

# Nettinvesteringer og optimale reserveløsninger

**Vilde Johansen Øverby**

Master i energi og miljø

Innlevert: juni 2014

Hovedveileder: Gerd Kjølle, ELKRAFT

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet  
Institutt for elkraftteknikk



## Oppgavebeskrivelse

Det er flere utviklingstrekk som gjør nettinvesteringer nødvendige, ett av disse er behov for økt forsyningssikkerhet. Slik det norske kraftsystemet er delt inn i nivåer med ulike netteiere, vurderes ofte bare investeringer på det spenningsnivået der problemet er. Oppgaven vil fokusere på om det i noen tilfeller, der reserveproblemene i utfalls-situasjoner omhandler transformatorstasjoner, kan være mer samfunnsøkonomisk lønnsomt å foreta investeringer i reserver på underliggende nettnivå. Oppgaven er gitt av NVE og tar for seg et konkret case i det norske nettet. Masteroppgaven består av følgende deloppgaver:

- Gjennomføre litteraturstudium som beskriver aktuelle analysemetoder og verktøy. Dette omfatter blant annet samfunnsøkonomiske analyser, pålitelighetsanalyser og OPAL-metodikken.
- Innhente datagrunnlag for de ulike analysene hos NVE og andre aktuelle kilder. Dette omfatter blant annet informasjon om gjeldende nett, kostnader forbundet med investeringer i nettet og feilstatistikk fra Statnett.
- Beskrive investeringsalternativene som skal undersøkes, basert på forslag og drøfting med NVE.
- Lage en egnet modell av caset i analyseprogrammet PSS/E.
- Beregne avbruddskostnader og andre pålitelighetsindekser ved bruk av OPAL-metodikken, samt undersøke konsekvensen av ekstraordinære hendelser som doble transformatorutfall.
- Beregne den samfunnsøkonomiske nytteverdien av de ulike alternativene ved hjelp av analysene og kostnadsestimatene.

Faglærer/hovedveileder:

Gerd Kjølle

Medveileder:

Sigurd Hofsmo Jakobsen

Kontaktperson(er) i NVE:

Sigrun Kavli Mindeberg

Lars Andreas Eriksson



## Forord

Denne masteroppgaven er gjennomført våren 2014 som en avslutning på studiet Energi og miljø, Energiforsyning, ved Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet (NTNU) i Trondheim.

Faglærer og hovedveileder for oppgaven har vært Gerd Kjølle, seniorforsker ved SINTEF Energi AS og professor II ved NTNU.

Oppgaven er gitt i et samarbeid med SINTEF Energi AS og Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE).

Jeg ønsker å takke Gerd Kjølle for god veiledning og lærerike diskusjoner. Min medveileder Sigurd Hofsmo Jakobsen fortjener en stor takk for sin tålmodighet og hjelp med programvaren OPAL-prototype. Retter også en stor takk til mine kontaktpersoner i NVE, Sigrun K. Mindeberg og Lars Andreas Eriksson, for utformingen av en spennende problemstilling, nyttige epostutvekslinger og gode diskusjoner rundt det aktuelle tema.

Det rettes også en takk til Jostein Øverby, Øystein Sagosen og Kristoffer Fosse Hanssen for bistand med korrektur og tips i forbindelse med rapportskrivningen.

Trondheim, juni 2014

---

Vilde Johansen Øverby



## Sammendrag

Kontinuerlig og pålitelig tilgang på elektrisk kraft er en uunnværlig forutsetning for brukerne av det norske kraftnettet. Dette er ofte referert til som *forsyningsikkerhet*, og netteierne straffes økonomisk dersom de ikke møter dette kravet. Den økende etterspørselen etter elektrisk kraft presser kraftsystemet til sin grense når det kommer til overføringskapasitet. Dette gjør det nødvendig å investere i nettet for å kunne opprettholde balansen mellom produksjon og forbruk til enhver tid.

Det norske kraftsystemet er delt inn i nivåer, med ulike netteiere på hvert nivå. Det fører ofte til at investeringer kun vurderes på det spenningsnivået der problemer opptrer. Oppgaven vil forsøke å kartlegge om det i noen tilfeller kan være mer samfunnsøkonomisk lønnsomt å foreta investeringer i nye reserver på underliggende nettnivå. Investerings-alternativene som blir vurdert i oppgaven er:

**Alternativ T:** Installasjon av en tredje transformator i en "svak" transformatorstasjon i sentralnettet.

**Alternativ L:** Installasjon av ny regionalnettslinje fra nevnte "svake" transformatorstasjon i sentralnettet til nabostasjonen som er "sterkere".

Med "svak" stasjon menes en transformatorstasjon som nærmer seg full belastning, mens en "sterk" transformatorstasjon er en stasjon som har mye ledig kapasitet.

Oppgaven er gitt av NVE og tar for seg et konkret case i det norske kraftsystemet.

Som del av den samfunnsøkonomiske analysen ble det gjennomført en pålitelighetsanalyse med bruk av OPAL-metodikken utviklet av SINTEF Energi AS. Denne metoden bruker *minimale kutte-setts* metode for å beregne pålitelighetsindekser.

Modellen som er benyttet i oppgaven tar utgangspunkt i det norske nettet, men er avgrenset til kun å omfatte det geografiske området rundt den aktuelle transformatorstasjonen. Avgrensningen av modellen og andre tilpasninger som var nødvendige gjorde at kraftflyten antas å være noe annerledes i modellen enn i virkeligheten.

Resultatet fra pålitelighetsanalysen viser at det er Alternativ L som har den laveste årlige avbruddstida og dermed også de laveste avbruddskostnadene. Da det er lite forskjell i tapskostnader og investeringskostnader mellom de to alternativene gjør dette at Alternativ L også peker seg ut som det mest samfunnsøkonomisk lønnsomme alternativet med en fordel på 60 MNOK sammenlignet med Alternativ T.

For å finne det mest samfunnsmessig rasjonelle alternativet må også de virkningene som ikke kan uttrykkes i økonomiske termer, de ikke-kvantifiserbare virkningene, inkluderes. Disse er i all hovedsak antatt å være økt forsyningssikkerhet forbundet med utfall av transformatorer og hendelser som gir svært langvarige avbrudd. Til forskjell fra den rent kvantifiserbare vurderingen viser undersøkelsene at det er Alternativ T, som gir størst forsyningssikkerhet knyttet til transformatorutfall. I tillegg er det også dette alternativet som gir færrest avbrudd med varighet lenger enn 24 timer.

Oppgaven viser hvor viktig det er å inkludere alle aspekter i en vurdering av investeringsalternativene, og hvordan samarbeid mellom ulike netteiere, og løsninger som involverer flere nettnivåer, kan være samfunnsøkonomisk lønnsomt og derfor bør vurderes. Den endelig investeringsbeslutningen er en avveiningssak mellom hvor mye de ikke-kvantifiserbare virkningene er verdt sammenlignet med den kvantifiserbare differansen mellom alternativene.



## Abstract

To have continuous power supply is an indispensable condition for end users of the Norwegian power system. This is often referred to as *security of supply*, and network owners are financially penalized if they fail to meet this. The continuous growing demand for energy pushes the power system to its limit in terms of transmission capability, which makes new network investments necessary in order to sustain the balance between supply and demand.

The Norwegian power system is divided into voltage levels, with different network owners on each level. This often results in only consideration of investments at the voltage level where the problem is. This assignment will try to determine whether in some cases it may be more socioeconomically profitable to invest on the underlying network level. The investment alternatives investigated in this thesis are:

**Alternative T:** The installation of a third transformer in a "weak" transformer station on the transmission network level.

**Alternative L:** Installation of a new transmission line on HV distribution network level from the mentioned "weak" transformer station to the neighboring transformer station, which is "stronger".

The term "weak" refers to a transformer station, which has almost maximized its capacity, while a "strong" transformer station is one that has a lot of capacity to spare.

The task is given by NVE and addresses a specific case in the Norwegian power system.

As part of the economic analysis a reliability analysis using the OPAL methodology developed by SINTEF Energy Research is conducted. This method uses the *minimal cut set method* for calculating reliability indices.

The model used in the thesis is based on the Norwegian network, but is limited to only include the geographical area around the relevant transformer station. Because of the definition of the model and other adjustments that were necessary, it is assumed that the power flow is somewhat different in the model than in reality.

The results from the reliability analysis show that Alternative L has the lowest annual interruption time and hence the lowest interruption costs. Since there is little difference in cost of losses and investment costs between the two alternatives, this means that Alternative L also stands out as the most profitable investment with an advantage of 60 MNOK compared to Alternative T.

To find the most socially rational alternative the impacts that can't be expressed in financial terms, called non-monetary impacts, should also be regarded. These are considered to be, increased security of supply associated with transformer outages, and events that causes significant interruptions. As opposed to the purely monetary assessment investigations show that it is Alternative T, which provides the highest security of supply associated with transformer failures. In addition it minimizes interruptions with a longer duration than 24 hours.

This assignment emphasizes the importance of including all aspects in the assessment of the two investment alternatives, and shows that cooperation between network owners and solutions that involve multiple network levels can be socioeconomically profitable, and should be considered. The final investment decision is found to be a trade-off between the value of non-monetary impacts and the monetary impacts.

## Innhold

<b>Oppgavebeskrivelse</b> .....	<b>I</b>
<b>Forord</b> .....	<b>III</b>
<b>Sammendrag</b> .....	<b>V</b>
<b>Abstract</b> .....	<b>VII</b>
<b>Innhold</b> .....	<b>IX</b>
<b>Figurer</b> .....	<b>XII</b>
<b>Tabeller</b> .....	<b>XIII</b>
<b>1 Innledning</b> .....	<b>1</b>
<b>1.1 Bakgrunn og formål</b> .....	<b>1</b>
<b>1.2 Avgrensninger</b> .....	<b>4</b>
<b>1.3 Metoder og verktøy</b> .....	<b>5</b>
<b>1.4 Oppgavens struktur</b> .....	<b>5</b>
<b>2 Teori for samfunnsøkonomisk analyse</b> .....	<b>6</b>
<b>2.1 Grunnleggende teori</b> .....	<b>6</b>
2.1.1 Nytte-kostnadsanalyse.....	6
2.1.2 Nåverdimetoden.....	6
2.1.3 Restverdijustering.....	8
2.1.4 Økonomisk lønnsomhet.....	9
<b>2.2 Samfunnsøkonomiske analyser av investeringer i kraftnettet</b> .....	<b>9</b>
2.2.1 Generelt.....	9
2.2.2 Investeringskostnader.....	10
2.2.3 Drifts- og vedlikeholdskostnader.....	10
2.2.4 Tapskostnader.....	10
2.2.5 Avbruddskostnader.....	13
2.2.6 Flaskehalskostnader.....	15
<b>3 Leveringspålitelighet i kraftsystemet</b> .....	<b>16</b>
<b>3.1 Pålitelighetsanalyser</b> .....	<b>16</b>
<b>3.2 Grunnleggende pålitelighetsteori</b> .....	<b>16</b>
<b>3.3 Minimale kutte-setts metode</b> .....	<b>20</b>
<b>3.4 OPAL-metodikken</b> .....	<b>21</b>
3.4.1 Definisjon av analyse.....	22
3.4.2 Lage utfallsliste.....	23
3.4.3 Konsekvensanalyse.....	23
3.4.4 Pålitelighetsvurdering og beregning av pålitelighetsindekser.....	24
<b>4 Case-beskrivelse og modell</b> .....	<b>26</b>

<b>4.1</b>	<b>Bakgrunn for case .....</b>	<b>26</b>
<b>4.2</b>	<b>Kjennetegn ved Oslo, Akershus og Østfold .....</b>	<b>27</b>
<b>4.3</b>	<b>Østfold .....</b>	<b>28</b>
<b>4.4</b>	<b>Modell i PSS/E.....</b>	<b>30</b>
4.4.1	Antagelser og tilpasninger av modell .....	30
4.4.2	Last og produksjon.....	34
<b>5</b>	<b>Analysene.....</b>	<b>35</b>
<b>5.1</b>	<b>Verktøy .....</b>	<b>35</b>
5.1.1	PSS/E.....	35
5.1.2	OPAL-prototype .....	35
<b>5.2</b>	<b>Pålitelighetsanalysen.....</b>	<b>36</b>
<b>5.3</b>	<b>Samfunnsøkonomisk analyse .....</b>	<b>40</b>
5.3.1	Investeringskostnader .....	41
5.3.2	Tapskostnader .....	42
5.3.3	Avbruddskostnader .....	42
<b>6</b>	<b>Pålitelighetsresultater .....</b>	<b>43</b>
<b>6.1</b>	<b>Dagens nett.....</b>	<b>43</b>
6.1.1	Utfallsdetaljer .....	43
6.1.2	Pålitelighetsindekser .....	44
<b>6.2</b>	<b>Alternativ T .....</b>	<b>45</b>
6.2.1	Utfallsdetaljer.....	45
6.2.2	Pålitelighetsindekser .....	46
<b>6.3</b>	<b>Alternativ L.....</b>	<b>47</b>
6.3.1	Utfallsdetaljer.....	47
6.3.2	Pålitelighetsindekser .....	48
<b>6.4</b>	<b>Sammenligning .....</b>	<b>49</b>
6.4.1	Indekser for hele systemet .....	49
6.4.2	Antall avbrudd .....	50
6.4.3	Årlig avbruddsvarighet.....	51
6.4.4	Oppsummering.....	52
<b>7</b>	<b>Samfunnsøkonomiske resultater .....</b>	<b>53</b>
<b>7.1</b>	<b>Kvantifiserbare virkninger.....</b>	<b>53</b>
7.1.1	Investerings- og reinvesteringskostnader.....	53
7.1.2	Drifts- og vedlikeholdskostnader .....	54
7.1.3	Tapskostnader .....	55
7.1.4	Avbruddskostnader.....	56
<b>7.2</b>	<b>Ikke-kvantifiserbare virkninger.....</b>	<b>56</b>
7.2.1	Forsyningssikkerhet ved transformatorutfall i SN1 og SN2 .....	56
7.2.2	Svært langvarige avbrudd.....	59
7.2.3	Miljøpåvirkninger.....	60
7.2.4	Lønnsomhet påvirket av andre prosjekter - fremtidsperspektiv .....	60
7.2.5	Reservekapasitet for andre områder.....	60

7.2.6	Avbrudd som rammer et større geografisk område .....	61
7.2.7	Avbrudd i sentralnettet.....	61
<b>7.3</b>	<b>Totale samfunnsøkonomiske virkninger.....</b>	<b>62</b>
<b>8</b>	<b>Diskusjon .....</b>	<b>65</b>
8.1	Modellen.....	65
8.2	Pålitelighetsanalysen.....	66
8.3	Samfunnsøkonomisk analyse .....	68
<b>9</b>	<b>Konklusjon .....</b>	<b>70</b>
<b>10</b>	<b>Videre arbeid .....</b>	<b>71</b>
	Referanser .....	72
	Vedlegg .....	74
<b>A</b>	<b>Definisjoner og forkortelser .....</b>	<b>75</b>
<b>B</b>	<b>Investeringsspesifikasjoner.....</b>	<b>78</b>
<b>C</b>	<b>Tapskostnadstabeller og -beregninger .....</b>	<b>79</b>
<b>D</b>	<b>Kostnadstabell for 132 kV linje .....</b>	<b>86</b>
<b>E</b>	<b>Pålitelighetsindekser.....</b>	<b>87</b>
<b>F</b>	<b>Forsyningssikkerhet ved transformatorutfall, detaljert.....</b>	<b>101</b>

## Figurer

Figur 1.1 Skjematisk fremstilling av det norske kraftsystemet [2].	2
Figur 2.1 Stilisert radialbeskrivelse av kraftsystemet for beregning av spesifikke tapkostnader [2].	11
Figur 3.1 Funksjons-/reparasjonssyklus [15].	17
Figur 3.2 Prinsipielt livstidsforløp for komponent, badekarkurven [15].	18
Figur 3.3 Pålitelighetsstrukturer i systemer med to komponenter [15].	18
Figur 3.4 Eksempel på serie og parallell konfigurasjon av minimale kutt [8].	20
Figur 3.5 Fremgangsmåten ved bruk av OPAL til pålitelighetsberegninger [8].	22
Figur 4.1 Området Oslo, Akershus og Østfold [17].	28
Figur 4.2 Stilisert figur av nettmodellen benyttet i oppgaven.	33
Figur 6.1 Antall avbrudd i leveringspunktene i de tre nettkonfigurasjonene.	50
Figur 6.2 Årlig avbruddsvarighet i leveringspunktene i de tre nettkonfigurasjonene.	51

## Tabeller

Tabell 2.1 Spesifikke avbruddskostnader $k_{p,ref}$ , angitt i 2006-kr per kW for ikke-varslede avbrudd på referansetidspunktet [13].....	14
Tabell 2.2 Referansetidspunkt for beregning av avbruddskostnader [13].....	15
Tabell 4.1 Spesifikasjoner for dagens transformatorer i SN1 og SN2. ....	26
Tabell 4.2 Produksjon av elektrisitet i Østfold ved dimensjonerende vintervannføring i Glomma [17]. ....	30
Tabell 5.1 Feilstatistikk for nettkomponenter, varige feil [20]. ....	38
Tabell 5.2. Spesifikk avbruddskostnad [NOK/kWh] for et avbrudd på en time på referansetidspunktet for de 6 kundegruppene. ....	40
Tabell 6.1 Pålitelighetsindekser for enkelte leveringspunkter, dagens nett. ....	44
Tabell 6.2 Pavb., ILE og KILE, totale verdier for alle leveringspunkter, dagens nett. ....	45
Tabell 6.3 Pålitelighetsindekser for enkelte leveringspunkter, Alt. T. ....	46
Tabell 6.4 Pavb., ILE og KILE, totale verdier for alle leveringspunkter, Alt. T. ....	47
Tabell 6.5 Pålitelighetsindekser for enkelte leveringspunktene, Alt. L. ....	48
Tabell 6.6 Pavb., ILE og KILE, totale verdier for alle leveringspunkter, Alt. L. ....	48
Tabell 6.7 Summerte pålitelighetsindekser, utelukket urealistiske avbrudd. ....	49
Tabell 7.1 Investerings- og reinvesteringskostnader for de tre nettkonfigurasjonene....	54
Tabell 7.2 Drifts- og vedlikeholdskostnader for de tre nettkonfigurasjonene. ....	54
Tabell 7.3 Kapitaliserte tapskostnader for de tre nettkonfigurasjonene.....	55
Tabell 7.4 Kapitalisert avbruddskostnader for de tre nettkonfigurasjonene. ....	56
Tabell 7.5 Transformatorbelastning i SN1 og SN2. ....	57
Tabell 7.6 Andel avbrudd > 24 timer for de tre nettkonfigurasjonene.....	59
Tabell 7.7 Andel avbrudd som rammer hele systemet. ....	61
Tabell 7.8 Oppsummering av kvantifiserbare og ikke-kvantifiserbare virkninger.....	62
Tabell 0.1 Kapitalisert ekvivalent kostand av tap $K_{pekV}$ [kr/kW] (analyseperiode 30 år, 4,5% kalkulasjonsrente, kostnadsnivå januar 2011) [2] .....	79
Tabell 0.2 Kapitalisert ekvivalent kostand av tomgangstap $K_{TpekV}$ [kr/kW] (analyseperiode 30 år, 4,5% kalkulasjonsrente, kostnadsnivå januar 2011) [2] .....	79
Tabell 0.3 Kapitaliserte tapskostnader for tap i linjer, dagens nett.....	80
Tabell 0.4 Belastnings- og tomgangstap i aktuelle transformatorer, dagens nett. ....	80
Tabell 0.5 Kapitaliserte tapskostnader for aktuelle transformatorer, dagens nett.....	81
Tabell 0.6 Kapitaliserte tapskostnader for tap i linjer, Alt. T.....	82
Tabell 0.7 Belastnings- og tomgangstap i aktuelle transformatorer, Alt. T. ....	82
Tabell 0.8 Kapitaliserte tapskostnader for aktuelle transformatorer Alt. T.....	83
Tabell 0.9 Endring i kapitaliserte tapskostnader, Alt. T. ....	83
Tabell 0.10 Kapitaliserte tapskostnader for tap i linjer, Alt. L.....	84
Tabell 0.11 Belastnings- og tomgangstap i aktuelle transformatorer, Alt. L.....	84
Tabell 0.12 Kapitaliserte tapskostnader for aktuelle transformatorer, Alt. L. ....	85
Tabell 0.13 Endring i kapitaliserte tapskostnader, Alt. L.....	85
Tabell 0.14 72,5 og 145 kV luftlinjer – gjennomsnittlige kostnader ved nybygg [25]. ....	86

Tabell 0.15 Årlige pålitelighetsindekser, dagens nett. ....	87
Tabell 0.16 Årlige pålitelighetsindekser, Alt. T. ....	89
Tabell 0.17 Årlige pålitelighetsindekser, Alt. L. ....	91
Tabell 0.18 Årlige pålitelighetsindekser, inkludert urealistiske avbrudd, dagens nett....	93
Tabell 0.19 Total ILE og KILE, inkludert urealistiske avbrudd, dagens nett. ....	94
Tabell 0.20 Årlige pålitelighetsindekser, inkludert urealistiske avbrudd, Alt. T. ....	95
Tabell 0.21 Total ILE og KILE, inkludert urealistiske avbrudd, Alt. T. ....	96
Tabell 0.22 Årlige pålitelighetsindekser, inkludert urealistiske avbrudd, Alt. L. ....	97
Tabell 0.23 Total ILE og KILE, inkludert urealistiske avbrudd, Alt. L. ....	98

Figurer og tabeller med kapittelnummer 0 ligger i vedlegg.



# 1 Innledning

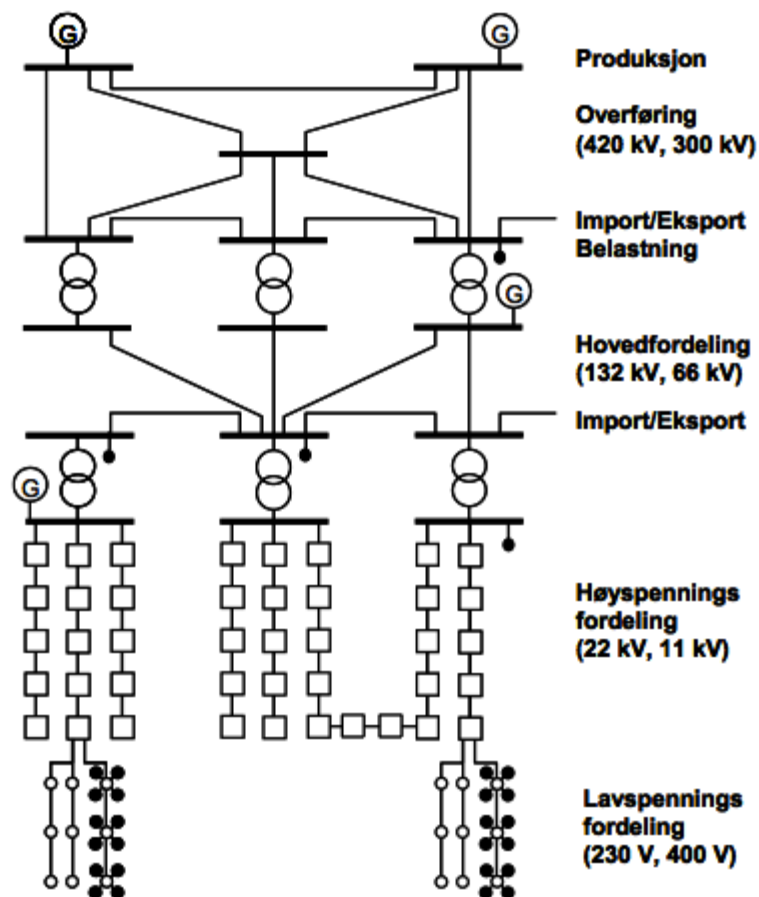
## 1.1 Bakgrunn og formål

"Fremtiden er elektrisk"  
(sitat Auke Lont, konsernsjef Statnett SF)

I løpet av de siste 100 årene har elektrisiteten gått fra å bety lite til å bety stadig mer for vår hverdag. Strømmen har funnet veien inn i alle norske hjem og samfunnsinstitusjoner, og benyttes i dag i større og større grad til alle daglige gjøremål. Avhengigheten gjør oss sårbare for svikt i strømtilgangen, og det norske kraftsystemet kan derfor defineres som en kritisk infrastruktur. Bruken av elektrisitet er under stadig utvikling, men det er ikke til å legge skjul på at digitalisering, og forventninger om komfort både i norske hjem, næringsliv og offentlig sektor, peker mot en økt avhengighet i årene som kommer. Håndteringen av klimautfordringene, der fossil energi i størst mulig grad skal erstattes med energi fra fornybare kilder, gir elektrisiteten en enda viktigere rolle i vår hverdag. I transportsektoren ser man en dramatisk endring mot større og større bruk av elektrisitet som energikilde. Både forbruksmønsteret og hva vi bruker strømmen til endres.

Teknologien er i stadig utvikling, og apparater med lavt energiforbruk, men høyt effektuttak, blir stadig vanligere. På denne måten kan den økende energi-effektiviseringen føre til høyere effekttopper, og det er disse nettet må klare å forsyne. Dette er med på å øke behovet for et sterkere nett med mer kapasitet [1].

Det norske kraftsystemet er delt inn i tre nettnivåer, sentralnettet (overføring), regionalnett (hovedfordeling) og distribusjonsnettet (høyspennings- og lavspenningsfordeling). En skjematisk fremstilling av det norske nettet er presentert i Figur 1.1, der typiske spenninger for de ulike nettnivåene er skrevet i parentes. Andre spenningsnivåer blir også benyttet. Nettet på de tre nivåene har ulike eiere, netteiere. Statnett har ansvaret for sentralnettet, mens regional- og distribusjonsnettet eies av flere netteiere som alle har rådighet over et bestemt geografisk område. Eksempler på netteiere i regional- og distribusjonsnettet er: Hafslund, BKK og Fredrikstad Energi. På de to øverste nivåene, sentral- og regionalnettet driftes nettet i stor grad som masket nett. Dette betyr at nettet har ringforbindelser. De norske kraftprodusentene er knyttet til nettet på ulike nivåer, og det samme er industri og store næringsvirksomheter. Husholdningskunder er i stor grad tilknyttet det laveste spenningsnivået i distribusjonsnettet.



**Figur 1.1 Skjematisk fremstilling av det norske kraftsystemet [2].**

Tilstrekkelig kapasitet i kraftnettet er helt avgjørende for strømforsyningen. For å kunne levere kraft helt til sluttbrukeren må det finnes nok kapasitet på alle nettnivåene, både for å dekke elektrisiteten kundene trenger til sitt forbruk og de elektriske tapene som oppstår i overføringen. Både linjene på de ulike nettnivåene og transformatorene mellom nivåene må ha nok kapasitet.

I alle komponenter, uansett system, vil det før eller siden oppstå feil, enten på grunn av problemer i komponenten selv eller grunnet ytre påvirkning. Når det oppstår feil i komponenter i kraftsystemet, kobles de ut og kan ikke lenger benyttes til å transportere elektrisk energi til kunden. For at strømmen i slike situasjoner skal komme fram, må det finnes andre komponenter i systemet som kan ta over jobben. Disse beskrives som alternative mateveier eller reserver. Dersom en slik reserve ikke finnes i systemet vil kunden oppleve strømvbrudd.

Feilfrekvensen, eller feilsannsynligheten, er ulik for forskjellige komponenter, men for alle kraftsystemkomponenter er den så høy at dersom alle feil skulle gitt avbrudd, ville dette gi en uakseptabel situasjon for de norske strømkundene.

Av denne grunn tilstreber det norske kraftsystemet å opprettholde det som kalles N-1-kriteriet. N-1 innebærer at systemet skal kunne opprettholde normal forsyning selv om det oppstår feil på én enkeltkomponent i nett eller produksjonsanlegg [3]. N-1 er valgt da sannsynligheten for to feil på sentrale komponenter samtidig anses som lite sannsynlig. Det er heller ikke fornuftig å investere i så mange reservekomponenter at feil ikke får konsekvenser for forsyningen, uansett antall feil som inntreffer samtidig. En slik løsning vil være lite samfunnsøkonomisk lønnsom da den marginale nytten per nye komponent vil synke med antallet installerte komponent, og prisen for investeringene vil være enorm. Det må derfor foretas grundige vurderinger av mulige investeringsalternativer når kapasiteten i et nett ikke er tilstrekkelig til å opprettholde N-1. Dette danner hovedgrunnlaget for problemstillingen i denne oppgaven.

Når eieren av nettet ser at investeringer må gjøres, har denne netteieren i utgangspunktet kun muligheten til å undersøke utbedringstiltak i eget nett. Noen ganger er det likevel slik at en bedre samfunnsøkonomisk løsning på et kapasitetsproblem ligger i et annet nettnivå, hos en annen netteier, eller i en kombinasjon mellom de ulike.

For å få lov til å gjøre utbedringer i form av utvidelser<sup>1</sup> i det norske regional- og sentralnettet må det søkes om konsesjon (en tillatelse til investeringer og bygging). Konsesjon gis av Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE). NVE sitter på makten i slike situasjoner og kan be netteiere og utbyggere om å foreta grundigere undersøkelser og analyser av alternativene dersom NVE mener dette er hensiktsmessig.

NVE må forholde seg til Energiloven [4], som sier at planlegging og utbygging av nettet skal skje på en samfunnsmessig rasjonell måte. Da NVE sitter på alle konsesjonssakene fra de ulike instansene, kan de be de ulike netteierne om å snakke sammen og samarbeide om utbygging der dette fra NVEs side anses å være samfunnsøkonomisk lønnsomt eller rasjonelt. NVE legger vekt på å se energisystemet i de ulike regionene i sammenheng, på tvers av spenningsnivåene [5]. Det er i forbindelse med saker som dette, der NVE ser at den mest samfunnsøkonomiske løsning på et problem muligens er en annen enn den foreslått av netteier, at undersøkelsene som skal gjennomføres i denne oppgaven kommer inn. For NVE er disse vurderingene svært viktige for å kunne sikre en samfunnsmessig rasjonell utvikling av det norske nettet i sin helhet.

---

<sup>1</sup> Vedlikehold og reinvesteringer i en løsning som allerede er etablert krever ikke konsesjon, mens utvidet kapasitet og endret spenningsnivå krever konsesjon.

Formålet med denne oppgaven er å undersøke hvilke, av to mulige investeringsalternativer, for å sikre bedre reservemuligheter i tilknytning til en transformatorstasjon i sentralnettet som er mest samfunnsøkonomisk lønnsom. De to alternativene som skal undersøkes er:

**Alternativ T:** Installasjon av en tredje transformator i en "svak" transformatorstasjon i sentralnettet.

**Alternativ L:** Installasjon av ny regionalnettslinje fra nevnte "svake" transformatorstasjon i sentralnettet til nabostasjonen som er "sterkere".

Med "svak" stasjon menes en transformatorstasjon som nærmer seg full belastning, mens en "sterk" transformatorstasjon er en stasjon som har mye ledig kapasitet.

Det ene alternativet er en investering i sentralnettet, mens det andre er en investering som involverer både sentral- og regionalnettet. Oppgaven vil forsøke å kartlegge hvilke av de to løsningene som gir best reserver, og derfor færrest avbrudd, for området rundt den aktuelle stasjonen. Dette gjøres ved å gjennomføre en pålitelighetsanalyse. Samtidig vil det bli undersøkt hvilke av de to løsningene som er mest hensiktsmessig i situasjoner som involverer utfall av transformatorer i de to stasjonene.

Pålitelighetsanalysen vil gi avbruddskostnadene for systemet og benyttes i en samfunnsøkonomisk analyse av de ulike alternativene der målet blir å finne den løsningen som gir de laveste totale kostnadene. De ulike alternativene vil bli vurdert både med tanke på kvantifiserbare og ikke-kvantifiserbare virkninger. Til slutt vil arbeidet oppsummeres og mulig videre arbeid innenfor temaet foreslås.

Oppgaven er utført i samarbeid med SINTEF Energi og NVE. Det er NVE som har utformet oppgaven og gitt tilgang på nødvendig data og nettmodell slik at analysene kunne gjennomføres i et reelt case. Målet med å benytte et reelt case er å sikre at resultatene kan relateres til faktiske problemområder i nettet.

## **1.2 Avgrensninger**

Oppgaven avgrenser seg til i hovedsak å fokusere på et konkrete case gitt av NVE, men vil forsøke å gi indikasjoner som også kan benyttes på et mer prinsipielt nivå. Oppgavens oppmerksomhet vil ligge på konsekvensene av varige feil i systemet.

Oppgaven avgrenses også noe ved at materialet som er benyttet er konfidensielt og det finnes derfor en begrensning på hvilken informasjon som kan oppgis i oppgaven. Dette gjelder blant annet reelle navn på transformatorstasjonene og geografisk plassering.

### **1.3 Metoder og verktøy**

Metodikken for de samfunnsøkonomiske analysene baserer seg på retningslinjer gitt av Finansdepartementet [6] og SINTEF Energi AS, *Planleggingsbok for kraftsystemet* [7]. Pålitelighetsanalysene baserer seg på OPAL-metodikken utviklet av SINTEF Energi AS [8]. Teorien bak disse metodene vil bli nærmere forklart i kapittel 2 og 3.

Modellen av det aktuelle nettet vil bli fremstilt i simuleringsprogrammet PSS/E, versjon 33, utviklet av Siemens. Til pålitelighetsanalysene vil en prototype av OPAL bli benyttet. Denne programvaren er under utvikling hos SINTEF Energi AS.

### **1.4 Oppgavens struktur**

I kapittel 2 introduseres teorigrunnet for de samfunnsøkonomiske analysene som er gjennomført for å belyse problemstillingen. Teorien forbundet med pålitelighetsanalysene finnes i kapittel 3. I kapittel 4 beskrives det aktuelle caset som skal studeres, samt hvordan nettmodellen som benyttes i analysene er utformet i PSS/E. Antagelser gjort for å gjennomføre analysene, både pålitelighet og samfunnsøkonomisk er presentert i kapittel 5. Kapittel 6 og 7 inneholder resultatene som følger av analysene. I kapittel 8 diskuteres usikkerheter rundt resultatene, og i kapittel 9 presenteres oppgavens konklusjon. Til slutt, i kapittel 10 foreslås mulig videre arbeid med temaet. En liste over definisjoner og forkortelser brukt i oppgaven ligger i vedlegg A.

## 2 Teori for samfunnsøkonomisk analyse

Når det er behov for oppgraderinger i nettet må det foretas investeringer. Utfordringen er at det ofte finnes mer enn ett alternativ til hvordan oppgraderingen skal gjennomføres, eller hva den skal innebære, for at den ønskede forbedringen skal finne sted. For å kunne ta et fornuftig valg blant de relevante alternativene benyttes ofte en samfunnsøkonomisk analyse. En samfunnsøkonomisk analyse går, i følge Finansdepartementet [6], ut på "*å klarlegge, synliggjøre og systematisere konsekvensene av tiltak og reformer før beslutningen fattes*". Resultatet av en slik analyse gir grunnlaget for å rangere investeringsalternativene. For at en slik analyse skal være troverdig og nyttig er det viktig å inkludere alle relevante alternativer i analysen.

### 2.1 Grunnleggende teori

#### 2.1.1 Nytte-kostnadsanalyse

Det finnes tre typer samfunnsøkonomiske analyser, nytte-kostnadsanalyse, kostnadseffektivitetsanalyse og kostnads-virkningsanalyse. Kostnadseffektivitetsanalysen kartlegger kun kostnadene ved de alternative tiltakene, og forutsetter derfor at nytte-virkningene er like for alle alternativene. Kostnads-virkningsanalysen benyttes når det ikke er mulig å verdsette nyttevirkningene i kroner. Ingen av disse metodene fanger opp både kostnadene og nyttevirkningene ved investeringer på en tilstrekkelig måte, og det er vanskelig å basere en helhetlig lønnsomhetsvurdering på disse resultatene. Det er av denne grunn valgt å benytte *nytte-kostnadsanalysen* i forbindelse med de samfunnsøkonomiske analysene i denne oppgaven.

En nytte-kostnadsanalyse forsøker i størst mulig grad å verdsette alle nytte- og kostnadsvirkninger av et tiltak i kroner. Kroneverdien av de positive effektene av tiltaket skal i størst mulig grad gjenspeile det befolkningen er villig til å betale for at den positive effekten skal oppnås. De beregnede verdiene av alle fordelene og ulempene summeres, og dersom summen er positiv anses alternativet å være samfunnsøkonomisk lønnsomt. Det er ikke nødvendigvis mulig å kvantifisere alle virkningene av et tiltak. Disse virkningene skal derfor beskrives og vurderes kvalitativt. Det er viktig å inkludere disse ikke-kvantifiserbare virkningene i den totale vurderingen for å forsøke å få et så oversiktlig bilde av investeringsalternativene som mulig, for så å kunne ta en veloverveid avgjørelse [9].

#### 2.1.2 Nåverdimetoden

Da nytte- og kostnadsvirkningene av et tiltak sjeldent oppstår på samme tidspunkt er det behov for en metode som gjør det mulig å sammenligne og summere disse. Den vanligste metoden for å kunne summere de ulike nytte- og kostnadsvirkningene er *nåverdimetoden*.

Utgangspunktet for denne metoden er at alle fremtidige nytte- og kostnadsvirkninger tilbakeføres til et bestemt tidspunkt, ofte investerings- eller idriftsettelsestidspunktet. Ved å benytte en kalkulasjonsrente neddiskonteres virkningene til det bestemte tidspunktet. Denne metoden verdsetter ikke fremtidige nytte- og kostnadsvirkninger like høyt som nytte- og kostnadsvirkninger i dag [6]. Når alle virkningene er diskontert til samme tidspunkt kan man finne tiltakets netto nåverdi (NNV). Netto nåverdi er nettoverdien av alle de diskonterte virkningene, og kan uttrykkes som:

$$NNV = -B_0 + \sum_{t=1}^N \frac{U_t}{(1+r)^t} \quad (2.1)$$

der

$B_0$	Investeringskostnaden som påløper i år 0 [kr]
$U_t$	Netto nytte: inntekter - kostnader [kr]
$r$	Kalkulasjonsrente
$N$	Antall år i analyseperioden

Det er denne summen som avgjør om investeringen anses som samfunnsøkonomisk lønnsom [7].

$$NNV > 0 \rightarrow \text{lønnsomt}$$

$$NNV < 0 \rightarrow \text{ikke lønnsomt}$$

For å kunne bruke nåverdimetoden i en samfunnsøkonomisk analyse er det enkelte parameter som må fastsettes.

**Referansetidspunkt:** Starttidspunktet for analysen. Det tidspunktet alle verdier diskonteres til.

**Fysisk levetid:** Den tidsperioden anlegget antas å kunne utføre en tilfredsstillende oppgave for samfunnet.

**Analyseperiode:** Tidsrommet som skal analyseres.

**Kalkulasjonsrente:** Kalkulasjonsrenten er den samfunnsøkonomiske alternativkostnaden ved å binde kapital til et tiltak og skal være et uttrykk for kapitalens avkastning i beste alternative anvendelse.

### 2.1.3 Restverdijustering

Ofte settes analyseperioden kortere enn den fysiske levetiden til investeringen. Dette medfører at anlegget har en restverdi etter at analyseperioden er over. Denne restverdien skal trekkes fra den totale investeringskostnaden og inngår derfor i analysen som et positivt bidrag.

Restverdien av en investering finnes ved først å finne annuiteten, årskostnaden, av investeringskostnaden fordelt på alle årene i anleggets fysiske levetid. Annuiteten  $b$  uttrykkes på følgende måte:

$$b = B_0 \left[ \frac{r}{1 - (1 + r)^{-N}} \right] = B_0 \cdot \varepsilon_{r,N} \quad (2.2)$$

der

$B_0$	Total investeringskostnad [NOK]
$N$	Antall år, her fysisk levetid [år]
$r$	Kalkulasjonsrente
$\varepsilon_{r,N}$	Annuitetsfaktor

Deretter kan nåverdien av denne betalingsrekken finnes, men det er nå prosjektets analyseperiode som skal benyttes.

$$B_0 = b \left[ \frac{1 - (1 + r)^{-N}}{r} \right] = b \cdot \lambda_{r,N} \quad (2.3)$$

der

$B_0$	Total investeringskostnad [NOK]
$N$	Antall år, her analyseperioden [år]
$\lambda_{r,N}$	Kapitaliseringsfaktor

Ved å kombinere disse to funksjonene vil investeringskostnaden som skal betales over analyseperioden være mindre enn investeringens totale verdi. Den "nye" investeringskostnaden kalles restverdijustert investeringskostnad.



#### **2.1.4 Økonomisk lønnsomhet**

Økonomisk lønnsomhet, eller økonomisk nytteverdi, er en vanlig sammenligningsmetode for å finne ut hvilket investeringsalternativ som er det mest lønnsomt. Økonomisk lønnsomhet er et relativt begrep og belager seg på at man sammenligner investeringsalternativer. Det vanligste er å sammenligne investeringsalternativene med et referanse- eller nullalternativ, som ofte er dagens situasjon, eller det alternativet som innebærer minst mulig forandring for at systemet skal være funksjonelt. I mer tekniske termer er økonomisk nytteverdi av et tiltak *"nåverdien av besparelsen man oppnår innenfor analyseperioden ved å gjennomføre tiltaket"* [10]. Tiltaket er etter denne definisjonen lønnsomt dersom tiltaket medfører at summen av totale kostnader reduseres ved å gjennomføre investeringen.

### **2.2 Samfunnsøkonomiske analyser av investeringer i kraftnettet**

Investeringer i kraftnettet er forbundet med store kostnader. Derfor benyttes samfunnsøkonomiske analyser for å belyse alle aspektene ved investeringsalternativene slik at det skal være enklere å foreta de riktige investeringsbeslutningene.

Kapittelet vil gi en innføring i de ulike kostandene i en samfunnsøkonomisk analyse i forbindelse med investeringer i kraftnettet. Første avsnitt vil gi en kort innføring i de ulike aspektene som må vurderes, mens de neste delkapitlene vil gi grundigere informasjon om hvordan de ulike kostnadene kan beregnes eller estimeres.

#### **2.2.1 Generelt**

Samfunnsøkonomiske analyser av investeringer i kraftnettet baserer seg på de samme prinsippene som den generelle forklaringen i kapittel 2.1. For å gjøre prosessen rundt den samfunnsøkonomiske analysen lettere har NVE laget en liste over nytte- og kostnadsvirkningene som bør inngå i en samfunnsøkonomisk analyse av investeringer i kraftnettet [11]:

- Investeringskostnader, korrigert for evt. restverdi
- Drifts- og vedlikeholdskostnader
- Tapskostnader
- Avbruddskostnader
- Flaskehalskostnader

I tillegg til de overnevnte punktene vil det finnes ikke-kvantifiserbare nytte- og kostnadsvirkninger. Disse kan være forbundet med blant annet sikkerhet, miljø, beslagleggelse av land, estetikk, eller at det blir skapt sysselsetting.

For å kunne gjennomføre en troverdig samfunnsøkonomisk analyse med et pålitelig resultat er det viktig å kartlegge de ulike kostnadene. Feil i kostnadsgrunnlaget kan føre til at det blir gjennomført investeringer som viser seg å resultere i tap.

### **2.2.2 Investeringskostnader**

Kostnaden inkluderer materiell, arbeidskraft og transport tilknyttet bygging og idriftsettelse av anlegget. Kostnaden benyttes til planlegging, prosjektering, regulering, utregning av anleggsbidrag, osv. Det er derfor svært viktig at kostnadstallene i stor grad gjenspeiler de faktiske kostnadene. Kostnaden estimeres ofte på bakgrunn av tidligere gjennomførte prosjekter som har lignet i ulik grad.

### **2.2.3 Drifts- og vedlikeholdskostnader**

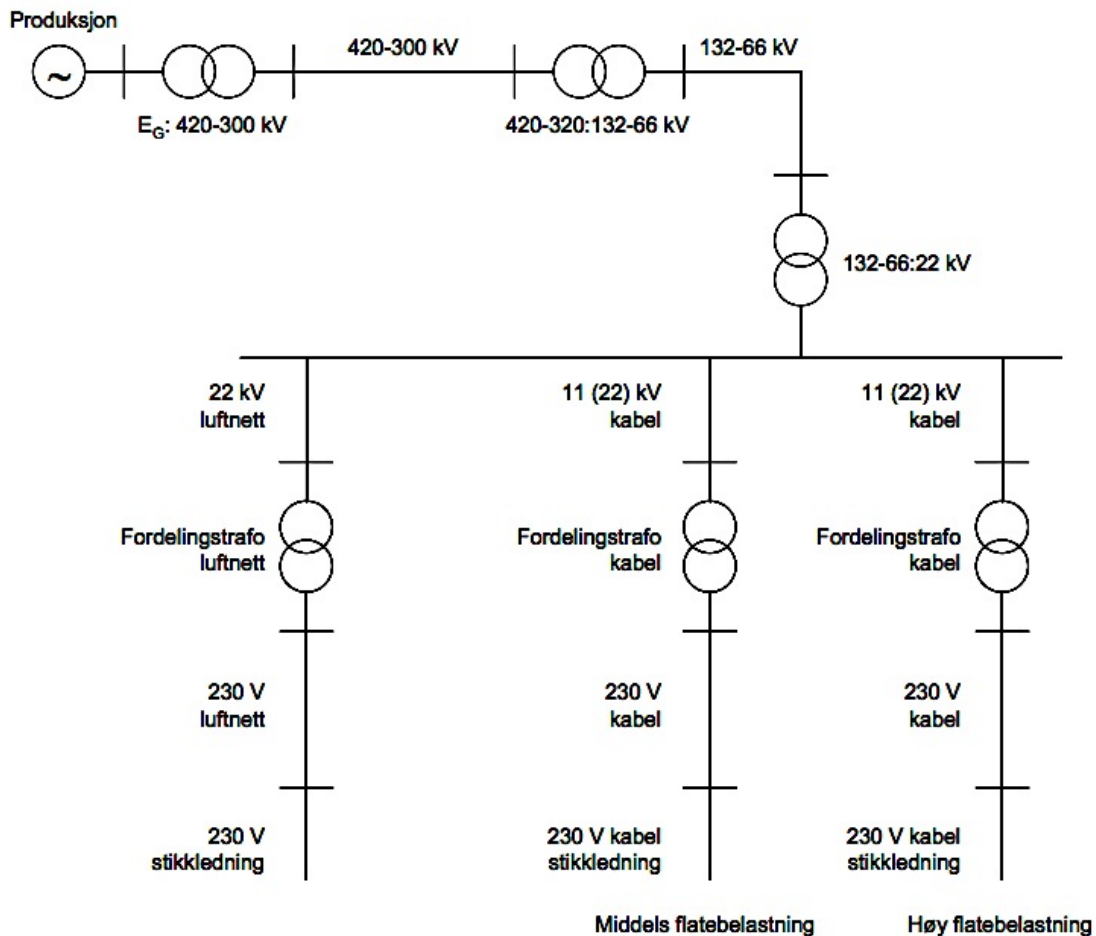
Kostnadene for materiell, transport og arbeidskraft som påløper årlig i løpet av systemets driftsperiode. Estimeres enten med utgangspunkt i lignende gjennomførte prosjekter eller som en prosentdel av den totale investeringskostnaden, ofte 1,5 %/år. Disse kostnadene antas i nåverdiberegningene å betales i starten av hvert år.

### **2.2.4 Tapskostnader**

Kostnaden av elektriske tap i kraftnettet, her referert til som tapskostnader, er en viktig del av kostnadsgrunlaget for å finne et samfunnsøkonomisk riktig dimensjonert kraftnett. Tapsenergi og tapseffekt må produseres i kraftstasjonene, og ved dårlig dimensjonerte systemer blir tapene store og derfor produksjonen høy. I tillegg må også tapene overføres, og dette tar opp kapasitet på linjene. Elektriske tap påfører kraftsystemet ekstra kostnader ved at det må bygges ekstra produksjonskapasitet for å dekke energitapene, samt ekstra overføringskapasitet for å kunne overføre ønsket effekt. Kostnaden antas, i forbindelse med nåverdiberegningene, å betales i slutten av hvert år.

Tapskostnadene som ligger til grunne i denne oppgaven baserer seg på spesifikke kostnader av elektriske tap, beregnet av SINTEF Energi og utgitt som en del av *Planleggingsbok for kraftnett* [2]. Disse spesifikke tapskostnadene baseres på langsiktige grenseverdier for produksjon og overføringer i nettet og er gjennomsnittlige verdier for hele landet, både når det kommer til kostnader, brukstider for tap og belastningsprofiler.

Figur 2.1 viser en skjematisk beskrivelse av kraftnettet, med spenningsnivåer og transformatorer. Da denne oppgaven i hovedsak omhandler investeringer i sentral- og regionalnettet er det den øverste delen av figuren, fra 420-300 kV og ned til transformering fra regionalnettsspennning (132-45 kV) til distribusjonsnettsspennning (22-11 kV) som er interessant.



**Figur 2.1 Stilisert radialbeskrivelse av kraftsystemet for beregning av spesifikke tapkostnader [2].**

Når elektriske tap skal beregnes for ulike elektriske komponenter som linjer, kabler og transformatorer er det viktig å huske at tapene både har en energidimensjon og en effektdimensjon, og at begge disse faktorene er med når kostnadene av de elektriske tapene skal beregnes.

Den generelle formelen for beregning av tapkostnader i linjer og kabler følger av formel(2.4).

$$K_{L,Tap} = k_p \cdot \Delta P_{max} + \int k_w(t) \cdot \Delta P(t) dt \quad (2.4)$$

der	$K_{Tap}$	Kostnaden av elektriske tap [NOK/år]
	$k_p$	Kostnaden av maksimale effekttap(tunglast)[NOK/kW år]
	$\Delta P_{max}$	Maksimale effekttap(tunglast)[kW]
	$k_w(t)$	Energikostnad ved tidspunkt t [NOK/kWh]
	$\Delta P(t)$	Effekttap ved tidspunkt t [kW]

Der det første leddet ser på effektdimensjonen og det andre leddet tar for seg energidimensjonen. Denne formelen kan omformes og forenkles, og det er denne forenklingen som vil bli benyttet til beregninger av tapskostnader i denne oppgaven.

$$K_{Tap} = k_{pekv} \cdot \Delta P_{max} \quad (2.5)$$

der  $k_{pekv} = k_p + k_{wekv} \cdot T_t \quad (2.6)$

og	$k_{pekv}$	Ekvivalent tapskostnad referert til tapenes års-maksimum [NOK/kW år]
	$k_{wekv}$	Ekvivalent års-kostnad av energitap [NOK/kWh]
	$T_t$	Brukstid for tap [timer/år]

Den ekvivalente tapskostnaden  $k_{pekv}$  finnes i kostnadstabellene i vedlegg C.1.

For transformatorene i kraftsystemet er det to typer tap å ta hensyn til: tomgangstap og belastningstap [12]. Tomgangstapet oppstår som et resultat av at jernet i den magnetiske kretsen utsettes for varierende magnetfelt. Dette skaper et forbruk av reaktiv effekt. Dersom transformatoren er spenningsatt kan dette tapet antas å være konstant, og det har derfor en brukstid på 8760 timer/år. Belastningstapet påvirkes av hvor tungt transformatoren er belastet. Dette tapet er et varmetap og kommer av at strømmen må flyte gjennom resistansen i viklingene.

$$K_{Tap} = K_{pekv(Fe)} \cdot P_0 + K_{pekv(Cu)} \cdot P_{(Cu)} \quad (2.7)$$

Der	$K_{Tap}$	Kostnaden av tap i transformator [NOK/år]
	$K_{pekv(Fe)}$	Ekvivalent kostnad av tomgangstap [NOK/kW]
	$K_{pekv(Cu)}$	Ekvivalent kostnad av belastningstap [NOK/kW]
	$P_0$	Transformatorens tomgangstap [kW]
	$P_{(Cu)}$	Transformatorens belastningstap [kW]

Belastningstapet kan finnes ved å benytte følgende formel:

$$P_{(cu)} = \frac{k^2 \cdot S_N \cdot E_r}{100} \quad (2.8)$$

der	k	Belastningsgrad
	$S_N$	Transformeringskapasitet[kVA]
	$E_r$	Kortslutningsspenningen [%]

Tomgangstapet i en transformator inngår som en del av transformatorens spesifikasjoner, og oppgis av de som produserer transformatoren. Det samme gjelder faktoren  $E_r$  som representerer transformatorens relative kortslutningsspenning oppgitt i prosent.

### 2.2.5 Avbruddskostnader

Avbruddskostnader er et estimat på hvordan samfunnet verdsetter leveringspåliteligheten i kraftnettet. I Norge skal avbruddskostnadene gjenspeile summen av kundenes og netteierne kostnader ved avbrudd i den elektriske forsyningen. Det antas at denne tilnærmingen gjør at kostnaden også symboliserer de samfunnsøkonomiske kostnadene ved slike hendelser. Avbruddskostnadene er kartlagt ved spørreundersøkelser til de aktuelle kundegruppene<sup>2</sup>, og det er på landsbasis gjennomført to slike undersøkelser, en i 2002 og en i 2010.

Avbruddskostnadene trekkes fra den totale summen netteierne er tillatt å tjene i løpet av ett år, netteierne årlige inntektsramme. Derfor regnes avbruddene som en kostnad for netteierne i samfunnsøkonomiske analyser av investeringsalternativer. Ordningen kalles *Kvalitetsjusterte inntektsrammer for ikke-levert energi(KILE)* og har vært lovfestet i Norge siden 2001. KILE-ordningen dekker i dag<sup>3</sup> både langvarige (> 3 min) og kortvarige ( $\leq 3$  min) avbrudd [13]. Avbruddskostnader refereres ofte til som KILE, og i en samfunnsøkonomisk analyse er de det samme.

KILE-kostnadene anses som et godt estimat på konsekvensene av avbrudd hos enkeltkunder, men de er ikke tilpasset å fange opp følgevirkninger på tvers av sektorer. Tilsvarende måler heller ikke KILE virkningene av avbrudd som omfatter et større geografisk område og som på denne måten gjør at viktige samfunnsfunksjoner rammes. Det siste viktige aspektet ved forsyningssikkerhet som KILE ikke måler på en tilstrekkelig måte er kostnaden av svært langvarige avbrudd. Med svært langvarige menes avbrudd som varer i mer enn 24 timer. Slike avbrudd er svært sjeldne, men det

---

<sup>2</sup> Jordbruk, husholdninger, industri, handel og private tjenester, offentlig virksomhet og kraftkrevende industri.

<sup>3</sup> Fra 2009.

hender allikevel at de inntreffer. I en samfunns-økonomisk analyse av investeringsalternativer i nettet må derfor verdien av disse tre aspektene vurderes i tillegg til de faktiske KILE-kostnadene som påløper på grunn av avbrudd i systemet. Dette gjøres i kapittel 7.2.

De årlige avbruddskostnadene i et leveringspunkt beregnes på bakgrunn av antall avbrudd per år, en spesifikk avbruddskostnad gitt som en egen funksjon av avbruddsvarigheten, samt den avbrutte effekten i punktet kostnaden beregnes for. Generelt beregnes årlige avbruddskostnader for et leveringspunkt med følgende formel:

$$K_{\text{år}} = \lambda \cdot P_{\text{avb}} \cdot k_{P,\text{ref}}(r) \quad (2.9)$$

der

$K_{\text{år}}$	Årlig avbruddskostnad [kr]
$\lambda$	Gjennomsnittlig antall avbrudd pr. år [avbrudd/år]
$P_{\text{avb}}$	Årlig avbrutt effekt [kWh/h]
$k_{P,\text{ref}}(r)$	Spesifikk avbruddskostnad på referansetidspunktet [kr/kW]

Mer detaljert beregningsbeskrivelse er presentert i kapittel 3.4.

$k_{P,\text{ref}}(r)$  er gitt i *Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffier* [13] og er definert som en funksjon av avbruddstiden. Elementene i funksjonene baserer seg på den landsdekkende undersøkelsen fra 2002. I Tabell 2.1 er funksjonene for den spesifikke avbruddskostnaden gitt for de 6 kundegruppene.

**Tabell 2.1 Spesifikke avbruddskostnader  $k_{P,\text{ref}}$ , angitt i 2006-kr per kW for ikke-varslede avbrudd på referansetidspunktet [13].**

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

De spesifikke avbruddskostnadene er referert til et referansetidspunkt. Referansetidspunktet er ment å være det verst tenkelige tidspunktet et avbrudd kan oppstå, timen i året med høyest last for alle kundegruppene. Tabell 2.2 gir referansetidspunktet for de ulike kundegruppene i det norske kraftsystemet.

**Tabell 2.2 Referansetidspunkt for beregning av avbruddskostnader [13].**

<b>Kundegruppe</b>	<b>Referansetidspunkt</b>
<b>Jordbruk:</b>	Torsdag i januar kl. 06.00
<b>Husholdninger:</b>	Hverdag i januar kl. 16.00
<b>Industri:</b>	Torsdag i januar kl. 10.00
<b>Handel og tjenester:</b>	Torsdag i januar kl. 10.00
<b>Offentlig virksomhet:</b>	Hverdag i januar kl. 10.00
<b>Treforedling og kraftintensiv industri:</b>	Torsdag i januar kl. 10.00

Dersom avbruddet oppstår på et annet tidspunkt enn referansetidspunktet skal den spesifikke kostnaden justeres med ulike korreksjonsfaktorer. Med en prosentsats justeres den spesifikke avbruddskostnaden slik at den stemmer med tidspunktet på døgnet, dagen i uka eller måneden i året avbruddet oppstår. Korreksjonsfaktorene vil ikke bli benyttet i denne oppgaven.

Om leveringspunktet består av flere kundetyper skal kostnaden for alle kundetyperne beregnes med formelen over. De ulike kostnadene skal så vektet med hensyn på andelen av belastningen i leveringspunktet som tilhører de ulike kundegruppene.

Kostnadsfunksjonene er vedtatt endret fra 1.1.2015 [14]. De nye kostnadsfunksjonene er mer detaljerte og det er beregnet flere funksjoner for hver kundegruppe avhengige av varigheten på avbruddet. Hensikten er at dette skal fange opp kostnadene ved avbrudd på en bedre måte. De nye kostnadsfunksjonene er ikke benyttet i denne oppgaven.

### **2.2.6 Flaskehalskostnader**

Kostnaden er en skyggepris eller kapasitetspris som oppstår når det er knapphet på overføringskapasitet i nettet. Denne kostnaden vil øke når overføringskapasiteten går ned [11]. Kostnaden utelukkes i denne oppgaven.

### 3 Leveringspålidelighet i kraftsystemet

Kapittelet vil forsøke å presentere det nødvendige teorigrunnet for å kunne gjennomføre en pålitelighetsanalyse. Den grunnleggende teorien i denne kapittelet er i hovedsak hentet fra *Planleggingsbok for kraftnett, Leveringspålidelighet* [15]. Teorien knyttet til OPAL-metodikken er hentet fra *The OPAL methodology for reliability analysis of power systems* [8].

#### 3.1 Pålitelighetsanalyser

Målet med pålitelighetsanalyser i kraftnettet er å vurdere nettet eller deler av nettets evne til å utføre sin tiltenkte oppgave; transportere elektrisk kraft fra produksjon til sluttbruker. En pålitelighetsanalyse brukes for å vurdere pålitelighetsnivået i de delene av nettet som analyseres. Basert på analysene kan tiltak iverksettes for å forbedre påliteligheten i nettet. Pålitelighetsnivået i nettet kan påvirkes innen tre ulike kategorier [16]. Der det optimale er å finne en balanse mellom de tre.

- Feilfrekvens
- Konsekvensen av feil
- Planlagte utkoblinger som medfører avbrudd

Pålitelighetsanalysen danner et viktig grunnlag for kraftsystemplanlegging, konsesjons-søknader, prosjektering, vurdering av ulike tiltak, drifts- og vedlikeholdsplanlegging, beredskapsplanlegging og utarbeidelse av nettfilosofi og standarder. En pålitelighetsanalyse resulterer ikke i ett resultat som alene sier noe om pålitelighetsnivået, men flere indekser som sammen gir et inntrykk av hvor god pålitelighet nettet har. Indeksene gir informasjon om antall avbrudd, varigheten på disse og hvor mye energi som ikke blir levert som følge av ulike feil, eller utkoblinger, i systemet.

#### 3.2 Grunnleggende pålitelighetsteori

Det er utallige metoder for beregning av pålitelighetsindekser enten de baserer seg på Monte Carlo simulering eller analytiske fremgangsmåter. Hovedpoenget med de alle er å finne systemets mulige tilstander og analysere disse tilstandenes tilstrekkelighet. Med tilstrekkelighet menes her systemets evne til å levere elektrisk energi til sluttbruker under normale driftsforhold.

I det 20. århundre utviklet matematikeren Andrei Markov en metode for pålitelighetsberegninger som tar utgangspunkt i tidligere hendelser for å finne sannsynligheten for fremtidige hendelser. Metoden er veldig populær når det kommer til å utføre kvantitative pålitelighetsanalyser. Markov-metoden, eller frekvens-varighet-metoden, tar utgangspunkt i data om de enkelte komponentene i systemet som blir analysert. Det opereres med to sentrale parameter for hver komponent:

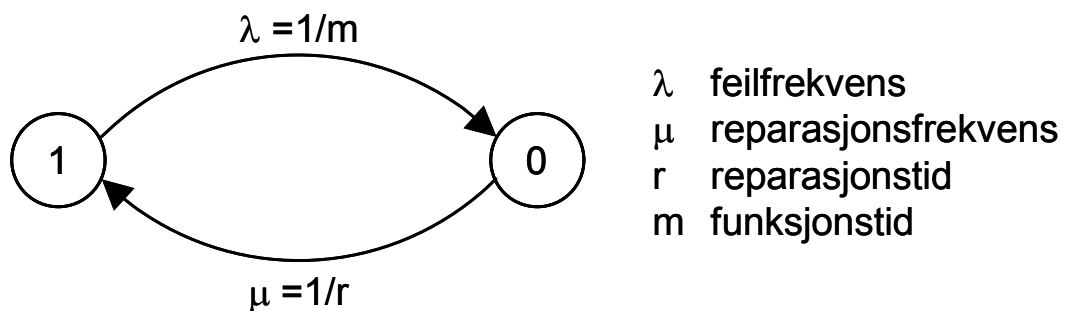
- Feilfrekvens,  $\lambda$
- Reparasjonstid/utetid,  $r$



For at denne metoden skal kunne benyttes forutsettes det at komponentene kun kan være i en av følgende to tilstander:

- Tilstand 1: Komponenten fungerer/er i funksjon
- Tilstand 0: Komponenten er til reparasjon/ute av funksjon

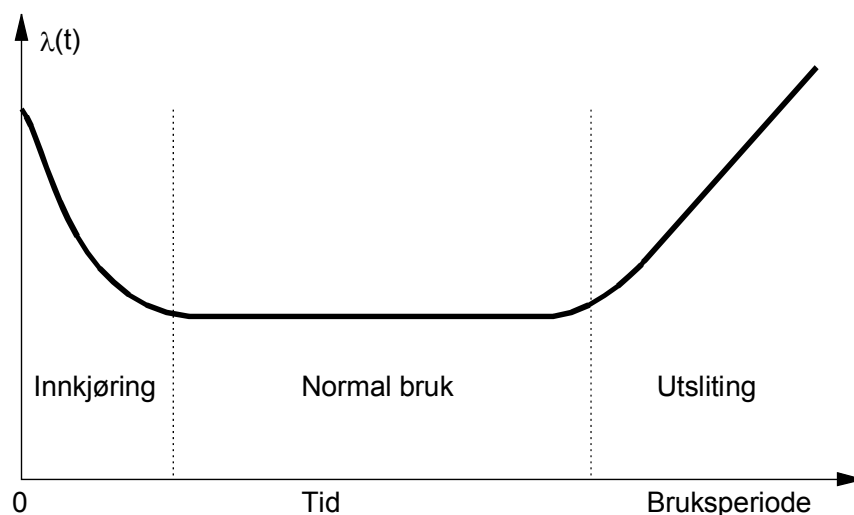
Dette er illustrert i Figur 3.1 som kalles funksjons- og reparasjonssyklusen for en komponent.



**Figur 3.1 Funksjons-/reparasjonssyklus [15].**

Det finnes to betydninger av reparasjonstid/utetid. Tiden det tar å reparere en komponent ved en varig feil, reparasjonstid, eller den tiden det tar å koble om systemet, koblingstid, ved forbigående feil. I denne oppgaven vil kun reparasjonstid for varige feil bli benyttet.

Et viktig poeng ved bruk av denne metoden for pålitelighetsanalyser er at feilfrekvensen  $\lambda$  forutsettes å være konstant. Figur 3.2 viser et prinsipielt livsforløp for en teknisk komponent, med feilfrekvens som funksjon av brukstiden. Figuren viser at i den normale driftsfasen kan feilfrekvensen antas å være tilnærmet konstant.



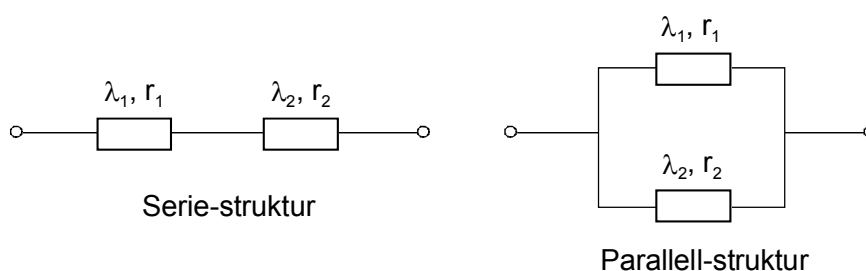
**Figur 3.2 Prinsipielt livstidsforløp for komponent, badekarkurven [15].**

Et system kan pålitelighetsmessig danne to ulike strukturer:

**Seriestructur:** Komponentene ligger etter hverandre. Begge komponentene må fungere for at systemet skal fungere.

**Parallellstruktur:** Komponentene ligger parallelt. Kun én komponent trenger å fungere for at systemet skal fungere.

Figur 3.3 illustrerer de to pålitelighetsstrukturene.



**Figur 3.3 Pålitelighetsstrukturer i systemer med to komponenter [15].**

Under følger formler for utregning av ekvivalent feilfrekvens og utetid/reparasjonstid for eksempelstrukturene i Figur 3.3. Subskriptet  $s$  refererer til at parameteren gjelder hele systemet.

### Seriestructur:

Feilfrekvens for systemet:

$$\lambda_s = \lambda_1 + \lambda_2 = \sum_{i=1}^2 \lambda_i \quad (3.1)$$

Gjennomsnittlig reparasjonstid for systemet:

$$r_s = \frac{\lambda_1 r_1 + \lambda_2 r_2 + \lambda_1 \lambda_2 r_1 r_2}{\lambda_1 + \lambda_2} \approx \frac{\lambda_1 r_1 + \lambda_2 r_2}{\lambda_1 + \lambda_2} = \sum_{i=1}^2 \frac{\lambda_i r_i}{\lambda_i} \quad (3.2)$$

Forenklingen foretas basert på at i praksis er ofte  $\lambda_1 \lambda_2 r_1 r_2 \ll \lambda_1 r_1$  og  $\lambda_2 r_2$

Da funksjonstida for en teknisk komponent i praktiske tilfeller nesten alltid er mye større enn reparasjonstiden, blir tiden mellom feil tilnærmet lik funksjonstiden til en komponent. Dermed blir frekvensen for å starte en ny syklus  $f$  tilnærmet lik feilfrekvensen  $\lambda$  til en komponent.

Årlig avbruddstid blir dermed:

$$U_s = f_s r_s \approx \lambda_s r_s \quad (3.3)$$

### Parallell-struktur:

Feilfrekvens for systemet:

$$\lambda_s = \frac{\lambda_1 \lambda_2 (r_1 + r_2)}{1 + \lambda_1 r_1 + \lambda_2 r_2} \approx \lambda_1 \lambda_2 (r_1 + r_2) \quad (3.4)$$

Dette fordi  $\lambda_1 r_1$  og  $\lambda_2 r_2 \ll 1$

Gjennomsnittlig reparasjonstid for systemet:

$$r_s = \frac{r_1 r_2}{r_1 + r_2} \quad (3.5)$$

Årlig avbruddstid blir dermed:

$$U_s \approx \lambda_s r_s \quad (3.6)$$

NB! I beregningen av disse parameterne er det viktig å være oppmerksom på enhetene, da  $\lambda$  ofte gis i [feil/år], mens  $r$  oppgis i [time/feil].

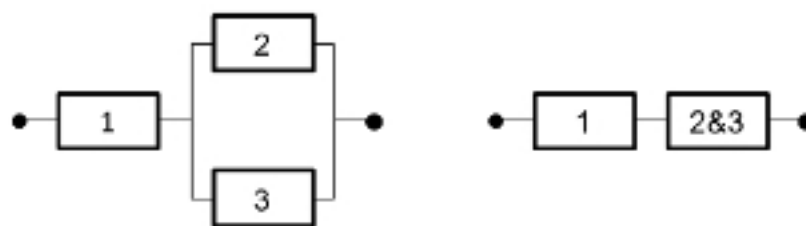
### 3.3 Minimale kutte-setts metode

Kraftsystemet er sammensatt av mange forskjellige komponenter med ulik feilfrekvens og reparasjonstid. Dersom det oppstår feil på en komponent, eller av andre grunner komponenten kobles ut, kan dette føre til et strømavbrudd, men det trenger ikke nødvendigvis å bli slik. For å kunne systematisere hvilke utfallkombinasjoner som gir avbrudd er det i pålitelighetsteorien definert et begrep kalt minimale kutt. Med et minimalt kutt menes "den kombinasjonen av færrest mulige anleggsdeler som ved utfall fører til avbrudd i leveransen til et bestemt leveringspunkt". Kuttene kan bestå av:

- Utfall av enkelt komponent
- Utfall av to eller flere komponenter, avhengig eller uavhengig av hverandre
- Overlapp av vedlikehold på en komponent og feil på andre komponenter
- Systemfeil (overlast, høy/lav spenning, høy/lav frekvens osv.)

"Minimale kutte-setts"-metode baserer seg på teorien om at alle systemer har minimale kutt. Dette kombineres med den grunnleggende teorien om at et system er sammensatt av komponenter, eller deler, enten i serie eller parallelle strukturer. Teorien sier at hvis alle komponentene i et minimalt kutt slutter å fungere vil systemet i sin helhet slutte å fungere, og for et system kan det finnes mange slike kutt. "Minimale kutte-setts"-metode tar utgangspunkt i at komponentene i de minimale kuttene er parallelle strukturer der alle komponentene i delsystemet må feile for at systemet skal feile. Et system kan ha flere ulike minimale kutt, og disse vil til sammen danne en seriestruktur av minimale kutt.

Et eksempel på dette kan være et system med de to minimale kuttene bestående av komponent 1 og komponent 2 og 3 illustrert i Figur 3.4,



Figur 3.4 Eksempel på serie og parallell konfigurasjon av minimale kutt [8].

De ekvivalente feilfrekvensene og reparasjonstidene for de to kuttene, og hele systemet, kan finnes ved å bruke formlene for parallell- og serie-strukturer. Ved bruk av disse minimale kuttene kan leveringspåliteligheten i et leveringspunkt fastsettes som summen av bidragene fra de kuttene som påvirker dette leveringspunktet. Disse indeksene, feilfrekvens og reparasjonstid kan så benyttes for å beregne ikke levert energi (ILE), både per minimale kutt, per leveringspunkt og for hele systemet.

### 3.4 OPAL-metodikken

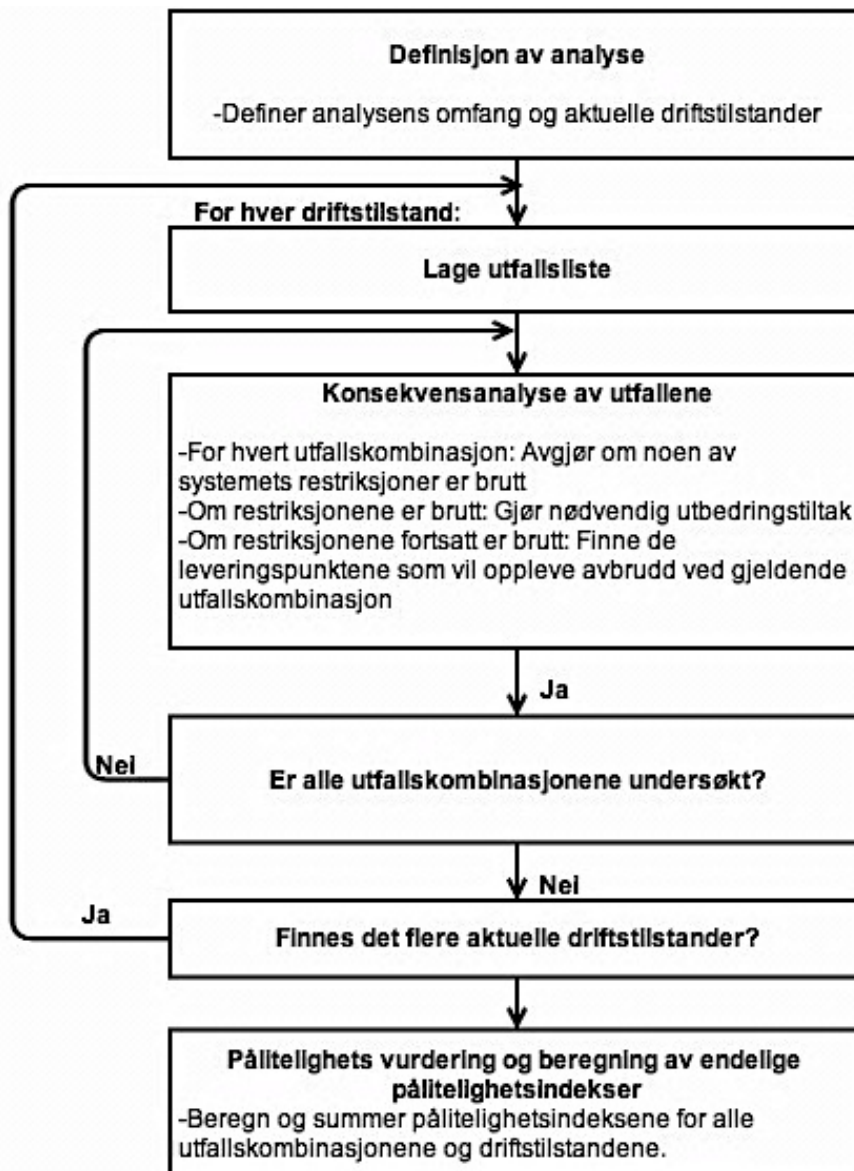
Det elektriske kraftsystemet er veldig stort og komplekst og hvis hver komponent behandles med to mulige tilstander, i funksjon/ute av funksjon, vil antallet utfallskombinasjoner øke eksponentielt med  $2^n$  for hver n-te komponent som legges til. Dette gjør at den grunnleggende metoden, som undersøker og ser på påvirkningen fra enhver mulig utfallskombinasjon, krever mye tid og datakapasitet.

Inspirert av denne "tungvintheten" er OPAL-metodikken utviklet for å forenkle pålitelighetsberegningene for komplekse systemer som kraftsystemet. OPAL-metodikken er en tilnærming til utfallsanalyser som baserer seg på en metodikk kalt *analytical contingency enumeration approach*.

OPAL-metodikken ser ikke på hele utfallsrommet, men fokuserer på de utfallene eller utfallskombinasjonene som er kritiske for systemet med tanke på å få levert elektrisk energi til sluttbrukerne. Et utfall er i denne sammenheng ansett å være et uplanlagt utfall av en primær komponent i systemet (linje, transformator, samleskinne osv.). De kritiske utfallene er de utfallene som potensielt kan lede til avbrudd i et leveringspunkt. OPAL-metodikken har en tydelig fremgangsmåte, og består i hovedsak av fire steg:

1. Definisjon av analyse
2. Lage utfallsliste
3. Analysere konsekvensene av de valgte utfallene
4. Pålitelighetsvurdering og beregning av pålitelighetsindekser

En mer utfyllende beskrivelse av metodikken og fremgangsmåten er presentert i Figur 3.5. Figuren, og forklaringen i de etterfølgende avsnittene gir i tillegg en innføring i prosedyren som benyttes i programmet OPAL-prototype som ble anvendt til pålitelighetsanalysene i denne oppgaven.



Figur 3.5 Fremgangsmåten ved bruk av OPAL til pålitelighetsberegninger [8].

### 3.4.1 Definisjon av analyse

Figur 3.5 viser at pålitelighetsanalysen i følge OPAL starter med å definere omfanget av analysen, nivået av utfallskombinasjoner (enkle, doble eller mer), hvilke deler av et aktuelt nett som skal undersøkes og hvilke leveringspunkter som er interessante å se på. De ulike driftstilstandene som er aktuelle å inkludere i analysen skal også defineres her. Den viktigste driftstilstanden å analysere er den verst tenkelige situasjonen, tunglast eller maksimallast. Det er denne driftstilstanden som er dimensjonerende for nettet, og som derfor undersøkes i denne oppgaven. Dersom intensjonen med pålitelighetsanalysen er å få representative pålitelighetsindekser for et år, må flere driftstilstander enn tunglast benyttes til analysene.

### 3.4.2 Lage utfallsliste

Hovedpoenget med denne delen av metoden er å identifisere de utfallene som kan være kritiske for systemet, de som kan føre til avbrudd, i noen, eller alle leveringspunktene. På de høyeste spenningsnivåene i et reelt nett, regional- og sentralnettet, skal nettet i størst mulig grad driftes med hensyn på N-1-kriterier. Dette medfører at på disse spenningsnivåene skal enkelte utfall egentlig ikke føre til avbrudd. Det er derfor de doble, og kanskje triple, utfallene som er viktige å undersøke. Hvilke av de høyere ordens utfallene som skal inkluderes blir en avveinings sak, da flere utfall å undersøke gir større mengder data, samtidig som enkelte alvorlige avbrudd muligens ikke oppdages om for mange utfall utelukkes. Det kan derfor være lurt å vurdere hvilke av de høyere ordens utfallene som skal inkluderes basert på sannsynligheten for at de oppstår eller konsekvensen de kan ha. Det er i første omgang de avhengige høyere ordens utfallene som er interessante å inkludere. Med avhengige feil menes to, eller flere, komponenter som opplever feil, og utkobling, på grunn av en felles årsak. Sannsynligheten for avhengige feil er større enn sannsynligheten for to, eller flere, uavhengige feil samtidig. Samtidig er datagrunnlaget for slike feil ofte dårlig, og feilfrekvensene derfor usikre. Hvor detaljert analysen blir, avhenger med andre ord av hvor mange utfallskombinasjoner som inkluderes i analysen.

### 3.4.3 Konsekvensanalyse

Det neste steget i analysen, konsekvensanalysen, har som hovedformål å identifisere de leveringspunktene som opplever avbrudd på grunn av de ulike utfallskombinasjonene. Ved å bruke lastflytanalyser kan det avgjøres om lasten kommer fram til alle leveringspunkter eller ikke. Det er kun statiske forhold som undersøkes. I de tilfeller der systemet ikke ligger innenfor sine grenseverdier (spenningsovertredelser, overlast på linjer, ikke-konvergerende lastflyt, osv.) må utbedrende tiltak gjennomføres, omkoblinger, utkoblinger av ikke-prioritert last, produksjonsendringer osv. I enkelte situasjoner, utfallskombinasjoner, vil ikke dette være nok, og det er i disse tilfellene at leveringspunkter vil oppleve avbrudd. Dersom det er mulig vil utkobling av last skje etter økonomiske prioriteringer. Dette betyr at leveringspunktene der kundene har lave avbruddskostnader vil oppleve redusert forsyning, eller avbrudd, før de med høyere avbruddskostnader. Ikke alle modeller vil ha muligheten til å foreta utkobling av last for å bedre forholdene i nettet.

Resultatene fra konsekvensanalysen kan uttrykkes i en  $SAC_{j,n}$ -matrise<sup>4</sup>. Matrisen inneholder informasjon om systemets tilgjengelige kapasitet for leveringspunkt n dersom utfall j inntreffer.

---

<sup>4</sup> SAC = System Available Capacity, tilgjengelig kapasitet i systemet.

### 3.4.4 Pålitelighetsvurdering og beregning av pålitelighetsindekser

Pålitelighetsvurderingen har som formål å beregne pålitelighetsindeksene for leveringspunktene i systemet. For å gjøre dette må man for hvert leveringspunkt finne de minimale kuttene. Herfra kan bidraget fra kuttene beregnes for hvert leveringspunkt, og på denne måten også leveringspunktenes ekvivalente feilfrekvens og avbruddstid. Dette gjøres ved å benytte formel (3.1) - (3.6).

Når feilfrekvens og avbruddstid er fastslått kan leveringspunktets ikke leverte energi og avbruddskostnader beregnes med formlene presentert under.  $P_{avb}$  er forkortelsen for avbrutt effekt. Det er disse formlene som benyttes i OPAL-prototype.

For hvert minimale kutt  $j$ :

$$P_{avb,j} = P - SAC_j \quad [\text{MW/avb.}] \quad (3.7)$$

$$ILE_j = r_j \cdot P_{avb,j} \quad [\text{MW/avb.}] \quad (3.8)$$

$$KILE_j = k_{ref}(r_j) \cdot ILE_j = k_{ref}(r_j) \cdot r_j \cdot P_{avb,j} \quad [\text{NOK/avb.}] \quad (3.9)$$

Og på en årlig basis(å for årlig) for hvert minimale kutt  $j$ :

$$P_{avb,j,\text{å}} = \lambda_j \cdot P_{avb,j} \quad [\text{MW/år}] \quad (3.10)$$

$$ILE_{j,\text{å}} = \lambda_j \cdot ILE_j = \lambda_j \cdot r_j \cdot P_{avb,j} \quad [\text{MW/år}] \quad (3.11)$$

$$KILE_{j,\text{å}} = k_{ref}(r_j) \cdot \lambda_j \cdot ILE_j = k_{ref}(r_j) \cdot r_j \cdot \lambda_j \cdot P_{avb,j} \quad [\text{NOK/år}] \quad (3.12)$$

Og årlige verdier for hvert leveringspunkt:

$$P_{avb,\text{å}} = \sum_{j=1}^N \lambda_j \cdot P_{avb,j} \quad [\text{MW/år}] \quad (3.13)$$

$$ILE_{\text{å}} = \sum_{j=1}^N \lambda_j \cdot ILE_j = \sum_{j=1}^N \lambda_j \cdot r_j \cdot P_{avb,j} \quad [\text{MW/år}] \quad (3.14)$$

$$KILE_{\text{å}} = \sum_{j=1}^N k_{ref}(r_j) \cdot \lambda_j \cdot ILE_j = \sum_{j=1}^N k_{ref}(r_j) \cdot r_j \cdot \lambda_j \cdot P_{avb,j} \quad [\text{NOK/år}] \quad (3.15)$$

$k_{ref}(r_j)$  er en kostnadsfunksjon som tidligere er presentert i kapittel 2.2.5.



Det er i hovedsak summen av avbruddskostnader for alle leveringspunktene over hele året som er interessante for denne oppgaven, da disse skal brukes i den samfunnsøkonomiske analysen av investeringsalternativene.

Ved å bruke OPAL-metodikken kan systemets pålitelighet beregnes på en forenklet, men tilstrekkelig nøyaktig måte.

## 4 Case-beskrivelse og modell

Oppgaven benytter et konkret case for på best mulig måte å belyse problemstillingen. Bakgrunnen for caset og spesifikasjoner for de to investeringsalternativene er presentert i kapittel 4.1. De neste delkapitlene beskriver kjennetegn ved det geografiske området, kjennetegn ved nettet, samt last og produksjon, både i det avgrensede området caset fokuserer på og området rundt. Kapittelet er ment å gi nødvendig informasjon om hvorfor caset er interessant, samt nok informasjon om området til å kunne forstå oppbygningen av modellen i PSS/E. Informasjon om området baseres i all hovedsak på data fra Hafslunds kraftsystemutredning 2012-2022 [17].

### 4.1 Bakgrunn for case

Caset tar utgangspunkt i en transformatorstasjon i sentralnettet, SN1. Det er i denne stasjonen at det planlegges investeringer for å bedre leveringspåliteligheten. Transformatorstasjonen er en av tre sentralnettsstasjoner i Østfold fylke. I oppgaven fokuseres det i all hovedsak på to av disse, SN1 og SN2.

De to transformatorstasjonene har følgende spesifikasjoner:

**Tabell 4.1 Spesifikasjoner for dagens transformatorer i SN1 og SN2.**

Navn	SN2	SN1
Antall transformatorer	5	2
Spenningsnivå	420/300 kV 2x420/132kV 2x420/47 kV	2x300/47 kV
Kapasitet i transformatorene	600 MVA 2x300 MVA 2x250 MVA	2x160 MVA

SN2 er nylig oppgradert til 420 kV, og alle transformatorene er nye, mens transformatorene i SN1 er fra 1985. Både SN1 og SN2 forsynes i stor grad fra sentralnettet.

De to transformatorene i SN1 er nær fullastet i tunglastperioder. Utfall av en vil føre til at den resterende belastes så tungt at også denne må kobles ut etter kort tid dersom omkoblinger og avlastning mot andre stasjoner ikke er mulig. "Omkoblingskabalen" som må gå opp for at den andre transformatoren ikke skal koble ut i tunglasttimene anses som svært komplisert. Det antas derfor at systemet rundt SN1 ikke driftes etter N-1 prinsippet i tunglasttimene. En vurdering gjort av Statnett har ført til at de har søkt konsesjon for å installere en tredje transformator i SN1. Det er i forbindelse med denne konsesjonssøknaden at NVE så muligheten for å gjøre en undersøkelse av et annet investeringsalternativ for å sikre tilgjengelige reserver i og rundt SN1.

De to alternativene som skal analyseres for å forbedre reservemulighetene i området rundt SN1 har følgende spesifikasjoner:

**Alternativ T:** Ny, tredje, 300/47 kV, 200MVA, transformator i SN1.  
I tillegg vil det installeres seriereaktorer på alle tre transformatorene.

**Alternativ L:** En direkte 132 kV forbindelse mellom SN1 og SN2.  
I tillegg må det installeres en 300/132 kV, 250 MVA, transformator i SN1 da dette spenningsnivået ikke eksisterer der.

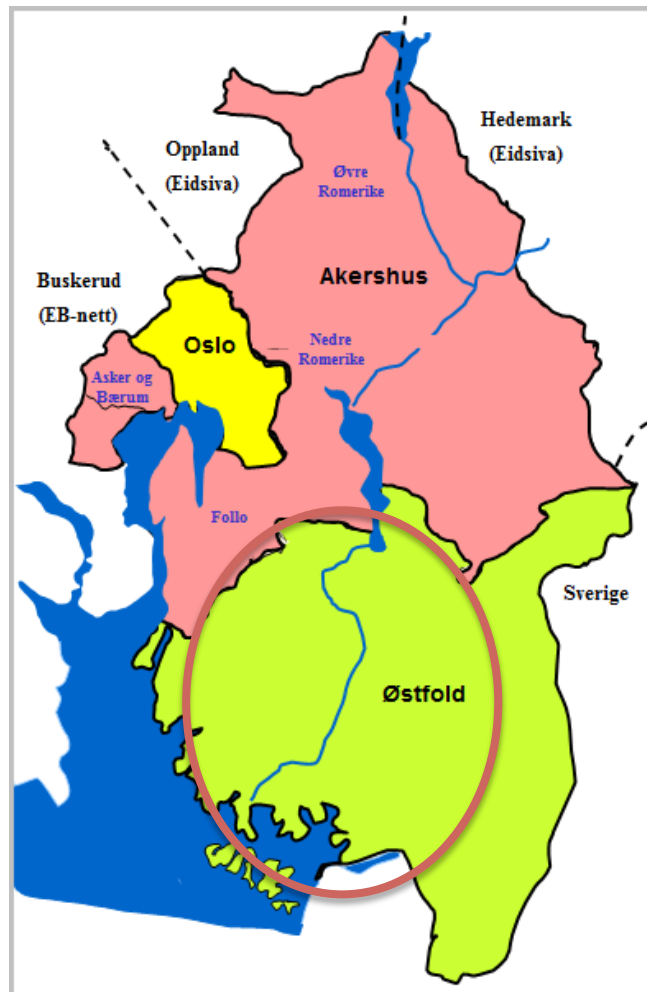
For mer tekniske spesifikasjoner for investeringsalternativene se vedlegg B.

Som et langsiktig mål ønsker Hafslund, som eier regionalnettet i regionen, at alt av regionalnett skal være på 132 kV, isteden for de 4 ulike nivåene som finnes i området i dag; 132, 66, 50 og 33 kV. Dette er grunnen til at linja i det andre alternativet er på 132 kV. Installasjonen av 300/132 kV transformatoren i Alternativ L antas å være en del av den generelle spenningsoppgraderingen og kun deler av investeringskostnaden skal legges på alternativet som undersøkes i denne oppgaven.

I resten av oppgaven vil de to investeringsalternativene refereres til som Alt. T og Alt. L, mens referansealternativet benevnes dagens nett.

#### **4.2 Kjennetegn ved Oslo, Akershus og Østfold**

Regionen er det området i Norge der befolkningen vokser raskest, og der den allerede er størst. Befolkningsveksten forventes å fortsette i området, men med størst vekst i Oslo og Follo, og minst vekst i Østfold. Området har høyt elektrisk energiforbruk, i 2011 nesten 22TWh, og er i tillegg et typisk underskuddsområde. Den eneste lokale produksjonen kommer fra Glomma og dette er kun vannkraft med uregulerbart tilsig som har sin maksproduksjon på vår- og sommerhalvåret, da lasten er lavest. Det er kun 7 % av effekten i timen med høyest belastning som dekkes av lokal produksjon. Av denne grunn forsynes området i stor grad fra sentralnettet [17].



Figur 4.1 Området Oslo, Akershus og Østfold [17].

### 4.3 Østfold

De to sentralnettstasjonene, SN1 og SN2, ligger i et område som strekker seg fra sør i Akershus og over store deler av Østfold. Området er markert med en rød sirkel i Figur 4.1.

Nettet i Østfold er i stor grad bygget før andre verdenskrig, og er sporadisk oppgradert i tiden etterpå i områder der behovet har vært stort. Nettet har derfor mange gamle komponenter, som gir færre omkoblingsmuligheter. Av denne grunn vurderes det fortløpende mulige investeringsalternativer for å opprettholde og mulig forbedre leveringspåliteligheten i området.

Regionalnettet i Østfold består i hovedsak av 47 kV kabler og luftlinjer, men enkelte strekk er på 132 kV. Regionalnettet mates fra tre sentralnettstasjoner, SN1, SN2 og SN3. Kraften i området kommer i all hovedsak via sentralnettet og inn til de tre stasjonene, men det er også noe innmating fra lokal produksjon i Glomma.

Fra regionalnettet transformeres kraften ned til distribusjonsnettet. En utfordring med nettet i dette området er at det på distribusjonsnettnivå er mange ulike netteiere og spenningsnivåer (5, 10, 17, 18, 22 kV). Dette begrenser mulighetene for utveksling mellom de ulike kommunene og områdene, og dermed reservemulighetene i distribusjonsnettet. Da modellen i PSS/E ikke har distribusjonsnett har ikke dette noe å si for resultatet i denne oppgaven.

Sammenlignet med de andre regionene i området, Oslo og Akershus, har økningen i energiforbruket i Østfold vært lavere. Dette skyldes lavere befolkningsvekst enn i de to andre fylkene, samt nedleggelse av flere industribedrifter etter år 2000. Det må påpekes at til tross for enkelte nedleggelse er det fortsatt industrien som står for en betraktelig del av kraftforbruket i regionalnettet i Østfold. Grunnet mye industri i området er maksimaleffekten mindre temperatursensitiv enn i Oslo og Akershus og i tunglasttimene antas lasten i Østfold å være omtrent 1092 MW.

Store deler av Østfold ligger i nær geografisk tilknytning til Sverige. Det er av den grunn fornuftig å anta at tunglastperioder i Østfold, grunnet lave temperaturer, også er tunglastperioder i de delene av Sverige som ligger nærmest grensen. Sentralnettet inn mot Østfold er relativt sterkt og selv om behovet for kraft fra sentralnettet er stort i tunglasttimene i Østfold opprettholdes det eksport mot Sverige også i disse timene. I tunglasttimene antas eksporten mot Sverige å ligge på totalt 1500 MW.

Østfold er det av de tre fylkene i regionen med størst produksjon av kraft, ca. 4500 GWh i et normalår. Det finnes fire produksjonsenheter og de er alle lokalisert langs Glomma, i områdene rundt Askim og Sarpsborg. Denne produksjonen er, som tidligere nevnt, i stor grad basert på uregulerbar vannføring da ingen av vannkraftverkene har noen form for magasin. Det er derfor om våren, sommeren og høsten at produksjonen er størst. Dette korrelerer dårlig med lasttoppen i området, som er om vinteren. Da produksjonsenhetene ligger langs samme vassdrag er vannføringen tilnærmet lik i alle. 350 m<sup>3</sup>/s er dimensjonerende vintervannføring<sup>5</sup>, og dette gir en tilgjengelig vinterproduksjon på 296MW, der produksjonen i Solbergfoss levers til Oslo. Produksjon ved dimensjonerende vintervannføring i Glomma for de 4 produksjonsenhetene i Østfold er presentert i Tabell 4.2.

---

<sup>5</sup> 350m<sup>3</sup>/s som dimensjonerende vintervannføring er basert på gjennomsnittlig vannføring i månedene januar-februar de siste 15 årene. Enkelte dager kan vannføringen allikevel være lavere [15].

**Tabell 4.2 Produksjon av elektrisitet i Østfold ved dimensjonerende vintervannføring i Glomma [17].**

<b>Kraftverk/ produksjonsenhet</b>	<b>Produksjon ved dimensjonerende vintervannføring 350 m<sup>3</sup>/s [MW]</b>
<b>Sarpefossen</b>	63
<b>FKF</b>	82
<b>Vamma</b>	87
<b>Sum levert Østfold</b>	233
<b>Solbergfoss</b>	63
<b>Sum produsert Østfold</b>	296

Under tunglastperiodene vinterstid er det veldig få reguleringsmuligheter av vannføringen i Glomma. All regulering må gjøres ved utløpet av Mjøsa og det er åtte timer tilløpstid derfra og ned til Østfold. I tillegg vil en endring i vannføringen påvirke samtlige vannkraftverk langs vassdraget. Av denne grunn er regulering av vannføringen noe som sjeldent foretas. I tillegg gjør tilising av elva denne typen regulering vanskelig på vinterstid. Dette gjør at vannføringen i Glomma, og dermed også den dimensjonerende produksjonen i kraftverkene, antas å være konstant i hele tunglastperioden. Det finnes, i tillegg til kraftverkene listet over, enkelte små- og minikraftverk i området, men disse har minimal effekt i vinterhalvåret og er derfor ikke inkludert.

Til tross for at den lokale produksjonen utgjør en liten del av det totale effektbehovet i Østfold er den viktig å ha med i analysene for å ikke få overbelastning på overføringsanleggene, for å unngå stort uttak av reaktiv effekt fra sentralnettet og for å minke de elektriske tapene. Dette gjelder spesielt i tunglastperioder.

De viktigste kjennetegnene med området er at den lokale produksjonen er liten, og området derfor er svært avhengig av sikre forsyningsveier fra sentralnettet.

#### **4.4 Modell i PSS/E**

Modellen som benyttes i analysene i denne oppgaven baserer seg på nettdata gitt av NVE. Modellen tar utgangspunkt i et utsnitt av den store norske nettmodellen som benyttes i forbindelse med analyser som gjøres hos NVE. I dette kapittelet vil modellen, slik den er utformet i PSS/E, bli beskrevet.

##### **4.4.1 Antagelser og tilpasninger av modell**

Grunnlaget for modellen i PSS/E er gitt av NVE. Modellen er eksportert fra NetBas og konvertert til et format leselig for PSS/E. Den grunnleggende nettmodellen representerer nettet i området slik det er i casesituasjonen, 2010.

Det er lagt vekt på at modellen skal være så realistisk som mulig, både i et generelt kraftteknisk perspektiv og i forhold til den nettsituasjonen NVE ønsker undersøkt. Under presenteres en oversikt over tilpasningene og justeringene som betraktes som nødvendige for at modellen skal være hensiktsmessig i forbindelse med alle de ønskede analysene som skal gjennomføres. Antagelsene og tilpasningene er gjort i overensstemmelse med NVE.

**Området:** Området modellen omfatter er betraktelig mindre enn hele den norske modellen. Modellen er avgrenset til å dekke et område på Østlandet, fra Oslo og Romerike i nord til sydlige deler av Østfold i sør. I vest strekker modellen seg fra Rjukan, over mot svenskegrensa i øst.

**Distribusjonsnett:** Modellen i PSS/E inneholder ikke noen modell av distribusjonsnett, det er isteden modellert som laster tilknyttet regionalnettet. Dette er en egenskap som følger av hovedmodellen og kan ikke endres for analyser i denne oppgaven. Mulige reserver i distribusjonsnett kan derfor utelukkes.

**"Swing bus"/**

**referanse node:**

For å kunne foreta lastflytanalyser i PSS/E må det i modellen defineres en "swing bus", en referansenode, i systemet. PSS/E vil ikke utføre simuleringen uten en slik node. Denne noden fungerer som referansepunkt for spenning og spenningsvinkel, med spenning lik 1,0 p.u. og vinkel lik 0. Da modellen i denne oppgaven tar utgangspunkt i den store norske modellen, men er betraktelig avgrenset var det nødvendig å flytte "swing bus"-en fra sin opprinnelige plassering og inn i den delen av nettet som er aktuell i denne oppgaven. I tillegg til å fungere som en referansenode fungerer "swing bus"-en, slik den brukes her, også som en balansegenerator for aktiv og reaktiv effekt (P og Q). Dette er nødvendig fordi ikke alle produksjonsenhetene som i virkeligheten ville vært tilgjengelige via sentralnettet er tilgjengelige i modellen grunnet avgrensningen.

"Swing bus"-en er plassert i en sentralnettsstasjon der den på best mulig måte gir bidrag til en realistisk lastflyt i systemet. Av disse grunnene er den plassert nord-øst i området, i en sterk sentralnettsstasjon. En annen grunn til å plassere referansenoden i denne stasjonen er at det her er mange reservemuligheter slik at noden ikke kobles fra resten av systemet i gjennomføringen av utfallsanalysene.

**Modellering av regionalnett:**

For at modellen skulle bli funksjonell var det nødvendig å foreta noen tilpasninger av utstrekningen av regionalnettet i modellen. Tilpasningene innebærer at deler av sentralnettet og alt regionalnettet som ikke ligger i fokusområdet er modellert som laster og generatorer i tilknytningspunkter i sentralnettet. Lasten og produksjonen i disse punktene er estimert basert på en konvergent lastflyt for hele systemet. Disse avgrensningene av systemet er rettfærdiggjort da et av de store kjennetegnene ved Østfold er at det i stor grad er forsynt fra sentralnettet, og at regionalnettet i områdene rundt derfor er mindre relevant for leveringspåliteligheten.

**Reservelinjer:**

Enkelte linjer er ikke tilkoblet i vanlig drift av kraftnettet, de fungerer som reserver og blir koblet inn når uheldige situasjoner oppstår, og de behøves for å unngå avbrudd. Simuleringsprogrammet PSS/E gir ingen muligheter for innkobling av reservelinjer i løpet av utfallsanalysen. Så hvis linjene skal være tilgjengelige i utfallssituasjoner må de være tilkoblet. Det er derfor forutsatt at reservelinjene er tilkoblet permanent. Dette fører enkelte steder til en noe annerledes kraftflyt enn i virkeligheten, men det er ansett som mest hensiktsmessig at de er tilkoblet hele tiden i stedet for alternativet, at de ikke eksisterer uansett situasjon.

**Transformatorer:**

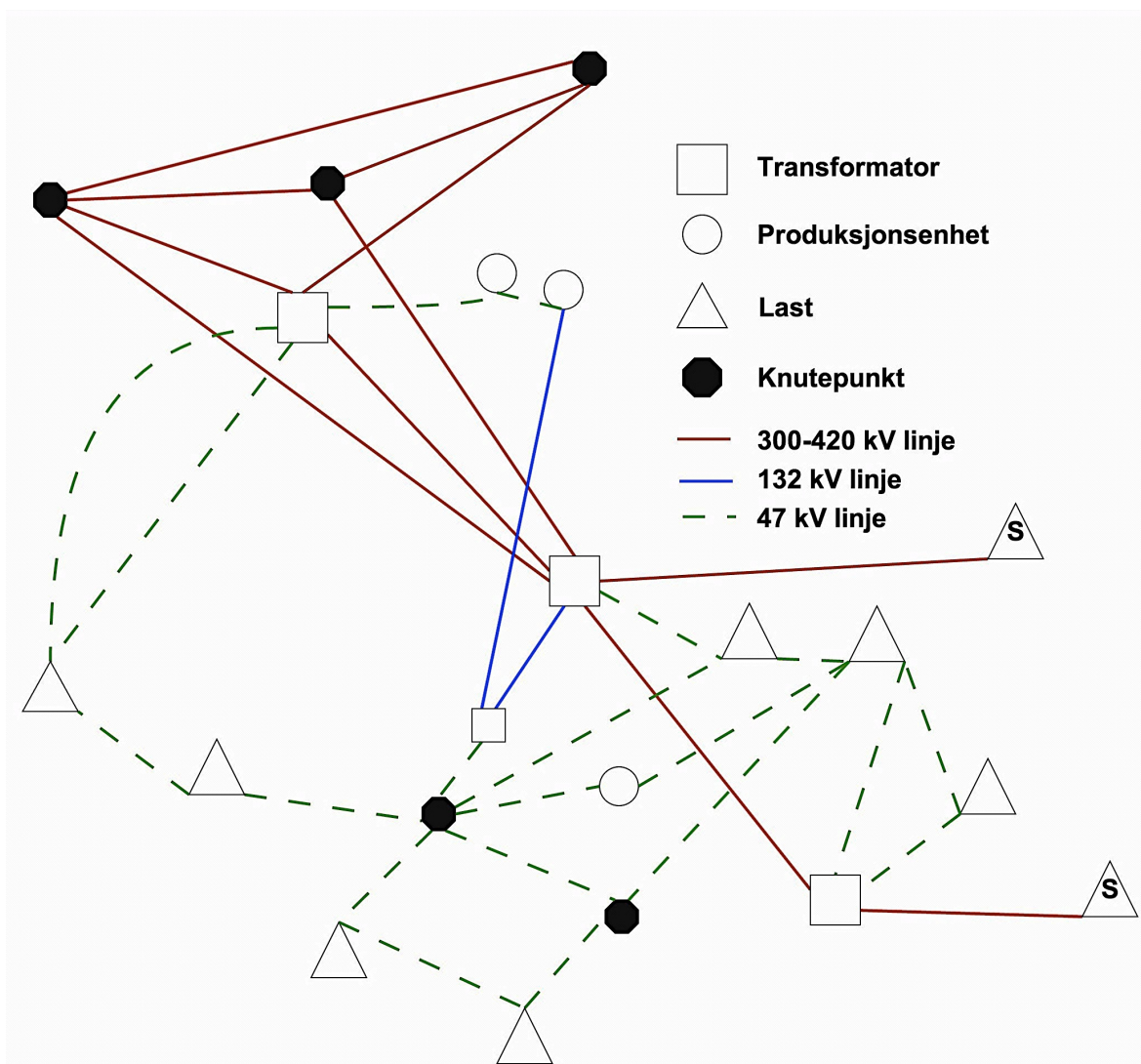
Grunnet programbegrensninger var det nødvendig å erstatte enkelte 3-viklingstransformatorer med 2-viklingstransformatorer. Dette ble kun gjennomført der den 3. viklingen ikke ble benyttet til noe. Det er forsøkt å skape lignende transformatorer når det kommer til impedans og viklingsforhold, men enkelte ulikheter var uunngåelige. Ved å benytte en 3-viklingstransformator vil reaktansen  $X$  mellom første og andre vikling bli mindre enn den er i en 2-viklingstransformator. For at systemet skal være realistisk er det valgt å benytte en reaktans som vil være naturlig for en 2-viklingstransformator og ikke en 3-viklingstransformator, og som samtidig gir den samme belastningsgraden som transformatorene hadde i utgangspunktet. Reaktansen er derfor satt til 12 % eller 0,12 p.u. for alle de utskiftede transformatorene [18].



**Kapasitet:**

Den termiske grenselasten for luftlinjene er beregnet på bakgrunn av en omgivelsestemperatur på  $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Dette er i all hovedsak fordi dimensjonerende effektuttak normalt vil opptre ved lavere temperaturer enn  $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ . For kabler er den dimensjonerende omgivelsestemperaturen satt til  $5\text{ }^{\circ}\text{C}$ , av samme grunn [17].

Da store deler av datamaterialet som anvendes er konfidensielt inkluderes ikke den benyttede modellen fra PSS/E her. I stedet er en stilisert versjon av modellen presentert i Figur 4.2. Figuren er ikke identisk med modellen som ble benyttet i PSS/E, men har prinsipielle likheter og det er fokusert på å inkludere de viktigste knutepunktene, transformatorstasjonene, produksjonsenhetene og linjene.



Figur 4.2 Stilisert figur av nettmodellen benyttet i oppgaven.

De tre sentralnettsstasjonene i området ligger på en diagonal linje fra nedre høyre hjørne til øvre venstre hjørne i figuren. SN1 øverst til venstre, SN2 i midten og SN3 nede til høyre. Det er i disse stasjonene kraften fra sentralnettet mates inn i regionalnettet i Østfold. Det mindre kvadratet representerer en 132/47 kV transformator i systemet. Sirklene symboliserer de lokale produksjonsenhetene i området og trekantene symboliserer lasten. Betraktelig flere leveringspunkter enn de i figuren er inkludert i modellen i PSS/E, men det er forsøkt å gi et bilde av hvor i systemet lastene er plassert. De to trekantene som inneholder en S representerer eksporten til Sverige. I tillegg til laster, produksjonsenheter og transformatorstasjoner er figuren ment å gi et bilde av de ulike ringforbindelsene i systemet og på hvilke spenningsnivå disse befinner seg.

#### **4.4.2 Last og produksjon**

Last og produksjon tar utgangspunkt i tunglast 2009/2010, gitt av Hafslund i forbindelse med fremstillingen av *Kraftsystemutredningen 2012-2022*. Dette gir en total lokal produksjon på 233 MW og en maksimallast på i overkant av 1000 MW lokalt, samt en eksport til Sverige på 1500 MW fordelt på to linjer, en fra SN2 og en fra SN3.

Da lastsituasjonen som benyttes er basert på sesongen 2009/2010 inkluderes lasten tilknyttet en fabrikk som ble nedlagt i 2012 i analysene. Nedleggelsen av fabrikk har ført til mindre belastning på enkelte linjer i et tungt belastet område. Lasten er inkludert for på best mulig måte å etterligne den faktiske 2010 situasjonen.

## 5 Analysene

Kapittelet har som hensikt å forklare hvilke antagelser og beslutninger som ligger til grunn for de to analysene gjennomført for å belyse problemstillingen. I tillegg er en beskrivelse av dataverktøyet som ble benyttet presentert i det første delkapittelet.

### 5.1 Verktøy

#### 5.1.1 PSS/E

PSS/E er et kraftsystemanalyseprogram utviklet av Siemens. Programvaren gir gode muligheter til både statisk og dynamisk analyse av store energisystemer. PSS/E har i utgangspunktet egne funksjoner og metoder for å gjøre utfallsanalyser, men disse er ikke direkte benyttet i denne oppgaven. I denne oppgaven ble PSS/E i all hovedsak anvendt for å konstruere nettmodeller for investeringsalternativene, gjennomføre statiske lastflytanalyser for å finne tap i nettet, samt til bruk i utfallsanalysene. PSS/E ble benyttet til fordel for andre kraftsystemanalyseprogrammer fordi OPAL-prototype (beskrevet under) enklest samarbeider med PSS/E.

En ulempe med PSS/E er at programmet ikke støtter øydrift. Med dette menes at alle deler av systemet som ved utkobling av komponenter kobles vekk fra hovedsystemet automatisk vil anses som frakoblet av PSS/E. Alle leveringspunkter i dette systemet vil oppleve avbrudd selv om området muligens har mulighet til å forsyne seg selv med lokal produksjon. Mulige effekter av dette på resultatene kommenteres i diskusjonen.

#### 5.1.2 OPAL-prototype

OPAL-programmet som er benyttet er kun en prototype da programmet enda ikke er et kommersielt program. Programmet benytter seg av metodikken beskrevet i kapittel 3.4. OPAL utfører utfallsanalyser på nettmodellen konstruert i PSS/E. I tillegg til modellen krever OPAL en liste med leveringspunkter som skal overvåkes og en liste med de utfallene som anses som interessante å undersøke. Programmet lar brukeren spesifisere feilfrekvenser, reparasjonstider og spesifikke avbruddskostnader. Resultatet av pålitelighetsanalysen gjort i OPAL-prototype er antall avbrudd, årlig avbruddsvarighet, avbrutt effekt, ikke levert energi og avbruddskostnader både som funksjon av de ulike kuttene og som årlige verdier for hvert leveringspunkt.

OPAL-prototype gir muligheter for to korrigerende tiltak i utfallsanalysen, tripp-next og optimal lastflyt. I denne oppgaven er tripp-next benyttet. Tripp-next er en funksjon som har som oppgave å koble ut linjer med overlast. OPAL, slik det er benyttet i denne oppgaven, har ikke mulighet til å kutte deler av en last for å avlaste deler av nettet. Isteden vil systemet forsøke å levere 100% til alle lastene. I enkelte utfallssituasjoner vil dette føre til overlast på linjer eller transformatorer, og tripp-next vil koble disse ut.

## 5.2 Pålitelighetsanalysen

For på en hensiktsmessig måte å kunne gjennomføre den ønskede pålitelighetsanalysen av systemet var det nødvendig å foreta enkelte beslutninger og forenklinger. Disse er presentert under.

- Lastflytmetode:** Pålitelighetsanalysene utført baserer seg på AC-lastflyt. Dette er tidkrevende fordi systemet er stort og komplekst, men nødvendig for å oppnå tilstrekkelig nøyaktige resultater. AC lastflyt tar hensyn til både den aktive og den reaktive effekten og ser på endringene i spenning. Dette gjør resultatene mer nøyaktig og realistiske enn dersom DC-lastflyt hadde blitt benyttet.
- Driftstilstand:** Det er kun gjennomført analyser for en driftstilstand, tunglast. Dette fordi det er denne situasjonen som er dimensjonerende for systemet. Driftstilstanden antas å være konstant gjennom hele analyseperioden.
- Leveringspunkter:** Totalt er 63 leveringspunkter inkludert i pålitelighetsanalysen, der 61 ligger i Østfold og to i Sverige.
- Feil:** Pålitelighetsanalysene inkluderer kun varige feil. Kortvarige, eller forbigående, feil er utelukket fra undersøkelsen. Dette er gjort fordi bidraget til ILE og KILE fra kortvarige avbrudd i gjennomsnitt utgjør en hundredel av ILE grunnet langvarige avbrudd [19]. Dermed utgjør avbruddskostnadene grunnet kortvarige avbrudd lite i den store sammenhengen.
- Generatorer:** Utfall av generatorer, eller produksjonsenheter, er ikke inkludert i utfallsanalysen. Det er valgt å fokusere på utfall av overføringskomponenter: linjer og transformatorer.
- Utfall:** I denne oppgaven er det valgt å se på enkle og doble utfall, av både linjer og transformatorer.
- De enkle utfallene innebærer alle de antatt viktige linjene i systemet: sentralnettslinjer som forsyner fokusområdet, eller finnes i området, samt alle regionalnettslinjer i området.

Det er kun de transformatorene som transformerer fra sentralnett til regionalnett som er inkludert i utfallsanalysen. Transformatorene som transformerer fra regionalnettet og ned til distribusjonsnettet er ikke inkludert i analysene da de ikke anses som relevante for å belyse problemstillingen.

Den samme utfallslista er benyttet for alle de tre modellene, men med den endringen at de nye komponentene som inngår i investeringsalternativene er inkludert i utfallslista for sitt alternativ. Lista består av :

- 102 regionalnettslinjer og kabler, 132 og 47 kV
- 30 sentralnettslinjer, 420 og 300 kV
- 14 transformatorer i sentralnettet, primærspenning 420 og 300 kV.

De doble utfallene er alle kombinasjoner av de enkle utfallene, satt sammen ved bruk av kombinatorikk. Dette vil si at det testes for to linjeutfall, to transformatorutfall og at en linje og en transformator faller ut samtidig.

Høyere ordens utfall, med tre eller flere komponenter, er ikke inkludert da sannsynligheten for disse er så liten at bidraget til årlige antall avbrudd, samt ILE og KILE, blir ubetydelig.

Samleskinneutfall er ikke inkludert da de tre sentralnettsstasjonene alle har doble samleskinner og et utfall av en samleskinne ikke gir noen effekt, mens et utfall av begge i de fleste tilfeller gir avbrudd i hele systemet da dette hindrer forsyningen av kraft fra sentralnettet. Sannsynligheten for en slik hendelse er antatt å være svært liten, men det er ikke funnet noe godt datagrunnlag for feilstatistikk for samleskinneutfall. Det anses ikke som hensiktsmessig å estimere en feilfrekvens uten noe grunnlag.

Det er én linje i systemet som ikke er inkludert i utfallsanalysen, hverken alene eller i kombinasjon med andre. Dette er 420 kV linja fra SN2 til SN3. Denne linja er ikke inkludert fordi utfall av denne linja skaper avbrudd som ikke ville inntruffet i virkeligheten. Dette antas å skje grunnet manglende reserver i modellen. Linja forsyner alene en stor last i Sverige og når linja faller ut finnes det ikke nok reserver i modellen til å opprettholde forsyningen til denne lasten. Det

var ikke et valg å utelukke lasten fra modellen da denne er med å sørge for logisk kraftflyt i resten av modellen. Det anses også som akseptabelt å utelukket dette utfallet da det ikke er en del av hovedfokusområdet, SN1 og SN2. Avgjørelsen er tatt i samråd med NVE.

Som resultatene vil vise ekskluderes også to andre enkle utfall fra beregningen av pålitelighetsindekser. Begrunnelse er presentert i kapittel 6.

#### **Avhengige feil:**

Avhengige eller felles feil er ikke inkludert i pålitelighetsanalysen. Pålitelighetsteorien sier at sannsynligheten for slike avhengige feil er større enn for to uavhengige feil samtidig. Da det i liten grad har blitt funnet tilgjengelig data for å fastsette hva den felles feilsannsynligheten er, samt hvilke linjer/kabler som går i samme trasé, er denne typen feil utelukket.

#### **Feilfrekvens og reparasjonstider:**

For pålitelighetsanalysene er det også viktig å definere feilfrekvens og reparasjonstid. Pålitelighetsanalysene gjennomført med OPAL tar utgangspunkt i feilfrekvenser og reparasjonstider, gitt som et gjennomsnitt fra 1996-2005, hentet fra Statnetts feilstatistikk [20]. Feilfrekvensene gjelder kun for varige feil. Feilfrekvensene og reparasjonstidene som er benyttet er presentert i Tabell 5.1.

**Tabell 5.1 Feilstatistikk for nettkomponenter, varige feil [20].**

<b>Komponent</b>	<b><math>\lambda</math> [avb./km/år]</b>	<b>r [timer/avb.]</b>
<b>Overføringslinje 420 kV</b>	0,0008	28,53
<b>Overføringslinje 300 - 220 kV</b>	0,0007	61,58
<b>Overføringslinje 132 kV</b>	0,0019	91,40
<b>Overføringslinje 110 - 33 kV</b>	0,0045	16,70
<b>Strømkabel 420 kV</b>	-	-
<b>Strømkabel 330 - 220 kV</b>	0,0030	14,80
<b>Strømkabel 132 kV</b>	0,0174	374,72
<b>Strømkabel 110 - 33 kV</b>	0,0093	101,22
<b>Transformator 420 kV</b>	0,0083	536,80
<b>Transformator 300 - 220 kV</b>	0,0122	1000,20
<b>Transformator 132 kV</b>	0,0036	367,63
<b>Transformator 110 - 33 kV</b>	0,0057	30,80

Nøyaktigheten i reparasjonstidene i Tabell 5.1 er noe usikker. Disse reparasjonstidene er de siste reparasjonstidene Statnett valgte å publisere grunnet usikkerhet knyttet til registreringen av dem.

Definisjonen på reparasjonstid er i følge Statnett [20];

*”Tid fra reparasjon starter, medregnet nødvendig feilsøking til en enhets funksjon(er) er gjenopprettet og den er driftsklar. Gjelder bare for varige feil. Reparasjonstiden inkluderer ikke administrativ utsettelse (frivillig venting). Nødvendige forberedelser for å kunne foreta reparasjon inkluderes også i reparasjonstiden, for eksempel henting eller bestilling av utstyr, venting på utstyr, transport.”*

Problemet anses å ligge i at ulike rapporterende aktører har tolket dette ulikt eller har ulike systemer for registrering av reparasjonstiden. Det antas at i enkelte tilfeller er frivillig venting inkludert i reparasjonstiden, og dette er med på å øke den gjennomsnittlige reparasjonstiden. På grunn av dette anses det ikke som usannsynlig at reparasjonstiden som benyttes i denne oppgavens pålitelighetsanalyse er noe høyere enn realistisk. Da det ikke finnes en bedre tilnærming til disse tidene vil de bli benyttet slik de oppgis i tabellen.

**Overlastgrenser:** Grensene for overlast, som benyttes i funksjonen tripp-next, er satt i forhold til grenseverdiene gitt i Statnetts *Praktisering av systemansvaret* [21]. Dette gir følgende overlastgrenser: 20 % overlast for linjer og 35 % overlast for transformatorer. Disse overlastgrensene er kun gjeldende i perioder på 15 minutter. For busser blir det ansett som overlast når spenningen endres med mer enn 10 % som følge av et utfall. Det er også lagt inn en grense på nedre og øvre spenning for bussene.

**Avbruddskostnader<sup>6</sup>:** Pålitelighetsanalysen tar ikke hensyn til når avbruddene oppstår, det antas at alle forekommer på referansetidspunktet. Dermed er ingen korreksjonsfaktorer for tid inkludert. Det benyttes heller ikke lastkurver for å finne ILE, da lasten antas å være konstant. Dette gir konstante avbruddskostnader presentert i Tabell 5.2.

---

<sup>6</sup> Forklaringen er inkludert her da OPAL ikke bare gir pålitelighetsindekser men også beregner avbruddskostnader.

**Tabell 5.2. Spesifikk avbruddskostnad [NOK/kWh] for et avbrudd på en time på referansetidspunktet for de 6 kundegruppene.**

<b>Kundegruppe</b>	<b>Avbruddskostnad [NOK/kWh], for et avbrudd på en time</b>
<b>Jordbruk:</b>	14,8
<b>Husholdninger:</b>	8,4
<b>Industri:</b>	66,4
<b>Handel og tjenester:</b>	98,8
<b>Offentlig virksomhet:</b>	12,8
<b>Treforedling og kraftintensiv industri:</b>	13,3
<b>Gjennomsnittlig:</b>	33,68

Da kundesammensetningen i leveringspunktene ikke er beskrevet, med unntak av enkelte industriområder, er det benyttet en gjennomsnittlig kundesammensetning i disse leveringspunktene. Sammensetningen er basert på forbruksfordelingen mellom de ulike kundegruppene for hele landet i 2010, gitt av SSB [22]. En vektet avbruddskostnad gitt i NOK/kWh for et avbrudd på en time er funnet ved å multiplisere hver kundegruppens spesifikke avbruddskostnad, med andelen av totalt forbruk i 2010. Dette resultere i en spesifikk avbruddskostnad på 33,68 NOK/kWh for et gjennomsnittlig leveringspunkt.

Avbruddskostnadene antas å være konstante for alle årene i analyseperioden.

Disse antagelsene er benyttet i pålitelighetsanalysen av alle de tre nettkonfigurasjonene.

### **5.3 Samfunnsøkonomisk analyse**

I likhet med pålitelighetsanalysen krever den samfunnsøkonomiske analysen at enkelte parameter fastsettes før analysen kan gjennomføres. Under presenteres de ulike parameterne slik de er benyttet i denne oppgaven.

**Analyseperiode:** 30 år. Fra 1.januar 2011.

**Fysisk levetid:** 50 år. Basert på anbefalinger for investeringer i elektriske nett i NVEs *Håndbok for samfunnsøkonomiske analyser av energiprojekter* [23].



**Kalkulasjonsrente:** 4,5 %. Dette er den kalkulasjonsrenten som NVE anbefaler i sin håndbok fra 2003 for investeringer i hoved- og distribusjonsnettet. Kalkulasjonsrenten består av en risikofri realrente på 2 % og et risikotillegg på 2,5 % [7].

Nye anbefalinger fra Finansdepartementet tilsier en kalkulasjonsrente på 4 % [24]. Dette er også NVEs nye anbefaling. Denne er ikke benyttet, men effektene av endringen vil bli kommentert senere i oppgaven.

**Drifts- og vedlikeholdskostnader:** 1,5 % av investeringskostnaden for prosjektet per år. Dette er anbefalt estimat av NVE for investeringer i elektriske nett i de tilfeller hvor en ikke har kjennskap til drifts- og vedlikeholdskostnadene [23]. 1,5 % beregnes på bakgrunn av den totale investeringskostnaden og ikke en eventuell restverdijustert kostnad. Dette estimerer kun drifts- og vedlikeholdskostnaden for de nye komponentene i systemet.

**Brukstid for tap:** 2400 timer/år. Dette er den gjennomsnittlige brukstiden for tap gitt i *Planleggingsbok for kraftnett* [2].

### 5.3.1 Investeringskostnader

Investeringskostnadene baseres i hovedsak på erfaringstall fra tidligere lignende prosjekter, men denne metoden ikke er direkte aktuell i gjennomføringen av denne oppgaven. Det benyttes derfor kostnadsanslag fra *Planleggingsbok for kraftnett, Kostnads katalog* [25], beregnet av SINTEF Energi i forbindelse med prosjektet *Kostnads katalog for kraftnettanlegg* i 2009. Disse estimatene benyttes i kostnadsanslagene for 132 kV linja. Kostnadene er kartlagt ved bruk av spørreundersøkelser til ulike aktører i bransjen. Tallene i katalogen baserer seg på gjennomsnittsverdier, der enkelte av kostnadene kan være noe usikre. Alle kostnadene er ekskludert alle avgifter og renter og er referert til januar 2009. Disse kostnadsanslagene er ansett som gode nok da resultatene fra undersøkelsene gjennomført i denne oppgaven i hovedsak skal gi et prinsipielt bilde av de ulike alternativene.

Investeringskostnad for transformatorene som skal installeres er gitt av NVE.

Investeringskostnadene er justert for restverdi siden fysisk levetid er lenger enn analyseperioden.

### 5.3.2 Tapskostnader

Tapskostnadene er beregnet basert på teorien i kapittel 2.2.4, og resultatene av en statistisk AC-lastflytanalyse av modellen. Det er beregnet tapskostnader for alle linjene i systemet samt for de aktuelle transformatorene<sup>7</sup>. Tapet i systemet antas å være konstant i hele analyseperioden. Tapskostnadene er diskontert og antatt å bli betalt i slutten av hvert år.

For å kunne beregne tapskostnader for transformatorene kreves belastningsgraden til hver transformator, tomgangstapet  $P_0$ , samt kortslutningsspenningen  $E_r$ . Belastningsgraden er funnet ved bruk av AC-lastflyt.  $P_0$ , og  $E_r$  er unike spesifikasjoner for hver transformator. Grunnet mangel på tilgjengelig data er størrelsen på disse parameterne estimert for en del av de aktuelle transformatorene. Både  $P_0$  og  $E_r$  har fått en gjennomsnittlig verdi basert på datagrunnlag for lignende transformatorer.  $E_r = 0,3 \%$  og  $P_0 = 100 \text{ kW}$ .

### 5.3.3 Avbruddskostnader

Avbruddskostnadene er et resultat av pålitelighetsanalysen gjennomført med OPAL-prototype. Kostnaden er diskontert og antatt å bli betalt i slutten av hvert år.

---

<sup>7</sup> Transformatorene som transformerer mellom sentral- og regionalnett. Transformatorer mellom regional- og distribusjonsnett er ikke inkludert.

## 6 Pålitelighetsresultater

I dette kapittelet vil resultater fra pålitelighetsanalysene av de tre nettkonfigurasjonene bli presentert. Resultatene gir blant annet avbruddskostnader til den samfunnsøkonomiske analysen.

### 6.1 Dagens nett

#### 6.1.1 Utfallsdetaljer

Av totalt 145 enkle utfall undersøkt er det 12 som gir avbrudd. Fire av disse gir avbrudd kun i enkelte leveringspunkter, mens de resterende åtte gir avbrudd i alle leveringspunktene. Av disse åtte utfallene er alle linjeutfall. Seks av disse forekommer i tungt belastede deler av regionalnettet sør for SN1. De resterende to utfallene er utfall av sentralnettslinjer som ligger i det tilpassede<sup>8</sup> området.

De seks regionalnettslinjene skaper utfall fordi alle linjene i dette området er veldig tungt belastet,  $\geq 75\%$ . Dette gjør at hvis en av linjene kobles ut er det lite som skal til for å skape overlast på de andre, nesten like tungt belastede, linjene i samme område. Belastningsgraden på linjene er tilnærmet lik den Hafslund opererer med sine beregninger for tunglastsituasjoner, men noe høyere på enkelte av linjene.

Selv om avbrudd på grunn av de enkle utfallene i regionalnettet muligens er urealistisk er det valgt å inkludere disse utfallene i analysene, samt å ikke gjøre endringer på modellen for å bedre situasjonen, fordi situasjonen er lik for alle de tre undersøkte nettkonfigurasjonene.

Avbruddene skapt av de to sentralnettslinjene anses ikke som realistiske for systemet, og antas å være et resultat av den tilpassede modellen. Utfall i dette området av modellen anses heller ikke viktig for å belyse problemstillingen. Bidrag til pålitelighetsindeksene grunnet utfall av disse to linjene er derfor utelukket fra videre resultater og beregninger for alle de tre nettkonfigurasjonene. Pålitelighetsindekser beregnet for en situasjon der disse to utfallene er inkludert, samt total ILE og KILE for hele systemet, ligger i vedlegg E.2.

Det er 90 doble utfall som gir avbrudd. 32 gir avbrudd i enkelte leveringspunkter, mens de 58 resterende påvirker hele systemet. 55 av de doble utfallene inneholder sentralnettskomponenter, 53 av disse består av to sentralnettskomponenter. Totalt 12 av de doble utfallene inneholder en av transformatorene i SN1, inkludert en kombinasjon av begge. 35 kombinasjoner inneholder kun regionalnettslinjer.

---

<sup>8</sup> Det tilpassede området refererer til områdene som ligger utenfor fokus, der regionalnettet er modellert som laster.

For alle leveringspunktene er det de enkle utfallene som gir det største bidraget til avbruddskostnadene og årlig avbruddstid. Bidraget er betraktelig lavere fra de doble utfallene. Dette skyldes i stor grad at sannsynligheten for et dobbelt utfall er mye lavere enn sannsynligheten for et enkelt. De doble utfallene som bidrar mest er de som involverer transformatorer, og aller mest utfallet som inkluderer begge transformatorene i SN1. Sannsynligheten for disse utfallene er liten,  $< 10^{-4}$ , men konsekvensene svært alvorlige da reparasjonstiden for en ødelagt transformator i følge feilstatistikken er på mer enn 300 timer/avbrudd. Ved fullstendig transformatorhavari kan denne reparasjonstiden bli enda lenger. Konsekvensene av denne typen utfall er vurdert og kommentert i kapittel 7.2.

### 6.1.2 Pålitelighetsindekser

Indeksene avbruddsfrekvens  $\lambda$ , årlig avbruddsvarighet U, avbruddsvarighet per avbrudd r og ILE (% av årlig forbruk) er forholdsvis like fra leveringspunkt til leveringspunkt. Dette skyldes i stor grad at mange av avbruddene som gir store bidrag til disse indeksene rammer alle leveringspunktene i systemet. Det er likevel fem leveringspunkter som skiller seg ut; 3, 13, 18, 36 og 37. Dette er leveringspunkter som opplever avbrudd ved noen enkle utfall som ikke rammer resten av systemet, i tillegg til de utfallene som rammer alle. Disse punktene får dermed høyere verdier for de fire nevnte indeksene enn resten av leveringspunktene får. De andre indeksene, Pavb, ILE og KILE, varierer fra leveringspunkt til leveringspunkt fordi de er en funksjon av lasten i punktet.

De fem leveringspunktene som skiller seg ut er presentert med pålitelighetsindekser i Tabell 6.1. I tillegg viser tabellen pålitelighetsindeksene til leveringspunkt 55 som anses som et gjennomsnittlig leveringspunkt når det kommer til pålitelighets indeksene. Gjennomsnittlige verdier for  $\lambda$ , U og r er inkludert nederst i tabellen.

**Tabell 6.1 Pålitelighetsindekser for enkelte leveringspunkter, dagens nett.**

LP	$\lambda$ [avb. /år]	U [t/år]	r [t/avb.]	Pavb. [MW /år]	ILE [MWh /år]	KILE [kNOK /år]	ILE [% av årlig forbruk]	Årlig forbruk [MWh]
3	0,1637	4,0571	24,7904	4,3810	108,61	6 068	0,0463	234505
13	0,1486	2,5331	17,0466	3,4476	58,77	3 495	0,0289	203241
18	0,1500	6,8703	45,8122	7,1027	325,39	16 995	0,0784	414891
36	0,1777	5,4804	30,8375	4,9160	151,59	8 234	0,0626	242319
37	0,1777	5,4804	30,8375	3,0130	92,91	5 046	0,0626	148517
55	0,1417	2,4173	17,0610	2,4021	40,98	2 437	0,0276	148517
<b>Gj.snitt</b>	0,14	2,62	18,11					

Tabellen viser at det er de to leveringspunktene 36 og 37 som opplever flest avbrudd i løpet av et år, mens både årlig avbruddsvarighet og avbruddsvarighet per avbrudd er høyest for leveringspunkt 18. Pavb., ILE og KILE er alle funksjoner av lasten i punktet, og resultatene viser at bidraget fra punkt 18 er stort siden dette punktet har høyere last enn de fire andre. Det er også dette punktet som har det høyeste bidraget til de totale avbruddskostnadene når alle leveringspunktene undersøkes.

For detaljert oversikt over hvordan pålitelighetsindeksene varierer for alle leveringspunktene, se vedlegg E.1.

Tabell 6.2 presenterer totale verdier av Pavb., ILE og KILE for alle leveringspunktene i systemet, med unntak av leveringspunktene som ligger i Sverige.

**Tabell 6.2 Pavb., ILE og KILE, totale verdier for alle leveringspunkter, dagens nett.**

<b>Pavb. [MW/år]</b>	<b>ILE [MWh/år]</b>	<b>KILE [kNOK/år]</b>	<b>ILE [% av årlig forbruk]</b>
156,94	3025	161 263	0,0317

## **6.2 Alternativ T**

### **6.2.1 Utfallsdetaljer**

Av totalt 146 enkle utfall er det 11 som gir avbrudd. Fire av disse påvirker enkelte leveringspunkter, mens de 7 andre påvirker hele systemet. Av disse syv er to de samme sentralnettslinjene i det tilpassede området som i dagens nett. De andre fem er regionalnettslinjer i området sør for SN1. Situasjonen i dette området er forklart i kapittel 6.1.1, og det kommer frem at det i dagens nett var 6 linjer i dette området som ga avbrudd. Ved å investere i en tredje transformator i SN1 har dette antallet sunket til fem og påliteligheten er dermed forbedret.

I likhet med i dagens nett utelukkes de to enkle utfallene av sentralnettslinjer fra beregningen av pålitelighetsindeksene for systemet. Pålitelighetsindekser beregnet med disse utfallene inkludert finnes i vedlegg E.2.

Det er totalt 218 doble utfall som gir avbrudd i denne modellen. 35 av disse påvirker enkelte leveringspunkter, mens resten påvirker hele systemet. 99 av disse doble utfallene består av sentralnettskomponenter og 49 er kombinasjoner av to sentralnettskomponenter. Av totalt 218 kombinasjoner er det kun to utfallskombinasjoner som inkluderer utfall av de gamle<sup>9</sup> transformatorene i SN1. Det er 119 kombinasjoner som involverer komponenter i regionalnettet. En stor andel av disse består av den linja sør for SN1 som ved utfall ikke lenger forårsaker avbrudd alene. Utfall av de to opprinnelige transformatorene i SN1 forårsaker ikke lenger avbrudd, men den nye transformatoren i SN1 er involvert i seks doble utfall som gir avbrudd. Ved å investere i en tredje transformator tåler stasjonen i SN1 utfall som gir avbrudd av opp til to transformatorer samtidig uten at det blir avbrudd i systemet. At den nye transformatoren i SN1 opptrer oftere i doble utfall enn de originale anses å være logisk, da den har større kapasitet enn de to andre og utfall av denne derfor har større konsekvenser for overføringskapasiteten i stasjonen.

Blant de doble utfallene som gir avbrudd er det spesielt de som involverer transformatorer som bidrar til årlig avbruddsvarighet og KILE. Dette er i all hovedsak på grunn av den potensielt lange reparasjonstiden på slike komponenter.

### 6.2.2 Pålitelighetsindekser

I likhet med resultatene for dagens nett er pålitelighetsindeksene  $\lambda$ , U, r og ILE (% av årlig forbruk), også for denne modellen i stor grad like for alle leveringspunktene. Fem leveringspunkter skiller seg ut og har høyere verdier for de nevnte indeksene. Disse leveringspunktene er de samme som i dagens nett.

Tabell 6.3 presenterer pålitelighetsindeksene for de fem leveringspunktene som skiller seg ut. I tillegg presenteres indeksene for leveringspunkt 55 som er inkludert for å representere de andre leveringspunktene. Nederst blir gjennomsnittlige verdier for  $\lambda$ , r og U presentert.

**Tabell 6.3 Pålitelighetsindekser for enkelte leveringspunkter, Alt. T.**

LP	$\lambda$ [avb./år]	U [t/år]	r [t/avb.]	Pavb. [MW/år]	ILE [MWh/år]	KILE [kNOK/år]	ILE [% av årlig forbruk]	Årlig forbruk [MWh]
3	0,1257	3,3794	26,8949	3,3637	90,47	4 998	0,0386	234505
13	0,1106	1,8555	16,7764	2,5661	43,05	2 568	0,0212	203241
18	0,1120	6,1930	55,3125	5,3028	293,31	15 103	0,0707	414891
36	0,1397	4,8026	34,3760	3,8646	132,85	7 128	0,0548	242319
37	0,1397	4,8027	34,3756	2,3686	81,42	4 369	0,0548	148517
55	0,1037	1,7403	16,7815	1,7582	29,50	1 760	0,0199	148517
<b>Gj.snitt</b>	0,11	1,94	18,16					

<sup>9</sup> Med gamle menes de som finnes i dagens nett og ikke er nyinvesteringer.

Tabellen viser at det er leveringspunkt 36 og 37, som også for denne nett-konfigurasjonen, opplever flest avbrudd. Det er leveringspunkt 18 som har den høyeste verdien for avbruddsvarighet, og da dette punktet også har svært høy last er avbruddskostnadene i dette punktet høye.

For detaljert oversikt over alle pålitelighetsindeksene, og hvilken verdi disse har for alle leveringspunktene se vedlegg E.1.

Tabell 6.4 presenterer totale verdier av Pavb., ILE og KILE for alle leveringspunktene i systemet med unntak av de som ligger i Sverige.

**Tabell 6.4 Pavb., ILE og KILE, totale verdier for alle leveringspunkter, Alt. T.**

<b>Pavb. [MW/år]</b>	<b>ILE [MWh/år]</b>	<b>KILE [kNOK/år]</b>	<b>ILE [% av årlig forbruk]</b>
115,60	2288	121 857	0,0240

## **6.3 Alternativ L**

### **6.3.1 Utfallsdetaljer**

For denne systemkonfigurasjonen er det ti av 147 enkle utfall som gir avbrudd. Tre av disse påvirker enkelte leveringspunkter, mens de resterende syv påvirker hele systemet. De 7 enkle utfallene som påvirker hele systemet er de samme som for Alt. T, fem er regionalnettslinjer lokalisert i området sør for SN1, og to sentralnettslinjer i det tilpassede området.

Som i de to andre nettkonfigurasjonene er utfall av de to sentralnettslinjene som skaper avbrudd utelukket fra beregningen av pålitelighetsindeksene. Pålitelighetsresultater som inkluderer bidraget fra disse avbruddene ligger i vedlegg E.2.

Det er 223 doble utfall som gir avbrudd. 77 av disse påvirker hele systemet, mens resten kun påvirker enkelte leveringspunkter. Av de 223 doble utfallene involverer 102 av dem sentralnettskomponenter, og av disse består 48 av to sentralnettskomponenter. Tre kombinasjoner inneholder en av de gamle transformatorene i SN1. To av de doble utfallene inkluderer utfall av den nye transformatoren, og 2 den nye linja.

Bidraget til avbruddsvarighet og avbruddskostnader er det samme for Alt. L som for de to andre nettkonfigurasjonene. Det er de enkle utfallene som gir det største bidraget til avbruddskostnadene, men også de doble utfallene som involverer transformatorer øker avbruddskostnadene en del.

### 6.3.2 Pålitelighetsindekser

Som for de to tidligere beskrevne modellene er pålitelighetsindeksene  $\lambda$ , U, r og ILE (% av årlig forbruk) i stor grad like for alle leveringspunktene i systemet, med unntak av fem leveringspunkter. Disse punktene er de samme i denne nettkonfigurasjonen som i de to foregående, 3, 13, 18, 36 og 37, og skiller seg ut ved at de opplever flere avbrudd på grunn av enkle utfall enn resten av leveringspunktene i systemet.

Tabell 6.5 presenterer pålitelighetsindeksene for de fem punktene som skiller seg ut. Et leveringspunkt som er mer lik gjennomsnittet, leveringspunkt 55, er også inkludert. Nederst i tabellen presenteres gjennomsnittlige verdier for  $\lambda$ , U og r.

**Tabell 6.5 Pålitelighetsindekser for enkelte leveringspunktene, Alt. L.**

LP	$\lambda$ [avb./år]	U [t/år]	r [t/avb]	Pavb. [MW/år]	ILE [MWh/år]	KILE [kNOK/år]	ILE [% av årlig forbruk]	Årlig forbruk [MWh]
3	0,1107	1,8806	16,988	2,9635	50,34	2 996	0,0215	234505
13	0,1099	1,8500	16,827	2,5508	42,92	2 559	0,0211	203241
18	0,1113	6,1877	55,584	5,2724	293,06	15 085	0,0706	414891
36	0,1248	3,3036	26,480	3,4511	91,38	5 059	0,0377	242319
37	0,1248	3,3036	26,480	2,1152	56,01	3 101	0,0377	148517
55	0,1030	1,7347	16,835	1,7469	29,41	1 753	0,0198	148517
<b>Gj.snitt</b>	0,10	1,86	17,79					156274

I likhet med de to andre nettkonfigurasjonene er det leveringspunkt 36 og 37, som også her opplever flest avbrudd i løpet av et år. Også lengste avbruddsvarighet, både årlig og per avbrudd tilhører det samme leveringspunktet som beskrevet tidligere, leveringspunkt 18.

Detaljert oversikt over pålitelighetsindeksene for alle leveringspunktene kan finnes i vedlegg E.1.

Tabell 6.6 presenterer totale verdier av Pavb., ILE og KILE for alle lastpunktene i systemet med unntak av leveringspunktene i Sverige.

**Tabell 6.6 Pavb., ILE og KILE, totale verdier for alle leveringspunkter, Alt. L.**

Pavb. [MW/år]	ILE [MWh/år]	KILE [kNOK/år]	ILE [% av årlig forbruk]
113,86	2175	116 158	0,0228



## 6.4 Sammenligning

I dette kapitlet vil sammenligninger av pålitelighetsindeksene for de tre alternativene bli presentert. Første avsnitt oppsummerer kort årlige summer av noen av indeksene for hele systemet, mens de neste delkapitlene ser nærmere på hvordan indeksene endrer seg for de ulike alternativene med fokus på hvert enkelt leveringspunkt. Det er kun de indeksene som anses å belyse problemstillingen som er inkludert.

### 6.4.1 Indekser for hele systemet

Avbrutt effekt, ikke levert energi og avbruddskostnadene er indekser som egner seg for summering. Tabell 6.7 presenterer total Pavb., ILE og KILE for alle leveringspunktene i modellen, med unntak av de to punktene som ligger i Sverige.

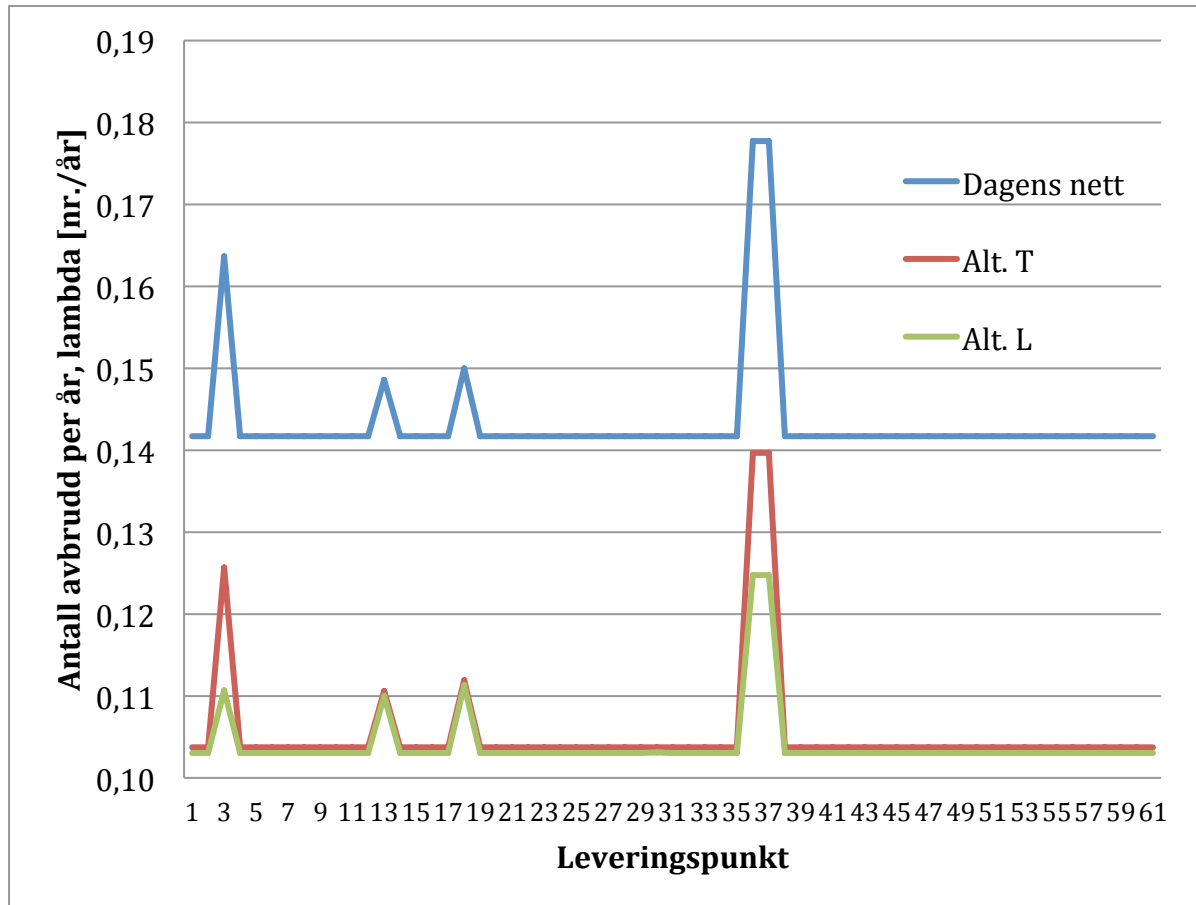
**Tabell 6.7 Summerte pålitelighetsindekser, utelukket urealistiske avbrudd.**

	<b>Pavb. [MW/år]</b>	<b>ILE [MWh/år]</b>	<b>KILE [kNOK/år]</b>	<b>ILE [% av årlig forbruk]</b>
<b>Dagens nett</b>	156,94	3025	161 263	0,0317
<b>Alt. T</b>	115,60	2288	121 857	0,0240
<b>Alt. L</b>	113,86	2175	116 158	0,0228

Tabellen viser tydelig at Pavb. og ILE går ned når det gjøres investeringer i nettet. Dette fører også til at avbruddskostnadene går ned. Sammenlignes de to alternativene viser tabellen at løsningen som gir lavest avbruddskostnader er alternativet med ny 132 kV linje fra SN1 til SN2, Alt. L, men at forskjellen er liten.

### 6.4.2 Antall avbrudd

Figur 6.1 viser hvordan antall avbrudd per år  $\lambda$ , endrer seg når nye komponenter installeres i tilknytning til SN1. Grafene viser en utvikling mot at antall avbrudd i leveringspunktene går ned når det installeres flere reservemuligheter i systemet, og at løsningen med en ny linje mellom SN1 og SN2 gir lavest antall avbrudd per år i samtlige leveringspunkt. Leveringspunktene som ligger i Sverige er ikke inkludert i figuren.



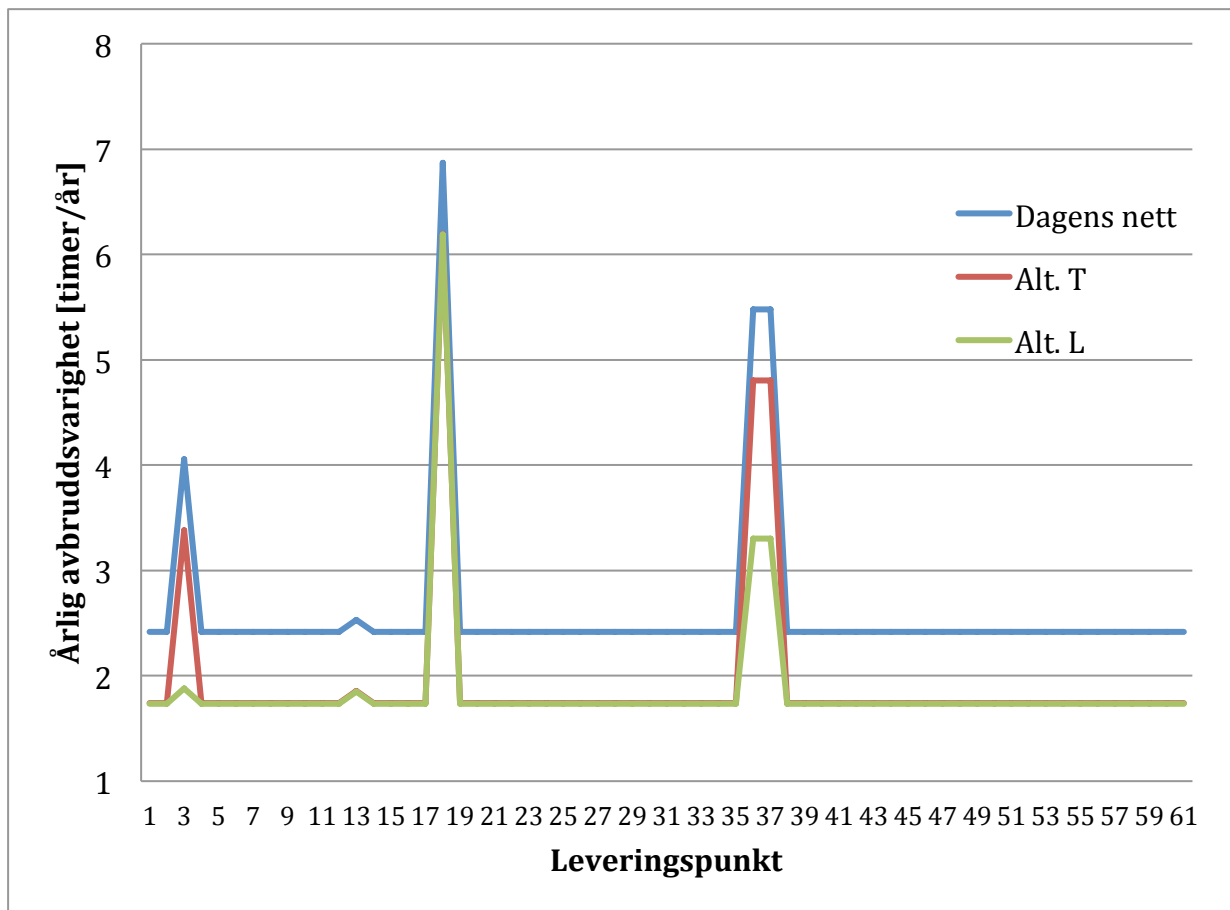
Figur 6.1 Antall avbrudd i leveringspunktene i de tre nettkonfigurasjonene.

Toppene i de tre grafene oppstår for samme leveringspunkt i alle de tre nettkonfigurasjonene. Disse leveringspunktene er punkter i systemet som opplever avbrudd hyppigere enn de andre leveringspunktene i systemet. Kurvene viser tydelig at antall avbrudd per år går ned når det installeres en tredje transformator i SN1, men at denne verdien synker ytterligere når det isteden installeres en linje mellom SN1 og SN2. Den største forskjellen mellom de to investeringsalternativene er likevel at tre av de leveringspunktene som skiller seg ut fra mengden, 3, 36 og 37, får færre avbrudd i Alt. L enn i Alt. T.

Kurvene er kontinuerlige fordi størrelsen på figuren ikke gjør det mulig å benytte et stolpediagram, en slik figur kan finnes i vedlegg E.3.

### 6.4.3 Årlig avbruddsvarighet

Antall avbrudd i et system kan være lavt, men dersom den årlige avbruddsvarigheten er lang vil avbruddskostnadene bli høye. Den årlige avbruddsvarigheten er en funksjon av feilfrekvens og reparasjonstid. Figur 6.2 viser den årlige avbruddsvarigheten for leveringspunktene i systemet. De tre nettkonfigurasjonene er representert i hver sin kurve.



Figur 6.2 Årlig avbruddsvarighet i leveringspunktene i de tre nettkonfigurasjonene.

Figuren viser at også for denne indeksen er det Alt. L som har den laveste gjennomsnittlige verdien. Kurvene viser, som Figur 6.1, at det er liten forskjell på de to investeringsalternativene, Alt. T og Alt. L, men at for tre av leveringspunktene fører Alt. L til at avbruddsvarigheten går ned ytterligere.

#### 6.4.4 Oppsummering

Resultatene fra pålitelighetsanalysen i OPAL peker alle i samme retning; Alt. L med ny 132 kV linje fra SN1 til SN2 gir færrest avbrudd, lavest avbruddsvarighet og derfor også lavest avbruddskostnader blant de tre nettkonfigurasjonene som er undersøkt.

Studerer pålitelighetsresultatene virker det som om forskjellen mellom dagens nett og de to alternativene i hovedsak skyldes at utfall av en enkel linje sør for SN1 i dagens nett gir avbrudd i hele systemet, mens det samme utfallet i de to andre alternativene kun påvirker enkelte av leveringspunktene.

Som nevnt i forbindelse med presentasjonen av Figur 6.1 og Figur 6.2 er tilsynelatende den eneste pålitelighetsmessige forskjellen på Alt. T og Alt. L det at Alt. L gjør at et enkelt utfall som tidligere rammet enkelte leveringspunkter, 3, 13, 18, 36 og 37, nå kun rammer 13 og 18. Det enkle linjeutfallet som ikke lenger forårsaker avbrudd i de overnevnte punktene er en 47 kV kabel, med lang reparasjonstid. Derfor går den årlige avbruddstida kraftig ned når dette avbruddet elimineres for flere av punktene.

## 7 Samfunnsøkonomiske resultater

I dette kapittelet vil resultatene fra den samfunnsøkonomiske analysen av investeringsalternativene bli beskrevet. I de første delkapitlene vil de kvantifiserbare nytte- og kostnadselementene bli presentert. Deretter presenteres de ikke-kvantifiserbare virkningene, før det hele summeres og vurderes i siste delkapittel.

### 7.1 Kvantifiserbare virkninger

Detaljerte nåverdiberegninger av de kvantifiserbare virkningene kan finnes i digitale vedlegg.

#### 7.1.1 Investerings- og reinvesteringskostnader

Dagens nett innebærer ingen investeringer og det er derfor heller ingen investeringskostnader for denne løsningen, det er kun eventuelle reinvesteringskostnader som er aktuelle. Transformatorer, som de i SN1, har en estimert levetid på 50 år. Transformatorene i SN1 er fra 1985 og de bør derfor skiftes ut rundt år 2035. Denne reinvesteringskostnaden vil være nødvendig i alle alternativene siden ingen av alternativene inkluderer å skifte ut de eksisterende transformatorene. Kostnaden er derfor tatt ut av sammenligningen, og vil ikke estimeres.

De totale investeringskostnadene for Alt. T er basert på et estimat gjort av NVE og er på 100 MNOK. Da analyseperioden for denne investeringen er kortere enn den fysiske levetiden til prosjektet må investeringskostnaden justeres for restverdien som er igjen når analyseperioden er over. Den restverdijusterte investeringskostnaden som benyttes i den samfunnsøkonomiske analysen er 86 134 kNOK.

De totale investeringskostnadene for Alt. L innebærer kostnaden for 300/132 kV transformatoren + 30 km 132 kV linje. Kostnaden for transformatoren er estimert av NVE, mens kostnaden for linja er en gjennomsnittlig kostnad for en 132 kV linje hentet fra *Planleggingsbok for kraftnett* [25]. Aktuell kostnadskatalog ligger i D. Investeringskostnadene er som følger:

	<b>Kostnad [kNOK]</b>
<b>Transformator</b>	100 000
<b>Linje, 30km</b>	36 360
<b>Totalt</b>	136 360

Da analyseperioden for denne investeringen er kortere enn den fysiske levetiden til prosjektet må investeringskostnaden justeres for restverdien som er igjen når analyseperioden er over. Den restverdijusterte investeringskostnaden er 117 453 kNOK.

Som nevnt i kapittel 4.1, antas det at installasjonen av 300/132 kV transformatoren inngår i en helhetlig oppgradering av regionalnettet til 132 kV. Av denne grunn skal i utgangspunktet ikke hele investeringskostnaden for denne transformatoren legges på

Alt. L. I første omgang er hele kostnaden inkludert, men vurderinger rundt effekten av dette vil bli foretatt senere i oppgaven.

Tabell 7.1 presenterer investerings- og reinvesteringskostnadene for de tre nettkonfigurasjonene. Tabellen viser at det er Alt. L som har høyest investeringskostnader, men som påpekt over vil dette kunne endres dersom deler av investeringskostnaden for transformatoren skal fordeles på andre spenningsoppgraderingsprosjekter.

**Tabell 7.1 Investerings- og reinvesteringskostnader for de tre nettkonfigurasjonene.**

	Dagens nett	Alt. T	Alt. L
<b>Re-/Investeringskostnad [kNOK]</b>	-	86 134	117 453

### 7.1.2 Drifts- og vedlikeholdskostnader

I kapittel 5.3 er det bestemt at drifts- og vedlikeholdskostnadene beregnes som 1,5 % av investeringskostnadene per år for nye prosjekter. Da denne metoden kun beregner drifts- og vedlikeholdskostnadene for de nye komponentene er ikke denne kostnaden aktuell i driften av dagens nett.

Drifts- og vedlikeholdskostnadene for den nye transformatoren i Alt. T er beregnet å være på 1 500 kNOK/år. Bruk av nåverdimetoden gir totale drifts- og vedlikeholdskostnader for hele analyseperioden på 25 533 kNOK.

Drifts- og vedlikeholdskostnadene for ny transformator og 132 kV linje til 2 450 kNOK/år. Bruk av nåverdimetoden gir totale drifts- og vedlikeholdskostnader for hele analyseperioden på 34 817 kNOK.

Tabell 7.2 presenterer drifts- og vedlikeholdskostnadene forbundet med de to investeringsalternativene som undersøkes i oppgaven. Tabellen viser at der er Alt. T som har den laveste kostnaden. Dette følger logisk av at dette alternativet også har lavest investeringskostnader.

**Tabell 7.2 Drifts- og vedlikeholdskostnader for de tre nettkonfigurasjonene.**

	Dagens nett	Alt. T	Alt. L
<b>Drifts- og vedlikeholdskostnader [kNOK]</b>	-	25 533	34 817

### 7.1.3 Tapskostnader

Tapskostnadene er beregnet på grunnlag av teorien presentert i kapittel 2.2.4, samt en statistisk AC-lastflyt. Tabell 7.3 presenterer de totale kapitaliserte tapskostnadene over analyseperioden for de tre nettkonfigurasjonene som er undersøkt. Tabellen viser at det er nettet slik det er i dag som gir lavest tapskostnader.

**Tabell 7.3 Kapitaliserte tapskostnader for de tre nettkonfigurasjonene.**

Spenningsnivå [kV]	Kapitalisert tapskostnader [kNOK]		
	Dagens nett	Alt. T	Alt. L
420	1 346 148	1 339 743	1 326 933
300	1 333 155	1 336 083	1 346 514
132	28 877	30 170	52 367
47	316 570	331 224	298 468
<b>Totalt for linjer</b>	3 024 750	3 037 220	3 024 281
<b>Tomgangstap</b>	76 656	82 345,68	82 346
<b>Belastningstap</b>	181 906	178 654	181 581
<b>Totalt</b>	<b>3 283 311</b>	<b>3 298 219</b>	<b>3 288 207</b>
<b>Sparte tapskostnader</b>	-	<b>-14 907</b>	<b>-4 896</b>

Tabellen viser at kostnaden for tap i linjene er høyest for Alt. T, og lavest for Alt. L, men at forskjellen mellom Alt. L og dagens nett er minimal. Tabellen viser også at det er kostnaden for tap i linjene som gir det største bidraget til den totale tapskostnaden. Spenningsnivået som ut ifra tabellen anses å føre til den store forskjellen mellom de tre konfigurasjonene er 47 kV, der Alt. T har omtrent 15 MNOK høyere kostnader over 30 år enn dagens nett.

Tomgangstapet i de to investeringsalternativene er høyere enn i dagens nett. Dette henger sammen med installasjonen av en ny transformator i begge alternativene. Belastningstapene varierer noe mellom de tre modellene, men er lavest i Alt. T. Dette er en følge av at det er dette alternativet som gir lavest belastningsgrad spesielt på de to gamle transformatorene i SN1.

For detaljert beregning og beregningsgrunnlag for tapskostnader se vedlegg C.

Totalt viser tabellen at tapskostnaden går opp når det investeres i nye komponenter i nettet. I nederste rad er besparelsen i avbruddskostnader fremstilt som en mulig nyttevirksomhet av investeringen sammenlignet med dagens nett. Den er negativ for begge alternativene i denne undersøkelsen, og er dermed ingen nyttevirksomhet, men en kostnad.

#### 7.1.4 Avbruddskostnader

Avbruddskostnadene er direkte hentet fra pålitelighetsanalysen i OPAL, og er tidligere presentert i kapittel 6. Dette gir følgende kapitaliserte avbruddskostnader for hele analyseperioden:

**Tabell 7.4 Kapitalisert avbruddskostnader for de tre nettkonfigurasjonene.**

	<b>Dagens nett</b>	<b>Alt. T</b>	<b>Alt. L</b>
<b>Avbruddskostnader [kNOK]</b>	2 626 793	1 984 922	1 892 079
<b>Sparte avbruddskostnader [kNOK]</b>	-	641 871	734 714

I likhet med tapskostnadene kan også nedgang i avbruddskostnadene ved investeringer fremstilles som en nyttevirkning. Dette er presentert i nederste rad i Tabell 7.4. Tabellen viser at den største besparelsen i avbruddskostnader oppstår ved å installere en ny 132 kV linje fra SN1 til SN2, Alt. L.

## 7.2 Ikke-kvantifiserbare virkninger

### 7.2.1 Forsyningsikkerhet ved transformatorutfall i SN1 og SN2

De følgende avsnittene presenterer en del manuelt utførte og mer spesifikke undersøkelser av de ulike nettkonfigurasjonenes pålitelighet når det utelukkende sees på utfall av transformatorer i SN1 og SN2.

#### **Belastningsgrad**

Tabell 7.5 presenterer belastningsgraden på transformatorene i SN1 og SN2 slik den er før noen utfall har inntruffet. Tabellen viser at Alt. T gir lavest belastningsgrad på transformatorene i SN1 og 420/132 kV transformatorene i SN2, mens det er Alt. L som gir lavest belastningsgrad på 420/47 kV transformatorene i SN2. Belastningsgradene er ment å benyttes som en referanse når ulike kombinasjoner av transformatorutfall undersøkes i de neste avsnittene.



**Tabell 7.5 Transformatorbelastning i SN1 og SN2.**

<b>Modell</b>	<b>Transformator</b>	<b>Belastningsgrad [%]</b>
<b>Dagens nett</b>	SN1 300/47 kV	82
	SN2 420/300 kV	6
	SN2 420/132 kV	36
	SN2 420/47 kV	53
<b>Alt. T</b>	SN1 300/47 kV	59
	Ny, SN1 300/47 kV	48
	SN2 420/300 kV	7
	SN2 420/132 kV	34
	SN2 420/47 kV	51
<b>Alt. L</b>	SN1 300/47 kV	75
	Ny, SN1 300/132 kV	37
	SN2 420/300 kV	9
	SN2 420/132 kV	29
	SN2 420/47 kV	50

#### **Transformatorutfall i SN1**

I dagens situasjon er utfall av en transformator i SN1 kritisk fordi overlasten på den resterende transformatoren blir svært høy, og i en anstrengt driftssituasjon som tunglast kan det være vanskelig å få gjort tilstrekkelige omkoblinger for å kunne avlaste transformatoren slik at den ikke må kobles ut. Utfall av begge transformatorene fører til avbrudd i hele systemet og er svært kritisk.

Dersom en tredje transformator installeres i stasjonen er ikke lenger utfall av en enkelt transformator i SN1 kritisk, og ingen omkoblinger er nødvendig. Den nye konfigurasjonen tåler også at enda en transformator faller ut uten at avbrudd oppstår øyeblikkelig. Utfall av to transformatorer i stasjonen fører til en overlastsituasjon på den gjenværende transformatoren, men ved omkoblinger kan også denne situasjonen reddes.

Alt. L viser seg å ikke bedre påliteligheten ved transformatorutfall i SN1 i like stor grad som den tredje 300/47 kV transformatoren i Alt. T. Den nye linja gjør at overlasten på den gjenværende transformatorene ved utfall av en av de gamle transformatorene blir lavere enn den er i dagens nett. Det gjør at tiden til nødvendig omkobling blir noe lenger, men ved manglende omkoblingsmuligheter eller utfall av begge 300/47 kV transformatorene i SN1 vil fortsatt hele systemet oppleve avbrudd.

### **Transformatorutfall i SN2**

Transformatorutfall i SN2 påvirker belastningen på transformatorene i SN1. I dagens situasjon fører utfall av en 420/132 kV eller en 420/47 kV transformator i SN2 til at belastningen i SN1 øker slik at utfall av en transformator her fører til > 135 % belastning på den andre og dermed automatisk utkobling, og avbrudd. Utfall i SN2 gjør derfor systemet mer sårbart med tanke på potensielle utfall av en transformator i SN1. Utfall av to transformatorer i SN2 fører ikke direkte til avbrudd, men flere linjer, samt transformatorene i SN1, vil oppleve overlast, og omkobling vil være nødvendig.

Når den tredje 300/47 kV transformatoren installeres i SN1, Alt. T, forårsaker ikke lenger utfall av enten en 420/132 kV eller 420/47 kV transformator i SN2 så høy belastning i SN1 at utfall av en transformator her gir overlast, og utkobling av den andre, som igjen kan fører til avbrudd. Den nye konfigurasjonen gjør også at selv ved utfall av to transformatorer i SN2 finnes det nok kapasitet i SN1 til å tåle et utfall også i denne stasjonen uten at en kritisk situasjon oppstår.

Dersom det isteden for en tredje 300/47 kV transformator i SN1 blir installert en ny linje mellom SN1 og SN2 fører utfall av en transformator i SN2 til at belastningsgraden på transformatorene i SN1 blir så høy at utfall av én transformator gir overlast på den andre. Den nye linja eller 300/132 kV transformatoren kan kobles ut uten konsekvenser i en slik situasjon. Dette er samme konsekvens som i dagens situasjon, men den nye linja gir lavere belastningsgrad i SN1 i en utfallssituasjon, og omkoblingstida kan derfor være lenger. Ved utfall av to transformatorer i SN2 blir belastningsgraden i SN1 så høy at ikke systemet lenger kan tåle et transformatorutfall her uten å oppleve avbrudd.

Felles for de tre nettkonfigurasjonene er at ingen doble utfall av transformatorer i SN2 direkte fører til avbrudd, samt at utfall av 420/300 kV transformatoren i SN2 ikke gir noen konsekvenser for systemet.

### **Oppsummering**

Totalt viser vurderingen at når det kommer til sårbarhet for transformatorutfall er det alternativet med en 3. transformator i SN1 som er det beste og som gjør at flest transformatorer kan kobles ut i de to stasjonene uten at det oppstår avbrudd i leveringspunktene i systemet. Denne fordelene med Alt. T registreres ikke av pålitelighetsanalysen fordi flere av de potensielt alvorlige utfallene kun fører til overlast som krever omkobling og ikke overlast som gir utkobling. Når systemets muligheter til å avlaste disse komponentene er uviss er det derfor vanskelig å si noe om hvor store konsekvenser disse utfallene gir. Derfor er dette er en ikke-kvantifiserbare virkninger som legges med i vurderingen av de to alternativene.

For en mer detaljer beskrivelse av dette se vedlegg F.

### 7.2.2 Svært langvarige avbrudd

Pålitelighetsresultatene viser at de doble utfallene som bidrar mest til økte avbruddskostnader og avbruddsvarigheter er de avbruddene som involverer transformatorer. Grunnen er at disse komponentene har veldig lang reparasjonstid.

KILE-funksjonene er estimert på bakgrunn av undersøkelser der brukerne er spurt om konsekvenser av ulike avbrudd. Problemet med nøyaktigheten i disse estimatene er når avbruddene blir lenger en 24 timer, for slike avbrudd har ikke brukerne måttet forholde seg til i undersøkelsene. Dette er løst ved at brukerne kan kreve utbetaling av en viss sum for slike langvarige avbrudd. 600 kr for avbrudd inntil 24 timer, 1400 kr for avbrudd mellom 24 og 48 timer og 2700 kr for avbrudd mellom 48 og 72 timer, samt et ytterligere pålegg for hver nesten påbegynte 24 timer. Dette er antatt å være gode estimat på ekstrakostnadene som påløper ved slike avbrudd for en husholdning, men hva med de store industriene og handelsvirksomhetene som blir rammet av avbrudd? For disse vil den økonomiske konsekvensen av så langvarige avbrudd være mye større. Kostnaden for disse kundene er ikke estimert for så lange avbrudd, og det antas at KILE-funksjonene ikke dekker disse typen avbrudd på en tilstrekkelig måte. For disse avbruddene antas avbruddskostnadene å være underestimert, spesielt for enkelte kundegrupper.

For de tre modellene varierer det hvor stor andel av avbruddene som varer i mer enn 24 timer. Dette er presentert i Tabell 7.6.

**Tabell 7.6 Andel avbrudd > 24 timer for de tre nettkonfigurasjonene.**

<b>Andel avbrudd &gt; 24 timer [%]</b>	
<b>Dagnes nett</b>	54
<b>Alt. T</b>	14
<b>Alt. L</b>	38

Tabellen viser at det er dagen nett som har den høyeste andelen avbrudd med en varighet lenger enn 24 timer, mens Alt. T har den laveste andelen. Dersom det skal antas at avbruddskostnadene for avbrudd over 24 timer er underestimert og disse avbruddene tillegges en ekstra kostnad vil avbruddskostnadene i Alt. L øke mer enn i Alt. T. Utslaget av dette påvirkes i stor grad av hvilken ekstra kostnad det beregnes at slike avbrudd påfører samfunnet.

### **7.2.3 Miljøpåvirkninger**

Det antas at konsekvensene av naturinngrep i forbindelse med de to alternativene er minimale. Området rundt SN1 er eid av Statnett og benyttes per i dag ikke til noe annet enn transformatorstasjonen. Stasjonen vil bli noe større ved installasjon av en tredje transformator, men dette antas ikke å påvirke fauna eller naboer i noen merkbar grad.

Den nye 132 kV linja er antatt å skulle gå i samme trase som allerede eksisterende 300 kV linje fra SN1 til SN2. Dette gjør at heller ikke denne antas å påvirke omgivelsene. Dersom det ikke er mulig å benytte eksisterende trasé vil dette alternativet påføre omgivelsene både naturinngrep og beslaglegging av areal.

Det er heller ikke forbundet noen økte utslipp med gjennomføring av en av disse prosjektene med unntak av anleggsarbeid i en periode.

### **7.2.4 Lønnsomhet påvirket av andre prosjekter - fremtidsperspektiv**

Lønnsomheten av et prosjekt i kraftnettet påvirkes ofte av andre mulige prosjekter som kan eller skal gjennomføres. Som nevnt tidligere har Hafslund planer om at regionalnettet i regionen skal oppgraderes til 132 kV. Dersom dette gjennomføres innen en viss tidsperiode vil lønnsomheten av Alt. L øke fordi oppgraderingen da allerede er påbegynt og når oppgraderingen skjer vil det kun være nødvendig å bytte ut de to gamle transformatorene i SN1, slik at de transformerer ned til 132 kV, mens det i Alt. T vil være nødvendig å bytte alle tre. Denne virkningen på lønnsomheten av Alt. L påvirkes av tidsperspektivet til Hafslund med tanke på spenningsoppgraderingen.

I et slikt fremtidsperspektiv med tanke på spenningsoppgradering av regionalnettet til 132 kV vil også muligheten for å velge en omkoblbar transformator ((420)300/47(132)kV) i Alt. T være en løsning. Dette vil øke investeringskostnadene for transformatoren noe, men dersom spenningsoppgraderingen skjer vil en nødvendig utskiftning av denne transformatoren allerede være gjort. En slik løsning vil øke investeringskostnadene nå, men også nyttevirkningene som følger av den økte fleksibiliteten.

### **7.2.5 Reservekapasitet for andre områder**

Det anses som en positiv egenskap ved et alternativ dersom det kan gi flere positive virkninger enn de som det i hovedsak skal gi. Et eksempel på dette er for SN1 å kunne være avlastende enhet for andre nærliggende områder som kan trenge det i perioder. I Statnetts konsesjonssøknad nevnes det som en ikke-kvantifiserbar nyttevirkning av installasjonen av den tredje transformatoren i SN1 at de sørlige delene av Oslo vil kunne forsynes fra SN1 og ikke nordfra slik de gjør i dag.

Svakheter ved modellen gjør at det ikke er mulig å undersøke dette. Det antas allikevel som sannsynlig at dette er mulig dersom man benytter belastningsgraden som begrunnelse. Belastningsgraden blir så mye lavere ved installasjon av den tredje 300/47 kV transformatorene at det burde være mulig å også forsyne noen deler av Oslo-området gjennom denne transformatorstasjonen.

For Alt. L er ikke dette like aktuelt så lenge regionalnettet i Oslo ikke ligger på 132 kV. Dersom oppgraderingen til 132 kV i regionalnettet kommer langt nok vil 300/132 kV transformatoren som installeres som en tredje transformator i SN1 også kunne forsyne andre områder eller linjer enn kun den nye 132 kV linja til SN2.

Da modellen, slik den er bygget opp, ikke tillater konkret undersøkelse av situasjoner som denne vil ikke denne virkningen vektlegges like tungt som andre.

### 7.2.6 Avbrudd som rammer et større geografisk område

Som beskrevet i kapittel 2.2.5 omfatter KILE-kostnadene konsekvensene av avbrudd som rammer et større geografisk område på en dårlig måte. Det antas at de spesifikke KILE-kostnadene underestimerer denne konsekvensen. Tabell 7.7 viser hvor stor andel av alle utfall som gir avbrudd som påvirker et større område, her hele systemet, og ikke bare enkelte leveringspunkter. Tabellen viser at det er Alt. T som har størst andel avbrudd i hele systemet.

**Tabell 7.7 Andel avbrudd som rammer hele systemet.**

	<b>Andel avbrudd som rammer hele systemet [%]</b>
<b>Dagens nett</b>	64
<b>Alt. T</b>	84
<b>Alt. L</b>	27

Dersom denne konsekvensen antas underestimert i KILE-kostnadene og man antar at det skal tillegges en ekstra kostnad for disse typen avbrudd vil dette ha størst negativ konsekvens for Alt. T. Det er stor usikkerhet knyttet til disse tallene grunnet tilpasningene og justeringene gjort i modellen.

### 7.2.7 Avbrudd i sentralnettet

Utfall i sentralnettet som fører til avbrudd kan i utgangspunktet tenke seg å ramme større områder enn de som er undersøkt i denne oppgaven. Da modellen er tilpasset og justert er det uvisst i hvor stor grad utfallene i sentralnettet som skaper avbrudd skal vektlegges. Denne ikke-kvantifiserbare virkningen er derfor ikke vektlagt i totalvurderingen.

### 7.3 Totale samfunnsøkonomiske virkninger

Tabell 7.8 presenterer en oppsummering av de kvantifiserbare og de ikke-kvantifiserbare virkningene av de to investeringsalternativene sammenlignet med dagens nett.

**Tabell 7.8 Oppsummering av kvantifiserbare og ikke-kvantifiserbare virkninger.**

	<b>Dagens nett</b>	<b>Alt. T</b>	<b>Alt. L</b>
<b>Kvantifiserbare virkninger [kNOK]</b>			
<b>Investeringskostnad</b>	0	-86 134	-117 453
<b>Drifts- og vedlikeholdskostnader</b>	0	-25 533	-34 817
<b>Sparte tapskostnader</b>	0	-14 907	-4 896
<b>Sparte avbruddskostnader</b>	0	641 871	734 714
<b>Sum kvantifiserbare virkninger</b>	<b>0</b>	<b>515 296</b>	<b>577 549</b>
<b>Ikke-kvantifiserbare virkninger</b>			
<b>Økt sikkerhet ved transformatorutfall</b>	0 Utfall av én transformator i SN1 kan i dag føre til utfall av den andre. Svært påvirket av transformatorutfall i SN2.	++++ Tåler utfall av både en og to gamle transformatorer i SN1 eller SN2 uten overlast og øyeblikkelig utkobling.	+ Utfall av en transformator i SN1 eller SN2 fører til overlast, men lavere overlastgrad enn i dagens nett.
<b>Svært lange avbrudd</b>	0 Halvparten av avbruddene er > 24 timer.	+++ Betraktelig færre avbrudd > 24 timer.	+ Færre avbrudd > 24 timer.
<b>Miljøpåvirkninger</b>	0	- Utvidelse av transformatorstasjon.	- (-) Utvidelse av transformatorstasjon. (Dersom ny linje ikke kan legges i

			eksisterende trasé.)
<b>Fremtidsperspektiv</b>	0	(+) Dersom det installeres en omkoblbar transformator.	+ Dersom spenningsoppgradering av regionalnettet skjer innen kort tid.
<b>Reservekapasitet for andre områder</b>	0 SN1 har nok med å forsøke å forsyne egne områder.	++ Belastningsgraden tatt i betraktning burde SN1 nå kunne avlaste andre stasjoner i nærheten i trengende situasjoner.	0 Så lenge det ikke finnes annet regionalnett på 132 kV i nærheten vil ikke SN1 kunne avlaste andre stasjoner.
<b>Avbrudd som rammer et større geografisk område</b>	0 64 % av utfallene rammer et større geografisk område.	-- En større avdel av avbruddene påvirker et større geografisk område.	++ En mindre andel av avbruddene påvirker et større geografisk område.
<b>Avbrudd i sentralnettet</b>	Ikke vektlagt.	Ikke vektlagt.	Ikke vektlagt.
<b>Sum ikke-kvantifiserbare virkninger</b>		++++++ (+)	++++(-)

Ikke-kvantifiserbare virkninger vurderes på en skala fra - - - - (svært negativ konsekvens) til + + + + (svært positiv konsekvens).

Tabellens øverste del beskriver lønnsomhetsresultatet av de kvantifiserbare virkningene. Denne delen viser at det er Alt. L som er mest samfunnsøkonomisk lønnsomt, med omtrent 60 MNOK over hele analyseperioden sammenlignet med Alt. T. Sammenlignes de kvantifiserbare virkningene element for element viser tabellen at det er forskjellen i sparte avbruddskostnader som gjør Alt. L til det mest lønnsomme. Dette alternativet har også minst økning i tapskostnadene sammenlignet med dagens nett.

Som nevnt skal i utgangspunktet ikke hele investeringskostnaden for 300/132 kV transformatoren i Alt. L belastes dette prosjektet da den er en del av et større spenningsoppgraderingsprosjekt. Tabellen viser at en nedgang i denne kostnaden ikke vil endre hvilket alternativ som er mest lønnsomt. Resultatet av en slik fordeling vil kun være at Alt. L blir mer lønnsomt sammenlignet med Alt. T. Dersom økonomien vektlegges høyt i et prosjekt vil dette kunne gi Alt. L en fordel sammenlignet med Alt. T.

De ikke-kvantifiserbare virkningene kan ikke summeres på samme måten som de kvantifiserbare, og vurderingen av disse påvirkes av de ulike virkningene vektlegges. Vektlegges alle + og – likt uansett hvilken virkning de tilhører viser nest nederste rad i tabellen at det er Alt. T som kommer best ut når det kommer til de ikke-kvantifiserbare virkningene.

En annen metode er å verdsette de ikke-kvantifiserbare virkningene etter usikkerheten knyttet til virkningen. Av virkningene inkludert her, er det spesielt effekten av avbrudd som rammer et større geografisk område som skiller seg ut. Dette er i stor grad en virkning som kan være påvirket av tilpasninger i modellen og utfallsmetodens korrigerende tiltak tripp-next. Det hviler stor tvil rundt om omfanget av enkelt utfall er realistisk, og derfor anses det som feil å vektlegge denne virkningen i like stor grad som de andre. Også muligheten for SN1 til å fungere som avlastning for andre nærliggende stasjoner er en virkning som ikke er dypt nok undersøkt til å vektlegge den like høyt som enkelte av de andre virkningene.

Med tanke på usikkerhetsaspektet, samt fokuset i oppgaven rundt forsyningssikkerhet knyttet til en transformatorstasjon er det virkningene "Økt sikkerhet ved transformatorutfall" og "Svært lange avbrudd" som i all hovedsak er vektlagt. Dette gir en klar fordel i favør av Alt. T når det kommer til de ikke-kvantifiserbare virkningene.

For å fatte en endelig beslutning i en situasjon som denne må det fastsettes i hvor stor grad de ulike virkningen skal vektlegges. Skal man alltid velge det mest samfunnsøkonomisk lønnsomme alternativet? Eller skal Energilovens mål om rasjonell utvikling vektlegges, og derfor også de ikke-kvantifiserbare virkningene? Er økt sikkerhet knyttet til utfall av transformatorer i en kritisk stasjon verdt mer enn 60 MNOK? Dette er spørsmål som er aktuelle å avklare før man tar en endelig avgjørelse i saker som denne.



## 8 Diskusjon

Kapittelet er ment å skulle belyse de faktorer og antagelser oppgaven inneholder som anses å kunne ha en påvirkning på det endelige resultatet eller hvorfor de ikke har det.

### 8.1 Modellen

Modellen har ikke noe distribusjonsnett. Dette antas å ikke spille noen rolle for resultatene da kapasiteten i distribusjonsnettet antas å være liten og mulige reserver her antas å utgjøre lite i den store sammenhengen.

”Swing bus”-en er plassert et annet sted i den undersøkte modellen enn i den store norske modellen. Da ”swing bus”-en fungerer som en balansegenerator og derfor sender kraft ut på nettet et sted der det i virkeligheten ikke finnes noen produksjonsenhet er det mulig at kraftflyten i nettet endres noe sammenlignet med virkeligheten. Dette kan gi ulik belastningsgrad i enkelte områder eller på enkelte komponenter sammenlignet med virkeligheten. Dette kan påvirke hvilke utfall som gir avbrudd, og avbrudd som i virkeligheten ikke er realistiske kan derfor oppstå i modellen. Det antas at dette er en av grunnene til at utfall i området sør for SN1 fører til avbrudd. Selv om belastningsgraden i dette området er tilnærmet lik belastningsgraden i Hafslunds KSU er noen av linjene høyere belastet. Plasseringen av ”swing bus”-en antas derfor å kunne være med å gi flere avbrudd og høyere avbruddskostnader enn hva som er reelt i dette systemet. Dette er en av hovedårsakene til at det hviler noe usikkerhet rundt pålitelighetsresultatene.

Modelleringen av regionalnettet som laster i områder av modellen som ikke er i fokus antas i utgangspunktet å være en god tilpasning for å minimere datamengden i analysene. På en annen side viser pålitelighetsresultatene at to enkle linjer i dette området ved utfall gir avbrudd. Som kommentert i kapittel 6.1 blir disse utfallene utelukket fra pålitelighetsberegningene fordi de ikke anses som realistiske. Når disse to utfallene er utelukket antas ikke tilpasningen av dette området å påvirke pålitelighetsresultatene i noen større grad.

Som nevnt i kapittel 4.4.1 finnes det enkelte linjer i systemet som i virkeligheten er reservelinjer. Disse blir koblet inn ved behov i utfallssituasjoner. Fordi innkobling av linjer ikke er mulig i PSS/E ligger disse linjene innkoblet konstant. Etter å ha undersøkt reservelinjene viser det seg at en av disse linjene muligens påvirker resultatene i en negativ retningen i enkelte utfallssituasjoner. Linja skaper en sørlig ringforbindelse mellom SN1 og SN2. Dersom linja ikke er koblet inn er det enkelte utfall som muligens ikke vil føre til avbrudd. Mye av grunnen til dette er at utkobling av denne linja reduserer belastningen sør for SN1. Ulempen er da at belastningen i dette området ikke i like stor grad tilsvarer den Hafslund opererer med i sin kraftsystemutredning [17]. I enkelte situasjoner løser problemet seg ved at denne linja opplever overlast og kobler ut av seg selv, og andre overlastsituasjoner dermed unngås. Det er i disse situasjonene det antas at linja ikke ville blitt koblet inn i virkeligheten. At denne linja, og mulig andre av reservelinjene, ligger inne permanent antas å kunne føre til noen flere avbrudd i modellen enn hva som er reelt for systemet. Samtidig tyder andre resultater på at dersom ingen av disse reservelinjene var innkoblet ville andre utfall gitt avbrudd. Det antas at permanent innkobling av disse linjene gir flere avbrudd enn dersom linjene hadde kunne blitt koblet inn etter behov, men færre avbrudd enn hvis linjene ikke eksisterte i modellen. Beslutningen om permanent innkobling antas derfor å øke de totale avbruddskostnadene noe. At linjene er innkoblet permanent antas ikke å påvirke rangeringen av alternativene siden situasjonen er lik for alle tre konfigurasjonene.

## 8.2 Pålitelighetsanalysen

Ved å kun benytte én driftstilstand, tunglast, for hele året vil avbruddskostnadene overestimeres. Dette fordi tunglast er en svært anstrengt situasjon for nettet der flere utfall vil gi avbrudd, enn ellers i året. Hvor mange timer i året tunglastsituasjonen faktisk oppstår er med på å si noe om hvor overestimert disse kostnadene er.

Dersom generatorutfall hadde vært inkludert ville potensielt flere situasjoner vært kritiske for systemet siden den lokale produksjonen er på et tilnærmet minimum allerede. Dette kunne belyst problemstillingen på en annen måte. Utfall av den lokale produksjonen ville i enda større grad vist hvor viktig det er for systemet med pålitelig leveranse fra sentralnettet i dette området. Ved å unnlate utfall av produksjonsenheter antas det at avbruddskostnadene blir noe lavere enn de ville vært dersom disse utfallene var inkludert.

Ved ikke å inkludere utfall av høyere orden enn 2 vil en del potensielt kritiske situasjoner for systemet ikke undersøkes. Dersom flere utfall var inkludert ville avbruddskostnadene økt noe. Samtidig er sannsynligheten for disse utfallene svært liten, og bidraget til avbruddskostnadene minimalt. Det antas at dersom utfall av 3. orden, eller høyere, var inkludert ville endringen i avbruddskostnadene og andre pålitelighetsindekser vært minimal.

Avhengige feil, eller utfall, er ikke inkludert i pålitelighetsanalysen fordi datagrunnlaget for slike analyser av det aktuelle nettet er begrenset. Dersom avhengige feil hadde blitt inkludert ville antall avbrudd, årlig avbruddstid og dermed ILE og KILE blitt noe høyere enn de er slik analysen er gjennomført nå. Det antas likevel at endringen i de endelige resultatene ville vært liten. Dette i stor grad fordi sannsynligheten for fellesfeil på kraftsystemkomponenter er liten, men også fordi få av komponentene i de doble utfallene, som i følge pålitelighetsanalysen gir avbrudd, er tilknyttet hverandre på en slik måte at de kan kobles ut på grunn av en felles årsak.

I kapittel 5.2, der feilfrekvens og reparasjonstid presenteres, kommenteres det at reparasjonstidene antas å kunne være lenger i Tabell 5.1 enn de er i virkeligheten. Konsekvensen av for høye reparasjonstider er at tiden en komponent er ute av drift per avbrudd blir lenger og dermed blir ILE og KILE høyere. Det er vanskelig å si om reparasjonstidene som benyttes i denne oppgaven er for høye sammenlignet med faktiske reparasjonstider, men dersom de er det overestimerer dette avbruddskostnadene. Da det er de samme reparasjonstidene som er benyttet for alle de tre modellene, vil for høye reparasjonstider påvirke alle modellene likt, og derfor ikke påvirke rangeringen av investeringsalternativene.

Overlastgrensene som benyttes i utfallsanalysen kan kun opprettholdes i 15 minutter før komponenten kobles ut, jf. Statnetts praktisering av systemansvaret [21]. Dette tar ikke utfallsanalysen i OPAL høyde for. Dermed er det mulig at flere utfalls-kombinasjoner, som i analysen ikke gir avbrudd, fører til overlast på komponenter som etter 15 minutter ville koblet ut, og medført avbrudd. Dette innebærer at enkelte utfall som ikke gir avbrudd i analysene muligens gjør det etter 15 minutter, dersom omkoblinger og avlastninger mot andre komponenter ikke er mulig. At disse potensielle avbruddene ikke inkluderes i pålitelighetsberegningene kan være med på å underestimere de totale avbruddskostnadene.

Utfallsanalysene benytter vanlige lastflytanalyser og funksjonen tripp-next som eneste korrigerende tiltak. Dette medfører at produksjonen antas å være konstant i alle produksjonsenheter. Når systemet opplever utfall i utfallsanalysen er det flere avbrudd som oppstår fordi det testede utfallet fører til overlast i andre komponenter som derfor kobles ut av tripp-next. Det er mulig at enkelte av disse avbruddene kunne vært unngått dersom en optimal lastflyt hadde blitt kjørt og systemoperatøren ut i fra dette hadde kunnet justere produksjonen i tilgjengelige produksjonsenheter. Dermed ville linjene som koblet ut grunnet overlast ha blitt koblet inn igjen, nå uten overlast, og systemet ville ikke lenger opplevd avbrudd. Dersom et slikt korrigerende tiltak hadde vært tilgjengelig ville enkelte avbrudd blitt betraktelig kortere, og avbruddskostnadene sunket. Det antas derfor at tripp-next som korrigerende tiltak er med på å overestimere avbruddskostnadene.

Avbruddskostnadene som benyttes er konstante og beregnet med utgangspunkt i referansetidspunktet og ikke som et gjennomsnitt over året. Dette gjør at den konstante kostnaden som benyttes er høyere enn den ville vært dersom det ble benyttet et gjennomsnitt. Dette fører til at de totale avbruddskostnadene også blir høyere. Totalt er dette med på å gi høyere avbruddskostnader enn i en reel situasjon, men påvirkningen er den samme på alle de undersøkte alternativene og anses derfor ikke å være viktig.

Da den lokale produksjonen er liten antas det at PSS/E manglende støtte for øydrift ikke har påvirket resultatene i noen større grad. Hovedgrunnen til dette antas å være fordi last og produksjon ikke ligger i umiddelbar nærhet til hverandre i modellen, og dersom det skulle dannes en øy, er sannsynligheten liten for at det skal finnes både last og produksjon på øya.

### **8.3 Samfunnsøkonomisk analyse**

NVE har endret sine anbefalinger til kalkulasjonsrente fra 4,5% til 4 % på oppfordring fra Finansdepartementet [24]. En lavere kalkulasjonsrente betyr at fremtidige kostnads- og nyttevirkninger vil verdsettes høyere; verdien vil være mer lik dagens verdi. Dette betyr at alternativet med høyest årlige nyttevirkninger vil komme bedre ut, da fremtidige nyttevirkninger vil bli høyere verdsatt. På samme måte vil alternativet med høyest årlig kostnad komme dårligere ut. For begge de to alternativene i denne oppgaven gjør dette at investeringskostnadene går ned på grunn av restverdijusteringen. Samtidig går de sparte avbruddskostnadene opp for begge alternativene. Totalt øker den bedriftsøkonomiske lønnsomheten for begge alternativene med omtrent samme prosentandel.

I oppgaven er det ikke tatt høyde for å se på om de estimerte kostnadene av de nye komponentene stemmer godt for år 2010. Det er mange ulike faktorer som kan påvirke kostnadsutviklingen for komponentene, blant annet råvarepriser, lønnsutvikling, tilbud og etterspørsel og tidsforsinkelser. I kostnads katalogen [25] som er benyttet er det lagt inn et standardavvik for investeringskostnaden til 132 kV linja. Ved å inkludere avviket i kostnaden av linja øker kostnaden fra 36 360 kNOK til 42 990 kNOK. Dette endrer ikke rangeringen. Resultatene viser også at investeringskostnaden utgjør en veldig liten del av de totale kostnadene over 30 år, og spekuleringer rundt mulige feil i investeringskostnadene har lite å si for det endelige resultatet.

En av de største usikkerhetene i forbindelse med den samfunnsøkonomiske analysen er hvordan tapene utvikler seg i de tre modellene. Resultatene viser at linjetapene er betraktelig høyere i Alt. T enn de to andre modellene. Spesielt tapet på spenningsnivå 47 kV skiller seg ut. Det er undersøkt hva som skjer med lønnsomheten dersom det antas at det er noe feil med tapene i Alt. T. Dette er undersøkt ved å sette tapet i 47 kV linjene i Alt. T likt som i dagens nett. Ved å gjøre dette går sparte tapskostnader nesten i null for Alt. T, men allikevel er Alt. L mer økonomisk lønnsomt. Dette viser at det ikke er usikkerheten knyttet til beregningen av tapskostnaden som avgjør hvilket alternativ som er mest økonomisk lønnsomt.

## 9 Konklusjon

I denne oppgaven er det undersøkt hvilket, av to investeringsalternativer i tilknytning til en transformatorstasjon, som er mest samfunnsøkonomisk lønnsomt dersom reserve-mulighetene i stasjonen skal sikres.

Pålitelighetsanalyse, gjennomført ved bruk av SINTEFs OPAL-metodikk, viser at det er Alt. L som gir de laveste avbruddskostnadene. De økonomiske resultatene viser også at det i all hovedsak er avbruddskostnadene som utgjør forskjellen mellom de to alternativene. Samtidig er det disse beregningen det hviler størst usikkerhet til, og spesielt lastflyten i modellen og måten tripp-next opererer som korrigerende tiltak antas å kunne gi avvik i pålitelighetsberegningene sammenlignet med et reelt nett. Forskjellen i investeringskostnader og sparte tapskostnader sammenlignet med dagens nett har lite å si for hvilke alternativ som er mest økonomisk lønnsomt. Summen av de kvantifiserbare virkningene gir at Alt. L er det mest samfunnsøkonomiske, med en fordel på 60 MNOK sammenlignet med Alt. T.

Da NVE er pliktet til å forholde seg til Energiloven når de tar sine avgjørelser i konsesjonssaker er det aktuelt å fokusere på hvilke alternativ som også er det mest samfunnsmessig rasjonelle. Det er derfor viktig å også inkludere de ikke-kvantifiserbare virkningene av alternativene i den totale vurderingen. Av de undersøkte ikke-kvantifiserbare virkningene er det i hovedsak økt forsyningssikkerhet forbundet med utfall av transformatorer og hendelser som gir svært langvarige avbrudd, som er blitt vektlagt. Til forskjell fra den rent kvantifiserbare vurderingen, viser undersøkelsene at det er Alt. T, som gir størst forsyningssikkerhet knyttet til transformatorutfall og færrest avbrudd med varighet lenger enn 24 timer.

Alt i alt gir oppgaven innblikk i at det kan lønne seg å inkludere andre alternativer enn kun alternativer innenfor netteiers eget spenningsnivå i en investeringsprosess i kraftnettet. Et problem, som i mange tilfeller antas å kun ha en løsning på et bestemt spenningsnivå, kan ha en bedre, eller like god, løsning dersom ulike netteiere samarbeider. Dette viser at fokus på kraftsystemet som en helhet er viktig, og i stor grad kan legge grunnlaget for en rasjonell utvikling av nettet. Den endelig investeringsbeslutningen er en avveiningssak mellom hvor mye de ikke-kvantifiserbare virkningene er verdt sammenlignet med den kvantifiserbare differansen mellom alternativene.

## 10 Videre arbeid

Temaet i oppgaven er stort, og tar for deg en viktig problemstilling knyttet til utfordringer i konsesjonsprosessen. Denne oppgaven inneholder kun en liten del av alle spørsmålene knyttet til disse utfordringene, og dersom problemstillingen eller andre spørsmål knyttet til temaet skal undersøkes videre vil det være aktuelt å:

- Undersøke flere lignende case for å se om det er mulig å finne en trend.
- Forbedre modellen benyttet i denne oppgaven; Unnlate å modellere regionalnettet, ha et større fokus på korrekt lastflyt.
- Inkludere flere utfall, både av høyere orden og muligens generatorer og samleskinner.
- Inkludere flere korrigerende tiltak, som for eksempel optimal lastflyt i enkelte av utfallssituasjonene.
- Inkludere forbigående feil for å se på bidraget fra disse.
- Inkludere en lastøkning og eller flere driftstilstander.
- Benytte et simuleringsprogram som gjør det mulig å koble inn reservelinjer etter behov.
- Undersøke hvilken effekt de nye KILE-funksjonene vil ha på lønnsomheten av de to alternativene.

## Referanser

- [1] Statnett SF, "Magasinet - på nett med fremtiden.," 2013.
- [2] SINTEF Energi AS, "Tapskostnader," in *Planleggingsbok for kraftnett.*, 2010.
- [3] Olje- og energidepartementet. Energiutredningen – verdiskaping, forsyningssikkerhet og miljø. [Online].  
<http://www.regjeringen.no/nb/dep/oe/dok/NOU-er/2012/nou-2012-9/6/1/1.html?id=675461>
- [4] Olje- og energidepartementet. (1990) Lovdata. [Online].  
[http://lovdata.no/dokument/NL/lov/1990-06-29-50#KAPITTEL\\_1](http://lovdata.no/dokument/NL/lov/1990-06-29-50#KAPITTEL_1)
- [5] Olje- og energidepartementet, "Meld. St. 14, Vi bygger Norge - om utbygging av strømnettet," 2012.
- [6] Finansdepartementet, "Veileder i samfunnsøkonomiske analyser," 2005.
- [7] SINTEF Energi AS, "Grunnleggende økonomisk teori," in *Planleggingsbok for kraftnett.*, 2010.
- [8] Oddbjørn Gjerdet Gerd Kjølle, "The OPAL methodology for reliability analysis of power systems," SINTEF Energi AS, 2012.
- [9] Direktoratet for økonomistyring. Samfunnsøkonomisk analyse. [Online].  
<http://www.dfo.no/no/Styring/Samfunnsokonomisk-analyse/Hva-er-en-samfunnsokonomisk-analyse/>
- [10] SINTEF Energi AS, "Estimering av økonomisk nytteverdi," in *Planleggingsbok for kraftnett.*, 2001.
- [11] SINTEF Energi AS, "Mål og rammebetingelser," in *Planleggingsbok for kraftnett.*, 2010.
- [12] Noratel AS, "Trafoteknikk,".
- [13] Olje- og energidepartementet. (1999) Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariff; FOR 1999-03-11 nr 302. [Online]. <http://www.lovdata.no/for/sf/oe/oe-19990311-0302.html>
- [14] Norges vassdrags- og energidirektorat. (2013, Desember) Høring - forslag om endringer i forskrift om kontroll av nettvirksomheten - avsluttet.
- [15] SINTEF Energi AS, "Leveringspålitelighet," in *Planleggingsbok for kraftnett.*, 2010.
- [16] Oddbjørn Gjerde Jørn Heggset,.: SINTEF Energiforskning AS, 2002.
- [17] Hasflund Nett AS, "Kraftsystemutredning 2012-2022, Oslo, Akershus og Østfold, Hovedrapport," 2012.
- [18] Professor, Insitutt for Elkraftteknikk, NTNU Arne Nysveen, .
- [19] Norges vassdrags- og energidirektorat, "Avbrottsstatistikk 2012," 2012.
- [20] Statnett. (2006) Drift og marked. [Online]. <http://www.statnett.no/Drift-og-marked/Nedlastingssenter/Feilstatistikk/>
- [21] Statnett, "Statnetts praktisering av systemansvaret," 2013.
- [22] SSB, Seksjon for energi-og miljøstatistikk. (2010) Elektrisitet, Årstall. [Online].  
<https://www.ssb.no/energi-og-industri/statistikker/elektrisitetaar/aar/>
- [23] NVE, "Samfunnsøkonomisk analyse av energiprojekter," 2003.



- [24] Finansdepartementet. (2012) Samfunnsøkonomiske analyser. [Online]. <http://www.regjeringen.no/nb/dep/fin/dok/nouer/2012/nou-2012-16/6.html?id=700876>
- [25] SINTEF Energi AS, "Kostnadskatalog regionalnett," in *Planleggingsbokfor kraftnett*, 2010.
- [26] NVE, SINTEF, Statnett EBL, "Definisjoner knyttet til feil og avbrudd i det elektriske kraftsystemet," 2001.
- [27] Tor Morten Sneve, "Aldersfordeling for komponenter i kraftssystemet - Levetid og behov for reinvesteringer," Norges vassdrags- og energidirektorat, 2005.
- [28] Olje- og energidepartementet. Energiutredningen – verdiskaping, forsyningssikkerhet og miljø. [Online]. <http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/dok/NOU-er/2012/nou-2012-9/13/1/3.html?id=675584>
- [29] Olve Mogstad, Thor Henriksen, Øivind Håland Astrid Petterteig. (2006) Tekniske retningslinjer for tilknytning av produksjonsenheter, med maksimum aktiv effektproduksjon mindre enn 10 MW, til distribusjonsnettet, TR A6343. [Online]. [http://www.sintef.no/project/Distribution\\_2020/Publikasjoner/TR\\_A6343.01.pdf](http://www.sintef.no/project/Distribution_2020/Publikasjoner/TR_A6343.01.pdf)
- [30] Store norske leksikon. Store norske leksikon. [Online]. <http://snl.no/konsesjon/kraftanlegg>
- [31] Norges vassdrags- og energidirektorat. (2009) Energi. [Online]. <http://www.nve.no/no/energi1/kraftsystemet/kraftsystemutredninger/>
- [32] Olje- og energidepartementet. (2004) Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet; FOR-2004-11-30 nr 1557.
- [33] Statnett, "Nettutviklingsplan 2011," 2011.
- [34] Statnett. (2011) Statnett - Drift og marked. [Online]. <http://www.statnett.no/Drift-og-marked/Nedlastingscenter/Last-ned-grunndata/>

## **Vedlegg**

<b>A</b>	<b>Definisjoner og forkortelser .....</b>	<b>75</b>
<b>B</b>	<b>Investeringsspesifikasjoner .....</b>	<b>78</b>
<b>B.1</b>	<b>Alternativ T.....</b>	<b>78</b>
<b>B.2</b>	<b>Alternativ L.....</b>	<b>78</b>
<b>C</b>	<b>Tapskostnadstabeller og -beregninger.....</b>	<b>79</b>
<b>C.1</b>	<b>Kostnadstabeller for kapitaliserte tapskostnader.....</b>	<b>79</b>
<b>C.2</b>	<b>Tapsberegninger.....</b>	<b>80</b>
<b>D</b>	<b>Kostnadstabell for 132 kV linje.....</b>	<b>86</b>
<b>E</b>	<b>Pålitelighetsindekser .....</b>	<b>87</b>
<b>E.1</b>	<b>Realistiske avbrudd .....</b>	<b>87</b>
<b>E.2</b>	<b>Inkludert antatt urealistiske avbrudd.....</b>	<b>93</b>
<b>E.3</b>	<b>Avbruddsfrekvens.....</b>	<b>99</b>
<b>E.4</b>	<b>Årlig avbruddsvarighet.....</b>	<b>100</b>
<b>F</b>	<b>Forsyningssikkerhet ved transformatorutfall, detaljert .....</b>	<b>101</b>
<b>F.1</b>	<b>Utfall i SN1 .....</b>	<b>101</b>
<b>F.2</b>	<b>Utfall SN2 .....</b>	<b>103</b>

## A Definisjoner og forkortelser

De fleste definisjonene i listen er hentet fra *Definisjoner knyttet til feil og avbrudd i det elektriske kraftsystemet* [26] utarbeidet av *Referansegruppe feil og avbrudd*. Publikasjonen kan lastes ned fra [www.fasit.no](http://www.fasit.no). Unntak er merket med egen referanse til kilde.

### Definisjoner

<b>Belastningsgrad</b>	Forholdet mellom elektrisk strømbelastning og termisk grenselast [27]
<b>Feilfrekvens</b>	Antall feil i en gitt tidsperiode. Forstås som antall feil per år eller sannsynligheten for feil.
<b>Frivillig utsettelse</b>	Akkumulert tid som følge av administrative forhold fører til forsinket innkobling eller reparasjon.
<b>Leveringspålitelighet</b>	Kraftsystemets evne til å levere elektrisk energi til sluttbruker. Leveringspåliteligheten beskriver tilgjengeligheten av elektrisk energi og er knyttet til hyppigheten og varigheten av avbrudd(varslet og ikke varslet). Leveringspåliteligheten må ikke forveksles med begreper leveringssikkerhet, som er knyttet til tilgangen på energi fra produksjonssystemet [15].
<b>Tunglast</b>	Omtales ofte som maksimallast. Defineres som den timen/de timene i løpet av året da det elektriske forbruket er høyest [28].
<b>N-1</b>	Som <i>driftskriterium</i> betyr N-1 at nettet og kraftsystemet for øvrig må drives på en slik måte at ingen forbrukere mister forsyningen selv om en enkeltkomponent får feil. I praksis betyr det at det til enhver tid må være ledig kapasitet i nett eller produksjonsanlegg tilsvarende den største enheten som kan få feil [3].
<b>Øydrift</b>	Øydrift er en tilstand der en eller flere produksjonsenheter forsyner en del av kraftnettet som er isolert fra hovednettet. Øydrift kan være planlagt eller uønsket [29].
<b>Driftsforstyrrelse</b>	Utløsning, påtvungen eller utilsiktet utkobling, eller mislykket innkobling som følge av feil i kraftsystemet.
<b>Utfall</b>	Utløsning, påtvungen eller utilsiktet utkobling som medfører at en enhet ikke transporterer eller leverer elektrisk energi.

<b>Utetid</b>	Tid fra utfall til enheten igjen er driftsklar.
<b>Feil</b>	Tilstand der en enhet har manglende eller nedsatt evne til å utføre sin funksjon.
<b>Varig feil</b>	Feil hvor korrigerende vedlikehold er nødvendig.
<b>Forbigående feil</b>	Feil hvor korrigerende vedlikehold ikke er nødvendig.
<b>Fellesfeil</b>	To eller flere primærfeil med en og samme feilårsak.
<b>Reparasjonstid</b>	Tid fra reparasjon starter, medregnet nødvendig feilsøking, til en enhets funksjon(er) er gjenopprettet og den er driftsklar.
<b>Avbrudd</b>	Tilstand der karakterisert ved uteblitt eller redusert levering av elektrisk energi til én eller flere sluttbrukere, hvor forsynings- spenningen er under 1 % av kontraktsmessig avtalt spenning.
<b>Avbruddsvarighet</b>	Tid fra avbrudd inntreer til sluttbruker igjen har spenning over 90 % av kontraktsmessig avtalt spenning.
<b>Ikke levert energi (ILE)</b>	Beregnet mengde energi som ville ha blitt levert til sluttbruker dersom svikt i leveringen ikke hadde inntruffet.
<b>Sluttbruker</b>	Kjøper av elektrisk energi som ikke selger denne videre.
<b>Leveringspunkt</b>	Punkt i nettet der elektrisk energi utveksles.
<b>Konsesjon</b>	<p>Norsk lovgivning krever spesiell tillatelse - konsesjon - før bygging av kraftanlegg ut over en viss størrelse kan settes i gang. Det gjelder alle former for kraftanlegg, enten det dreier seg om distribusjon (linjer) eller kraftproduksjonsanlegg. For at en konsesjon skal kunne gis forutsettes det at fordelene med utbyggingen er større enn de totale ulempene for samfunnet. I disse vurderingene spiller virkningene på miljøet en særlig viktig rolle.</p> <p>Søknadene er underlagt offentlig behandling og er fullt ut tilgjengelig for offentligheten under hele saksbehandlingsprosessen, som ofte inkluderer flere høringsrunder. Avhengig av tiltakets størrelse vil konsesjonssøknaden bli avgjort av Norges vassdrags- og energidirektorat eller Olje- og energidepartementet. Store eller kontroversielle saker kan bli avgjort av Stortinget. Dette gjelder fremfor alt dersom det gjelder vannkraftutbygging med omfattende reguleringer [30].</p>

---

**Kraftsystemutredning:** Kalt KSU. Kraftsystemutredningene beskrives dagens kraftnett, framtidige overføringsforhold, samt forventede netttiltak og -investeringer. I tillegg framstilles effekt- og energibalanse, og data for produksjon, overføring og forbruk av energi.

Utredningen beskriver også ulike alternativ for utvikling i behov for overføringskapasitet, med tilhørende forenklete samfunnsøkonomiske vurderinger av de mulige investeringene. Videre gir utredningen vurderinger av dagens nivå av forsyningsikkerhet, tilgjengelig nettkapasitet for innmating av ny produksjon, samt forbrukerfleksibilitet og utvikling av andre energibærere enn elektrisitet [31].

---

## B Investeringsspesifikasjoner

I dette vedlegget presenteres spesifikasjoner for komponentene som legges til i modellen i PSS/E i de to investeringsalternativene; transformatoren og seriereaktorene i Alt. T, og linje og transformator i Alt. L.

### B.1 Alternativ T

Transformatoren som installeres i SN1 i Alt. T har følgende spesifikasjoner i PSS/E.

Spenningsnivå [kV]	R [p.u.]	X [p.u.]	Kapasitet [MVA]
300/47	0,005	0,12	200

Og seriereaktoren:

Qmin [Mvar]	Qmax [Mvar]
-18	30

### B.2 Alternativ L

132 kV linja som installeres i Alt. L har følgende spesifikasjoner i PSS/E:

R [ohm]	X [ohm]	Lengde [km]	Kapasitet [MW]	Type
2	0,0628	30	237,1	3x1xAL59-454

Og 300/132 kV transformatoren:

Spenningsnivå [kV]	R [pu]	X [pu]	Kapasitet [MVA]
300/132	0,005	0,12	250

## C Tapskostnadstabeller og -beregninger

### C.1 Kostnadstabeller for kapitaliserte tapskostnader

Vedlegget inneholder kostnadstabeller for å beregne kostnaden av de elektriske tapene i systemet. For den aktuelle modellen er det kun første rad med utgangspunkt i januar 2011 som er aktuell.

**Tabell 0.1 Kapitalisert ekvivalent kostand av tap  $K_{pekv}$  [kr/kW] (analyseperiode 30 år, 4,5% kalkulasjonsrente, kostnadsnivå januar 2011) [2]**

Nivå	2	3	4	5	6
	transformator	300(420)kV	transformator	132-66 kV	transformator
$T_t$	2400	2400	2400	2400	2400
<b>2011</b>	17750	18300	20600	21550	23050
<b>2012</b>	17850	18400	20700	21650	23150
<b>2013</b>	18000	18550	20850	21800	23300
<b>2014</b>	18150	18700	21000	21950	23450
<b>2015</b>	18250	18800	21100	22050	23550

**Tabell 0.2 Kapitalisert ekvivalent kostand av tomgangstap  $K_{Tpekv}$  [kr/kW] (analyseperiode 30 år, 4,5% kalkulasjonsrente, kostnadsnivå januar 2011) [2]**

Nivå	2	3	4	5	6
	transformator	300(420)kV	transformator	132-66 kV	transformator
$T_t$	8760	8760	8760	8760	8760
<b>2011</b>	54050	54600	56900	57850	59350
<b>2012</b>	54300	54850	57150	58100	59600
<b>2013</b>	54600	55150	57450	58400	59900
<b>2014</b>	54850	55400	57700	58650	60200
<b>2015</b>	55000	55500	57850	58800	60350

## C.2 Tapsberegninger

### Dagens nett

Tabell 0.3 viser de kapitaliserte tapkostnadene for linjene og kablene i nettet slik nettsituasjonen er i dag. Kostnadene er kapitalisert for hele analyseperioden på 30 år og hentet fra *Planleggingsbok for Kraftnett* [2].

**Tabell 0.3 Kapitaliserte tapkostnader for tap i linjer, dagens nett.**

Spenningsnivå [kV]	Tap [MW]	Kapitalisert tapkostnad [kr/kW]*	Totalt [kNOK]
420	73,56	18 300	1 346 148
300	72,85	18 300	1 333 155
132	1,34	21 550	28 877
47	14,69	21 550	316 570
	<b>162,44</b>		<b>3 024 750</b>

\* 30 år, 4,5 %, kostnadsnivå 2011, referanseår 2011, brukstid for tap 2400 timer/år

Tabell 0.4 viser belastnings- og tomgangstapene for de aktuelle transformatorene, samt belastningsgraden og transformatorens kapasitet. Belastningstapet er beregnet med formel(2.8) kapittel 2.2.4.

**Tabell 0.4 Belastnings- og tomgangstap i aktuelle transformatorer, dagens nett.**

Navn	Belastningsgrad k [%/100]	Er[%]	S <sub>N</sub> [MVA]	Belastnings- tap [kW]	Tomgangs- tap P <sub>0</sub> [kW]
SN3T1	0,46	0,26	300	165,048	137,1
SN3T2	0,41	0,24	300	121,032	137,1
SN2T420-45a	0,53	0,27	250	189,6075	100
SN2T420-45b	0,53	0,27	250	189,6075	100
SN2T420-132a	0,36	0,3	300	116,64	86,5
SN2T420-132b	0,36	0,3	300	116,64	86,5
SN2T420-300	0,07	0,3	600	8,82	100
SN1T1	0,82	0,33	160	355,0272	100
SN1T2	0,82	0,33	160	355,0272	100
SN4T	0,84	0,31	1000	2187,36	100
SN5T	0,3	0,26	1000	234	100
SN6T1	0,66	0,5	1100	2395,8	100
SN6T2	0,66	0,5	1100	2395,8	100
<b>Sum</b>				<b>8830,4</b>	<b>1347,2</b>



Ved å benytte summene for belastings- og tomgangstap i Tabell 0.4 er den kapitaliserte kostnaden av disse tapene beregnet og presentert i Tabell 0.5.

**Tabell 0.5 Kapitaliserte tapskostnader for aktuelle transformatorer, dagens nett.**

	<b>Tap [MW]</b>	<b>Kapitalisert tapskostnad [kr/kW]</b>	<b>Kostnad [kNOK]</b>
<b>Tomgangstap</b>	1,3472	56 900*	76 655,68
<b>Belastningstap</b>	8,8304	20 600**	181 906,24
<b>Sum</b>			258 561,92

\* 30 år, 4,5 %, kostnadsnivå 2011, referanseår 2011, brukstid for tap 8760 timer/år

\*\* 30 år, 4,5 %, kostnadsnivå 2011, referanseår 2011, brukstid for tap 2400 timer/år

Totalt gir dette følgende kapitaliserte tapskostnad for dagens nett over hele analyseperioden:

<b>Tapskostnad linjer</b>	3 024 750
<b>Tapskostnad transformatorer</b>	258 561
<b>Total tapskostnad [kNOK]</b>	3 283 311

## Alternativ T

I Tabell 0.6 presenteres de kapitaliserte tapkostnadene for linjene i systemet slik de er når en tredje transformator er installert i SN1. Tabellen viser at linjetapene har gått opp sammenlignet med i dagens nett.

**Tabell 0.6 Kapitaliserte tapkostnader for tap i linjer, Alt. T.**

Spenningsnivå [kV]	Tap [MW]	Kapitalisert tapkostnad [kr/kW]*	Totalt [kNOK]
420	73,21	18 300	1 339 743
300	73,01	18 300	1 336 083
132	1,4	21 550	30 170
47	15,37	21 550	331 224
	162,99		3 037 220

\*30 år, 4,5 %, kostnadsnivå 2011, referanseår 2011, brukstid for tap 2400 timer/år

Tabell 0.7 viser belastnings- og tomgangstapene for de aktuelle transformatorene i systemet, samt belastningsgraden og transformatorens kapasitet. Den tredje transformatoren i SN1 heter SN1T3 i tabellen. Belastningstapet er beregnet med formel (2.8) fra kapittel 2.2.4.

**Tabell 0.7 Belastnings- og tomgangstap i aktuelle transformatorer, Alt. T.**

Navn	Belastningsgrad k [%/100]	Er[%]	S <sub>N</sub> [MVA]	Belastnings- tap [kW]	Tomgangs- tap P <sub>0</sub> [kW]
SN3T1	0,46	0,26	300	165,048	137,1
SN3T2	0,4	0,24	300	115,2	137,1
SN2T420-45a	0,51	0,27	250	175,5675	100
SN2T420-45b	0,51	0,27	250	175,5675	100
SN2T420-132a	0,34	0,3	300	104,04	86,5
SN2T420-132b	0,34	0,3	300	104,04	86,5
SN2T420-300	0,07	0,3	600	8,82	100
SN1T1	0,59	0,33	160	183,7968	100
SN1T2	0,59	0,33	160	183,7968	100
SN4T	0,86	0,31	1000	2292,76	100
SN5T	0,3	0,26	1000	234	100
SN6T1	0,66	0,5	1100	2395,8	100
SN6T2	0,66	0,5	1100	2395,8	100
SN1T3	0,48	0,3	200	138,24	100
<b>Sum</b>				8672,5	1447,2

De totale belastnings- og tomgangstapene presentert nederst i Tabell 0.7 multipliseres med en kapitalisert tapskostnad. Den totale kapitaliserte kostnaden av tap i transformatorene er presentert i Tabell 0.8.

**Tabell 0.8 Kapitaliserte tapskostnader for aktuelle transformatorer Alt. T.**

	<b>Tap [MW]</b>	<b>Kapitalisert tapskostnad [kr/kW]</b>	<b>Kostnad [kNOK]</b>
<b>Tomgangstap</b>	1,4472	56 900*	82 345,68
<b>Belastningstap</b>	8,6725	20 600**	178 653,5
<b>Sum</b>			260 999,18

\* 30 år, 4,5 %, kostnadsnivå 2011, referanseår 2011, brukstid for tap 8760 timer/år

\*\* 30 år, 4,5 %, kostnadsnivå 2011, referanseår 2011, brukstid for tap 2400 timer/år

I et samfunnsøkonomisk perspektiv vil nedgangen i tapskostnader ved investeringer i nettet være ansett som en nyttevirkning av investeringen, eller en kostnad dersom tapene blir større. I Tabell 0.9 presenteres differansen mellom de kapitaliserte tapskostnadene for dagens nett og Alt. T. Tabellen viser at tapene blir større når den nye transformatoren i SN1 installeres.

**Tabell 0.9 Endring i kapitaliserte tapskostnader, Alt. T.**

	<b>Nyttevirkning [kNOK]</b>
<b>Tapskostnad dagens nett</b>	3 283 311,42
<b>Tapskostnad Alt. T</b>	- 3 298 218,68
<b>Sparte tapskostnader</b>	-14 907,26

## Alternativ L

Tabell 0.10 presenterer de kapitaliserte tidskostnadene for linjer og kabler i systemet etter at en ny 132 kV linjer er installert fra SN1 til SN2. Tabellen viser at linjetapene har gått noe ned sammenlignet med dagens nett.

**Tabell 0.10 Kapitaliserte tapskostnader for tap i linjer, Alt. L.**

Spenningsnivå [kV]	Tap [MW]	Kapitalisert tapskostnad [kr/kW]*	Totalt [kNOK]
420	72,51	18 300	1 326 933
300	73,58	18 300	1 346 514
132	2,43	21 550	52 367
47	13,85	21 550	298 468
	162,37		3 024 281

\*30 år, 4,5 %, kostnadsnivå 2011, referanseår 2011, brukstid for tap 2400 timer/år

Tabell 0.11 viser grunnlaget for å beregne tapskostnader i aktuelle transformatorer i systemet. Formel (2.8) ligger til grunne for beregning av belastningstapet. Den nye 300/132 kV transformatoren i SN1 ligger nederst i tabellen under navnet SN1T3.

**Tabell 0.11 Belastnings- og tomgangstap i aktuelle transformatorer, Alt. L.**

Navn	Belastningsgrad k [%/100]	Er[%]	S <sub>N</sub> [MVA]	Belastnings- tap [kW]	Tomgangs- tap P <sub>0</sub> [kW]
SN3T1	0,46	0,26	300	165,048	137,1
SN3T2	0,4	0,24	300	115,2	137,1
SN2T420-45a	0,5	0,27	250	168,75	100
SN2T420-45b	0,5	0,27	250	168,75	100
SN2T420-132a	0,29	0,3	300	75,69	86,5
SN2T420-132b	0,29	0,3	300	75,69	86,5
SN2T420-300	0,09	0,3	600	14,58	100
SN1T1	0,75	0,33	160	297	100
SN1T2	0,75	0,33	160	297	100
SN4T	0,86	0,31	1000	2292,76	100
SN5T	0,31	0,26	1000	249,86	100
SN6T1	0,66	0,5	1100	2395,8	100
SN6T2	0,66	0,5	1100	2395,8	100
SN1T3	0,37	0,3	250	102,675	100
				8814,6	1447,2

Fra Tabell 0.11 hentes de totale tomgangs- og belastningstapene for de aktuelle transformatorene. Disse verdiene multipliseres med den kapitaliserte tapskostnaden for det aktuelle tapet. De totale kapitaliserte tapskostnadene for de aktuelle transformatorene i nettet er presentert i Tabell 0.12. Tabellen viser at transformator-tapene har gått opp sammenlignet med både dagens nett og Alt. T. Dette er en

konsekvens av at den nye 300/132 kV transformatoren bidrar med et tomgangstap, samt at belastningsgraden i de opprinnelige SN1-transformatorene ikke er like lav som i Alt. T.

**Tabell 0.12 Kapitaliserte tapkostnader for aktuelle transformatorer, Alt. L.**

	<b>Tap [MW]</b>	<b>Kapitalisert tapkostnad [kr/kW]</b>	<b>Kostnad [kNOK]</b>
<b>Tomgangstap</b>	1,4472	56 900*	82 345,68
<b>Belastningstap</b>	8,8146	20 600**	181 580,76
<b>Sum</b>			263 926,44

\* 30 år, 4,5 %, kostnadsnivå 2011, referanseår 2011, brukstid for tap 8760 timer/år

\*\* 30 år, 4,5 %, kostnadsnivå 2011, referanseår 2011, brukstid for tap 2400 timer/år

Sammenlignet med dagens nett går tapkostnadene noe opp. Differansen i kapitaliserte avbruddskostnader presenteres i Tabell 0.13. Differansen vil fremstå som en kostnad i beregningen av prosjektets samfunnsøkonomiske lønnsomhet.

**Tabell 0.13 Endring i kapitaliserte tapkostnader, Alt. L.**

	<b>Nyttevirkning [kNOK]</b>
<b>Tapkostnad dagens nett</b>	3 283 311,42
<b>Tapkostnad Alt. L</b>	- 3 288 207,44
<b>Sparte tapkostnader</b>	- 4 896,02

## D Kostnadstabell for 132 kV linje

Vedlegget inneholder kostnadsestimater for 132 kV linja hentet fra *Planleggingsbok for Kraftnett* [25].

Tabell 0.14 72,5 og 145 kV luftlinjer - gjennomsnittlige kostnader ved nybygg [25].

	Materiell [kNOK/km]	El.montasje [kNOK/km]	Anleggsarbeid [kNOK/km]	Andre [kNOK/km]	Totalt [kNOK/km]
Gjennomsnitt	433	38	674	117	1212
Standardavvik	104	-	367	37	221

## E Pålitelighetsindekser

Vedlegget inneholder resultater fra pålitelighetsanalysen i OPAL der bidraget fra alle de undersøkte utfallene er inkludert, også de to sentralnetts-linjene som skaper urealistiske avbrudd.

### E.1 Realistiske avbrudd

I dette vedlegget ligger tabeller som ikke holder alle pålitelighetsindeksene for de undersøkte leveringspunktene i systemet, der kun de avbruddene som anses som realistiske ser inkludert.

### Dagens nett

Tabell 0.15 Årlige pålitelighetsindekser, dagens nett.

LP	$\lambda$ [avb./år]	U [t/år]	r [t/avb]	Pavb. [MW/år]	ILE [MWh/år]	KILE [kNOK/år]	ILE % av årlig forbruk	Årlig forbruk [MWh]
1	0,1417	2,4178	17,0635	1,7448	29,7687	268	0,0276	107871
2	0,1417	2,4173	17,0610	1,0115	17,2570	1 026	0,0276	62538
3	0,1637	4,0571	24,7904	4,3810	108,6053	6 068	0,0463	234505
4	0,1417	2,4173	17,0610	4,0458	69,0255	4 104	0,0276	250142
5	0,1417	2,4178	17,0634	3,9194	66,8726	3 976	0,0276	242319
6	0,1417	2,4179	17,0633	1,1380	19,4169	1 155	0,0276	70352
7	0,1417	2,4179	17,0633	3,3204	56,6575	3 369	0,0276	205273
8	0,1417	2,4173	17,0610	3,7929	64,7107	3 848	0,0276	234505
9	0,1417	2,4178	17,0635	3,0868	52,6659	3 132	0,0276	190845
10	0,1417	2,4173	17,0610	1,1666	19,9039	1 184	0,0276	72130
11	0,1417	2,4184	17,0661	4,8051	82,0043	4 876	0,0276	297043
12	0,1417	2,4178	17,0635	3,1608	53,9282	3 207	0,0276	195418
13	0,1486	2,5331	17,0466	3,4476	58,7673	3 495	0,0289	203241
14	0,1417	2,4173	17,0610	1,5172	25,8843	233	0,0276	93802
15	0,1417	2,4173	17,0610	1,8964	32,3553	291	0,0276	117253
16	0,1417	2,4178	17,0635	5,9426	101,3987	6 029	0,0276	367394
17	0,1417	2,4178	17,0635	4,4253	75,5067	4 490	0,0276	273592
18	0,1500	6,8703	45,8122	7,1027	325,3913	16 995	0,0784	414891
19	0,1417	2,4180	17,0632	1,4766	25,1940	953	0,0276	91279
20	0,1417	2,4180	17,0632	1,8967	32,3627	1 224	0,0276	117253
21	0,1417	2,4173	17,0610	3,1607	53,9248	3 207	0,0276	195418
22	0,1417	2,4179	17,0631	2,9083	49,6227	2 951	0,0276	179790
23	0,1417	2,4178	17,0635	2,2145	37,7840	340	0,0276	136910
24	0,1417	2,4178	17,0635	1,9461	33,2046	299	0,0276	120319
25	0,1417	2,4178	17,0635	2,8338	48,3494	435	0,0276	175200
26	0,1417	2,4178	17,0635	2,8338	48,3494	435	0,0276	175200
27	0,1417	2,4174	17,0605	2,0230	34,5126	2 052	0,0276	125067

<b>28</b>	0,1417	2,4174	17,0604	3,0345	51,7703	3 078	0,0276	187604
<b>29</b>	0,1417	2,4174	17,0604	1,8966	32,3565	1 924	0,0276	117253
<b>30</b>	0,1417	2,4180	17,0620	2,1499	36,6805	2 181	0,0276	132889
<b>31</b>	0,1417	2,4179	17,0632	1,1380	19,4169	1 155	0,0276	70352
<b>32</b>	0,1417	2,4179	17,0631	1,8967	32,3622	1 924	0,0276	117253
<b>33</b>	0,1417	2,4180	17,0621	2,9086	49,6262	2 951	0,0276	179790
<b>34</b>	0,1417	2,4173	17,0608	2,5287	43,1417	2 565	0,0276	156340
<b>35</b>	0,1417	2,4173	17,0610	2,0228	34,5116	2 052	0,0276	125067
<b>36</b>	0,1777	5,4804	30,8375	4,9160	151,5945	8 234	0,0626	242319
<b>37</b>	0,1777	5,4804	30,8375	3,0130	92,9142	5 046	0,0626	148517
<b>38</b>	0,1417	2,4173	17,0610	1,6435	28,0405	1 667	0,0276	101616
<b>39</b>	0,1417	2,4173	17,0610	2,9079	49,6123	2 950	0,0276	179790
<b>40</b>	0,1417	2,4181	17,0632	3,5406	60,4110	3 592	0,0276	218869
<b>41</b>	0,1417	2,4179	17,0632	3,6668	62,5627	3 720	0,0276	226691
<b>42</b>	0,1417	2,4179	17,0631	3,7932	64,7209	3 848	0,0276	234505
<b>43</b>	0,1417	2,4179	17,0632	3,1609	53,9307	3 207	0,0276	195418
<b>44</b>	0,1417	2,4178	17,0635	0,6322	10,7860	641	0,0276	39087
<b>45</b>	0,1417	2,4181	17,0631	0,6323	10,7890	408	0,0276	39087
<b>46</b>	0,1417	2,4181	17,0631	0,5875	10,0248	379	0,0276	36319
<b>47</b>	0,1417	2,4178	17,0635	3,6666	62,5598	3 720	0,0276	226691
<b>48</b>	0,1417	2,4173	17,0610	2,4021	40,9826	2 437	0,0276	148517
<b>49</b>	0,1417	2,4173	17,0610	2,1494	36,6702	2 181	0,0276	132889
<b>50</b>	0,1417	2,4173	17,0610	2,6550	45,2975	2 694	0,0276	164154
<b>51</b>	0,1417	2,4173	17,0610	2,1707	37,0352	2 202	0,0276	134212
<b>52</b>	0,1417	2,4173	17,0610	3,0343	51,7685	3 078	0,0276	187604
<b>53</b>	0,1417	2,4173	17,0610	1,7701	30,1991	1 796	0,0276	109439
<b>54</b>	0,1417	2,4173	17,0610	1,3908	23,7281	1 411	0,0276	85988
<b>55</b>	0,1417	2,4173	17,0610	2,4021	40,9826	2 437	0,0276	148517
<b>56</b>	0,1417	2,4173	17,0610	2,5286	43,1413	2 565	0,0276	156340
<b>57</b>	0,1417	2,4173	17,0610	1,2643	21,5694	1 283	0,0276	78165
<b>58</b>	0,1417	2,4173	17,0610	0,1264	2,1562	128	0,0276	7814
<b>59</b>	0,1417	2,4173	17,0610	3,0343	51,7685	3 078	0,0276	187604
<b>60</b>	0,1417	2,4173	17,0610	0,3793	6,4711	385	0,0276	23451
<b>61</b>	0,1417	2,4178	17,0635	0,6954	11,8648	706	0,0276	42994
<b>62</b>	0,1417	2,4173	17,0610	41,0885	701,0121	41 684	0,0276	2540400
<b>63</b>	0,1417	2,4173	17,0610	171,4383	2924,913	173 923	0,0276	10599600



## Alternativ T

Tabell 0.16 Årlige pålitelighetsindekser, Alt. T.

LP	$\lambda$ [avb./år]	U [t/år]	r [t/avb]	Pavb. [MW/år]	ILE [MWh/år]	KILE [kNOK/år]	ILE % av årlig forbruk	Årlig forbruk [MWh]
1	0,1037	1,7403	16,7815	1,2770	21,4296	193	0,0199	107871
2	0,1037	1,7403	16,7815	0,7403	12,4238	741	0,0199	62538
3	0,1257	3,3794	26,8949	3,3637	90,4672	4 998	0,0386	234505
4	0,1037	1,7403	16,7815	2,9612	49,6933	2 964	0,0199	250142
5	0,1037	1,7403	16,7815	2,8686	48,1394	2 872	0,0199	242319
6	0,1037	1,7403	16,7813	0,8329	13,9763	834	0,0199	70352
7	0,1037	1,7403	16,7813	2,4301	40,7803	2 433	0,0199	205273
8	0,1037	1,7403	16,7815	2,7761	46,5870	2 779	0,0199	234505
9	0,1037	1,7403	16,7815	2,2592	37,9135	2 262	0,0199	190845
10	0,1037	1,7403	16,7815	0,8539	14,3294	855	0,0199	72130
11	0,1037	1,7415	16,7880	3,5172	59,0482	3 522	0,0199	297043
12	0,1037	1,7403	16,7815	2,3134	38,8219	2 316	0,0199	195418
13	0,1106	1,8555	16,7764	2,5661	43,0505	2 568	0,0212	203241
14	0,1037	1,7403	16,7813	1,1105	18,6350	168	0,0199	93802
15	0,1037	1,7403	16,7813	1,3881	23,2938	210	0,0199	117253
16	0,1037	1,7403	16,7815	4,3492	72,9868	4 354	0,0199	367394
17	0,1037	1,7403	16,7815	3,2388	54,3520	3 242	0,0199	273592
18	0,1120	6,1930	55,3125	5,3028	293,3109	15 103	0,0707	414891
19	0,1037	1,7404	16,7813	1,0807	18,1351	687	0,0199	91279
20	0,1037	1,7404	16,7813	1,3882	23,2954	883	0,0199	117253
21	0,1037	1,7403	16,7815	2,3134	38,8219	2 316	0,0199	195418
22	0,1037	1,7404	16,7807	2,1286	35,7194	2 131	0,0199	179790
23	0,1037	1,7403	16,7815	1,6207	27,1986	245	0,0199	136910
24	0,1037	1,7403	16,7815	1,4243	23,9026	215	0,0199	120319
25	0,1037	1,7403	16,7815	2,0740	34,8053	314	0,0199	175200
26	0,1037	1,7403	16,7815	2,0740	34,8053	314	0,0199	175200
27	0,1037	1,7405	16,7804	1,4807	24,8472	1 482	0,0199	125067
28	0,1037	1,7405	16,7803	2,2211	37,2717	2 223	0,0199	187604
29	0,1037	1,7404	16,7805	1,3882	23,2948	1 390	0,0199	117253
30	0,1037	1,7407	16,7790	1,5736	26,4038	1 575	0,0199	132889
31	0,1037	1,7404	16,7809	0,8329	13,9768	834	0,0199	70352
32	0,1037	1,7404	16,7807	1,3882	23,2949	1 390	0,0199	117253
33	0,1037	1,7406	16,7792	2,1290	35,7225	2 131	0,0199	179790
34	0,1037	1,7405	16,7808	1,8509	31,0595	1 853	0,0199	156340
35	0,1037	1,7403	16,7813	1,4806	24,8461	1 482	0,0199	125067
36	0,1397	4,8026	34,3760	3,8646	132,8492	7 128	0,0548	242319
37	0,1397	4,8027	34,3756	2,3686	81,4231	4 369	0,0548	148517
38	0,1037	1,7403	16,7813	1,2030	20,1874	1 204	0,0199	101616

<b>39</b>	0,1037	1,7403	16,7813	2,1284	35,7177	2 131	0,0199	179790
<b>40</b>	0,1037	1,7405	16,7812	2,5914	43,4860	2 594	0,0199	218869
<b>41</b>	0,1037	1,7403	16,7812	2,6837	45,0356	2 687	0,0199	226691
<b>42</b>	0,1037	1,7403	16,7811	2,7762	46,5882	2 779	0,0199	234505
<b>43</b>	0,1037	1,7403	16,7812	2,3135	38,8227	2 316	0,0199	195418
<b>44</b>	0,1037	1,7403	16,7815	0,4627	7,7651	463	0,0199	39087
<b>45</b>	0,1037	1,7406	16,7811	0,4628	7,7664	294	0,0199	39087
<b>46</b>	0,1037	1,7406	16,7811	0,4300	7,2164	274	0,0199	36319
<b>47</b>	0,1037	1,7403	16,7815	2,6836	45,0346	2 687	0,0199	226691
<b>48</b>	0,1037	1,7403	16,7815	1,7582	29,5045	1 760	0,0199	148517
<b>49</b>	0,1037	1,7403	16,7815	1,5731	26,3999	1 575	0,0199	132889
<b>50</b>	0,1037	1,7403	16,7815	1,9433	32,6109	1 945	0,0199	164154
<b>51</b>	0,1037	1,7403	16,7815	1,5888	26,6626	1 591	0,0199	134212
<b>52</b>	0,1037	1,7403	16,7815	2,2209	37,2696	2 223	0,0199	187604
<b>53</b>	0,1037	1,7403	16,7815	1,2955	21,7412	1 297	0,0199	109439
<b>54</b>	0,1037	1,7403	16,7815	1,0179	17,0825	1 019	0,0199	85988
<b>55</b>	0,1037	1,7403	16,7815	1,7582	29,5045	1 760	0,0199	148517
<b>56</b>	0,1037	1,7403	16,7815	1,8508	31,0585	1 853	0,0199	156340
<b>57</b>	0,1037	1,7403	16,7815	0,9253	15,5284	926	0,0199	78165
<b>58</b>	0,1037	1,7403	16,7815	0,0925	1,5523	93	0,0199	7814
<b>59</b>	0,1037	1,7403	16,7815	2,2209	37,2696	2 223	0,0199	187604
<b>60</b>	0,1037	1,7403	16,7815	0,2776	4,6587	278	0,0199	23451
<b>61</b>	0,1037	1,7403	16,7815	0,5090	8,5412	510	0,0199	42994
<b>62</b>	0,1037	1,7403	16,7815	30,0734	504,6774	30 106	0,0199	2540400
<b>63</b>	0,1037	1,7403	16,7815	125,4786	2105,723	125 616	0,0199	10599600

## Alternativ L

Tabell 0.17 Årlige pålitelighetsindekser, Alt. L.

LP	$\lambda$ [avb./år]	U [t/år]	r [t/avb]	Pavb. [MW/år]	ILE [MWh/år]	KILE [kNOK/år]	ILE % av årlig forbruk	Årlig forbruk [MWh]
1	0,1030	1,7347	16,8355	1,2688	21,3614	192	0,0198	107871
2	0,1030	1,7347	16,8355	0,7356	12,3842	738	0,0198	62538
3	0,1107	1,8806	16,9879	2,9635	50,3442	2 996	0,0215	234505
4	0,1030	1,7347	16,8355	2,9423	49,5351	2 953	0,0198	250142
5	0,1030	1,7347	16,8355	2,8503	47,9861	2 861	0,0198	242319
6	0,1030	1,7348	16,8352	0,8275	13,9318	831	0,0198	70352
7	0,1030	1,7348	16,8352	2,4146	40,6504	2 423	0,0198	205273
8	0,1030	1,7347	16,8355	2,7584	46,4386	2 769	0,0198	234505
9	0,1030	1,7347	16,8355	2,2448	37,7927	2 253	0,0198	190845
10	0,1030	1,7347	16,8355	0,8484	14,2837	852	0,0198	72130
11	0,1031	1,7358	16,8425	3,4947	58,8594	3 509	0,0198	297043
12	0,1030	1,7347	16,8355	2,2986	38,6983	2 307	0,0198	195418
13	0,1099	1,8500	16,8270	2,5508	42,9220	2 559	0,0211	203241
14	0,1030	1,7347	16,8355	1,1034	18,5754	167	0,0198	93802
15	0,1030	1,7347	16,8355	1,3792	23,2193	209	0,0198	117253
16	0,1030	1,7347	16,8355	4,3215	72,7544	4 337	0,0198	367394
17	0,1030	1,7347	16,8355	3,2181	54,1790	3 230	0,0198	273592
18	0,1113	6,1877	55,5842	5,2724	293,0641	15 085	0,0706	414891
19	0,1031	1,7349	16,8352	1,0738	18,0774	685	0,0198	91279
20	0,1031	1,7349	16,8352	1,3793	23,2213	880	0,0198	117253
21	0,1030	1,7347	16,8355	2,2986	38,6983	2 307	0,0198	195418
22	0,1030	1,7348	16,8350	2,1149	35,6045	2 123	0,0198	179790
23	0,1030	1,7347	16,8355	1,6104	27,1120	244	0,0198	136910
24	0,1030	1,7347	16,8355	1,4153	23,8265	215	0,0198	120319
25	0,1030	1,7347	16,8355	2,0608	34,6945	312	0,0198	175200
26	0,1030	1,7347	16,8355	2,0608	34,6945	312	0,0198	175200
27	0,1030	1,7348	16,8348	1,4712	24,7677	1 477	0,0198	125067
28	0,1030	1,7348	16,8347	2,2069	37,1527	2 215	0,0198	187604
29	0,1030	1,7348	16,8347	1,3793	23,2204	1 384	0,0198	117253
30	0,1031	1,7349	16,8335	1,5635	26,3188	1 569	0,0198	132889
31	0,1030	1,7348	16,8351	0,8276	13,9319	831	0,0198	70352
32	0,1030	1,7348	16,8350	1,3793	23,2199	1 384	0,0198	117253
33	0,1031	1,7349	16,8336	2,1152	35,6074	2 123	0,0198	179790
34	0,1030	1,7348	16,8352	1,8390	30,9601	1 846	0,0198	156340
35	0,1030	1,7347	16,8355	1,4711	24,7667	1 477	0,0198	125067
36	0,1248	3,3036	26,4800	3,4511	91,3853	5 059	0,0377	242319
37	0,1248	3,3036	26,4800	2,1152	56,0099	3 101	0,0377	148517
38	0,1030	1,7347	16,8355	1,1953	20,1228	1 200	0,0198	101616

<b>39</b>	0,1030	1,7347	16,8355	2,1148	35,6035	2 123	0,0198	179790
<b>40</b>	0,1031	1,7349	16,8351	2,5748	43,3476	2 584	0,0198	218869
<b>41</b>	0,1030	1,7348	16,8351	2,6666	44,8922	2 676	0,0198	226691
<b>42</b>	0,1030	1,7348	16,8350	2,7585	46,4398	2 769	0,0198	234505
<b>43</b>	0,1030	1,7348	16,8351	2,2987	38,6991	2 307	0,0198	195418
<b>44</b>	0,1030	1,7347	16,8355	0,4598	7,7403	461	0,0198	39087
<b>45</b>	0,1031	1,7350	16,8350	0,4599	7,7416	293	0,0198	39087
<b>46</b>	0,1031	1,7350	16,8350	0,4273	7,1934	273	0,0198	36319
<b>47</b>	0,1030	1,7347	16,8355	2,6665	44,8912	2 676	0,0198	226691
<b>48</b>	0,1030	1,7347	16,8355	1,7469	29,4106	1 753	0,0198	148517
<b>49</b>	0,1030	1,7347	16,8355	1,5631	26,3158	1 569	0,0198	132889
<b>50</b>	0,1030	1,7347	16,8355	1,9309	32,5070	1 938	0,0198	164154
<b>51</b>	0,1030	1,7347	16,8355	1,5787	26,5777	1 584	0,0198	134212
<b>52</b>	0,1030	1,7347	16,8355	2,2067	37,1509	2 215	0,0198	187604
<b>53</b>	0,1030	1,7347	16,8355	1,2873	21,6719	1 292	0,0198	109439
<b>54</b>	0,1030	1,7347	16,8355	1,0114	17,0281	1 015	0,0198	85988
<b>55</b>	0,1030	1,7347	16,8355	1,7469	29,4106	1 753	0,0198	148517
<b>56</b>	0,1030	1,7347	16,8355	1,8390	30,9597	1 846	0,0198	156340
<b>57</b>	0,1030	1,7347	16,8355	0,9194	15,4790	923	0,0198	78165
<b>58</b>	0,1030	1,7347	16,8355	0,0919	1,5474	92	0,0198	7814
<b>59</b>	0,1030	1,7347	16,8355	2,2067	37,1509	2 215	0,0198	187604
<b>60</b>	0,1030	1,7347	16,8355	0,2758	4,6439	277	0,0198	23451
<b>61</b>	0,1030	1,7347	16,8355	0,5057	8,5140	508	0,0198	42994
<b>62</b>	0,1030	1,7347	16,8355	29,8816	503,0706	29 992	0,0198	2540400
<b>63</b>	0,1030	1,7347	16,8355	124,6782	2099,018	125 137	0,0198	10599600

## E.2 Inkludert antatt urealistiske avbrudd

I dette vedlegget ligger tabeller som ikke holder alle pålitelighetsindeksene for de undersøkte leveringspunktene i systemet, der alle avbruddene er inkludert, også de som antas å være urealistiske.

### Dagens nett

Tabell 0.18 presenterer de årlige pålitelighetsindeksene for alle leveringspunktene i systemet. De to sentralnetts-linjene som gir avbrudd ved utfall er inkludert i denne tabellen. De to leveringspunktene nederst i tabellen, 62 og 63, befinner seg i Sverige, og vil ikke bli inkludert i beregningene av avbruddskostnadene, KILE.

**Tabell 0.18 Årlige pålitelighetsindekser, inkludert urealistiske avbrudd, dagens nett.**

LP	$\lambda$ [avb./år]	U [t/år]	r [t/avb]	Pavb. [MW/år]	ILE [MWh/år]	KILE [kNOK/år]	ILE % av årlig forbruk	Årlig forbruk [MWh]
1	0,2883	6,6020	22,8967	3,5505	81,2920	720	0,0754	107871
2	0,2883	6,6014	22,8957	2,0583	47,1274	2 664	0,0754	62538
3	0,3103	8,2412	26,5592	8,3066	220,6143	12 209	0,0941	234505
4	0,2883	6,6014	22,8957	8,2331	188,5032	10 655	0,0754	250142
5	0,2883	6,6020	22,8967	7,9758	182,6138	10 322	0,0754	242319
6	0,2883	6,6020	22,8965	2,3156	53,0196	2 997	0,0754	70352
7	0,2883	6,6020	22,8965	6,7567	154,7040	8 745	0,0754	205273
8	0,2883	6,6014	22,8957	7,7184	176,7197	9 989	0,0754	234505
9	0,2883	6,6020	22,8967	6,2815	143,8212	8 130	0,0754	190845
10	0,2883	6,6014	22,8957	2,3741	54,3560	3 072	0,0754	72130
11	0,2883	6,6025	22,8978	9,7775	223,8837	12 655	0,0754	297043
12	0,2883	6,6020	22,8967	6,4320	147,2676	8 324	0,0754	195418
13	0,2952	6,7172	22,7518	6,8498	155,8431	8 818	0,0767	203241
14	0,2883	6,6014	22,8957	3,0874	70,6879	626	0,0754	93802
15	0,2883	6,6014	22,8957	3,8592	88,3598	783	0,0754	117253
16	0,2883	6,6020	22,8967	12,0927	276,8808	15 651	0,0754	367394
17	0,2883	6,6020	22,8967	9,0052	206,1852	11 655	0,0754	273592
18	0,2966	11,0544	37,2697	14,0479	523,5598	27 860	0,1262	414891
19	0,2883	6,6021	22,8964	3,0045	68,7925	2 497	0,0754	91279
20	0,2883	6,6021	22,8964	3,8595	88,3672	3 208	0,0754	117253
21	0,2883	6,6014	22,8957	6,4319	147,2642	8 324	0,0754	195418
22	0,2883	6,6020	22,8964	5,9179	135,4977	7 659	0,0754	179790
23	0,2883	6,6020	22,8967	4,5063	103,1777	914	0,0754	136910
24	0,2883	6,6020	22,8967	3,9602	90,6735	803	0,0754	120319
25	0,2883	6,6020	22,8967	5,7666	132,0318	1 170	0,0754	175200
26	0,2883	6,6020	22,8967	5,7666	132,0318	1 170	0,0754	175200
27	0,2883	6,6015	22,8953	4,1165	94,2493	5 327	0,0754	125067
28	0,2883	6,6015	22,8952	6,1750	141,3775	7 991	0,0754	187604

29	0,2883	6,6015	22,8952	3,8594	88,3609	4 995	0,0754	117253
30	0,2884	6,6022	22,8955	4,3744	100,1537	5 661	0,0754	132889
31	0,2883	6,6020	22,8965	2,3156	53,0196	2 997	0,0754	70352
32	0,2883	6,6020	22,8964	3,8594	88,3667	4 995	0,0754	117253
33	0,2884	6,6021	22,8956	5,9183	135,5012	7 659	0,0754	179790
34	0,2883	6,6014	22,8956	5,1458	117,8158	6 660	0,0754	156340
35	0,2883	6,6014	22,8957	4,1164	94,2483	5 327	0,0754	125067
36	0,3244	9,6645	29,7958	8,9723	267,3357	14 579	0,1103	242319
37	0,3244	9,6645	29,7958	5,4992	163,8519	8 936	0,1103	148517
38	0,2883	6,6014	22,8957	3,3446	76,5763	4 328	0,0754	101616
39	0,2883	6,6014	22,8957	5,9176	135,4873	7 658	0,0754	179790
40	0,2884	6,6022	22,8962	7,2044	164,9514	9 324	0,0754	218869
41	0,2883	6,6020	22,8965	7,4615	170,8394	9 657	0,0754	226691
42	0,2883	6,6020	22,8964	7,7188	176,7299	9 990	0,0754	234505
43	0,2883	6,6020	22,8965	6,4322	147,2701	8 324	0,0754	195418
44	0,2883	6,6020	22,8967	1,2865	29,4556	1 665	0,0754	39087
45	0,2884	6,6022	22,8961	1,2866	29,4585	1 069	0,0754	39087
46	0,2884	6,6022	22,8961	1,1955	27,3721	994	0,0754	36319
47	0,2883	6,6020	22,8967	7,4614	170,8365	9 657	0,0754	226691
48	0,2883	6,6014	22,8957	4,8883	111,9202	6 326	0,0754	148517
49	0,2883	6,6014	22,8957	4,3739	100,1433	5 661	0,0754	132889
50	0,2883	6,6014	22,8957	5,4029	123,7038	6 992	0,0754	164154
51	0,2883	6,6014	22,8957	4,4174	101,1401	5 717	0,0754	134212
52	0,2883	6,6014	22,8957	6,1748	141,3757	7 991	0,0754	187604
53	0,2883	6,6014	22,8957	3,6020	82,4714	4 662	0,0754	109439
54	0,2883	6,6014	22,8957	2,8302	64,7994	3 663	0,0754	85988
55	0,2883	6,6014	22,8957	4,8883	111,9202	6 326	0,0754	148517
56	0,2883	6,6014	22,8957	5,1457	117,8153	6 660	0,0754	156340
57	0,2883	6,6014	22,8957	2,5727	58,9044	3 330	0,0754	78165
58	0,2883	6,6014	22,8957	0,2572	5,8885	333	0,0754	7814
59	0,2883	6,6014	22,8957	6,1748	141,3757	7 991	0,0754	187604
60	0,2883	6,6014	22,8957	0,7718	17,6720	999	0,0754	23451
61	0,2883	6,6020	22,8967	1,4151	32,4005	1 831	0,0754	42994
62	0,2883	6,6014	22,9	83,61	1914,4	720	0,0754	2540400
63	0,2883	6,6014	22,9	348,87	7987,7	2 664	0,0754	10599600

De totale avbruddskostnadene og den ikke leverte energien for systemet er også inkludert i Tabell 0.19.

**Tabell 0.19 Total ILE og KILE, inkludert urealistiske avbrudd, dagens nett.**

	Pavb. [MW/år]	ILE [MWh/år]	KILE [kNOK/år]	ILE [% av årlig forbruk]	Årlig forbruk [MWh/år]
<b>Totalt</b>	316,51	7578,0637	387 895	0,0795	9532693

**Alt. T**

Tabell 0.20 presenterer de årlige pålitelighetsindeksene for alle leveringspunktene i systemet når en tredje transformator er installert i SN1. De to leveringspunktene nederst i tabellen, 62 og 63, befinner seg i Sverige, og vil ikke bli inkludert i beregningene av avbruddskostnadene(KILE).

**Tabell 0.20 Årlige pålitelighetsindekser, inkludert urealistiske avbrudd, Alt. T.**

LP	$\lambda$ [avb./år]	U [t/år]	r [t/avb]	Pavb. [MW/år]	ILE [MWh/år]	KILE [kNOK/år]	ILE % av årlig forbruk	Årlig forbruk [MWh]
1	0,2503	5,9244	23,6652	3,0827	72,9529	645	0,0676	107871
2	0,2503	5,9244	23,6652	1,7872	42,2942	2 379	0,0676	62538
3	0,2723	7,5635	27,7772	7,2893	202,4762	11 139	0,0863	234505
4	0,2503	5,9244	23,6652	7,1485	169,1710	9 515	0,0676	250142
5	0,2503	5,9244	23,6652	6,9250	163,8806	9 218	0,0676	242319
6	0,2503	5,9244	23,6651	2,0105	47,5790	2 676	0,0676	70352
7	0,2503	5,9244	23,6651	5,8663	138,8268	7 808	0,0676	205273
8	0,2503	5,9244	23,6652	6,7016	158,5959	8 920	0,0676	234505
9	0,2503	5,9244	23,6652	5,4539	129,0688	7 260	0,0676	190845
10	0,2503	5,9244	23,6652	2,0613	48,7814	2 744	0,0676	72130
11	0,2504	5,9256	23,6670	8,4896	200,9276	11 301	0,0676	297043
12	0,2503	5,9244	23,6652	5,5846	132,1613	7 434	0,0676	195418
13	0,2572	6,0397	23,4783	5,9683	140,1264	7 891	0,0689	203241
14	0,2503	5,9244	23,6651	2,6807	63,4386	561	0,0676	93802
15	0,2503	5,9244	23,6651	3,3509	79,2983	701	0,0676	117253
16	0,2503	5,9244	23,6652	10,4993	248,4689	13 975	0,0676	367394
17	0,2503	5,9244	23,6652	7,8187	185,0305	10 407	0,0676	273592
18	0,2586	10,3771	40,1274	12,2480	491,4794	25 968	0,1185	414891
19	0,2504	5,9245	23,6649	2,6087	61,7337	2 232	0,0676	91279
20	0,2504	5,9245	23,6649	3,3510	79,2999	2 867	0,0676	117253
21	0,2503	5,9244	23,6652	5,5846	132,1613	7 434	0,0676	195418
22	0,2504	5,9245	23,6646	5,1382	121,5944	6 839	0,0676	179790
23	0,2503	5,9244	23,6652	3,9126	92,5923	819	0,0676	136910
24	0,2503	5,9244	23,6652	3,4384	81,3715	720	0,0676	120319
25	0,2503	5,9244	23,6652	5,0068	118,4878	1 048	0,0676	175200
26	0,2503	5,9244	23,6652	5,0068	118,4878	1 048	0,0676	175200
27	0,2504	5,9246	23,6642	3,5743	84,5840	4 758	0,0676	125067
28	0,2504	5,9246	23,6641	5,3616	126,8789	7 136	0,0676	187604
29	0,2504	5,9245	23,6645	3,3510	79,2993	4 460	0,0676	117253
30	0,2504	5,9248	23,6631	3,7981	89,8770	5 055	0,0676	132889
31	0,2504	5,9245	23,6647	2,0106	47,5795	2 676	0,0676	70352
32	0,2504	5,9245	23,6646	3,3510	79,2994	4 460	0,0676	117253
33	0,2504	5,9247	23,6633	5,1386	121,5974	6 839	0,0676	179790

34	0,2504	5,9246	23,6645	4,4679	105,7335	5 947	0,0676	156340
35	0,2503	5,9244	23,6651	3,5742	84,5828	4 757	0,0676	125067
36	0,2863	8,9867	31,3839	7,9209	248,5904	13 474	0,1026	242319
37	0,2864	8,9868	31,3838	4,8547	152,3607	8 258	0,1026	148517
38	0,2503	5,9244	23,6651	2,9040	68,7232	3 865	0,0676	101616
39	0,2503	5,9244	23,6651	5,1381	121,5927	6 839	0,0676	179790
40	0,2504	5,9246	23,6647	6,2552	148,0264	8 326	0,0676	218869
41	0,2503	5,9244	23,6650	6,4784	153,3123	8 623	0,0676	226691
42	0,2503	5,9244	23,6649	6,7018	158,5972	8 920	0,0676	234505
43	0,2503	5,9244	23,6650	5,5847	132,1621	7 434	0,0676	195418
44	0,2503	5,9244	23,6652	1,1170	26,4346	1 487	0,0676	39087
45	0,2504	5,9247	23,6645	1,1171	26,4359	956	0,0676	39087
46	0,2504	5,9247	23,6645	1,0380	24,5637	888	0,0676	36319
47	0,2503	5,9244	23,6652	6,4783	153,3114	8 623	0,0676	226691
48	0,2503	5,9244	23,6652	4,2443	100,4421	5 649	0,0676	148517
49	0,2503	5,9244	23,6652	3,7977	89,8730	5 055	0,0676	132889
50	0,2503	5,9244	23,6652	4,6911	111,0171	6 244	0,0676	164154
51	0,2503	5,9244	23,6652	3,8355	90,7676	5 105	0,0676	134212
52	0,2503	5,9244	23,6652	5,3613	126,8767	7 136	0,0676	187604
53	0,2503	5,9244	23,6652	3,1275	74,0134	4 163	0,0676	109439
54	0,2503	5,9244	23,6652	2,4574	58,1538	3 271	0,0676	85988
55	0,2503	5,9244	23,6652	4,2443	100,4421	5 649	0,0676	148517
56	0,2503	5,9244	23,6652	4,4678	105,7326	5 947	0,0676	156340
57	0,2503	5,9244	23,6652	2,2338	52,8633	2 973	0,0676	78165
58	0,2503	5,9244	23,6652	0,2233	5,2846	297	0,0676	7814
59	0,2503	5,9244	23,6652	5,3613	126,8767	7 136	0,0676	187604
60	0,2503	5,9244	23,6652	0,6702	15,8596	892	0,0676	23451
61	0,2503	5,9244	23,6652	1,2287	29,0769	1 635	0,0676	42994
62	0,2503	5,9243	23,6652	72,5990	1718,073	645	0,0676	2540400
63	0,2503	5,9243	23,6652	302,9130	7168,512	2 379	0,0676	10599600

**Tabell 0.21 Total ILE og KILE, inkludert urealistiske avbrudd, Alt. T.**

	<b>Pavb. [MW/år]</b>	<b>ILE [MWh/år]</b>	<b>KILE [kNOK/år]</b>	<b>ILE [% av årlig forbruk]</b>	<b>Årlig forbruk [MWh/år]</b>
<b>Totalt</b>	275,17	6841,11	348 490	0,0718	9532693



**Alt. L**

Tabell 0.22 presenterer de årlige pålitelighetsindeksene for alle leveringspunktene i systemet, når en ny 300/132 kV transformator i SN1 og en ny 132 kV linje fra SN1 til SN2 er installert.

**Tabell 0.22 Årlige pålitelighetsindekser, inkludert urealistiske avbrudd, Alt. L.**

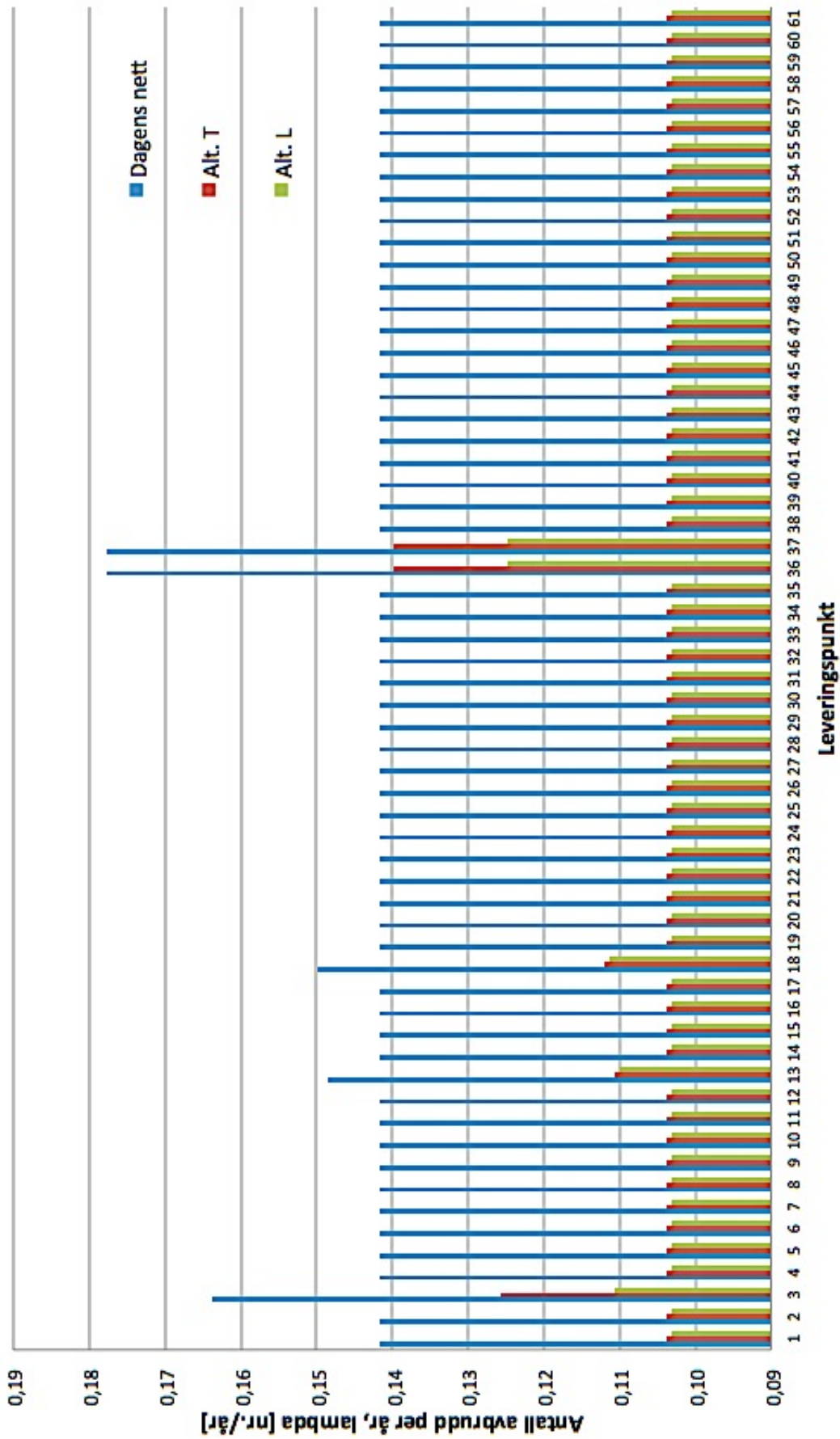
LP	$\lambda$ [avb./år]	U [t/år]	r [t/avb]	Pavb. [MW/år]	ILE [MWh/år]	KILE [kNOK/år]	ILE % av årlig forbruk	Årlig forbruk [MWh]
1	0,2497	5,9188	23,7058	3,0746	72,8847	645	0,0676	107871
2	0,2497	5,9188	23,7058	1,7825	42,2547	2 376	0,0676	62538
3	0,2573	6,0647	23,5667	6,8891	162,3532	9 137	0,0692	234505
4	0,2497	5,9188	23,7058	7,1296	169,0127	9 504	0,0676	250142
5	0,2497	5,9189	23,7057	6,9067	163,7273	9 207	0,0676	242319
6	0,2497	5,9189	23,7056	2,0052	47,5345	2 673	0,0676	70352
7	0,2497	5,9189	23,7056	5,8508	138,6970	7 799	0,0676	205273
8	0,2497	5,9188	23,7058	6,6839	158,4476	8 910	0,0676	234505
9	0,2497	5,9188	23,7058	5,4395	128,9480	7 251	0,0676	190845
10	0,2497	5,9188	23,7058	2,0559	48,7358	2 740	0,0676	72130
11	0,2497	5,9199	23,7081	8,4671	200,7389	11 288	0,0676	297043
12	0,2497	5,9188	23,7058	5,5699	132,0377	7 425	0,0676	195418
13	0,2566	6,0341	23,5173	5,9530	139,9978	7 882	0,0689	203241
14	0,2497	5,9188	23,7058	2,6736	63,3790	561	0,0676	93802
15	0,2497	5,9188	23,7058	3,3420	79,2238	701	0,0676	117253
16	0,2497	5,9188	23,7058	10,4716	248,2365	13 959	0,0676	367394
17	0,2497	5,9188	23,7058	7,7980	184,8575	10 395	0,0676	273592
18	0,2580	10,3719	40,2070	12,2176	491,2325	25 950	0,1184	414891
19	0,2497	5,9190	23,7054	2,6018	61,6759	2 230	0,0676	91279
20	0,2497	5,9190	23,7054	3,3421	79,2258	2 864	0,0676	117253
21	0,2497	5,9188	23,7058	5,5699	132,0377	7 425	0,0676	195418
22	0,2497	5,9189	23,7054	5,1245	121,4794	6 831	0,0676	179790
23	0,2497	5,9188	23,7058	3,9022	92,5057	818	0,0676	136910
24	0,2497	5,9188	23,7058	3,4294	81,2954	719	0,0676	120319
25	0,2497	5,9188	23,7058	4,9936	118,3770	1 047	0,0676	175200
26	0,2497	5,9188	23,7058	4,9936	118,3770	1 047	0,0676	175200
27	0,2497	5,9189	23,7052	3,5648	84,5044	4 752	0,0676	125067
28	0,2497	5,9189	23,7051	5,3474	126,7599	7 128	0,0676	187604
29	0,2497	5,9189	23,7051	3,3421	79,2249	4 455	0,0676	117253
30	0,2497	5,9190	23,7043	3,7880	89,7920	5 049	0,0676	132889
31	0,2497	5,9189	23,7055	2,0052	47,5346	2 673	0,0676	70352
32	0,2497	5,9189	23,7054	3,3420	79,2244	4 455	0,0676	117253
33	0,2497	5,9190	23,7044	5,1249	121,4823	6 831	0,0676	179790
34	0,2497	5,9189	23,7056	4,4561	105,6342	5 940	0,0676	156340

35	0,2497	5,9188	23,7058	3,5647	84,5034	4 752	0,0676	125067
36	0,2714	7,4878	27,5894	7,5075	207,1265	11 405	0,0855	242319
37	0,2714	7,4878	27,5894	4,6013	126,9475	6 990	0,0855	148517
38	0,2497	5,9188	23,7058	2,8963	68,6587	3 861	0,0676	101616
39	0,2497	5,9188	23,7058	5,1244	121,4785	6 831	0,0676	179790
40	0,2497	5,9191	23,7052	6,2386	147,8879	8 316	0,0676	218869
41	0,2497	5,9189	23,7055	6,4613	153,1689	8 613	0,0676	226691
42	0,2497	5,9189	23,7054	6,6841	158,4488	8 910	0,0676	234505
43	0,2497	5,9189	23,7055	5,5700	132,0385	7 425	0,0676	195418
44	0,2497	5,9188	23,7058	1,1141	26,4099	1 485	0,0676	39087
45	0,2497	5,9191	23,7050	1,1142	26,4112	955	0,0676	39087
46	0,2497	5,9191	23,7050	1,0353	24,5408	887	0,0676	36319
47	0,2497	5,9188	23,7058	6,4612	153,1680	8 613	0,0676	226691
48	0,2497	5,9188	23,7058	4,2331	100,3482	5 643	0,0676	148517
49	0,2497	5,9188	23,7058	3,7876	89,7889	5 049	0,0676	132889
50	0,2497	5,9188	23,7058	4,6788	110,9133	6 237	0,0676	164154
51	0,2497	5,9188	23,7058	3,8253	90,6827	5 099	0,0676	134212
52	0,2497	5,9188	23,7058	5,3471	126,7581	7 128	0,0676	187604
53	0,2497	5,9188	23,7058	3,1193	73,9442	4 158	0,0676	109439
54	0,2497	5,9188	23,7058	2,4509	58,0994	3 267	0,0676	85988
55	0,2497	5,9188	23,7058	4,2331	100,3482	5 643	0,0676	148517
56	0,2497	5,9188	23,7058	4,4560	105,6337	5 940	0,0676	156340
57	0,2497	5,9188	23,7058	2,2279	52,8139	2 970	0,0676	78165
58	0,2497	5,9188	23,7058	0,2227	5,2796	297	0,0676	7814
59	0,2497	5,9188	23,7058	5,3471	126,7581	7 128	0,0676	187604
60	0,2497	5,9188	23,7058	0,6684	15,8448	891	0,0676	23451
61	0,2497	5,9188	23,7058	1,2254	29,0497	1 634	0,0676	42994
62	0,2497	5,9188	23,7058	72,4072	1716,466	645	0,0676	2540400
63	0,2497	5,9188	23,7058	302,1126	7161,807	2 376	0,0676	10599600

**Tabell 0.23 Total ILE og KILE, inkludert urealistiske avbrudd, Alt. L.**

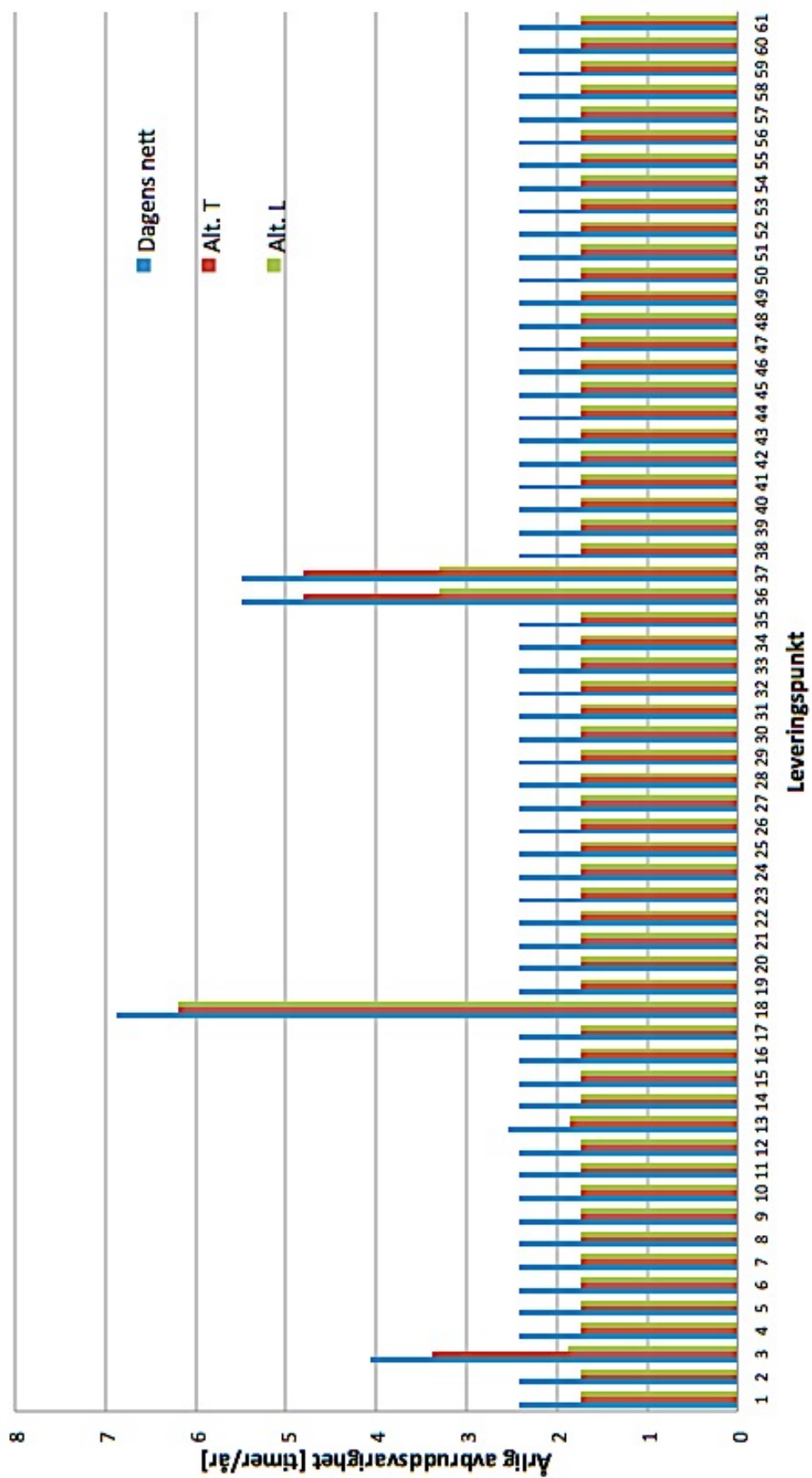
	<b>Pavb. [MW/år]</b>	<b>ILE [MWh/år]</b>	<b>KILE [kNOK/år]</b>	<b>ILE [% av årlig forbruk]</b>	<b>Årlig forbruk [MWh/år]</b>
<b>Totalt</b>	273,43	6728,48	342 790	0,0706	9532693,488

### E.3 Avbruddsfrekvens



Figur 0.1 Antall avbrudd per år, sammenligning av de tre nettkonfigurasjonene.

## E.4 Årlig avbruddsvarighet



Figur 0.2 Årlig avbruddsvarighet, sammenligning av de tre nettkonfigurasjonene.

## F Forsyningssikkerhet ved transformatorutfall, detaljert

Vedlegget inneholder en mer detaljert gjennomgang av hvordan forsyningssikkerheten påvirkes av transformatorutfall i stasjonene SN1 og SN2. Hendelsene undersøkt er svært lite sannsynlige, men konsekvensene er store. Vedlegget er ment som en detaljert beskrivelse for å begrunne hva som kort er presentert i kapittel 7.2.1.

### F.1 Utfall i SN1

#### Dagens nett

I dagens nett er transformatorene i utgangspunktet belastet med 82 %. Ved utfall av en av disse vil belastningen på den andre bli 135 %. Denne belastningen er akkurat på overlastgrensa og transformatoren kobles derfor ikke ut i utfallsanalysen. 135 % er en grense basert på Statnetts *Praktisering av systemansvaret* som sier at en transformator kan belastes med 30-40 % overlast ved utfall av andre komponenter i systemet, men at denne belastningen kun kan opprettholdes i 15 minutter før også denne komponenten må kobles ut. Dette betyr at omkobling innen en kort tidsperiode er nødvendig for at ikke utfallet av en av transformatorene i SN1 skal føre til utfall av begge. Dette stemmer godt med slik Statnett beskriver situasjonen i området. Utfall av begge transformatorene kommer frem som et alvorlig utfall med lang utetid i pålitelighetsanalysen.

#### Ny transformator i SN1

Når den tredje 300/47 kV transformatoren installeres i SN1 belastes de gamle med 59 % og den nye med 48 %. Ved utfall av en av de gamle transformatorene blir belastningsgraden 83 % og 66 %, på henholdsvis den resterende gamle og den nye. Dette fører ikke til noen utfall eller avbrudd.

Ved utfall av den nye transformatoren blir belastningsgraden, som forventet, slik den var før den nye transformatoren ble installert, 82 % på begge de gamle. Enkle utfall av transformator i denne stasjonene har derfor ikke lenger noen konsekvens for systemet.

Som påpekt tidligere og ved å se på feilfrekvensene fra pålitelighetsanalysen er sannsynligheten for doble transformatorutfall svært liten,  $< 10^{-4}$ . Det kan allikevel skje, og de store konsekvensene dette kan medføre bør derfor kartlegges. Det finnes tre mulige kombinasjoner for doble utfall i SN1 etter installasjon av den tredje transformatoren:

- Utfall av den nye og en gammel:
  - Dette fører til samme overlastgrad, 135 %, som i dagens nett da en av transformatorene falt ut. Dette vil si at om ikke omkobling er mulig vil alle tre transformatorene bli koblet ut, og konsekvensene vil påvirke hele systemet.

- Utfall av de to gamle transformatorene
  - Dette fører til en belastningsgrad på 109 % på den nye transformatoren. Denne belastningsgraden vil kunne opprettholdes lenger enn belastningsgraden på 135 %, i forrige punkt, og det vil derfor være mulig å bruke noe lenger tid på å gjennomføre de nødvendige omkoblingene i systemet for å avlaste den gjenværende transformatoren.

### **Ny 132 kV linje fra SN1 til SN2**

Når en ny 132 kV linje mellom SN1 og SN2 installeres er belastningsgraden 75 % på de to gamle transformatorene i SN1, 37 % på den nye 300/132 kV transformatoren og 30 % på 132 kV linja fra SN1 til SN2.

Ved utfall av en av de gamle transformatorene vil den resterende gamle transformatoren bli belastet med 121 %, mens den nye transformatoren får en belastningsgrad på 42 % og 132 kV linja 35 %. Dette betyr at utfall av en av de gamle transformatorene skaper en overlasterisituasjon som må løses ved omkobling. Dersom omkobling ikke er mulig vil begge de to transformatorene kobles ut. I følge pålitelighetsresultatene fører ikke utfall av begge transformatorene i SN1 til avbrudd, men ved manuelt å undersøke situasjonen gir utfall av de to transformatorene en overlasterisituasjon i nærliggende linjer som etter hvert fører til at lastflytanalysen ikke lenger konvergerer. Det antas derfor at utfall av begge 300/47 kV transformatorene i SN1 fører til avbrudd, men at tiden for å gjøre nødvendige omkoblinger er lenger enn i dages nett fordi belastningsgraden på den resterende transformatorene er betraktelig lavere.

Ved utfall av den nye linja vil de to opprinnelige transformatorene i SN1 få tilnærmet lik belastningsgrad som i referansealternativet, 81 %.

## F.2 Utfall SN2

### Dagens nett

I dagens nett er 300 kV linja mellom SN1 og SN2 nesten ikke belastet , 6 %, og belastningsgraden på 420/300 kV transformatoren i SN2, er kun 7 %. De to 420/132 kV transformatorene har en belastning på 36 % og de to 420/47 kV transformatorene belastes med 53 %.

Utfall av 420/300 kV transformatoren har tilsynelatende ingen påvirkning på belastningsgraden på noen av de andre aktuelle transformatorene i SN2.

Det finnes mange ulike doble utfallskombinasjoner av transformatorer i SN2, noen av disse er undersøkt under.

Utfall av en av de to 420/132 kV transformatorene i SN2 fører til at belastningen i SN1 transformatorene øker til 89 %. Det samme skjer hvis en av 420/47 kV i SN2 faller ut. Da øker belastningen på transformatorene i SN1 til 87 %. Utfall av en av de to transformatorene i SN1, samtidig som SN2 opplever feil i en av disse transformatorene vil derfor gi den andre transformatoren i SN1 større belastning enn 135 % og dermed vil også denne kobles. Dette gir at to uavhengige transformatorutfall i de to store sentralnettsstasjonene vil gi alvorlige konsekvenser for leveringspåliteligheten. Sannsynligheten for dette kan ikke antas å være høyere enn hva feilfrekvensene for de to individuelle komponentene tilsier,  $< 10^{-4}$ .

Utfall av begge 420/132 kV transformatorene i SN2 gir ingen avbrudd i seg selv, men fører til overlast, 103 – 116 % , på flere linjer i området. I situasjoner der omkobling ikke er mulig vil dette etter kort tid føre til utkobling av flere av disse linjene, og da vil det oppstå avbrudd i flere leveringspunkter. Utfall av begge disse transformatorene vil også føre til en belastning på 107 % i SN1-transformatorene. Utfall av begge 420/47 kV transformatorene i SN2 har samme konsekvens.

### Ny transformator i SN1

Når en tredje 300/47 kV transformator installeres i SN1 opplever transformatorene i SN2 en belastningsgrad på 7 %, 34 % og 51 % for henholdsvis 420/300 kV, 420/132 kV og 420/47 kV transformatorene.

Utfall av en av de to 420/132 kV transformatorene i SN2 fører til en belastningsøkning på de to 420/47 kV transformatorene til 57 %. I tillegg øker belastningsgraden på transformatorene i SN1 til 64 og 51 % for henholdsvis de gamle og den nye transformatoren. Det får dermed ingen alvorlige konsekvenser dersom en av de gamle, eller den nye transformatorene i SN1 skulle falle ut. I dagens nett gir denne utfallskombinasjonen avbrudd.

Faller begge 420/132 kV transformatorene i SN2 ut øker belastningsgraden på transformatorene i SN1 til 76 og 61 %. I tillegg blir enkelte linjer sør for SN1 belastet med mer enn 100%, men under overlastgrensa på 120 %. Dersom en av de gamle transformatorene i SN1 faller ut vil den resterende gamle bli belastet med 109 %. Dersom de 9 % overlast ikke kan kobles over på andre komponenter vil også denne transformatorene falle ut og den nye transformatorene vil oppleve overlast. Så ved maksimalt uhell, der ingen omkoblingsmuligheter er tilgjengelige vil utfall av begge 420/132 kV transformatorene i SN2 føre til avbrudd i hele systemet.

Utfall av en 420/132 kV og en 420/47 kV transformator i SN2 fører til en belastningsgrad på 69 og 55 % i SN1. Enkelte linjer sør for SN1 vil oppleve omtrent 100 % belastning. Kun en linje vil oppleve overlast med utkobling som konsekvens. Dette er reservelinja i den sørlige ringforbindelsen mellom SN1 og SN2. Når denne kobles ut minsker belastningen i SN1 og sør for SN1. Med denne linja kobla ut tåler SN1 utfall av transformatorer. Begge de gamle transformatorene kan falle ut og den nye transformatoren vil da ha en belastning på 122 %.

Ved utfall av en av de to 420/47 kV transformatorene i SN2 øker belastningen på 420/132kV transformatorene til 40 %, og transformatorene i SN1 til 63 og 50 %. Dette gjør at selv med utfall av en av transformatorene i SN1 er det ingen fare for avbrudd. Selv når begge de to gamle transformatorene i SN1 faller ut vil systemet kunne opprettholde forsyning til alle leveringspunktene. Faller derimot den nye transformatoren i SN1 ut i tillegg til en av de gamle vil avbrudd oppstå grunnet kraftig overlast i den gjenværende gamle transformatoren.

Ved å installere en ny transformator SN1 er konsekvensen av utfall i nabostasjonen, og utfall av transformatorer i begge stasjonene minsket.

### **Ny 132 kV linje fra SN1 til SN2**

I Alt. L er transformatorene i SN2 mer involvert i utfallskombinasjonene som gir avbrudd i følge pålitelighetsanalysen.

Når den nye 132 kV linja fra SN1 til SN2 installeres er transformatorene i SN2 belastet med 9 %, 29 % og 50%, for henholdsvis 420/300 kV, 420/132 kV og 420/47 kV.

Dersom 420/300 kV transformatoren faller ut endres ikke belastningsgraden på noen av transformatorene i SN2. Og heller ikke transformatorene i SN1 får endret belastningen sin.

Utfall av en av de to 420/132 kV transformatorene gir en økning til 55 % belastning på de to 420/47 transformatorene. Belastningen i SN1 øker også på grunn av dette til 79 og 44 %. Utfall av en av de gamle transformatorene i SN1 gir da overlast på den resterende,



slik at omkoblinger er nødvendig for at ikke denne transformatoren også skal kobles ut. Dersom den nye 132 kV linja mellom SN1 og SN2 skulle falle ut samtidig som en av 420/132 kV transformatorene i SN2 gir dette en forhøyet belastning på de to gamle transformatorene i SN1, men også på 420/47 kV transformatorene i SN2. Ingen overlast oppstår som følge av dette.

Utfall av begge 420/132 kV transformatorene i SN2 gir 63 % belastning på 420/47 kV transformatorene og høyere belastning på transformatorene i SN1, 87 og 59 %. Faller nå en av de gamle transformatorene i SN1 ut blir det avbrudd. Faller derimot den nye linja ut får de gamle transformatorene 104 % belastning, samt at enkelte linjer sør i Østfold vil oppleve omtrent 110 % last, noe som ikke vil fungere over en lenger periode, men som ikke gir øyeblikkelig utkobling.

Faller en 420/132 kV og en 420/47 kV transformator i SN2 ut vil belastningen i SN1 øke til 84 og 50 %. Utfall av en gammel transformator i SN1 vil da føre til overlast på den andre og utkobling. Utkobling av den nye 300/132 kV transformatoren eller 132 kV linja vil gi en belastning på 94 % på de to gamle transformatorene i SN1.

Utfall av en 420/47 kV transformator i SN2 gir en belastning på 34 % på 420/132 kV transformatorene, og 78 og 41 % på transformatorene i SN1. Utfall av en gammel transformator i SN1 gir da 127 % på den andre, som uten omkoblinger vil føre til utkobling av denne transformatoren også. Den nye 300/132 kV transformatoren i SN1 blir belastet med 47 %. Utfall av 300/132 kV transformatoren i SN1 eller den nye linja gir 85 % belastning på de gamle SN1-transformatorene.