	Sviktsannsynl.	Kumulativ sannsynlighet
1	0,000007	0,000007
2	0,000079	0,000085
3	0,000286	0,000371
4	0,000661	0,001032
5	0,001211	0,002243
6	0,001932	0,004175
7	0,002805	0,006980
8	0,003811	0,010791
9	0,004924	0,015715
10	0,006119	0,021834
11	0,007369	0,029204
12	0,008652	0,037856
13	0,009943	0,047799
14	0,011223	0,059022
15	0,012474	0,071495
16	0,013679	0,085174
17	0,014826	0,100000
18	0,015904	0,115904
19	0,016903	0,132807
20	0,017819	0,150626
21	0,018646	0,169272
22	0,019381	0,188653
23	0,020022	0,208675
24	0,020570	0,229245
25	0,021026	0,250270
26	0,021391	0,271661
27	0,021668	0,293329
28	0,021861	0,315190
29	0,021974	0,337164
30	0,022011	0,359175
31	0,021977	0,381153
32	0,021877	0,403030
33	0,021716	0,424746
34	0,021498	0,446244
35	0,021230	0,467474
36	0,020915	0,488389
37	0,020559	0,508948
38	0,020166	0,529114
39	0,019741	0,548855
40	0,019289	0,568144
41	0,018813	0,586956
42	0,018317	0,605273
43	0,017805	0,623079
44	0,017281	0,640360
45	0,016747	0,657106
46	0,016206	0,673313
47	0,015662	0,688975
48	0,015116	0,704091
49	0,014572	0,718663
50	0,014030	0,732693

Tabell 2: Sannsyn for svikt for ein gjennomsnittleg distribusjonstransformator

Distribusjonstransformator A – sannsyn for svikt

Tabell 3 viser kva verdiar som blei brukt for distribusjonstransformator A i rekneverktøyet for sviktsannsyn.

Resultat for:	Gammafordeling	
Formparameter:	alfa	1,53
	beta	3,26
	<i>t</i>	<i>F(t)</i>
10%-kvantil	1,00 år	10,000 %
Forventningsverdi	5,00 år	60,723 %

Tabell 3: Inndata i rekneverktøy for svikt for distribusjonstransformator A

Tabell 4 viser utrekna sannsyn for svikt per år og kumulativt sannsynet for svikt for kvart av åra for distribusjonstransformator A. Desse verdiane blei brukt i den økonomiske modellen for transformatorskift.

år	Sviktsannsynl.	Kumulativ sannsynlighet
1	0,100000	0,100000
2	0,142695	0,242696
3	0,138809	0,381505
4	0,122512	0,504017
5	0,103209	0,607226
6	0,084592	0,691818
7	0,068086	0,759904
8	0,054098	0,814002
9	0,042571	0,856573
10	0,033251	0,889824
11	0,025816	0,915640
12	0,019946	0,935586
13	0,015349	0,950935
14	0,011770	0,962705
15	0,008999	0,971704
16	0,006863	0,978568
17	0,005223	0,983790
18	0,003966	0,987757
19	0,003007	0,990764
20	0,002276	0,993040
21	0,001721	0,994761
22	0,001299	0,996059
23	0,000979	0,997039
24	0,000738	0,997777
25	0,000555	0,998332
26	0,000417	0,998749
27	0,000314	0,999063
28	0,000235	0,999298
29	0,000177	0,999475
30	0,000132	0,999607
31	0,000099	0,999706
32	0,000074	0,999780
33	0,000056	0,999836
34	0,000042	0,999877
35	0,000031	0,999909
36	0,000023	0,999932
37	0,000017	0,999949
38	0,000013	0,999962
39	0,000010	0,999972
40	0,000007	0,999979
41	0,000005	0,999984
42	0,000004	0,999988
43	0,000003	0,999991
44	0,000002	0,999994
45	0,000002	0,999995
46	0,000001	0,999996
47	0,000001	0,999997
48	0,000001	0,999998
49	0,000001	0,999999
50	0,000000	0,999999

Tabell 4: Sannsyn for svikt for distribusjonstransformator A

Distribusjonstransformator B – sannsyn for svikt

Tabell 5 viser kva verdier som blei brukt for distribusjonstransformator B i rekneverktøyet for sviktsannsyn.

Resultat for:	Gammafordeling	
Formparameter:	alfa	3,68
	beta	9,78
	<i>t</i>	<i>F(t)</i>
10%-kvantil	15,00 år	10,000 %
Forventningsverdi	36,00 år	56,936 %

Tabell 5: Inndata i rekneverktøy for svikt for distribusjonstransformator B

Tabell 6 viser utrekna sannsyn for svikt per år og kumulativt sannsynet for svikt for kvart av åra for distribusjonstransformator B. Desse verdiane blei brukt i den økonomiske modellen for transformatorskift.

år	Sviktsannsynl.	Kumulativ sannsynlighet
1	0,000014	0,000014
2	0,000151	0,000165
3	0,000512	0,000677
4	0,001126	0,001803
5	0,001985	0,003789
6	0,003062	0,006851
7	0,004321	0,011172
8	0,005721	0,016893
9	0,007222	0,024115
10	0,008782	0,032897
11	0,010366	0,043263
12	0,011942	0,055206
13	0,013481	0,068686
14	0,014958	0,083645
15	0,016355	0,100000
16	0,017656	0,117656
17	0,018848	0,136503
18	0,019923	0,156426
19	0,020876	0,177302
20	0,021703	0,199006
21	0,022405	0,221411
22	0,022982	0,244393
23	0,023438	0,267831
24	0,023776	0,291607
25	0,024003	0,315610
26	0,024123	0,339733
27	0,024144	0,363877
28	0,024074	0,387951
29	0,023918	0,411869
30	0,023685	0,435554
31	0,023382	0,458936
32	0,023017	0,481953
33	0,022596	0,504549
34	0,022127	0,526675
35	0,021615	0,548291
36	0,021068	0,569359
37	0,020491	0,589850
38	0,019890	0,609740
39	0,019270	0,629010
40	0,018635	0,647645
41	0,017990	0,665635
42	0,017340	0,682975
43	0,016686	0,699661
44	0,016034	0,715695
45	0,015385	0,731080
46	0,014743	0,745822
47	0,014109	0,759931
48	0,013485	0,773416
49	0,012874	0,786290
50	0,012277	0,798567

Tabell 6: Sannsyn for svikt for distribusjonstransformator B

Distribusjonstransformator C – sannsyn for svikt

Tabell 7 viser kva verdiar som blei brukt for distribusjonstransformator C i rekneverktøyet for sviktsannsyn.

Resultat for:	Gammafordeling	
Formparameter:	alfa	3,43
	beta	5,83
	<i>t</i>	<i>F(t)</i>
10%-kvantil	8,00 år	10,000 %
Forventningsverdi	20,00 år	57,183 %

Tabell 7: Inndata i rekneverktøy for svikt for distribusjonstransformator C

Tabell 8 viser utrekna sannsyn for svikt per år og kumulativt sannsynet for svikt for kvart av åra for distribusjonstransformator C. Desse verdiane blei brukt i den økonomiske modellen for transformatorskift.

år	Sviktsannsynl.	Kumulativ sannsynlighet
1	0,000195	0,000195
2	0,001653	0,001849
3	0,004675	0,006523
4	0,008859	0,015382
5	0,013715	0,029097
6	0,018800	0,047897
7	0,023762	0,071659
8	0,028341	0,100000
9	0,032365	0,132365
10	0,035729	0,168094
11	0,038390	0,206484
12	0,040346	0,246831
13	0,041627	0,288457
14	0,042282	0,330740
15	0,042378	0,373117
16	0,041983	0,415101
17	0,041173	0,456274
18	0,040019	0,496292
19	0,038588	0,534880
20	0,036945	0,571825
21	0,035146	0,606971
22	0,033241	0,640212
23	0,031274	0,671486
24	0,029283	0,700769
25	0,027297	0,728066
26	0,025343	0,753409
27	0,023442	0,776851
28	0,021607	0,798458
29	0,019853	0,818311
30	0,018186	0,836496
31	0,016612	0,853109
32	0,015136	0,868244
33	0,013756	0,882001
34	0,012474	0,894474
35	0,011286	0,905761
36	0,010191	0,915952
37	0,009184	0,925136
38	0,008262	0,933398
39	0,007419	0,940817
40	0,006652	0,947469
41	0,005954	0,953423
42	0,005322	0,958746
43	0,004750	0,963496
44	0,004234	0,967730
45	0,003769	0,971499
46	0,003351	0,974851
47	0,002976	0,977827
48	0,002640	0,980467
49	0,002339	0,982807
50	0,002071	0,984877

Tabell 8: Sannsyn for svikt for distribusjonstransformator C

Appendiks C – Gjennomgang av prototype for teknisk-økonomisk modell for transformatorskift

Dette appendikset går gjennom den utvikla prototypen av ein modell for økonomisk analyse av transformatorskift. Prototypen er laga i Excel og Visual Basic blei nytta for å lage utfyllingsskjemaet.

På grunn av konkurranse i marknaden både for transformatorleverandørane og entreprenørane som utførar arbeidet ved transformatorskift blir det ikkje oppgitt nokon reelle prisar og kostnader i forbindelse med økonomiske analyser.

Denne prototypen gir ei økonomisk samanlikning av eit transformatorskift utført i inneverande år og alternativet med å utsetje transformatorskiftet.

Prototypen tar inn verdier for eksisterande transformator i nettet og den transformatoren det er tenkt å skifte til. I tillegg blir det lagt inn kor mange år det er vurdert å utsetje transformatorskiftet med og kva diskonteringsrente som skal nyttast for å rekne ut noverdi. Figur 1 viser utfyllingsskjemaet for prototypen av den økonomiske modellen.

The screenshot shows a dialog box titled "Utsetje transformatorbyte". It contains the following fields:

- Informasjon om ny transformator**
 - Spenningsnivå høgspenning [kV]: 17
 - Spenningsnivå lågspenning [V]: 230 V
 - Merkeyting [kVA]: 500
 - Mastearrangement: Nei
 - Varistor: Nei
- Informasjon om eksisterande transformator**
 - Merkeyting [kVA]: 500
 - Maksimal belastning [%]: 70
 - Tomgangstap [W]: 700
 - Belastingstap referert til merkeyting [W]: 5000
 - Forventa årleg lastauke framover [%]: 1
- Alternativ utsetjing av transformatorbyttet**
 - Utsetjing av transformatorbyttet [år]: 5
 - Diskonteringsrente: 0.06

An "OK" button is located at the bottom right of the dialog.

Figur 1: Utfyllingsskjema for prototype i Excel

Prototypen reknar ut kostnadane for dei to alternativa for transformatorskift ut frå informasjonen som blir lagt inn i utfyllingsskjemaet. Figur 2 viser korleis resultata blir presentert. Alternativ 1 er å utføre transformatorskiftet i inneverande år. Alternativ 2 er å utsetje transformatorskiftet til eit valt tidspunkt, i dette dømet er det utsatt 5 år.

Alternativ 1: Transformatorskift utført inneverande år		Alternativ 2: Transformatorskift utsatt 5 år	
22kV, 230 V tovikling, 500 kVA transformator	kr 100 000,00	22kV, 230 V tovikling, 500 kVA transformator	kr 100 000,00
Tilleggsprodukter		Tilleggsprodukter	
Temperaturmålar	kr 1 000,00	Temperaturmålar	kr 1 000,00
Innebygde sikringar	kr -	Innebygde sikringar	kr -
Varistor	kr -	Varistor	kr -
Planlagt transformatorskift	kr 25 000,00	Planlagt transformatorskift	kr 25 000,00
Varsla KILE	kr 28 000,00	Varsla KILE	kr 28 000,00
		Totalpris	kr 154 000,00
		Noverdi av transformator og skift	kr 106 872,36
		Noverdi redusert med sannsyn for skift	0,1681 kr 88 907,75
		Forventa sviktkostnad samanlikna med alternativ 1	kr 22 408,79
		Tapskostnader samanlikna med alternativ 1	kr 7 630,57
Totalt	kr 154 000,00	Totalt	kr 118 947,11

Figur 2: Teknisk-økonomisk samanlikning av to alternativ for transformatorskift

Avsnitta under tar for seg utrekningane som ligg bak resultatane i Figur 2. Appendikset fokuserer på dei praktiske utrekningane i Excel, sjølv metodikken er skildra i rapporten kapittel 6.

C1. Total pris for transformatorskift

Første del av utfyllingsskjemaet i Figur 1 tar inn informasjon om kva transformator som skal setjast inn i nettet. Prisane nytta i prototypen for innkjøp av papir- og mineraloljeisolerte distribusjonstransformatorar er prisar Hafslund Nett har forhandla fram med leverandør. Prisane som blir vist i dette appendikset er reint fiktive.

Dersom det blir satt inn ein brukt transformator vil den ha nedskrive noko av verdien sin frå før, det blir dermed ein mindre investering. Prototypen har ikkje lagt inn moglegheita for å nytte brukt transformator frå transformatorlageret.

Informasjonen frå første del av utfyllingsskjemaet blir nytta til å søkje gjennom prislista for nye distribusjonstransformatorar. Figur 3 viser alle vala for transformatoren som skal setjast inn i nettet.

The diagram illustrates a form titled "Informasjon om ny transformator" with several dropdown menus. Red boxes highlight specific parts of the form, and red lines connect these boxes to enlarged views of the dropdown options.

Informasjon om ny transformator

- Spenningsnivå høgspenning [kV]
- Spenningsnivå lågspenning [V]
- Merkeyting [kVA]
- Mastearrangement
- Varistor

Informasjon om ny transformator (enlarged views):

- Spenningsnivå høgspenning [kV]: 12, 24, 17, 22
- Spenningsnivå lågspenning [V]: 230 V, 400 V, Trevikling
- Merkeyting [kVA]: 50, 100, 200, 315, 500, 800, 1250, 1600
- Informasjon om eksisterende transfo: Ja, Nei
- Varistor: Ja, Nei
- Informasjon om eksisterende transfo: Ja, Nei

Figur 3: Utfyllingsskjema første del, informasjon om ny transformator

I høgspenningsdistribusjonsnett til Hafslund Nett er det fire ulike spenningsnivå, 12 kV, 17 kV, 22 kV og 24 kV. Val av spenningsnivå kan automatiserast ved å leggje inn ei oversikt over spenningsnivå i geografiske område og ta inn geografisk plassering som inndata, eller ved å kople modellen til databasen brukt i GeoNIS. På sekundærsida kan transformatoren ha 400 V eller 230 V spenning, ein treviklingstransformator forsyner begge spenningsnivå. Det er åtte val for merkeyting, som er standardiserte merkeytingar i Hafslund Nett. Informasjonen i utfyllingsskjemaet blir brukt til å søkje gjennom prislista vist i Figur 4 og finne riktig pris for transformatoren.

221-01 Vedlegg 2 Transformator typer 1-24 kV - V3 Prisbilag

Transformatorer			(Oljeisolerte)		
Spenning [kV]	Merkeyting [kVA]	Isolasjon olje	Trevikling	Tovikling	Tovikling
			Trevikling	230 V tovikling	400 V tovikling
12/24	50	Mineral		kr 30 000,00	kr 30 000,00
12/24	100	Mineral		kr 35 000,00	kr 35 000,00
12/24	200	Mineral		kr 50 000,00	kr 50 000,00
12/24	315	Mineral		kr 80 000,00	kr 80 000,00
12/24	500	Mineral	kr 100 000,00	kr 100 000,00	kr 100 000,00
12/24	800	Mineral	kr 100 000,00	kr 100 000,00	kr 100 000,00
12/24	1250	Mineral	kr 150 000,00	kr 150 000,00	kr 150 000,00
12/24	1600	Mineral	kr 200 000,00	kr 200 000,00	kr 200 000,00
12/24	2000	Mineral			kr 180 000,00
17,5/22	50	Mineral		kr 30 000,00	
17,5/22	100	Mineral		kr 35 000,00	kr 35 000,00
17,5/22	200	Mineral		kr 50 000,00	kr 50 000,00
17,5/22	315	Mineral		kr 80 000,00	kr 80 000,00
17,5/22	500	Mineral	kr 100 000,00	kr 100 000,00	kr 100 000,00
17,5/22	800	Mineral	kr 100 000,00	kr 100 000,00	kr 100 000,00
17,5/22	1250	Mineral	kr 150 000,00	kr 150 000,00	kr 150 000,00
17,5/22	1600	Mineral	kr 200 000,00	kr 200 000,00	kr 200 000,00
17,5/22	2000	Mineral			kr 200 000,00
Tilleggsprodukt					
Målekabel			kr	1 000,00	
Varistor			kr	2 000,00	
Innebygde sikringer			kr	3 000,00	

Figur 4: Prisliste over transformatorar, alle prisane er fiktive

Dei vanlegaste tilleggsprodukta som blir bestilt er målekabel for temperaturmålarane, varistor og innebygde sikringer. Innebygde sikringer blir bestilt for transformatorar kjøpt inn til mastearrangement. Varistor er ein lynavleiar for lågspenningssida av transformatoren og skal bestillast dersom transformatorretsen har luftnett. Målekabel høyrar til temperaturmålarane på transformatorane og blir bestilt for alle transformatorar over 315 kVA.

For utføring av transformatorskift har Hafslund Nett avtalar med ulike entreprenørar for geografiske områder. Prisane for transformatorskift inkluderer prosjektering, planlegging, tilrettelegging, rigg, drift, montasje, materiale, arbeidsavvikling, merking og dokumentasjon.

Prislistar for planlagde transformatorskift frå kontraktar med entreprenørane er lagt inn i modellen. Prisane er delt inn etter merkeyting og dei geografiske områda kontraktane gjeld for. Prisane etter merkeyting gjeld for den merkeytinga som skal setjast inn. Prototypen tar ikkje inn kva område distribusjonstransformatoren står i, gjennomsnittet av prisane for dei ulike områda blir difor brukt. I ei vidare utvikling av modellen bør det skiljast mellom dei geografiske områda. Dette kan løysast ved å leggje inn spørjing på kvar transformatorskiftet skal utførast eller å kople modellen til databasen som GeoNIS brukar.

Avbrotskostnadane (KILE) i prototypen er dei gjennomsnittlege kostnadane som er gjennomgått i rapporten, kapittel 6.3. Prototypen søkjar gjennom tabellane for avbrotskostnader og finn den

gjennomsnittlige kostnaden for varsla avbrot med varigheit på fem timar for merkeytinga til den eksisterande transformatoren.

Den totale prisen for transformatorskiftet blir summert opp for begge alternativa. For alternativ 1, der transformatorskiftet blir utført i inneverande år, er dette den totale kostnaden. For alternativ 2, med å utsetje transformatorskiftet, må kostnaden korrigerast med omsyn til noverdi, forventa sviktkostnad og tapskostnader.

C2. Noverdi av utsatt transformatorskift

Inndata frå den siste delen av utfyllingsskjemaet blir brukt til å rekne ut noverdien av transformatorskiftet for alternativ 2 med utsetjing. I utfyllingsskjemaet til prototypen legg brukaren leggje inn kor lang utsetjing for transformatorskiftet som skal reknast på for alternativ 2. I tillegg legg brukaren legg inn kva diskonteringsrente som skal brukast. Utfyllingsskjemaet i prototypen gir val for rente mellom 2 % og 9 % med nøyaktigheit på 0,5 %.

Diskonteringsrenta og tal av år for utsetjinga brukast til å rekne ut annuitetsfaktor, kapitaliseringsfaktor og diskonteringsfaktor etter formlane vist skildra i rapporten kapittel 6.1. Prototypen føreset at den økonomiske levetida for ein distribusjonstransformator er 30 år og analyseperioden er 30 år. Som forklart i rapporten førar det til at noverdien er lik faktiske kostnader for alternativet der transformatorskiftet blir utført i inneverande år.

I dette dømet blei det lagt inn ei utsetjing på 5 år med ei diskonteringsrente på 6 %. Det gir følgjande faktorar for noverdiutrekningane:

Diskonteringsfaktor	0,7473
Annuitetsfaktor	0,0726
Kapitaliseringsfaktor	12,7834

Noverdien av transformatorskiftet blir då:

$$NV(F_5) = 154\,000 \text{ kr} * 0,0726 * 12,7834 * 0,7473 = 106\,872 \text{ kr}$$

Denne summen er vist i Figur 2.

Diskonteringsfaktoren blir òg brukt til å rekne ut noverdien av årleg forventa sviktkostnad og årlege tapskostnadar. Dette blir forklart i kommande avsnitt.

C3. Forventa kostnader for svikt

Forventa kostnad for svikt er kostnaden dersom det skjer ein svikt multiplisert med sannsynet for at svikten inntreff. Dette er nærmare forklart i avsnitt 6.3 i rapporten.

I prototypen består kostnaden for svikt av pris ny transformator, transformatorskift utført av beredskapstenesta til Hafslund Nett og avbrotskostnader for uvarsla avbrot i 10 timar. Som for varsla avbrot er det brukt eit gjennomsnitt av KILE-kostnader inndelt etter merkeyting. Tabellane for KILE er presentert i avsnitt 6.3.

Pris for transformatorskift av beredskapstenesta er regulert av ein eigen rammeavtale. Prisen består av ein fast pris for sjølve skiftet og ein pris for utrykking. Prisane for transformatorskift er delt inn etter merkeyting og gjeld den merkeytinga som skal setjast inn. Merkeytinga som blir lagt inn i utfyllingsskjemaet blir brukt for å søkje gjennom tabellen for pris på same måte som for planlagde transformatorskift.

Utrykkinga er som oftast to montørar med kvar sin bil. Det er tre ulike prisar avhengig av tidspunkt på dagen. Det er dyrast på kvardagar mellom kl 21-07 eller i helger. I prototypen blir prisen for den dyraste utrykkinga brukt.

For transformatoren som blir sett inn i nettet blir det brukt sannsynsfordelinga for svikt for ein gjennomsnittleg transformator definert i avsnitt 4.5. Figur 1 viser reknearket for forventa sviktkostnad for ein ny transformator. Sannsynet for svikt per år blir multiplisert med kostnaden for svikt, dette er den forventa sviktkostnaden per år. Den forventa kostnaden for svikt per år blir rekna om til noverdi etter metoden som er skildra i rapporten kapittel 6.1 . Diskonteringsrenta frå utfyllingsskjemaet blir brukt. År 1 er inneverande år, noverdien av forventa sviktkostnad blir då lik som forventa sviktkostnad. Prototypen reknar ut den totale sviktkostnaden for ein analyseperiode på 30 år.

Sviktssannsyn ny transformator			Sviktkostnad kr 198 000,00			
ÅR	Sannsyn for svikt	Kumulativ sannsyn for svikt	ÅR	Sannsyn for svikt per år	Forventa sviktkostnad per år	Noverdi av forventa sviktkostnad per år
1	0,000007	0,000007	1	6,54262E-06	kr 1,30	kr 1,30
2	0,000079	0,000085	2	7,87403E-05	kr 15,59	kr 14,71
3	0,000286	0,000371	3	0,000286026	kr 56,63	kr 50,40
4	0,000661	0,001032	4	0,000660731	kr 130,82	kr 109,84
5	0,001211	0,002243	5	0,001211387	kr 239,85	kr 189,99
6	0,001932	0,004175	6	0,001931551	kr 382,45	kr 285,79
7	0,002805	0,006980	7	0,002805307	kr 555,45	kr 391,57
8	0,003811	0,010791	8	0,003811044	kr 754,59	kr 501,84
9	0,004924	0,015715	9	0,004924123	kr 974,98	kr 611,71
10	0,006119	0,021834	10	0,006118782	kr 1 211,52	kr 717,10
11	0,007369	0,029204	11	0,007369478	kr 1 459,16	kr 814,79
12	0,008652	0,037856	12	0,008651822	kr 1 713,06	kr 902,42
13	0,009943	0,047799	13	0,009943193	kr 1 968,75	kr 978,41
14	0,011223	0,059022	14	0,011223134	kr 2 222,18	kr 1 041,84
15	0,012474	0,071495	15	0,012473557	kr 2 469,76	kr 1 092,38
16	0,013679	0,085174	16	0,013678829	kr 2 708,41	kr 1 130,12
17	0,014826	0,100000	17	0,014825757	kr 2 935,50	kr 1 155,55
18	0,015904	0,115904	18	0,015903508	kr 3 148,89	kr 1 169,39
19	0,016903	0,132807	19	0,016903478	kr 3 346,89	kr 1 172,56
20	0,017819	0,150626	20	0,017819132	kr 3 528,19	kr 1 166,11
21	0,018646	0,169272	21	0,018645822	kr 3 691,87	kr 1 151,14
22	0,019381	0,188653	22	0,019380601	kr 3 837,36	kr 1 128,78
23	0,020022	0,208675	23	0,020022032	kr 3 964,36	kr 1 100,13
24	0,020570	0,229245	24	0,020569997	kr 4 072,86	kr 1 066,26
25	0,021026	0,250270	25	0,021025517	kr 4 163,05	kr 1 028,18
26	0,021391	0,271661	26	0,021390583	kr 4 235,34	kr 986,83
27	0,021668	0,293329	27	0,021667992	kr 4 290,26	kr 943,04
28	0,021861	0,315190	28	0,021861206	kr 4 328,52	kr 897,60
29	0,021974	0,337164	29	0,02197421	kr 4 350,89	kr 851,17
30	0,022011	0,359175	30	0,022011396	kr 4 358,26	kr 804,35
31	0,021977	0,381153	Kumulativ sannsyn for svikt		0,059021861	Forventa sviktkostnad kr 7 704,08
32	0,021877	0,403030				

Figur 5: Forventa sviktkostnad ny transformator

Sannsynet for svikt for ein eksisterande transformator vil vere høgare samanlikna med ein ny transformatoren. For den eksisterande transformatoren blir forventa tid til svikt og tiprosentil vurdert og lagt inn i rekneverktøyet til Sintef Energi, metoden er forklart i rapporten i kapittel 4.3.

Foreløpig er det ikkje kopling mellom desse to programma. Sannsyn for svikt per år må leggjast inn i prototypen ved å kopiere verdiane frå rekneverktøyet over i prototypen.

Alternativ 1 er å skifte transformator i inneverande år, den forventa sviktkostnaden er difor lik som den forventa sviktkostnaden for ein ny distribusjonstransformator i ein analyseperiode på 30 år.

For alternativ 2 vil årleg forventa sviktkostnad vere avhengig av sannsynet for svikt for den eksisterande transformatoren fram til transformatoren blir skifta. Etter transformatorskiftet er årleg forventa sviktkostnad avhengig av sannsynet for svikt for den nye transformatoren. Figur 6 viser reknearket for eit døme med årleg sannsyn for svikt for eksisterande transformator samt den forventa sviktkostnaden for alternativ 2 der transformatorskiftet er utsett med fem år. Som vist i Figur 6 er sannsynet for svikt for alternativ 2 lik sannsynet for svikt for eksisterande transformator dei første fem åra. I år 6 blir transformatoren skifta og det årlege sannsynet for svikt likt som sviktsannsynet for ein ny transformator for ein tidsperiode på 25 år. Det betyr at sannsyn for svikt i år 6 for alternativ 2 er lik sannsyn for svikt i år 1 for alternativ 1.

Sviktsannsyn eksisterande transformator			sviktkostnad			
ÅR	Sannsyn for svikt	Kummulativ sannsyn for svikt	kr	198 000,00	Forventa sviktkostnad per år	Noverdi av forventa sviktkostnad per år
1	0,001849	0,001849	1	0,001848582	kr 366,02	kr 366,02
2	0,013534	0,015382	2	0,013533621	kr 2 679,66	kr 2 527,98
3	0,032515	0,047897	3	0,032514557	kr 6 437,88	kr 5 729,69
4	0,052104	0,100000	4	0,052103546	kr 10 316,50	kr 8 661,93
5	0,068094	0,168094	5	0,068093714	kr 13 482,56	kr 10 679,45
6	0,078737	0,246831	6	6,54262E-06	kr 1,30	kr 0,97
7	0,083909	0,330740	7	7,87403E-05	kr 15,59	kr 10,99
8	0,084361	0,415101	8	0,000286026	kr 56,63	kr 37,66
9	0,081192	0,496292	9	0,000660731	kr 130,82	kr 82,08
10	0,075533	0,571825	10	0,001211387	kr 239,85	kr 141,97
11	0,068387	0,640212	11	0,001931551	kr 382,45	kr 213,56
12	0,060557	0,700769	12	0,002805307	kr 555,45	kr 292,60
13	0,052641	0,753409	13	0,003811044	kr 754,59	kr 375,01
14	0,045049	0,798458	14	0,004924123	kr 974,98	kr 457,11
15	0,038038	0,836496	15	0,006118782	kr 1 211,52	kr 535,86
16	0,031748	0,868244	16	0,007369478	kr 1 459,16	kr 608,86
17	0,026230	0,894474	17	0,008651822	kr 1 713,06	kr 674,34
18	0,021477	0,915952	18	0,009943193	kr 1 968,75	kr 731,12
19	0,017446	0,933398	19	0,011223134	kr 2 222,18	kr 778,53
20	0,014071	0,947469	20	0,012473557	kr 2 469,76	kr 816,29
21	0,011276	0,958746	21	0,006118782	kr 1 211,52	kr 535,86
22	0,008984	0,967730	22	0,014825757	kr 2 935,50	kr 863,49
23	0,007121	0,974851	23	0,015903508	kr 3 148,89	kr 873,83
24	0,005616	0,980467	24	0,016903478	kr 3 346,89	kr 876,21
25	0,004410	0,984877	25	0,017819132	kr 3 528,19	kr 871,39
26	0,003449	0,988327	26	0,018645822	kr 3 691,87	kr 860,20
27	0,002688	0,991014	27	0,019380601	kr 3 837,36	kr 843,49
28	0,002087	0,993101	28	0,020022032	kr 3 964,36	kr 822,08
29	0,001615	0,994716	29	0,020569997	kr 4 072,86	kr 796,77
30	0,001246	0,995963	30	0,021025517	kr 4 163,05	kr 768,32
31	0,000959	0,996922				
			Kummulativ sannsyn for svikt	0,189928253	Forventa sviktkostnad	kr 30 112,87

Figur 6: Døme på forventa sviktkostnad eksisterande transformator

I samanlikninga mellom dei to alternativa blir differansen mellom forventa sviktkostnad for dei to alternativa lagt til i kostnadar for alternativ 2. Dette er vist i Figur 7.

Dersom transformatoren blir skifta på grunn av svikt vil den ikkje bli skifta igjen på tidspunktet for utskifting. Det kumulative sannsynet for svikt før transformatorskiftet er samtidig sannsynet for at transformatoren blir skifta før tidspunktet for transformatorskift. Den utrekna noverdien for transformatorskiftet må difor reduserast med det kumulative sannsynet for svikt. Denne verdien er utheva i Figur 7.

Alternativ 1: Transformatorskift utført inneverende år		Alternativ 2: Transformatorskift utsatt 5 år	
22kV, 230 V tovikling, 500 kVA transformator	kr 100 000,00	22kV, 230 V tovikling, 500 kVA transformator	kr 100 000,00
Tilleggsprodukter		Tilleggsprodukter	
Temperaturmålar	kr 1 000,00	Temperaturmålar	kr 1 000,00
Innebygde sikringar	kr -	Innebygde sikringar	kr -
Varistor	kr -	Varistor	kr -
Planlagt transformatorskift	kr 25 000,00	Planlagt transformatorskift	kr 25 000,00
Varsla KILE	kr 28 000,00	Varsla KILE	kr 28 000,00
		Totalpris	kr 154 000,00
Noverdi transformatorskift * (1 - sannsyn for svikt under utsetjing)		Noverdi av transformator og skift	kr 106 872,36
		Noverdi redusert med sannsyn for skift	0,1681 kr 88 907,75
Forventa sviktkostnad alternativ 2 - forventa sviktkostnad alternativ 1		Forventa sviktkostnad samanlikna med alternativ 1	kr 22 408,79
		Tapskostnader samanlikna med alternativ 1	kr 7 630,57
Totalt	kr 154 000,00	Totalt	kr 118 947,11

Figur 7: Resultat prototype med utheva forventa kostnader for svikt

C4.Tapskostnader

Tapskostnadane blir rekna ut for både eksisterande transformator og ny transformator. Effekttapa for ny transformator referert til merkeyting er henta frå Hafslund Nett sin kravspesifikasjon for distribusjonstransformatorar, desse tapa er presentert i rapporten kapittel 6.4.1.

For eksisterande transformator må tomgangstap og belastningstap referert til merkeyting leggjast inn manuelt. Dette er registrert i Hafslund Nett sin database for nettet, og kan søkjast opp i GeoNIS. I tillegg til effekttap må merkeytinga for eksisterande transformator leggjast inn samt forventa årleg lastauking per år. Figur 8 viser kva inndata som blir brukt for å rekne ut tapskostnadane.

Informasjon om eksisterande transformator

Merkeyting [kVA]

Maksimal belastning [%]

Tomgangstap [W]

Belastingstap referert til merkeyting [W]

Forventa årleg lastauke framover [%]

Merkeyting [kVA]

Maksimal belastning [%]

Tomgangstap [W]

Belastingstap referert til merkeyting [W]

Figur 8: Utfyllingsskjema andre del, informasjon om eksisterande transformator

Tapskostnadane blir rekna ut etter Formel 1 som er nærmare forklart i rapporten, kapittel 6.4.2.

$$K_{Tap} = (k_p + k_{wekv} * T_t) * \Delta P_{maks} \quad \text{Formel 1}$$

Verdiane som blir brukt for utrekning av tapskostnader er vist i Tabell 9. Prototypen brukar kostnad av maksimale effekttap for kabelnett med middels belastning. Dette kan gjerast om til eit val, eller knytast opp til topografien på nettet, i ein vidare utvikling av modellen.

År	Årstal	Brukstim for tap[timar]	Ekvivalent årskostnad av energitap kwekv[kr/kWh]	kp[kr/kW år]
				Kabelnett middels belastning
1	2015	2400	0,262	1307
2	2016	2400	0,247	1277
3	2017	2400	0,249	1289
4	2018	2400	0,252	1303
5	2019	2400	0,259	1327
6	2020	2400	0,261	1338
7	2021	2400	0,266	1358
8	2022	2400	0,262	1357
9	2023	2400	0,265	1372
10	2024	2400	0,265	1381
11	2025	2400	0,265	1390
12	2026	2400	0,265	1399
13	2027	2400	0,265	1408
14	2028	2400	0,265	1418
15	2029	2400	0,265	1429
16	2030	2400	0,265	1440
17	2031	2400	0,265	1451
18	2032	2400	0,265	1462
19	2033	2400	0,265	1474
20	2034	2400	0,265	1487

Tabell 9: Verdier for utrekning av tapskostnader

Figur 9 er eit utsnitt frå reknearket for tapskostnader og viser utrekningar av tapskostnader for eksisterande transformator. Tomgangstap, belastningstap referert til merkeyting og maksimal belastning blir lagt inn i tabell for effekttap for tilhøyrande merkeyting.

Som forklart i rapporten, kapittel 6.4.1, vil belastningstapet vere proporsjonal med kvadratet av belastinga til transformatoren. . Maksimalt belastningstap blir rekna ut etter maksimal belastning som vist i Figur 9. Tomgangstapet til transformatoren er uavhengig av belastinga. Maksimale tap er summen av tomgangstap og maksimale belastningstap.

Aukinga i maksimale effekttap per år blir rekna ut frå valt lastauking per år. Aukinga for belastningstap er proporsjonal med kvadratet av lastaukinga, dette er vist i Figur 9. Tapskostnadane per år blir rekna ut etter Formel 1 og verdiane som er presentert i Tabell 9. Noverdien av tapskostnader for kvart år blir rekna ut på same måte som for forventa sviktkostnad.

Merkeyting eksisterande transformator [kVA]	Tomgangstap [W]	Belastingstap ref. merkeyting [W]	Maksimal belasting [p.u.]	Maksimale belastingstap [W]	Maksimale tap [W]
50	0	0	0,70	0	0
100	0	0	0,70	0	0
200	0	0	0,70	0	0
315	0	0	0,70	0	0
500	900	6000	0,70	2940	3840
800	0	0	0,70	0	0
1000	0	0	0,70	0	0
1250	0	0	0,70	0	0
1600	0	0	0,70	0	0
2000	0	0	0,70	0	0

Eksisterande transformator			
Tap per år [kW]	Tapskostnader per år [kr]		Noverdi av tapskostnader per år [kr]
3,8400	kr	7 433,47	kr 7 433,47
3,8403	kr	7 180,58	kr 6 390,69
3,8406	kr	7 245,65	kr 6 083,59
3,8409	kr	7 327,63	kr 5 804,17
3,8412	kr	7 484,92	kr 5 593,16
3,8415	kr	7 546,18	kr 5 319,76
3,8418	kr	7 669,70	kr 5 100,79
3,8421	kr	7 629,56	kr 4 786,88
3,8424	kr	7 715,44	kr 4 566,76
3,8426	kr	7 750,62	kr 4 327,91
3,8429	kr	7 785,80	kr 4 101,46
3,8432	kr	7 820,98	kr 3 886,79
3,8435	kr	7 856,18	kr 3 683,28
3,8438	kr	7 895,22	kr 3 492,06
3,8441	kr	7 938,11	kr 3 312,29
3,8444	kr	7 981,00	kr 3 141,69
3,8447	kr	8 023,90	kr 2 979,79
3,8450	kr	8 066,81	kr 2 826,16
3,8453	kr	8 113,58	kr 2 681,64
3,8456	kr	8 164,19	kr 2 545,63

Belastingstap referert til merkeyting = 6000 W
Maksimale belastingstap ved 0,7 p.u belasting = $6000 \text{ W} * 0,7^2 = 2940 \text{ W}$
Maksimale tap = tomgangstap + maksimale belastingstap
= $2940 \text{ W} + 900 \text{ W} = 3840 \text{ W}$

Belastingsauking per år = 1 %
Auking for maksimale belastingstap per år = $1 \% ^2 = 0,01 \%$
Maksimale belastingstap per år = tomgangstap + maksimale belastingstap * 1,0001

Figur 9: Utsnitt frå tapsberekningar, eksisterande transformator

Figur 10 er eit utsnitt frå reknearket for tapskostnader og viser utrekningar for ein ny transformator.

Dersom transformatoren som skal setjast inn i nettet er av same merkeyting som den eksisterande transformatoren vil av den maksimale belasting per eining (p.u.) vere lik. Dersom merkeytinga på den nye transformatoren er ulik den eksisterande må den maksimale belastinga per eining reknast om for den nye merkeytinga. Dette er vist i Figur 10.

Maksimale effektstap per år medrekna lastauking er rekna ut på same måte som for eksisterande transformator. Deretter blir årlege tapskostnader og noverdien av årlege tapskostnader rekna ut.

Merkeyting ny transformator [kVA]	Tomgangstap [W]	Belastingstap merkeyting [W]	Maksimal belastning [p.u]	Maksimale belastningstap [W]	Maksimale tap [W]
50	145	1000	7,00	49000	49145
100	250	1600	3,50	19600	19850
200	350	2300	1,75	7044	7394
315	400	3700	1,11	4568	4968
500	650	4600	0,70	2254	2904
800	900	7300	0,44	1397	2297
1000	1000	9400	0,35	1152	2152
1250	1200	10500	0,28	823	2023
1600	1450	14300	0,22	684	2134
2000	1700	16000	0,18	490	2190

Ny transformator		
Tap per år [kW]	Tapskostnader per år [kr]	Noverdi av tapskostnader per år [kr]
2,9040	kr 5 621,56	kr 5 621,56
2,9042	kr 5 430,32	kr 4 832,97
2,9045	kr 5 479,54	kr 4 600,72
2,9047	kr 5 541,54	kr 4 389,42
2,9049	kr 5 660,49	kr 4 229,85
2,9051	kr 5 706,83	kr 4 023,09
2,9054	kr 5 800,25	kr 3 857,50
2,9056	kr 5 769,90	kr 3 620,10
2,9058	kr 5 834,85	kr 3 453,64
2,9060	kr 5 861,46	kr 3 273,01
2,9063	kr 5 888,07	kr 3 101,76
2,9065	kr 5 914,69	kr 2 939,42
2,9067	kr 5 941,31	kr 2 785,52
2,9069	kr 5 970,84	kr 2 640,91
2,9072	kr 6 003,28	kr 2 504,96
2,9074	kr 6 035,73	kr 2 375,94
2,9076	kr 6 068,18	kr 2 253,51
2,9078	kr 6 100,64	kr 2 137,32
2,9081	kr 6 136,01	kr 2 028,03
2,9083	kr 6 174,29	kr 1 925,17

Maksimal belastning for eksisterande 500 kVA transformator = 0,7 p.u.
Maksimalbelastning andre merkeytingar:
0,7 p.u.*500 kVA/merkeyting

Figur 10: Utsnitt frå tapsberekningar, ny transformator

Summen av tapskostnadane for alternativ 1 og 2 blir rekna ut. Differansen blir lagt til som kostnad på alternativ 2, dette er vist i Figur 11. Dei årlege tapskostnadane etter transformerskiftet er like for begge alternativa og gir difor ingen differanse.

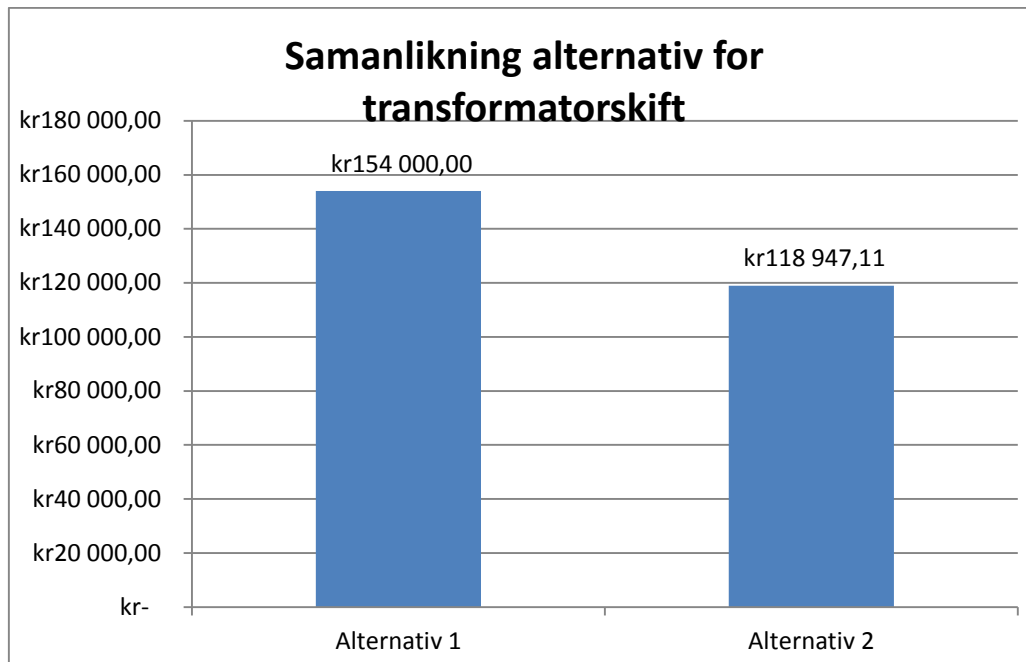
Alternativ 1: Transformatorskift utført inneverande år				Alternativ 2: Transformatorskift utsatt 5 år	
	Skilnad i tapkostnader				
22kV, 230 V to	Tapkostnader	Tapkostnader	Skilnad i tapkostnader	0,00	22kV, 230 V tovikling, 500 kVA transformator
Tilleggsproduk	for alternativ 1	for alternativ 2	for alternativa	0,00	Tilleggsprodukter
Temperaturmå	kr 5 621,56	kr 7 433,47	kr 1 811,91	-	Temperaturmålar
Innebygde sik	kr 4 832,97	kr 6 390,69	kr 1 557,73	-	Innebygde sikringar
Varistor	kr 4 600,72	kr 6 083,59	kr 1 482,87	0,00	Varistor
Planlagt trans	kr 4 389,42	kr 5 804,17	kr 1 414,75	0,00	Planlagt transformatorskift
Varsla KILE	kr 4 229,85	kr 5 593,16	kr 1 363,32	0,00	Varsla KILE
	kr 4 023,09	kr 4 023,09	kr -		Totalpris
	kr 3 857,50	kr 3 857,50	kr -		Noverdi av transformator og skift
	kr 3 620,10	kr 3 620,10	kr -		Noverdi redusert med sannsyn for skift
	kr 3 453,64	kr 3 453,64	kr -		
	kr 3 273,01	kr 3 273,01	kr -		Forventa sviktkostnad samanlikna med alternativ 1
	kr 3 101,76	kr 3 101,76	kr -		Tapkostnader samanlikna med alternativ 1
Totalt	kr 2 939,42	kr 2 939,42	kr -	0,00	Totalt
	kr 2 785,52	kr 2 785,52	kr -		
	kr 2 640,91	kr 2 640,91	kr -		
	kr 2 504,96	kr 2 504,96	kr -		
	kr 2 375,94	kr 2 375,94	kr -		
	kr 2 253,51	kr 2 253,51	kr -		
	kr 2 137,32	kr 2 137,32	kr -		
	kr 2 028,03	kr 2 028,03	kr -		
	kr 1 925,17	kr 1 925,17	kr -		
	kr 66 594,40	kr 74 224,97	kr 7 630,57		

Figur 11: Skilnad i tapkostnader

C5.Totalvurdering

Som vist allereie i Figur 2 er alternativ 2 mest lønnsamt i dette dømet. Figur 12 er ei grafisk framstilling av den økonomiske samanlikninga. Faktorar som kan føre til at alternativ 2 blir mindre lønnsamt enn alternativ 1 er:

- Høgare sannsyn for svikt
- Høgare sviktkostnader, til dømes høg KILE
- Høgare tap for eksisterande transformator
- Lågare diskonteringsrente



Figur 12: Økonomisk samanlikning av alternativ for transformatorskift

Prototypen tar ikkje omsyn til samfunnsøkonomiske faktorar som til dømes Hafslund Nett sitt omdømme ved feil og straumstans, risiko for personskader eller miljøforureining.

Appendiks D – Utgått forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer

Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer

Kapittel 9. Kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke levert energi (KILE)

0 Tilføyd ved forskrift 13 des 2000 nr. 1255 (i kraft 1 jan 2001). Hele kapitlet gitt på nytt ved forskrift 18 okt 2006 nr. 1171 (i kraft 1 jan 2007). Hele kapitlet endret ved forskrift 7 des 2007 nr. 1423 (i kraft 1 jan 2009).

§ 9-1. Kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke levert energi

Årlig inntektsramme skal kvalitetsjusteres som følge av avbruddskostnader for tilknyttede sluttbrukere. Dette gjelder avbruddskostnader for avbrudd som rapporteres i henhold til forskrift 30. november 2004 nr. 1557 om leveringskvalitet i kraftsystemet.

Nettselskapenes totale avbruddskostnader fremkommer ved å summere kostnadene for alle avbrudd innenfor året. Kostnad for ett enkelt avbrudd fremkommer av § 9-2.

Avbruddskostnader som følge av belastningsfrakobling som kompenseres økonomisk i henhold til kommersielle avtaler inngår ikke i KILE-ordningen.

§ 9-2. Avbruddskostnader

Spesifikke avbruddskostnader, $k_{P,ref}$, angitt i 2006-kroner per kW for hver kundegruppe beregnes for et ikke varslet avbrudd på referansetidspunktet på bakgrunn av følgende kostnadsfunksjoner, der r er avbruddets varighet:

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

Referansetidspunktene for de respektive kundegruppene er:

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

Kostnaden (K_j) for et vilkårlig avbrudd på tidspunkt j , skal beregnes som:

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

der

K_j = kostnad i kr for avbrudd på tidspunkt j

der

P_{ref} = avbrutt effekt i rapporteringspunktet dersom tilsvarende avbrudd hadde skjedd på referansetidspunktet (kWh/h), se annet ledd

$k_{P,ref}$ = spesifikk avbruddskostnad (i kr/kW) på referansetidspunktet for en gitt varighet, se første ledd

$f_{K,m}$ = korreksjonsfaktor for avbruddskostnad (i kr) i måned m , se fjerde ledd

$f_{K,d}$ = korreksjonsfaktor for avbruddskostnad (i kr) på dag d , se femte ledd

$f_{K,h}$ = korreksjonsfaktor for avbruddskostnad (i kr) i time h , se sjette ledd

Korreksjonsfaktoren $f_{K,m}$ er gitt ved følgende verdier for ulike kundegrupper for ulike måneder:

<i>Måned</i>	<i>Jordbruk</i>	<i>Husholdning</i>	<i>Industri</i>	<i>Handel og tjenester</i>	<i>Offentlig virksomhet</i>	<i>Treforedling og kraftintensiv industri</i>
Januar	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Februar	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Mars	1,1	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0
April	1,1	0,9	1,0	1,0	0,9	1,0
Mai	0,9	0,9	1,0	1,0	0,8	1,0
Juni	0,9	0,8	1,0	0,9	0,7	0,9
Juli	0,9	0,8	0,9	0,9	0,6	0,9
August	0,9	0,8	1,0	1,0	0,8	0,9
September	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9
Oktober	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
November	1,1	1,0	1,0	1,1	1,0	1,0
Desember	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0

Når avbruddets varighet berører mer enn én av tidsperiodene gitt i kolonne 1, skal et vektet gjennomsnitt av korreksjonsfaktorene benyttes.

Korreksjonsfaktoren $f_{K,d}$ er gitt ved følgende verdier for ulike kundegrupper for ulike ukedager:

<i>Ukedag</i>	<i>Jordbruk</i>	<i>Husholdning</i>	<i>Industri</i>	<i>Handel og tjenester</i>	<i>Offentlig virksomhet</i>	<i>Treforedling og kraftintensiv</i>

						<i>industri</i>
Mandag til fredag	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Lørdag	1,1	1,1	0,6	0,8	0,5	0,9
Søn- /helligdager	1,1	1,1	0,6	0,7	0,4	0,9

Når avbruddets varighet berører mer enn én av tidsperiodene gitt i kolonne 1, skal et vektet gjennomsnitt av korreksjonsfaktorene benyttes.

Korreksjonsfaktoren $f_{K,h}$ er gitt ved følgende verdier for ulike kundegrupper for ulike klokkeslett:

<i>Klokkeslett</i>	<i>Jordbruk</i>	<i>Husholdning</i>	<i>Industri</i>	<i>Handel og tjenester</i>	<i>Offentlig virksomhet</i>	<i>Treforedling og kraftintensiv industri</i>
0000-0600	0,8	0,9	0,7	0,5	0,4	1,0
0600-0800	1,0	1,0	0,9	0,7	0,6	1,0
0800-1200	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
1200-1600	0,7	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
1600-2000	1,0	1,1	0,8	0,8	0,7	1,0
2000-2400	0,8	1,1	0,8	0,6	0,5	1,0

Når avbruddets varighet berører mer enn én av tidsperiodene gitt i kolonne 1, skal et vektet gjennomsnitt av korreksjonsfaktorene benyttes.

Den totale kostnaden for et avbrudd på et vilkårlig tidspunkt j , skal multipliseres med følgende faktor for den respektive kundegruppe dersom avbruddet er varslet:

<i>Kundegruppe</i>	<i>Varslet avbrudd - spesifikk avbruddskostnad multipliseres med faktor:</i>
Jordbruk	0,8
Husholdning	0,9
Industri	0,8
Handel og tjenester	0,7
Offentlig virksomhet	0,7
Treforedling og kraftintensiv industri	0,9

De totale avbruddskostnadene skal justeres årlig for den generelle pris- og kostnadsutviklingen i samfunnet ved bruk av Statistisk sentralbyrås konsumprisindeks (KPI).

Avbruddskostnaden ved serier av avbrudd under én og samme driftsforstyrrelse beregnes som summen av kostnaden for avbruddene hver for seg, begrenset oppad til kostnaden ved ett sammenhengende avbrudd.

Dersom nettselskap har inngått avtale om individuelle avbruddssatser for utbetaling til

sluttbruker i henhold til § 9-3, skal avbruddssatsen settes lik den avtalte satsen for avbrutt effekt eller ikke levert energi som berører denne sluttbrukeren.

§ 9-3. Individuelle avtaler om direkte utbetaling

Konsesjonær kan inngå avtale med sluttbruker om utbetaling av avbruddskostnader for avbrudd som omfattes av § 9-1. For at en slik avtale skal være gyldig må følgende vilkår være oppfylt:

- a) Avtalen skal være skriftlig og inngått før avbrudd finner sted.
- b) Det skal avtales en avbruddssats i kr per kW eller kr per kWh for ulike avbruddsvarigheter for henholdsvis varslet og ikke varslet avbrudd. Avbruddssatsen skal beregnes på bakgrunn av informasjon om sluttbrukerens forventede kostnader ved ulike avbruddsvarigheter og ulike tidspunkt avbruddet inntreffer. Det skal fremgå hvilke forutsetninger beregningen av satsene bygger på.
- c) Sluttbruker må ha et forventet årlig energiuttak større enn 400 000 kWh.

Ved avbrudd skal konsesjonæren betale sluttbrukeren et beløp som tilsvarende den avtalte sats multiplisert med beregnet mengde avbrutt effekt eller ikke levert energi.

Dersom vilkårene i første ledd ikke er oppfylt, kommer § 9-2, første til niende ledd til anvendelse.

Appendiks E – Utrekning av maksimal belasting frå slepevisarverdiar for laststraum

Dette appendikset er eit utdrag frå prosjektoppgåve «Analyse av restlevetid for distribusjonstransformatorane til Hafslund Nett» av Kristine Valentinsen, 2014.

Formel 1 blei nytta for å rekne ut belastinga på distribusjonstransformator frå registrerte straummålingar.

$$P = \frac{(V_{1-2} + V_{3-1}) * I_{1s}}{2\sqrt{3}} + \frac{(V_{1-2} + V_{2-3}) * I_{2s}}{2\sqrt{3}} + \frac{(V_{3-1} + V_{2-3}) * I_{3s}}{2\sqrt{3}}$$

Formel 1

P = maksimal effekt

V_{i-j} = linespenning mellom fasane i og j

I_{is} = slepevisarmåling for straum i fase i

Formel 1 tek utgangspunkt i med $\cos\phi = 1$. I staden for å bruke fasespenning blir gjennomsnittet mellom linjespenningane mellom fasen og dei to andre fasane nytta. Dette er for å minske påverknaden av ubalanse mellom fasespenningane. For å rekne linespenninga om til fasespenning må spenninga delast på kvadratrot av 3.

For somme transformatorar er det berre registrert ein slepevisarmålinga for laststraum. I desse tilfella blei slepevisarmålinga for den eine fasen brukt for alle fasane. For treviklingstransformatorane blei belastinga rekna ut frå slepevisar- og spenningsmålingar for begge viklingane og lagt saman.

For utrekningane blir spenninga målt på inspeksjonstidspunktet brukt. Høg last førar til reduksjon i spenning. Fordelingstransformatorane blir sjeldan trinna for sesongavhengig variasjon i last. Det er difor sannsynleg at spenninga brukt i utrekningane er noko høgare enn spenninga på tidspunktet for maksimalbelasting.

Formel 1 reknar berre ut den aktive effekten lasta trekkjer frå transformatoren. Eit kraftnett vil alltid ha reaktiv effekt på grunn av kapasitans og induktans i komponentar. Den reaktive effekten kan ikkje nyttast til arbeid men tar opp kapasitet på transformatoren. Den reaktive effekten kan representerast ved effektfaktor $\cos\phi$, der ϕ er fasevinkelen mellom straum og spenning. Formel 1 tek utgangspunkt i ein effektfaktor lik 1.