

HOVEDPLAN  
FOR  
BANESTRØMFORSYNINGEN  
PÅ  
DOVREBANEN:

\*\*\*\*\*

GJENVÆRENDE STREKNINGER

\*\*\*\*\*

DOMBÅS - OPPDAL  
&  
OPPDAL - LUNDAMO

**Oppdragsgiver:** Jernbaneverket region Nord, Teknisk kontor

**Prosjektansvarlig:** Johan Anton Wikander

**Prosjekt:** Ajourføring av hovedplan Garli omformerstasjon.

Rapport nr.:

Dato: 16.12.1996

---

**Rapporten omhandler (stikkord):**

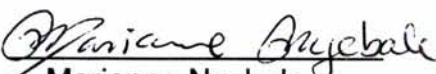
Hovedplan mhp. forsterkning av banestrømforsyningen på strekningen Dombås - Stavne.

**For Jernbaneverket Ingeniørtjenesten**

Prosjektansvarlig:

  
Frode Nilsen

Prosjektleder:

  
Marianne Nyebak

Rapport utarbeidet av:

  
Sven Tønnessen

&

  
Marianne Nyebak

Dato for siste revisjon: 15.12.96

Revisjon nr.: 0

Antall sider:

## Dokumentkontrollside

Oppdragsgiver: Jernbaneverket region Nord, Teknisk kontor							
Prosjektbeskr.: Hovedplan for Banestrømforsyningen på Dovrebanen, gjenværende strekninger.							
Prosjektnr.:196175							
Dokumenttittel:Hovedplan						Dokument nr.:	
Utarbeidet av : Marianne Nyebak og Sven Tønnessen						Sign <i>SNB</i>	
Skal kontrolleres av:	Kontrolltype	Rev. 0		Rev. 1		Rev. 2	
		Dato	Sign	Dato	Sign	Dato	Sign
Lofthus	Helhetsvurdering	16/12-96	<i>FL</i>				
Lofthus	Språk	16/12-96	<i>FL</i>				
Føllesdal	Logisk oppbygging /disposisjon	16/12-96	<i>FL</i>				
Føllesdal	Teknisk: - faglig - tverrfaglig	16/12-96	<i>FL</i>				
Lofthus	Presentasjonsform	16/12-96	<i>FL</i>				
Tønnessen	Kopieringen er kontrollert(sign original)	16/12-96	<i>SNB</i>				
Generelle kommentarer:							
Dokument godkjent for utsendelse		Dato 16.12.96		Sign. <i>J. Lofthus</i>			

## SAMMENDRAG

Hovedplan for forsterkning av banestrømforsyningen på Dovrebanen, strekningen Eidsvoll - Trondheim, ble utarbeidet som et samprosjekt mellom Jernbaneverket region Øst og region Nord.

Hovedplanen konkluderte med at det som en permanent løsning burde bygges statiske omformerstasjoner med ytelse 2 x 6,0 MVA ved Rudshøgda, Otta, Hjerkinn, Garli og Stavne.

Hovedplanen ble første gangs godkjent ved Divisjonsstabens brev av 14. mai 1994 (sak 94/3077 B 760), og anbefalt løsning i hovedplanen ble lagt til grunn for byggingen.

Roterende omformerstasjon på Rudshøgda ble etablert i 1993 som et midlertidig tiltak i forbindelse med OL - 1994. Omformerstasjonen er fortsatt i drift og overordnet tilsynsmyndighet (NVE) har godkjent tiltaket som midlertidig i 10 år.

Roterende omformerstasjon på Otta ble etablert i 1995 også med godkjennelse som midlertidig tiltak i 10 år. Det er så langt som mulig tatt hensyn til det permanente fremtidige anlegg.

Statisk omformer på Stavne vil bli satt i drift tidlig i 1997.

Det gjenstår da å forsterke banestrømforsyningen ved Garli og Hjerkinn.

I 1995 - 1996 ble det i en egen hovedplan sett detaljert på plasseringen av den fremtidige Garli omformerstasjon. Bakgrunnen for dette var at Lundamo omformerstasjon, som er bygget i Sokna kraftverk, er i dårlig forfatning. Hensikten med å utarbeide en ny hovedplan for Garli-området var å se detaljert på plasseringen av den nye Garli omformerstasjon med tanke på å kunne legge ned Lundamo omformerstasjon.

Hovedplanens konklusjon var at Lundamo omformerstasjon kunne legges ned under forutsetning av at «nye Garli omformerstasjon» ble etablert på strekningen Skjærli - Støren.

Under høringen av denne hovedplanen våren 1996 kom det frem sterke ønsker om at vi burde se på andre forsterkningsalternativer såsom høyspent mateledning «Fjernledning» og forsterkningsledning på våre kontaktledningsmaster som i sin helhet er montert på egen grunn. En gevinst ved dette er at det uansett må investeres i nytt kontaktledningsanlegg på Dovrebanen før 2007. Kontaktledningsanlegget er da 40 år og er selv i dag i delvis dårlig forfatning.

Dette er bakgrunnen for denne hovedplanen som nå foreligger.

Denne hovedplanen er delt opp to ulike deler. Første del omhandler strekningen Oppdal - Stavne, mens andre del omhandler strekningen Dombås - Oppdal.

## **DEL 1: FORSTERKNING AV BANESTRØMFORSYNINGEN MELLOM OPPDAL OG STAVNE.**

Denne delen konkluderer med at to alternative forsterkningstiltak peker seg ut. Disse er :

- 1) Bygging av ny omformerstasjon i Støren.  
Revidering av aggregatene i Lundamo omformerstasjon, og deretter flytte disse til den nye omformerstasjonen i Støren etterhvert som de er revidert.
- 2) Bygging av en midlertidig kompaktomformerstasjon på 2x2,0 MVA i Garli.  
Bygging av nytt kontaktledningsanlegg m/forsterkningsledning mellom Oppdal og Lundamo innen år 2007.  
Kompaktomformerenehetene i Garli blir da frigitt.

**Tiltak 1 har fått en N/K verdi på 1,3.**

**Tiltak 2 har fått en N/K verdi på 1,1.**

For tiltak 2 får man frigitt to kompaktomformereneheter som kan brukes andre steder innen Jernbaneverket. Denne nytten er det ikke mulig pr. i dag å tallfeste.

## **DEL 2: FORSTERKNING AV BANESTRØMFORSYNINGEN MELLOM DOMBÅS OG OPPDAL.**

Denne delen konkluderer med følgende forsterkningstiltak på strekningen:

Bygging av en midlertidig kompaktomformerstasjon på 2x2,0 MVA på Hjerkin.  
Bygging av nytt kontaktledningsanlegg m/forsterkningsledning mellom Dombås og Oppdal innen år 2007.  
Kompaktomformerenehetene på Hjerkin blir da frigitt.

**Tiltaket har fått en N/K verdi på 1,1.**

## **TOTALVURDERING AV BANESTRØMFORSYNINGEN MELLOM DOMBÅS OG STAVNE.**

**For å få en mest mulig enhetlig banestrømforsyning mellom Dombås og Stavne, anbefales det at banestrømforsyningen mellom Dombås og Oppdal, og mellom Oppdal og Lundamo, forsterkes med midlertidige kompaktomformerstasjoner i hhv. Hjerkin og Garli.**

**Dette innebærer følgende for de respektive delstrekningene:**

**Dombås - Oppdal:**

Det bygges en ny midlertidig kompaktomformerstasjon på 2x2,0 MVA på Hjerkind ferdi g til driftsettelse innen år 2001.

Pris : Kr. 28 460 000 inkl påslag på 42,3 %.

Det bygges nytt kontaktledningsanlegg m/forsterkningsledning ferdi g til år 2007. Ekstra kostnad for forsterkningsledningen:

Kr. 14 786 024 inkl. påslag på 42,3 %.

**Oppdal - Stavne:**

Det bygges en ny midlertidig kompaktomformerstasjon på 2x2,0 MVA i Garli ferdi g til driftsettelse innen år 2001.

Pris : Kr. 29 527 250 inkl påslag på 42,3 %.

Lundamo omformerstasjon revideres i sin helhet i løpet av 1998 og 1999.

Pris: Kr. 12 705 000 ekskl. avgifter.

Det bygges nytt kontaktledningsanlegg m/forsterkningsledning ferdi g til år 2007. Ekstra kostnad for forsterkningsledningen:

Kr. 15 414 475 inkl. påslag på 42,3 %.

En forutsetning for hovedplanens konklusjon er at kompaktomformerene er ferdi g utviklet og klar til bruk innen år 2001. En videre forutsetning er at den tekniske beskrivelsen av kompaktomformerer stemmer overens med de foreløpige tekniske spesifikasjonene.

En annen forutsetning for hovedplanens konklusjon er at det skal bygges nytt kontaktledningsanlegg for de aktuelle strekningene på Dovrebanen innen år 2007. Det er i denne sammenheng en forutsetning at det da bygges forsterkningsledning i sammenheng med kontaktledningsanlegget.

## INNHOLDSFORTEGNELSE

- Del 1. Forsterkning av banestrømforsyningen på strekningen  
Oppdal - Stavne.
- Del 2. Forsterkning av banestrømforsyningen på strekningen  
Dombås - Oppdal.
- Vedlegg 1. Nytte-kostnadsanalyse for Del 1.
- Vedlegg 2. Nytte-kostnadsanalyse for Del 2.
- Vedlegg 3. Alternative banetraséer mellom Soknedal og Krogstadlykkja.
- Vedlegg 4. SIMULERING. Lokalisering av Garli omformerstasjon.
- Vedlegg 5. AHP ANALYSE. Valg av omformerplassering,  
Trondheim - Oppdal.
- Vedlegg 6. Systempålitelighet for strømforsyningen på strekningen  
Trondheim til Oppdal.

# **DEL 1**

**Forsterkning av banestrømforsyningen  
på Dovrebanen**

**Oppdal - Stavne**



## SAMMENDRAG

I «Hovedplan for forsterkning av banestrømforsyningen på Dovrebanen» fra 1993, ble det for den nordlige delen av Dovrebanen foreslått en forsterkning av strømforsyningen på Stavne, Garli, Hjerkin og Otta. Av disse er Otta (midlertidig forsterkning) og Stavne (under bygging) realisert.

«Hovedplan: Lokalisering av Garli omformerstasjon» satte lys på alternative løsninger for en ny omformerstasjon i Garli. De nye alternative tiltakene ser for seg en totallosning for hele banestrømforsyningen på strekningen Oppdal - Stavne på bakgrunn i de kostnadene som er forbundet med en revidering av Lundamo omformerstasjon. I tillegg er det i form av kommentarer til den hovedplanen, også kommet frem ekstra forsterkningstiltak for banestrømforsyningen mellom Oppdal og Stavne.

Denne delen av hovedplanen tar for seg en rekke forskjellige forsterkningstiltak for banestrømforsyningen mellom Oppdal og Stavne, og vurderer de forskjellige alternative tiltakene på basis av en teknisk/økonomisk analyse.

De forskjellige forsterkningstiltakene som er vurdert i denne deler seg inn i to hovedkategorier:

- A Lundamo omformerstasjon beholdes.
- B Lundamo omformerstasjon legges ned.

For hver av hovedkategoriene er det flere mulige tekniske løsninger som gjør seg gjeldende:

### A) Lundamo omformerstasjon beholdes:

- i) 16,5 kV forsterkningsledning mellom Oppdal og Lundamo.
- ii) 66 kV fjernledning på kl-master, Oppdal - Garli.
- iii) 66 kV fjernledning på kl-master, Oppdal - Garli - Lundamo.
- iv) 66 kV fjernledning på kl-master, Garli - Lundamo.
- v) Statisk omformer i Garli.
- vi) Roterende omformere i Garli.
- vii) Kompaktomformere mellom Oppdal og Lundamo, permanent løsning.
- viii) Midlertidig kompaktomformerstasjon i Garli.  
Nytt kl-anlegg med forsterkningsledning, Oppdal - Lundamo, fra år 2007.

### B) Lundamo omformerstasjon legges ned:

- i) Lundamo revideres og flyttes til Skjærli eller Støren.
- ii) Ny statisk omformer i Skjærli eller Støren.
- iii) Roterende omformer i Skjærli eller Støren.
- iv) 66 kV fjernledning på kl-master, Oppdal - Skjærli.
- v) 66 kV fjernledning på kl-master, Oppdal - Støren - Stavne.
- vi) 66 kV fjernledning på kl-master, Støren - Stavne.

Det er utført kostnadsoverslag for hvert av de alternative forsterkningstiltakene, og dernest beregnet en nytte-kostnadsverdi for hvert av tiltakene.

De forskjellige alternative tiltakene vurdert opp mot hverandre ut fra tekniske og økonomiske betraktninger.

Fra kapittel 7 finner man at de to mest aktuelle forsterkningstiltakene for banestrømforsyningen mellom Oppdal og Stavne er tiltak A8 eller B1.

Tiltak A8 Det bygges en ny midlertidig kompaktomformerstasjon på 2x2,0 MVA i Garli ferdig til driftsettelse i år 2001. Pris : Kr. 29 527 250 inkl påslag på 42,3 %.

Lundamo omformerstasjon revideres i sin helhet i løpet av 1998 og 1999.  
Pris: Kr. 12 705 000 ekskl. avgifter.

Det bygges nytt kontaktledningsanlegg m/forsterkningsledning ferdig til år 2007. Ekstra kostnad for forsterkningsledningen:  
Kr. 15 414 475 inkl. påslag på 42,3 %.

Nytte-kostnadsbrøk for tiltaket:  $N/K = 1,1$ .

Tiltak B1 Det bygges en ny omformerstasjon i Støren ferdig for driftsettelse før 2000 for installering av aggregatene fra Lundamo omformerstasjon. Det må etableres dødseksjon i Støren i forbindelse med den nye omformerstasjonen. I tillegg må det etableres dødseksjoner med sonegrensebrytere mellom Oppdal og Støren, og mellom Støren og Stavne.  
Pris : Kr. 36 926 850 inkl. påslag på 42,3 %.

Aggregatene i Lundamo omformerstasjon revideres før år 2000 og flyttes til den nye omformerstasjonen i Støren. Lundamo omformerstasjon legges deretter ned.

Pris : Kr. 5 130 000 ekskl. avgifter.

Nytte-kostnadsbrøk for tiltaket:  $N/K = 1,3$ .

For å velge mellom de to tiltakene må man se banestrømforsyningen helt fra Dombås til Stavne i sammenheng. I tillegg må man se på verdien som frigivelsen av en midlertidig kompaktomformerstasjon gir for resten av banestrømforsyningen innen Jernbaneverket. Dette er en omformerstasjon som etter frigivelse kan brukes også andre steder, og dermed utsette eller helt eliminere andre forsterkninger.

## INNHOLDSFORTEGNELSE:

<b>SAMMENDRAG</b> .....	<b>1</b>
<b>1 INNLEDNING</b> .....	<b>5</b>
1.1 BAKGRUNN.....	5
1.2 MÅLSETTING.....	5
<b>2 TEKNISKE KRAV TIL BANESTRØMFORSYNINGEN</b> .....	<b>6</b>
<b>3 DAGENS MATESITUASJON</b> .....	<b>7</b>
<b>4 ALTERNATIVE LØSNINGER</b> .....	<b>8</b>
4.1 LUNDAMO OMFORMERSTASJON BEHOLDES.....	9
4.1.1. Forsterkningsledning mellom Oppdal og Lundamo.....	9
4.1.2. Fjernledning på kl-master, Oppdal - Garli.....	9
4.1.3. Fjernledning på kl-master, Oppdal - Garli - Lundamo.....	10
4.1.4. Fjernledning på kl-master, Garli - Lundamo.....	10
4.1.5. Statisk omformerstasjon i Garli.....	10
4.1.6. Roterende omformerstasjon i Garli.....	11
4.1.7. Kompaktomformere mellom Oppdal og Lundamo, permanent løsning.....	11
4.1.8. Midlertidig kompaktomformer i Garli.....	12
Nytt kl-anlegg med forsterkningsledning Oppdal - Lundamo fra 2007.....	12
4.2 LUNDAMO OMFORMERSTASJON LEGGES NED.....	14
4.2.1. Lundamo omformerstasjon revideres og flyttes.....	14
4.2.2. Statisk omformerstasjon i Skjærli eller Støren.....	15
4.2.3. Roterende omformerstasjon i Skjærli eller Støren.....	15
4.2.4. Fjernledning på kl-master, Oppdal - Skjærli.....	16
4.2.5. Fjernledning på kl-master, Oppdal - Skjærli/Støren - Stavne.....	16
4.2.6. Fjernledning på kl-master, Støren - Stavne.....	16
4.3 TEKNISK VURDERING AV FORSTERKNINGSTILTAKENE.....	17
4.3.1. Rangering etter installert ytelse.....	17
4.3.2. Rangering etter spenning på kontaktledningsanlegget.....	17
4.3.3. Total teknisk rangering av de forsterkningstiltakene.....	18
<b>5 ENERGIKOSTNADER</b> .....	<b>19</b>
<b>6 KOSTNADSOVERSLAG</b> .....	<b>20</b>
6.1 BESKRIVELSE / FORUTSETNINGER.....	20
6.2 TEKNISK BESKRIVELSE / FORUTSETNINGER.....	20
6.2.1. Omformerstasjoner.....	20
6.2.2. Fjernledninger.....	21
6.2.3. Transformatorstasjoner.....	22
6.2.4. Forsterkningsledning.....	22
6.2.5. Kompaktomformere, permanent løsning.....	23
6.2.6. Kompaktomformere som midlertidig forsterkning inntil nytt kl bygges.....	23

<b>6.3</b>	<b>GENERELLE INVESTERINGSKOSTNADER</b> .....	<b>25</b>
6.3.1.	<i>Revidering av Lundamo omformerstasjon</i> .....	25
6.3.2.	<i>Statiske omformerstasjoner</i> .....	25
6.3.3.	<i>Roterende omformerstasjon</i> .....	26
6.3.4.	<i>Nytt kontaktledningsanlegg</i> .....	27
6.3.5.	<i>Nytt kontaktledningsanlegg med forsterkningsledning</i> .....	28
6.3.6.	<i>Nytt kontaktledningsanlegg m/fjernledning</i> .....	29
6.3.7.	<i>Kompaktomformere, permanent løsning</i> .....	31
6.3.8.	<i>Midlertidig forsterkning med kompaktomformere</i> .....	31
<b>6.4</b>	<b>INVESTERINGSKOSTNADER PR. TILTAK</b> .....	<b>33</b>
<b>6.5</b>	<b>DRIFT OG VEDLIKEHOLDSKOSTNADER</b> .....	<b>41</b>
<b>7</b>	<b>NYTTE/-KOSTNADSANALYSE</b> .....	<b>43</b>
7.1	RESULTATER.....	43
7.2	FØLSOMHETSANALYSE.....	44
<b>8</b>	<b>VURDERING AV FORSTERKNINGSTILTAKENE</b> .....	<b>46</b>
<b>8.1</b>	<b>GENERELLE BETRAKTNINGER</b> .....	<b>46</b>
8.1.1.	<i>Vurdering av tiltak B3</i> .....	46
8.1.2.	<i>Vurdering av tiltak B1</i> .....	47
8.1.3.	<i>Vurdering av tiltak A8</i> .....	47
8.1.4.	<i>Vurdering av tiltak A7</i> .....	48
8.1.5.	<i>Vurdering av tiltak A6</i> .....	48
8.1.6.	<i>Total vurdering</i> .....	49
<b>8.2</b>	<b>ANBEFALING</b> .....	<b>49</b>
<b>9</b>	<b>KONKLUSJON</b> .....	<b>51</b>

## 1 INNLEDNING.

### 1.1 BAKGRUNN.

I hovedplan for forsterkning av banestrømforsyning for Dovrebanen, ble det for den nordlige delen av Dovrebanen foreslått en forsterkning av strømforsyningen på Stavne, Garli, Hjerkin og Otta. Av disse er Otta (midlertidig forsterkning) og Stavne (under bygging) realisert.

Disse forsterkningene ble foreslått med basis i at alle de eksisterende omformerstasjonene skulle inngå i strømforsyningen som i dag.

OPPDAL	GARLI	LUNDAMO	STAVNE
48,4 km	39,9 km	35 km	

Figur 1.1. Viser tenkt omformerplassering mellom Oppdal og Stavne.

På strekningen Oppdal - Stavne (123,3 km) har man da fire omformerstasjoner med en gjennomsnittlig avstand mellom omformerne på 41,1 km. Dette er opplagt en overdimensjonering av banestrømforsyningen. Med tre omformerstasjoner på strekningen mellom Oppdal og Stavne har man en gjennomsnittlig avstand mellom omformerstasjonene på 61,65 km, som i utgangspunktet er en bedre teknisk / økonomisk løsning.

Denne rapporten vurderer plassering av omformerstasjon(e) og den øvrige nettkonfigurasjonen på strekningen Oppdal - Stavne med basis i en teknisk og økonomisk optimal løsning.

### 1.2 MÅLSETTING.

- Banestrømforsyningen på strekningen mellom Trondheim og Oppdal skal forsynes på optimal måte.
- Banestrømforsyningen skal kunne betjene en lastøkning tilsvarende fremtidig R94 og R95, og samtidig tilfredsstillende kravene til spenning og matekapasitet mht. effekt.

-Fremtidig R94 kombinert med R95 er en fortettet ruteplan i forhold til dagens ruteplan. I tillegg er det her kjørt med EL14, EL18 og X2000, som ikke inngår i dagens faste trafikkemønstre.

## 2 TEKNISKE KRAV TIL BANESTRØMFORSYNINGEN.

For at banestrømforsyningen ikke skal være til hinder for fremføringen ved en gitt togtrafikk, stilles følgende to hovedkrav:

- Spenningen på strømvtagere må ikke underskride en gitt verdi. I henhold til IEC publikasjon nr. 850 er nedre grense på 12,0 kV. Ved prosjektering av nye anlegg bør en legge seg på en høyere grense. Denne grensen er av NSB satt til 13,5 kV. Valget av 13,5 kV som dimensjonerende spenning begrunnes med at en bør ha en viss reserve ved prosjektering av anlegg for fremtidens trafikkøkning.
- Matestasjonene bør ha en installert ytelse som er 50% over maksimal timebelastning. Dette for å oppnå reserve og redundans i systemet. Dette kravet er i liten grad reflektert i nøyere tekniske/økonomiske vurderinger, men benyttes inntil videre.

Redundansen i systemet sikres ved at en utstyret omformerstasjonene med to omformerenheter samt at de tilliggende omformere har en tilsvarende omformerkapasitet.

Redundansen kan bli ytterligere forsterket ved at man utstyret alle omformere med reguleringssystemer som begrenser utmatet strøm når det enkelte aggregat nærmer seg overlast. Dette er systemer som på sikt vil bli tilgjengelige.

### 3 DAGENS MATESITUASJON.

Dagens matesituasjon kan dokumenteres og beskrives på flere måter. Den driftserfaring som til enhver tid finnes i systemet kan benyttes, direkte dokumentasjon ved målinger og simuleringer som kan hjelpe å se resultater av ulike fremtidige tiltak i infrastrukturen.

Den installerte ytelsen i de tilliggende omformerstasjonene er:

Oppdal:	2x5,8MVA	Roterende	km 428	
Lundamo:	2x7,0MVA	Roterende	km 516	
Stavne:	2x6,0MVA	Statisk	km 551	Ferdig i løpet av 1997.

Kontaktledningsanlegget er elektrisk sett standard-dimensjonert med  $100 \text{ mm}^2$  Cu kontakttråd og  $50 \text{ mm}^2$  Cu bæreline. Mastene er bygget i 1967 og ved bygging er det satt en levetid på 40 år. I dag heller mastene flere steder og opphenget betegnes således som i dårlig forfatning.

Det er installert et  $1300 \mu\text{F}$  seriekondensatorbatteri =  $-j7,35 \Omega$  på Melhus på km 533,33. Resulterende impedans i kontaktledningen er på  $0,20 + j0,21 \Omega / \text{km}$ .

Avstand fra Lundamo omformerstasjon = 17,27 km. Dette gir  $Z = 3,454 -j3,72 \Omega$  fra Lundamo til sekundærsiden av seriekondensatorbatteriet.

Avstand fra Stavne omformerstasjon = 17,7 km. Dette gir  $Z = 3,54 -j3,63 \Omega$  fra Stavne til sekundærsiden av seriekondensatorbatteriet.

Generelt kan en overkompensasjon av linjen som seriekondensatorbatteriet introduserer, og en stadig økende  $\cos \phi$  for belastningene av linjene virke mot sin hensikt. Man kan for økende  $\cos \phi$  mot 1,0 få lavere spenning på belastningsstedet enn om kondensatorbatteriet var koblet ut.

Avstand fra Lundamo til Stavne = 35 km. Dette gir  $Z = 7 +j0 \Omega$  mellom omformerstasjonene. Dette er åpenbart en veldig uheldig situasjon. Reaktiv effekt kan dermed flyte «fritt» mellom omformerstasjonene.

Lundamo omformerstasjon er bygget opp av 2 «ikke-mobile» vertikalt plasserte roterende 7,0 MVA Nebb aggregater, og er spesiell i NSB's sammenheng. Omformerstasjonen er fast installert i fjell, og utrustningen i omformerstasjonen er ulik fra det som er vanlig i omformerstasjoner ellers i Jernbaneverket. Miljøet inne i omformerstasjonen er ikke godt. Lundamo omformerstasjon skulle vært ute til hovedrevisjon tidlig på åttitallet, og er nå i så dårlig forfatning at en total overhaling av aggregater og anlegg er påkrevd.

## 4 ALTERNATIVE LØSNINGER.

Forsterkningen av strømforsyningen på strekningen mellom Trondheim (Stavne) og Oppdal kan løses på flere måter. Lundamo omformerstasjon står pr. i dag foran større revisjoner og hvorvidt denne skal revideres eller skrotes er av vesentlig betydning for den videre behandlingen av de forskjellige forsterkningsmulighetene.

Alternativene er delt opp i to hovedscenarier:

- A Lundamo omformerstasjon beholdes.
- B Lundamo omformerstasjon legges ned.

For hver av hovedscenariene er det flere mulige tekniske løsninger som gjør seg gjeldende:

A) Lundamo omformerstasjon beholdes:

- i) 16,5 kV forsterkningsledning mellom Oppdal og Lundamo.
- ii) 66 kV fjernledning på kl-master, Oppdal - Garli.
- iii) 66 kV fjernledning på kl-master, Oppdal - Garli - Lundamo.
- iv) 66 kV fjernledning på kl-master, Garli - Lundamo.
- v) Statisk omformer i Garli.
- vi) Roterende omformere i Garli.
- vii) Kompaktomformere mellom Oppdal og Lundamo, permanent løsning.
- viii) Midlertidig kompaktomformerstasjon i Garli,  
Nytt kl-anlegg med forsterkningsledning, Oppdal - Lundamo, fra år 2007.

B) Lundamo omformerstasjon legges ned:

- i) Lundamo revideres og flyttes til Skjærli eller Støren.
- ii) Ny statisk omformer i Skjærli eller Støren.
- iii) Roterende omformer i Skjærli eller Støren.
- iv) 66 kV fjernledning på kl-master, Oppdal - Skjærli.
- v) 66 kV fjernledning på kl-master, Oppdal - Støren - Stavne.
- vi) 66 kV fjernledning på kl-master, Støren - Stavne.

En forsterkning av banestrømforsyningen mellom Oppdal og Lundamo med seriekondensatorbatterier synes uaktuelt av flere årsaker:

- Økende  $\cos \phi$  for belastningen gir et kondensatorbatteri mindre virkning.
- Effektpendlings-problematikk med seriekondensatorbatterier.

For tiltakene B1, B2 og B3 vil valg av løsningen vurderes mhp. praktiske, tekniske og økonomiske forhold. I de kostnadsoverslag som utarbeides senere i rapporten, har Støren blitt valgt som nytt aktuelt matepunkt for alle B-alternativene, med unntak av B4 og B5 hvor Skjærli anses som mest hensiktsmessig. Dette framgår også av kostnadsoverslagene for de forskjellige forsterkningstiltakene.



#### **4.1 LUNDAMO OMFORMERSTASJON BEHOLDES.**

Fra « Forsterkning av banestrømforsyningen på Dovrebanen - Hovedplan» finner man at optimalt nytt matepunkt mellom eksisterende omformerstasjoner i Oppdal og Lundamo, er i Garli.

Ved en revisjon av aggregatene i Lundamo omformerstasjon er det betinget at et aggregat kan revideres av gangen uten å svekke ytelsen for det gjenværende aggregatet.

Fra vedlegg 4 finner man at det gjenværende aggregatet i Lundamo omformerstasjon vil ha ca. 29 % reserve i forhold til forventet maksimal timebelastning, og ca. 20 % reserve i forhold til forventet maksimal kortvarig belastning (1 min. verdi). Under en revisjon av Lundamo omformerstasjon er dette sannsynligvis tilstrekkelig ytelse i omformerstasjonen.

Dersom revisjoner av omformerstasjonen medfører at hele omformerstasjonen kobles ut av drift for kortere perioder må banestrekningen mellom Oppdal og Stavne midlertidig forsterkes på andre måter for å opprettholde elektrisk trafikkfremføring på strekningen.

##### **4.1.1. Forsterkningsledning mellom Oppdal og Lundamo.**

Forsterkningsledningen som er tenkt brukt er en uisolert  $240 \text{ mm}^2$  Al opphengt ca. 2 m over eventuelle returledere. Ekvivalent kontaktledningsimpedans inklusive returledere og forsterkningsledning, blir da ca.  $Z = 0.12 + j0,12 \Omega/\text{km}$ .

Det er videre regnet med nedføring til kontakttråd og bæreline på hver side av brytere i anlegget og foruten dette generelt ved hver 20. mast (ca. 1 km ). Nedføringen må gjøres ved mast og via en  $150 \text{ mm}^2$  Cu tilkoblet uteliggeren. På den aktuelle strekningen mellom Oppdal og Lundamo er det i dag tremaster som ikke vil tåle oppheng av en ekstra leder, og forsterkningsledning er da kun aktuelt dersom det skal bygges nytt kontaktledningsanlegg på strekningen.

##### **4.1.2. Fjernledning på kl-master, Oppdal - Garli.**

En fjernledning fremført på kl-master krever høyere og sterkere master enn det eksisterende kl-anlegget har i dag. Det er derfor bare aktuelt med fremføring av fjernledning på kl-master dersom det bygges nytt kontaktledningsanlegg på hele den aktuelle strekningen. I forbindelse med innføring til matepunkter eller omformerstasjoner må det brukes jordliner den siste halve kilometeren. Jordlinen må være jordet ved matestasjonen, men ellers isolert fra mast og skinner for ikke å kortslutte nærliggende impedansspoler. I tunneler og på bruer må det antas bruk av kabelføring for fjernledning. Det må da monteres overspenningsvern i hver ende av en slik kabelbit. Isolasjonsnivået for fjernledningen er i følge forskriftene 72 kV.

Strekningen mellom Lundamo og Oppdal er kun 88,3 km. Da en transformatorstasjon har høy pålitelighet kan enkle transformatorstasjoner brukes selv om redundansen i systemet svekkes.

Ved utfall av en transformatorstasjon kan man likevel fremføre trafikken under forutsetning av forsiktig kjøring på strekningen.

En 2-fase 66 kV fjernledning fra Oppdal til Garli mates via en 8,0 MVA 66/16,5 kV trafo fra Oppdal omformerstasjon med tilknytning til kl-anlegget via en 8,0 MVA trafo i Garli. Sonegrensebryteren i Garli fjernes og det etableres dødseksjoner med sonegrensebrytere mellom Garli og Oppdal, og mellom Garli og Lundamo.

#### **4.1.3. Fjernledning på kl-master, Oppdal - Garli - Lundamo.**

En 2-fase 66 kV fjernledning fra Oppdal til Lundamo mates via en 8,0 MVA 66/16,5 kV trafo fra Oppdal omformerstasjon og en tilsvarende trafo fra Lundamo omformerstasjon. Tilknytningen til kl-anlegget er via en 8,0 MVA trafo i Garli. Sonegrensebryteren i Garli fjernes og det etableres dødseksjoner med sonegrensebrytere mellom Garli og Oppdal, og mellom Garli og Lundamo.

#### **4.1.4. Fjernledning på kl-master, Garli - Lundamo.**

En 2-fase 66 kV fjernledning fra Garli til Lundamo mates via en 8,0 MVA 66/16,5 kV trafo fra Lundamo omformerstasjon med tilknytning til kl-anlegget via en 8,0 MVA trafo i Garli. Sonegrensebryteren i Garli fjernes og det etableres dødseksjoner med sonegrensebrytere mellom Garli og Oppdal, og mellom Garli og Lundamo.

#### **4.1.5. Statisk omformerstasjon i Garli.**

En omformerstasjon i Garli kan forsynes via en ca. 4,5 km lang 3-fase 66 kV forsyningslinje tilknyttet eksisterende 3-fase 66 kV forsyningsnett. Det må i tilknytningspunktet etableres et nytt bryteranlegg for forsyningslinjen. Forsyningslinjen fremføres som linje/kabel forbindelse. Både for omformerstasjonen og for forsyningslinjen må det frigis areal med tilhørende konsesjonssøknad.

Dersom Lundamo omformerstasjon ikke legges ned vil strekningen mellom Oppdal og Lundamo overdimensjoneres mhp. ytelsen, med en ny omformerstasjon i Garli. Det trengs likevel forsterkninger på strekningen pga. avstanden mellom Oppdal og Lundamo. De mest aktuelle ytelsene for en statisk omformerstasjon på Garli er derfor på 1x6,0 MVA eller 2x6,0 MVA.

En omformerstasjon på 1x6,0 MVA vil ikke overdimensjonere strekningen mellom Oppdal og Lundamo i så stor grad som en omformerstasjon på 2x6,0 MVA, men en ytelse på 2x6,0 MVA øker redundansen og dermed påliteligheten for systemet. Valg av ytelse for omformerstasjonen blir dermed først og fremst en teknisk/økonomisk avveining.

Sonegrensebryteren i Garli fjernes og det etableres dødseksjoner med sonegrensebrytere mellom Garli og Oppdal, og mellom Garli og Lundamo.

#### **4.1.6. Roterende omformerstasjon i Garli.**

Pr. i dag er det ingen ledige roterende aggregater å oppdrive. Dersom det frigis roterende omformeraggregater fra andre steder i landet, kan en omformerstasjon i Garli bestykkes med ett eller to 5,8 MVA aggregater. Pga. overbelastbarheten for roterende omformeraggregater kan en omformerstasjon bestykket med et enkelt roterende aggregat være mer hensiktsmessig enn en statisk omformerstasjon med tilsvarende merkeytelse. Igjen vil teknisk/økonomiske betraktninger være avgjørende for valg av ytelse for omformerstasjonen.

Sonegrensebryteren i Garli fjernes og det etableres dødseksjoner med sonegrensebrytere mellom Garli og Oppdal, og mellom Garli og Lundamo.

#### **4.1.7. Kompaktomformere mellom Oppdal og Lundamo, permanent løsning.**

En kompaktomformer er i prinsippet bygget opp av kraftelektronikk-komponenter på lik linje med dagens konvensjonelle statiske omformere. Man kan dermed på samme måte som i en statisk omformer påvirke vinkelen på spenningen på utgående linjer, og derav styre overført effekt gjennom kompaktomformeren.

Kompaktomformeren må minimum ha en 3-fase forsyning på 11 eller 22 kV, med tilhørende bryteranlegg.

På enfasesiden av kompaktomformeren skal det etableres samleskinner med vernutrustning og bryteranlegg på hver utgående linje. Dermed vil anlegget samtidig fungere som en sonegrensebryter.

Kompaktomformeren er enda på skisseplan. Dette medfører at det hersker en del usikkerhet mhp. tekniske finesser og forutsetninger for virkemåte. I det følgende skisseres derfor kun den prinsipielle virkemåten for kompaktomformeren etter hensikt og idé.

En kompaktomformer kan i prinsippet kobles til det øvrige kontaktledningsnettet på to måter.

- Kompaktomformeren installert i serie med det øvrige kl-anlegget.
- Kompaktomformeren installert i parallell med det øvrige kl-anlegget.

#### Serie:

Kompaktomformerens primære oppgave vil være å kompensere for spenningsfall i kontaktledningen mellom en nærliggende omformerstasjon og kompaktomformeren. Dette gjøres ved å kompensere for både aktivt og reaktivt tap i kontaktledningen. Kompensering ved hjelp av en kompaktomformer er ikke passiv. Det vil si at den tilfører energi til systemet, i det punktet den er tilkoblet. Dette er en utradisjonell kompenseringsmetode, men på samme tid en langt mer hensiktsmessig kompensering enn med passive komponenter.

Kompaktomformerens sekundære oppgave blir dermed indirekte å styre overført effekt mellom nærliggende omformerstasjoner til en last mellom disse omformerstasjonene.

Den mest hensiktsmessige plasseringen av en kompaktomformer i serie med kontaktledningsanlegget, er på det stedet et kondensatorbatteri normalt ville hatt tilkobling. Det vil med andre ord si at det forutsettes minimum to kompaktomformerenheter mellom eksisterende omformerstasjoner.

For å få optimal virkning av kompaktomformerer må man i tillegg ha en kontinuerlig sanntidskommunikasjon med nærliggende omformerstasjoner. Med denne nettkonfigurasjonen vil man nærme seg optimalisering av effektfordelingen mellom nærliggende omformerstasjoner, og dermed også senke tapene i systemet og heve spenningen på kontaktledningen.

#### Parallell:

Kompaktomformerens primære oppgave vil være å supplere eksisterende omformerstasjoner med effekt. Med en spenningsregulering som for en statisk omformerstasjon, vil den også kunne heve spenningen til tilnærmedesvis optimalt. Ved økende belastning må spenningsamplitude og vinkel på utgående linjer reguleres slik at en unngår utkjøring av kompaktomformerer.

Den mest hensiktsmessige plasseringen av en kompaktomformer i parallell med kontaktledningsanlegget er avhengig av både strekning mellom eksisterende omformerstasjoner og trafikkprognosene for strekningen. Kompaktomformerer kan plasseres enten som for seriekoblingen eller på midtpunktet mellom eksisterende omformerstasjoner.

Velger man å konsentrere mengden av kompaktomformere til et punkt mellom eksisterende omformerstasjoner begrenses ytelse (antall enheter) av 3-fase tilkoblingen. Dersom man velger å plassere kompaktomformerer som for en seriekobling har man større mulighet for en utvidelse av ytelse på sikt.

Mest aktuelt for en permanent løsning med kompaktomformere mellom to eksisterende matestasjoner, er to kompaktomformerstasjoner i serie med kontaktledningen. Dette er fordi det da på sikt er mye større mulighet for en utvidelse av anleggene mhp. ytelse.

#### **4.1.8. Midlertidig kompaktomformer i Garli.**

##### **Nytt kl-anlegg med forsterkningsledning Oppdal - Lundamo fra 2007.**

Kompaktomformerens prinsipp ble beskrevet i kapittel 4.1.7. For denne løsningen med kompaktomformerer som et midlertidig tiltak inntil nytt kl-anlegg er ferdig i 2007, bør den plasseres i parallell med kontaktledningen. Det er tenkt benyttet to enheter hver på 2,0 MVA, plassert ved Garli.

Ved bygging av nytt kontaktledningsanlegg utføres dette med en uisolert 240 mm<sup>2</sup> Al forsterkningsledning, opphengt ca. 2 m over eventuelle returledere. Det er videre regnet med nedføring til kontakttråd og bæreline på hver side av brytere i anlegget og foruten dette generelt ved hver 20. mast (ca. 1 km ). Nedføringen må gjøres ved mast og via en 150 mm<sup>2</sup> Cu tilkoblet uteliggeren.

## **4.2 LUNDAMO OMFORMERSTASJON LEGGES NED.**

Av de simuleringene som er gjort i vedlegg 4, er det vist at det mest optimale matepunktet mellom Oppdal og Stavne er i Skjærli eller i Støren. Dette vil gi en nettkonfigurasjon mellom Oppdal og Stavne med en tilnærmet avstand mellom matepunktene på 62 km. Fra simuleringene finner man videre at ytelsene på omformerstasjonene i Oppdal, Stavne og en 2x6,0 MVA i Skjærli eller Støren, er tilstrekkelig for de krav som stilles til overkapasitet i omformerstasjoner.

En omformerstasjon i Skjærli kan forsynes via en ca. 4 km 3-fase 66 kV forbindelse mellom omformerstasjonen og eksisterende 3-fase 66 kV linje. Det må bygges eget bryteranlegg i forbindelse med tilknytningen til eksisterende 66 kV linje. For omformerstasjonen og en slik forsyningslinje må det etableres egen grunn til bruk for NSB med tilhørende konsesjonsbehandling.

En omformerstasjon i Støren kan forsynes via en ca. 3 km 3-fase 66 kV forbindelse mellom omformerstasjonen og eksisterende 3-fase 66 kV linje. Det må bygges eget bryteranlegg i forbindelse med tilknytningen til eksisterende 66 kV linje. Forsyningslinjen kan for dette tilfellet utføres som linje/kabel forbindelse plassert på NBS' s grunn langs Rørosbanen. Likeledes kan omformerstasjonen plasseres på eksisterende NSB areal.

Fremtidig trasévalg for banen mellom Soknedal og Krogstadlykkja vil virke inn på den lokale plasseringen av en omformerstasjon enten i Skjærli eller i Støren. Vedlegg 3 viser mulige fremtidige traseer.

Et matepunkt i Skjærli dekker i hovedsak alle 5 trasévalg (se vedlegg 3).

Et matepunkt i Støren dekker i hovedsak trasévalg 1 - 3 (se vedlegg 3).

Fra «Hovedplan, Kostnadsoverslag over nye traseer, BRN» av 1995 konkluderes det med et foreløpig kombinasjonsvalg av trasévalg 2 og 3, og dermed dekker begge matepunktene, Skjærli og Støren, dette valget.

Et mulig ankepunkt for en bygging av omformerstasjonen i Skjærli er muligheten for seksjonering i forbindelse med matepunktet. Dersom det ikke er mulig å seksjonere kl-anlegget på Skjærli, vil Støren være den naturlige plasseringen av en ny omformerstasjon mellom Oppdal og Stavne.

Eksisterende dødseksjon m/sonegrensebryter ved Garli og planlagt dødseksjon m/sonegrensebryter mellom Lundamo og Stavne vurderes flyttet til en mer hensiktsmessig plassering.

### **4.2.1. Lundamo omformerstasjon revideres og flyttes.**

Ved en revisjon av aggregatene i Lundamo omformerstasjon er det betinget at et aggregat kan revideres av gangen uten å svekke ytelsen for det gjenværende aggregatet.

Dette tiltaket innebærer en større usikkerhet mhp. den praktiske gjennomføringen av tiltaket. Det er uvisst hvor store deler av aggregatene som må demonteres for flytting og hvor store deler av aggregatene som må revideres på stedet.

Det er videre en usikkerhet mhp. den bygningstekniske utformingen av en ny omformerstasjon i Støren. Aggregatene er vertikalt sentrerte noe som medfører en høyere aggregathall enn en normal installasjon.

Ved revisjon av ett aggregat av gangen kan man dermed trinnvis flytte omformerstasjonen i Lundamo til Skjærli eller Støren. Det er her valgt Støren som aktuell ny plassering pga. tilgang til 3-fase forsyning og grunnervervelse.

Fra vedlegg 4 finner man at det gjenværende aggregatet i Lundamo omformerstasjon vil ha ca. 29 % reserve i forhold til forventet maksimal timebelastning, og ca. 20 % reserve i forhold til forventet maksimale kortvarige belastning (1 min. verdi). Under første trinn av flyttingen av Lundamo omformerstasjon er dette sannsynligvis en tilstrekkelig ytelse i omformerstasjonen.

Omformerstasjonen i Støren med kun et aggregat installert under revisjon av Lundamo's andre aggregatet vil fra vedlegg 4 ha ca. 28 % reserve i forhold til forventet maksimal timebelastning. Aggregatet vil videre ha ca. 25 % reserve i forhold til forventet maksimale kortvarige belastning (1 min. verdi). Dette er sannsynligvis en tilstrekkelig ytelse i Støren omformerstasjon under andre trinn av flyttingen av Lundamo omformerstasjon.

Dersom revisjoner i Lundamo eller installasjon i Støren medfører at hele omformerstasjonen kobles ut av drift for kortere perioder må banestrekningen mellom Oppdal og Stavne forsterkes midlertidig på andre måter for å opprettholde elektrisk trafikkfremføring på strekningen.

#### **4.2.2. Statisk omformerstasjon i Skjærli eller Støren.**

Med nedleggelse av Lundamo omformerstasjon er det som tidligere nevnt, vist i vedlegg 4 at Skjærli eller Støren er de mest aktuelle matepunkter. Det er videre vist at en omformerstasjon i et av disse punktene da minst bør ha 2 aggregater hver med ytelse på 6,0 MVA, for å ivareta redundansen i systemet.

For å sikre elektrisk trafikkfremføring på strekningen med denne løsningen, må en slik omformerstasjon være ferdig til drift før en nedleggelse av omformerstasjonen i Lundamo kan iverksettes. Fremdriften for bygging av en omformerstasjon i Skjærli eller Støren er dermed avhengig av tilstanden i Lundamo omformerstasjon.

#### **4.2.3. Roterende omformerstasjon i Skjærli eller Støren.**

Med samme argumentasjon som i 4.2.2 må en slik omformerstasjon minimum bestykkes med 2 aggregater, hver med ytelse på minimum 5,8 MVA.

Fremdriften for byggingen av en slik omformerstasjon vil være basert på samme argumentasjon som 4.2.2.

#### **4.2.4. Fjernledning på kl-master, Oppdal - Skjærli.**

Fra vedlegg 4 er det vist at Skjærli eller Støren er optimale matepunkter dersom Lundamo omformerstasjon legges ned. Det er videre vist at Skjærli og Støren er nesten like optimale matepunkt teknisk sett. Det er her et forbehold om mulighet for seksjonering av kl-anlegget både i Skjærli og i Støren. Den videre behandlingen av fjernledning på kl-master vil derfor avgjøres av korteste avstand mellom matepunkt og omformertasjoner.

Med nedleggelse av Lundamo omformerstasjon vil man ha en strekning mellom eksisterende omformerstasjoner, Oppdal og Stavne, på 123,3 km. Ved utfall av det nye matepunktet vil det ikke være mulig å sikre elektrisk fremføring av trafikken. Dette medfører at det må stilles ekstra store krav til redundansen i systemet. Et nytt matepunkt mellom Oppdal og Stavne må derfor bestykkes med minimum to mate-enheter.

En 2-fase 66 kV fjernledning fra Oppdal til Skjærli mates via en 2x8,0 MVA 66/16,5 kV transformatorstasjon fra Oppdal omformerstasjon, med tilknytning til kl-anlegget via en 2x8,0 MVA transformatorstasjon i Skjærli.

#### **4.2.5. Fjernledning på kl-master, Oppdal - Skjærli/Støren - Stavne.**

En 2-fase 66 kV fjernledning fra Oppdal og Stavne til Skjærli/Støren mates via en 1x8,0 MVA 66/16,5 kV transformatorstasjon fra Oppdal omformerstasjon og en 1x8,0 MVA 66/16,5 kV transformatorstasjon fra Stavne, med tilknytning til kl-anlegget via en 2x8,0 MVA transformatorstasjon i Skjærli.

#### **4.2.6. Fjernledning på kl-master, Støren - Stavne.**

En 2-fase 66 kV fjernledning fra Stavne til Støren mates via en 2x8,0 MVA 66/16,5 kV transformatorstasjon fra Stavne omformerstasjon, med tilknytning til kl-anlegget via en 2x8,0 MVA transformatorstasjon i Støren.



### **4.3 TEKNISK VURDERING AV FORSTERKNINGSTILTAKENE.**

Fra vedlegg 4 finner man at det generelt er tilstrekkelig ytelse i energiforsyningen på strekningen med eksisterende energiforsyning. Det er her også antatt at Stavne omformerstasjon er i drift. Dette medfører at alle forsterkningstiltak som minimum har tilsvarende eller større installert ytelse, er tilstrekkelig for energiforsyningen.

#### **4.3.1. Rangering etter installert ytelse.**

I det følgende rangeres de forskjellige forsterkningstiltakene vertikalt etter avtagende installert ytelse.

For de forsterkningstiltak som har lik total installert ytelse rangeres tiltakene horisontalt etter laveste maksimale prosentvise belastning for de enkelte aggregatene. Den horisontale rangeringen blir dermed en form for pålitelighet for systemet. Avtagende mot høyre.

Til sammenligning: Tiltak A0 er eksisterende energiforsyning.

- 1) Tiltak A6
- 2) Tiltak A5
- 3) Tiltak A7
- 4) Tiltak A8, Tiltak A1, Tiltak B1, Tiltak A0, Tiltak A3, Tiltak A4, Tiltak A2
- 5) Tiltak B3
- 6) Tiltak B2
- 7) Tiltak B5, Tiltak B4, Tiltak B6

#### **4.3.2. Rangering etter spenning på kontaktledningsanlegget.**

I det følgende rangeres de forskjellige forsterkningstiltakene etter avtagende minimumsspenning på kontaktledningsanlegget.

Igjen er den horisontale rangeringen en rangering etter avtagende pålitelighet for systemet.

- 1) Tiltak A6
- 2) Tiltak A5
- 3) Tiltak A3
- 4) Tiltak A4, Tiltak A2
- 5) Tiltak A1
- 6) Tiltak A8, Tiltak A7
- 7) Tiltak B1, Tiltak B3, Tiltak B2
- 8) Tiltak B5
- 9) Tiltak B4, Tiltak B6
- 10) Tiltak A0

Det er her å bemerke at selv om man kan regne med en ringere spenningskvalitet for det ene tiltaket holdt opp mot et annet, er det likevel på sin plass å bemerke at alle tiltak foruten tiltak A0 har tilstrekkelig spenning på kontaktledningen.

### 4.3.3. Total teknisk rangering av de forsterkningstiltakene.

På bakgrunn av ytelse, spenningsforhold og påliteligheten rangeres forsterkningstiltakene avtagende mhp. teknisk totalløsning for energiforsyningen mellom Oppdal og Stavne:

- 1) Tiltak A6
- 2) Tiltak A5
- 3) Tiltak A1, Tiltak A8, Tiltak A7
- 4) Tiltak A3
- 5) Tiltak B1
- 6) Tiltak A2
- 7) Tiltak A4
- 8) Tiltak B3
- 9) Tiltak B2
- 10) Tiltak B5
- 11) Tiltak B4
- 12) Tiltak A0
- 13) Tiltak B6

I rangeringen er det en del synsing og usikkerhet siden det ikke er simulert for hvert av de forskjellige forsterkningstiltakene. Det er allikevel tatt bakgrunn i de betraktninger som er gjort i vedlegg 4, hvor flere av forsterkningstiltakene er vurdert. En sammenligning mellom forsterkningstiltakene med hensyn på ytelse og spenningsforhold på kontaktledningen gir en klar pekepinn på hvordan påliteligheten for systemet vil være.

Det vil i det følgende bli utarbeidet kostnadsoverslag for de forskjellige forsterkningstiltakene og derav en nytte-kostnadsberegning. Nytte-kostnadsberegningen tar i tillegg til kostnadene også hensyn til den tekniske rangeringen på den måten at de systemløsningene som i utgangspunktet synes dårligere enn andre også får lavere inntekt til sammenligning med eksisterende energiforsyning.

## 5 ENERGIKOSTNADER

De forskjellige forsterkningstiltakene resulterer i forskjellige tapstall for systemet. Det er gjort studier av effektuttaket og tapskostnadene for de enkelte matestasjonene i dag, og det er forutsatt en økning i energiproduksjonen på 20 % i årene frem til 2005.

Kraftprisen er som kjent varierende fra år til år, og det kan dermed ikke sies noe sikkert om den fremtidige kraftprisen. I analysene er det for analyseperioden benyttet en gjennomsnittlig kraftpris på 40 øre/kWh inklusive alle avgifter. Avvik i kraftprisen utfra dette vil gi tilsvarende avvik i analyseresultatene.

Totalt for strekningen Oppdal - Trondheim brukes det ca. 21 000 MWh i dag. Med en økning på 20 % blir fremtidig forbruk 25 000 MWh.

For å få et overslag over tapene i systemet må man for hvert enkelt tiltak studere avstandene mellom matestasjonene og gjennomsnittlig produksjon/installert ytelse for hver matestasjon. Dette gir en indikasjon på forskjellene i tap for de enkelte forsterkningstiltakene.

Tiltak	TAPSKOSTNADER Type forsterkning.	Tap i mate- stasjoner [MWh]	Tap i kl- anlegg [MWh]	Totale tap [kr]	Diff. [kr]
Tiltak 0	Ingen forsterkning utover dagens anlegg	3990	3341	2 932 400	-
Tiltak A1	Forsterkningsledning, Oppdal - Garli	3990	2230	2 488 000	444 400
Tiltak A2	Fjernledning, Oppdal - Garli	3990	2230	2 488 000	444 400
Tiltak A3	Fjernledning, Oppdal - Garli - Lundamo	3990	2230	2 488 000	444 400
Tiltak A4	Fjernledning, Garli - Lundamo	3990	2230	2 488 000	444 400
Tiltak A5	Statisk omformerstasjon i Garli	4035	2230	2 506 000	426 400
Tiltak A6	Roterende omformerstasjon i Garli	4560	2230	2 716 000	216 400
Tiltak A7	Kompaktomformere, Oppdal - Lundamo	4035	2230	2 506 000	426 400
Tiltak A8	Midlertid. komp. omf. + forst. ledn. Oppd-Lund.	4001	2230	2 492 400	440 000
Tiltak B1	Lundamo flyttes til Skjærli/Støren	3420	3030	2 580 000	352 400
Tiltak B2	Statisk omformerstasjon i Skjærli/Støren	3192	3030	2 488 800	443 600
Tiltak B3	Roterende omformerstasjon i Skjærli/Støren	3420	3030	2 580 000	352 400
Tiltak B4	Fjernledning, Oppdal - Skjærli/Støren	3420	3030	2 580 000	352 400
Tiltak B5	Fjernledning, Oppdal - Skjærli/Støren - Stavne	3420	3030	2 580 000	352 400
Tiltak B6	Fjernledning, Skjærli/Støren - Stavne	3420	3030	2 580 000	352 400

Tabell 5.1 Tapskostnader for de forskjellige forsterkningstiltakene.

Differansen skissert i ytterste høyre kolonne i figur 5.1, blir årlige inntekter for de forskjellige forsterkningstiltakene. Dette vil bli en av flere faktorer som ligger til grunn i nyttekostnadsberegningene.

## 6 KOSTNADSOVERSLAG.

### 6.1 BESKRIVELSE / FORUTSETNINGER.

Matestasjonsløsningen inneholder to forskjellige forsyningsmåter. En er å bygge ut nye matepunkter med omformerstasjoner. Den andre er å bygge fjernledning mellom eksisterende omformerstasjoner.

I tillegg kan man forsterke strekningen med spenningsforbedrende tiltak som forsterkningsledning, kompaktomformere, spenningsboostere eller kondensatorbatterier. I denne hovedplanen er det kun gjort kostnadsoverslag for forsterkning av gjeldende strekning med matestasjonsløsning, forsterkningsledning og kompaktomformere.

For de forskjellige tiltakene som må iverksettes er kostnadene skissert i de følgende underkapitlene. Det er videre regnet ut et påslag for investeringskostnadene til dekning av NSB's øvrige kostnader som må forventes å tilkomme prosjektet.

A:	Kostnader spesifisert arbeid:	100
B:	Ufordelte kostnader:	10 % av A
C:	Byggherrekostnader:	2,5 % av A+B
D+E:	Planlegging/prosjektering:	7,0 % av A+B
F:	Rigg og driftsomkostninger:	2,5 % av A+B
G:	Avgifter:	16,1 % av A+B+F
		12,5 % av D+E

Totalt påslag: 42,3 % av A

De prosentvise påslagene er delvis erfaringstall og delvis en fornuftsavveining for disse tiltakene. For de tiltak man har skissert i denne hovedplanen er det kun snakk om konsentrerte bygningsmasser og derav vil ikke byggherrekostnader og rigg + driftsomkostnader være i størrelsesorden 8 og 9 % som erfaringstallene bygger på.

### 6.2 TEKNISK BESKRIVELSE / FORUTSETNINGER.

#### 6.2.1. Omformerstasjoner.

Følgende forutsetninger er gjort for bygningen:

Bygging av klasse 2 for omformerstasjoner etter NVE's "Retningslinjer for sikring av kraftforsyningsanlegg". Bygging av nye fjellanlegg er ikke vurdert. En oppgradering av omformerstasjonen til klasse 1 har liten betydning for totalkostnadene. Hovedforskjellen på klasse 1- og klasse 2 anlegg er at klasse 1 anlegg skal for utvendige vegger gis en sidedekning av enten fjell, eksisterende eller tilfylt masse i en høyde som tilsvarer topp omformeranlegg og tykkelse på minst 1,5 m ved

toppen. Det antas at økningen i kostnadene for omformerstasjonene vil være i størrelse 5 % av kostnadene for selve bygget.

Utgående linjeutrustningen er antatt av samme konsept som ved dagens omformerstasjoner. Dette medfører blant annet:

- Ett reservefelt
- Prøvemotstand og prøvebryter for hvert utgående linjefelt.

I omformerstasjonen er følgende inkludert:

- Brannvarslingsanlegg
- Brannslukkingsanlegg
- Nødfrakoblingsutstyr for stasjonen
- Kontrollrom, verksted, oljebu, toalett, dusj, kjøkkenkrok
- Fjernkontrolltilpasning (spesielt ved statisk omformer)
- Redundans i 110 V - forsyningen
- Opplæring
- Dokumentasjon
- FAT, SAT og ½ års prøvedrift. (spesielt ved statisk omformer)
- Reservedeler
- Vedlikeholds- og feilrettingsutstyr

Oljeoppsamling for 1-fase og 3-fase hovedtransformatorer er også inkludert.

### 6.2.2. Fjernledninger.

I forsterkningstiltaket med fjernledning er det forutsatt at fjernledningen festes på kontaktledningsmastene. Fjernledningen er forutsatt å henge minst 10,5 m over skinnetopp på laveste påregnelige punkt.

Fjernledning er fremført som 66 kV 2-faseanlegg og kostnadsoverslaget er basert på denne spenningen. Høyere spenning enn 66 kV kan ikke benyttes etter FEA-F § 75.3.2 Der står det blant annet at fremføring av to ledningsett på felles masterekke må oppfylle følgende betingelser:

- Den høyeste nominelle spenningen må ikke overskride 66 kV, og den laveste nominelle spenningen må ikke under 3 kV.

Andre forutsetninger som ligger til grunn i kostnadsoverslaget for fjernledningen:

- Ved bruer med overbygg og tunneler er fjernledningen forutsatt lagt i kabel. Det skal brukes ventilavledere/overspenningsvern ved alle overganger mellom kabel og line. Dette skal gjøres for å unngå spenningsbølger som vil oppstå mellom kabel og line ved kortslutninger.

- Det skal i forbindelse med bruk av fjernledning på kl-master brukes jordline/toppline de siste 500 meterne før en matestasjon som innføringsvern for stasjon og kl-anlegget. Jordlinen/topplinen skal være isolert fra mast, skinner og retur.
- For jordlinen/topplinen er det forutsatt bruk av 1 stk FeAl nr. 25.
- For fjernledningen er det forutsatt bruk av FeAl nr. 95 for linen og  $240 \text{ mm}^2$  Al for kabel.

### 6.2.3. Transformatorstasjoner.

De transformatorstasjonene det er snakk om her, er transformatorene i forbindelse med fjernledningen.

- Det er forutsatt at transformatorstasjoner i forbindelse med fjernledningen har en nominell ytelse på 8,0 eller 16,0 MVA.
- For hver av transformatorstasjonene er det forutsatt to utgående linjefelt i tillegg til reservefelt.
- Koblingsanlegg for 66 kV er antatt bygd som utendørsanlegg.
- Bygning av klasse 2 for transformatorstasjoner etter NVE's "Retningslinjer for sikring av kraftforsyningsanlegg"
- Utgående linjeutrustning er antatt av samme konsept som ved dagens omformerstasjoner. Det medfører bl. a.:
  - Et reservefelt
  - Prøvemotstand og prøvebryter for hvert utgående linjefelt
- Oljeoppsamlingsanlegg til hovedtransformator er inkludert.
- Levetid for transformatorstasjoner er erfaringsmessig 40 år.
- Fjernstyringstilkobling er inkludert for trafostasjoner som er egne matepunkt.

### 6.2.4. Forsterkningsledning.

Forsterkningsledningen som er tenkt brukt er en uisolert  $240 \text{ mm}^2$  Al opphengt ca. 2 m over eventuelle returledere. Det er videre regnet med nedføringer til kjøretråd og bærelinje på hver side av brytere i anlegget og foruten dette generelt ved hver 20. mast (ca. 1 km). Nedføringen må gjøres ved mast via en  $150 \text{ mm}^2$  Cu tilkoblet uteliggeren.

I tunneler er det forutsatt at forsterkningslederen er isolert og kan klamres på lik linje med returledere. På bruer er det forutsatt at forsterkningslederen kan føres enten som kabel i

kabelkanal eller opphengt som det øvrige kl-anlegget. Et prosentvis tillegg i kostnadene tilsvarende lengder av bruer og tunneler vil ta høyde for dette.

### **6.2.5. Kompaktomformere, permanent løsning.**

Konseptet for kompaktomformere er ikke fullstendig utarbeidet og avhenger av bruksform. Det er i dette kostnadsoverslaget tatt utgangspunkt i foreløpige kostnader for hver enhet. Det er videre tatt utgangspunkt i kompaktomformeren seriekoblet med kontaktledningsanlegget, en løsning som har større omfang vedrørende teknisk utvikling og kostnad enn for kompaktomformere parallellkoblet med kontaktledningsanlegget.

- Det er forutsatt at hver enhet for kompaktomformerne har en nominell ytelse på 2,0 MVA.
- For hver stasjonene er det forutsatt to utgående linjefelt i tillegg til reservefelt.
- Koblingsanlegg for 22 kV er antatt bygd som utendørsanlegg.
- Utgående linjeutrustning er antatt av samme konsept som ved dagens omformerstasjoner. Det medfører bl. a.:
  - Et reservefelt
  - Prøvemotstand og prøvebryter for hvert utgående linjefelt
- Bygningsteknisk er det antatt at enhetene er innebygget i containere. Hovedtransformatorstasjoner og øvrige hovedbryterfelt er antatt bygget som utendørsanlegg.
- Levetid for aggregatene til kompaktomformere er antatt 15 år. Etter 15 år forutsettes det en fullrevidering av aggregatene. Øvrige komponenter antas med en levetid lik 33 år. Revideringen av aggregatene antas i størrelsesorden 50 % av aggregatpris.
- Fjernstyringstilkobling er inkludert for trafostasjoner som er egne matepunkt.

### **6.2.6. Kompaktomformere som midlertidig forsterkning inntil nytt kl bygges.**

Forutsetningene for kompaktomformerene er beskrevet ovenfor.

I motsetning til en permanent forsterkning, er det ikke behov for å utvide kompaktomformeranleggets ytelse på sikt ved en midlertidig løsning. I utgangspunktet er en totalløsning med en parallellkoblet kompaktomformerstasjon billigere enn to seriekoblede kompaktomformerstasjoner, det er derfor valgt å se på midlertidig forsterkning med en parallell kompaktomformerstasjon i dette tiltaket.

- Det er valgt å benytte en stasjon bestykket med 2x2,0 MVA enheter plassert i Garli.

- Kompaktomformerene har felles forsyningslinje og til sammen to utgående linjefelt og et reservefelt for hver av enhetene.

Videre regnes det at når kl-anlegget skal skiftes ( år 2007) bygges det nye anlegget med forsterkningsledning etter beskrivelsen i kapittel 6.2.4. Ved ferdigstillelse av det nye kontaktledningsanlegget, frigis kompaktomformerene til bruk andre steder.



### 6.3 GENERELLE INVESTERINGSKOSTNADER.

Nøyaktigheten i de følgende kostnadsoverslagene er på hovedplan-nivå: +/- 20 %.

#### 6.3.1. Revidering av Lundamo omformerstasjon.

Omformerstasjonen i Lundamo har to ikke-mobile 7,0 MVA aggregater. Hvert av aggregatene er klart for revisjon . Deler av det følgende kostandsoverslaget innebærer en normal hovedrevisjon av anlegget som skal gjennomføres med jevne mellomrom for hele levetiden for aggregatene.

I tillegg er det tatt høyde for en del utbedringer av omformerstasjonen som normalt ikke inngår i en jevnlig hovedrevisjon (Eks: Kontrollutrustning, kabling etc..). For utbedring ser man for seg to mulige alternativer revisjoner.

Revisjon av Lundamo omformerstasjon		Kostnad NOK
<b>Alternativ 1</b>	Hovedrevisjon av omf. 1 og 2	5 130 000
	Ny kontrollutrusning omf. 1 og 2	5 800 000
	Kabelanlegg omf. 1 og 2	1 775 000
	<b>Sum kostnader eks mva</b>	<b>12 705 000</b>
<b>Alternativ 2</b>	Hovedrevisjon av omf. 1 og 2	5 130 000
	Ombygd kontrollutrusning omf. 1 og 2	1 300 000
	Kabelanlegg omf. 1 og 2	1 775 000
	<b>Sum kostnader eks mva</b>	<b>8 205 000</b>

Tabell 6.0 Kostnadsoverslag for Revisjon av Lundamo omformerstasjon.

#### 6.3.2. Statiske omformerstasjoner.

For en statisk omformerstasjon er det forutsatt en direkte transformering av spenningen ned til indre spenning på likeretteren.

Prisene på en statisk omformerstasjon bygger på tilbudspriser for 2x6,0 MVA fra ABB og SIEMENS, og økonomisk levetid regnes 33 år.

Statisk omformerstasjon 2x6,0 MVA	Prisoverslag KNOK
Omformer inkl. fjernkontroll, 3-fase trafo,...osv	45 000
Bygg + Tomt	4 000
Anleggstilskudd (eks. vei og vann )	2 000
<b>Sum kostnader ekskl. avgifter og tillegg</b>	<b>51 000</b>

Tabell 6.1 Statisk omformerstasjon, 2x6,0 MVA. Eksklusive tillegg og avgifter.

### 6.3.3. Roterende omformerstasjon.

For økonomisk levetid regnes 33 år.

For en roterende omformerstasjon er det forutsatt en hovedrevisjon av hvert anlegg hvert 10 år og før idriftsettelse. Hver hovedrevisjon regnes til 1,5 mill kroner.

For bygg + tomt er det forutsatt en bygningsmasse tilsvarende 2x5,8 MVA roterende aggregater.

For en roterende omformerstasjon med kun ett aggregat er det forutsatt ett nytt regulator-konsept som begrenser fare for utkjøring av aggregatet.

<b>Roterende omformerstasjon, 1x5,8 MVA</b>	<b>Investering KNOK</b>	<b>Vedlikehold år 0, KNOK</b>
Ekstra kostnader regulering	1 500	
Hovedrevisjon, År 0.		1 500
Bygg + Tomt, inkl. kontrollutrustning, innk/utg linje	10 500	
Lavspenningstilførsel	100	
Sporarbeid	270	
Fjernkontroll	380	
Anleggstilskudd (Eks: vann, vei,..)	2 000	
<b>Sum kostnader ekskl. avgifter og tillegg</b>	<b>14 750</b>	<b>1 500</b>

Tabell 6.2 Roterende omformerstasjon, 1x5,8 MVA. Eksklusive tillegg og avgifter.

<b>Roterende omformerstasjon, 2x5,8 MVA</b>	<b>Investering KNOK</b>	<b>Vedlikehold år 0, KNOK</b>
Hovedrevisjon, År 0.		3 000
Bygg + Tomt, inkl. kontrollutrustning innk/utg linje	10 500	
Lavspenningstilførsel	200	
Sporarbeid	540	
Fjernkontroll	500	
Anleggstilskudd (Eks: vann, vei,..)	2 000	
<b>Sum kostnader ekskl avgifter og tillegg</b>	<b>13 740</b>	<b>3 000</b>

Tabell 6.3 Roterende omformerstasjon, 2x5,8 MVA. Eksklusive tillegg og avgifter.

### 6.3.4. Nytt kontaktledningsanlegg.

Dagens kontaktledningsanlegg bygget i 1967 og var beregnet med 40 års levetid. Dvs. at det er klar for utskiftning i år 2007.

Et nytt kontaktledningsanlegg med system 20 innebærer 100 mm<sup>2</sup> Cu kontakttråd, 50 mm<sup>2</sup> bæreline og 2x240 mm<sup>2</sup> Al returledere. For fremføring av returledere må dagens tremaster skiftes ut med høyere og kraftigere master.

Tabell 6.4 viser et kostnadsoverslag for materiell for nytt kontaktledningsanlegg system 20.

Tabell 6.5 viser et kostnadsoverslag for arbeid for nytt kontaktledningsanlegg system 20.

Kostnader kl-anlegg 10 km daglinje, NSB System 20				
Komponent	Antall	Enhet	Enhetspris	Total pris.
Master type B3	174	stk.	5 210	906 540
Master type H3	16	stk.	6 225	99 600
Fundament for mast type B3	174	stk.	12 000	2 088 000
Fundament for mast type H3	16	stk.	12 000	192 000
Spir	30	stk.	1 200	36 000
Normalutligger m/isolatorer	174	stk.	2 090	363 660
Seksjonsutligger	16	stk.	5 000	80 000
Fix pkt. komplett	8	stk.	6 000	48 000
Avspenningsbarduner	30	stk.	2 500	75 000
Loddavspenning komplett	15	stk.	26 890	403 350
To returledere m/isolatorer, komplett.	10 000	m	90	900 000
Bæreline type BzII 50 mm <sup>2</sup>	10 000	m		
Hengetråd type BzII 10 mm <sup>2</sup>	1 800	m		
Kontakttråd type RiS 100 mm <sup>2</sup>	10 000	m		
Kontaktledning inkl. hengetråder		m	110	1 100 000
<b>Totalpris: materiell, ekskl. avgifter og tillegg.</b>				<b>6 292 150</b>
<b>Totalpris pr km [kr]</b>				<b>629 215</b>

Tabell 6.4 Materialkostnader for nytt kl-anlegg, system 20.

Arbeidskostnader: Kr/10 km og Kr/km				
Montasjekostnader				8 500 000
Leie lett teknisk utstyr				500 000
Leie tungt teknisk utstyr				2 500 000
<b>Totalpris: arbeid, ekskl. avgifter og tillegg.</b>				<b>11 500 000</b>
<b>Totalpris pr km [kr]</b>				<b>1 150 000</b>

Tabell 6.5 Arbeidskostnader for nytt kl-anlegg, system 20.

### 6.3.5. Nytt kontaktledningsanlegg med forsterkningsledning.

Utgangspunktet er et nytt kontaktledningsanlegg, men med tillegg for fremføring av forsterkningsledningen. Endringene innebærer:

- Høyere mast, isolatorer og tilkoblinger mellom forsterkningslederen, bærelinen og kontaktråden ved:
  - Generelt ved hver 20. mast, på hver side av bryteranlegg i kl-anlegget og på hver side av overgangsbruer
- Klamring i tunneler.

Tabell 6.6 viser et kostnadsoverslag for materiell for nytt kontaktledningsanlegg m/forsterkningsledning, system 20.

Tabell 6.7 viser et kostnadsoverslag for arbeid for nytt kontaktledningsanlegg m/forsterkningsledning, system 20.

Kostnader kl-anlegg m/forsterkningsleder 10 km daglinje, NSB System 20				
Komponent	Antall	Enhet	Enhetspris	Total pris.
Master type B3 ( 9,5m)	174	stk.	5 825	1 013 550
Master type H3 ( 9,5m )	16	stk.	7 460	119 360
Fundament for mast type B3	174	stk.	12 000	2 088 000
Fundament for mast type H3	16	stk.	12 000	192 000
Spir	30	stk.	1 200	36 000
Normalutligger m/isolatorer	174	stk.	2 090	363 660
Seksjonsutligger	16	stk.	5 000	80 000
Fix pkt. komplett	8	stk.	6 000	48 000
Avspenningsbarduner	30	stk.	2 500	75 000
Loddavspenning komplett	15	stk.	26 890	403 350
To returledere m/isolatorer, komplett.	10 000	m	90	900 000
Bæreline type BzII 50 mm <sup>2</sup>	10 000	m		
Hengetråd type BzII 10 mm <sup>2</sup>	1 800	m		
Kontakttråd type RiS 100 mm <sup>2</sup>	10 000	m		
Kontaktledning inkl. hengetråder		m	110	1 100 000
Forsterkningsledning	10 000	m	110	1 100 000
<b>Totalpris:materiell, ekskl. avgifter og tillegg.</b>				<b>7 518 920</b>
<b>Totalpris pr km [kr]</b>				<b>751 892</b>

Tabell 6.6 Materialkostnader for nytt kl-anlegg, system 20, m/forsterkningsledning.

Arbeidskostnader: Kr/10 km og Kr/km				
Montasjekostnader				8 500 000
Leie lett teknisk utstyr				500 000
Leie tungt teknisk utstyr				2 500 000
<b>Totalpris:arbeid, ekskl. avgifter og tillegg.</b>				<b>11 500 000</b>
<b>Totalpris pr km [kr]</b>				<b>1 150 000</b>

Tabell 6.7 Arbeidskostnader for nytt kl-anlegg, system 20, m/forsterkningsledning.

### 6.3.6. Nytt kontaktledningsanlegg m/fjernledning.

Man må her skille mellom de forskjellige seksjoner som kan oppstå for bruk av fjernledning.

- Nytt kontaktledningsanlegg m/fjernledning på fri linje.
- Nytt kontaktledningsanlegg m/fjernledning og jordline på fri linje.
- Kabelføringer i forbindelser med tunneler, bruer og overgangsbruer.
- Transformatorstasjoner i forbindelse med bruk av fjernledningen.

Tabell 6.8 og 6.9 viser et kostnadsoverslag for hhv. materiell og arbeid for nytt kontaktledningsanlegg m/fjernledning fri linje, system 20.

<b>Kostnader kl-anlegg m/fjernledning 10 km daglinje, NSB System 20</b>				
<b>Komponent</b>	<b>Antall</b>	<b>Enhet</b>	<b>Enhetspris</b>	<b>Total pris.</b>
Master type S1	174	stk.	11 320	1 969 680
Master type S2	16	stk.	18 880	302 080
Fundament for mast type S1	174	stk.	12 000	2 088 000
Fundament for mast type S2	16	stk.	12 000	192 000
Spir	30	stk.	1 200	36 000
Normalutligger m/isolatorer	174	stk.	2 090	363 660
Seksjonsutligger	16	stk.	5 000	80 000
Fix pkt. komplett	8	stk.	6 000	48 000
Avspenningsbarduner	30	stk.	2 500	75 000
Loddavspenning komplett	15	stk.	26 890	403 350
To returledere m/isolatorer, komplett.	10 000	m	90	900 000
Bærelinje type BzII 50 mm <sup>2</sup>	10 000	m		
Hengetråd type BzII 10 mm <sup>2</sup>	1 800	m		
Kontakttråd type RiS 100 mm <sup>2</sup>	10 000	m		
Kontaktledning inkl. hengetråder		m	110	1 100 000
Fjernledning, FeAl nr. 95.	20 000	m	12	240 000
Isolatorer K 33648 50	380	m	1 900	722 000
<b>Totalpris:materiell, ekskl. avgifter og tillegg.</b>				<b>8 519 770</b>
<b>Totalpris pr km [kr]</b>				<b>851 977</b>

Tabell 6.8 Materialkostnader for nytt kl-anlegg, system 20, m/fjernledning på fri linje.

<b>Arbeidskostnader: Kr/10 km og Kr/km</b>				
Montasjekostnader				9 000 000
Leie lett teknisk utstyr				700 000
Leie tungt teknisk utstyr				3 000 000
<b>Totalpris:arbeid, ekskl. avgifter og tillegg.</b>				<b>12 700 000</b>
<b>Totalpris pr km [kr]</b>				<b>1 270 000</b>

Tabell 6.9 Arbeidskostnader for nytt kl-anlegg, system 20, m/fjernledning på fri linje.

Tabell 6.10 viser tillegg for bruk av jordline/toppline i forbindelse med innføring av kl-anlegg m/fjernledning, til matestasjoner.

Jordline/toppline. 0,5 km	Antall	Enhet	Enhetspris	Total pris.
Feral nr. 25	500	m	4,32	2 160
Isolatorer, toppline	10	stk.	1600	16 000
<b>Sum kostnader ekskl avgifter og tillegg</b>				<b>18 160</b>

Tabell 6.10 Tilleggs kostnader for 0,5 km jordline/toppline.

I forbindelse med en slik jordline/toppline regnes ikke med øvrige arbeidskostnader enn de som allerede er skissert for nytt kl-anlegg m/fjernledning.

Tabell 6.11 og 6. 12 viser tillegg for kabelforbindelser i forbindelse med tunneler og bruer ved bruk av fjernledning til matestasjoner.

Faste kostnader pr. kabelforbindelse	Prisoverslag
	NOK
Endeavslutninger, ETSU 72 kV 1x240 mm <sup>2</sup> Al 4 stk.	40 000
Ventilavledere type 3EP2096 3PN, 72 kV, 4 stk.	52 000
Koblingsforbindelse. 4.stk.	2 000
Div. koblingsutstyr	2 000
Arbeid	8 000
Maskinleie	10 000
<b>Sum kostnader eks. avgifter og tillegg</b>	<b>114 000</b>

Tabell 6.11 Faste kostnader pr. kabelforbindelse.

Variable kostnader pr. kabelforbindelse pr. m.	Prisoverslag
	NOK/m
2x Kabel, TSLE 72,5 kV (2x260)	520
Kabelkanal tunnel og bru. (ferdig lagt med skilleplater)	500
<b>Sum kostnader pr. m. eks. avgifter og tillegg</b>	<b>1 020</b>

Tabell 6.12 Variable kostnader pr. kabelforbindelse.

For transformatorstasjoner skiller man mellom enkle og dublerne enheter, og mellom ytelsene på transformatorene. Tabell 6.13 viser et kostnadsoverslag for komplette transformatorstasjoner inklusive linjeutrustninger og reservebrytere.

<b>Kostnadsoverslag for transformatorstasjoner</b>	<b>Enhet</b>	<b>Pris [kr]</b>
Komplett transformatorstasjon, inklusive reservebrytere og linjeutrustning	1x16 MVA	7 500 000
Komplett transformator	1x16 MVA	3 500 000
<b>Sum. Komplett transformatorstasjon inkl transformator ekskl. avgift</b>	<b>1x16 MVA</b>	<b>11 000 000</b>
Komplett transformatorstasjon, inklusive reservebrytere og linjeutrustning	1x8 MVA	7 500 000
Komplett transformator	1x8 MVA	2 500 000
<b>Sum. Komplett transformatorstasjon inkl transformator ekskl. avgift</b>	<b>1x8 MVA</b>	<b>10 000 000</b>
Komplett transformatorstasjon, inklusive reservebrytere og linjeutrustning	2x8 MVA	8 500 000
Komplett transformator	2x8 MVA	5 000 000
<b>Sum. Komplett transformatorstasjon inkl transformator ekskl. avgift</b>	<b>2x8 MVA</b>	<b>13 500 000</b>
Komplett transformatorstasjon, inklusive reservebrytere og linjeutrustning	2x5 MVA	8 000 000
Komplett transformator	2x5 MVA	4 000 000
<b>Sum. Komplett transformatorstasjon inkl transformator ekskl. avgift</b>	<b>2x5 MVA</b>	<b>12 000 000</b>

Tabell 6.13 Kostnader for komplette transformatorstasjoner inklusive 66/16,5 transformatorer.

### 6.3.7. Kompaktomformere, permanent løsning.

For økonomisk levetid regnes med 30 år, med hovedrevisjon av aggregatene hvert 15 år. Hovedrevisjonen er antatt lik 50 % av en ny enhet.

Kompaktomformeren leveres i container og dermed vil grunnervelse i hovedsak knyttes til 3-fase forsyning og bryteranleggene i forbindelse med kompaktomformerne.

Det forutsettes at det minimum brukes to kompaktomformerstasjoner mellom eksisterende omformerstasjoner. Hver stasjon med minimum en kompaktomformerenhet.

Det er i dette kostnadsoverslaget regnet med en enhetspris på 6 mill. NOK uten påslag og uten utviklingskostnader, men inklusive fjernstyring og regulatorutrustninger.

Bryteranlegg i forbindelse med 3-fase forsyningen regnes til 3 mill. NOK uten påslag.

Forsyningslinjen til kompaktomformeren antas til 2 mill. NOK pr. stasjon uten påslag.

Bryteranlegg og dødseksjon i forbindelse med 1-faseforsyningen antas maksimalt lik 2 mill. NOK pr. stasjon inklusive grunnervelse.

### 6.3.8. Midlertidig forsterkning med kompaktomformere.

Som nevnt ovenfor blir økonomisk levetid regnet til 30 år, med hovedrevisjon av aggregatene hvert 15. år. Hovedrevisjonen er antatt lik 50 % av en ny enhet.

Kompaktomformeren leveres i container og dermed vil grunnervelse i hovedsak knyttes til 3-fase forsyning og bryteranleggene i forbindelse med kompaktomformerne.

Det forutsettes at det brukes to kompaktomformerenheter i samme stasjon mellom eksisterende omformerstasjoner. Det antas at det ikke er nødvendig å etablere nye

dødseksjoner mellom Oppdal og Garli, og mellom Garli - Lundamo fordi kompaktomformerne er et midlertidig tiltak. Ved bortkobling av kompaktomformerstasjonen og utkobling av sonegrensebryteren i Garli blir situasjonen ikke verre enn ved dagens system.

Det er i dette kostnadsoverslaget regnet med en enhetspris på 6 mill. NOK uten påslag og uten utviklingskostnader, men inklusive fjernstyring og regulatorutrustninger.

Forsyningslinjen til kompaktomformeren og bryteranlegg i forbindelse med 3-fase forsyningen, regnes til 5,5 mill. NOK uten påslag.

Bryteranlegg og dødseksjon i forbindelse med 1-faseforsyningen antas maksimalt lik 2,5 mill. NOK pr. stasjon inklusive grunnervervelse for en stasjon med to kompaktomformerenheter.

Nytt kontaktledningsanlegg med forsterkningsledning bygges når levetiden på det gamle kl-anlegget er over. Dette medfører at alternativet ikke belastes med ekstra kostnader som følge av at det må bygges nytt kl-anlegg før tiden. I tillegg vil kompaktomformerenhetene bli frigitt når det nye kl-anlegget er ferdig, noe som representerer en betydelig restverdi. Enhetene har fortsatt ca.  $\frac{3}{4}$  av sin beregnede levetid igjen og kan benyttes andre steder.



#### 6.4 INVESTERINGSKOSTNADER PR. TILTAK.

Hvert forsterkningstiltak har kombinasjoner av de investeringskostnadene som er skissert i kapittel 6.3, inklusive øvrige endringer som må iverksettes før, under og i etterkant av investeringene.

For hvert tiltak er det i tillegg vist sparte investeringskostnader ihht. nulltiltaket: Tiltak A0.

For de tiltak som krever bygging av nytt kontaktledningsanlegg på deler av strekningen kommer bygging av nytt kl-anlegg som inntekt 7 år senere. Dette er gjort for å vise de reelle kostnadene forbundet med de enkelte tiltakene. Det er her regnet med en diskonteringsfaktor på basis av: Forventet rente (6%) - Forventet prisøkning (4%).

**Tiltak A0** Ingen forsterkning utover revidering av Lundamo omformerstasjon.

Tiltak A0	Ingen forsterkning utover planlagt vedlikehold.	Materiell [kr]	Montasje [kr]	Investering [kr]	Vedl. før Inv. [kr]
	Revidering av Lundamo omf.stasjon	5 130 000	7 575 000		12 705 000
	Dødseksjon i Melhus u/kond.batt	750 000		750 000	
	Sum kostnader ekskl. påslag			750 000	12 705 000
	<b>Sum kostnader inkl.påslag og avgifter på 42,3 %</b>			<b>1 067 250</b>	<b>12 705 000</b>

Tabell 6.14 Kostnader forbundet med tiltak A0.

**Tiltak A1** Revidering av Lundamo omformerstasjon.  
Forsterkningsledning mellom Oppdal og Lundamo.

Tiltak A1	Forsterkningsledning mellom Oppdal og Lundamo	Materiell [kr]	Montasje [kr]	Investering [kr]	Vedl. før Inv. [kr]
	Revidering av Lundamo omf.stasjon	5 130 000	7 575 000		12 705 000
	Nytt kl med forsterkningsledning	66 392 063	101 545 000	167 937 063	
	Dødseksjon i Melhus u/kond.batt	750 000		750 000	
	Sum kostnader ekskl. påslag			168 687 063	12 705 000
	<b>Sum kostnader inkl.påslag og avgifter på 42,3 %</b>			<b>240 041 691</b>	<b>12 705 000</b>
	Nytt kl mellom Oppdal og Lundamo etter 7 år	55 559 684	101 545 000	157 104 684	
	Reelle kostnader ekskl. påslag og avgifter			32 074 294	
	<b>Reelle kostnader inkl. påslag og avgifter på 42,3 %</b>			<b>45 641 721</b>	<b>12 705 000</b>

Tabell 6.15 Kostnader forbundet med tiltak A1.

**Tiltak A2** Revidering av Lundamo omformerstasjon.  
Fjernledning mellom Oppdal og Garli.  
1x8,0 MVA trafo i Oppdal og 1x8,0 MVA trafo i Garli

Tiltak A2	Fjernledning mellom Oppdal og Garli	Materiell [kr]	Arbeid/faste [kr]	Investering [kr]	Vedl. før Inv. [kr]
Revidering av Lundamo omf.stasjon		5 130 000	7 575 000		12 705 000
Nytt kl med fjernledning	fri-linje	35 484 842	52 895 500	88 380 342	
	kabel	6 885 000	798 000	7 683 000	
	jordline	36 320		36 320	
Trafostasjon i Oppdal, 1x8,0 MVA		10 000 000		10 000 000	
Trafostasjon i Garli, 1x8,0 MVA		10 000 000		10 000 000	
Dødseksjon i Melhus u/kond.batt		750 000		750 000	
Oppjustering, dødseksjon Garli		200 000		200 000	
Dødseks+s.gr.br, Oppdal-Garli		1 500 000		1 500 000	
Dødseks+s.gr.br, Garli-Lundamo		1 500 000		1 500 000	
Sum kostnader ekskl. påslag og avgifter				120 049 662	12 705 000
<b>Sum kostnader inkl.påslag og avgifter på 42,3 %</b>				<b>170 830 669</b>	<b>12 705 000</b>
Nytt kl mellom Oppdal og Garli etter 7 år		30 454 006	55 660 000	86 114 006	
Reelle kostnader ekskl. påslag og avgifter				45 167 918	12 705 000
<b>Reelle kostnader inkl. påslag og avgifter på 42,3 %</b>				<b>64 273 947</b>	<b>12 705 000</b>

Tabell 6.16 Kostnader forbundet med tiltak A2.

**Tiltak A3** Revidering av Lundamo omformerstasjon.  
Fjernledning mellom Oppdal og Garli og mellom Garli og Lundamo.  
1x8,0 MVA trafo i Oppdal, 1x8,0 MVA trafo i Garli  
og 1x8,0 MVA trafo i Lundamo

Tiltak A3	Fjernledning mellom Oppdal - Garli - Lundamo	Materiell [kr]	Arbeid/faste [kr]	Investering [kr]	Vedl. før Inv. [kr]
Revidering av Lundamo omf.stasjon		5 130 000	7 575 000		12 705 000
Nytt kl med fjernledning	fri-linje	67 263 584	100 266 500	167 530 084	
	kabel	9 537 000	1 368 000	10 905 000	
	jordline	72 640		72 640	
Trafostasjon i Oppdal, 1x8,0 MVA		10 000 000		10 000 000	
Trafostasjon i Garli, 1x8,0 MVA		10 000 000		10 000 000	
Trafostasjon i Lundamo, 1x8,0 MVA		10 000 000		10 000 000	
Dødseksjon i Melhus u/kond.batt		750 000		750 000	
Oppjustering, dødseksjon Garli		200 000		200 000	
Dødseks+s.gr.br, Oppdal-Garli		1 500 000		1 500 000	
Dødseks+s.gr.br, Garli-Lundamo		1 500 000		1 500 000	
Sum kostnader ekskl. påslag og avgifter				212 457 724	12 705 000
<b>Sum kostnader inkl.påslag og avgifter på 42,3%</b>				<b>302 327 341</b>	<b>12 705 000</b>
Nytt kl-anlegg mellom Oppdal og Lundamo		55 559 684	101 545 000	157 104 684	
Reele kostnader ekskl. påslag og avgifter				75 844 955	12 705 000
<b>Reelle kostnader inkl. påslag og avgifter på 42,3 %</b>				<b>107 927 371</b>	<b>12 705 000</b>

Tabell 6.17 Kostnader forbundet med tiltak A3.

**Tiltak A4** Revidering av Lundamo omformerstasjon.  
Fjernledning mellom Garli og Lundamo.  
1x8,0 MVA trafo i Garli  
1x8,0 MVA trafo i Lundamo

<b>Tiltak A4</b>	<b>Fjernledning mellom Garli og Lundamo</b>	<b>Materiell [kr]</b>	<b>Arbeid/faste [kr]</b>	<b>Investering [kr]</b>	<b>Vedl. før Inv. [kr]</b>
	Revidering av Lundamo omf.stasjon	5 130 000	7 575 000		12 705 000
	Nytt kl med fjernledning				
	fri-linje	31 778 742	47 371 000	79 149 742	
	kabel	2 652 000	570 000	3 222 000	
	jordline	36 320		36 320	
	Trafostasjon i Garli, 1x8,0 MVA	10 000 000		10 000 000	
	Trafostasjon i Lundamo, 1x8,0 MVA	10 000 000		10 000 000	
	Dødseksjon i Melhus u/kond.batt	750 000		750 000	
	Oppjustering, dødseksjon Garli	200 000		200 000	
	Dødseks+s.gr.br, Oppdal-Garli	1 500 000		1 500 000	
	Dødseks+s.gr.br, Garli-Lundamo	1 500 000		1 500 000	
	Sum kostnader ekskl. påslag og avgifter			106 358 062	12 705 000
	<b>Sum kostnader inkl.påslag og avgifter på 42,3 %</b>			<b>151 347 522</b>	<b>12 705 000</b>
	Nytt kl mellom Garli og Lundamo etter 7 år	25 105 698	45 885 000	70 990 698	
	Reelle kostnader ekskl. påslag og avgifter			44 627 020	12 705 000
	<b>Reelle kostnader inkl. påslag og avgifter på 42,3 %</b>			<b>63 504 250</b>	<b>12 705 000</b>

Tabell 6.18 Kostnader forbundet med tiltak A4.

**Tiltak A5** Revidering av Lundamo omformerstasjon.  
Statisk omformer i Garli.

<b>Tiltak A5</b>	<b>Ny statisk omformerstasjon Garli, 2x6,0 MVA</b>	<b>Materiell [kr]</b>	<b>Arbeid/faste [kr]</b>	<b>Investering [kr]</b>	<b>Vedl. før Inv. [kr]</b>
	Revidering av Lundamo omf.stasjon	5 130 000	7 575 000		12 705 000
	Forsyningslinje m/bryteranlegg	8 000 000		8 000 000	
	Ny statisk omformerstasjon i Garli.	51 000 000		51 000 000	
	Dødseksjon i Melhus u/kond.batt	750 000		750 000	
	Oppjustering, dødseksjon Garli	200 000		200 000	
	Dødseks+s.gr.br, Oppdal-Garli	1 500 000		1 500 000	
	Dødseks+s.gr.br, Garli-Lundamo	1 500 000		1 500 000	
	Sum kostnader ekskl. påslag og avgifter			62 950 000	12 705 000
	<b>Sum kostnader inkl.påslag og avgifter på 42,3 %</b>			<b>89 577 850</b>	<b>12 705 000</b>

Tabell 6.19 Kostnader forbundet med tiltak A5.

**Tiltak A6** Revidering av Lundamo omformerstasjon.  
Roterende omformer i Garli.

<b>Tiltak A6 Ny roterende omformerstasjon Garli, 2x5,8 MVA</b>	<b>Materiell [kr]</b>	<b>Arbeid/faste [kr]</b>	<b>Investering [kr]</b>	<b>Vedl. før Inv. [kr]</b>
Revidering av Lundamo omf.stasjon	5 130 000	7 575 000		12 705 000
Forsyningslinje m/bryteranlegg	8 000 000		8 000 000	
Ny roterende omformerstasjon i Garli.	13 740 000		13 740 000	3 000 000
Dødseksjon i Melhus u/kond.batt	750 000		750 000	
Oppjustering, dødseksjon Garli	200 000		200 000	
Dødseks+s.gr.br, Oppdal-Garli	1 500 000		1 500 000	
Dødseks+s.gr.br, Garli-Lundamo	1 500 000		1 500 000	
Sum kostnader ekskl. påslag og avgifter			25 690 000	15 705 000
<b>Sum kostnader inkl.påslag og avgifter på 42,3 %</b>			<b>36 556 870</b>	<b>15 705 000</b>

Tabell 6.20 Kostnader forbundet med tiltak A6.

**Tiltak A7** Revidering av Lundamo omformerstasjon  
Bruk av to kompaktomformerstasjon mellom Oppdal og Lundamo.

<b>Tiltak A7 Kompaktomformerstasjoner Opp - Lund, 2x1x2,0 MVA</b>	<b>Materiell [kr]</b>	<b>Arbeid/faste [kr]</b>	<b>Investering [kr]</b>	<b>Vedl. før Inv. [kr]</b>
Revidering av Lundamo omf.stasjon	5 130 000	7 575 000		12 705 000
Kompaktomformer nær Oppdal	6 000 000		6 000 000	
Forsyningslinje m/bryteranlegg	5 000 000		5 000 000	
1-fase bryteranlegg og dødseksjon	2 000 000		2 000 000	
Kompaktomformer nær Lundamo	6 000 000		6 000 000	
Forsyningslinje m/bryteranlegg	5 000 000		5 000 000	
1-fase bryteranlegg og dødseksjon	2 000 000		2 000 000	
Dødseksjon i Melhus u/kond.batt	750 000		750 000	
Oppjustering, dødseksjon Garli	200 000		200 000	
Sum kostnader ekskl. påslag og avgifter			26 950 000	12 705 000
<b>Sum kostnader inkl.påslag og avgifter på 42,3 %</b>			<b>38 349 850</b>	<b>12 705 000</b>

Tabell 6.21 Kostnader forbundet med tiltak A7.

**Tiltak A8** Revidering av Lundamo omformerstasjon.  
Bruk av en kompaktomformerstasjon (2x2,0 MVA) i Garli.  
Nytt kl med forsterkningsledning ferdig i år 2007.

<b>Tiltak A8</b>	<b>Midl. komp.omf i Garli</b>	<b>Materiell</b>	<b>Arbeid/faste</b>	<b>Investering</b>	<b>Vedl. før Inv.</b>
	<b>Nytt kl m/forst.ledn Opp-Lund</b>	<b>[kr]</b>	<b>[kr]</b>	<b>[kr]</b>	<b>[kr]</b>
Revidering av Lundamo omf.stasjon		5 130 000	7 575 000		12 705 000
Kompaktomformer i Garli		12 000 000		12 000 000	
Forsyningslinje m/bryteranlegg		5 500 000		5 500 000	
I-fase bryteranlegg og dødseksjon		2 500 000		2 500 000	
Dødseksjon i Melhus u/kond.batt		750 000		750 000	
Sum kostnader ekskl. påslag og avgifter				20 750 000	12 705 000
<b>Sum kostnader inkl.påslag og avgifter på 42,3 %</b>				<b>29 527 250</b>	<b>12 705 000</b>
Nytt kl-anlegg m/ forst.ledn Oppd - Lundamo		66 392 063	101 545 000	167 937 063	
Nytt kl-anlegg Oppdal - Lundamo		55 559 684	101 545 000	157 104 684	
Ekstra utgift ekskl påslag og avgifter				10 832 379	
<b>Ekstra utgifter inkl påslag og utgifter</b>				<b>15 414 475</b>	

Tabell 6.22 Kostnader forbundet med tiltak A8.

**Tiltak B1** Revidering av aggregatene i Lundamo omformerstasjon.  
Flytting av aggregatene til omformerstasjon i Støren.

Det må her presiseres den usikkerheten man har for kostnader forbundet med flytting av aggregatene, samt bygging av ny omformerstasjon i Støren.

<b>Tiltak B1</b>	<b>Rev. av aggregat. i Lundamo</b>	<b>Materiell</b>	<b>Arbeid/faste</b>	<b>Investering</b>	<b>Vedl. før Inv.</b>
	<b>Flyttes til Støren</b>	<b>[kr]</b>	<b>[kr]</b>	<b>[kr]</b>	<b>[kr]</b>
Revidering av aggr i Lundamo		5 130 000			5 130 000
Forsyningslinje m/bryteranlegg		5 000 000		5 000 000	
Komplett omf. stasj. i Støren u/aggregater		17 200 000		17 200 000	
Dødseksjon Støren		750 000		750 000	
Dødseks+s.gr.br, Barkåk		1 500 000		1 500 000	
Dødseks+s.gr.br, Kvål		1 500 000		1 500 000	
Sum kostnader ekskl. påslag og avgifter				25 950 000	5 130 000
<b>Sum kostnader inkl.påslag og avgifter på 42,3 %</b>				<b>36 926 850</b>	<b>5 130 000</b>
revidering av Lundamo, kabling div.			7 575 000		7 575 000
Dødseksjon i Melhus u/kond.batt		750 000		750 000	
Reelle kostnader ekskl påslag og avgifter				25 200 000	-2 445 000
<b>Reelle kostnader inkl. påslag og avgifter på 42,3 %</b>				<b>35 859 600</b>	<b>-2 445 000</b>

Tabell 6.23 Kostnader forbundet med tiltak B1.

**Tiltak B2** Nedleggelse av Lundamo omformerstasjon.  
Ny statisk omformerstasjon i Støren.

<b>Tiltak B2</b>	<b>Ny statisk omformerstasjon Støren, 2x6,0 MVA</b>	<b>Materiell [kr]</b>	<b>Arbeid/faste [kr]</b>	<b>Investering [kr]</b>	<b>Vedl. før Inv. [kr]</b>
Forsyningslinje m/bryteranlegg		5 000 000		5 000 000	
Ny statisk omformerstasjon i Støren		51 000 000		51 000 000	
Dødseksjon Støren		750 000		750 000	
Dødseks+s.gr.br, Barkåk		1 500 000		1 500 000	
Dødseks+s.gr.br, Kvål		1 500 000		1 500 000	
Sum kostnader ekskl. påslag				59 750 000	
<b>Sum kostnader inkl. påslag og avgifter på 42,3 %</b>				<b>85 024 250</b>	
Revidering av Lundamo omf.stasjon		5 130 000	7 575 000		12 705 000
Dødseksjon i Melhus u/kond.batt		750 000		750 000	
Reelle kostnader ekskl. påslag og avgifter				59 000 000	-12 705 000
<b>Reelle kostnader inkl. påslag og avgifter på 42,3 %</b>				<b>83 957 000</b>	<b>-12 705 000</b>

Tabell 6.24 Kostnader forbundet med tiltak B2.

**Tiltak B3** Nedleggelse av Lundamo omformerstasjon.  
Ny roterende omformerstasjon i Støren.

<b>Tiltak B3</b>	<b>Ny roterende omformerstasjon Støren, 2x5,8 MVA</b>	<b>Materiell [kr]</b>	<b>Arbeid/faste [kr]</b>	<b>Investering [kr]</b>	<b>Vedl. før Inv. [kr]</b>
Forsyningslinje m/bryteranlegg		5 000 000		5 000 000	
Ny roterende omformerstasjon i Støren		13 740 000		13 740 000	3 000 000
Dødseksjon Støren		750 000		750 000	
Dødseks+s.gr.br, Barkåk		1 500 000		1 500 000	
Dødseks+s.gr.br, Kvål		1 500 000		1 500 000	
Sum kostnader ekskl. påslag				22 490 000	3 000 000
<b>Sum kostnader inkl. påslag og avgifter på 42,3 %</b>				<b>32 003 270</b>	<b>3 000 000</b>
Revidering av Lundamo omf.stasjon		5 130 000	7 575 000		12 705 000
Dødseksjon i Melhus u/kond.batt		750 000		750 000	
Reelle kostnader ekskl. påslag og avgifter				21 740 000	-9 705 000
<b>Reelle kostnader inkl. påslag og avgifter på 42,3 %</b>				<b>30 936 020</b>	<b>-9 705 000</b>

Tabell 6.25 Kostnader forbundet med tiltak B3.

**Tiltak B4** Nedleggelse av Lundamo omformerstasjon.  
Fjernledning mellom Oppdal og Skjærli.  
2x8,0 MVA trafo i Oppdal og 2x8,0 MVA trafo i Skjærli.

Tiltak B4 Fjernledning mellom Oppdal og Skjærli		Materiell [kr]	Arbeid/faste [kr]	Investering [kr]	Vedl. før Inv. [kr]
Nytt kl med fjernledning	fri-linje	50 244 044	74 866 500	125 110 544	
	kabel	7 089 000	912 000	8 001 000	
	jordline	36 320		36 320	
Trafostasjon i Oppdal, 2x8,0 MVA		13 500 000		13 500 000	
Trafostasjon i Skjærli, 2x8,0 MVA		13 500 000		13 500 000	
Dødseksjon Skjærli		750 000		750 000	
Dødseks+s.gr.br, Barkåk		1 500 000		1 500 000	
Dødseks+s.gr.br, Kvål		1 500 000		1 500 000	
Sum kostnader ekskl. påslag og avgifter				163 897 864	
<b>Sum kostnader inkl.påslag og avgifter på 42,3 %</b>				<b>233 226 660</b>	
Revidering av Lundamo omf.stasjon		5 130 000	7 575 000		12 705 000
Dødseksjon i Melhus u/kond.batt		750 000		750 000	
Nytt kl-anlegg, Oppdal - Skjærli		41 465 268	75 785 000	117 250 268	
Reelle kostnader ekskl. påslag og avgifter				61 191 109	-12 705 000
<b>Reelle kostnader inkl. påslag og avgifter på 42,3 %</b>				<b>87 074 948</b>	<b>-12 705 000</b>

Tabell 6.26 Kostnader forbundet med tiltak B4.

**Tiltak B5** Nedleggelse av Lundamo omformerstasjon.  
Fjernledning mellom Oppdal og Skjærli, og mellom Skjærli og Stavne.  
1x8,0 MVA trafo i Oppdal, 2x8,0 MVA trafo i Skjærli  
og 1x8,0 MVA trafo i Stavne.

Tiltak B5 Fjernledning mellom Oppdal - Skjærli - Stavne		Materiell [kr]	Arbeid/faste [kr]	Investering [kr]	Vedl. før Inv. [kr]
Nytt kl med fjernledning	fri-linje	94 186 057	140 398 500	234 584 557	
	kabel	13 005 000	2 394 000	15 399 000	
	jordline	72 640		72 640	
Trafostasjon i Oppdal, 1x8,0 MVA		10 000 000		10 000 000	
Trafostasjon i Skjærli, 2x8,0 MVA		13 500 000		13 500 000	
Trafostasjon i Oppdal, 1x8,0 MVA		10 000 000		10 000 000	
Dødseksjon Skjærli		750 000		750 000	
Dødseks+s.gr.br, Barkåk		1 500 000		1 500 000	
Dødseks+s.gr.br, Kvål		1 500 000		1 500 000	
Sum kostnader ekskl. påslag og avgifter				287 306 197	
<b>Sum kostnader inkl.påslag og avgifter på 42,3 %</b>				<b>408 836 718</b>	
Revidering av Lundamo omf.stasjon		5 130 000	7 575 000		12 705 000
Dødseksjon i Melhus u/kond.batt		750 000		750 000	
Nytt kl-anlegg, Oppdal - Skjærli - Stavne		77 582 209	141 795 000	219 377 209	
Reelle kostnader ekskl. påslag og avgifter				95 793 407	-12 705 000
<b>Reelle kostnader inkl. påslag og avgifter på 42,3 %</b>				<b>136 314 018</b>	<b>-12 705 000</b>

Tabell 6.27 Kostnader forbundet med tiltak B5.

**Tiltak B6** Nedleggelse av Lundamo omformerstasjon.  
Fjernledning mellom Støren og Stavne.  
2x8,0 MVA trafo i Støren og Stavne

Tiltak B6 Fjernledning mellom Støren og Stavne		Materiell [kr]	Arbeid/faste [kr]	Investering [kr]	Vedl. før Inv. [kr]
Nytt kl med fjernledning	fri-linje	38 424 162	57 277 000	95 701 162	
	kabel	4 794 000	1 368 000	6 162 000	
	jordline	36 320		36 320	
Trafostasjon i Støren, 2x8,0 MVA		13 500 000		13 500 000	
Trafostasjon i Stavne, 2x8,0 MVA		13 500 000		13 500 000	
Dødseksjon Støren		750 000		750 000	
Dødseks+s.gr.br, Barkåk		1 500 000		1 500 000	
Dødseks+s.gr.br, Kvål		1 500 000		1 500 000	
Sum kostnader ekskl. påslag og avgifter				132 649 482	
<b>Sum kostnader inkl.påslag og avgifter på 42,3 %</b>				<b>188 760 213</b>	
Revidering av Lundamo omf.stasjon		5 130 000	7 575 000		12 705 000
Dødseksjon i Melhus u/kond.batt		750 000		750 000	
Nytt kl-anlegg Støren - Stavne		31 334 907	57 270 000	88 604 907	
Reelle kostnader ekskl. påslag og avgifter				54 851 737	-12 705 000
<b>Reelle kostnader inkl. påslag og avgifter på 42,3 %</b>				<b>78 054 021</b>	<b>-12 705 000</b>

Tabell6.28 Kostnader forbundet med tiltak B6.



### 6.5 DRIFT OG VEDLIKEHOLDSKOSTNADER.

Det er her viktig å presisere at kostnadene som er gjengitt nedenfor, er ekstra kostnader for de forskjellige forsterkningstiltakene sammenlignet med dagens banestrømforsyning på strekningen.

		Vedlikehold [kr]	Drift (årlige) [kr]
<b>Tiltak A0</b>	Hovedrevisjon av Lundamo år 1998, 2 år	12 705 000	-----
	Hovedrevisjon av Lundamo år 2013, 2 år	5 130 000	-----
<b>Tiltak A1</b>	Hovedrevisjon av Lundamo år 1998, 2 år	12 705 000	-----
	Hovedrevisjon av Lundamo år 2013, 2 år	5 130 000	-----
<b>Tiltak A2</b>	Hovedrevisjon av Lundamo år 1998, 2 år	12 705 000	-----
	Hovedrevisjon av Lundamo år 2013, 2 år	5 130 000	-----
	Trafostasjon i Oppdal og Garli.	-----	100 000
<b>Tiltak A3</b>	Hovedrevisjon av Lundamo år 1998, 2 år	12 705 000	-----
	Hovedrevisjon av Lundamo år 2013, 2 år	5 130 000	-----
	Trafostasjon i Oppdal, Garli og Lundamo.	-----	100 000
<b>Tiltak A4</b>	Hovedrevisjon av Lundamo år 1998, 2 år	12 705 000	-----
	Hovedrevisjon av Lundamo år 2013, 2 år	5 130 000	-----
	Trafostasjon i Garli og Lundamo.	-----	100 000
<b>Tiltak A5</b>	Hovedrevisjon av Lundamo år 1998, 2 år	12 705 000	-----
	Hovedrevisjon av Lundamo år 2013, 2 år	5 130 000	-----
	Statisk omformerstasjon i Garli.	-----	260 000
<b>Tiltak A6</b>	Hovedrevisjon av Lundamo år 1998, 2 år	12 705 000	-----
	Hovedrevisjon av Lundamo år 2013, 2 år	5 130 000	-----
	Roterende omformerstasjon i Garli.	-----	300 000
	Revisjon av roterende aggregat år 0	3 000 000	-----
	Revisjon av roterende aggregat år 10	3 000 000	-----
Revisjon av roterende aggregat år 20	3 000 000	-----	
<b>Tiltak A7</b>	Hovedrevisjon av Lundamo år 1998, 2 år	12 705 000	-----
	Hovedrevisjon av Lundamo år 2013, 2 år	5 130 000	-----
	Revisjon av komp.omf nr. 1 år 15.	3 000 000	-----
	Revisjon av komp.omf nr. 2 år 15.	3 000 000	-----
	Drift av komp.omf nr. 1	-----	100 000
	Drift av komp.omf nr. 2	-----	100 000
<b>Tiltak A8</b>	Hovedrevisjon av Lundamo år 1998, 2 år	5 130 000	-----
	Hovedrevisjon av Lundamo år 2013, 2 år	5 130 000	-----
	Drift av komp.omf nr. 1&2, år 2002 - 2007	-----	100 000

		<b>Vedlikehold</b>	<b>Drift (årlige)</b>
		<b>[kr]</b>	<b>[kr]</b>
<b>Tiltak B1</b>	Hovedrevisjon av Lundamo år 1998, 2 år	5 130 000	-----
	Hovedrevisjon av Lundamo år 2013, 2 år	5 130 000	-----
<b>Tiltak B2</b>	Statisk omformerstasjon i Støren.	-----	260 000
<b>Tiltak B3</b>	Roterende omformerstasjon i Støren	-----	300 000
	Revisjon av roterende aggregater år 0	3 000 000	-----
	Revisjon av roterende aggregater år 10	3 000 000	-----
	Revisjon av roterende aggregater år 20	3 000 000	-----
<b>Tiltak B4</b>	Trafostasjon i Oppdal og Skjærli.	-----	100 000
<b>Tiltak B5</b>	Trafostasjon i Oppdal, Støren og Stavne	-----	100 000
<b>Tiltak B6</b>	Trafostasjon i Støren og Stavne	-----	100 000

## 7 NYTTE-/KOSTNADSANALYSE

Nytte-/kostnadsanalyse er gjennomført i henhold til «Samfunnsøkonomiske lønnsomhetsvurderinger av investeringer i jernbanens kjøreveg, nytte-/kostnadsanalyse, NSB Banedivisjonen 1992».

Eksterne effekter og tids- og punktlighetsgevinster for person- og godskunder er hentet fra nytte-/kostnadsanalyse for «Forsterkning av banestrømforsyningen på Dovrebanen, NSB bane region Nord og Øst november 1993». Andel nytte er regnet ut etter strekningen tiltaket omfatter i forhold til Dovrebanen totalt.

Alternativene er rangert etter hvor tilfredsstillende løsning de antas å gi med hensyn til punktlighet. På en skala fra 1 (dårligst) til 6 (best) er alternativene gitt følgende karakterer:

Alternativ	A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7	A8	B1	B2	B3	B4	B5	B6
Karakter	6	6	6	6	6	6	6	6	6	5	6	5	5	3

Tabell 7.0 Rangering av forsterkningstiltakene mhp. punktlighet for trafikkerende materiell.

Investeringskostnader, drifts- og vedlikeholdskostnader og sparte energikostnader som er benyttet i nytte-/kostnadsanalysen refererer til beregninger gjengitt i tidligere kapitler.

### 7.1 RESULTATER

Nytte-/kostnadsanalysen viser følgende resultater:

Alternativ	N/K	Rangering etter N/K
Tiltak A1	0,2	12
Tiltak A2	0,3	11
Tiltak A3	0,2	14
Tiltak A4	0,3	9
Tiltak A5	0,4	7
Tiltak A6	0,7	5
Tiltak A7	0,8	4
Tiltak A8	1,1	3
Tiltak B1	1,3	2
Tiltak B2	0,6	6
Tiltak B3	1,6	1
Tiltak B4	0,3	10
Tiltak B5	0,2	13
Tiltak B6	0,3	8

Tabell 7.1 Resultater fra nytte-kostnadsanalysen.

Beregningsutskrift av nytte-kostnadsanalysene er vist i vedlegg 1.

Nedleggelse av Lundamo (tiltak B2-B6) gir relativt store bidrag til nytten. Sparte investeringer og revisjonskostnader på Lundamo kommer tidlig i beregningsperioden (før første investeringsår). Krav til diskonteringsrente på 7% medfører at disse besparelsene slår kraftig ut.

## 7.2 FØLSOMHETSANALYSE

Det er gjennomført følsomhetsanalyse for endrede investeringskostnader for alle alternativer.

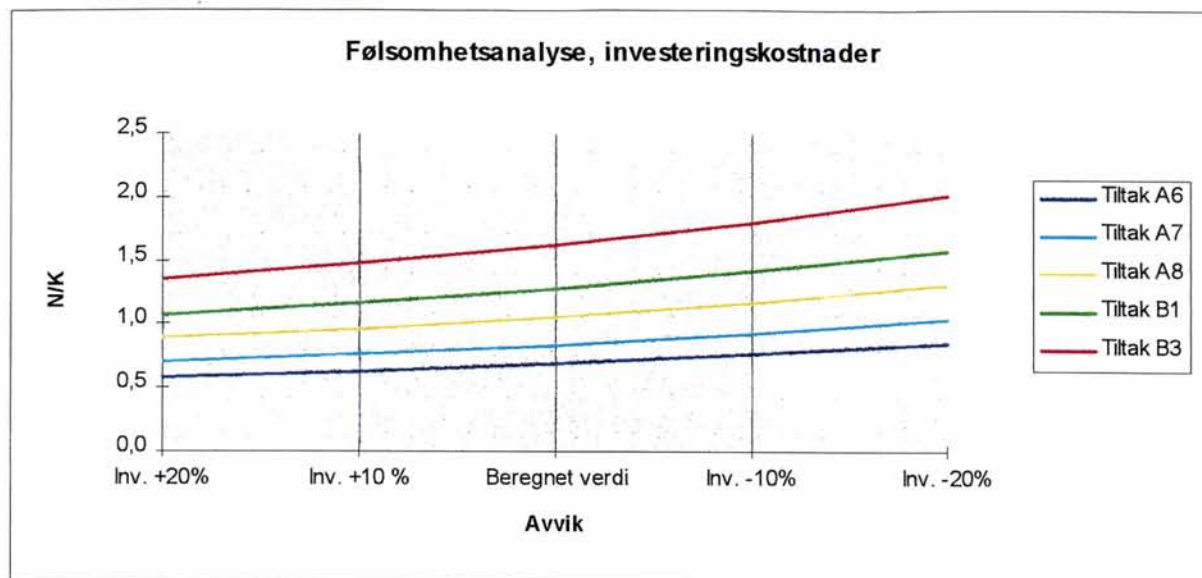
Revisjonskostnaden på Lundamo i 1998 er opprinnelig satt til 12,7 mill 1996-kroner. Det er gjennomført følsomhetsanalyse for endret revisjonskostnad på Lundamo i år 1998 fordi dette beløpet er omdiskutert. Følsomhetsanalyse er utført med revisjonskostnader for Lundamo i 1998 på 8,2 mill 1996-kroner.

Følsomhetsanalysene viser følgende resultater:

Alternativ	Oppr. N/K	Inv. +20%	Inv. -20%	Lavere rev. kost. Lundamo 1998
Tiltak A1	0,2	0,2	0,3	0,2
Tiltak A2	0,2	0,2	0,3	0,3
Tiltak A3	0,2	0,2	0,2	0,2
Tiltak A4	0,3	0,3	0,4	0,3
Tiltak A5	0,3	0,3	0,5	0,4
Tiltak A6	0,6	0,6	0,9	0,7
Tiltak A7	0,7	0,7	1,0	0,8
Tiltak A8	0,9	0,9	1,3	1,1
Tiltak B1	1,1	1,1	1,6	1,1
Tiltak B2	0,5	0,5	0,8	0,6
Tiltak B3	1,4	1,4	2,0	1,5
Tiltak B4	0,3	0,3	0,3	0,3
Tiltak B5	0,2	0,2	0,2	0,2
Tiltak B6	0,3	0,3	0,4	0,3

Tabell 7.2 N/K-verdi for følsomhetsanalysene.

Etterfølgende figur illustrerer følsomhetsanalysen for investeringskostnader tilhørende de fem alternativene med høyest N/K-tall:



Figur 7.1 Følsomhetsanalyse mhp. investering for forsterkningstiltakene.

## 8 VURDERING AV FORSTERKNINGSTILTAKENE

Fra kapittel 7 finner man enn oppsummering av nytte-kostnadsberegningene som er utført for å skille de forskjellige tiltakene. Nytte-kostnadsberegningene tar hensyn til både tekniske og økonomiske vurderinger og veier de forskjellige tiltakene opp mot hverandre.

Av totalt 14 forskjellige forsterkningstiltak velges det å se nærmere på de fem forsterkningstiltakene som har høyest nytte-kostnadsverdi.

Tiltak	Forklaring	Nytte-kostnadsverdi.
B3	Nedleggelse av Lundamo. Ny roterende omformerstasjon i Støren.	1,6
B1	Revidering av aggregatene i Lundamo. Flytte stasjonen til Støren.	1,3
A8	Full revidering av Lundamo. Midlertidig kompaktomformerstasjon i Garli. Nytt kl m/ forsterkningsledning i 2007.	1,1
A7	Full revidering av Lundamo. Permanente kompaktomformerstasjoner mellom Oppdal og Lundamo.	0,8
A6	Full revidering av Lundamo. Ny roterende omformerstasjon i Garli.	0,7

### 8.1 GENERELLE BETRAKTNINGER

#### 8.1.1. Vurdering av tiltak B3

For tiltak B3 er det en forutsetning at det stilles ledig roterende omformermateriell til rådighet. Pr. i dag er det fastslått at dette ikke er tilfellet. For tiltaket er det ikke regnet med noen investeringskostnader i forbindelse med anskaffelse av de roterende aggregatene. Dette er dermed en forutsetning med modifikasjoner. For å frigjøre roterende omformermateriell hører det til en kostnad. Det kan f.eks. være kostnadene forbundet med bygging av en ny statisk omformerstasjon for dermed å frigjøre roterende omformermateriell. Denne form for kostnader må man kalkulere inn i nytte-kostnadsberegningene før man velger dette tiltaket.

For dette tiltaket må det installeres minimum 2x5,8 MVA roterende omformere i en ny stasjon i Støren. Dette gjør at tiltaket blir ekstra vanskelig å realisere siden det pr. i dag ikke er noen ledige aggregater som kan stilles til disposisjon fra andre steder i landet.

Det er her en forutsetning at man legger ned Lundamo omformerstasjon. Det vil da stilles noe elektrisk materiell til rådighet som kan brukes andre steder innen Jernbaneverket. Videre må det regnes med en del opprydding i og rundt omformerstasjonen. Det er i de kostnadsoverslagene som ligger til grunn for nytte-kostnadsaberegningene regnet at oppryddingsarbeid tilsvarer verdien i frigjort elektrisk materiell.

### **8.1.2. Vurdering av tiltak B1**

Det er her en forutsetning at man legger ned Lundamo omformerstasjon. Det vil da stilles noe elektrisk materiell til rådighet som kan brukes andre steder innen Jernbaneverket. Videre må det regnes med en del opprydding i og rundt omformerstasjonen. Det er i de kostnadsoverslagene som ligger til grunn for nytte-kostnadsaberegningene regnet at oppryddingsarbeid tilsvarer verdien i frigjort elektrisk materiell foruten selve aggregatene.

Aggregatene er forutsatt revidert i sin helhet og flyttes etter revideringen til en ny stasjon i Støren. I kostnadsoverslagene for revidering av Lundamo er det forutsatt at en del av revideringen skal foregå på stedet i Lundamo omformerstasjon. Det er her ikke tatt stilling til om aggregatene må demonteres i sin helhet eller ikke. Det må da regnes en ekstra kostnad for den praktiske flyttingen av disse delene til en stasjon i Støren.

En ny omformerstasjon i Støren vil ha en annen arkitektonisk utforming enn en normal roterende omformerstasjon. Dette er pga. at aggregatene fra Lundamo er vertikalt stilte. Dette medfører ett høyere bygg. Det er i kostnadsoverslagene lagt til ca. 3,5 mill. for ekstra kostnader forbundet med byggetekniske forandringer.

### **8.1.3. Vurdering av tiltak A8**

Tiltaket forutsetter bruk av kompaktomformere installert i parallell med det øvrige kontaktledningsanlegget. Det er i kostnadsoverslagene ikke regnet med noen form for utviklingskostnader for denne løsningen. Det er her forutsatt at utviklingskostnaden kan spres ut over denne typen løsninger også andre steder innen Jernbaneverket.

Det er videre en forutsetning at kompaktomformeren faktisk får den ytelsen og praktiske anvendelsen som er beskrevet i de foreløpige tekniske spesifikasjoner for komponentene.

For dette tiltaket forutsettes det at bruken av kompaktomformere kun er en midlertidig løsning, og videre at det bygges nytt kontaktledningsanlegg med forsterkningsledning i år 2007. Man har dermed utsatt den store investeringen i noen år, samtidig som man får en restverdi for kompaktomformerstasjonen. Med en kalkulasjonsrente på hele 7 % gir dette en ekstra stor gevinst.

#### **8.1.4. Vurdering av tiltak A7**

Tiltaket forutsetter bruk av kompaktomformere installert i serie med det øvrige kontaktledningsanlegget. Det er i kostnadsoverslagene ikke regnet med noen form for utviklingskostnader for denne løsningen. Det er her forutsatt at utviklingskostnaden kan spres ut over denne typen løsninger også andre steder innen Jernbaneverket.

Det er videre en forutsetning at kompaktomformerer faktisk får den ytelsen og praktiske anvendelsen som er beskrevet i de foreløpige tekniske spesifikasjoner for komponentene.

Til forskjell fra kompaktomformere parallellkoblet med kontaktledningsnettet, vil dette tiltaket med kompaktomformerene seriekoblet med kontaktledningsnettet ha et større reguleringsomfang. Det er i kostnadsoverslaget ikke regnet med kostnader for målepunkter på andre omformerstasjoner for at kompaktomformerer seriekoblet med kontaktledningsnettet skal få full virkning.

#### **8.1.5. Vurdering av tiltak A6**

Tilsvarende som for tiltak B3 er det en forutsetning at det stilles ledig roterende omformermateriell til rådighet. Pr. i dag er det fastslått at dette ikke er tilfellet. For tiltaket er det ikke regnet med noen investeringskostnader i forbindelse med anskaffelse av de roterende aggregatene. Dette er dermed en forutsetning med modifikasjoner. For å frigjøre roterende omformermateriell hører det til en kostnad. Det kan f.eks. være kostnadene forbundet med bygging av en ny statisk omformerstasjon for dermed å frigjøre roterende omformermateriell. Denne form for kostnader må man kalkulere inn i nytte-kostnadsberegningene før man velger dette tiltaket.

For dette tiltaket vil det være nok å installere ett roterende aggregat i den nye omformerstasjonen på Garli. Overdimensjoneringen mhp. installert ytelse blir dermed ikke så stor. En forutsetning for å kunne bruke kun ett roterende aggregat i en omformerstasjon på Garli er at omformerstasjonen må ha en begrensende og hensiktsmessig spenningsregulering, som til enhver tid sikrer at omformerstasjonen ikke blir overlastet. Ytelsen på aggregatet installert i Garli bør minimum være på 5,8 MVA. Dersom det vurderes bruk av et mindre aggregat må det gjøres nærmere analyser for å teste at krav til spenningen på kontaktledningen ikke underskrider 13,5 kV selv i en tunglastperiode.

Det er her en forutsetning at man legger ned Lundamo omformerstasjon. Det vil da stilles noe elektrisk materiell til rådighet som kan brukes andre steder innen Jernbaneverket. Videre må det regnes med en del opprydding i og rundt omformerstasjonen. Det er i de kostnadsoverslagene som ligger til grunn for nytte-kostnadsberegningene regnet at oppryddingsarbeid tilsvarer verdien i frigjort elektrisk materiell.



### 8.1.6. Total vurdering

Dersom alle forutsetninger og anbefalinger for tekniske løsninger blir fulgt, er det for alle fem tiltakene som det refereres til, nok installert ytelse i banestrømforsyningen mellom Oppdal og Stavne. Det er videre også en tilstrekkelig energiforsyning for å sikre at tekniske krav til banestrømforsyningen blir overholdt. Med de forutsetninger som ligger til grunn for trafikkering på strekningen kan det konkluderes med at spenningen ikke vil underskride 13,5 kV.

For forsterkningstiltakene A6 og A7 vil man ha en overdimensjonering av energiforsyningen mellom Oppdal og Stavne mhp. installert ytelse. Dette er dermed uhensiktsmessige løsninger i så måte. Denne ekstra ytelsen man installerer i systemet med disse løsningene er ytelse som kunne vært mer hensiktsmessig andre steder innen Jernbaneverket.

Tiltak A8 har kun en midlertidig overdimensjonering mhp. installert ytelse i energiforsyningen mellom Oppdal og Stavne.

Tiltak B1 og B3 har man tilsvarende installerte ytelse som med dagens banestrømforsyning mellom Oppdal og Stavne.

Det er i nytte-kostnadsanalysene vist at det kun er forsterkningstiltakene B3, B1 og A8 som har en høyere nytte-kostnadsbrøk enn 1,0. Dette medfører at det kun er disse tiltakene som i en samfunnsøkonomisk betraktning er lønnsomme investeringsprosjekter.

## 8.2 ANBEFALING

Forsterkningstiltak B3 forutsetter at det frigis minimum 2x5,8 MVA roterende aggregater fra andre steder i landet. Dette er en forutsetning som kan være særdeles vanskelig og kostbar å realisere.

Forsterkningstiltak B1 forutsetter at aggregatene i Lundamo revideres og flyttes deretter til en ny omformerstasjon i Støren. Også for dette tiltaket er det praktiske problemer som kan være vanskelige å realisere. Omformerstasjonen vil fortsatt være enestående i Jernbaneverket, og det vil fortsatt være et behov for spesiell kompetanse for bemanningen og tilsyn av denne ene stasjonen.

Forsterkningstiltak A8 krever et omfattende utviklingsarbeid før det kan realiseres. Den store fordelene med bruk av en midlertidig kompaktomformerstasjon er den nytten kompaktomformerstasjonen kan få andre steder innen Jernbaneverket etter at det er bygget nytt kontaktledningsanlegg m/forstekningsledning. For fremtiden kan man også konkludere med viktigheten av optimale driftsituasjoner. Det være seg optimal drift av hver enkelt omformerstasjon og minimalisering av tap. I denne sammenhengen kan tilgjengeligheten til kompaktomformerstasjoner enten i parallell eller serie med kontaktledningsanlegget være en viktig faktor.

I utgangspunktet er tiltak B1 ihht. nytte-kostnadsanalysene et mer lønnsomt prosjekt. For å velge mellom tiltak B1 og A8 må man også se dette i sammenheng med forsterkningen av banestrømforsyningen mellom Dombås og Oppdal.

**Det anbefales derfor å forsterke banestrømforsyningen mellom Oppdal og Stavne med tiltak B1 eller tiltak A8.**

## 9 KONKLUSJON

Det anbefales å forsterke banestrømforsyningen mellom Oppdal og Stavne med forsterkningstiltakene B1 eller A8.

**Tiltak B1** Det bygges en ny omformerstasjon i Støren for installering av aggregatene fra Lundamo omformerstasjon.  
Aggregatene i Lundamo omformerstasjon revideres og flyttes til den nye omformerstasjonen i Støren. Lundamo omformerstasjon legges deretter ned. Det må etableres dødseksjon i Støren i forbindelse med den nye omformerstasjonen. Det må i tillegg etableres dødseksjoner med sonegrensebrytere mellom Oppdal og Støren, og mellom Støren og Stavne.

Revidering av aggregater i Lundamo: Kr. 5 130 000.

Investeringskostnad for tiltaket inkl. påslag på 42,3 %: Kr. 36 926 850.

Nytte-kostnadsbrøk for tiltaket:  $N/K = 1,3$ .

**Tiltak A8** Det bygges en ny midlertidig kompaktomformerstasjon på 2x2,0 MVA i Garli. Lundamo omformerstasjon revideres i sin helhet.  
Det bygges nytt kontaktledningsanlegg m/forsterkningsledning i år 2007.

Revidering av Lundamo omformerstasjon: Kr. 12 705 000.

Investeringskostnad forbundet med tiltaket inkl. påslag på 42,3 %

Kr. 29 527 250 + Kr. 15 414 475.

Nytte-kostnadsbrøk for tiltaket:  $N/K = 1,1$ .

For å velge mellom de to tiltakene må man se banestrømforsyningen helt fra Dombås til Stavne i sammenheng. I tillegg må man se på verdien som frigivelsen av en midlertidig kompaktomformerstasjon gir for resten av banestrømforsyningen innen Jernbaneverket. Dette er en omformerstasjon som etter frigivelse kan brukes også andre steder, og dermed utsette eller helt eliminere andre forsterkninger.

# **DEL 2**

## **Forsterkning av banestrømforsyningen på Dovrebanen**

**Dombås - Oppdal**

## 0. SAMMENDRAG.

«Hovedplan for banestrømforsyningen på Dovrebanen: Gjenværende strekninger - Del 2» tar for seg strekningen Dombås - Oppdal. Det er her sett på et nytt forsterkningspunkt på Hjerkin (km 381,75).

Forsterkningstiltakene som er vurdert er:

- 1) Forsterkningsledning, Dombås - Oppdal.
- 2) 66 kV fjernledning på kl-master, Dombås - Hjerkin.
- 3) Ny statisk omformerstasjon (2x6,0 MVA) på Hjerkin.
- 4) Kompaktomformer (2x2,0 MVA), permanent løsning.
- 5) Roterende omformerstasjon (2x5,8 MVA) på Hjerkin.
- 6) Midlertidig kompaktomformerstasjon (2x2,0 MVA) på Hjerkin, inntil nytt kl med forsterkningsledning er ferdig i 2007.

De betraktede tiltakene kan deles inn i to hovedkategorier. Tiltak 1,3 og 5 er basert på «kjent» teknologi, og det finnes anlegg av disse typene i bruk i dag. Tiltak 2 og 4 derimot er basert på mer «ukjent» teknologi. Det finnes en fjernledning på separat masterekke i drift på Sørlandsbanen, mens konseptet med en felles masterekke for fjernledning og kontaktledning er fortsatt under utvikling. Likeledes er kompaktomformerkonseptet fortsatt på skisseplan fra leverandøren, og beskrives derfor bare prinsipielt i denne rapporten. Det forutsettes at dette er ferdig utviklet innen planlagt byggestart. Det siste foreslåtte tiltaket, 6, er en kombinasjon av begge kategorier. Foruten å være et teknisk godt alternativ, har det også den fordel at det eliminerer nødvendigheten av en forsert investering i nytt kontaktledningsanlegg.

De ulike forsterkningstiltakene ble vurdert utfra både tekniske og økonomiske aspekter. I den tekniske rangeringen ble det lagt vekt på installert ytelse og spenningsforhold på kontaktledningen. Med henblikk på disse kriteriene, utpekte ny roterende omformerstasjon (tiltak 5) og ny statisk omformerstasjon (tiltak 3) seg som de to beste tiltakene. Disse ble fulgt av tiltak 4 og 6, henholdsvis permanent og midlertidig kompaktomformer-løsning. Forsterkningsledning Dombås - Oppdal og fjernledning Dombås - Hjerkin kommer dårligst ut da de ikke representerer noen økning i installert ytelse.

Det ble også satt opp kostnadsoverslag generelt for investering i de forskjellige typene av anlegg (finnes i «Hovedplan for banestrømforsyningen på Dovrebanen: Gjenværende strekninger - Del 1») og spesifikt for hvert tiltak. Videre ble det utarbeidet en nytte-/kostnadsanalyse for tiltakene. Resultatene fra denne er gitt i tabellen nedenfor.

Tiltak	1	2a	2b	3	4	5	6
N/K	0,2	0,3	0,3	0,4	0,9	0,9	1,1

Med bakgrunn i de betraktninger og beregninger som er foretatt anbefales tiltak 6 «Midlertidig kompaktomformer på Hjerkin». Dette tiltaket er ansett som det mest hensiktsmessige utfra de tekniske, økonomiske og samfunnsmessige vurderinger som er gjort.

Investeringskostnader forbundet med tiltaket er inkl. 42.3% påslag, Kr 28 460 000 for kompaktomformerstasjonen + Kr 14 786 024 i økte kostnader ved å bygge forsterkningsledning på det nye kontaktledningsanlegget. Totalt: Kr 43 246 024

Nytte-kostnadsbrøk for tiltaket ble beregnet til  $N/K = 1,1$ .

Det er tatt utgangspunkt i at kompaktomformerstasjonen er ferdig til idriftsettelse ved begynnelsen av år 2002, og at det nye kontaktledningsanlegget med forsterkningledning kan settes i drift år 2007. Kompaktomformerenehetene frigjøres til benyttelse andre steder når det nye kontaktledningsanlegget settes i drift.

## INNHOLDSFORTEGNELSE:

<b>0. SAMMENDRAG.....</b>	<b>1</b>
<b>1. INNLEDNING.....</b>	<b>4</b>
1.1 BAKGRUNN.....	4
1.2 MÅLSETTING.....	4
<b>2. TEKNISKE KRAV TIL BANESTRØMFORSYNINGEN.....</b>	<b>5</b>
<b>3. DAGENS MATESITUASJON.....</b>	<b>6</b>
<b>4. ALTERNATIVE LØSNINGER.....</b>	<b>7</b>
4.1 FORSTERKNINGSLEDNING MELLOM DOMBÅS OG OPPDAL.....	7
4.2 FJERNLEDNING MELLOM DOMBÅS OG HJERKINN.....	7
4.3 STATISK OMFORMERSTASJON PÅ HJERKINN.....	8
4.4 KOMPAKTOMFORMERE MELLOM DOMBÅS OG OPPDAL, PERMANENT LØSNING.....	8
4.5 ROTERENDE OMFORMERSTASJON PÅ HJERKINN.....	9
4.6 MIDLERTIDIG KOMPACTOMFORMER PÅ HJERKINN. NYTT KL-ANLEGG M/FORSTERKNINGSLEDNING DOMBÅS - OPPDAL FRA 2007.....	9
4.7 TEKNISK VURDERING AV FORSTERKNINGSTILTAKENE.....	9
<b>5. ENERGIKOSTNADER.....</b>	<b>11</b>
<b>6. KOSTNADSOVERSLAG.....</b>	<b>12</b>
6.1 BESKRIVELSE / FORUTSETNINGER.....	12
6.2 TEKNISK BESKRIVELSE / FORUTSETNINGER.....	12
6.3 INVESTERINGSKOSTNADER PR. TILTAK.....	12
6.4 DRIFT OG VEDLIKEHOLDSKOSTNADER.....	16
<b>7. NYTTE/-KOSTNADSANALYSE.....</b>	<b>17</b>
7.1 RESULTATER.....	17
7.2 FØLSOMHETSANALYSE.....	18
<b>8. VURDERING AV FORSTERKNINGSTILTAKENE.....</b>	<b>19</b>
8.1 GENERELLE BETRAKTNINGER.....	19
8.1.1 Vurdering av tiltak 6.....	19
8.1.2 Vurdering av tiltak 5.....	19
8.1.3 Vurdering av tiltak 4.....	20
8.1.4 Total vurdering.....	20
8.2 ANBEFALING.....	21
<b>9. KONKLUSJON.....</b>	<b>22</b>

## 1. INNLEDNING.

### 1.1 BAKGRUNN.

Det ble foreslått i hovedplan for banestrømforsyning for Dovrebanen, at strømforsyningen på den nordlige delen av Dovrebanen skulle forsterkes på Stavne, Garli, Hjerkinns og Otta. Så langt er det etablert midlertidig forsterkning på Otta og Stavne er under bygging.

De foreslåtte forsterkningene ble basert på at alle eksisterende omformerstasjonene fortsatt skulle inngå i strømforsyningen.

Strekningen Dombås - Oppdal er 85,4 km. Det vil med ett nytt matepunkt på Hjerkinns, bli en gjennomsnittlig avstand mellom matepunktene på 42,7 km. En ny statisk omformer på Hjerkinns medfører derfor en overdimensjonering i banestrømforsyningen på strekningen. På grunnlag av dette vurderes også andre forsterkningstiltak for Hjerkinns.



Figur 1.1 Viser matepunkt på strekningen Dombås - Oppdal, inkl. nytt på Hjerkinns.

### 1.2 MÅLSETTING.

- Banestrømforsyningen på strekningen Dombås - Oppdal skal forsynes på optimal måte.
- Banestrømforsyningen skal kunne betjene en lastøkning tilsvarende framtidig R94 og R95, og samtidig tilfredsstillende kravene til spenning og matekapasitet mhp. effekt.
  - Kombinasjonen framtidig R94 og R95 gir en fortettet ruteplan sett i forhold til dagens ruteplan. Trafikk med EL14, EL18 og X2000 som inngår her, er ikke med i dagens trafikkmønster.



## 2. TEKNISKE KRAV TIL BANESTRØMFORSYNINGEN.

For at banestrømforsyningen ikke skal være til hinder for fremføringen ved en gitt togtrafikk, stilles følgende to hovedkrav:

- Spenningen på strømvogter må ikke underskride en gitt verdi. I henhold til IEC publikasjon nr. 850 er nedre grense på 12,0 kV. Ved prosjektering av nye anlegg bør en legge seg på en høyere grense. Denne grensen er av NSB satt til 13,5 kV. Valget av 13,5 kV som dimensjonerende spenning begrunnes med at en bør ha en viss reserve ved prosjektering av anlegg for fremtidens trafikkøkning.
- Matestasjonene bør ha en innstallert ytelse som er 50% over maksimal timebelastning. Dette for å oppnå reserve og redundans i systemet. Dette kravet er i liten grad reflektert i nøyere tekniske/økonomiske vurderinger, men benyttes inntil videre.

Redundansen i systemet sikres ved at en utstyret omformerstasjonene med to omformerenheter samt at de tilliggende omformere har en tilsvarende omformerkapasitet.

Redundansen vil dessuten bli ytterligere forsterket ved at man utstyret alle omformere med reguleringssystemer som begrenser utmatet strøm når det enkelte aggregat nærmer seg overlast. Dette er systemer som på sikt vil bli tilgjengelige.

### 3. DAGENS MATESITUASJON.

Dagens matesituasjon kan dokumenteres og beskrives på flere måter. Den driftserfaring som til enhver tid finnes i systemet kan benyttes, direkte dokumentasjon ved målinger og simuleringer som kan hjelpe å se resultater av ulike fremtidige tiltak i infrastrukturen.

Den installerte ytelsen i de tilliggende omformerstasjonene er:

Dombås:	2x7,0MVA	Roterende	km 345,25
Oppdal:	2x5,8MVA	Roterende	km 428

Kontaktledningsanlegget er elektrisk sett standard-dimensjonert med 100 mm<sup>2</sup> Cu kontakttråd og 50 mm<sup>2</sup> Cu bæreline. Mastene er bygget i 1967 og ved bygging er det satt en levetid på 40 år. I dag heller mastene flere steder og opphenget betegnes således som i dårlig forfatning.

## 4. ALTERNATIVE LØSNINGER.

Forsterkning av banestrømforsyningen mellom Dombås og Hjerkinns kan utføres på flere forskjellige måter. På grunnlag av de betraktninger og beregninger som er gjort for strekningen Oppdal - Stavne, er 6 ulike alternativ ansett som mest hensiktsmessige og vil bli vurdert nærmere her.

Alternativer:

- 1) Forsterkningsledning, Dombås - Oppdal.
- 2) 66 kV fjernledning på kl-master, Dombås - Hjerkinns.
- 3) Ny statisk omformerstasjon (2x6,0 MVA) på Hjerkinns.
- 4) Kompaktomformer (2x2,0 MVA).
- 5) Roterende omformerstasjon (2x5,8 MVA) på Hjerkinns.
- 6) Midlertidig kompaktomformer (2x2,0 MVA) på Hjerkinns inntil nytt kl med forsterkningsledning er ferdig i 2007.

### 4.1 FORSTERKNINGSLEDNING MELLOM DOMBÅS OG OPPDAL.

Forsterkningsledningen som er tenkt brukt er en uisolert 240 mm<sup>2</sup> Al opphengt ca. 2 m over eventuelle returledere. Ekvivalent kontaktledningsimpedans inklusive returledere og forsterkningsledning, blir da ca.  $Z = 0.12 + j0,12 \Omega/\text{km}$ .

Det er videre regnet med nedføringer til kontakttråd og bæreline på hver side av brytere i anlegget og foruten dette generelt ved hver 20. mast (ca. 1 km). Nedføringen må gjøres ved mast og via en 150 mm<sup>2</sup> Cu tilkoblet uteliggeren. På den aktuelle strekningen mellom Dombås og Hjerkinns er det i dag tremaster som ikke vil tåle oppheng av en ekstra leder, og forsterkningsledning er da kun aktuelt dersom det skal bygges nytt kontaktledningsanlegg på strekningen.

### 4.2 FJERNLEDNING MELLOM DOMBÅS OG HJERKINN.

Et fjernledningskonsept for strekningen Dombås - Hjerkinns foreslås utført med 16 kV eller 66 kV kabel i kabelkanal mellom Dombås omformer (km 342,25) og Joramo (km 346). En 16,5/66 kV transformatorstasjon plasseres henholdsvis i Joramo eller Dombås avhengig av spenningsnivå på kabelen. Fjernledningen fortsettes på egen masterekke som 66 kV luftlinje fra Joramo til Gardsenden (km 354). Fra Gardsenden til Hjerkinns (km 381,75) framføres fjernledningen på kl-master.

16 kV eller 66 kV kabelen forlegges i dertil egnet kabelkanal og det monteres overspenningsvern i hver ende av kabelen. Isolasjonsnivå for 16 kV kabelen er 36 kV, mens overspenningsvernet dimensjoneres for 24 kV som for en vanlig matekabel. Isolasjonsnivå for 66 kV kabelen er 72 kV.

Fjernledning på egen masterekke følger egen trasé uavhengig av spor, mellom Joramo og Gardsenden.

Framføring av fjernledning på kl-master forutsetter høyere og sterkere master enn dem som normalt benyttes for kl-anlegg. Det er dermed en forutsetning at det bygges nytt kontaktledningsanlegg på strekningen dersom fjernledningen skal framføres på kl-master. Ved innføring til matepunkt og transformatorstasjon må jordline benyttes den siste halve kilometeren. Jordlinen må være isolert fra mast og skinner for å forhindre at impedansespolene blir kortsluttet. I tunneler og på bruer antas det at fjernledningen blir framført i kabel. Det må monteres overspenningsvern i hver ende av kabelen. Isolasjonsnivået på fjernledningen er i følge forskriftene 72 kV.

Det forutsettes bruk av enkle transformatorstasjoner, da transformatorstasjoner har høy pålitelighet. Dette medfører svekket redundans i systemet, men ved forsiktig kjøring på strekningen kan trafikken likevel framføres ved utfall av en transformatorstasjon.

En 2-fase 66 kV fjernledning fra Dombås til Hjerkinns mates via en 8,0 MVA, 16,5/66 kV transformatorstasjon med tilknytning til kl-anlegget via en 8,0 MVA, 66/16,5 kV transformator i Hjerkinns. Sonegrensebryteren i Hjerkinns fjernes og nye sonegrensebrytere med tilhørende dødseksjoner opprettes mellom Dombås og Hjerkinns og mellom Hjerkinns og Oppdal.

#### **4.3 STATISK OMFORMERSTASJON PÅ HJERKINN.**

En omformerstasjon i Hjerkinns kan forsynes via en ca. 0,2 km lang 3-fase 66 kV forsyningslinje tilknyttet eksisterende 3-fase 66 kV forsyningsnett. Det må i tilknytningspunktet etableres et nytt bryteranlegg for forsyningslinjen. Forsyningslinjen fremføres som linje/kabel forbindelse. Både for omformerstasjonen og for forsyningslinjen må det frigis areal med tilhørende konsesjonssøknad.

De mest aktuelle ytelsene for en statisk omformerstasjon på Hjerkinns er 1x6,0 MVA eller 2x6,0 MVA. En omformerstasjon på 1x6,0 MVA vil ikke overdimensjonere strekningen mellom Dombås og Oppdal i så stor grad som en omformerstasjon på 2x6,0 MVA, men en ytelse på 2x6,0 MVA øker redundansen og dermed påliteligheten for systemet. Valg av ytelse for omformerstasjonen blir dermed først og fremst en teknisk/økonomisk avveining.

Sonegrensebryteren i Hjerkinns fjernes og det etableres dødseksjoner med sonegrensebrytere mellom Dombås og Hjerkinns, og mellom Hjerkinns og Oppdal.

#### **4.4 KOMPAKTOMFORMERE MELLOM DOMBÅS OG OPPDAL, PERMANENT LØSNING.**

En kompaktomformer er i prinsippet bygget opp av kraftelektronikk-komponenter på lik linje med dagens konvensjonelle statiske omformere. Man kan dermed på samme måte som i en statisk omformer påvirke vinkelen på spenningen på utgående linjer, og derav styre overført effekt gjennom kompaktomformerens.

Kompaktomformerer må ha minimum en 3-fase forsyning på 11 eller 22 kV, med tilhørende bryteranlegg. Hver utgående linje på enfasesiden, må ha samleskinner med tilhørende verneutrustning og bryteranlegg. Følgelig fungerer et kompaktomformeranlegg også som en sonegrensebryter på lik linje med en normal matestasjon.

Kompaktomformerer er enda på skisseplan. Den prinsipielle virkemåten er beskrevet i «Del 1. Forsterkning av banestrømforsyningen, Oppdal - Stavne» kapittel 4.1.7.

#### **4.5 ROTERENDE OMFORMERSTASJON PÅ HJERKINN.**

Pr. i dag er det ingen ledige roterende aggregater å oppdrive. Dersom det frigis roterende omformeraggregater fra andre steder i landet, kan en omformerstasjon på Hjerkin bestykes med ett eller to 5,8 MVA aggregater. Pga. overbelastbarheten for roterende omformeraggregater kan en omformerstasjon bestyket med et enkelt roterende aggregat være mer hensiktsmessig enn en statisk omformerstasjon med tilsvarende merkeytelse. Igjen vil teknisk/økonomiske betraktninger være avgjørende for valg av ytelse for omformerstasjonen.

Sonegrensebryteren på Hjerkin fjernes og det etableres dødseksjoner med sonegrensebrytere mellom Dombås og Hjerkin, og mellom Hjerkin og Oppdal.

#### **4.6 MIDLERTIDIG KOMPAKTOMFORMER PÅ HJERKINN. NYTT KL-ANLEGG M/FORSTERKNINGSLEDNING DOMBÅS - OPPDAL FRA 2007.**

Kompaktomformerens prinsipp ble beskrevet i «Del 1. Forsterkning av banestrømforsyningen, Oppdal - Stavne», kapittel 4.1.7. For denne løsningen med kompaktomformerer som et midlertidig tiltak inntil nytt kl-anlegg er ferdig i 2007, bør den plasseres i parallell med kontaktledningen. Det er tenkt benyttet to enheter hver på 2,0 MVA, plassert på Hjerkin.

Ved bygging av nytt kontaktledningsanlegg utføres dette med en uisolert 240 mm<sup>2</sup> Al forsterkningsledning, opphengt ca. 2 m over eventuelle returledere. Det er videre regnet med nedføring til kontaktråd og bærelinje på hver side av brytere i anlegget og foruten dette generelt ved hver 20. mast (ca. 1 km). Nedføringen må gjøres ved mast og via en 150 mm<sup>2</sup> Cu tilkoblet uteliggeren.

#### **4.7 TEKNISK VURDERING AV FORSTERKNINGSTILTAKENE.**

Strekningen Dombås - Oppdal har nesten helt tilsvarende lengde som strekningen Oppdal - Lundamo. Belastningstoppene her vil i motsetning til Oppdal - Lundamo, ha et utspring i stigningene nær matestasjonene. Dette gjør at de simuleringene som er utført for Oppdal - Lundamo i vedlegg 4, også kan legges til grunn for strekningen Dombås - Oppdal. Lastbildet vil uansett ikke være verre enn det vedlegg 4 refererer til.

På bakgrunn av ytelse, spenningsforhold og påliteligheten rangeres forsterkningstiltakene avtagende mhp. teknisk totalløsning for energiforsyningen mellom Dombås og Hjerkin:

- 1) Tiltak 5
- 2) Tiltak 3
- 3) Tiltak 4, Tiltak 6
- 4) Tiltak 1, Tiltak 2

I rangeringen er det en del synsing og usikkerhet siden det ikke er simulert for hvert av de forskjellige forsterkningstiltakene. De betraktninger som er gjort i vedlegg 4) hvor flere av forsterkningstiltakene er vurdert, er likevel benyttet som underlag. En sammenligning mellom forsterkningstiltakene med hensyn på ytelse og spenningsforhold på kontaktledningen gir en klar pekepinn på hvordan påliteligheten for systemet vil være.

Det vil i det følgende bli utarbeidet kostnadsoverslag for de forskjellige forsterkningstiltakene og derav en nytte-kostnadsberegning. Nytte-kostnadsberegningen tar i tillegg til kostnadene også hensyn til den tekniske rangeringen på den måten at de systemløsningene som i utgangspunktet synes dårligere enn andre også får lavere inntekt til sammenligning med eksisterende energiforsyning.

## 5. ENERGIKOSTNADER.

De forskjellige forsterkningstiltakene resulterer i forskjellige tapstall for systemet. Det er gjort studier av effektuttaket og tapskostnadene for de enkelte matestasjonene i dag, og det er forutsatt en økning i energiproduksjonen på 20 % i årene frem til 2005.

Kraftprisen er som kjent varierende fra år til år, og det kan dermed ikke sies noe sikkert om den fremtidige kraftprisen. I analysene er det for analyseperioden benyttet en gjennomsnittlig kraftpris på 40 øre/kWh inklusive alle avgifter. Avvik i kraftprisen utfra dette vil gi tilsvarende avvik i analyseresultatene.

Totalt for strekningen Dombås - Hjerkinn brukes det ca. 15 000 MWh i dag. Med en økning på 20 % blir fremtidig forbruk 18 000 MWh.

For å få et overslag over tapene i systemet må man for hvert enkelt tiltak studere avstandene mellom matestasjonene og gjennomsnittlig produksjon/installert ytelse for hver matestasjon. Dette gir en indikasjon på forskjellene i tap for de enkelte forsterkningstiltakene.

Tiltak	TAPSKOSTNADER		Tap i kl-anlegg [MWh]	Tapskostnader [kr]	Differanse [kr]
	Type forsterkning.	Tap i matestasjoner [MWh]			
Tiltak 0	Ingen forsterkning utover dagens anlegg	3560	2920	2 592 000	-
Tiltak 1	Forsterkningsledning, Dombås - Oppdal	3560	1460	2 008 000	584 000
Tiltak 2	Fjernledning, Dombås - Hjerkinn	3560	1460	2 008 000	584 000
Tiltak 3	Statisk omformerstasjon på Hjerkinn	3920	1460	2 152 000	440 000
Tiltak 4	Kompaktomformere Dombås - Oppdal	3920	1460	2 152 000	440 000
Tiltak 5	Roterende omformerstasjon Hjerkinn	3534	1460	1 997 600	594 400
Tiltak 6	Midl. komp.omf. + forst.ledn. Domb.-Oppd	3647	1460	2 042 800	549 200

Figur 5.1 Tapskostnader for de forskjellige forsterkningstiltakene.

Differansen skissert i ytterste høyre kolonne i figur 5.1, blir årlige inntekter for de forskjellige forsterkningstiltakene. Dette vil bli en av flere faktorer som ligger til grunn i nyttekostnadsberegningene.

## 6. KOSTNADSOVERSLAG.

### 6.1 BESKRIVELSE / FORUTSETNINGER.

Det er for strekningen Dombås - Hjerkinsvurdert ulike metoder for forsterkning av banestrømforsyningen. En metode er å bygge ut et nytt matepunkt med omformerstasjon. En annen er å bygge en høyspent fjernledning mellom eksisterende omformerstasjoner.

I tillegg kan man forsterke strekningen med spenningsforbedrende tiltak som forsterkningsledning, kompaktomformer, spenningsbooster eller kondensatorbatterier. Det er her kun gjort kostnadsoverslag for forsterkning av gjeldende strekning med et nytt matepunkt, kompaktomformer og forsterkningsledning.

For de forskjellige tiltakene som må iverksettes er kostnadene skissert i de følgende underkapitlene. Det er videre regnet ut et påslag for investeringskostnadene til dekning av NSB's øvrige kostnader som må forventes å tilkomme prosjektet.

A:	Kostnader spesifisert arbeid:	100
B:	Ufordelte kostnader:	10 % av A
C:	Byggherrekostnader:	2,5 % av A+B
D+E:	Planlegging/prosjektering:	7,0 % av A+B
F:	Rigg og driftsomkostninger:	2,5 % av A+B
G:	Avgifter:	16,1 % av A+B+F
		12,5 % av D+E
Totalt påslag:		42,3 % av A

De prosentvise påslagene er delvis erfaringstall og delvis en fornuftsavveining for disse tiltakene. For de tiltak man har skissert i denne hovedplanen er det kun snakk om konsentrerte bygningsmasser og derav vil ikke byggherrekostnader og rigg + driftskostnader være i størrelsesorden 8 og 9 % som erfaringstallene bygger på.

### 6.2 TEKNISK BESKRIVELSE / FORUTSETNINGER.

Beskrivelse av og forutsetninger for anleggene nødvendig for de ulike forsterkningsalternativ er behandlet i «Del 1. Forsterkning av banestrømforsyningen, Oppdal - Stavne», kapittel 6.2.

### 6.3 INVESTERINGSKOSTNADER PR. TILTAK.

Hvert forsterkningstiltak har kombinasjoner av de investeringskostnadene som er skissert i «Del 1. Forsterkning av banestrømforsyningen, Oppdal - Stavne», kapittel 6.3. Dette inkluderer øvrige endringer som må iverksettes før, under og i etterkant av investeringene.



For de tiltak som krever bygging av nytt kontaktledningsanlegg på deler av strekningen, kommer bygging av nytt kl-anlegg som inntekt 7 år senere. Dette er gjort for å vise de reelle kostnadene forbundet med de enkelte tiltakene. Det er her regnet med en diskonteringsfaktor på basis av: Forventet rente (6%) - Forventet prisøkning (4%).

**Tiltak 1** Forsterkningsledning Dombås - Oppdal.

Tiltak 1	Forsterkningsledning mellom Dombås og Oppdal	Materiell [kr]	Montasje [kr]	Investering [kr]
	Nytt kl med forsterkningsledning	63 685 252	97 405 000	161 090 252
	Sum kostnader ekskl. påslag			161 090 252
	<b>Sum kostnader inkl.påslag og avgifter på 42,3 %</b>			<b>229 231 429</b>
	Nytt kl mellom Dombås og Hjerkin etter 7 år	53 294 511	97 405 000	150 699 511
	Reelle kostnader ekskl. påslag og avgifter			30 047 199
	<b>Reelle kostnader inkl. påslag og avgifter på 42,3 %</b>			<b>42 757 164</b>

Tabell 6.1 Kostnader forbundet med tiltak 1.

**Tiltak 2a** 66 kV fjernledning Dombås - Hjerkin.

16 kV kabel i kabelkanal fra Dombås omf. til Joramo.  
 Transformatorstasjon 1x8,0 MVA 16,5/66 kV i Joramo og  
 1x8,0 MVA 66/16,5 kV på Hjerkin.  
 Fjernledning i egen trasé Jordamo - Gardsenden.  
 Fjernledning på kl-master Gardsenden - Hjerkin.

Tiltak 2a	Fjernledning mellom Dombås og Hjerkin	Materiell [kr]	Arbeid/faste [kr]	Investering [kr]
	16 kV kabel Dombås omf. - Joramo	3 112 500	51 100	3 163 600
	Fjernledn på egne master, Joramo-Gardsenden	483 200		483 200
	Nytt kl med fjernledning, fri-linje	23 429 368	34 925 000	58 354 368
	Gardsenden - Hjerkin kabel	255 000	114 000	369 000
	jordline	36 320		36 320
	Trafostasjon i Joramo, 1x8,0 MVA	10 000 000		10 000 000
	Trafostasjon på Hjerkin, 1x8,0 MVA	10 000 000		10 000 000
	Oppjustering, dødseksjon Hjerkin	200 000		200 000
	Dødseks+s.gr.br, Hjerkin - Oppdal	1 500 000		1 500 000
	Dødseks+s.gr.br, Dombås - Hjerkin	1 500 000		1 500 000
	Sum kostnader ekskl. påslag og avgifter			85 606 488
	<b>Sum kostnader inkl.påslag og avgifter på 42,3 %</b>			<b>121 818 032</b>
	Nytt kl mellom Gardsenden-Hjerkin etter 7 år	17 460 716	31 912 500	49 373 216
	Reelle kostnader ekskl. påslag og avgifter			42 673 257
	<b>Reelle kostnader inkl. påslag og avgifter på 42,3 %</b>			<b>60 724 044</b>

Tabell 6.2 Kostnader forbundet med tiltak 2a.

**Tiltak 2b** 66 kV fjernledning Dombås - Hjerkin.

66 kV kabel i kabelkanal fra Dombås omf. til Joramo.  
Transformatorstasjon 1x8,0 MVA 16,5/66 kV i Dombås og  
1x8,0 MVA 66/16,5 kV på Hjerkin.  
Fjernledning i egen trasé Jordamo - Gardsenden.  
Fjernledning på kl-master Gardsenden - Hjerkin.

Tiltak 2b	Fjernledning mellom Dombås og Hjerkin	Materiell [kr]	Arbeid/faste [kr]	Investering [kr]
66 kV kabel Dombås omf. - Joramo	400 <sup>a</sup>	3 825 000	114 000	3 939 000
Fjernledn på egne master, Joramo-Gardsenden		483 200		483 200
Nytt kl med fjernledning,	fri-linje	23 429 368	34 925 000	58 354 368
Gardsenden - Hjerkin	kabel	255 000	114 000	369 000
	jordline	36 320		36 320
Trafostasjon i Dombås, 1x8,0 MVA		10 000 000		10 000 000
Trafostasjon på Hjerkin, 1x8,0 MVA		10 000 000		10 000 000
Oppjustering, dødseksjon Hjerkin		200 000		200 000
Dødseks+s.gr.br, Hjerkin - Oppdal		1 500 000		1 500 000
Dødseks+s.gr.br, Dombås - Hjerkin		1 500 000		1 500 000
Sum kostnader ekskl. påslag og avgifter				86 381 888
<b>Sum kostnader inkl.påslag og avgifter på 42,3 %</b>				<b>122 921 427</b>
Nytt kl mellom Gardsenden-Hjerkin etter 7 år		17 460 716	31 912 500	49 373 216
Reelle kostnader ekskl. påslag og avgifter				43 448 657
<b>Reelle kostnader inkl. påslag og avgifter på 42,3 %</b>				<b>61 827 438</b>

Tabell 6.3 Kostnader forbundet med tiltak 2b.

**Tiltak 3** Ny statisk omformer 2x6,0 MVA på Hjerkin.

Tiltak 3	Ny statisk omformerstasjon Hjerkin, 2x6,0 MVA	Materiell [kr]	Arbeid/faste [kr]	Investering [kr]
Forsyningslinje m/bryteranlegg		3 500 000		3 500 000
Ny statisk omformerstasjon i Hjerkin.		51 000 000		51 000 000
Oppjustering, dødseksjon Hjerkin		200 000		200 000
Dødseks+s.gr.br, Hjerkin - Oppdal		1 500 000		1 500 000
Dødseks+s.gr.br, Dombås - Hjerkin		1 500 000		1 500 000
Sum kostnader ekskl. påslag og avgifter				57 700 000
<b>Sum kostnader inkl.påslag og avgifter på 42,3 %</b>				<b>82 107 100</b>

Tabell 6.4 Kostnader forbundet med tiltak 3.

**Tiltak 4** Kompaktomformere 2x2,0 MVA mellom Dombås og Hjerkin.

<b>Tiltak 4</b>	<b>Kompaktomformere mellom Dombås og Oppdal</b>	<b>Materiell [kr]</b>	<b>Arbeid/faste [kr]</b>	<b>Investering [kr]</b>
	Kompaktomformer, Dombås - Hjerkin	6 000 000		6 000 000
	Forsyningslinje m/ bryteranlegg	5 000 000		5 000 000
	1-fase bryteranlegg & dødseksjon	2 000 000		2 000 000
	Kompaktomformer, Hjerkin - Oppdal	6 000 000		6 000 000
	Forsyningslinje m/ bryteranlegg	5 000 000		5 000 000
	1-fase bryteranlegg & dødseksjon	2 000 000		2 000 000
	Oppjustering, dødseksjon Hjerkin	200 000		200 000
	Sum kostnader ekskl. påslag og avgifter			26 200 000
	<b>Sum kostnader inkl.påslag og avgifter på 42,3 %</b>			<b>37 282 600</b>

Tabell 6.5 Kostnader forbundet med tiltak 4.

**Tiltak 5** Ny roterende omformer 2x5,8 MVA på Hjerkin.

<b>Tiltak 5</b>	<b>Ny roterende omformerstasjon Hjerkin, 2x5,8 MVA</b>	<b>Materiell [kr]</b>	<b>Arbeid/faste [kr]</b>	<b>Investering [kr]</b>
	Forsyningslinje m/bryteranlegg	3 500 000		3 500 000
	Ny roterende omformerstasjon på Hjerkin	13 740 000		13 740 000
	Oppjustering, dødseksjon Hjerkin	200 000		200 000
	Dødseks+sonegr.bryter, Dombås - Hjerkin	1 500 000		1 500 000
	Dødseks+sonegr.bryter, Hjerkin - Oppdal	1 500 000		1 500 000
	Sum kostnader ekskl. påslag			20 440 000
	<b>Sum kostnader inkl.påslag og avgifter på 42,3 %</b>			<b>29 086 120</b>

Tabell 6.6 Kostnader forbundet med tiltak 5.

**Tiltak 6** Kompaktomformere 2x2,0 MVA på Hjerkin.  
Nytt kl med forsterkningsledning mellom Dombås og Hjerkin i 2007.

<b>Tiltak 6</b>	<b>Midl. komp.omf på Hjerkin</b>	<b>Materiell</b>	<b>Arbeid/faste</b>	<b>Investering</b>
	<b>Nytt kl m/forst.ledn Dom-Oppd.</b>	<b>[kr]</b>	<b>[kr]</b>	<b>[kr]</b>
Kompaktomformer på Hjerkin 2x2,0 MVA		12 000 000		12 000 000
Forsyningslinje m/bryteranlegg		5 500 000		5 500 000
1-fase bryteranlegg og dødseksjon		2 500 000		2 500 000
Sum kostnader ekskl. påslag og avgifter				20 000 000
<b>Sum kostnader inkl.påslag og avgifter på 42,3 %</b>				<b>28 460 000</b>
Nytt kl-anlegg m/ forst.ledn Dombås - Oppdal		63 685 252	97 405 000	161 090 252
Nytt kl-anlegg Dombås - Oppdal		53 294 511	97 405 000	150 699 511
Ekstra utgift ekskl påslag og avgifter				10 390 741
<b>Ekstra utgifter inkl påslag og utgifter</b>				<b>14 786 024</b>

Tabell 6.7 Kostnader forbundet med tiltak 6.

#### 6.4 DRIFT OG VEDLIKEHOLDSKOSTNADER.

For hvert forsterkningsalternativ påløper i tillegg til drift og vedlikeholdskostnadene for dagens banestrømforsyning, følgende kostnader:

	<b>Vedlikehold</b>	<b>Drift, årlig</b>
	<b>[kr]</b>	<b>[kr]</b>
<b>Tiltak 1</b>	-----	-----
<b>Tiltak 2</b> Trafostasjon Dombås/Joramo og Hjerkin	-----	100 000
<b>Tiltak 3</b> Statisk omformerstasjon Hjerkin	-----	260 000
<b>Tiltak 4</b> Revisjon av komp.omformer nr.1, år 15	3 000 000	-----
Revisjon av komp.omformer nr.1, år 15	3 000 000	-----
Komp. omformer nr. 1	-----	100 000
Komp. omformer nr. 2	-----	100 000
<b>Tiltak 5</b> Roterende omformerstasjon i Garli.	-----	300 000
Revisjon av roterende aggregat år 0	3 000 000	-----
Revisjon av roterende aggregat år 10	3 000 000	-----
Revisjon av roterende aggregat år 20	3 000 000	-----
<b>Tiltak 6</b> Drift av komp.omf nr. 1&2, år 2002 - 2007	-----	100 000

## 7. NYTTE-/KOSTNADSANALYSE

Nytte-/kostnadsanalyse er gjennomført i henhold til «Samfunnsøkonomiske lønnsomhetsvurderinger av investeringer i jernbanens kjøreveg, nytte-/kostnadsanalyse, NSB Banedivisjonen 1992».

Eksterne effekter og tids- og punktlighetsgevinster for person- og godskunder er hentet fra nytte-/kostnadsanalyse for «Forsterkning av banestrømforsyningen på Dovrebanen, NSB bane region Nord og Øst november 1993». Andel nytte er regnet ut etter strekningen tiltaket omfatter i forhold til Dovrebanen totalt.

Tiltakene er rangert etter hvor tilfredsstillende løsning de antas å gi med hensyn til punktlighet. På en skala fra 1 (dårligst) til 6 (best) er alternativene er gitt følgende karakterer:

Tiltak	1	2a	2b	3	4	5	6
Karakter	6	5	5	6	6	6	6

Tabell 7.1 Forsterkningstiltakene rangert etter punktlighet.

Investeringskostnader, drifts- og vedlikeholdskostnader og sparte energikostnader som er benyttet i nytte-/kostnadsanalysen refererer til beregninger gjengitt i tidligere kapitler.

### 7.1 RESULTATER

Nytte-/kostnadsanalysen viser følgende resultater:

Alternativ	N/K	Rangering etter N/K
Tiltak 1	0,2	7
Tiltak 2a	0,3	5
Tiltak 2b	0,3	6
Tiltak 3	0,4	4
Tiltak 4	0,9	3
Tiltak 5	0,9	2
Tiltak 6	1,1	1

Tabell 7.2 Rangering etter N/K.

Beregningsutskrift er vist i vedlegg 2.

## 7.2 FØLSOMHETSANALYSE

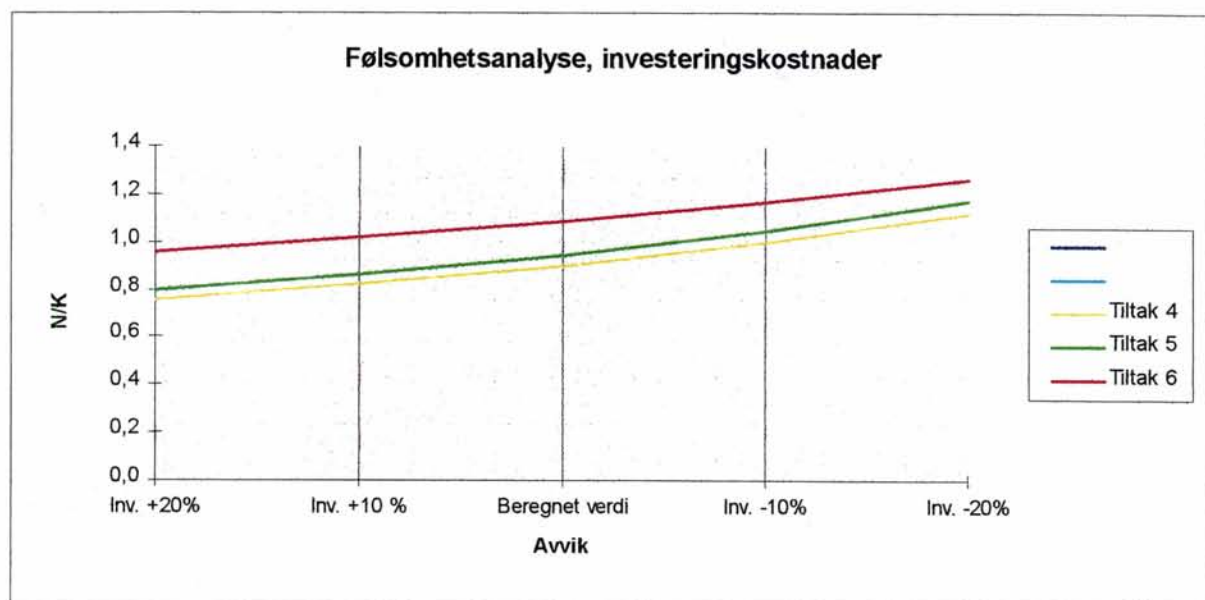
Det er gjennomført følsomhetsanalyse for endrede investeringskostnader for alle alternativer.

Følsomhetsanalysene viser følgende resultater:

Alternativ	Opprinnelig N/K	Inv. +20%	Inv. -20%
Tiltak 1	0,2	0,2	0,3
Tiltak 2a	0,3	0,3	0,4
Tiltak 2b	0,3	0,3	0,4
Tiltak 3	0,4	0,4	0,5
Tiltak 4	0,9	0,8	1,1
Tiltak 5	0,9	0,8	1,2
Tiltak 6	1,1	1,0	1,3

Tabell 7.3 Følsomhetsanalyse for investeringskostnader.

Etterfølgende figur illustrerer følsomhetsanalysen for investeringskostnader tilhørende de fem alternativene med høyest N/K-tall:



Figur 7.1 Følsomhetsanalysen for investeringskostnader, de 3 tiltakene med høyest N/K-tall.

## 8. VURDERING AV FORSTERKNINGSTILTAKENE.

Nytte-kostnadsberegningene som er utført for å skille de ulike forsterkningstiltakene er oppsummert i kapittel 7. Disse beregningene tar hensyn til tekniske og økonomiske vurderinger og veier tiltakene mot hverandre.

Det ble valgt å se nærmere på de tre tiltakene med høyest nytte-kostnadsverdi.

Tiltak	Forklaring	Nytte-kostnadsverdi
6	Midlertidig kompaktomformerstasjon på Hjerkin. Nytt kl m/ forsterkningsledning i 2007.	1,1
5	Ny roterende omformerstasjon på Hjerkin.	0,9
4	Permanente kompaktomformerstasjoner mellom Dombås og Oppdal.	0,9

### 8.1 GENERELLE BETRAKTNINGER.

#### 8.1.1 Vurdering av tiltak 6.

Tiltaket forutsetter bruk av kompaktomformere installert i parallell med det øvrige kontaktledningsanlegget. Det er i kostnadsoverslagene ikke regnet med noen form for utviklingskostnader for denne løsningen. Det er her forutsatt at utviklingskostnaden kan spres ut over denne typen løsninger også andre steder innen Jernbaneverket.

Det er videre en forutsetning at kompaktomformerer faktisk får den ytelsen og praktiske anvendelsen som er beskrevet i de foreløpige tekniske spesifikasjoner for komponentene.

For dette tiltaket forutsettes det dessuten at bruken av kompaktomformere kun er en midlertidig løsning, og at det bygges nytt kontaktledningsanlegg med forsterkningsledning i år 2007. Man har dermed utsatt den store investeringen i noen år, samtidig som man får en restverdi for kompaktomformerstasjonen. Med en kalkulasjonsrente på hele 7 % gir dette en ekstra stor gevinst.

#### 8.1.2 Vurdering av tiltak 5.

For tiltak 5 er det en forutsetning at det stilles ledig roterende omformermateriell til rådighet. Pr. i dag er det fastslått at dette ikke er tilfellet. For tiltaket er det ikke regnet med noen investeringskostnader i forbindelse med anskaffelse av de roterende aggregatene. Dette er dermed en forutsetning med modifikasjoner. Det vil alltid være kostnader forbundet med å frigjøre roterende omformermateriell; f.eks. kostnadene forbundet med bygging av en ny statisk omformerstasjon til erstatning en eksisterende roterende omformerstasjon. Denne form for kostnader må man kalkulere inn i nytte-kostnadsberegningene før man velger dette tiltaket.

Det vil være tilstrekkelig å installere ett roterende aggregat i den nye omformerstasjonen på Hjerkin. Overdimensjoneringen mhp. installert ytelse blir dermed ikke så stor. En forutsetning for å kunne bruke kun ett roterende aggregat i en omformerstasjon på Hjerkin er at omformerstasjonen må ha en begrensende og hensiktsmessig spenningsregulering som til enhver tid sikrer at omformerstasjonen ikke blir overlastet. Ytelsen på aggregatet installert på Hjerkin bør minimum være på 5,8 MVA. Dersom det vurderes bruk av et mindre aggregat må det gjøres nærmere analyser for å teste at krav til spenningen på kontaktledningen ikke underskrider 13,5 kV, selv i en tunglastperiode.

### **8.1.3 Vurdering av tiltak 4.**

Tiltaket forutsetter bruk av kompaktomformere installert i serie med det øvrige kontaktledningsanlegget. Det er i kostnadsoverslagene ikke regnet med noen form for utviklingskostnader for denne løsningen. Det er her forutsatt at utviklingskostnaden kan spres ut over denne typen løsninger også andre steder innen Jernbaneverket.

Det er videre en forutsetning at kompaktomformerer faktisk får den ytelsen og praktiske anvendelsen som er beskrevet i foreløpige tekniske spesifikasjoner for komponentene.

Til forskjell fra kompaktomformere parallellkoblet med kontaktledningsnett, vil dette tiltaket med kompaktomformerne seriekoblet med kontaktledningsnett ha et større reguleringsomfang. Det er i kostnadsoverslaget ikke regnet med kostnader for målepunkter på andre omformerstasjoner for at kompaktomformerer seriekoblet med kontaktledningsnett skal få full virkning.

### **8.1.4 Total vurdering.**

Dersom alle forutsetninger og anbefalinger for tekniske løsninger blir fulgt, er det for alle tre tiltakene som det refereres til nok installert ytelse i banestrømforsyningen mellom Dombås og Oppdal. Det er videre også en tilstrekkelig energiforsyning for å sikre at tekniske krav til banestrømforsyningen blir overholdt. Med de forutsetninger som ligger til grunn for trafikkering på strekningen kan det konkluderes med at spenningen ikke vil underskride 13,5 kV.

For forsterkningstiltak 5 vil man ha en overdimensjonering av energiforsyningen mellom Dombås og Oppdal mhp. installert ytelse. Dette er dermed en uhensiktsmessig løsning i så måte. Denne ekstra ytelsen man installerer i systemet med denne løsningen er ytelse som kunne vært mere hensiktsmessig andre steder innen Jernbaneverket.

Tiltak 6 har kun en midlertidig overdimensjonering mhp. installert ytelse i energiforsyningen mellom Dombås og Oppdal.

Det er i nytte-kostnadsanalysene vist at det kun er forsterkningstiltak 6 som har en høyere nytte-kostnadsbrøk enn 1,0. Dette medfører at det kun er dette tiltaket som i en samfunnsøkonomisk betraktning er et lønnsomt investeringsprosjekt.



## 8.2 ANBEFALING

Forsterkningstiltak 6 krever et omfattende utviklingsarbeid før det kan realiseres. Den store fordelen med bruk av en midlertidig kompaktomformerstasjon er den nytten kompaktomformerstasjonen kan få andre steder innen Jernbaneverket, etter at det er bygget nytt kontaktledningsanlegg m/forstekningsledning. For fremtiden kan man også konkludere med viktigheten av optimale driftsituasjoner. Det være seg optimal drift av hver enkelt omformerstasjon og minimalisering av tap. I denne sammenhengen kan tilgjengeligheten til kompaktomformerstasjoner enten i parallell eller serie med kontaktledningsanlegget, være en viktig faktor.

Tatt i betraktning at det er pr. i dag ikke noe passende roterende omformermateriell til rådighet og at tiltak 4 krever et omfattende utviklingsarbeid på lik linje med tiltak 6, er det et tiltak som klart pekes ut.

**Det anbefales derfor å forsterke banestrømforsyningen mellom Dombås og Oppdal med tiltak 6.**

Tiltak 6 er dessuten det eneste av forsterkningstiltakene med en N/K-verdi større enn 1,0.

## 9. KONKLUSJON

Det anbefales å forsterke banestrømforsyningen mellom Dombås og Oppdal med tiltak 6.

Tiltak 6 innebærer at det bygges en midlertidig kompaktomformerstasjon på Hjerkin i parallell med det øvrige kontaktledningsanlegget. Stasjonen bestykses med to kompaktomformerenheter á 2 MVA. Nytt kontaktledningsanlegg med forsterkningsledning bygges i år 2007 for strekningen Dombås - Oppdal.

Investeringskostnader inkl. 42.3% påslag, forbundet med tiltaket er:

Kr 28 460 000 + Kr 14 786 024      Totalt: Kr 43 246 024

Nytte-kostnadsbrøk for tiltaket:  $N/K = 1,1$

# **VEDLEGG 1**

**Nytte-kostnadsanalyse for Del 1**

**Nytte-/ kostnadsanalyse**  
**Forsterkning av banestrømsforsyningen Oppdal - Stavne**  
 Alternativ A1

Beregningsdato : 10.12.96		Disk. rente: 7		N/K : 0,2		Levetid, år: 40		1. driftsår: 2002		Beregningsperiode, år 25			
Beregn. år	Ar	Eksterne effekter Eksterne kosl.	Kjøretid	Punktlighet	Drift	Interne effekter Vedlikehold	Energi	Lundamo A0	Investeringer A1	Restverdi	Disk.faktor	Resultat / år, diskontert Investering	Effekter
1	1996										1,00	0	0
2	1997										1,07	0	0
3	1998										1,14	466	466
4	1999								534		1,23	436	436
5	2000								534		1,31	91 156	0
6	2001								119 487		1,40	85 193	0
7	2002	678	1 462	484		0	444		0		1,50	0	2 044
8	2003	678	1 462	484		0	444				1,61	0	1 910
9	2004	678	1 462	484		0	444				1,72	0	1 785
10	2005	678	1 462	484		0	444				1,84	0	1 668
11	2006	678	1 462	484		0	444				1,97	0	1 559
12	2007	678	1 462	484		0	444				2,10	0	1 457
13	2008	678	1 462	484		0	444				2,25	0	1 362
14	2009	678	1 462	484		0	444				2,41	0	1 273
15	2010	678	1 462	484		0	444				2,58	0	1 190
16	2011	678	1 462	484		0	444				2,76	0	1 112
17	2012	678	1 462	484		0	444				2,95	0	1 039
18	2013	678	1 462	484		0	444				3,16	0	971
19	2014	678	1 462	484		0	444				3,38	0	908
20	2015	678	1 462	484		0	444				3,62	0	848
21	2016	678	1 462	484		0	444				3,87	0	793
22	2017	678	1 462	484		0	444				4,14	0	741
23	2018	678	1 462	484		0	444				4,43	0	692
24	2019	678	1 462	484		0	444				4,74	0	647
25	2020	678	1 462	484		0	444				5,07	0	605
26	2021	678	1 462	484		0	444				5,43	0	565
27	2022	678	1 462	484		0	444				5,81	0	528
28	2023	678	1 462	484		0	444				6,21	0	494
29	2024	678	1 462	484		0	444				6,65	0	461
30	2025	678	1 462	484		0	444				7,11	0	431
31	2026	678	1 462	484		0	444				7,61	0	400
32	2027							-259		90 016	8,15	0	12 194
Sum ikke diskonte		16 939	36 542	12 092	0	0	11 110	809	240 042	90 016			
Alle tall i tusen 1996-kroner													
Sum diskontert		5 630	12 145	4 019	0	0	3 692	868	177 251	11 825	SUM	177 251	38 179

**Nytte-/ kostnadsanalyse**  
**Forsterkning av banestrømsforsyningen Oppdal - Stavne**  
 Alternativ A2

Beregningsdato : 10.12.96		Disk. rente:	7	N/K:	0,3	Levetid, år:	40	1. driftsår:	2002	Beregningsperiode, år	25	
Beregn. år	Ar	Eksterne effekter	0	0	Drift	Interne effekter	Lundamo	Investeringer	Restverdi	Disk.faktor	Resultat / år, diskontert	
		Eksterne kostn.				Vedlikehold	A0	A2			Investering	Effekter
1	1996									1,00	0	0
2	1997									1,07	0	0
3	1998							534		1,14	466	466
4	1999							534		1,23	436	436
5	2000							84 882		1,31	64 756	0
6	2001							84 882		1,40	60 519	0
7	2002	678	1 462	484	-100,0	444		0		1,50	0	1 977
8	2003	678	1 462	484	-100,0	444				1,61	0	1 848
9	2004	678	1 462	484	-100,0	444				1,72	0	1 727
10	2005	678	1 462	484	-100,0	444				1,84	0	1 614
11	2006	678	1 462	484	-100,0	444				1,97	0	1 508
12	2007	678	1 462	484	-100,0	444				2,10	0	1 410
13	2008	678	1 462	484	-100,0	444				2,25	0	1 318
14	2009	678	1 462	484	-100,0	444				2,41	0	1 231
15	2010	678	1 462	484	-100,0	444				2,58	0	1 151
16	2011	678	1 462	484	-100,0	444				2,76	0	1 076
17	2012	678	1 462	484	-100,0	444				2,95	0	1 005
18	2013	678	1 462	484	-100,0	444				3,16	0	939
19	2014	678	1 462	484	-100,0	444				3,38	0	878
20	2015	678	1 462	484	-100,0	444				3,62	0	820
21	2016	678	1 462	484	-100,0	444				3,87	0	767
22	2017	678	1 462	484	-100,0	444				4,14	0	717
23	2018	678	1 462	484	-100,0	444				4,43	0	670
24	2019	678	1 462	484	-100,0	444				4,74	0	626
25	2020	678	1 462	484	-100,0	444				5,07	0	585
26	2021	678	1 462	484	-100,0	444				5,43	0	547
27	2022	678	1 462	484	-100,0	444				5,81	0	511
28	2023	678	1 462	484	-100,0	444				6,21	0	478
29	2024	678	1 462	484	-100,0	444				6,65	0	446
30	2025	678	1 462	484	-100,0	444				7,11	0	417
31	2026	678	1 462	484	-100,0	444			64 062	7,61	0	8 771
32	2027						-259			8,15	0	0
33	Sum ikke diskonte	16 939	36 542	12 092	-2 500	0	809	170 831	64 062			
34	Alle tall i tusen 1996-kroner											
35	Sum diskontert	5 630	12 145	4 019	-831	0	868	126 177	8 416	SUM	126 177	33 939

**Nytte-/ kostnadsanalyse**  
**Forsterkning av banestrømsforsyningen Oppdal - Stavne**  
 Alternativ A3

Beregningsdato : 10.12.96		Disk. rente:	7	N/K :	0,2	Levetid, år:	40	1. driftsår:	2002	Beregningsperiode, år	25
Beregn. år	År	Eksterne effekter Eksterne kostn.	0	0	Drift	Interne effekter Vedlikehold Energi	Lundamo A0	Investeringer A3	Restverdi	Disk.faktor	Resultat / år, diskontert Investering Effekter
1	1996									1,00	0
2	1997									1,07	0
3	1998									1,14	466
4	1999							534		1,23	436
5	2000							534		1,31	114 915
6	2001							150 630		1,40	107 397
7	2002	1 462			-100,0	444		0		1,50	0
8	2003	1 462	484		-100,0	444				1,61	0
9	2004	1 462	484		-100,0	444				1,72	0
10	2005	1 462	484		-100,0	444				1,84	0
11	2006	1 462	484		-100,0	444				1,97	0
12	2007	1 462	484		-100,0	444				2,10	0
13	2008	1 462	484		-100,0	444				2,25	0
14	2009	1 462	484		-100,0	444				2,41	0
15	2010	1 462	484		-100,0	444				2,58	0
16	2011	1 462	484		-100,0	444				2,76	0
17	2012	1 462	484		-100,0	444				2,95	0
18	2013	1 462	484		-100,0	444				3,16	0
19	2014	1 462	484		-100,0	444				3,38	0
20	2015	1 462	484		-100,0	444				3,62	0
21	2016	1 462	484		-100,0	444				3,87	0
22	2017	1 462	484		-100,0	444				4,14	0
23	2018	1 462	484		-100,0	444				4,43	0
24	2019	1 462	484		-100,0	444				4,74	0
25	2020	1 462	484		-100,0	444				5,07	0
26	2021	1 462	484		-100,0	444				5,43	0
27	2022	1 462	484		-100,0	444				5,81	0
28	2023	1 462	484		-100,0	444				6,21	0
29	2024	1 462	484		-100,0	444				6,65	0
30	2025	1 462	484		-100,0	444				7,11	0
31	2026	1 462	484		-100,0	444				7,61	0
32	2027	1 462	484		-100,0	444				8,15	0
Sum ikke diskonte		16 939	12 092		-2 500	11 110			113 373		
Alle tall i tusen 1996-kroner		36 542	12 092		-2 500	11 110			113 373		
Sum diskontert		5 630	4 019		-831	3 692	868	223 214	14 893	SUM	223 214
											40 416

**Nytte-/ kostnadsanalyse**  
**Forsterkning av banestrømsforsyningen Oppdal - Stavne**  
 Alternativ A4

Beregningsdato : 10.12.96		Disk. rente: 7		N/K : 0,3		Levetid, år: 40		1. driftsår: 2002		Beregningsperiode, år 25	
Beregn. år	År	Eksterne effekter kostn.	0	0	Drift	Interne effekter Vedlikehold Energi	Lundamo A0	Investeringer A4	Restverdi	Disk.faktor	Resultat / år, diskontert Investering Effekter
1	1996									1,00	0
2	1997									1,07	0
3	1998							534		1,14	466
4	1999							534		1,23	436
5	2000							75 140		1,31	57 324
6	2001							75 140		1,40	53 574
7	2002	678	1 462	484	-100,0	444		0		1,50	0
8	2003	678	1 462	484	-100,0	444				1,61	0
9	2004	678	1 462	484	-100,0	444				1,72	0
10	2005	678	1 462	484	-100,0	444				1,84	0
11	2006	678	1 462	484	-100,0	444				1,97	0
12	2007	678	1 462	484	-100,0	444				2,10	0
13	2008	678	1 462	484	-100,0	444				2,25	0
14	2009	678	1 462	484	-100,0	444				2,41	0
15	2010	678	1 462	484	-100,0	444				2,58	0
16	2011	678	1 462	484	-100,0	444				2,76	0
17	2012	678	1 462	484	-100,0	444				2,95	0
18	2013	678	1 462	484	-100,0	444				3,16	0
19	2014	678	1 462	484	-100,0	444				3,38	0
20	2015	678	1 462	484	-100,0	444				3,62	0
21	2016	678	1 462	484	-100,0	444				3,87	0
22	2017	678	1 462	484	-100,0	444				4,14	0
23	2018	678	1 462	484	-100,0	444				4,43	0
24	2019	678	1 462	484	-100,0	444				4,74	0
25	2020	678	1 462	484	-100,0	444				5,07	0
26	2021	678	1 462	484	-100,0	444				5,43	0
27	2022	678	1 462	484	-100,0	444				5,81	0
28	2023	678	1 462	484	-100,0	444				6,21	0
29	2024	678	1 462	484	-100,0	444				6,65	0
30	2025	678	1 462	484	-100,0	444				7,11	0
31	2026	678	1 462	484	-100,0	444			56 755	7,61	0
32	2027	678	1 462	484	-100,0	444				8,15	0
Sum ikke diskonte		16 939	36 542	12 092	-2 500	0	11 110	151 348	56 755		0
Alle tall i tusen 1996-kroner											
Sum diskontert		5 630	12 145	4 019	-831	0	3 692	868	111 800	7 456	SUM
											111 800
											32 979

**Nytte-/ kostnadsanalyse**  
**Forsterkning av banestrømsforsyningen Oppdal - Stavne**  
**Alternativ A5**

Beregningsdato : 10.12.96		Disk. rente: 7		N/K : 0,4		Levetid, år: 33		1. driftsår: 2002		Beregningsperiode, år 25	
Beregn. år	År	Eksterne effekter kosfn.	0	Drift	Interne effekter Vedlikehold Energi	Lundamo A0	Investeringer A5	Restverdi	Disk.faktor	Resultat / år, diskontert Investering	Effekter
1	1996								1,00	0	0
2	1997				0		534		1,07	0	0
3	1998						534		1,14	466	466
4	1999								1,23	24 519	436
5	2000								1,31	22 508	0
6	2001								1,40	21 036	0
7	2002	678	1 462	484	-260,0			426	1,50	0	1 859
8	2003	678	1 462	484	-260,0			426	1,61	0	1 737
9	2004	678	1 462	484	-260,0			426	1,72	0	1 623
10	2005	678	1 462	484	-260,0			426	1,84	0	1 517
11	2006	678	1 462	484	-260,0			426	1,97	0	1 418
12	2007	678	1 462	484	-260,0			426	2,10	0	1 325
13	2008	678	1 462	484	-260,0			426	2,25	0	1 239
14	2009	678	1 462	484	-260,0			426	2,41	0	1 157
15	2010	678	1 462	484	-260,0			426	2,58	0	1 082
16	2011	678	1 462	484	-260,0			426	2,76	0	1 011
17	2012	678	1 462	484	-260,0			426	2,95	0	945
18	2013	678	1 462	484	-260,0			426	3,16	0	883
19	2014	678	1 462	484	-260,0			426	3,38	0	825
20	2015	678	1 462	484	-260,0			426	3,62	0	771
21	2016	678	1 462	484	-260,0			426	3,87	0	721
22	2017	678	1 462	484	-260,0			426	4,14	0	674
23	2018	678	1 462	484	-260,0			426	4,43	0	630
24	2019	678	1 462	484	-260,0			426	4,74	0	588
25	2020	678	1 462	484	-260,0			426	5,07	0	550
26	2021	678	1 462	484	-260,0			426	5,43	0	514
27	2022	678	1 462	484	-260,0			426	5,81	0	480
28	2023	678	1 462	484	-260,0			426	6,21	0	449
29	2024	678	1 462	484	-260,0			426	6,65	0	420
30	2025	678	1 462	484	-260,0			426	7,11	0	392
31	2026	678	1 462	484	-260,0			426	7,61	0	365
32	2027	678	1 462	484	-260,0			426	8,15	0	340
Sum ikke diskontert		16 939	36 542	12 092	-6 500	0	809	89 578		21 716	0
Alle tall i tusen 1996-kroner											
Sum diskontert		5 630	12 145	4 019	-2 160	0	868	68 529		68 529	26 897
								<b>SUM</b>			



**Nytte-/ kostnadsanalyse**  
**Forsterkning av banestrømsforsyningen Oppdal - Stavne**  
 Alternativ A6

Beregningsdato : 10.12.96		Disk. rente:	N/K :	Levetid, år:	33	1. driftsår:	2002	Beregningsperiode, år	25		
Beregn. år	År	Eksterne effekter Eksterne kostn.	0	0	Drift	Interne effekter Vedlikehold Energi	Lundamo A0	Investeringer A6	Restverdi	Disk.faktor	Resultat / år, diskontert Investering Effekter
1	1996									1,00	0
2	1997									1,07	0
3	1998									1,14	466
4	1999									1,23	10 092
5	2000									1,31	9 025
6	2001									1,40	8 435
7	2002									1,50	0
8	2003	678	1 462	484	-300,0	216	534	534		1,61	1 581
9	2004	678	1 462	484	-300,0	216	534			1,72	1 478
10	2005	678	1 462	484	-300,0	216				1,84	1 381
11	2006	678	1 462	484	-300,0	216				1,97	1 291
12	2007	678	1 462	484	-300,0	216				2,10	1 206
13	2008	678	1 462	484	-300,0	216				2,25	1 128
14	2009	678	1 462	484	-300,0	216				2,41	1 054
15	2010	678	1 462	484	-300,0	216				2,58	985
16	2011	678	1 462	484	-300,0	216				2,76	-167
17	2012	678	1 462	484	-300,0	216				2,95	860
18	2013	678	1 462	484	-300,0	216				3,16	804
19	2014	678	1 462	484	-300,0	216				3,38	751
20	2015	678	1 462	484	-300,0	216				3,62	702
21	2016	678	1 462	484	-300,0	216				3,87	656
22	2017	678	1 462	484	-300,0	216				4,14	613
23	2018	678	1 462	484	-300,0	216				4,43	573
24	2019	678	1 462	484	-300,0	216				4,74	536
25	2020	678	1 462	484	-300,0	216				5,07	501
26	2021	678	1 462	484	-300,0	216				5,43	-85
27	2022	678	1 462	484	-300,0	216				5,81	437
28	2023	678	1 462	484	-300,0	216				6,21	409
29	2024	678	1 462	484	-300,0	216				6,65	382
30	2025	678	1 462	484	-300,0	216				7,11	357
31	2026	678	1 462	484	-300,0	216				7,61	1 464
32	2027	678	1 462	484	-300,0	216				8,15	0
Sum ikke diskonte		16 939	36 542	12 092	-7 500	5 410	809	36 557	8 862		0
Alle tall i tusen 1996-kroner											
Sum diskontert		5 630	12 145	4 019	-2 493	1 798	868	28 018	1 164 SUM		28 018
											19 352

**Nytte-/ kostnadsanalyse**  
**Forsterkning av banestrømsforsyningen Oppdal - Stavne**  
**Alternativ A7**

Beregningsdato : 10.12.96		Disk. rente:	7	N/K :	0,8	Levetid, år:	30	1. driftsår:	2002	Beregningsperiode, år	25	
Beregn. år	År	Eksterne effekter	0	Drift	Interne effekter	Energi	Lundamo	Investeringer	Restverdi	Disk.faktor	Resultat / år, diskontert	
		kostn.	0		Vedlikehold		A0	A7			Investering	Effekter
1	1996									1,00	0	0
2	1997									1,07	0	0
3	1998				0			534		1,14	466	466
4	1999							534		1,23	436	436
5	2000							18 641		1,31	14 221	0
6	2001							18 641		1,40	13 291	0
7	2002	678	1 462	-200,0		426		0		1,50	0	1 899
8	2003	678	1 462	-200,0		426				1,61	0	1 774
9	2004	678	1 462	-200,0		426				1,72	0	1 658
10	2005	678	1 462	-200,0		426				1,84	0	1 550
11	2006	678	1 462	-200,0		426				1,97	0	1 448
12	2007	678	1 462	-200,0		426				2,10	0	1 354
13	2008	678	1 462	-200,0		426				2,25	0	1 265
14	2009	678	1 462	-200,0		426				2,41	0	1 182
15	2010	678	1 462	-200,0		426				2,58	0	1 105
16	2011	678	1 462	-200,0		426				2,76	0	1 033
17	2012	678	1 462	-200,0	0	426				2,95	0	965
18	2013	678	1 462	-200,0		426				3,16	0	902
19	2014	678	1 462	-200,0		426				3,38	0	843
20	2015	678	1 462	-200,0		426				3,62	0	788
21	2016	678	1 462	-200,0	-6 000	426				3,87	0	-814
22	2017	678	1 462	-200,0		426				4,14	0	688
23	2018	678	1 462	-200,0		426				4,43	0	643
24	2019	678	1 462	-200,0		426				4,74	0	601
25	2020	678	1 462	-200,0		426				5,07	0	562
26	2021	678	1 462	-200,0		426				5,43	0	525
27	2022	678	1 462	-200,0		426				5,81	0	491
28	2023	678	1 462	-200,0		426				6,21	0	459
29	2024	678	1 462	-200,0		426				6,65	0	429
30	2025	678	1 462	-200,0		426				7,11	0	401
31	2026	678	1 462	-200,0		426			6 392	7,61	0	1 180
32	2027	678	1 462	-200,0		426				8,15	0	0
Sum ikke diskonte		16 939	36 542	-5 000	-6 000	10 660	809	38 350	6 392			
Alle tall i tusen 1996-kroner			12 092									
Sum diskontert		5 630	12 145	-1 662	-1 551	3 543	868	28 414	840	SUM	28 414	23 832

**Nytte-/ kostnadsanalyse**  
**Forsterkning av banestrømsforsyningen Oppdal - Stavne**  
 Alternativ A8

Beregningsdato : 10.12.96		Disk. rente:	7	N/K :	1,1	Levetid, år:	40	1. driftsår:	2002	Beregningsperiode, år	25
Beregn. år	År	Eksterne effekter Eksterne kostn.	0	0	Drift	Interne effekter Vedlikehold Energi	Lundamo A0	Investeringer A8	Restverdi	Disk.faktor	Resultat / år, diskontert Investering Effekter
1	1996									1,00	0
2	1997									1,07	0
3	1998							534		1,14	466
4	1999							534		1,23	436
5	2000							14 230		1,31	10 856
6	2001							14 230		1,40	10 146
7	2002	678	1 462	484	-100,0	440		0		1,50	0
8	2003	678	1 462	484	-100,0	440				1,61	0
9	2004	678	1 462	484	-100,0	440				1,72	0
10	2005	678	1 462	484	-100,0	440				1,84	0
11	2006	678	1 462	484	-100,0	440		5 138		1,97	2 795
12	2007	678	1 462	484	-100,0	440		5 138		2,10	2 612
13	2008	678	1 462	484	-100,0	440		5 138	10 246	2,25	2 441
14	2009	678	1 462	484	-100,0	440				2,41	0
15	2010	678	1 462	484	-100,0	440				2,58	0
16	2011	678	1 462	484	-100,0	440				2,76	0
17	2012	678	1 462	484	-100,0	440				2,95	0
18	2013	678	1 462	484	-100,0	440				3,16	0
19	2014	678	1 462	484	-100,0	440				3,38	0
20	2015	678	1 462	484	-100,0	440				3,62	0
21	2016	678	1 462	484	-100,0	440				3,87	0
22	2017	678	1 462	484	-100,0	440				4,14	0
23	2018	678	1 462	484	-100,0	440				4,43	0
24	2019	678	1 462	484	-100,0	440				4,74	0
25	2020	678	1 462	484	-100,0	440				5,07	0
26	2021	678	1 462	484	-100,0	440				5,43	0
27	2022	678	1 462	484	-100,0	440				5,81	0
28	2023	678	1 462	484	-100,0	440				6,21	0
29	2024	678	1 462	484	-100,0	440				6,65	0
30	2025	678	1 462	484	-100,0	440				7,11	0
31	2026	678	1 462	484	-100,0	440				7,61	0
32	2027	678	1 462	484	-100,0	440				8,15	0
	Sum ikke diskonte	16 939	36 542	12 092	-2 500	11 000	809	44 942	21 318		0
	Alle tall i tusen 1996-kroner	5 630	12 145	4 019	-831	3 656	868	29 751	6 004	SUM	29 751
	Sum diskontert										31 490

**Nytte-/ kostnadsanalyse**  
**Forsterkning av banestrømsforsyningen Oppdal - Stavne**  
 Alternativ B1

Beregningsdato : 10.12.96		Disk. rente: 7		N/K : 1,3		Levetid, år: 33		1. driftsar: 2002		Beregningsperiode, år 25			
Beregn. år	Ar	Eksterne effekter Eksterne kostn.	0	0	Drift	Interne effekter Vedlikehold	Energi	Lundamo A0	Investeringer B1	Restverdi	Disk.faktor	Resultat / år, diskontert Investering	Effekter
1	1996										1,00	0	0
2	1997										1,07	0	0
3	1998						7 575				1,14	0	7 082
4	1999										1,23	10 048	436
5	2000										1,31	9 390	0
6	2001										1,40	8 776	0
7	2002	678	1 462	484	300,0		352				1,50	0	2 183
8	2003	678	1 462	484	300,0		352				1,61	0	2 040
9	2004	678	1 462	484	300,0		352				1,72	0	1 906
10	2005	678	1 462	484	300,0		352				1,84	0	1 782
11	2006	678	1 462	484	300,0		352				1,97	0	1 665
12	2007	678	1 462	484	300,0		352				2,10	0	1 556
13	2008	678	1 462	484	300,0		352				2,25	0	1 454
14	2009	678	1 462	484	300,0		352				2,41	0	1 359
15	2010	678	1 462	484	300,0		352				2,58	0	1 270
16	2011	678	1 462	484	300,0		352				2,76	0	1 187
17	2012	678	1 462	484	300,0	0	352				2,95	0	1 109
18	2013	678	1 462	484	300,0		352				3,16	0	1 037
19	2014	678	1 462	484	300,0		352				3,38	0	969
20	2015	678	1 462	484	300,0		352				3,62	0	906
21	2016	678	1 462	484	300,0		352				3,87	0	846
22	2017	678	1 462	484	300,0		352				4,14	0	791
23	2018	678	1 462	484	300,0		352				4,43	0	739
24	2019	678	1 462	484	300,0		352				4,74	0	691
25	2020	678	1 462	484	300,0		352				5,07	0	646
26	2021	678	1 462	484	300,0		352				5,43	0	603
27	2022	678	1 462	484	300,0		352				5,81	0	564
28	2023	678	1 462	484	300,0		352				6,21	0	527
29	2024	678	1 462	484	300,0		352				6,65	0	493
30	2025	678	1 462	484	300,0		352				7,11	0	460
31	2026	678	1 462	484	300,0		352				7,61	0	427
32	2027							-259		8 952	8,15	0	1 572
Sum ikke diskonte		16 939	36 542	12 092	7 500	7 575	8 810	809	36 927	8 952			
Alle tall i tusen 1996-kroner		5 630	12 145	4 019	2 493	6 616	2 928	868	28 214	1 176	SUM	28 214	35 874
Sum diskontert													

**Nytte-/ kostnadsanalyse**  
**Forsterkning av banestrømsforsyningen Oppdal - Stavne**  
 Alternativ B2

Beregningsdato : 10.12.96		Disk. rente: 7		N/K : 0,6		Levetid, år: 33		1. driftsår: 2002		Beregningsperiode, år 25			
Beregn. år	År	Eksterne effekter Eksterne kostn.	0	0	Drift	Interne effekter Vedlikehold	Energi	Lundamo A0	Investeringer B2	Restverdi	Disk.faktor	Resultat / år, diskontert Investering	Effekter
1	1996										1,00	0	0
2	1997										1,07	0	0
3	1998					12 705					1,14	0	11 563
4	1999								0		1,23	23 135	436
5	2000								28 341		1,31	21 622	0
6	2001								28 341		1,40	20 207	0
7	2002	678	1 462	322	40,0		444		0		1,50	0	1 963
8	2003	678	1 462	322	40,0		444				1,61	0	1 834
9	2004	678	1 462	322	40,0		444				1,72	0	1 714
10	2005	678	1 462	322	40,0		444				1,84	0	1 602
11	2006	678	1 462	322	40,0		444				1,97	0	1 497
12	2007	678	1 462	322	40,0		444				2,10	0	1 399
13	2008	678	1 462	322	40,0		444				2,25	0	1 308
14	2009	678	1 462	322	40,0		444				2,41	0	1 222
15	2010	678	1 462	322	40,0		444				2,58	0	1 142
16	2011	678	1 462	322	40,0		444				2,76	0	1 068
17	2012	678	1 462	322	40,0	5 130	444				2,95	0	2 735
18	2013	678	1 462	322	40,0		444				3,16	0	932
19	2014	678	1 462	322	40,0		444				3,38	0	871
20	2015	678	1 462	322	40,0		444				3,62	0	814
21	2016	678	1 462	322	40,0		444				3,87	0	761
22	2017	678	1 462	322	40,0		444				4,14	0	711
23	2018	678	1 462	322	40,0		444				4,43	0	665
24	2019	678	1 462	322	40,0		444				4,74	0	621
25	2020	678	1 462	322	40,0		444				5,07	0	581
26	2021	678	1 462	322	40,0		444				5,43	0	543
27	2022	678	1 462	322	40,0		444				5,81	0	507
28	2023	678	1 462	322	40,0		444				6,21	0	474
29	2024	678	1 462	322	40,0		444				6,65	0	443
30	2025	678	1 462	322	40,0		444				7,11	0	414
31	2026	678	1 462	322	40,0		444				7,61	0	3 061
32	2027							-259		20 612	8,15	0	0
Sum ikke diskonte		16 939	36 542	8 062	1 000	17 835	11 090	809	85 024	20 612			
Alle tall i tusen 1996-kroner													
Sum diskontert		5 630	12 145	2 679	332	12 835	3 686	868	64 964	2 708 SUM		64 964	40 882

## Forsterkning av banestrømsforsyningen Oppdal - Stavne Alternativ B3

Beregningsdato : 10.12.96		Disk. rente:		N/K :		1,6		Levetid, år:		33		1. driftsår:		2002		Beregningsperiode, år		25	
Beregn. år	Ar	Eksterne effekter Eksterne kostn.	0	0	Drift	Interne effekter Vedlikehold	Energi	Lundamo A0	Investeringer B3	Restverdi	Disk.faktor	Resultat / år, diskontert Investering	Effekter						
1	1996										1,00	0	0						
2	1997										1,07	0	0						
3	1998										1,14	0	11 563						
4	1999										1,23	8 708	436						
5	2000								10 668		1,31	8 138	0						
6	2001								10 668		1,40	7 606	0						
7	2002	678	1 462	484	0,0		352		0		1,50	0	1 983						
8	2003	678	1 462	484	0,0		352				1,61	0	1 853						
9	2004	678	1 462	484	0,0		352				1,72	0	1 732						
10	2005	678	1 462	484	0,0		352				1,84	0	1 618						
11	2006	678	1 462	484	0,0		352				1,97	0	1 513						
12	2007	678	1 462	484	0,0		352				2,10	0	1 414						
13	2008	678	1 462	484	0,0		352				2,25	0	1 321						
14	2009	678	1 462	484	0,0		352				2,41	0	1 235						
15	2010	678	1 462	484	0,0		352				2,58	0	1 154						
16	2011	678	1 462	484	0,0		352				2,76	0	1 078						
17	2012	678	1 462	484	0,0		352				2,95	0	2 746						
18	2013	678	1 462	484	0,0	5 130	352				3,16	0	942						
19	2014	678	1 462	484	0,0		352				3,38	0	880						
20	2015	678	1 462	484	0,0		352				3,62	0	823						
21	2016	678	1 462	484	0,0		352				3,87	0	769						
22	2017	678	1 462	484	0,0		352				4,14	0	719						
23	2018	678	1 462	484	0,0		352				4,43	0	672						
24	2019	678	1 462	484	0,0		352				4,74	0	628						
25	2020	678	1 462	484	0,0		352				5,07	0	587						
26	2021	678	1 462	484	0,0		352				5,43	0	548						
27	2022	678	1 462	484	0,0		352				5,81	0	512						
28	2023	678	1 462	484	0,0		352				6,21	0	479						
29	2024	678	1 462	484	0,0		352				6,65	0	447						
30	2025	678	1 462	484	0,0		352				7,11	0	418						
31	2026	678	1 462	484	0,0		352				7,61	0	376						
32	2027									7 758	8,15	0	1 376						
Sum ikke diskonte		16 939	36 542	12 092	0	17 835	8 810	809	32 003	7 758									
Alle tall i tusen 1996-kroner		5 630	12 145	4 019	0	12 835	2 928	868	24 452	1 019	SUM	24 452	39 443						
Sum diskontert																			

## Forsterkning av banestrømsforsyningen Oppdal - Stavne Alternativ B4

Beregningsdato : 10.12.96		Disk. rente:		N/K :		Levetid, år:		1. driftsår:		2003		Beregningsperiode, år		25	
Beregn. år	År	Eksterne effekter Eksterne kostn.	0	0	Drift	Interne effekter Vedlikehold	Energi	Lundamo A0	Investeringer B4	Restverdi	Disk.faktor	Resultat / år, Investering	Effekter		
1	1996										1,00	0	0		
2	1997					12 705					1,07	0	0		
3	1998							534	0		1,14	0	11 563		
4	1999							534	0		1,23	0	436		
5	2000								77 742		1,31	59 309	0		
6	2001								77 742		1,40	55 429	0		
7	2002								77 742		1,50	51 803	0		
8	2003	678	1 462	322	200,0		352				1,61	0	1 877		
9	2004	678	1 462	322	200,0		352				1,72	0	1 754		
10	2005	678	1 462	322	200,0		352				1,84	0	1 639		
11	2006	678	1 462	322	200,0		352				1,97	0	1 532		
12	2007	678	1 462	322	200,0		352				2,10	0	1 432		
13	2008	678	1 462	322	200,0		352				2,25	0	1 338		
14	2009	678	1 462	322	200,0		352				2,41	0	1 251		
15	2010	678	1 462	322	200,0		352				2,58	0	1 169		
16	2011	678	1 462	322	200,0		352				2,76	0	1 092		
17	2012	678	1 462	322	200,0		352				2,95	0	2 759		
18	2013	678	1 462	322	200,0	5 130	352				3,16	0	954		
19	2014	678	1 462	322	200,0		352				3,38	0	892		
20	2015	678	1 462	322	200,0		352				3,62	0	833		
21	2016	678	1 462	322	200,0		352				3,87	0	779		
22	2017	678	1 462	322	200,0		352				4,14	0	728		
23	2018	678	1 462	322	200,0		352				4,43	0	680		
24	2019	678	1 462	322	200,0		352				4,74	0	636		
25	2020	678	1 462	322	200,0		352				5,07	0	594		
26	2021	678	1 462	322	200,0		352				5,43	0	555		
27	2022	678	1 462	322	200,0		352				5,81	0	519		
28	2023	678	1 462	322	200,0		352				6,21	0	485		
29	2024	678	1 462	322	200,0		352				6,65	0	453		
30	2025	678	1 462	322	200,0		352				7,11	0	424		
31	2026	678	1 462	322	200,0		352				7,61	0	396		
32	2027	678	1 462	322	200,0		352	-259		87 460	8,15	0	11 076		
Sum ikke diskonte		16 939	36 542	8 062	5 000	17 835	8 810	1 067	233 227	0					
Alle tall i tusen 1996-kroner															
Sum diskontert		5 262	11 350	2 504	1 553	12 835	2 736	870	166 541	10 738	SUM	166 541	47 848		

## Forsterkning av banestrømsforsyningen Oppdal - Stavne Alternativ B5

Beregningsdato : 10.12.96		Disk. rente:		7		N/K :		0,2		Levetid, år:		40		1. driftsår:		2003		Beregningsperiode, år		25	
Beregn. år	Ar	Eksterne effekter kostn.	0	0	Drift	Interne effekter Vedlikehold	Energi	Lundamo A0	Investeringer B5	Restverdi	Disk.faktor	Resultat / år, diskontert Investering	Effekter								
1	1996										1,00	0	0								
2	1997					12 705					1,07	0	0								
3	1998										1,14	0	11 563								
4	1999										1,23	0	436								
5	2000								136 279		1,31	103 967	0								
6	2001								136 279		1,40	97 165	0								
7	2002								136 279		1,50	90 808	0								
8	2003	678	1 462	322	200,0		352				1,61	0	1 877								
9	2004	678	1 462	322	200,0		352				1,72	0	1 754								
10	2005	678	1 462	322	200,0		352				1,84	0	1 639								
11	2006	678	1 462	322	200,0		352				1,97	0	1 532								
12	2007	678	1 462	322	200,0		352				2,10	0	1 432								
13	2008	678	1 462	322	200,0		352				2,25	0	1 338								
14	2009	678	1 462	322	200,0		352				2,41	0	1 251								
15	2010	678	1 462	322	200,0		352				2,58	0	1 169								
16	2011	678	1 462	322	200,0		352				2,76	0	1 092								
17	2012	678	1 462	322	200,0	5 130	352				2,95	0	2 759								
18	2013	678	1 462	322	200,0		352				3,16	0	954								
19	2014	678	1 462	322	200,0		352				3,38	0	892								
20	2015	678	1 462	322	200,0		352				3,62	0	833								
21	2016	678	1 462	322	200,0		352				3,87	0	779								
22	2017	678	1 462	322	200,0		352				4,14	0	728								
23	2018	678	1 462	322	200,0		352				4,43	0	680								
24	2019	678	1 462	322	200,0		352				4,74	0	636								
25	2020	678	1 462	322	200,0		352				5,07	0	594								
26	2021	678	1 462	322	200,0		352				5,43	0	555								
27	2022	678	1 462	322	200,0		352				5,81	0	519								
28	2023	678	1 462	322	200,0		352				6,21	0	485								
29	2024	678	1 462	322	200,0		352				6,65	0	453								
30	2025	678	1 462	322	200,0		352				7,11	0	424								
31	2026	678	1 462	322	200,0		352				7,61	0	396								
32	2027	678	1 462	322	200,0		352				8,15	0	19 161								
Sum ikke diskonte		16 939	36 542	8 062	5 000	17 835	8 810	-259	408 837	153 314											
Alle tall i tusen 1996-kroner								1 067		0											
Sum diskontert		5 262	11 350	2 504	1 553	12 835	2 736	870	291 940	18 823 SUM			291 940	55 933							



## Forsterkning av banestrømsforsyningen Oppdal - Stavne Alternativ B6

Beregningsdato : 10.12.96		Disk. rente:		7		N/K :		0,3		Levetid, år:		40		1. driftsår:		2003		Beregningsperiode, år		25	
Beregn. år	Ar	Eksterne effekter Eksterne kostn.	0	0	Drift	Interne effekter Vedlikehold	Energi	Lundamo A0	Investeringer B6	Restverdi	Disk.faktor	Resultat / år, diskontert Investering	Effekter								
1	1996										1,00	0	0								
2	1997					12 705					1,07	0	0								
3	1998							534	0		1,14	0	11 563								
4	1999							534	0		1,23	0	436								
5	2000								62 920		1,31	48 001	0								
6	2001								62 920		1,40	44 861	0								
7	2002								62 920		1,50	41 926	0								
8	2003	678	1 462	0	200,0		0				1,61	0	1 457								
9	2004	678	1 462	0	200,0		0				1,72	0	1 361								
10	2005	678	1 462	0	200,0		0				1,84	0	1 272								
11	2006	678	1 462	0	200,0		0				1,97	0	1 189								
12	2007	678	1 462	0	200,0		0				2,10	0	1 111								
13	2008	678	1 462	0	200,0		0				2,25	0	1 039								
14	2009	678	1 462	0	200,0		0				2,41	0	971								
15	2010	678	1 462	0	200,0		0				2,58	0	907								
16	2011	678	1 462	0	200,0		0				2,76	0	848								
17	2012	678	1 462	0	200,0	5 130	0				2,95	0	800								
18	2013	678	1 462	0	200,0		0				3,16	0	741								
19	2014	678	1 462	0	200,0		0				3,38	0	692								
20	2015	678	1 462	0	200,0		0				3,62	0	647								
21	2016	678	1 462	0	200,0		0				3,87	0	605								
22	2017	678	1 462	0	200,0		0				4,14	0	565								
23	2018	678	1 462	0	200,0		0				4,43	0	528								
24	2019	678	1 462	0	200,0		0				4,74	0	493								
25	2020	678	1 462	0	200,0		0				5,07	0	461								
	2021	678	1 462	0	200,0		0				5,43	0	431								
	2022	678	1 462	0	200,0		0				5,81	0	403								
	2023	678	1 462	0	200,0		0				6,21	0	376								
	2024	678	1 462	0	200,0		0				6,65	0	352								
	2025	678	1 462	0	200,0		0				7,11	0	329								
	2026	678	1 462	0	200,0		0				7,61	0	307								
	2027	678	1 462	0	200,0		0				8,15	0	285								
	Sum ikke diskonte	16 939	36 542	0	5 000	17 835	0			70 785			8 946								
	Alle tall i tusen 1996-kroner			0	1 067	188 760	0														
	Sum diskontert	5 262	11 350	0	1 553	12 835	0	870	134 789	8 690	SUM	134 789	40 560								

# **VEDLEGG 2**

**Nytte-kostnadsanalyse for Del 2**

**Nytte-/ kostnadsanalyse**  
**Forsterkning av banestrømsforsyningen Dombås - Oppdal**  
**Alternativ 1**

Beregningsdato : 10.12.96		Disk. rente:	N/K :		0,2	Levetid, år:	40		1. driftsår:	2002	Beregningsperiode, år		25
Beregn. år	Ar	Eksterne effekter Ekssterne kostn.	Kjøretid	Punktlighet	Drift	Interne effekter Vedlikehold	Energi	A0	Investeringer 1	Restverdi	Disk.faktor	Resultat / år, diskontert Investering	Effekter
1	1996										1,00	0	0
2	1997										1,07	0	0
3	1998										1,14	0	0
4	1999										1,23	0	0
5	2000										1,31	87 440	0
6	2001								114 616		1,40	81 719	0
7	2002	678	1 462	484		0	584				1,50	0	2 137
8	2003	678	1 462	484		0	584				1,61	0	1 997
9	2004	678	1 462	484		0	584				1,72	0	1 866
10	2005	678	1 462	484		0	584				1,84	0	1 744
11	2006	678	1 462	484		0	584				1,97	0	1 630
12	2007	678	1 462	484		0	584				2,10	0	1 524
13	2008	678	1 462	484		0	584				2,25	0	1 424
14	2009	678	1 462	484		0	584				2,41	0	1 331
15	2010	678	1 462	484		0	584				2,58	0	1 244
16	2011	678	1 462	484		0	584				2,76	0	1 162
17	2012	678	1 462	484		0	584				2,95	0	1 086
18	2013	678	1 462	484		0	584				3,16	0	1 015
19	2014	678	1 462	484		0	584				3,38	0	949
20	2015	678	1 462	484		0	584				3,62	0	887
21	2016	678	1 462	484		0	584				3,87	0	829
22	2017	678	1 462	484		0	584				4,14	0	775
23	2018	678	1 462	484		0	584				4,43	0	724
24	2019	678	1 462	484		0	584				4,74	0	676
25	2020	678	1 462	484		0	584				5,07	0	632
26	2021	678	1 462	484		0	584				5,43	0	591
27	2022	678	1 462	484		0	584				5,81	0	552
28	2023	678	1 462	484		0	584				6,21	0	516
29	2024	678	1 462	484		0	584				6,65	0	482
30	2025	678	1 462	484		0	584				7,11	0	451
31	2026	678	1 462	484		0	584			85 962	7,61	0	11 714
32	2027	678	1 462	484		0	584				8,15	0	
Sum ikke diskonte		16 939	36 542	12 092		0	14 600		229 231	85 962			
Alle tall i tusen 1996-kroner		5 630	12 145	4 019		0	4 852		169 159	11 293			
Sum diskontert											<b>SUM</b>	169 159	37 939

**Nytte-/ kostnadsanalyse**  
**Forsterkning av banestrømsforsyningen Dombås - Oppdal**  
**Alternativ 2a**

Beregningsdato : 10.12.96		Disk. rente: 7		N/K: 0,3		Levetid, år: 40		1. driftsår: 2002		Beregningsperiode, år 25			
Beregn. år	Ar	Eksterne effekter kosin.	Kjøretid	Punktlighet	Drift	Interne effekter Vedlikehold	Energi	A0	Investeringer 2a	Restverdi	Disk.faktor	Resultat / år, diskontert Investering	Effekter
1	1996										1,00	0	0
2	1997										1,07	0	0
3	1998										1,14	0	0
4	1999										1,23	0	0
5	2000								60 909		1,31	46 467	0
6	2001								60 909		1,40	43 427	0
7	2002	678	1 462	324	-100,0		584				1,50	0	1 964
8	2003	678	1 462	324	-100,0		584				1,61	0	1 835
9	2004	678	1 462	324	-100,0		584				1,72	0	1 715
10	2005	678	1 462	324	-100,0		584				1,84	0	1 603
11	2006	678	1 462	324	-100,0		584				1,97	0	1 498
12	2007	678	1 462	324	-100,0		584				2,10	0	1 400
13	2008	678	1 462	324	-100,0		584				2,25	0	1 309
14	2009	678	1 462	324	-100,0		584				2,41	0	1 223
15	2010	678	1 462	324	-100,0		584				2,58	0	1 143
16	2011	678	1 462	324	-100,0		584				2,76	0	1 068
17	2012	678	1 462	324	-100,0	0	584				2,95	0	998
18	2013	678	1 462	324	-100,0		584				3,16	0	933
19	2014	678	1 462	324	-100,0		584				3,38	0	872
20	2015	678	1 462	324	-100,0		584				3,62	0	815
21	2016	678	1 462	324	-100,0		584				3,87	0	762
22	2017	678	1 462	324	-100,0		584				4,14	0	712
23	2018	678	1 462	324	-100,0		584				4,43	0	665
24	2019	678	1 462	324	-100,0		584				4,74	0	622
25	2020	678	1 462	324	-100,0		584				5,07	0	581
26	2021	678	1 462	324	-100,0		584				5,43	0	543
27	2022	678	1 462	324	-100,0		584				5,81	0	508
28	2023	678	1 462	324	-100,0		584				6,21	0	474
29	2024	678	1 462	324	-100,0		584				6,65	0	443
30	2025	678	1 462	324	-100,0		584				7,11	0	414
31	2026	678	1 462	324	-100,0		584			45 682	7,61	0	388
32	2027	678	1 462	324	-100,0		584				8,15	0	360
Sum ikke diskonte		16 939	36 542	8 102	-2 500	0	14 600	0	121 818	45 682			
Alle tall i tusen 1996-kroner													
Sum diskontert		5 630	12 145	2 693	-831	0	4 852	0	89 894	6 001	SUM	89 894	30 490

**Nytte-/ kostnadsanalyse**  
**Forsterkning av banestrømsforsyningen Dombås - Oppdal**  
 Alternativ 2b

Beregningsdato : 10.12.96		Disk. rente: 7		N/K : 0,3		Levetid, år: 40		1. driftsår: 2002		Beregningsperiode, år 25		
Beregn. år	Ar	Eksterne effekter	Kjøretid	Punktlighet	Drift	Interne effekter	Levetid, år: 40	Investeringer	Restverdi	Disk.faktor	Resultat / år, diskontert	
		Eksterne kostn.				Vedlikehold	0,3	2b			Investering	Effekter
1	1996									1,00	0	0
2	1997									1,07	0	0
3	1998									1,14	0	0
4	1999									1,23	0	0
5	2000									1,31	46 888	0
6	2001							61 461		1,40	43 821	0
7	2002	678	1 462	324	-100,0		584	0		1,50	0	1 964
8	2003	678	1 462	324	-100,0		584			1,61	0	1 835
9	2004	678	1 462	324	-100,0		584			1,72	0	1 715
10	2005	678	1 462	324	-100,0		584			1,84	0	1 603
11	2006	678	1 462	324	-100,0		584			1,97	0	1 498
12	2007	678	1 462	324	-100,0		584			2,10	0	1 400
13	2008	678	1 462	324	-100,0		584			2,25	0	1 309
14	2009	678	1 462	324	-100,0		584			2,41	0	1 223
15	2010	678	1 462	324	-100,0		584			2,58	0	1 143
16	2011	678	1 462	324	-100,0		584			2,76	0	1 068
17	2012	678	1 462	324	-100,0	0	584			2,95	0	998
18	2013	678	1 462	324	-100,0		584			3,16	0	933
19	2014	678	1 462	324	-100,0		584			3,38	0	872
20	2015	678	1 462	324	-100,0		584			3,62	0	815
21	2016	678	1 462	324	-100,0		584			3,87	0	762
22	2017	678	1 462	324	-100,0		584			4,14	0	712
23	2018	678	1 462	324	-100,0		584			4,43	0	665
24	2019	678	1 462	324	-100,0		584			4,74	0	622
25	2020	678	1 462	324	-100,0		584			5,07	0	581
26	2021	678	1 462	324	-100,0		584			5,43	0	543
27	2022	678	1 462	324	-100,0		584			5,81	0	508
28	2023	678	1 462	324	-100,0		584			6,21	0	474
29	2024	678	1 462	324	-100,0		584			6,65	0	443
30	2025	678	1 462	324	-100,0		584			7,11	0	414
31	2026	678	1 462	324	-100,0		584		46 096	7,61	0	385
32	2027									8,15	0	359
Sum ikke diskonte		16 939	36 542	8 102	-2 500	0	14 600	0	122 921		46 096	
Alle tall i tusen 1996-kroner												
Sum diskontert		5 630	12 145	2 693	-831	0	4 852	0	90 709	SUM	6 055	30 544

**Nytte-/ Kostnadsanalyse**  
**Forsterkning av banestrømsforsyningen Dombås - Oppdal**  
**Alternativ 3**

Beregningsdato : 10.12.96		Disk. rente: 7		N/K : 0,4		Levetid, år: 33		1. driftsar: 2002		Beregningsperiode, år 25			
Beregn. år	Ar	Eksterne kostn.	#NAVN?	Punktligthet	Drift	Interne effekter Vedlikehold	Energi	A0	Investeringer 3	Restverdi	Disk.faktor	Resultat / år, diskontert Investering	Effekter
1	1996										1,00	0	0
2	1997	678	1 462	484							1,07	0	0
3	1998	678	1 462	484		0					1,14	0	0
4	1999	678	1 462	484							1,23	0	0
5	2000	678	1 462	484					41 054		1,31	31 320	0
6	2001	678	1 462	484					41 054		1,40	29 271	0
7	2002	678	1 462	484		-260,0	440		0		1,50	0	1 868
8	2003	678	1 462	484		-260,0	440				1,61	0	1 746
9	2004	678	1 462	484		-260,0	440				1,72	0	1 631
10	2005	678	1 462	484		-260,0	440				1,84	0	1 525
11	2006	678	1 462	484		-260,0	440				1,97	0	1 425
12	2007	678	1 462	484		-260,0	440				2,10	0	1 332
13	2008	678	1 462	484		-260,0	440				2,25	0	1 245
14	2009	678	1 462	484		-260,0	440				2,41	0	1 163
15	2010	678	1 462	484		-260,0	440				2,58	0	1 087
16	2011	678	1 462	484		-260,0	440				2,76	0	1 016
17	2012	678	1 462	484		-260,0	440				2,95	0	949
18	2013	678	1 462	484		-260,0	440				3,16	0	887
19	2014	678	1 462	484		-260,0	440				3,38	0	829
20	2015	678	1 462	484		-260,0	440				3,62	0	775
21	2016	678	1 462	484		-260,0	440				3,87	0	724
22	2017	678	1 462	484		-260,0	440				4,14	0	677
23	2018	678	1 462	484		-260,0	440				4,43	0	633
24	2019	678	1 462	484		-260,0	440				4,74	0	591
25	2020	678	1 462	484		-260,0	440				5,07	0	553
26	2021	678	1 462	484		-260,0	440				5,43	0	516
27	2022	678	1 462	484		-260,0	440				5,81	0	483
28	2023	678	1 462	484		-260,0	440				6,21	0	451
29	2024	678	1 462	484		-260,0	440				6,65	0	422
30	2025	678	1 462	484		-260,0	440				7,11	0	394
31	2026	678	1 462	484		-260,0	440			19 905	7,61	0	368
32	2027										8,15	0	2 983
Sum ikke diskonte		16 939	36 542	12 092	-6 500	0	11 000	0	82 107	19 905			
Alle tall i tusen 1996-kroner													
Sum diskontert		5 630	12 145	4 019	-2 160	0	3 656	0	60 590	2 615	SUM	60 590	25 904

**Nytte-/ kostnadsanalyse**  
**Forsterkning av banestrømsforsyningen Dombås - Oppdal**  
**Alternativ 4**

Beregningsdato : 10.12.96		Disk. rente:		7		N/K :		0,9		Levetid, år:		30		1. driftsår:		2002		Beregningsperiode, år		25	
Beregn. år	År	Eksterne kostn.	Eksterne effekter	Kjøretid	Punktligghet	Drift	Interne effekter	Vedlikehold	Energi	A0	Investeringer	4	Restverdi	Disk.faktor	Resultat / år, diskontert	Investering	Effekter				
1	1996													1,00	0	0	0				
2	1997						0				0			1,07	0	0	0				
3	1998										0			1,14	0	0	0				
4	1999										0			1,23	0	0	0				
5	2000										18 641			1,31	14 221	0	0				
6	2001										18 641			1,40	13 291	0	0				
7	2002	678	1 462	484		-200,0			440		0			1,50	0	1 908	0				
8	2003	678	1 462	484		-200,0			440					1,61	0	1 783	0				
9	2004	678	1 462	484		-200,0			440					1,72	0	1 666	0				
10	2005	678	1 462	484		-200,0			440					1,84	0	1 557	0				
11	2006	678	1 462	484		-200,0			440					1,97	0	1 455	0				
12	2007	678	1 462	484		-200,0			440					2,10	0	1 360	0				
13	2008	678	1 462	484		-200,0			440					2,25	0	1 271	0				
14	2009	678	1 462	484		-200,0			440					2,41	0	1 188	0				
15	2010	678	1 462	484		-200,0			440					2,58	0	1 110	0				
16	2011	678	1 462	484		-200,0			440					2,76	0	1 038	0				
17	2012	678	1 462	484		-200,0	0		440					2,95	0	970	0				
18	2013	678	1 462	484		-200,0			440					3,16	0	906	0				
19	2014	678	1 462	484		-200,0			440					3,38	0	847	0				
20	2015	678	1 462	484		-200,0	600		440					3,62	0	958	0				
21	2016	678	1 462	484		-200,0			440					3,87	0	740	0				
22	2017	678	1 462	484		-200,0			440					4,14	0	691	0				
23	2018	678	1 462	484		-200,0			440					4,43	0	646	0				
24	2019	678	1 462	484		-200,0			440					4,74	0	604	0				
25	2020	678	1 462	484		-200,0			440					5,07	0	564	0				
26	2021	678	1 462	484		-200,0			440					5,43	0	527	0				
27	2022	678	1 462	484		-200,0			440					5,81	0	493	0				
28	2023	678	1 462	484		-200,0			440					6,21	0	461	0				
29	2024	678	1 462	484		-200,0			440					6,65	0	431	0				
30	2025	678	1 462	484		-200,0			440					7,11	0	402	0				
31	2026	678	1 462	484		-200,0			440		0	6 214		7,61	0	1 192	0				
32	2027	678	1 462	484		-200,0			440					8,15	0	0	0				
Sum ikke diskonte		16 939	36 542	12 092		-5 000	600		11 000		0	37 283	6 214								
Alle tall i tusen 1996-kroner																					
Sum diskontert		5 630	12 145	4 019		-1 662	166		3 656		0	27 512	816	SUM	27 512	24 770					

**Nytte-/ kostnadsanalyse**  
**Forsterkning av banestrømsforsyningen Dombås - Oppdal**  
 Alternativ 5

Beregningsdato : 10.12.96		Disk. rente: 7		N/K: 0,9		Levetid, år: 33		1. driftsår: 2002		Beregningsperiode, år 25			
Beregn. år	Ar	Eksterne kostn.	Kjøretid	Punktlighet	Drift	Interne effekter Vedlikehold	Energi	A0	Investeringer 5	Restverdi	Disk.faktor	Resultat / år, diskontert Investering	Effekter
1	1996										1,00	0	0
2	1997										1,07	0	0
3	1998										1,14	0	0
4	1999										1,23	7 914	0
5	2000										1,31	7 397	0
6	2001										1,40	6 913	0
7	2002	678	1 462	484	-300,0	-3 000	549		0		1,50	0	-2 139
8	2003	678	1 462	484	-300,0		549		9 695		1,61	0	1 914
9	2004	678	1 462	484	-300,0		549		9 695		1,72	0	1 789
10	2005	678	1 462	484	-300,0		549		9 695		1,84	0	1 672
11	2006	678	1 462	484	-300,0		549		0		1,97	0	1 562
12	2007	678	1 462	484	-300,0		549				2,10	0	1 460
13	2008	678	1 462	484	-300,0		549				2,25	0	1 365
14	2009	678	1 462	484	-300,0		549				2,41	0	1 275
15	2010	678	1 462	484	-300,0	-3 000	549				2,58	0	1 192
16	2011	678	1 462	484	-300,0		549				2,76	0	1 114
17	2012	678	1 462	484	-300,0		549				2,95	0	-46
18	2013	678	1 462	484	-300,0		549				3,16	0	973
19	2014	678	1 462	484	-300,0		549				3,38	0	909
20	2015	678	1 462	484	-300,0		549				3,62	0	850
21	2016	678	1 462	484	-300,0		549				3,87	0	794
22	2017	678	1 462	484	-300,0		549				4,14	0	742
23	2018	678	1 462	484	-300,0		549				4,43	0	694
24	2019	678	1 462	484	-300,0		549				4,74	0	648
25	2020	678	1 462	484	-300,0		549				5,07	0	606
26	2021	678	1 462	484	-300,0	-3 000	549				5,43	0	566
27	2022	678	1 462	484	-300,0		549				5,81	0	-24
28	2023	678	1 462	484	-300,0		549				6,21	0	495
29	2024	678	1 462	484	-300,0		549				6,65	0	462
30	2025	678	1 462	484	-300,0		549				7,11	0	432
31	2026	678	1 462	484	-300,0		549		0	7 051	7,61	0	404
32	2027	678	1 462	484	-300,0		549				8,15	0	1 304
Sum ikke diskontert		16 939	36 542	12 092	-7 500	-9 000	13 730		0	29 086			
Alle tall i tusen 1996-kroner													
Sum diskontert		5 630	12 145	4 019	-2 493	-3 779	4 563		0	22 224		22 224	21 012
											<b>SUM</b>	<b>22 224</b>	<b>21 012</b>

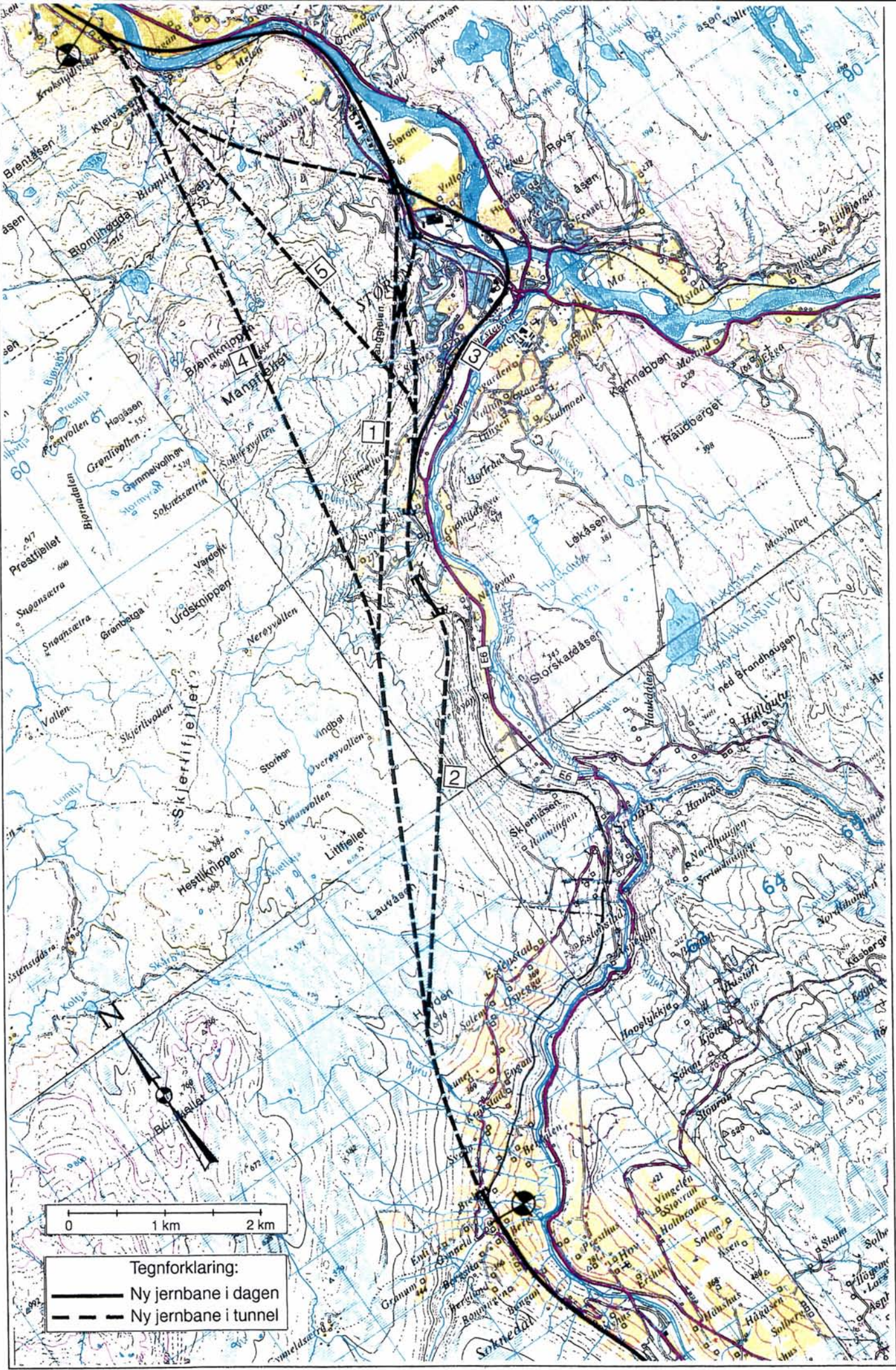


**Nytte-/ kostnadsanalyse**  
**Forsterkning av banestrømsforsyningen Dombås - Oppdal**  
**Alternativ 6**

Beregningsdato : 10.12.96		Disk. rente: 7		N/K : 1,1		Levetid, år: 40		1. driftsår: 2002		Beregningsperiode, år 25			
Beregn. år	Ar	Eksterne effekter Eksterne kostn.	Kjøretid	Punktlighet	Drift	Interne effekter Vedlikehold	Energi	A0	Investeringer 6	Restverdi	Disk.faktor	Resultat / år, diskontert Investering	Effekter
1	1996										1,00	0	0
2	1997										1,07	0	0
3	1998										1,14	0	0
4	1999										1,23	0	0
5	2000										1,31	0	0
6	2001										1,40	10 856	0
7	2002	678	1 462	484		-100	594				1,50	10 146	0
8	2003	678	1 462	484		-100	594				1,61	0	2 011
9	2004	678	1 462	484		-100	594				1,72	0	1 879
10	2005	678	1 462	484		-100	594				1,84	8 043	1 756
11	2006	678	1 462	484		-100	594		14 786		1,97	0	1 641
12	2007	678	1 462	484		-100	594				2,10	0	1 534
13	2008	678	1 462	484		-100	594			10 246	2,25	0	1 434
14	2009	678	1 462	484		-100	594				2,41	0	5 933
15	2010	678	1 462	484		-100	594				2,58	0	1 294
16	2011	678	1 462	484		-100	594				2,76	0	1 209
17	2012	678	1 462	484		-100	594				2,95	0	1 130
18	2013	678	1 462	484		-100	594				3,16	0	1 056
19	2014	678	1 462	484		-100	594				3,38	0	987
20	2015	678	1 462	484		-100	594				3,62	0	922
21	2016	678	1 462	484		-100	594				3,87	0	862
22	2017	678	1 462	484		-100	594				4,14	0	806
23	2018	678	1 462	484		-100	594				4,43	0	753
24	2019	678	1 462	484		-100	594				4,74	0	704
25	2020	678	1 462	484		-100	594				5,07	0	658
26	2021	678	1 462	484		-100	594				5,43	0	615
27	2022	678	1 462	484		-100	594				5,81	0	574
28	2023	678	1 462	484		-100	594				6,21	0	537
29	2024	678	1 462	484		-100	594				6,65	0	502
30	2025	678	1 462	484		-100	594				7,11	0	469
31	2026	678	1 462	484		-100	594				7,61	0	438
32	2027	678	1 462	484		-100	594				8,15	0	1 812
Sum ikke diskonte		16 939	36 542	12 092	-2 500	-600	14 860	0	43 246	20 919			
Alle tall i tusen 1996-kroner		5 630	12 145	4 019	-831	-340	4 939	0	29 044	5 951	SUM	29 044	31 513
Sum diskontert													

# **VEDLEGG 3**

**Alternative banetraseér mellom  
Soknedal og Krogstadlykkja**



Tegnforklaring:

- Ny jernbane i dagen
- - - Ny jernbane i tunnel

# **VEDLEGG 4**

**Simulering. Lokalisering av Garli  
omformerstasjon**

Oppdragsgiver: NSB Bane Region Nord, Teknisk kontor

Prosjektansvarlig: Johan Anton Vikander

Prosjekt: SIMULERING.Lokalisering av Garli omformerstasjon

Rapport nr:

Dato: 02.04.1996

---

**Rapporten omhandler (stikkord:**

**Simulering m.h.p. belastning på strømforsyningen ved forskjellige plasseringer av omformerstasjon.**

**For NSB Bane, Ingeniørtjenesten**

Prosjektansvarlig: Per Bærø for Lofthus  
Kolbjørn Lofthus

Prosjektleder: Per Bærø  
Per Bærø

Rapport utarbeidet av: Per Bærø  
Per Bærø

Dato for siste revisjon: 1/4-96

Revisjon nr. 0

Antall sider: 35

NSB Banedivisjonen  
Ingeniørtjenesten  
Postboks 1162, Sentrum  
0107 Oslo

Sentralbord: 22 36 80 00  
Telefax: 22 36 68 31

Telegram: Jernbanestyret  
Telex: 71 168 nsbdc n

Postgiro: 0823.07.61494  
Bankgiro: 8200.01.03183

Kontor: Oslo City Stenersgt. 1 B/C, Oslo

# Dokumentkontrollside

Oppdragsgiver: NSB Bane Region Nord							
Prosjektbeskr.: Simulering. Lokalisering av Garli omformer.							
Prosjektnr.:							
Dokumenttittel:				Dokument nr.:			
Utarbeidet av :				Sign			
Skal kontrolleres av:	Kontrolltype	Rev. 0		Rev. 1		Rev. 2	
		Dato	Sign	Dato	Sign	Dato	Sign
Lofthus	Helhetsvurdering	1/4-96	<i>RC</i>				
Lofthus	Språk	1/4-96	<i>RP</i>				
Lofthus	Logisk oppbygging /disposisjon	1/4-96	<i>RP</i>				
Lofthus	Teknisk: - faglig - tverrfaglig	1/4-96	<i>RC</i>				
Lofthus	Presentasjonsform	1/4-96	<i>RC</i>				
Lofthus	Kopieringen er kontrollert(sign original)	1/4 96	<i>RC</i>				
Generelle kommentarer:							
Dokument godkjent for utsendelse		Dato 1/4-96		Sign. <i>Rune Kvervi</i>			

## SAMMENDRAG

I forbindelse med Hovedplan for forsterkning av banestrømforsyningen på Dovrebanen [1], er det anbefalt en ny statisk omformerstasjon ved Garli ( ca. km 476 fra Oslo Sentralstasjon)

For å klarlegge om det er mulig å legge ned Lundamo omformerstasjon er det utført simuleringer av banestrømforsyningen hos British Rail Research i Derby, England. Datamaskinprogrammet VISION/OSLO simulerer banestrømforsyningen ut ifra en gitt ruteplan. Det er utført simuleringer med 15 forskjellige alternativer. Fra alle simuleringene er det tatt utskrifter av sum enfasestrøm, aktiv effekt og reaktiv effekt (for aktiv og reaktiv effekt er det beregnet gjennomsnittsverdier over en time), i aktuelle omformerstasjoner. Det er også tatt utskrift av spenning for et utvalg av tog.

I simuleringene er det tatt utgangspunkt i følgende banestrekninger (figur 1):

- \* Eksisterende bane fra Hjerkin til Trondheim stasjon.
- \* Fra Trondheim til Stjørdal/Hell stasjon. Det er forutsatt at denne strekningen elektrifiseres.
- \* Ny tunnel fra Soknedal til Krokstadlykkja.

Det er gjort simuleringer både med og uten ny tunnel fra Soknedal til Krokstadlykkja. Denne tunnelen er et fremtidig utbyggingsalternativ mellom Soknedal og Krokstadlykkja.

### Ruteplan

For strekningen fra Oppdal til Trondheim stasjon er det tatt utgangspunkt i følgende ruteplaner:

- Fremtidig R94 [2]
- R95

For strekningen fra Trondheim til Stjørdal/Hell er det tatt utgangspunkt i ruteplanen brukt i forbindelse med Hovedplan for elektrifisering Trondheim - Steinkjer og Meråkerbanen [3] og R95.

I simuleringene er det valgt ut to tidsperioder, det vil si fra kl. 03.00 til 09.00 og fra kl. 15.00 til 24.00, som begge representerer en høy belastning av banestrømforsyningen.

Med ny tunnel fra Soknedal til Krokstadlykkja er det prøvd med en ruteplan hvor godstog kjøres med EL14 og en ruteplan hvor godstog kjøres med EL18. Det er bare i simuleringer med ny tunnel at godstog er kjørt med EL18.

### Kapasitetsvurderinger

Ingen av simuleringalternativene gir kapasitetsproblemer i Oppdal omformerstasjon, ny statisk omformerstasjon eller Stavne omformerstasjon, forutsatt at de er bestykket med to aggregater/enheter som beskrevet i kapittel 4.1. Kapasiteten i omformerstasjonene er vurdert ut i fra følgende:

For roterende omformerstasjoner skal ikke de maksimale strømtoppene (sum enfasestrøm) gi utfall av aggregat i stasjonen. Dette forutsetter at reguleringskretsen er stilt inn slik at de to aggregatene i omformerstasjonen deler belastningen i forhold til nominell ytelse. Det vil si at med 2 like aggregat deler disse belastningen likt seg i mellom.

I rapporten er det tatt utgangspunkt i at de maksimale strømtoppene (sum enfasestrøm) i en statisk

omformerstasjon ikke skal overstige nominell ytelse i omformerstasjonen. En statisk omformerstasjon kan realiseres med en overlastbarhet i et kortere tidsintervall, som da blir dimensjonerende for hvor høye strømtopper omformerstasjonen kan klare. I tillegg vil en statisk omformerstasjon redusere spenningen ved en gitt strømgrense og dermed skyve last over på nabostasjonene, (se kap. 4.1)

I tillegg er det for både statiske og roterende omformerstasjoner forutsatt at det skal være en installert reserve som beskrevet i kapittel 2.4.

#### Spenningsbetrakninger

Med en ny omformerstasjon ved enten Støren eller Skjærli og eksisterende bane fra Hjerkins til Trondheim er det ikke registrert spenning under 13.5 kV på denne strekningen. Dette gjelder i begge tidsperiodene som er simulert og med Lundamo omformerstasjon tatt ut av drift.

Kravet til at spenningen på strømvogter ikke må underskride 13,5 kV overholdes også med ny tunnel fra Soknedal til Krokstadlykkja dersom ny omformerstasjon plasseres enten ved Støren eller Skjærli. Lundamo omformerstasjon er tatt ut av drift. Kravet overholdes uavhengig om godstog kjøres med EL14 eller EL18.

Dersom Lundamo omformerstasjon **ikke** skal legges ned er det mer hensiktsmessig å beholde opprinnelig plassering av ny statisk omformerstasjon, det vil si ved Garli.





1 INNLEDNING .....	5
1.1 BAKGRUNN .....	5
1.2 MÅLSETTING .....	5
1.3 ARBEIDETS OMFANG .....	5
2 FORUTSETNINGER .....	6
2.1 INFRASTRUKTUR .....	6
2.1.2 Banestrekninger .....	6
1.2.2 Hastighet .....	6
1.2.3 Tunnelmotstand .....	7
2.2 ELEKTRISK .....	8
2.2.1 Omformerplassering .....	8
2.2.2 Seriekondensatorbatteri .....	8
2.2.3 Overliggende trefasenett .....	8
2.3 TOGMATERIELL OG RUTEPLAN .....	9
2.3.1 Rullende materiell .....	9
2.3.2 Ruteplan .....	11
2.4 TEKNISKE KRAV TIL BANESTRØMFORSYNINGEN .....	12
3 SIMULERINGSALTERNATIVER .....	13
3.1 EKSISTERENDE INFRASTRUKTUR .....	13
3.2 NY TUNNEL FRA SOKNEDAL TIL KROKSTADSLYKKJA. ....	15
4 REPRESENTASJON AV STRØMFORSYNINGSSYSTEMET I VISION-OSLO .....	17
4.1 REPRESENTASJON AV OMFORMERSTASJONENE .....	17
4.2 REPRESENTASJON AV KONTAKTLEDNINGSANLEGGET .....	19
4.3 MODELLER FOR ELEKTRISK MATERIELL .....	19
5 RESULTATER .....	20
5.1 KAPASITETSVURDERINGER .....	20
5.1.1 Resultater fra simuleringer med eksisterende infrastruktur ( Alt. 1 - 4 ) .....	20
5.1.2 Resultater fra simuleringer med eksisterende infrastruktur ( Alt. 5 - 8 ) Simuleringsperiode fra kl. 03.00 til kl. 09.00 .....	22
5.1.3 Resultater fra simuleringer med ny tunnel ( Alt. 9 - 12 ) Simuleringsperiode fra kl. 15.00 til kl. 24.00 .....	23
5.1.4 Resultater fra simuleringer med ny tunnel ( Alt. 13 og 14 ) Simuleringsperiode fra kl. 03.00 til kl. 09.00 .....	24
5.1.5 Resultater fra simuleringer med ny tunnel og omformerstasjon ved Skjærli og Lundamo ( Alt.15) Simuleringsperiode fra kl. 15.00 til kl. 24.00 .....	24
5.2 SPENNINGSFORHOLD .....	25
5.2.1 Spenningsforhold, strekningen Oppdal omformerstasjon til Stavne omformerstasjon Eksisterende trase' og simuleringsperiode fra kl. 15.00 til 24.00 (Alt. 1-4) .....	25
5.2.2 Spenningsforhold, strekningen Oppdal omformerstasjon til Stavne omformerstasjon Eksisterende trase' og simuleringsperiode fra kl. 03.00 til 09.00 (Alt. 5-8) .....	27
5.2.3 Spenningsforhold, strekningen Oppdal omformerstasjon til Stavne omformerstasjon Ny tunnelstrekning og simuleringsperiode fra kl. 15.00 til 24.00 (Alt. 9-12) .....	28
5.2.5 Spenningsforhold med Lundamo omformerstasjon i drift i tillegg til Skjærli omformerstasjon. Ny tunnelstrekning og simuleringsperiode fra kl. 15.00 til 24.00 (15)	31
5.3 Utnyttelsesgrad .....	32
6 KONKLUSJON .....	33

## 1 INNLEDNING

### 1.1 BAKGRUNN

I forbindelse med Hovedplan for forsterkning av banestrømforsyningen på Dovrebanen [1], er det anbefalt en ny statisk omformerstasjon ved Garli ( ca. km 476 fra Oslo Sentralstasjon). Det er et ønske fra NSB Bane, Region Nord å klarlegge om det er mulig å flytte denne omformerstasjonen lenger nord for å kunne legge ned Lundamo omformerstasjon. Lundamo omformerstasjon er spesiell i NSB sammenheng. Omformerstasjonen er fast installert i fjell. Utrustningen i omformerstasjonen er ulik fra det som er vanlig i omformerstasjoner ellers i NSB. Miljøet inne i omformerstasjonen er ikke godt. Det skulle vært gjennomført hovedrevisjon av omformerstasjonen tidlig på åtti tallet, noe som er blitt utsatt. Hovedrevisjon er nå planlagt utført når Stavne omformerstasjon kommer i drift (sommer 1997). Det er planlagt forsterkning av banestrømforsyningen på Dovrebanen.

Med bakgrunn i dette mener vi det er riktig å vurdere muligheten for nedleggelse av Lundamo omformerstasjon ved å optimalisere plassering av nye omformerstasjoner på Dovrebanen. Dette kan gi økonomiske besparelser samtidig som banestrømforsyningen forøvrig opprettholder samme standard.

### 1.2 MÅLSETTING

Målet for prosjektet er å klarlegge om det er mulig å plassere en ny statisk omformerstasjon på strekningen mellom Oppdal og Lundamo slik at Lundamo omformerstasjon kan tas ut av drift.

### 1.3 ARBEIDETS OMFANG

Det er utført simuleringer av banestrømforsyningen hos British Rail Research i Derby, England. Datamaskinprogrammet VISION/OSLO simulerer banestrømforsyningen ut ifra en gitt ruteplan. Det er utført simuleringer med 15 forskjellige alternativer.

I VISION/OSLO er det lagt inn data for vertikalkurvatur, hastighet, signaler og elektriske data for banestrekningen fra Hjerkindal til Stjørdal. Det er også lagt inn modeller av det elektriske materiellet som går på Dovrebanen og Nordlandsbanen (fra Trondheim til Stjørdal).

I ruteplanen er det tatt utgangspunkt i periodene fra kl 03.00 til kl. 09.00 og fra kl. 15.00 til kl. 24.00, da disse periodene representerer den høyeste belastningen av strømforsyningen.

Fra alle simuleringene er det tatt utskrifter av sum enfasestrøm, aktiv effekt og reaktiv effekt (for aktiv og reaktiv effekt er det beregnet gjennomsnittsverdier over en time), i aktuelle omformerstasjoner. Det er også tatt utskrift av spenning for et utdrag av tog.

Det er gjort målinger av sum enfasestrøm i Lundamo omformerstasjon som viser bra overensstemmelse med resultatene fra simuleringene.

---

## 2 FORUTSETNINGER

### 2.1 INFRASTRUKTUR

#### 2.1.2 Banestrekninger

I simuleringene er det tatt utgangspunkt i følgende banestrekninger (se figur 1 i sammendrag):

- \* Eksisterende bane fra Hjerkinn til Trondheim stasjon.
- \* Fra Trondheim til Stjørdal stasjon. Det er forutsatt at denne strekningen elektrifiseres.
- \* Ny tunnel fra Soknedal til Krokstadlykkja.

For å lette reguleringen av trafikken er det forutsatt dobbeltspor fra Trondheim til Stjørdal stasjon. Dette har ikke innvirkning på belastningsforholdene i Lundamo omformerstasjon, i ny statisk omformerstasjon eller i Oppdal omformerstasjon.

#### 1.2.2 Hastighet

På eksisterende bane mellom Hjerkinn og Trondheim stasjon er det brukt eksisterende normal- og pluss-hastighet.

Mellom Trondheim og Stjørdal er det forutsatt en fremtidig hastighetsstandard tilsvarende den som ble brukt i forbindelse med Hovedplan for elektrifisering av strekningen Trondheim - Steinkjer og Meråkerbanen [3].

På tunnelstrekningen fra Soknedal til Krokstadlykkja er det forutsatt en hastighet lik 200 km/t. På grunn av stor stigning i tunnelen sørover i tillegg til tunnelmotstand klarer ikke sørgående tog å oppnå en hastighet på 200 km/t.

### 1.2.3 Tunnelmotstand

I simuleringsprogrammet VISION/OSLO legges det inn tunnelmotstand som funksjon av hastighet (i tillegg til luft-, friksjonsmotstand etc.) for hvert togsett. Tunnelmotstanden avhenger av blant annet hastighet, lengde og utforming av hvert togsett. Formelverket for beregning av tunnelmotstand er hentet fra [4].

## **2.2 ELEKTRISK**

### **2.2.1 Omformerplassering**

I simuleringene er det tatt utgangspunkt i følgende omformerstasjoner (se figur 1 i sammendraget):

- Oppdal og Lundamo omformerstasjon, som er eksisterende roterende omformerstasjoner
- Nye statiske omformerstasjoner ved Hjerkin, Stavne og Eidum.  
Eidum omformerstasjon ligger på Meråkerbanen, tilnærmet 3 km øst for Hell stasjon.
- Det er forsøkt med 4 forskjellige plasseringer av ny omformerstasjon på strekningen mellom Oppdal og Lundamo, det vil si Krogstad, Støren, Skjærli og Soknedal.

### **2.2.2 Seriekondensatorbatteri**

Det er forutsatt at Melhus kondensatorbatteri fjernes ved idriftsettelse av Stavne omformerstasjon.

### **2.2.3 Overliggende trefasenett**

I simuleringene er det forutsatt et stivt trefasenett.

## 2.3 TOGMATERIELL OG RUTEPLAN

I simuleringene er det brukt 2 forskjellige ruteplaner med rullende materiell som beskrevet under.

### 2.3.1 Rullende materiell

For persontrafikken er det benyttet følgende type rullende materiell (totalvekt er inkl. lokomotiv):

Lokaltog	Type:	69 med 3 vogner.
	Maks. hastighet	130 km/t
	Totalvekt:	144 tonn
	Type:	EL16 med 6 vogner
	Maks. hastighet:	130 km/t
	Totalvekt:	344 tonn
IC-/Ekspresstog	Type:	70 med 4 vogner.
	Maks. hastighet	160 km/t
	Totalvekt:	212 tonn
	Type:	EL17 med 8 vogner
	Maks. hast	150 km/t
	Totalvekt:	416 tonn
	Type:	EL16 med 8 vogner
	Maks. hast	130 km/t
	Totalvekt:	432 tonn
	Type:	X2000 med 5 vogner (totalt 6 vogner)
	Maks. hastighet	200 km/t
	Totalvekt:	348 tonn
	Kjøres kun på Meråkerbanen	
Nattog	Type:	EL16 med 10 vogner
	Maks. hast	130 km/t
	Totalvekt:	520 tonn

For godstrafikken er det benyttet følgende type rullende materiell (totalvekt er ikke inkl. lokomotiv)

Dovrebanen	Type:	EL14
	Maks. hastighet	80, 90 og 100 km/t
	Totalvekt:	850 tonn
	Type:	EL18
	Maks. hastighet	80, 90 og 100 km/t
	Totalvekt:	850 tonn
Nordlandsbanen	Type:	EL18
	Maks. hastighet	80 km/t
	Totalvekt:	1500 tonn
	Type:	EL14
	Maks. hastighet	80 km/t
	Totalvekt:	850 tonn
Meråkerbanen	Type:	EL18 (Grustog - Meråkerbanen)
	Maks. hastighet	80 km/t
	Totalvekt:	1800 tonn
	Type:	EL18 (Grustog - Meråkerbanen)
	Maks. hastighet	100 km/t
	Totalvekt:	620 tonn
	Type:	Rc5
	Maks. hastighet	100 km/t
	Totalvekt:	850 tonn



### 2.3.2 Ruteplan

I vedlegg 1 er det gitt en grafisk ruteplan for strekningen fra Oppdal til Trondheim. Type lokomotiv/motorvogn er gitt i tilhørende liste. Ruteplanen er satt sammen av følgende:

- Fremtidig R94
- R95

For strekningen fra Trondheim til Stjørdal/Hell er det tatt utgangspunkt i ruteplanen brukt i forbindelse med Hovedplan for elektrifisering Trondheim - Steinkjer og Meråkerbanen [3] og R95.

Med ny tunnel fra Soknedal til Krokstadlykkja er det brukt tilsvarende ruteplan som i simuleringer med eksisterende trase'. I tillegg er det brukt en ruteplan der godstog kjøres med EL18 i stedet for EL14, mens persontog og kryssningsmønster er identisk med ruteplanen vist i vedlegg 1. For følgende togsett er EL14 byttet ut med EL18 (se vedlegg 1): 5794, Nytt, 5710, 5790 og 5714. Det er forutsatt at godstogene beholder samme vekt og toglengde selv om lokomotivet byttes fra EL14 til EL18. Det er kun i simuleringsperioden fra kl. 15.00 til 24.00 at det er kjørt med EL18.

Alle togsett med elektrisk drift på Dovrebanen med unntak av togsett som går til Støren, vil kjøre i ny tunnel fra Soknedal til Krokstadlykkja.

## 2.4 TEKNISKE KRAV TIL BANESTRØMFORSYNINGEN

For at banestrømforsyningen ikke skal være til hinder for fremføringen av en gitt togtrafikk, stilles følgende to hovedkrav:

- Spenningen på strømvtager må ikke underskride en gitt verdi. CENELEC har satt en nedre grense på 12.0 kV, [4]. Ved prosjektering av nye anlegg bør en legge seg på en høyere grense. Denne grensen er av NSB satt til 13.5 kV.

Valget av 13.5 kV som dimensjonerende spenning i prosjektering begrunnes med at en bør ha en viss reserve ved prosjektering av anlegg for fremtidens trafikk.

- Omformerstasjonene bør ha en installert reserve som er 40 - 50% av den nominelle ytelse. Med reserve menes differansen mellom den nominelle ytelsen og den høyeste gjennomsnittlig belastning i løpet av en time i hver omformerstasjon. Installert reserve er regnet ut etter følgende formel:

$$\text{Installert reserve} = 1 - \frac{((MW)^2 + (MVA_r)^2)^{1/2}}{S_{\text{nominell}}}$$

MW: høyeste gjennomsnittlige aktive effekt i løpet av 1 time.

MVA<sub>r</sub>: høyeste gjennomsnittlige reaktive effekt i løpet av 1 time.

S<sub>nominell</sub>: nominell ytelse.

Redundansen i systemet sikres ved at omformerstasjonene bestykses med minst to omformerenheter.

*Installert reserve i en omformerstasjon tar hensyn til:*

- at maksimale strømtopper i omformerstasjonen ligger vesentlig høyere enn den gjennomsnittlige belastningen i løpet av en time.
- en viss framtidig økning i togtrafikken på de ulike banestrekningene.

### 3 SIMULERINGSALTERNATIVER

#### 3.1 EKSISTERENDE INFRASTRUKTUR

I simuleringsalternativ 1 til og med 8 er det brukt eksisterende bane og eksisterende hastigheter for strekningen fra Hjerkinntil Trondheim. Mellom Trondheim og Stjørdal er det forutsatt en fremtidig hastighetsstandard [3].

Simuleringsalternativ	Omf. plassering, referert Oslo S	Simuleringsperiode	Kommentar
1	Stavne (km. 551)	15.00 - 24.00	Eksisterende bane og eksisterende hastigheter
	Støren (km 500)		
	Oppdal (km. 428)		
2	Stavne (km. 551)	15.00 - 24.00	Eksisterende bane og eksisterende hastigheter
	Skjærli (km. 496)		
	Oppdal (km. 428)		
3	Stavne (km. 551)	15.00 - 24.00	Eksisterende bane og eksisterende hastigheter
	Krogstad (km. 505)		
	Oppdal (km. 428)		
4	Stavne (km. 551)	15.00 - 24.00	Eksisterende bane og eksisterende hastigheter
	Soknedal (km. 485)		
	Oppdal (km. 428)		

Tabell 3.1: Oversikt over simuleringsalternativ 1 t.o.m. 4

Simuleringsalternativ	Omf. plassering, referert Oslo S	Simuleringsperiode	Kommentar
5	Stavne (km. 551)	03.00 - 09.00	Eksisterende bane og eksisterende hastigheter
	Støren (km 500)		
	Oppdal (km. 428)		
6	Stavne (km. 551)	03.00 - 09.00	Eksisterende bane og eksisterende hastigheter
	Skjærli (km. 496)		
	Oppdal (km. 428)		
7	Stavne (km. 551)	03.00 - 09.00	Eksisterende bane og eksisterende hastigheter
	Krogstad (km. 505)		
	Oppdal (km. 428)		
8	Stavne (km. 551)	03.00 - 09.00	Eksisterende bane og eksisterende hastigheter
	Soknedal (km. 485)		
	Oppdal (km. 428)		

Tabell 3.2: Oversikt over simuleringsalternativ 4 t.o.m. 8

### 3.2 NY TUNNEL FRA SOKNEDAL TIL KROKSTADSLYKKJA.

I simuleringsalternativ 9 til og med 15 er det forutsatt en ny tunnel fra Soknedal til Krokstadlykkja. Elektrisk drift til Støren opprettholdes på grunn av at Støren stasjon er endepunktet for Trønderbanen. Alle togsett med elektrisk drift på Dovrebanen med unntak av togsett som går til Støren, vil kjøre i ny tunnel fra Soknedal til Krokstadlykkja.

Simuleringsalternativ	Omf. plassering, referert Oslo S	Simuleringsperiode	Kommentar
9	Stavne (km. 551)	15.00 - 24.00	Ny tunnel fra Soknedal til Krokstadlykkja.
	Støren (km 500)		
	Oppdal (km. 428)		
10	Stavne (km. 551)	15.00 - 24.00	Ny tunnel fra Soknedal til Krokstadlykkja.
	Skjærli (km. 496)		
	Oppdal (km. 428)		
11	Stavne (km. 551)	15.00 - 24.00	Ny tunnel fra Soknedal til Krokstadlykkja. Godstog på Dovrebanen kjøres m/lokomotiv EL18. Godstog har ellers samme vekt og lengde som i simuleringsalternativ 9.
	Støren (km. 500)		
	Oppdal (km. 428)		
12	Stavne (km. 551)	15.00 - 24.00	Ny tunnel fra Soknedal til Krokstadlykkja. Godstog på Dovrebanen kjøres m/lokomotiv EL18. Godstog har ellers samme vekt og lengde som i simuleringsalternativ 9.
	Skjærli (km. 496)		
	Oppdal (km. 428)		

Tabell 3.3: Oversikt over simuleringsalternativ 9 t.o.m. 12

Simuleringsalternativ	Omf. plassering, referert Oslo S	Simuleringsperiode	Kommentar
13	Stavne (km. 551)	03.00 - 09.00	Ny tunnel fra Soknedal til Krokstadlykkja.
	Støren (km 500)		
	Oppdal (km. 428)		
14	Stavne (km. 551)	03.00 - 09.00	Ny tunnel fra Soknedal til Krokstadlykkja.
	Skjærli (km. 496)		
	Oppdal (km. 428)		
15	Stavne (km. 551)	15.00 - 24.00	Ny tunnel fra Soknedal til Krokstadlykkja. Lundamo omformerstasjon i drift.
	Lundamo (km. 515)		
	Skjærli (km. 496)		
	Oppdal (km. 428)		

Tabell 3.4: Oversikt over simuleringsalternativ 13 t.o.m. 15

## 4 REPRESENTASJON AV STRØMFORSYNINGSSYSTEMET I VISION-OSLO

### 4.1 REPRESENTASJON AV OMFORMERSTASJONENE

I simuleringene, er det for omformerstasjonene brukt en modell som gir tilnærmet konstant utmatet spenning lik 16.5 kV og med økende fasesakking/fasevinkel ved økende last. Vedlegg 2 viser fasevinkelkarakteristikken for et 10 MVA roterende omformeraggregat. I simuleringene er en statisk omformerenhet lagt inn med en fasevinkelkarakteristikk tilsvarende ett roterende aggregat. Dersom fasevinkelkarakteristikken for henholdsvis statiske og roterende omformere er lik, vil de ved økende belastning dele belastningen likt mellom seg [5].

Tabell 4.1 viser antall aggregater/omformerenheter som er plassert i omformerstasjonene og den nominelle ytelsen. I simuleringene er det forutsatt at i en normal driftssituasjon er alle omformerenheter/aggregater i hver enkelt omformerstasjon i drift. Det er også forutsatt at reguleringsløyen i hver omformerstasjon gir en ideel lastfordeling mellom hvert omformeraggregat i stasjonen.

Omformerstasjoner			
Statiske		Roterende	
Hjerkinn	1x6 MVA	Lundamo	2x7 MVA
Ny omformerstasjon	2x6 MVA	Oppdal	1x5,8 MVA 1x7,0 MVA
Stavne	2x6 MVA		
Eidum	1x6 MVA		

Tabell 4.1

Stavne omformerstasjon er overlastbar til 8 MVA i 10 minutter pr. time.

Hjerkinn omformerstasjon er lagt inn med kun en omformerenhet mens omformerstasjonen i virkeligheten er bestykket med 2 omformerenheter. I simuleringene mater Hjerkinn omformerstasjon kun strekningen nordover til Oppdal omformerstasjon (jfr. figur 1 i sammendraget). På grunn av at omformerstasjonen i virkeligheten også mater strekningen sørover til Dombås omformerstasjon er Hjerkinn i simuleringene lagt inn med en omformerenhet. Tilsvarende forhold gjelder også for Eidum omformerstasjon.

Den nominelle ytelsen i en statisk omformerstasjon er avhengig av forholdet mellom produsert aktiv og reaktiv effekt. Vedlegg 3 viser kontinuerlig ytelse som funksjon av lastens effektfaktor for en omformerenhet på 6 MVA. En sum enfasestrøm som tilsvarer den produserte tilsynelatende effekten gitt av kurven for kontinuerlig ytelse vist i vedlegg 3, fører til at utmatet spenning i omformerstasjonen senkes. Det er da forutsatt at omformerstasjonen ikke er overlastbar. På denne måten avlastes omformerstasjonen. En reduksjon i utmatet spenning fører til at nabostasjonene overtar noe av belastningen.

Kurven som viser uteffekt som funksjon av effektfaktor (vedlegg 3) for en omformerenhet på 6 MVA er basert på forespørsler fra forskjellige leverandører. Det er variasjoner mellom de forskjellige leverandørene angående denne karakteristikken.



## 4.2 REPRESENTASJON AV KONTAKTLEDNINGSANLEGGET

Kontakttråd og bæreline har et samlet tverrsnitt på 150 mm<sup>2</sup> Cu. Kontaktledningsanlegget er dimensjonert for en kontinuerlig strøm på 600 A. Kontaktledningsanlegget inklusive returkretsen, er i simuleringene representert med en konstant resistans og induktans med en verdi lik:

$$Z_{kl} = 0,2 + j0.2 \text{ ohm/km}$$

Målinger og beregninger [6] viser at impedansen i kontaktledningsanlegg både med og uten returledning ligger i samme område som ovenstående verdi. Anlegg med returledning er noe gunstigere enn anlegg uten returledning.

## 4.3 MODELLER FOR ELEKTRISK MATERIELL

Det er laget modeller av alle motorvogner og lokomotiv som brukes i simuleringene. Med utgangspunkt i materiellets trekkraftkurver (som funksjon av hastighet og kontaktledningsspenning), effektfaktor og virkningsgrad er det for hvert lokomotiv/hver motorvogn beregnet strømforbruk som funksjon av hastighet ved forskjellig spenning på kontaktledningsanlegget [6]. Disse kurvene for strømforbruket danner modellen for det elektriske materialet.

## 5 RESULTATER

I forbindelse med Hovedplan, strekningen Oppdal - Trondheim, er det utført simuleringer av strømforsyningssystemet med flere forskjellige simuleringsalternativer som beskrevet i kapittel 3.

### 5.1 KAPASITETSVURDERINGER

En oppsummering av resultatene fra kapasitetsvurderingene er gjengitt i tabell 5.1 - 5.3. Installert reserve er beregnet ut ifra den nominelle ytelsen og maksimal total timebelastning i hver enkelt omformerstasjon (se kapittel 2.4).

#### 5.1.1 Resultater fra simuleringer med eksisterende infrastruktur ( Alt. 1 - 4 ) Simuleringsperiode fra kl. 15.00 til kl. 24.00

Simulerings- alternativ	Maksimal timebelastning		Installert reserve [%]	De høyeste strømtoppene i løpet av simuleringsperioden (Tallene i parentes angir tidspunktet for strømtoppen) [A]		
	[MW]	[MVA <sub>r</sub> ]				
1 Stavne Støren Oppdal	3.9	3.5	56	984 (20.02)	800 (21.00)	800 (22.10)
	3.9	3.1	58	571 (22.18)	525 (20.15)	475 (16.30)
	3.6	2.1	67	603 (17.06)	500 (23.45)	425 (20.15)
2 Stavne Skjærli Oppdal	4	3.6	55	988 (20.02)	810 (22.10)	800 (21.00)
	3.9	3.2	58	565 (20.49)	560 (23.00)	475 (16.30)
	3.5	2	69	587 (17.06)	475 (23.30)	425 (20.15)
3 Stavne Krogstad Oppdal	3.8	3.3	58	987 (20.02)	800 (21.00)	800 (22.10)
	3.9	3.1	58	615 (22.18)	500 (21.15)	500 (16.45)
	3.6	2.2	67	617 (17.06)	525 (23.50)	425 (20.15)
4 Stavne Soknedal Oppdal	4.3	4	51	987 (20.02)	880 (22.05)	800 (21.00)
	3.8	3.1	59	602 (20.49)	575 (23.00)	475 (16.30)
	3.3	1.7	71	541 (17.06)	475 (23.30)	425 (20.15)

Tabell 5.1: Resultater fra simuleringsalternativ 1 t.o.m. 4.

## Kommentarer

Simuleringsalternativ 1-4: Ny omformerstasjon ved (1) Støren, (2) Skjærli, (3) Krogstad, (4) Soknedal.

Det er ubetydelige endringer i belastningsforholdene i ny omformerstasjon uavhengig av om den plasseres ved Støren, Skjærli, Krogstad eller Soknedal. Resultatene fra simuleringene viser at de høyeste strømtoppene i omformerstasjonen, uavhengig av plassering, ikke overstiger nominell ytelse i omformerstasjonen.

Avhengig av plasseringen av den nye omformerstasjonen, vil toppbelastningen i Oppdal omformerstasjon ligge mellom 9,0 og 10 MVA. Med en installert ytelse i Oppdal omformerstasjon på 1x5,8 og 1x7,0 MVA gir ikke dette kapasitetsproblemer i omformerstasjonen.

Ubetydelige endringer i de høyeste strømtoppene i Stavne omformerstasjon ved de ulike plasseringene av den nye omformerstasjonen.

**5.1.2 Resultater fra simuleringer med eksisterende infrastruktur ( Alt. 5 - 8 )**  
**Simuleringsperiode fra kl. 03.00 til kl. 09.00**

Simulerings- alternativ	Maksimal timebelastning		Installert reserve [%]	De høyeste strømtoppene i løpet av simuleringsperioden (Tallene i parentes angir tidspunktet for strømtoppen) [A]			
	[MW]	[MVA]					
5	Stavne	4.2	4.3	50	905 (06.57)	900 (08.35)	850 (08.15)
	Støren	2.4	1.5	76	573 (03.46)	525 (04.05)	440 (06.45)
	Oppdal	2.2	0.8	82	542 (03.10)	430 (05.40)	360 (06.30)
6	Stavne	4.3	4.3	49	931 (06.57)	900 (08.40)	860 (08.15)
	Skjærli	2.4	1.6	76	550 (03.51)	480 (04.05)	400 (06.30)
	Oppdal	2.2	0.7	82	533 (03.10)	425 (06.45)	360 (06.30)

Tabell 5.2: Resultater fra simuleringsalternativ 5 og 6.

Simuleringsalternativ 5-6: Ny omformerstasjon ved (5) Støren, (6) Skjærli.

Lavere belastning i Oppdal omformerstasjon i forhold til tidsperioden fra 15.00 til 24.00.

Toppverdiene (sum strøm) registrert i Støren/Skjærli omformerstasjon er i samme størrelsesorden som i tidsperioden fra kl. 15.00 til kl. 24.00. Den gjennomsnittlige belastningen er mindre i Støren/Skjærli i forhold til registrerte verdier fra simuleringene med ettermiddag-/kveldstrafikk. Tidsperioden fra 03.00 til 09.00 er ikke dimensjonerende for banestrømsforsyningen.

Den gjennomsnittlige belastningen i Stavne omformerstasjon er høyere i tidsperioden fra kl. 03.00 til 09.00 i forhold til ettermiddag-/kveldstrafikk, men toppverdiene (sum strøm) er lavere.

Simuleringsalternativ 7: Ny omformerstasjon ved Krogstad

Tilsvarende belastningsforhold som i simuleringsalternativ 5 og 6.

Simuleringsalternativ 8: Ny omformerstasjon ved Soknedal

Toppverdiene (sum strøm) registrert i Oppdal og Soknedal omformerstasjoner er i samme størrelsesorden som i tidsperioden fra kl. 15.00 til kl. 24.00. Den gjennomsnittlige belastningen er lavere i Oppdal og Soknedal i forhold til om ettermiddagen/kvelden.

Oppdal, Stavne og Soknedal omformerstasjoner er ikke overbelastet.

**5.1.3 Resultater fra simuleringer med ny tunnel ( Alt. 9 - 12 )**  
**Simuleringsperiode fra kl. 15.00 til kl. 24.00**

Simulerings- alternativ	Maksimal timebelastning		Installert reserve [%]	De høyeste strømtoppene i løpet av simuleringsperioden (Tallene i parentes angir tidspunktet for strømtoppen) [A]			
	[MW]	[MVA <sub>r</sub> ]					
9	Stavne	4.1	3.6	55	985 (20.02)	820 (22.30)	800 (21.00)
	Støren	3.9	2.9	59	634 (22.25)	575 (21.10)	500 (16.30)
	Oppdal	3.7	2.3	66	702 (17.05)	525 (23.30)	475 (21.10)
10	Stavne	4.1	3.8	53	986 (20.02)	875 (22.30)	850 (22.05)
	Skjærli	4	3.3	57	626 (22.25)	590 (21.10)	525 (16.30)
	Oppdal	3.5	2	69	674 (17.05)	475 (22.30)	450 (21.15)
11	Stavne	4.1	3.3	56	985 (20.02)	980 (22.30)	800 (21.00)
	Støren	4.1	2.5	60	739 (22.27)	575 (21.10)	525 (16.45)
	Oppdal	3.9	2	66	656 (17.05)	625 (23.45)	600 (23.30)
12	Stavne	4.2	3.5	54	986 (20.02)	980 (22.30)	825 (22.15)
	Skjærli	4.2	2.9	57	746 (22.27)	600 (16.45)	580 (21.10)
	Oppdal	3.7	1.7	68	638 (17.05)	575 (23.45)	560 (23.30)

Tabell 5.3: Resultater fra simuleringsalternativ 9 t.o.m 12.

**Kommentarer**

Simuleringsalternativ 9: Ny omformerstasjon ved Støren og tunnel fra Soknedal til Krokstadlykkja

Ny tunnel gir små endringer i den gjennomsnittlige belastningen i Oppdal omformerstasjon i forhold til simuleringer med eksisterende trase'. Den høyeste strømtoppen øker med tilnærmet 100 A til 702 A . Oppdal omformerstasjon er ikke overbelastet.

Trase' med ny tunnel gir ikke kapasitetsproblemer i Støren omformerstasjon. Det er små endringer i belastningen i forhold til simuleringer med eksisterende trase' mellom Hjerkin og Trondheim.

Små endringer i belastningen i Stavne omformerstasjon i forhold til simuleringer med eksisterende trase'.

Simuleringsalternativ 10: Ny omformerstasjon ved Skjærli og tunnel fra Soknedal til Krokstadlykkja

Den høyeste strømtoppen i Oppdal omformerstasjon øker med tilnærmet 90 A til 674 i forhold. Oppdal omformerstasjon er ikke overbelastet.

Trase' med ny tunnel gir ikke kapasitetsproblemer i Skjærli omformerstasjon. Det er små endringer i belastningen i forhold til simuleringer med eksisterende trase' mellom Hjerkin og Trondheim.

Simuleringsalternativ 11 og 12: Ny omformerstasjon ved (11) Støren og (12) Skjærli.  
Tunnel fra Soknedal til Krokstadlykkja og godstog kjøres med EL18.

Den høyeste strømtoppen i Støren henholdsvis Skjærli øker med tilnærmet 100 A i forhold til simuleringsalternativ 9 og 10, der godstog kjøres med EL14.

Den høyeste gjennomsnittlige aktive belastningen i Støren henholdsvis Skjærli omformerstasjon øker mens den gjennomsnittlige reaktive belastningen reduseres i forhold til simuleringsalternativ 9 og 10. Støren/Skjærli omformerstasjon er ikke overbelastet.

En liten reduksjon i belastningen i Oppdal omformerstasjon i forhold til simuleringsalternativ 9 og 10.

#### **5.1.4 Resultater fra simuleringer med ny tunnel ( Alt. 13 og 14 )** **Simuleringsperiode fra kl. 03.00 til kl. 09.00**

Simuleringsalternativ 13 og 14 Ny omformerstasjon ved (13) Støren, (14) Skjærli.

Tilsvarende forhold som beskrevet i kapittel 5.1.2 under simuleringsalternativ 5 og 6.

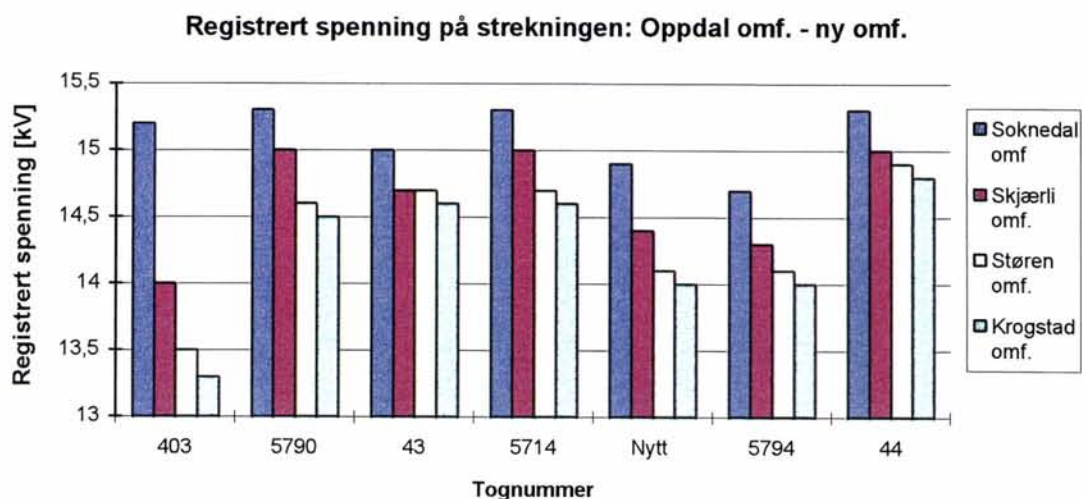
#### **5.1.5 Resultater fra simuleringer med ny tunnel og omformerstasjon ved Skjærli og Lundamo ( Alt.15)** **Simuleringsperiode fra kl. 15.00 til kl. 24.00**

Ingen kapasitetsproblemer i omformerstasjonene.

## 5.2 SPENNINGSFORHOLD

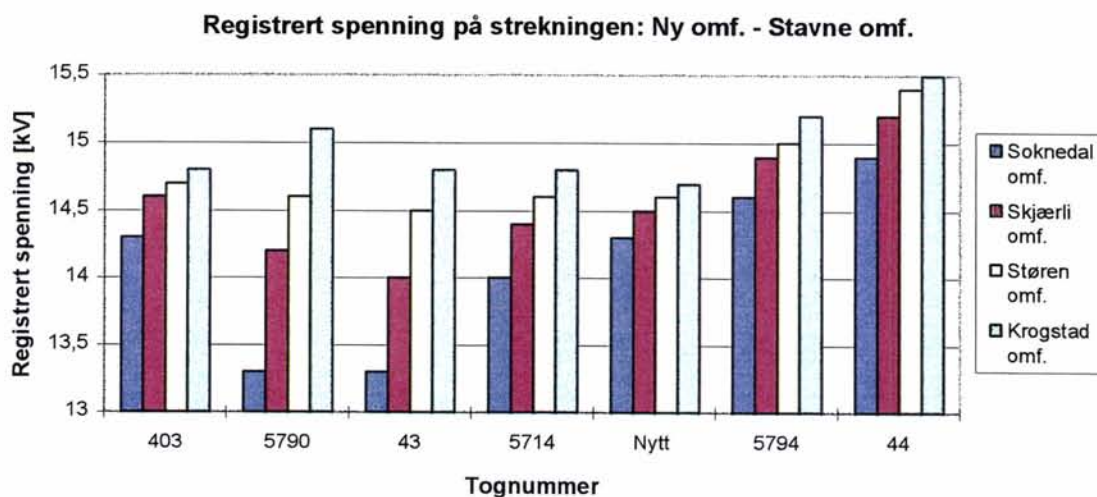
### 5.2.1 Spenningsforhold, strekningen Oppdal omformerstasjon til Stavne omformerstasjon Eksisterende trase' og simuleringsperiode fra kl. 15.00 til 24.00 (Alt. 1-4)

Figur 5.1 angir laveste registrerte spenning på strekningen mellom Oppdal omformerstasjon og henholdsvis ny omformerstasjon ved Soknedal, Skjærli, Støren og Krogstad. Tognummerene refererer til ruteplanen vist i vedlegg 1 og viser over hvilket tog den tilhørende spenning er registrert.



Figur 5.1: Spenningsforhold

Figur 5.2 angir laveste registrerte spenning på strekningen mellom Stavne omformerstasjon og henholdsvis ny omformerstasjon ved Soknedal, Skjærli, Støren og Krogstad.



Figur 5.2: Spenningsforhold

Simuleringsalternativ 1-4: Ny omformerstasjon ved (1) Støren, (2) Skjærli, (3) Krogstad, (4) Soknedal.

Figur 5.1 viser at med en ny omformerstasjon ved Krogstad er laveste registrerte spenning mellom Oppdal og Krogstad lik 13,3 kV over tog 405. Med en ny omformerstasjon ved Soknedal, Skjærli eller Støren er det ikke registrert spenning under 13,5 kV på denne strekningen.

Figur 5.2 viser at med en ny omformerstasjon ved Soknedal er laveste registrerte spenning mellom Oppdal og Soknedal lik 13,3 kV over tog 5790. Med en ny omformerstasjon ved Skjærli, Støren eller Krogstad er det ikke registrert spenning under 14,0 kV på denne strekningen.

Ved å plassere en ny omformerstasjon ved Støren eller Skjærli, er det ikke registrert spenning under 13,5 kV på strekningen mellom Oppdal og Trondheim.



---

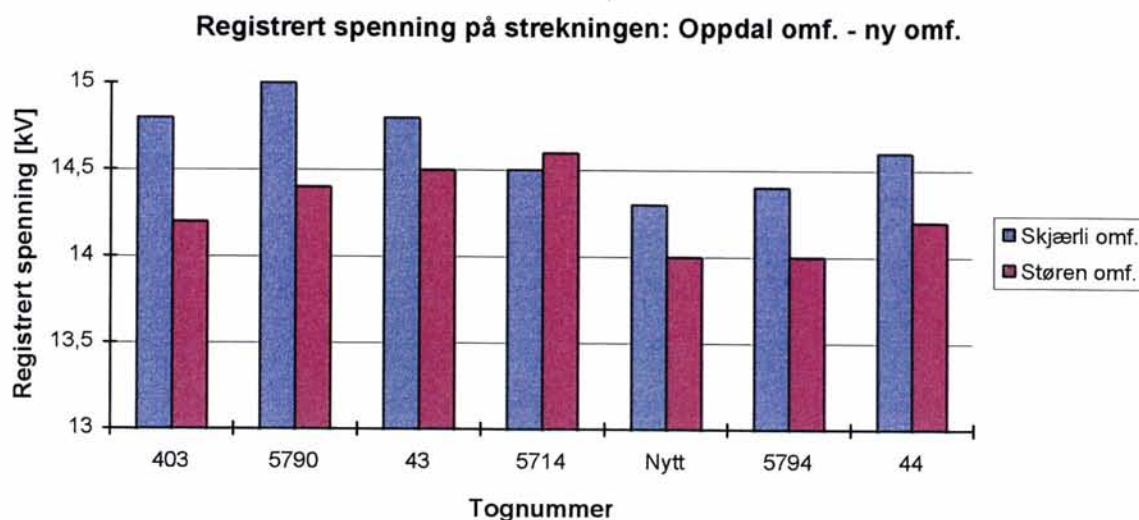
### **5.2.2 Spenningsforhold, strekningen Oppdal omformerstasjon til Stavne omformerstasjon Eksisterende trase' og simuleringsperiode fra kl. 03.00 til 09.00 (Alt. 5-8)**

Med ny omformerstasjon ved Skjærli, Støren eller Krogstad er det ikke registret spenning under 14,0 kV mellom Oppdal og Stavne omformerstasjoner i tidsperioden fra kl. 03.00 til 09.00. Denne tidsperioden er ikke dimensjonerende for strømforsyningen.

Med ny omformerstasjon ved Soknedal er det ikke registrert spenning under 13,8 kV mellom Oppdal og Stavne omformerstasjoner.

### 5.2.3 Spenningsforhold, strekningen Oppdal omformerstasjon til Stavne omformerstasjon Ny tunnelstrekning og simuleringsperiode fra kl. 15.00 til 24.00 (Alt. 9 -12)

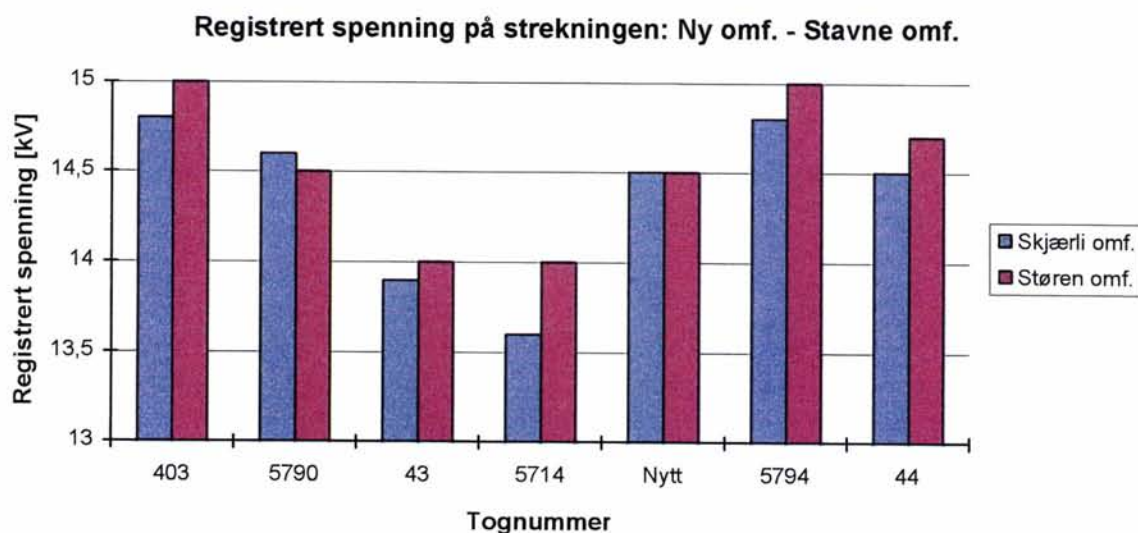
Figur 5.3 angir laveste registrerte spenning på strekningen mellom Oppdal omformerstasjon og henholdsvis ny omformerstasjon ved Skjærli og Støren. Det er forutsatt ny tunnel mellom Soknedal og Krostadlykkja. Tognummerene refererer til ruteplanen vist i vedlegg 1 og viser over hvilket tog den tilhørende spenning er registrert.



Figur 5.3: Spenningsforhold

Figur 5.4 angir laveste registrerte spenning på strekningen mellom Stavne omformerstasjon og henholdsvis ny omformerstasjon ved Skjærli og Støren. Det er forutsatt ny tunnel mellom Soknedal og Krostadlykkja.

Figur 5.4: Spenningsforhold



Simuleringsalternativ 9 og 10:

Ny omformerstasjon ved (9) Støren og (10) Skjærli.  
Ny tunnel fra Soknedal til Krostadlykkja

Simuleringsalternativ 9 og 10: Ny omformerstasjon ved (9) Støren og (10) Skjærli.  
Ny tunnel fra Soknedal til Krokstadlykkja

Kravet til at spenningen på strømvogter ikke må underskride 13,5 kV (se kapittel 2.4) er overholdt på strekningen mellom Oppdal til Trondheim, med ny tunnel fra Soknedal til Krokstadlykkja.

Simuleringsalternativ 11: Ny omformerstasjon ved Støren.  
Ny tunnel fra Soknedal til Krokstadlykkja og godstog kjøres med EL18.

Det er små endringer i registrerte spenninger når godstog kjøres med EL18 i stedet for EL14. Tabell 5.4 viser laveste registrert spenning over godstog som kjøres med EL18 og endring i registrert spenning i forhold til simuleringsalternativ 9, det vil si godstog kjøres med EL14. En negativ verdi angir en reduksjon i spenningen i forhold til simuleringsalternativ 9.

Godstog	Strekningen mellom Oppdal omf. - Støren omf.		Strekningen mellom Støren omf. - Stavne omf.	
	Registrert spenning U [kV]	Endring i reg. spenning $\Delta U$ [V]	Registrert spenning U [kV]	Endring i reg. spenning $\Delta U$ [V]
5790	14,4	0	15,0	+500
5714	14,0	-600	14,0	0
Nytt	13,9	-100	14,5	0
5794	13,9	-100	14,9	-100

Tabell 5.4

Simuleringsalternativ 12: Ny omformerstasjon ved Skjærli.

*Ny tunnel fra Soknedal til Krokstadlykkja og godstog kjøres med EL18.*

Det er små endringer i registrerte spenninger når godstog kjøres med EL18 i stedet for EL14.

Tabell 5.5 viser registrert spenning over godstog som kjøres med EL18 og endring i registrert spenning i forhold til simuleringsalternativ 9, det vil si godstog kjøres med EL14. En negativ verdi angir en reduksjon i spenning i forhold til simuleringsalternativ 9.

Godstog	Strekningen mellom Oppdal omf. - Skjærli omf.		Strekningen mellom Skjærli omf. - Stavne omf.	
	Registrert spenning U [kV]	Endring i reg. spenning $\Delta U$ [V]	Registrert spenning U [kV]	Endring i reg. spenning $\Delta U$ [V]
5790	15,0	0	14,5	-100
5714	14,5	0	13,6	0
Nytt	14,4	-100	14,6	+100
5794	14,3	+100	14,8	0

Tabell 5.5

---

**5.2.4 Spenningsforhold, strekningen Oppdal omformerstasjon til Stavne omformerstasjon  
Ny tunnelstrekning og simuleringsperiode fra kl. 03.00 til 09.00 (Alt. 13 og 14)**

Med ny omformerstasjon ved Støren og tunnel fra Soknedal til Krokstadlykkja er det i simuleringsperioden fra kl. 03.00 til 09.00 ikke registrert spenning under 14,0 kV. I samme tidsperiode er det heller ikke registret spenning under 14,0 kV med ny omformerstasjon ved Skjærli.

**5.2.5 Spenningsforhold med Lundamo omformerstasjon i drift i tillegg til Skjærli omformerstasjon.  
Ny tunnelstrekning og simuleringsperiode fra kl. 15.00 til 24.00 (Alt. 15)**

På strekningen mellom Skjærli og Lundamo omformerstasjon og mellom Lundamo og Stavne omformerstasjon er det ikke registrert spenning under 14,7 kV. Dersom Lundamo omformerstasjon **ikke** skal legges ned er det mer hensiktsmessig å beholde opprinnelig plassering av ny statisk omformerstasjon, det vil si ved Garli.

### 5.3 Utnyttelsesgrad

Med utnyttelsesgrad menes det her forholdet mellom total aktiv effektproduksjon i løpet av simuleringsperioden fra kl. 15.00 til 24.00 og maksimal gjennomsnittlig aktiv effektproduksjon i løpet av en time.

$$\text{Utnyttelsesgrad} = P_{\text{total}}(\text{sim. periode})/P_{\text{maks}}(\text{time})$$

Det har liten innvirkning på utnyttelsesgraden for ny statisk omformerstasjon om den plasseres ved Skjærli eller Støren. Nedenfor er angitt utnyttelsesgrad for simuleringsalternativ 1 og 2, det vil si eksisterende infrastruktur med ny omformerstasjon ved henholdsvis Støren og Skjærli. Tidsperioden er fra kl. 15.00 til 24.00. Lundamo omformerstasjon er tatt ut av drift.

#### Simuleringsalternativ 1:

Stavne omformerstasjon:	$23.1/3.9 = 5.9$
Støren omformerstasjon:	$18.93/3.9 = 4.9$
Oppdal omformerstasjon:	$15.6/3.6 = 4.3$

#### Simuleringsalternativ 2:

Stavne omformerstasjon:	$23.49/4.0 = 5.9$
Skjærli omformerstasjon:	$18.75/3.9 = 4.8$
Oppdal omformerstasjon:	$15.18/3.5 = 4.3$

Tilsvarende tidsperiode som ovenfor, men ny tunnel fra Soknedal til Krokstadlykkja og ny omformerstasjon ved Skjærli (simuleringsalternativ 10) gir en utnyttelsesgrad som følger: (Lundamo omformerstasjon er tatt ut av drift):

Stavne omformerstasjon:	$23.9/4.1 = 5.8$
Skjærli omformerstasjon:	$19.16/4.0 = 4.8$
Oppdal omformerstasjon:	$15.5/3.5 = 4.4$

Tilsvarende omformerplassering, tidsperiode og infrastruktur som simuleringsalternativ 10, med unntak av at Lundamo omformerstasjon er i drift (simuleringsalternativ 15), gir en utnyttelsesgrad i Skjærli omformerstasjon som følger:

Stavne omformerstasjon:	$19.6/3.3 = 5.9$
Lundamo omformerstasjon:	$15.5/3.1 = 5.0$
Skjærli omformerstasjon:	$12.99/2.7 = 4.8$
Oppdal omformerstasjon:	$13.5/3.3 = 4.0$

## 6 KONKLUSJON

Ut i fra registrerte spenninger over et utvalg av tog anbefales det å plassere en ny statisk omformerstasjon ved enten Støren eller Skjærli, dersom Lundamo omformerstasjon skal tas ut av drift. Med disse to omformerplasseringene er det ikke registret spenning under 13,5 kV på strekningen mellom Oppdal omformerstasjon og Trondheim, uten Lundamo omformer.

Med en ny statisk omformerstasjon ved Støren eller Skjærli er ikke Oppdal, ny statisk eller i Stavne omformerstasjoner overbelastet. Det er forutsatt at Lundamo omformer legges ned.

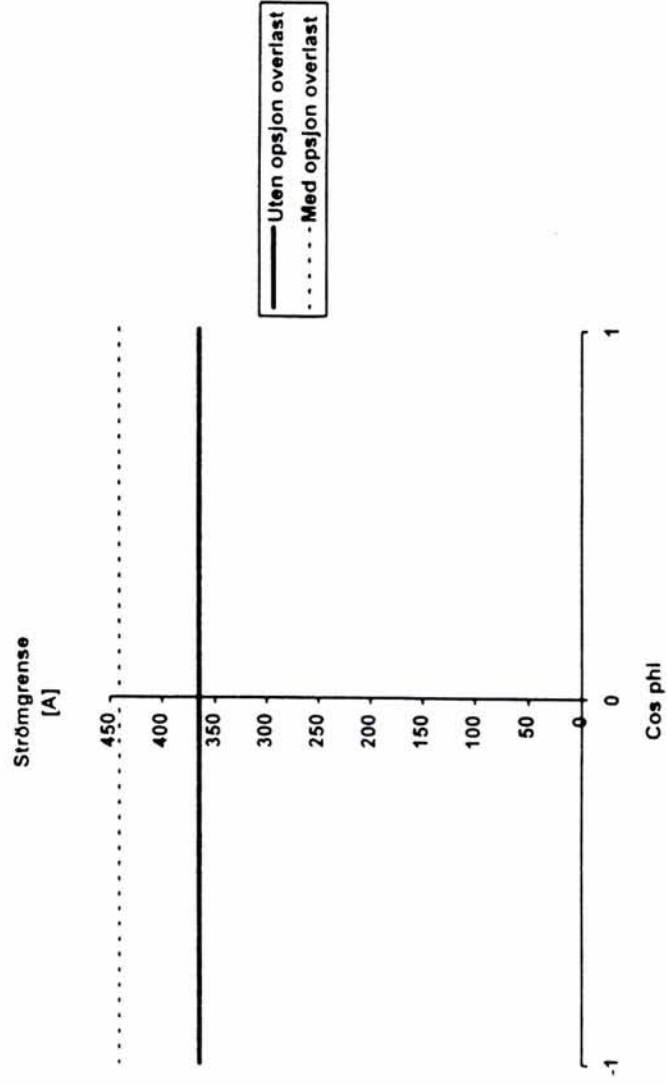
### Litteraturliste

- [1] Forsterkning av banestrømforsyningen på Dovrebanen -Hovedplan  
NSB Baneregion Øst/NSB Baneregion Nord  
Mars 1994
  
- [2] Ett eksemplar finnes hos NSB Bane Ingeniørtjenesten, elkraftkontoret.
  
- [3] Hovedplan, elektrifisering Trondheim - Steinkjer og Meråkerbanen.  
NSB Baneregion Nord  
April 1995
  
- [4] CENELEC  
Railway application - Supply voltages of traction system  
Ref. no. prEN 50163: 1993  
Oktober 1993.
  
- [5] EFI, Sintef gruppen  
Installasjon av statiske omformerstasjoner i NSBs  
eksisterende banestrømforsyning, Del 1 og 2  
J.O. Gjerde, T. Toftevaag  
November 1994.
  
- [6] Simulering av banestrømforsyningen i Oslo - området  
NSB Bane Ingeniørtjenesten  
Mars 1995



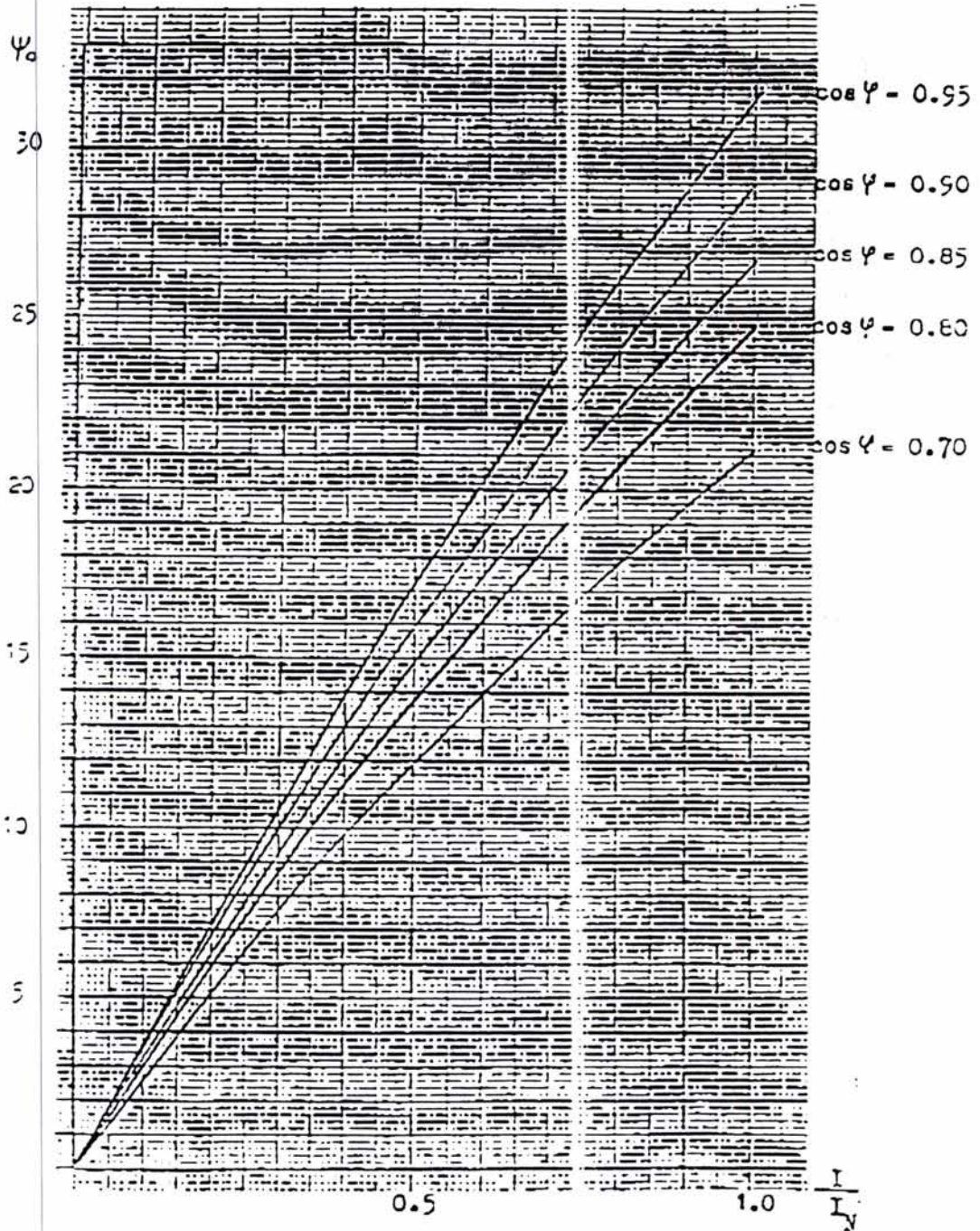
**Vedlegg**

- 1 Ruteplaner
- 2 Fasevinkelkarakteristikk - 10 MVA omformer
- 3 Uteffekt som funksjon av effektfaktor - 6 MVA omformer



Strømbegrensning som funksjon av  $\cos \varphi$

# FASEVINKEL FOR 10 MVA. OMFORMER.



# **VEDLEGG 5**

## **AHP ANALYSE**

**Valg av omformerplassering  
Trondheim - Oppdal**

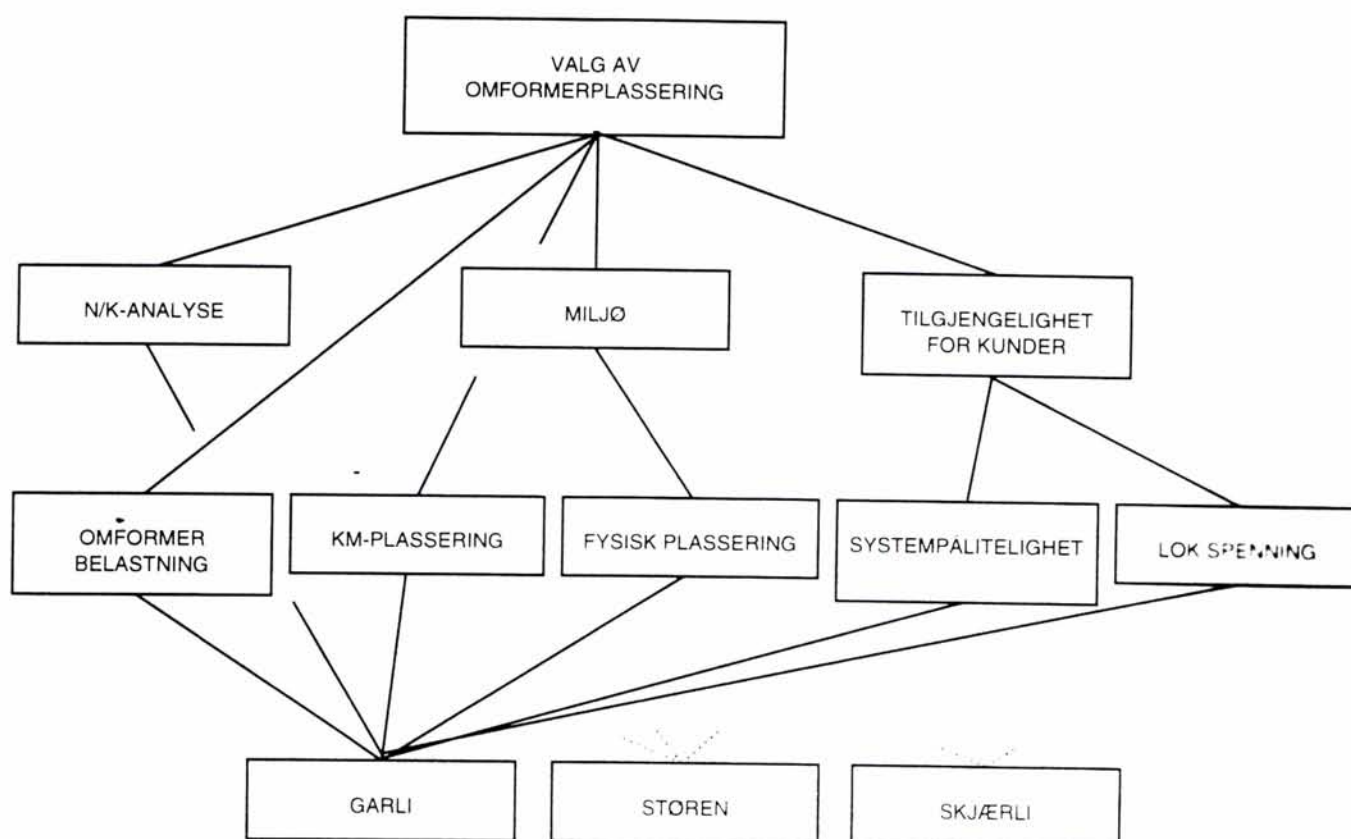
**AHP ANALYSE**  
**VALG AV OMFORMERPLASSERING**  
**TRONDHEIM - OPPDAL**

## ANALYTIC HIERARCHY PROCESS(AHP)

AHP er en metode hentet fra fagområdet flermålsproblematikk eller «Multiple Criteria Decision Aid»(MCDA) som det kalles internasjonalt. Metoden har til hensikt å gi objektiv beslutningsstøtte ved valg av ulike alternativer. AHP er detaljert beskrevet hos Professor Einar Matson, Prosjektstrategi, NTH-95.

## MÅLHIERARKI

Vi har kommet frem til følgende målhierarki for vurdering av omformerplassering. Hierarkiet er dannet på grunnlag av totalvurdering av deelementene vurdert i denne hovedplanen.



Figur 1. Målhierarki som danner grunnlag for AHP vurderingen.

---

## DATAGRUNNLAG - NYTTEVURDERING

### Nyttevurdering

Vurdering av alternativ, og mål/middel-relasjoner, gjennomføres ved bruk av en skala som har en hovedinndeling i 5 punkter.

9 tolkes som *ekstremt sterk* preferanse for et alternativ sammenliknet med et annet.

7 tolkes som *svært sterk* preferanse

5 tolkes som *sterk* preferanse

3 tolkes som *svak* preferanse og

1 tolkes som *ingen* preferanse, det vil si ekvivalent alternativ.

Mellomrommene mellom disse 5 punktene brukes også, slik det i alt blir en skala fra 1 til 9.

Vurderingen gjennomføres for hvert element, det foretas en normalisering og en konsistens kontroll. Resultatet av denne vurderingen resulterer i et sett av delvekter. Delvektene multipliseres og summeres langs linjene i målhierarkiet.

**I tabell 1 vil en vise hvordan beregningene utføres, beregningene for tabellene 2 - 7 gjøres identisk med tabell 1.**

**Når en vurderer Garli opp mot Støren og Skjærli, forutsetter en at Lundamo er i drift ved vurdering av Garli, og at Lundamo er nedlagt når en vurderer Støren og Skjærli.**

---

## Vurdering av alternativene

### ***Omformer belastning:***

Vurderingen er gjort ut fra en vurdering av:

- Redundans
- Brukstid
- Maksimal belastning

Redundans:

Matestasjonene bør ha en installert ytelse som er 40-50% over maksimal timebelastning. Dette for å oppnå reserve og redundans i systemet.

Hovedplan strømforsyning på Dovrebanen viser at en har en installert reserve på 50% eller mer ved alle omformerstasjoner ved valg av omformerplassering ved Garli.

Simuleringsrapporten om Garli viser at nedleggelse av Lundamo omformer med plassering av ny omformerstasjon ved Støren eller Skjærli vil gi en redundans for matestasjonene som er 49% eller bedre.

**Redundansen for matestasjonene er med andre ord likeverdige for alle alternativene.**

*Brukstid:*

Brukstiden for omformerstasjonene må øke ved å legge ned Lundamo omformerstasjon, og bygge ny omformer ved Støren eller Skjærli. Dette fordi det totale energiuttaket vil fordeles på tre omformerstasjoner (Stavne, Støren eller Skjærli og Oppdal) i stedet for fire omformerstasjoner (Stavne, Lundamo, Garli og Oppdal) hvis en velger opprettholdelse av Lundamo. En vil dermed utnytte matestasjonene bedre.

**Valg av omformerplassering ved Støren eller Skjærli og nedleggelse av Lundamo omformerstasjon gir bedre brukstid i forhold til om en beholder Lundamo omformerstasjon og bygger ny omformerstasjon ved Garli.**

*Maksimal belastning:*

Ved å sammenligne simuleringsresultater fra simuleringene utført i forbindelse med hovedplan forsterkning av banestrømforsyningen på Dovrebanen og simuleringene utført i simuleringsrapporten Garli kommer en frem til at omformerstasjonene får en høyere maksimalbelastning (maksimal timebelastning og høyeste strømtopper) ved å legge ned Lundamo omformerstasjon og bygge ny omformerstasjon ved Støren eller Skjærli i forhold til om Lundamo beholdes og bygging av ny omformerstasjon bygges ved Garli.



Simuleringsresultatene viser også at maksimalbelastningene ikke overstiger omformerens kapasitet.

**Dette betyr at alternativene er likeverdige.**

*Rangering:*

Ut fra vurdering av omformerbelastning kommer vi frem til følgende rangering av omformerplassering: Støren og Skjærli rangeres likt, noe bedre enn Garli.

*Beregninger/innsetting i tabell:*

I tabell 1 blir vurderingene som er gjort tallsatt. Når en vurderer omformerstasjon Garli mot Garli må dette bety likeverdige alternativ, derfor 1,0 i element 1,1 i matrisen. Når en vurderer Støren mot Garli er en kommet frem til at Støren er noe bedre en Garli(svak preferanse), dermed tallet 3,0 i element 2,1 i matrisen. Når en vurderer Skjærli mot Garli er en kommet frem til at Skjærli er noe bedre en Garli(svak preferanse) og Skjærli likeverdig med Støren, dermed 3,0 i element 3,1 i matrisen. Resten av tallene i matrisen gir etter dette seg selv.

Normaliseringen foretas ved å summere hvert element i en kolonne(sum i tabell 1) og deretter dividere hvert element i kolonnen med denne summen. Den normaliserte verdien av hvert element står i parentes i hvert element.

Matrisen er fullstendig konsistens når hver rad i matrisen har samme normaliserte verdi. Dette er tilfelle for denne matrisen. Hvis matrisen ikke er fullstendig konsistens må en vurdere sammenligningene mellom alternativene og gjøre vurderingene konsistent.

Delvektene fremkommer ved å legge sammen de normaliserte verdiene for radene i matrisen for så å dividere dem på antall element i raden. For første rad får en  $(1/7+0,143+0,143)/3=0,143$ .

Omformerstasjon som vurderes	Omformerstasjon som vurderingen gjøres mot			DELVEKT
	GARLI	STØREN	SKJÆRLI	
GARLI	1,0(1/7)	1/3(0,143)	1/3(0,143)	0,14
STØREN	3,0(3/7)	1,0(0,429)	1,0(0,429)	0,43
SKJÆRLI	3,0(3/7)	1,0(0,429)	1,0(0,429)	0,43
SUM	7,0	2,333	2,333	

Tabell 1. Vurdering av omformerplassering i forhold til omformerbelastning.

**Km-plassering:**

Vurderingen er gjort ut fra vurdering av

- Avstand mellom omformerstasjoner
- Banens beskaffenhet(stigning/fall)

**Avstanden mellom omformerstasjoner:**

Det vil være minst avstand mellom omformerstasjonene ved valg av Garli alternativet. For Støren og Skjærli alternativene vil forholdene være tilnærmet identiske.

**Banens beskaffenhet:**

Når en ser på alternativene Støren og Skjærli vil Skjærli være best. dette pga stigningsforholdene ved en eventuell ny tunelltrase. Lundamo omformer er plassert lite hensiktsmessig ut fra banens beskaffenhet.

**Rangering:**

Ut fra vurdering av km-plassering kommer vi frem til følgende rangering av omformerplassering: Garli og Skjærli er likeverdige, noe bedre enn Støren.

Omformerstasjon som vurderes	Omformerstasjon som vurderingen gjøres mot			DELVEKT
	GARLI	STØREN	SKJÆRLI	
GARLI	1.0	2.0	1.0	0.4
STØREN	0.5	1.0	0.5	0.2
SKJÆRLI	1.0	2.0	1.0	0.4
SUM	2.0	5.0	2.5	

Tabell 2. Vurdering av omformerplassering i forhold til km-plassering.

**Fysisk plassering:**

Vurderingen er gjort ut fra vurdering av

- Tilgang til overliggende nett
- Tilgang til vei og vvs

*Tilgang til overliggende nett:*

Valg av alternativ Støren vil gi beste tilgang til overliggende nett. Alternativene Garli og Skjærli er likeverdige.

*Tilgang til vei og vvs:*

Alternativene er på dette stadiet likeverdige.

*Rangering:*

Ut fra vurdering av fysisk plassering kommer vi frem til følgende rangering av omformerplassering: Støren er beste alternativ, noe bedre enn Garli og Skjærli. Garli og Skjærli er likeverdige.

Omformerstasjon som vurderes	Omformerstasjon som vurderingen gjøres mot			DELVEKT
	GARLI	STØREN	SKJÆRLI	
GARLI	1,0	0,5	1,0	0,25
STØREN	2,0	1,0	2,0	0,5
SKJÆRLI	1,0	0,5	1,0	0,25
SUM	4,0	2,0	4,0	

Tabell 3. Vurdering av omformerplassering i forhold til fysisk plassering.

**Systempålitelighet:**

Vurderingen er gjort ut fra vurdering notat systempåliteligheten for banestrømforsyningen på strekningen Trondheim Oppdal.

Notatet konkluderer med at systempåliteligheten er større for Garli alternativet i forhold til Støren eller Skjærli alternativet. Støren og Skjærli alternativet er likeverdige.

**Rangering:**

Ut fra vurdering av systempåliteligheten kommer vi frem til følgende rangering av omformerplassering: Garli er beste alternativ, Støren og Skjærli er likeverdige alternativ.

Omformerstasjon som vurderes	Omformerstasjon som vurderingen gjøres mot			DELVEKT
	GARLI	STØREN	SKJÆRLI	
GARLI	1,0	3,0	3,0	0,6
STØREN	1/3	1,0	1,0	0,2
SKJÆRLI	1/3	1,0	1,0	0,2
SUM	1,67	5,0	5,0	

Tabell 4. Vurdering av omformerplassering i forhold til systempålitelighet.

**Lok spenning:**

Vurderingen er gjort ut fra vurdering av simuleringer av banestrømforsyningen på Dovrebanen og simuleringer i forbindelse med lokalisering av Garli omformer.

Disse simuleringene konkluderer med at alle alternativene gir lok spenninger som er over 13,5kV som er kravet. Garli alternativet gir i midlertid beste spenningsforhold, mens Skjærli gir noe bedre spenningsforhold enn Støren.

**Rangering:**

Ut fra vurdering av lok spenninger kommer vi frem til følgende rangering av omformerplassering: Garli er beste alternativ, Skjærli er bedre en Støren alternativet.

Omformerstasjon som vurderes	Omformerstasjon som vurderingen gjøres mot			DELVEKT
	GARLI	STØREN	SKJÆRLI	
GARLI	1,0	3,0	2,0	0,53
STØREN	1/3	1,0	0,5	0,16
SKJÆRLI	0,5	2,0	1,0	0,3
SUM	1,83	6,0	3,5	

Tabell 5. Vurdering av omformerplassering i forhold til lok spenningen.

*N/K-analyse:*

Vurderingen er gjort ut fra N/K-analysen for forsterkning av banestrømforsyningen på Dovrebanen(datert 07.02.96).

Garli gir en N/K på 1,28

Støren og Skjærli gir en N/K på 1,34

Omformerstasjon som vurderes	Omformerstasjon som vurderingen gjøres mot			DELVEKT
	GARLI	STØREN	SKJÆRLI	
GARLI	1,0	0,5	0,5	0,2
STØREN	2,0	1,0	1,0	0,4
SKJÆRLI	2,0	1,0	1,0	0,4
SUM	5,0	2,5	2,5	

Tabell 6. Vurdering av omformerplassering i forhold til N/K-analyse.

**Tilgjengelighet for kunder:**

Vurderingen er gjort ut fra tabell 4 og tabell 5.

Vi har vurdert tilgjengeligheten for kunder slik at kundene er best tjent med at toget går. Dette medfører at systempåliteligheten er viktigere en spenningsforholdene. Simuleringene viser også at spenningsforholdene ved alle alternativ er bedre en 13,5kV.

**Rangering:**

Ut fra vurdering av tilgjengeligheten for kunder kommer vi frem til følgende rangering av elementene: Systempåliteligheten er viktigere enn lok spenningen.

Element som vurderes	Element som vurderingen gjøres mot		DELVEKT
	SYSTEM-PÅLITELIGHET	LOK SPENNING	
SYSTEM-PÅLITELIGHET	1,0	5,0	0,833
LOK SPENNING	1/5	1,0	0,167
SUM	1,2	6,0	

Tabell 7. Vurdering av tilgjengelighet for kunder i forhold til lok spenning og lok spenning.

**Miljø:**

Ettersom bare elementet fysisk plassering inngår i miljø, så vil en ikke få noen tabell her.

### Overordnet verdiansettelse

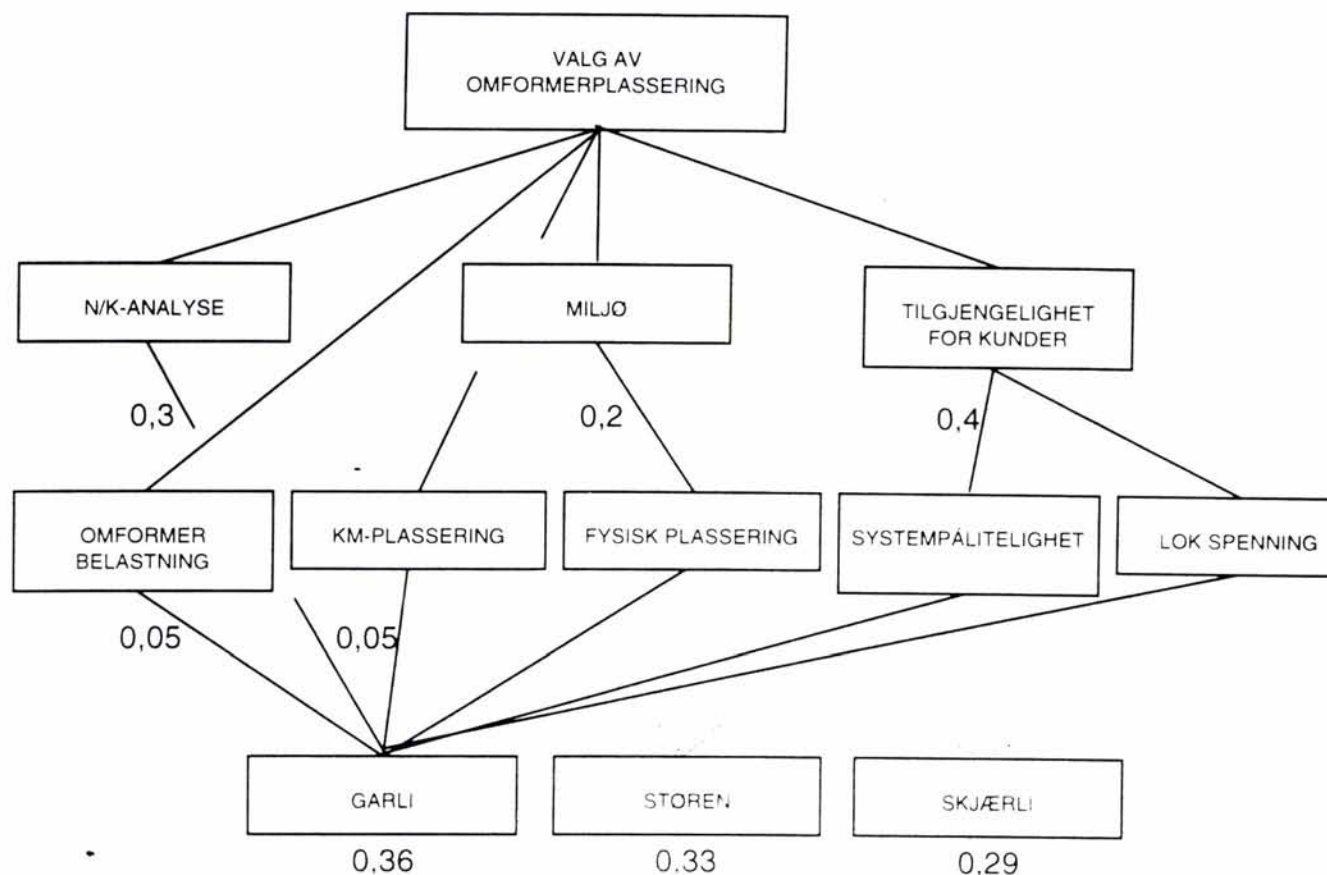
For nå å kunne foreta en sammenkobling av deelementene må en verdiset de ulike deelementene. Dette er gjort i tabell 8.

OVERORDNET VERDIANSSETTELSE	VEKTER
TILGJENGELIGHET FOR KUNDER	0,4
N/K-ANALYSE	0,3
MILJØ	0,2
OMFORMER BELASTNING	0,05
KM-PLASSERING	0,05

Tabell 8. Vekter brukt for overordnet verdiansettelse.

## BEREGNINGER

En innfører overordnet verdiansettelse i målhierarkiet.



En foretar beregning bestående av å multiplisere delvektene og overordnet verdiansettelse langs hver linje og addere parallelle linjer i målhierarkiet.

$$\text{Garli} = (0,14 \times 0,05) + (0,4 \times 0,05) + (0,25 \times 0,2) + (((0,6 \times 0,833) + (0,4 \times 0,167)) \times 0,4) + (0,2 \times 0,3) = 0,3636 \approx 0,36$$

$$\text{Støren} = (0,43 \times 0,05) + (0,2 \times 0,05) + (0,5 \times 0,2) + (((0,2 \times 0,833) + (0,16 \times 0,167)) \times 0,4) + (0,4 \times 0,3) = 0,3288 \approx 0,33$$

$$\text{Skjærli} = (0,43 \times 0,05) + (0,4 \times 0,05) + (0,25 \times 0,2) + (((0,2 \times 0,833) + (0,16 \times 0,167)) \times 0,4) + (0,4 \times 0,3) = 0,2888 \approx 0,29$$



## OPPSUMMERING

Ved bruk av AHP er en kommet frem til at det gunstigste alternativet er Garli. Resultatene er imidlertid så like at vi ikke direkte kan anbefale et konkret alternativ ut fra denne analysen.

En kan i spørre seg om det er mening i en slik analyse? Dette er det ikke noe enkelt svar på. Metoden brukes, og gir beslutningsstøtte. Det kritiske i denne metoden er først og fremst å få en objektiv vektlegging av alternativene.

# **VEDLEGG 6**

**Systempålitelighet for strømforsyningen på  
strekningen Trondheim til Oppdal**

**SYSTEMPÅLITELIGHET FOR  
STRØMFORSYNINGEN PÅ  
STREKNINGEN TRONDHEIM  
TIL OPPDAL**

# INNHOLDSFORTEGNELSE

1.0 Innledning .....	Side 1
2.0 Tilgjengelighet for ulike deler av anlegget .....	1
2.1 Nye statiske omformerstasjoner .....	1
2.2 Roterende omformere .....	2
2.3 Overføringsnettet .....	2
3.0 Systemstruktur og beregninger .....	2
3.1 Alternativ-0 .....	2
3.1.1 Systemstruktur .....	3
3.1.2 Beregninger .....	3
3.2 Alternativ-1 .....	4
3.2.1 Systemstruktur .....	4
3.2.2 Beregninger .....	5
4.0 Driftserfaringer .....	5
5.0 Utfall av hele omformerstasjoner .....	5
6.0 Fremtidsvisjoner .....	6
7.0 Konklusjon .....	6

## 1 INNLEDNING

Meningen med dette notatet er å beskrive hva en kan forvente av endret systempålitelighet for banestrømforsyningen på strekningen fra Trondheim til Oppdal med en systemløsning for banestrømforsyningen som angitt i hovedplan for banestrømforsyningen på Dovrebanen(alternativ-0) i forhold til hovedplan for lokalisering av Garli omformerstasjon(alternativ-1).

Notatet gir også en anbefalt systemløsning for banestrømforsyningen på Dovrebanen på grunnlag av vurderinger gjort av systempålitelighet, driftskonsekvenser, fremtidsvisjoner og Divisjonsstabens strategi for omformerstasjoner(vedlagt).

Følgende alternative systemløsninger for banestrømforsyningen er studert:

Alternativ-0: Omformerstasjoner: Oppdal, Garli, Lundamo og Stavne

Alternativ-1: Omformerstasjoner: Oppdal, «Støren», og Stavne

Med «Støren» menes omformerstasjon lokalisert ved Støren eller Skjærli. Støren eller Skjærli kan i denne sammenheng betraktes som «samme» omformerplassering.

***Systempåliteligheten kan uttrykkes som det antall timer systemet er tilgjengelig. Med systemet menes den omformerkapasiteten som til enhver tid er nødvendig for å tilfredstille gitt fremtidig ruteplan(R94) for togfremføring med hensyn til spenning og effekt.***

Tilgjengelighet defineres slik(dette er en gjennomsnittstid):

$$T = ((\text{NDT} - \text{UT})/\text{NDT}) * 100\%$$

NDT : Normal driftstid

UT : Utilgjengelig tid

## 2 TILGJENGELIGHETER FOR ULIKE DELER AV ANLEGGET

### 2.1 NYE STATISKE OMFORMERSTASJONER

For Stavne omformerstasjon er kravspesifikasjonen for omformeranlegget slik: Omformerstasjonens totalanlegg skal ha minimum 99,99% tilgjengelighet mot feil som fører til driftsforstyrrelser der omformerstasjonen ikke kontinuerlig kan mate ut minst 50% av omformerstasjonens merkeeffekt, eller den ikke kan mate ut effekt på alle kabelavganger.

For nye Støren omformerstasjon vil en bruke samme tall.

## 2.2 ROTERENDE OMFORMERE

En forutsetter her at Lundamo omformer er revidert.

Utlgjengeligheten for roterende omformerstasjoner settes til 1,0 timer pr. år.

Dette tilsvarer en tilgjengelighet på 99,989%

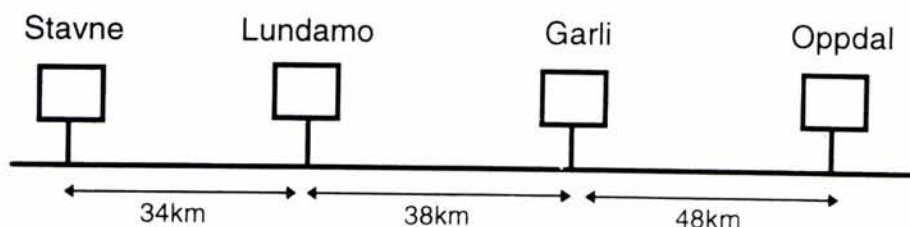
## 2.3 OVERFØRINGSNETTET

Tilgjengeligheten for kraftforsyningen til omformerstasjonene settes til 99.99%.

# 3 SYSTEMSTRUKTUR OG BEREGNINGER

## 3.1 ALTERNATIV-0

Alternativ-0 er konklusjonen fra hovedplan for banestrømforsyningen på Dovrebanen(HBD). Konklusjonen fra HBD sier at det er nødvendig med omformere ved Oppdal, Garli, Lundamo og Stavne for å møte fremtidig togfremføring etter R94 på strekningen fra Trondheim til Oppdal.



Figur 1. Nødvendig omformerplassering gitt av hovedplan for forsterking av banestrømforsyningen på Dovrebanen.

HBD viser at en kan fremføre tog etter ruteplan R94 med 50% ytelse i hver av omformerstasjonene på strekningen fra Trondheim til Oppdal.

HBD vurderer ikke optimal omformerplassering hvis Lundamo omformer legges ned.

### 3.1.1 SYSTEMSTRUKTUR

For å tilfredstille togfremføring etter fremtidig ruteplan R94 må minst 50% av ytelsen fra hver omformerstasjon på strekningen Trondheim til Oppdal være tilgjengelig.

Etter vår definisjon på systempåliteligheten må alle omformerene på strekningen mellom Trondheim og Oppdal være i drift for at systemet skal være tilgjengelig.

Dette gir følgende systemstruktur:



Figur 2. Systemstruktur for alternativ-0, med angitt tilgjengeligheter.

### 3.1.2 BEREGNINGER

Påliteligheten for systemet i figur 2 beregnes som:

$$\emptyset(s) = (x_1 \times x_2 \times x_3 \times x_4)$$

$\emptyset(s)$  : Forventet total tilgjengelighet(pålitelighet)

$x_n$  : Deltilgjengelighet(pålitelighet)

$$x_1 = 0,99990 \times 0,99990 = 0,99980 \quad \text{første ledd er omformerstasjon,}$$

$$x_2 = 0,99989 \times 0,99990 = 0,99979 \quad \text{andre ledd er overføringsnett}$$

$$x_3 = 0,99990 \times 0,99990 = 0,99980$$

$$x_4 = 0,99989 \times 0,99990 = 0,99979$$

$$\emptyset(s) = 0,99917 \quad \text{som tilsvarer en forventet gjennomsnittlig utilgjengelighet på } 7,3 \text{ timer/år.}$$

$$\emptyset(x_1, x_2, x_3, x_4) = x_1 \times x_2 \times x_3 \times x_4$$

$$= 0,99990 \times 0,99990 \times 0,99990 \times 0,99990$$

$$= 0,99980 \times 0,99980$$

$$= 0,99960 \times 0,99980$$

$$= 0,99920 \times 0,99980$$

$$= 0,99840 \times 0,99980$$

$$= 0,99760 \times 0,99980$$

$$= 0,99680 \times 0,99980$$

$$= 0,99600 \times 0,99980$$

$$= 0,99520 \times 0,99980$$

$$= 0,99440 \times 0,99980$$

$$= 0,99360 \times 0,99980$$

$$= 0,99280 \times 0,99980$$

$$= 0,99200 \times 0,99980$$

$$= 0,99120 \times 0,99980$$

$$= 0,99040 \times 0,99980$$

$$= 0,98960 \times 0,99980$$

$$= 0,98880 \times 0,99980$$

$$= 0,98800 \times 0,99980$$

$$= 0,98720 \times 0,99980$$

$$= 0,98640 \times 0,99980$$

$$= 0,98560 \times 0,99980$$

$$= 0,98480 \times 0,99980$$

$$= 0,98400 \times 0,99980$$

$$= 0,98320 \times 0,99980$$

$$= 0,98240 \times 0,99980$$

$$= 0,98160 \times 0,99980$$

$$= 0,98080 \times 0,99980$$

$$= 0,98000 \times 0,99980$$

$$= 0,97920 \times 0,99980$$

$$= 0,97840 \times 0,99980$$

$$= 0,97760 \times 0,99980$$

$$= 0,97680 \times 0,99980$$

$$= 0,97600 \times 0,99980$$

$$= 0,97520 \times 0,99980$$

$$= 0,97440 \times 0,99980$$

$$= 0,97360 \times 0,99980$$

$$= 0,97280 \times 0,99980$$

$$= 0,97200 \times 0,99980$$

$$= 0,97120 \times 0,99980$$

$$= 0,97040 \times 0,99980$$

$$= 0,96960 \times 0,99980$$

$$= 0,96880 \times 0,99980$$

$$= 0,96800 \times 0,99980$$

$$= 0,96720 \times 0,99980$$

$$= 0,96640 \times 0,99980$$

$$= 0,96560 \times 0,99980$$

$$= 0,96480 \times 0,99980$$

$$= 0,96400 \times 0,99980$$

$$= 0,96320 \times 0,99980$$

$$= 0,96240 \times 0,99980$$

$$= 0,96160 \times 0,99980$$

$$= 0,96080 \times 0,99980$$

$$= 0,96000 \times 0,99980$$

$$= 0,95920 \times 0,99980$$

$$= 0,95840 \times 0,99980$$

$$= 0,95760 \times 0,99980$$

$$= 0,95680 \times 0,99980$$

$$= 0,95600 \times 0,99980$$

$$= 0,95520 \times 0,99980$$

$$= 0,95440 \times 0,99980$$

$$= 0,95360 \times 0,99980$$

$$= 0,95280 \times 0,99980$$

$$= 0,95200 \times 0,99980$$

$$= 0,95120 \times 0,99980$$

$$= 0,95040 \times 0,99980$$

$$= 0,94960 \times 0,99980$$

$$= 0,94880 \times 0,99980$$

$$= 0,94800 \times 0,99980$$

$$= 0,94720 \times 0,99980$$

$$= 0,94640 \times 0,99980$$

$$= 0,94560 \times 0,99980$$

$$= 0,94480 \times 0,99980$$

$$= 0,94400 \times 0,99980$$

$$= 0,94320 \times 0,99980$$

$$= 0,94240 \times 0,99980$$

$$= 0,94160 \times 0,99980$$

$$= 0,94080 \times 0,99980$$

$$= 0,94000 \times 0,99980$$

$$= 0,93920 \times 0,99980$$

$$= 0,93840 \times 0,99980$$

$$= 0,93760 \times 0,99980$$

$$= 0,93680 \times 0,99980$$

$$= 0,93600 \times 0,99980$$

$$= 0,93520 \times 0,99980$$

$$= 0,93440 \times 0,99980$$

$$= 0,93360 \times 0,99980$$

$$= 0,93280 \times 0,99980$$

$$= 0,93200 \times 0,99980$$

$$= 0,93120 \times 0,99980$$

$$= 0,93040 \times 0,99980$$

$$= 0,92960 \times 0,99980$$

$$= 0,92880 \times 0,99980$$

$$= 0,92800 \times 0,99980$$

$$= 0,92720 \times 0,99980$$

$$= 0,92640 \times 0,99980$$

$$= 0,92560 \times 0,99980$$

$$= 0,92480 \times 0,99980$$

$$= 0,92400 \times 0,99980$$

$$= 0,92320 \times 0,99980$$

$$= 0,92240 \times 0,99980$$

$$= 0,92160 \times 0,99980$$

$$= 0,92080 \times 0,99980$$

$$= 0,92000 \times 0,99980$$

$$= 0,91920 \times 0,99980$$

$$= 0,91840 \times 0,99980$$

$$= 0,91760 \times 0,99980$$

$$= 0,91680 \times 0,99980$$

$$= 0,91600 \times 0,99980$$

$$= 0,91520 \times 0,99980$$

$$= 0,91440 \times 0,99980$$

$$= 0,91360 \times 0,99980$$

$$= 0,91280 \times 0,99980$$

$$= 0,91200 \times 0,99980$$

$$= 0,91120 \times 0,99980$$

$$= 0,91040 \times 0,99980$$

$$= 0,90960 \times 0,99980$$

$$= 0,90880 \times 0,99980$$

$$= 0,90800 \times 0,99980$$

$$= 0,90720 \times 0,99980$$

$$= 0,90640 \times 0,99980$$

$$= 0,90560 \times 0,99980$$

$$= 0,90480 \times 0,99980$$

$$= 0,90400 \times 0,99980$$

$$= 0,90320 \times 0,99980$$

$$= 0,90240 \times 0,99980$$

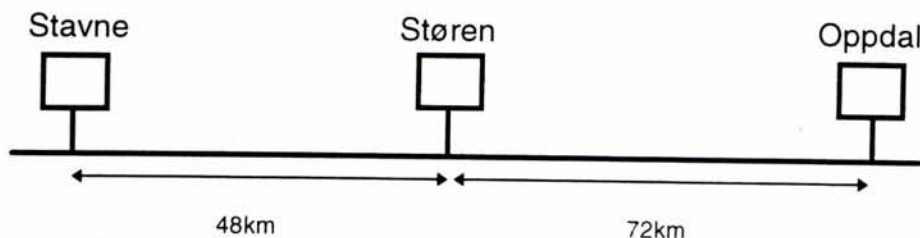
$$= 0,90160 \times 0,99980$$

$$= 0,90080 \times 0,99980$$

$$= 0,90000 \times 0,99980$$

### 3.2 ALTERNATIV-1

Alternativ-1 er resultater fra arbeidet med denne hovedplanen. VISION simuleringene konkluderer med at en kan legge ned Lundamo omformerstasjon hvis ny omformerstasjon bygges ved Støren eller Skjærli og samtidig oppfylle kravet til strømforsyning etter togfremføring som angitt i R94 på strekningen fra Trondheim til Oppdal. Omformerplassering blir da Oppdal, Støren og Stavne.



Figur 3. Nødvendig omformerplassering ut fra Vision simuleringer, med Lundamo omformer nedlagt.

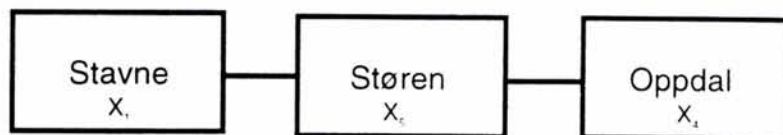
VISION simulering utført i forbindelse med denne hovedplanen viser at fremtidig togfremføring etter R94 kan kjøres med 50% ytelse i hver av omformerene på strekningen Trondheim til Oppdal.

#### 3.2.1 SYSTEMSTRUKTUR

For at en skal kunne kjøre etter fremtidig ruteplan R94 må minst 50% av ytelsen fra hver omformerstasjon på strekningen fra Trondheim til Oppdal være tilgjengelig.

Etter vår definisjon på systempåliteligheten må alle omformerene på strekningen mellom Trondheim og Oppdal være i drift for at systemet skal være tilgjengelig.

Dette gir følgende systemstruktur:



Figur 4. Systemstruktur for alternativ-1, med angitt tilgjengelighet.



### 3.2.2 BEREGNINGER

Påliteligheten for systemet i figur 4 beregnes som:

$$\emptyset(s) = (x_1 \times x_5 \times x_4)$$

$\emptyset(s)$  : Forventet total tilgjengelighet(pålitelighet)

$x_n$  : Deltilgjengelighet(pålitelighet)

$x_1 = 0,99990 \times 0,99990 = 0,99980$  første ledd er omformerstasjon,

$x_5 = 0,99990 \times 0,99990 = 0,99980$  andre ledd er overføringsnett

$x_4 = 0,99988 \times 0,99990 = 0,99979$

$\emptyset(s) = 0,99939$  som tilsvarer en utilgjengelighet på 5,4 timer/år

## 4 DRIFTSERFARINGER

Driftserfaringer fra omformerstasjonene Lundamo og Oppdal helt tilbake til 1971 tilsier at tilgjengeligheten i virkeligheten er større enn det som er beregnet under de gitte forutsetningene.

## 5 UTFALL AV HELE OMFORMERSTASJONER

For alternativ-0 vil lengste mateavstand mellom to omformerstasjoner ikke bli større enn 86km ved utfall av en matestasjon. For alternativ-1 vil mateavstanden mellom to omformerstasjoner ikke bli større enn 120km.

Dette fører til at en for begge alternativer må redusere togfremføringen i forhold til R94, ved utfall av omformerstasjoner.

Alternativ-1 vil gi størst konsekvens for togfremføringen ved utfall av hele omformerstasjoner, samtidig er tilgjengeligheten for dette alternativet større enn for 0-alternativet.

### Bemerkning:

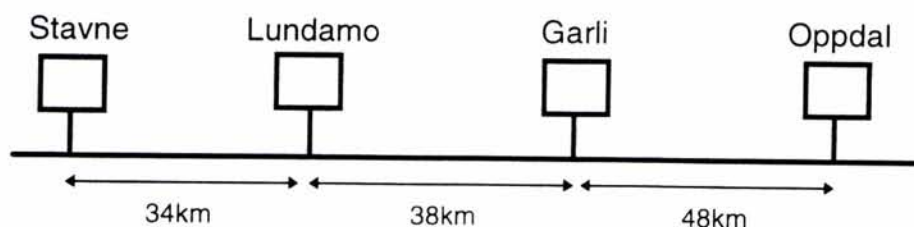
**En systemløsning etter alternativ-1 er identisk med dagens systemløsning. Dette når en ser på driftskonsekvenser for utfall av hele omformerstasjoner. Dagens systemløsning har ikke ført til uheldige driftskonsekvenser for togfremføringen på grunn av utfall av hele omformerstasjoner.**

## 6 FREMTIDSVISJONER

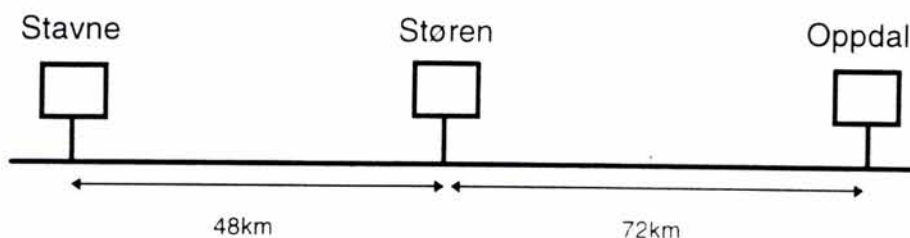
Hvis en forutsetter økt togfremføring ut over R94 vil alternativ-0 gi bedre systemløsning for banestrømforsyningen på Dovrebanen enn alternativ-1. Imidlertid kan alternativ-1 gjøres likeverdig med 0-alternativet ved å forsterke banestrømforsyningen vha. forsterkningsledning, høyspent mateledning eller «serie omformere».

## 7 KONKLUSJON

En har sett på systempåliteligheten for banestrømforsyningen mellom Trondheim og Oppdal ved to alternative systemløsninger.



*Alternativ-0: Systemløsning i henhold til «Hovedplan for banestrømforsyningen på Dovrebanen».*



*Alternativ-1: Systemløsning i henhold til denne hovedplanen (Hovedplan for lokalisering av Garli omformerstasjon).*

Vi bemerker at tilgjengeligheten for kraftforsyningsnettet bak omformerstasjonene tas inn i uttrykket for deltilgjengeligheten for omformerstasjonene.

Teoretisk viser beregninger at utilgjengeligheten for strømforsyningen på strekningen Trondheim til Oppdal vil reduseres fra 7,4 timer/år til 5,4 timer/år ved å velge alternativ-1 (se tabell 1).

	Forventet Tilgjengelighet (%)	Forventet Tilgjengelighet (timer/år)	Forventet Utilgjengelighet (%)	Forventet Utilgjengelighet (timer/år)
Alternativ-0	99,917	8752,7	0,083	7,3
Alternativ-1	99,939	8754,6	0,061	5,4

Tabell 1. Resultater fra beregninger av systempålitelighet.

Driftserfaringer fra omformerstasjonene Lundamo og Oppdal helt tilbake til 1971 tilsier at tilgjengeligheten i virkeligheten er større enn det som er beregnet under de gitte forutsetningene.

Konsekvensene for togfremføringen ved utfall av en omformerstasjon vil være størst ved alternativ-1, samtidig som tilgjengeligheten er større for dette alternativet enn for 0-alternativet.

**Bemerkning:**

**En systemløsning etter alternativ-1 er identisk med dagens systemløsning. Dette når en ser på driftskonsekvenser for utfall av hele omformerstasjoner. Dagens systemløsning har ikke ført til uheldige driftskonsekvenser for togfremføringen på grunn av utfall av hele omformerstasjoner.**

Hvis en forutsetter økt togfremføring ut over R94 kan alternativene gjøres likeverdige med hensyn på effekt og spenningsforhold langs banen.

Strategien til divisjonsstaben for omformerstasjoner tilsier at Lundamo omformerstasjon skrotes på stedet etter «endte levetid». Velges alternativ-0 må ny statisk omformerstasjon bygges ved Lundamo når eksisterende omformerstasjon skrotes, eller andre forsterkningsalternativer må vurderes. Dette pga ikke optimal plassering av omformerstasjonene ved valg av 0-alternativet.

**Ut fra en samlet vurdering av systempålitelighet, driftskonsekvenser, Divisjonsstabens strategi for omformerstasjoner og fremtidsvisjoner for banestrømforsyningen på strekningen Trondheim til Oppdal, anbefales en systemløsning etter alternativ-1.**

**Alternativ-0 er ut fra samme vurdering å betegne som en unødig «robust» løsning.**

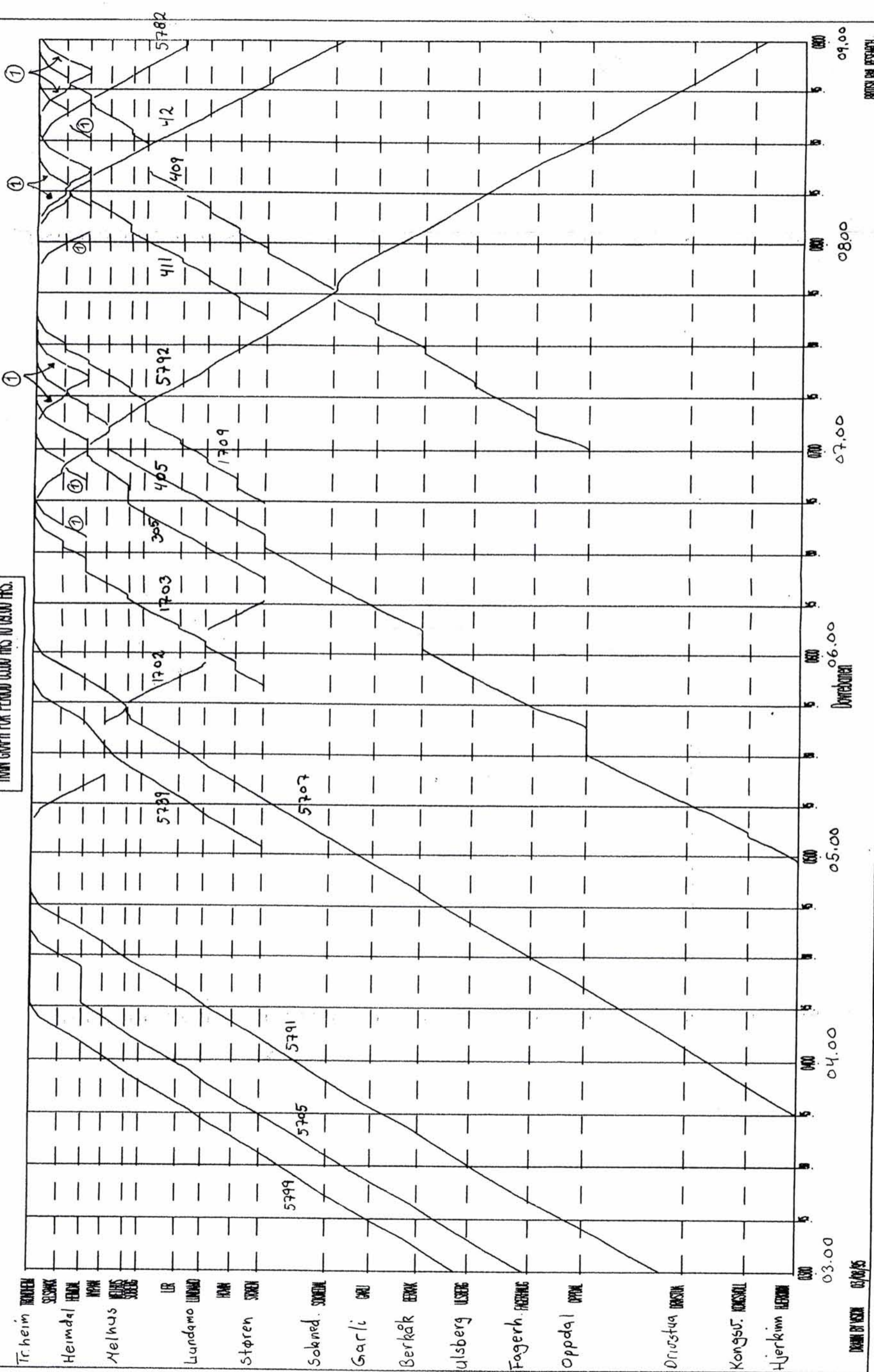
Jernbaneverket  
Biblioteket



09TU 09964

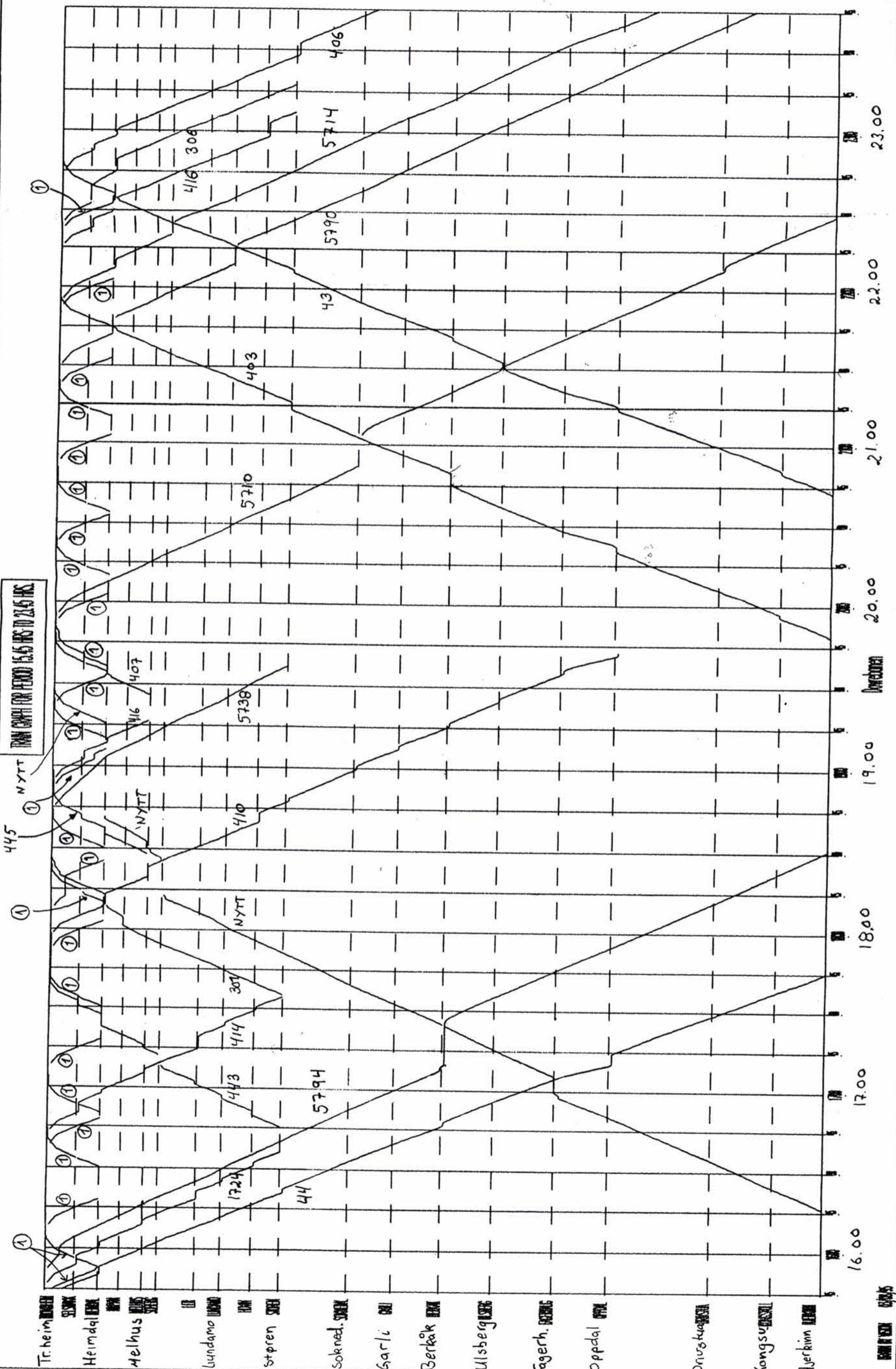
71594407

TRAIN GRAPH FOR PERIOD 03.00 HRS TO 09.00 HRS.



BRITISH AIR RESEARCH

RAIN GAUGE FOR PERIOD 15.45 HRS TO 23.45 HRS



RECORDING STATION

23.00

22.00

21.00

20.00

19.00

18.00

17.00

16.00

RECORDING STATION