



NTNU – Trondheim
Norwegian University of
Science and Technology

BANE NOR

Energiøkonomisk togframføring vs effektdimensjonering av jernbanens strømforsyningsanlegg

Øyvind Frantzen

Masteroppgave

Leveringsdato : 12.06.2018
Veileder: Trond Toftevaag, NTNU
Bi-veileder: Steinar Danielsen, Bane NOR

Norges teknisk - naturvitenskapelige universitet
Institutt for elkraftteknikk

Forord

Denne rapporten er et resultat av den avsluttende masteroppgaven utført ved sivilingeniørstudiet Energi og Miljø ved NTNU våren 2018. Oppgaven tilsvarer 30 studiepoeng, og er utført i samarbeid med Bane NOR.

Gjennom arbeidet har jeg støtt på en rekke utfordringer, men også hatt en rekke gode opplevelser. Det har vært veldig lærerikt, og arbeidet rundt teknisk - økonomiske analyser samt jernbanens strømforsyning har gitt mersmak.

Først og fremst vil jeg takke min hovedveileder Trond Toftevaag for fantastisk veiledning gjennom hele året. Han har bidratt med en rekke gode faglige innspill samt vært en særdeles god diskusjonspartner. Videre har hans historier av både faglig og ikke - faglig karakter blitt satt stor pris. Hans kontor har alltid vært åpent og jeg har alltid blitt tatt imot med et fabelaktig humør!

Videre ønsker jeg å takke min bi-veileder fra Bane NOR, Steinar Danielsen, for gode råd og interessante diskusjoner på veien. Jeg ønsker også å takke ansatte ved Bane Energi i Oslo, her spesielt Sindre Nordhagen for særdeles god hjelp og tilrettelegging for simuleringer. Jeg vil også takke ansatte ved Bane NOR i Narvik, LKAB, NSB samt SINTEF for å ha stilt opp gjennom hele året.

Jeg vil også få takke mine medstudenter på Energi og Miljø for faglige gode diskusjoner, og en spesiell takk til kollegialet på F-325.

Avslutningsvis vil jeg takke min kjære Julie for all oppmuntring og glede i hverdagen, samt ikke minst god hjelp til korrekturlesing på slutten!

Trondheim, 21. juni 2018

Øyvind Frantzen

Problembeskrivelse

Med økende fokus på miljø og energieffektivisering har togselskapene som er operatører på den norske jernbanen begynt å praktisere en kjøremetode som innebærer hurtig akselerasjon opp i ønsket hastighet, med tilhørende høyt effektuttak. Denne metoden omtales som utløpsmetoden, og er ansett som den mest energiøkonomiske måten å fremføre toget på. De nye togene som benyttes på jernbanen har også høyere motorytelse enn tidligere. Når flere tog med høy motorytelse utøver denne kjøremetoden samtidig, i geografisk nærhet, utsettes den elektriske infrastrukturen for en svært høy påkjenning.

Disse situasjonene vil igjen være dimensjonerende for hvilken ytelse omformerstasjonene utstyres med.

Denne studien har som hensikt å avdekke hvorvidt det foreligger en mulig teknisk - økonomisk motsetning mellom nevnte kjøremetode og dimensjonering av jernbanens strømforsyningsanlegg.

Dette er en kompleks og sammensatt problemstilling som avhenger av flere faktorer. For å kunne svare på problemstillingen ønskes følgende underpunkter belyst:

- Avdekke hvilke kriterier som er bestemmende for dimensjoneringen av omformerstasjoner i dag.
- Avdekke kostnaden knyttet til investeringen av omformerstasjoner.
- Foreslå tiltak som kan bidra til at omformerstasjonene eventuelt kan etableres med lavere ytelse.

I denne studien skal det gjennomføres trafikksimuleringer på Jærbanen med ruteplan som skal tilsvare den forventede trafikken i 2027. Her gjennomføres simuleringer med forskjellige forutsetninger, som igjen skal danne grunnlaget for forskjellige dimensjoneringsalternativer for Kjelland omformerstasjon.

Videre vil det gjennomføres modifisering av rutetabellen, for å belyse hvordan dette kan påvirke dimensjoneringsalternativene.

Dimensjoneringsalternativene danner grunnlaget for en økonomisk analyse, som inkluderer investeringskostnad, tapskostnad og energikostnader knyttet til etablering av ny omformerstasjon.

Videre skal det gjennomføres en mulighetsstudie som omhandler bruk av batterier i den norske banestrømforsyningen. Der gjennomføres simuleringer i Matlab, som igjen danner grunnlaget for en økonomisk analyse. Målet er å avdekke hvorvidt det kan være teknisk og økonomisk fordelaktig å benytte batterier for håndtering av toppbelastninger. I analysen sees det på forskjellige alternativer, der det benyttes batterier med ulike egenskaper og karakteristika.

Sammendrag

Denne rapporten tar for seg hvorvidt det foreligger en mulig teknisk/økonomisk motsetning mellom energiøkonomisk togfremføring og dimensjonering av jernbanenes strømforsyningsanlegg. Den gjennomfører også en mulighetsstudie som omhandler bruk av batterier i den norske banestrømforsyningen. Målet med bruk av batteri er i hovedsak håndtering av topplast, slik at omformerstasjoner kan dimensjoneres med mindre ytelse. Med energiøkonomisk togfremføring menes kjøring med hurtig akselerasjon, med tilhørende høyt effektuttak under akselerasjon.

Det er i forbindelse med dette arbeidet gjennomført et litteraturstudie der banestrømforsyning samt energiøkonomisering ble tatt for seg. Videre er Jærbanen benyttet som eksempelstrækning. Jærbanen beskriver strekningen fra Stavanger til Egersund, og er en del av Sørlandsbanen. Her er det gjennomført trafikksimuleringer i simuleringprogrammet μ Pas, med ruteplan som skal gjenspeile den forventede trafikken i 2027.

Det er her gjennomført en casestudie, der trafikken er simulert med og uten seksjonering, samt med og uten pådragsbegrensning for begge tilfeller. Seksjonering er lagt ved Heskestad stasjon, slik at Jærbanen driftes i øy-modus med innmating kun fra Kjelland og Stavanger omformerstasjon. Når togene er ilagt pådragsbegrensning er begrensningen slik at togene kun kan trekke inntil 2/3 av nominell effekt. Videre er samtlige simuleringer (4) re-simulert etter at rutetabellen er modifisert. Det innebærer at tidspunktet der de høyeste effekttoppene oppstår er avdekket, og justeringer i rutetabellen er gjennomført slik at samtidig akselerasjon er unngått. Samtlige avganger på det tidspunktet er forskjøvet med 10 sekunder hver, slik at samtidig akselerasjon unngås. Denne prosessen omtales som modifikasjon av rutetabell.

Fra simuleringene er det i hovedsak sett på høyeste effekttopp til Stavanger og Kjelland omformerstasjon før og etter modifikasjon samt omformernes belastningskurve. Her blir det sett på hvordan det å unngå samtidig akselerasjon påvirker omformernes belastning. Videre er det tatt med taps - og energiberegninger, samt ekstra kjøretid i forhold til base case.

Resultatene viser at for case 1 (base case) reduseres effekttoppene til Kjelland og Stavanger med henholdsvis 21.78 % og 23.03 % etter at rutetabellen modifiseres. For case 2 (pådragsbegrensning) reduseres effekttoppene tilnærmet 1/3, og modifiseringen gir reduksjon i effekttoppene med 22.01 % og 13.54 % for Kjelland og Stavanger. Videre reduseres energibruken for alle togene over ett døgn med 1.66 MWh, og kjøretiden økes med 6.48 minutter. Case 3 (seksjonering) gir enda høyere effekttopper, og tilsvarende høyere reduksjon etter modifisering. Case 4 (seksjonering og pådragsbegrensning) gir redusert energibruk på 1.81 MWh og økt akkumulert kjøretid for alle tog med 8.82 minutter.

De største effekttoppene skapes av at 5-6 tog akselererer samtidig, noe som finner sted klokken 07.59, 16.58 og 18.59. Her avdekkes det at dersom en unngår samtidig akselerasjon vil effekttoppene reduseres betraktelig. Rutetabellene bør konstrueres slik at andelen tog som akselererer samtidig reduseres. Når Bane NOR dimensjonerer omformerstasjoner gjennomføres simuleringer der rutetabellen ligger til grunn. Resultatene fra simuleringer er med på å bestemme ytelsen til stasjonen. Dersom ruteplanleggerne hadde unngått samtidig akselerasjon ville simuleringresultatene gitt lavere verdier for maks effektbehov, og ytelsen ville med det blitt dimensjonert lavere.

Videre er det gjennomført en økonomisk analyse der tre ulike dimensjoneringsalternativer for Kjelland omformerstasjon vurderes. Resultatet er som følger:

- Alternativ 1 - 2 x 35 MVA - 526.50 MNOK
- Alternativ 2 - 2 x 25 MVA - 490.60 MNOK
- Alternativ 3 - 2 x 45 MVA - 518.85 MNOK

Alternativ 3 er urealistisk lav, ettersom andelen tilbakematet energi er større enn de andre da den er basert på øy-drift av Jærbanen. Den reelle kostnaden her er 557.38 MNOK, om lik energikostnad som i de andre tilfellene legges til grunn. I analysen er kostnad knyttet til investering, energi og tap tatt med. Kostnaden pr MVA for omformerstasjoner i den størrelsesordenen er ca 3.39 MNOK. Det viser seg at dersom en kan gå ned på størrelsen ved å unngå samtidig akselerasjon eller ilegge togene pådragsbegrensning, vil en kunne spare millioner. Differansen mellom alternativ 1 og 2 er 35.9 MNOK.

Et viktig funn i dette arbeidet er at energiforbruket avtar når togene ilegges pådragsbegrensning, og med det bruker lengre tid på akselerasjonen. Det er også avdekket at det er veldig energiøkonomisk for togene å begrense toppfarten. Men for å ikke øke kjøretiden må togene akselerere hurtig opp i fart, hvilket medfører høye effekttopper. Dersom togoperatørene ikke fullt ut benytter den mulige hastigheten som jernbanen er dimensjonert for, men heller bruker den som en buffer i tilfeller der det er forsinkelser, er det en dyr buffer. Det å bygge jernbane med økt hastighet medfører en betydelig merkostnad, og kunne muligens vært unngått dersom det er tilfellet at togoperatørene sjelder benytter den. Det virker uansett til at togoperatører vil forsøke å kjøre på en slik måte som medfører hurtig akselerasjon med tilhørende høyt effektuttak, noe som fordyrer investeringen av nye omformerstasjoner.

Videre er det i denne rapporten gjennomført en mulighetsstudie som omhandler bruk av batterier i den norske banestrømforsyningen. Målet er at batterier brukes til håndtering av toppbelastning (effekttopper), slik at omformerstasjonene kan dimensjoneres med lavere ytelse. Det er her gjennomført simuleringer i Matlab, der lasten er konstant og hentet fra case 1 fra simulering i μ Pas. Her simuleres fire ulike alternativer som ansees teknisk likestilt. Samtlige alternativer sammenlignes med nullalternativet, som er å investere i en 2 x 35 MVA omformer. De ulike alternativene samt alternativets netto nåverdi i forhold til nullalternativet er presentert i tabell 1.

Tabell 1: Resultater mulighetsstudie

Alternativ	Batteri	Omformerstasjon Kjelland	Batteri		Netto nåverdi [MNOK]
		S [MVA]	P [MW]	E [MWh]	
1	Toshiba	2 x 7	21	5.25	-5.14
2	Toshiba	2 x 15	14	3.5	-49.10
3	Tesla	2 x 20	9	18	-73.85
4	Tesla	2 x 25	4.5	9	-41.17

Alternativ 1 innebærer å utsette investeringen av ny omformerstasjon i 20 år, og heller investere i batteripakke som kan yte 21 MW. Investeringen av batteriet gjøres i starten av analyseperioden. Det gir negativ NNV på -5.14 MNOK, og en nedgang i prisen på 13 % vil medføre break - even for dette alternativet. De andre alternativene innebærer å investere i omformerstasjon og batterier parallelt. Det viser å ikke være lønnsomt. Men i tilfeller der omformerstasjonene har lang restlevetid, men et økt kraftbehov tvinger fram

nye investeringer kan det absolutt i fremtiden bli lønnsomt å investere i batterier for å utsette investeringen av ny omformerstasjon.

Videre er det i denne økonomiske analysen medtatt kostnad knyttet til vekselretter og transformator for å transformere spenningen fra batteriene til 16.5 kV. Ved å koble batterier på en slik måte at ønsket spenning oppnås, er det mulig at transformatoren kan utelates. Videre finnes det også et DC - ledd i de statiske omformerstasjonene som benyttes i Norge i dag. I teorien vil en kunne koble batteriet på DC - linken, via en DC/DC - omformer. Denne omformeren er betraktelig billigere enn en konvensjonell likeretter som legges til grunn i analysen. Ved å redusere de nevnte kostnadsposter vil batterier komme bedre ut økonomisk enn hva som er tilfelle i studien.

Abstract

This thesis analyses whether it exists a conflict between energy efficient operation of train, and sizing of electric substations to the railway. In this thesis it is also conducted a feasibility study regarding use of batteries in the Norwegian traction power system. An energy efficient train operation is achieved by driving with steep acceleration until desired speed is reached. This way of driving demands high power during acceleration. When several trains accelerate at the same time in the same geographical area, the substations are loaded heavily. The substations are being sized to be able to manage the highest load that could occur.

In this thesis a case study of Jærbanen has been carried out. Jærbanen is a part of Sørlandsbanen, and represent the railway between Stavanger and Egersund. It has been conducted simulations of the expected traffic in 2027. μ Pas has been used as simulations tool. The cases are as follow:

- Case 1: Base case. No further restrictions.
- Case 2: The trains have been given a restriction that decrease the available power to 2/3 of nominal value.
- Case 3: The switch located at Heskestad station is being turned off, which causes the traction power system to be electrically isolated from the rest of the traction power system.
- Case 4: Same as in case 3, but the restrictions specified in case 2 comes in addition.

Maximum apparent power (S), measured in MVA, has been measured for four different cases. All cases have been re-simulated after the modifications of the time table has been done. By modifying the time table simultaneous accelerations is avoided at some specific times. These specific times represent times where the highest power-peaks occur. Each train that accelerates at that time is being modified to accelerate in different times to avoid the highest power peaks. In addition to maximum power, energy consumptions of all trains over one day, as well as increased driving time is being recorded.

The results show that case 1 gives power peak for Kjelland and Stavanger substations with magnitude of 26.92 MVA and 29.38 MVA. Modification decreases the power peaks with 21.78 % for Kjelland and 23.03 % for Stavanger. Case 2 achieves lower power peaks due to the restrictions, and the modifications decreases the power peaks further. Energy consumption is decreased with 1.66 MWh over one day for all trains, and the accumulated driving time for all trains over one day is increased with 6.48 minutes. Case 3 gives higher power peaks because the traction power system is maintained in island - mode. Modification decreases the power peaks even more than in case 1. It is also conducted an economic analysis based on the results achieved from the simulations. In the analysis tree different sizing alternatives of a new substation at Kjelland are being evaluated. The results, presented in MNOK, (norwegian kroner in millions) with present value (2018), are as follows:

- Alternative 1 - 2 x 35 MVA - 526.50 MNOK
- Alternative 2 - 2 x 25 MVA - 490.60 MNOK
- Alternative 3 - 2 x 35 MVA - 557.38 MNOK

The results show that the cost pr MVA is approximately 3.39 MNOK pr extra MVA. It will be economically desirable to be able to decrease the size of the substations.

The conclusion from this study shows that simultaneous acceleration by 5-6 trains creates very high power peaks which is deciding the size of the substation. At Jærbanen, simultaneous accelerations occur at 07.59, 16.58 and 18.59. This could be avoided by making changes in the time table.

In this thesis it has also been conducted a technical/economic feasibility study regarding use of batteries in the Norwegian power traction system. The objective is to use batteries as peak - shavers, to be able to decrease the size of the substations.

The result shows that use of batteries are technically possible, but too expensive. The problem with the batteries is that to be able to deliver high power, the capacity becomes large, and that gives a very high price. Today, the price of batteries is too high to make it economically profitable.

Batteries could also be used to prolong the lifetime to substations, in situations where batteries are established instead of investing in new substations. In areas where the power demand is increasing, batteries could be bought to prolong the investment of new substations. The results from the analysis shows that a decrease in battery price by 13 % will make this alternative economically profitable.

Innhold

Forord	ii
Problembeskrivelse	iv
Sammendrag	viii
Abstract	xi
1 Introduksjon	1
1.1 Bakgrunn	1
1.2 Målsetting og arbeidsomfang	1
1.3 Litteratur	2
1.4 Bruk av software	2
1.5 Begrensninger	2
1.6 Oppbygning av oppgave	3
2 Banestrømforsyning	5
2.1 Historisk tilbakeblikk	5
2.2 Systemets oppbygning	5
2.3 Kontaktledningsanlegg	6
2.3.1 AT - system	8
2.4 Omformerstasjoner	10
2.4.1 Roterende omformerstasjoner	10
2.4.2 Statistiske omformerstasjoner	12
3 Lastflytteori	13
4 Fasevinkelkarakteristikk og spenningsavhengighet	17
4.1 Fasevinkelkarakteristikk	17
4.2 Spenningsregulering	17
4.3 Spenningsavhengighet	18
5 Generelt om dimensjonering	19
5.1 Rammer for dimensjonering	19
5.2 Krav til spenning og frekvens	19
5.3 Effektbehov	19
5.4 Dimensjonering av strømforsyningsanlegg i praksis	20
6 Energiøkonomisk togfremføring	21
6.1 Bakgrunn for energiøkonomisering	21
6.2 Energibruk ved togfremføring	21
6.3 Forskjellige kjørefaser	21
6.4 Utløpsmetoden	22
6.5 DAS - Driver Advise System	23
6.6 NSB - Kompetansesenter	23
6.7 Togets trekkraft	24
7 Økonomisk teori	25
7.1 Samfunnsøkonomisk analyse	25
7.2 Diskontering	26
7.3 Annuitet	27
7.4 Kapitalisering	28

7.5	Nåverdimetoden	28
8	Tapsberegning	31
8.1	Tap i kraftverk og distribusjonsnett	32
8.2	Tap i statiske omformerstasjoner	32
8.3	Tap i KL - anlegg	34
8.4	Tapsberegninger utført av Bane NOR	34
8.4.1	Omformertap - $\bar{\sigma}_{cn}$	34
8.4.2	Distribusjonstap - $\bar{\sigma}_{ln}$	35
9	Systembeskrivelse	37
9.1	Jærbanen	37
9.2	μ Pas	38
10	Casestudie - I	39
10.1	Casespesifikasjoner	40
10.2	Case 1 - Base case	40
10.3	Case 2 - Base case med pådragsbegrensning på Flirttog	40
10.4	Case 3 - Seksjonering ved Heskestad stasjon	41
10.5	Case 4 - Pådragsbegrensning på Flirttog og seksjonering	41
11	Resultater	43
11.1	Resultater	43
11.2	Case 1 - Base case	44
11.3	Case 2 - Base case med pådragsbegrensning	46
11.4	Case 3 - Seksjonering ved Heskestad stasjon	49
11.5	Case 4 - Seksjonering ved Heskestad stasjon og pådragsbegrensning på FLIRT - togene	51
12	Dimensjonerende effekttopper	55
12.1	Høyeste effekttopper - 18.59 og 07.59	55
13	Økonomisk analyse	59
13.1	Alternativ 1 - 2 x 35 MVA	59
13.1.1	Tapskostnader	62
13.1.2	Energikostnader	62
13.1.3	Kostnad ekstern nettleie	62
13.1.4	Totale kostnader	63
13.2	Alternativ 2 - 2 x 25 MVA	64
13.3	Alternativ 3 - 2 x 45 MVA	64
14	Diskusjon - I	67
14.1	Togfremføring	67
14.2	Case 1 og 2 - Basecase med og uten pådragsbegrensning	67
14.3	Case 3 og 4 - Seksjonering med og uten pådragsbegrensning	68
14.4	Energibetraktninger	68
14.5	Økonomiske betraktninger	69
15	Konklusjon	71
16	Introduksjon - Del II	75
16.1	Bakgrunn for mulighetsstudie	75
16.2	Mål med mulighetsstudie	75

16.3	Arbeidsomfang	75
16.4	Begrensninger	76
16.5	Bruk av software	76
16.6	Oppbygning av arbeidet	76
17	Energilagring ved bruk av batteri	77
17.1	Historie	77
17.2	Genrelt om batteri	77
17.3	Batteriteknologi	78
17.4	Litiumionebatterier	81
18	Anvendelse av batteri i banestrømforsyningen	83
18.1	Håndtering av effekttopper	83
18.2	Utnytte differanse i strømprisen over en dag	84
18.3	Redusere energiforbruket	84
18.4	Anvendelse på ikke-elektrifiserte strekninger	85
18.5	Tesla Powerpack	86
18.6	Toshiba - SCiB	88
18.7	Prissammenligning	89
19	Casestudie - II	91
19.1	Casebeskrivelse	91
19.2	Batteristrategi	93
20	Resultater og analyse- II	95
20.1	Case 1	95
20.2	Case 2	97
20.3	Case 3	99
20.4	Case 4	101
21	Økonomisk analyse - II	105
21.1	Resultater	106
21.2	Alternativ 1 - Toshiba 21 MW/5.25 MWh og Kjelland 2 x 7 MVA	106
21.3	Alternativ 2 - Toshiba 14 MW/3.5 MWh og Kjelland 2 x 15 MVA	107
21.4	Alternativ 3 - Tesla 9 MW/18 MWh og Kjelland 2 x 20 MVA	107
21.5	Alternativ 4 - Tesla 4.5 MW/9 MWh og Kjelland 2 x 25 MVA	108
21.6	Økonomisk sensitivitetsanalyse	109
21.6.1	Batteripris	109
21.6.2	Pris vekselretter	110
21.6.3	Redusert energikostnad	110
21.6.4	Analyseperiode - 25 år	110
21.6.5	Kalkulasjonsrente - 2 %	111
21.6.6	Kalkulasjonsrente - 6 %	111
22	Diskusjon - II	113
22.1	Bakgrunn	113
22.2	Case 1 og 2 - Bruk av Toshiba SCiB	114
22.3	Case 3 og 4 - Bruk av Tesla powerpack	114
22.4	Sammenligning av batterier	115
22.5	Andre kostnader batteri	115
22.6	Kostnader omformerstasjon	116
22.7	Håndtering av effekttopper ved bruk av superkondensator	116

23 Konklusjon-II	118
24 Konklusjon	122
24.1 Introduksjon	122
24.2 Del 1	122
24.3 Del 2 - Mulighetsstudie rundt bruk av batteri	123
25 Videre arbeid	124
A Kontaktledningssystem	130
A.1 System A	130
A.2 System B	130
A.3 System C	130
A.4 System D	131
B μPas	132
B.0.1 μ PAS NED - The graphic network editor	132
B.1 μ PAS DBedit - The database editor	134
B.2 μ PAS APL - The network calculation part	134
B.3 TDS -The train - drive simulation	135
C Verdier benyttet i simulering	136
D Rutetabell - Jærbanen 2027	137
E Modifisering av rutetabell	142
F Matlab kode - Simulering med batteri	143

1 Introduksjon

1.1 Bakgrunn

Jernbanen i Norge er for tiden i sterk vekst, og det skal de kommende årene investeres for flere titalls milliarder innen forbedring og ny infrastruktur til jernbanen [1]. Jernbanen er en av de mest energieffektive transportformene som finnes, og hele 80 % av den norske togtrafikken drives av grønn, elektrisk kraft[2]. Med et økende fokus på miljøpåvirkninger har jernbanens konkurransekraft innen transport av gods og mennesker sett en positiv utvikling de siste årene.

Videre har også togoperatørene de siste årene arbeidet målrettet for å gjøre deres drift mest mulig energieffektivt. Et av områdene som har hatt mest fokus, er hvordan togene kan fremføres på en mest mulig energiøkonomisk måte. Det har bidratt til at det blant togoperatørene er utviklet en kjørestil som omtales som utløpsmetoden, som innebærer hurtig akselerasjon opp i ønsket hastighet, med tilhørende høyt effektforbruk under akselerasjon, før en deretter forsøker å få mest mulig ut av den allerede opparbeidete kinetiske energien som toget besitter i fart. En annen faktor er at togene bruker mindre energi ved å redusere toppfarten, men for at kjøretiden ikke skal øke som følge av lavere fart, kreves det at toget hurtig kommer opp i den ønskede hastigheten.

Når denne kjøremetoden utøves av flere tog samtidig og i geografisk nærhet, vil den elektriske infrastrukturen utsettes for høy påkjenning så lenge akselerasjonene foregår. Dette, i tillegg til at nye tog har enda større motorytelse, gjør at effektbehovet under samtidig akselerasjon fra flere tog blir særdeles høyt. Disse situasjonene vil igjen være dimensjonerende for ytelsen til jernbanens elektriske infrastruktur, og her tenkes spesielt på jernbanenes omformerstasjoner.

Med det som bakteppe har Bane NOR initiert et ønske om at det gjennomføres et arbeid som tar for seg hvorvidt det foreligger en mulig konflikt mellom energiøkonomisk togfremføring og dimensjonering av jernbanens strømforsyningsanlegg.

Videre har utviklingen innen stor-skala energilagring, og her spesielt batterier, sett en hurtig voksende fremgang de siste årene. Samtidig som prisen har falt er det gjort teknologiske fremskritt, noe som har økt deres konkurransekraft i forhold til konvensjonelle løsninger. Som en følge av det var det ønskelig fra Bane NOR sin side at det gjennomføres en mulighetsstudie som omhandler bruk av batteri i den norske banestrømforsyningen. Energilagring ved bruk av batterier sees her på som et supplement til konvensjonelle omformerstasjoner, og det ønskes vurdert hvorvidt det kan være en mulig løsning på den motsetningen som eventuelt foreligger mellom energiøkonomisk togfremføring og dimensjonering av strømforsyningsanlegg.

1.2 Målsetting og arbeidsomfang

Målet med denne oppgaven er å avdekke hvorvidt det foreligger en mulig teknisk - økonomisk motsetning mellom energiøkonomisk togfremføring og dimensjonering av jernbanens strømforsyningsanlegg, med hovedvekt på omformerstasjoner. Dette er dog en kompleks og sammensatt problemstilling, som avhenger av en rekke faktorer. Forfatterens vinkling av oppgaven har i hovedsak vært fra Bane NOR, eier av infrastruktur, sitt ståsted. Det er lagt til grunn at togene kjører på en slik måte som medfører hurtig akselerasjon med tilhørende høyt effektuttak. Målet har vært å belyse forhold som påvirker dimensjoneringen av strømforsyningsanleggene, samt foreslå tiltak som kan påvirke dimensjoneringen.

Konkrete mål med oppgaver er som følger:

- Belyse hva som er den mest energiøkonomiske måten å fremføre toget på.
- Avdekke hvilke kriterier som er bestemmende for dimensjoneringen av omformerstasjoner i dag.
- Avdekke kostnaden for omformerytelse.
- Kartlegge hvordan tapskostnadene til omformerstasjoner samt den eksterne nettleien påvirkes av belastningen.
- Gjennomføre trafikksimuleringer på Jærbanen med ulike forutsetninger. Disse skal igjen danne grunnlaget for ulike dimensjoneringsalternativer for Kjelland omformerstasjon. Det skal deretter gjennomføres økonomiske analyser knytte til de forskjellige alternativene.
- Modifisere rutetabellen slik at samtidig akselerasjon unngås. Vurdere teknisk - økonomiske konsekvenser av det.
- Gjennomføre mulighetsstudie som omhandler bruk av batteri i den norske banestrømforsyningen. Fokus på teknisk/økonomiske aspekter.

1.3 Litteratur

Litteraturen som er benyttet som grunnlag for denne rapporten er i stor grad basert på ulike rapporter utarbeidet av Bane NOR. Det være seg hovedplaner, simuleringsrapporter etc. Videre er det også benyttet en rekke rapporter fra NSB og Bane Partner som tar for seg energiøkonomisering.

Det er også benyttet akademiske artikler fra IEEE som omhandler generell banestrømforsyning samt energiøkonomisering.

Innen kapitlene som omhandler batterier er i hovedsak eldre masteroppgaver benyttet som litteratur. I tillegg er vitenskapelige artikler samt relevante fagbøker benyttet.

1.4 Bruk av software

Som simuleringsprogram er μ Pas benyttet for trafikksimulering på Jærbanen. For analytiske simuleringer av batteribruk er Matlab benyttet. Videre er Excel brukt for databehandling samt utarbeidelse av økonomiske analyser.

1.5 Begrensninger

Dette arbeidet begrenser seg til at den har utelatt elektrotekniske aspekter utover stasjonær tilstand. Den har ikke sett på elektrotekniske aspekter som spenning, stabilitet, etc. Dette gjelder spesielt del 2, der det gjennomføres en mulighetsstudie som omhandler bruk av batteri i den norske banestrømforsyningen. Her det det i all hovedsak sett på om det kan være teknisk/økonomisk hensiktsmessig å bruke batteri, heller enn hvordan det bør gjøres.

1.6 Oppbygning av oppgave

Denne oppgaven er i hovedsak to-delt. Del 1 fokuserer på den mulige motsetningen mellom energiøkonomisk kjøring, og del 2 fokuserer på bruk av batterier for håndtering av toppbelastning.

Mer detaljert presenteres et kapittel om generell banestrømforsyning, teori bak lastflyt, spennings - og fasevinkelkarakteristikk samt et kapittel som forteller hvordan Bane NOR dimensjoneres sine anlegg i dag. Videre presenteres et kapittel som forteller om energiøkonomisk togfremføring, før generell økonomisk teori samt teori om tapsberegning sees på. Videre følger en beskrivelse av systemet som skal simuleres. Her følger en casestudie, resultater samt diskusjon og konklusjon.

Del 2 tar først for seg bakgrunnen for mulighetsstudien. Videre presenteres generell teori om batteri før det sees på hvilke anvendelsesområder batterier kan ha i jernbane-sammenheng. Dernest presenteres en casestudie som følger av resultater, økonomisk analyse, diskusjon og konklusjon.

Avslutningsvis oppsummeres begge delene med en konklusjon samt et forslag til videre arbeid.

2 Banestrømforsyning

2.1 Historisk tilbakeblikk

Hele det norske jernbanesystemet utgjør 4219 km med skinner, der ca 2500 av disse er elektrifisert. Der strekningen er elektrifisert fraktes energien fra strømmettet til lokets motor, der elektrisk energi omformes til mekanisk energi, som igjen gir toget fremdrift. For å levere strøm til togene benyttes et system som har vekselstrøm med frekvens $16 \frac{2}{3}$ Hz og nominell 1-fase spenning på 15 kV. Dette systemet benyttes i dag av 5 land; Norge, Sverige, Østerrike, Tyskland og Sveits [3]. Den første elektrifiserte jernbanen i verden var i Berlin i 1879, med 150 V DC, regissert av Werner von Siemens [4]. I tiden etter dette ble all elektrisk jernbane utstyrt med DC - system, før det i begynnelsen av 1900 - tallet ble arbeidet med 3 - fase AC systemer. Problemet her var riktignok det praktiske aspektet, da toget måtte være utstyrt med tre strømvaktakere. I tiden som kom gikk utviklingen inne jernbanestrøm fort, og ingen klarte å bli enige om hvilket system som var mest velegnet jernbane. I Norge falt etter hvert valget på 1-fase vekselstrøm med frekvens $16 \frac{2}{3}$ Hz og 15 kV.

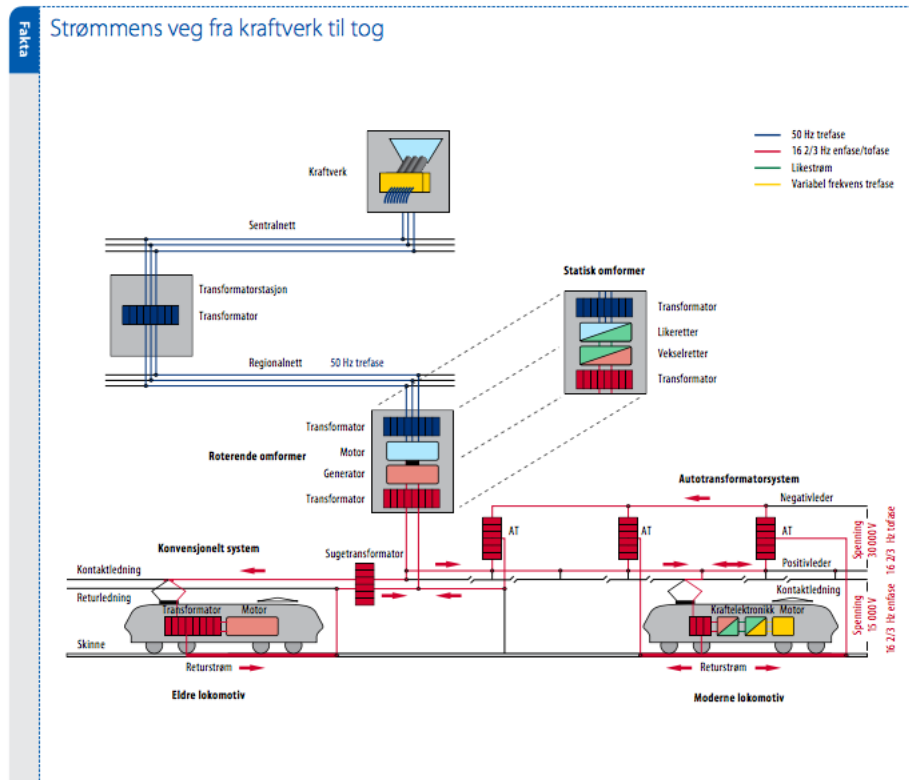
Det vanlige strømmettet i Norge og resten av Europa har frekvens på 50 Hz og er 3-fase, og all energi som mates inn på banenettet må omformes fra 3-fase 50 Hz til 1-fase $16 \frac{2}{3}$ Hz. Grunnen til at denne lave frekvensen benyttes, er bl.a. at motorer med 50 Hz krevde større plass, samt at erfaringer viste at motorene som hadde de mest velegnede trekkegenskapene var enfase seriekommutatormotor [5]. Med disse motorene kunne det oppstå gnistdannelse ved frekvens på 50 Hz [4]. I 1916 ble det i Norge nedsatt en komité som anbefalte å elektrifisere den norske jernbanen med 1-fase $16 \frac{2}{3}$ Hz og 15 kV, hvilket også ble vedtatt samme år. Siden den gang er alt av jernbanestrøm bygget med dette strømsystemet. Det har i den senere tid vært gjennomført utredninger for å bytte strømsystem til 50 Hz og 25 kV, men det har til nå ikke vært vurdert lønnsomt [6].

2.2 Systemets oppbygning

I det norske jernbanesystemet distribueres strøm med $16 \frac{2}{3}$ Hz og 15 kV ut på kontaktledningsanlegget (KL), som deretter avgir energi til lokets motor gjennom lokets strømvaktaker, også kalt pantograf. Strømmen mates ut på KL-systemet via såkalte matestasjoner. I dag finnes det tre forskjellige matestasjoner:

- Omformerstasjoner
- Kraftverk som genererer strøm med $16 \frac{2}{3}$ Hz
- Transformatorstasjoner

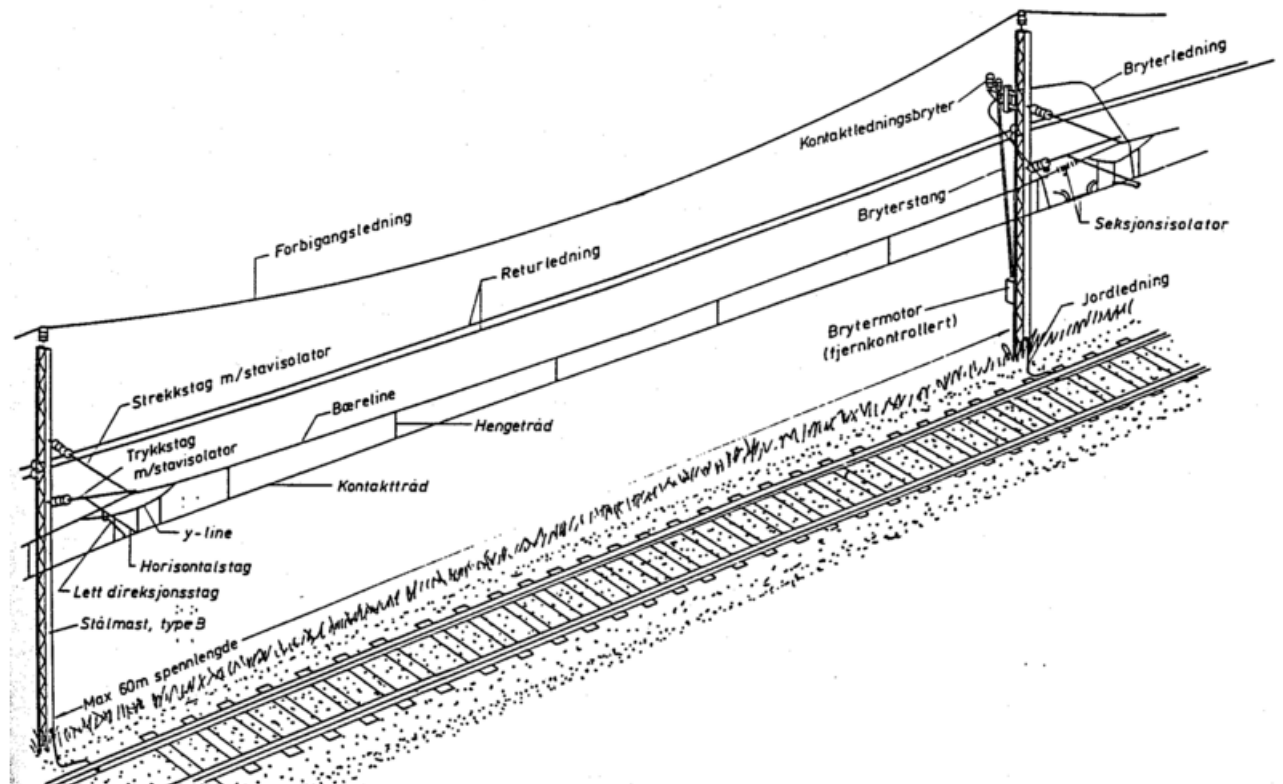
Figur 1 viser hvordan banestrømforsyningen til den norske jernbane er bygget opp.



Figur 1: Strømmens veg fra kraftverk til tog [3]

2.3 Kontaktledningsanlegg

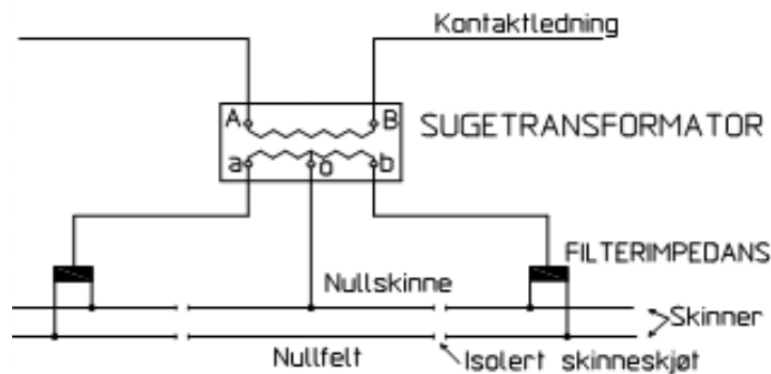
Kontaktledningsanlegget har som primær oppgave å avgi strøm til toget gjennom togets strømvaktar. Komponentene til et typisk kontaktledningsanlegg illustreres i figur 2. Det finnes flere ulike KL - anlegg, men det som illustreres i figur 2 er et eksempel. Når strømmen mates ut på KL - anlegget vil mesteparten gå i selve kontakttråden, mens resten vil gå i bærelinen. Når toget passerer går strømmen gjennom togets strømvaktar, og inn til togets motor, (via en back-to-back omformer). Etter at den elektriske energien er omgjort til den elektriske energien er omgjort til den elektriske energien, vil strømmen gå via togets hjul og ned på jernbaneskinnene. Disse ligger på jordpotensiale, og når strømmen når dette potensialet vil den ledes opp til en returledning som ofte er plassert i kontaktledningsstolpene. Herfra ledes strømmen via sugetransformatorer tilbake til nærmeste omformerstasjon. I et enfase - system må strømmen ha en returvei for å kunne få en lukket krets, og her benyttes da skinnene og returledere. Dette systemet omtales som et BT - system[7], og store deler av den norske banestrømforsyningen er bygget opp slik. Det finnes også andre varianter av dette systemet. Det vil belyses nærmere senere.



Figur 2: Kontaktledningsanlegg [3]

Som nevnt føres ofte returstrømmen i returledere som henger i KL - mastene. Her er det mest vanlig å benytte $2 \times 240 \text{ mm}^2$ Al ledninger [5]. I andre tilfeller utelates returledere, da returstrømmen bare bruker skinnene som vei for å komme seg tilbake til nærmeste matestasjon.

Som nevnt brukes sugetransformator for å lede strømmen opp i returlederne. En illustrasjon over sugetransformatoren fremkommer av figur 3. Sugetransformatoren er en strømtransformator med omsetningsforhold 1:1, og sørger for at returstrømmen er like stor som den strømmen som går i kontaktledningen. Formålet er å redusere den delen av returstrømmen som går i jord, da den suger til seg denne strømmen. Jordstrømmen vil kunne påvirke andre langsgående kabler og annen infrastruktur (signal, etc), og det vil derfor kunne ha en uheldig effekt. Sugetransformatoren er derfor en viktig del av banestrømforsyningen, og er plassert med innbyrdes avstand på ca 3 km [5].



Figur 3: *Sugetransformator [5]*

I dag benyttes forskjellige KL - systemer rundt om i Norge. De forskjellige systemene klassifiseres i hovedsak av to ting; tillatt strømbelastning og håndtering av returstrømmen. I tabell 2 [5] fremkommer de forskjellige systemenes strømføringssevne. Strømføringssevnen til en leder forteller hvor høy kontinuerlig strøm lederen kan bære uten at termiske grenser overskrides. De lederne som leder strøm her er kontakttråden (den som gir toget strøm) og bærelinen, og begge er av elektrolyttkobber [8]. For system 20 og 35 har kontakttråden og bærelinen tverrsnitt på henholdsvis 100 og 50 mm². For system 25 gjelder 120 mm² for kontakttråden og 70 mm² for bærelinen [5].

Tabell 2: *KL - systemers strømføringssevne*

System	Strømføringssevne [A]			
	10 sek	1 min	6 min	1 time
35	3000	1250	800	600
20	3000	1250	800	600
25	3990	1663	1064	800

De forskjellige systemene har ulik anvendelse [9]:

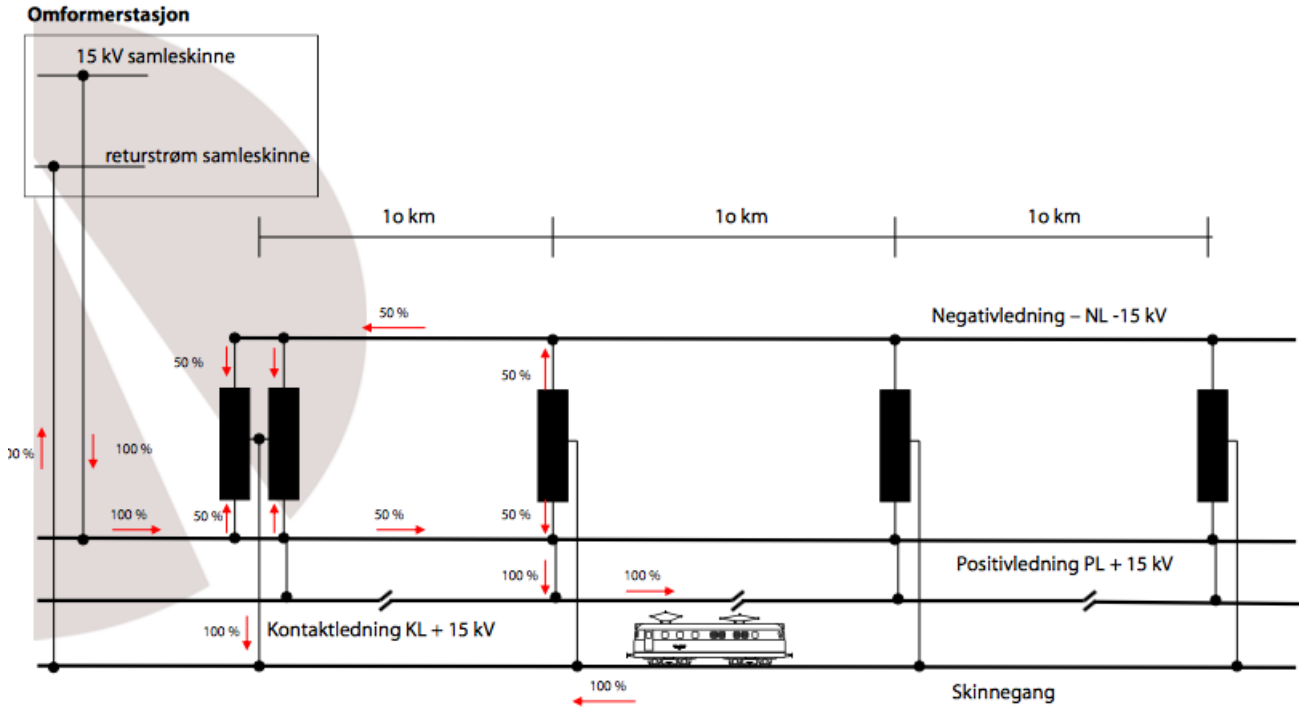
- System 35: Strekninger som er lite trafikkert eller kjøres med lav hastighet grunnet banens kurvatur.
- System 20: Strekninger med hastighet opp til 200 km/t.
- System 25: Strekninger med hastighet opp til 250 km/t.

I tillegg til tillatt strømbelastning bestemmes systemet ut i fra hvordan returkretsen håndteres. I dag benyttes fire forskjellige systemer. En videre utdypelse av de fire systemene, A,B,C og D kan sees av appendiks A.

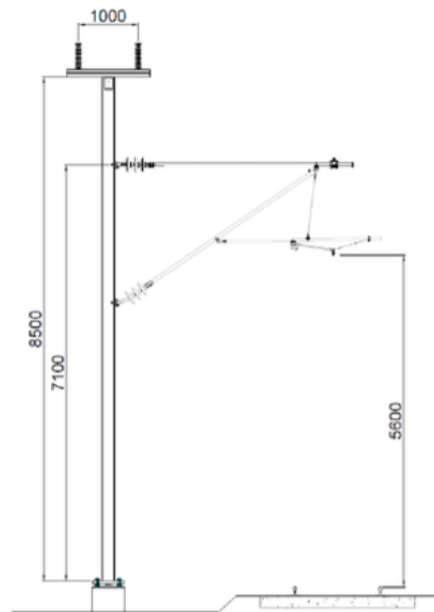
2.3.1 AT - system

Det meste av nyanlegg som bygges etableres med det som kalles AT - system [5]. AT er en forkortelse for autotransformator, og systemet består av autotransformatorer og to AT - ledere, kalt positiv - og negativleder (PL og NL). Systemet illustreres i figur 4, og gjør både sugetransformator og returledere unødvendig. Autotransformatoren plasseres ved jernbanestasjoner eller med innbyrdes avstand på ca 10 km, og PL og NL plasseres i

toppen av KL - mastene. Det illustreres i figur 5. PL har potensiale på 15 kV i forhold til jord, mens NL har potensiale på - 15 kV. Det muliggjør energioverføring på spenningsnivå 30 kV. Autotransformatoren har tilkobling på +15 kV for PL, -15 kV for NL og 0 kV for returstrømmen. PL har tilkobling til kontaktledningen ved og midt mellom hver autotransformator.



Figur 4: Illustrasjon av AT-system [10]



Figur 5: AT - ledere plassert i KL - mast [10]

Fordeler med AT - system [10]:

- Avstanden mellom matestasjonene kan økes fra ca 80 til 120 km - Trenger færre stasjoner.
- Mer energi kan overføres ettersom spenningen økes til 30 kV.
- Linjens totale impedans minker, som igjen gir lavere tap og mindre spenningsfall langs linjen.
- Ettersom det er god avstand mellom KL og AT - lederne kan det gjennomføres vedlikehold på KL samtidig som PL og NL kan være i drift.

2.4 Omformerstasjoner

Mesteparten av strømmen som leveres til toget kommer fra konvensjonelle omformerstasjoner. Figur 1 viser at strømmen ledes fra regionalnettet og inn til transformatorstasjoner. Der transformeres 3-fasespenningen fra 66-132 kV og ned til 6.3 kV. Videre ledes den inn til frekvensomformer, enten av statisk eller roterende art, hvor 3-fase 6.3 kV med frekvens 50 Hz omformes til 1-fase 16.5 kV med frekvens $16 \frac{2}{3}$ Hz. Denne ledes ut på kontaktledningen, som igjen gir toget fremdrift. Nominell spenning er 15 kV, men som følge av spenningsfall langs linjen leveres spenning med 16.5 kV ut på KL. Omformerne plasseres med innbyrdes avstand på ca 60 - 80 km, men med det nye AT - systemet kan avstanden økes til 120 km. Langs den norske jernbanen finnes det i dag 34 omformerstasjoner, hvorav 23 er roterende og 11 er statiske [7].

2.4.1 Roterende omformerstasjoner

De fleste av omformerstasjonene som er i drift langs jernbanen er av roterende art, til tross for at nye stasjoner som bygges primært er statisk. De roterende er som navnet tilsier roterende, og ved hjelp av rotasjon endres frekvensen fra 50 til $16 \frac{2}{3}$ Hz. En roterende omformer består av en motor og en generator som sitter på samme aksling, der motoren har 12 poler mot generatoren sine 4. Da generatoren har en tredjedel av motorens poler, vil også frekvensen ut fra generatoren være en tredjedel av motorens. Motoren henter energi fra nettet, og generatoren leder igjen energi ut på KL. Eksempel på et enlinjeskjema fra en roterende omformer kan sees av figur 6. Her illustreres Rombak omformerstasjon, som mater strøm til Ofotbanen i Narvik.



Figur 6: Koblingsbilde Rombak omformerstasjon[11]

Roterende omformerstasjoner har relativt høye tap, ca 15 % [7], og vil etter hvert erstattes av statiske omformere. Roterende omformere har dog lang levetid, og har som fordel at de kan fraktes på skinner og revideres med jevne mellomrom. De siste årene er det kjøpt inn flere eldre tyske omformerstasjoner (10 MVA), som revideres og settes inn i det norske jernbanenettet. En av fordelene med de roterende omformerne er at de kan belastes betraktelig høyere enn sin nominelle ytelse. Mulig overlastbarhet kan sees av figur 7. 6 min- og timesgrensen er satt av termiske årsaker, mens 2-sek grensen er satt på grunn av overstrømsvernet på aggregatene [12]. Til tross for muligheten til overlastbarhet er ulempen med roterende omformere at dersom belastningen overstiger nevnte verdier vil vernet slå ut, og stasjonen vil opphøre å levere energi. Dette kan igjen påføre andre nærliggende stasjoner overlast, som igjen vil kunne medføre utkobling og igjen forsinkelser av trafikken.

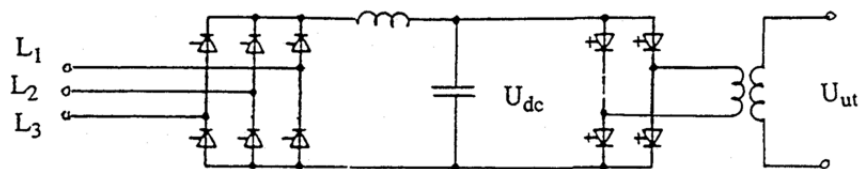
Aggregat type [MVA]	Maks 1 time belastning [A]	Maks 6 min belastning [A]	Maks 2 sek belastning [A]
5,8	352	485	625
7,0	424	667	825
10	606	848	1180

Figur 7: Roterende omformeres overlastbarhet [7]

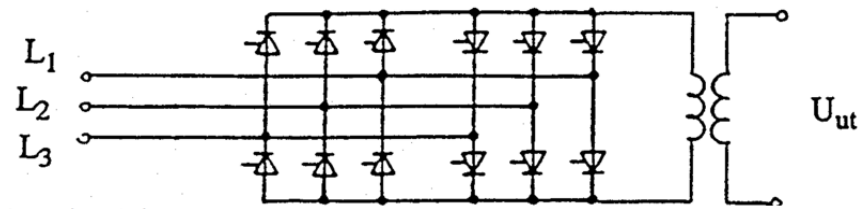
2.4.2 Statiske omformerstasjoner

Statiske omformerstasjoner baseres på kraftelektronikk, der strøm med 50 Hz omformes til 16 2/3 Hz vha halvlederteknologi, også kalt kraftelektronikk. Fordelen med statiske omformerstasjoner er i hovedsak at de har betraktelig lavere tap enn roterende [7]. En ulempe er dog at de ikke kan overbelastes, men de har en programmert strømgrense som gir de muligheten til å skyve lasten til andre stasjoner i tilfeller ved overbelastning. Det innebærer at i situasjoner der mye effekt kreves over kort tid kan den statiske omformerstasjonen ta sin del av lasten, og skyve resten til andre stasjoner med ledig kapasitet. Statiske omformere kan også styre spenning og effekt, og vil i tilfeller der spenningsfallet er stort kunne levere reaktiv effekt for å opprettholde spenningen. Da spenningen som leveres ut på KL ikke er avhengig av spenningen inn til omformerstasjonen vil den alltid kunne styre fasevinkelen til spenningen slik at den er i fase med resten, og med det unngås unødvendig effektflyt som igjen skaper tap i nettet [5].

Det finnes i dag i hovedsak to typer statiske omformere. Det er direkteomformere og omformer med mellomledd [5]. De forskjellige typene illustreres i figur 8 og 9.



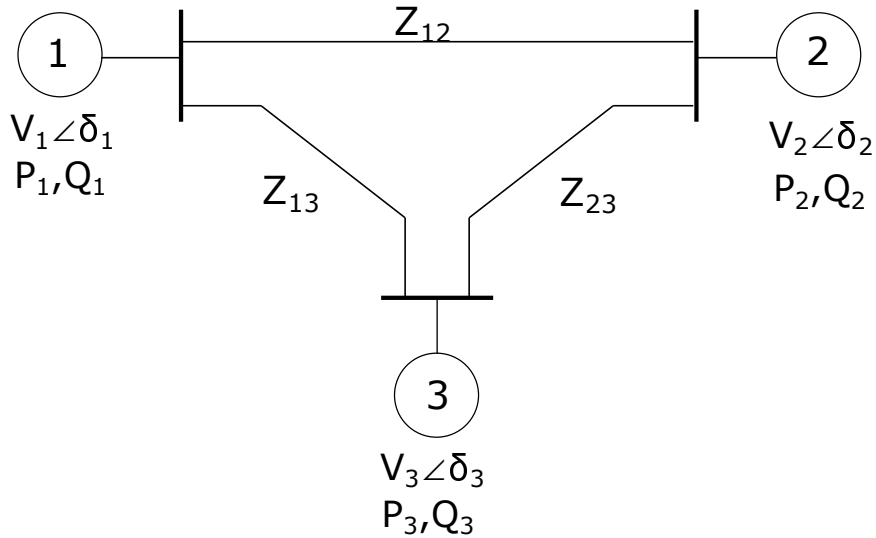
Figur 8: Statisk omformer med mellomledd [5]



Figur 9: Statisk direkteomformer [5]

3 Lastflytteori

I forbindelse med denne rapporten gjennomføres trafikksimuleringer i programmet μPas . Programmet μPas og mer utdypende beskrivelse om simuleringene forklares i kapittel 9. Programmet gjennomfører lastflytberegninger basert på teori som presenteres i dette kapitlet. For å utdype prinsippene som gjelder, benyttes her en modell som er illustrert i figur 10. Tre noder, N1, N2 og N3 er her elektrisk sammenkoblet med linjer med respektive impedanser. Teorien i dette kapitlet er basert på teori hentet fra prosjektoppgave utarbeidet av undertegnede, høsten 2017.



Figur 10: Modell med tre noder

Parameterne som benyttes i figuren er som følger:

- $U_i \angle \delta_i$ er spenningen og vinkelen til node i.
- P_i og Q_i er matet aktiv og reaktiv effekt fra node 1.
- Z_{ik} er impedansen til linjen i-k.

For node 1 sier Kirchofs strømlov følgende:

$$I_1 = I_{10} + I_{12} + I_{13} \quad (1)$$

Strømmen som flyter inn og ut av node 1 gis av:

$$\begin{aligned} I_{12} &= \frac{U_1 - U_2}{Z_{12}} = -I_{21} \\ I_{13} &= \frac{U_1 - U_3}{Z_{13}} = -I_{31} \\ I_{10} &= \frac{U_1}{Z_{10}} \end{aligned} \quad (2)$$

For node 1 gjelder følgende:

$$\begin{aligned}
I_1 &= \frac{U_1}{Z_{10}} + \frac{U_1 - U_2}{Z_{12}} + \frac{U_1 - U_3}{Z_{13}} \\
I_1 &= \frac{U_1}{Z_{10} - Z_{12} - Z_{13}} + \frac{U_2}{Z_{12}} + \frac{U_3}{Z_{13}}
\end{aligned} \tag{3}$$

Dette gjelder også for de andre nodene:

$$\begin{aligned}
I_1 &= \frac{U_1}{Z_{10} - Z_{12} - Z_{13}} + \frac{U_2}{Z_{21}} + \frac{U_3}{Z_{13}} \\
I_2 &= \frac{U_1}{Z_{21}} + \frac{U_2}{Z_{20} - Z_{21} - Z_{23}} + \frac{U_3}{Z_{23}} \\
I_3 &= \frac{U_1}{Z_{31}} + \frac{U_2}{Z_{32}} + \frac{U_3}{Z_{30} - Z_{13} - Z_{32}}
\end{aligned} \tag{4}$$

Om vi setter det på matriseform får vi:

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{1}{Z_{10} - Z_{12} - Z_{13}} & \frac{1}{Z_{12}} & \frac{1}{Z_{13}} \\ \frac{1}{Z_{21}} + \frac{1}{Z_{20} - Z_{21} - Z_{23}} & \frac{1}{Z_{23}} & \\ \frac{1}{Z_{31}} & \frac{1}{Z_{32}} & \frac{1}{Z_{30} - Z_{13} - Z_{32}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} U_1 \\ U_2 \\ U_3 \end{bmatrix} \tag{5}$$

Ohms lov på polar form gir oss følgende sammenheng:

$$\begin{aligned}
U &= Z \cdot I \\
Z &= 1/Y \\
I &= Y \cdot U
\end{aligned} \tag{6}$$

Generelt gjelder da:

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \vdots \\ I_i \\ \vdots \\ I_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \dots & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & \dots & Y_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{i1} & Y_{i2} & \dots & Y_{in} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{n1} & Y_{n2} & \dots & Y_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} U_1 \\ U_2 \\ \vdots \\ U_i \\ \vdots \\ U_n \end{bmatrix} \tag{7}$$

Elementene i Y-matrisa beregnes ut fra følgende formel:

$$\begin{aligned}
Y_{ii} &= \sum_{k=1}^3 \frac{1}{Z_{ik}} \\
Y_{ik} &= -\frac{1}{Z_{ik}}
\end{aligned} \tag{8}$$

Strømmen i node i kan beregnes ut fra:

$$\begin{aligned}
I_i &= Y_{i1}V_1 + Y_{i2}V_2 + \dots + Y_{ii}V_i + \dots + Y_{in}V_n \\
I_i &= \sum_{k=1}^n Y_{ik}V_k
\end{aligned} \tag{9}$$

Kompleks effekt kan uttrykkes ved bruk av:

$$\begin{aligned}
 S_i &= P_i + jQ_i = V_i I_i^* \\
 S_i &= P_i + jQ_i = V_i \left(\sum_{j=1}^n Y_{ij} V_j \right)^* \\
 S_i &= V_i \sum_{k=1}^n Y_{ik}^* V_k^* \\
 S_i &= |V_i| e^{j\delta_i} \sum_{k=1}^n \left(G_{ik} + jB_{ik} \right)^* |V_k| \left(e^{j\delta_k} \right)^* \\
 P_i + jQ_i &= \sum_{k=1}^n |V_i| |V_k| e^{j\delta_i} e^{-j\delta_k} \left(G_{ik} - jB_{ik} \right)
 \end{aligned} \tag{10}$$

Aktiv og reaktiv effekt kan deretter beregnes via følgende ligninger:

$$P_i = \sum_{k=1}^n |V_i| |V_k| \left(G_{ik} \cos \delta_{ik} + B_{ik} \sin \delta_{ik} \right) \tag{11}$$

$$Q_i = \sum_{k=1}^n |V_i| |V_k| \left(G_{ik} \sin \delta_{ik} - B_{ik} \cos \delta_{ik} \right) \tag{12}$$

Lastflytberegningene som utføres i programmet μ Pas utføres ved bruk av ligning 11 og 12. Her gjennomføres iterative beregninger.

4 Fasevinkelkarakteristikk og spenningsavhengighet

4.1 Fasevinkelkarakteristikk

Fasevinkelkarakteristikken til omformere gis av ligning 13 og 14 [13]. Statistiske omformere skal gis fasevinkel som etterligner fasevinkelkarakteristikken til eksisterende roterende omformere.

Fasevinkelkarakteristikken til roterende og statiske omformere gis av følgende formler [13]. Omformerenheter skal ha fasevinkelregulering som etterligner fasevinkelkarakteristikken til eksisterende omformere.

$$\Psi = \Psi_0 + \Psi_{omf} \quad (13)$$

$$\Psi_{omf} = - \left[\frac{1}{3} \arctan(X_{qM} \cdot i_G \cdot \cos\phi_G) - \arctan \frac{X_{qG} \cdot i_G \cdot \cos\phi_G}{1 + X_{qG} \cdot i_G \cdot \sin\phi_G} \right] \quad (14)$$

Tabell 3: Parametere som er avgjørende for omformerens fasevinkelkarakteristikk

Variabel	Enhet	Beskrivelse	Behandling
Ψ	Grader	Faseforskyvning	Beregnes med ligning 13
Ψ_0	Grader	Grunnfasevinkel. Vinkelforskjell mot 50 Hz systemet	Beregnes med ligning 14
X_{qM}	pu	Motor q-akse reaktans	Innstillbar. Settes lik 0.49
X_{qG}	pu	Generator q-akse reaktans	Innstillbar. Settes lik 0.53
i_G	pu	Generator strøm	Måles
ϕ_G	Grader	Generatorens lastvinkel (mellom I og U)	Måles

4.2 Spenningsregulering

For at omformerenheten skal kunne samkjøres og bidra til god lastdeling, må spenningen reguleres. Utspenningen til mateenhetene skal reguleres mot et settpunkt, som kompenseres for belastningen [13]. Spenningsreguleringen skal skje i henhold til ligning 15. Parameterne i ligningen forklares nærmere i tabell 4.

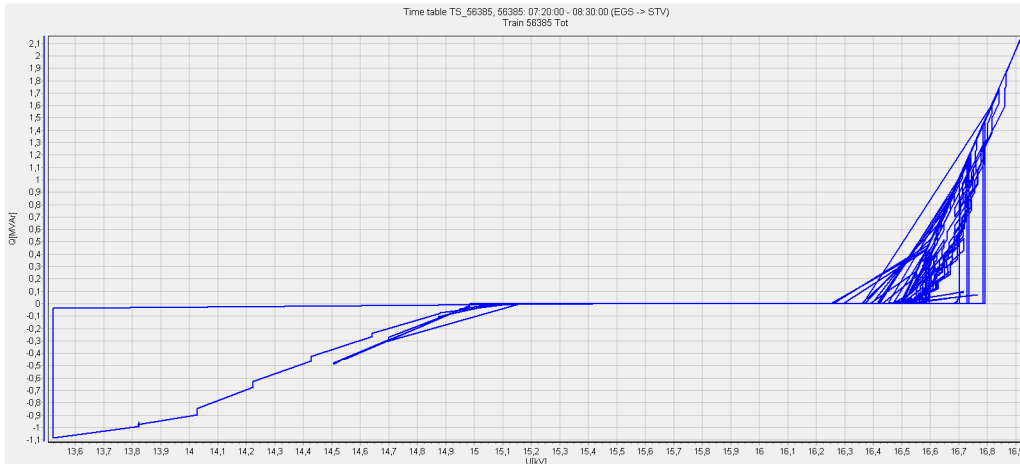
$$U = U_0 + U_c \cdot \left(\frac{R_C}{100\%} \cdot i_G \cdot \cos(\phi) + \frac{X_C}{100\%} \cdot i_G \cdot \sin(\phi) \right) \quad (15)$$

Tabell 4: Forklaring av verdier for spenningsregulering

Variabel	Enhet	Beskrivelse	Behandling
U	kV	Omformerens utspenning	Beregnes iht ligning 15
U_0	kV	Tomgangsspenning	Innstillbar. Settes til 16.50
U_c	kV	Kompenseringspenning	Innstillbar. Settes til 16.50
i_G	pu	Generator strøm	Måles
ϕ_G	Grader	Generatorens lastvinkel (mellom I og U)	Måles
R_c	%	Aktiv lastkompensering	Innstillbar. Settes lik 0.0
X_c	%	Reaktiv lastkompensering	Innstillbar. Settes lik -8.0

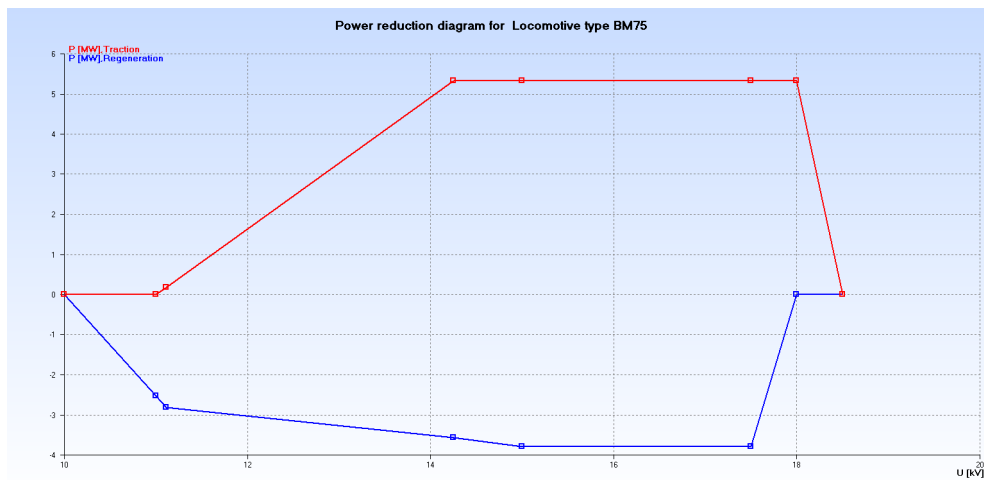
4.3 Spenningsavhengighet

I figur 11 illustreres reaktiv effekt som funksjon av spenningen. Grafen er hentet fra et tog, TS_56583, et FLIRT tog som benyttes på Jærbanen. Positiv Q er reaktiv effekt konsumert for å redusere, og negativ Q er reaktiv effekt levert til nettet for øke/støtte spenningen. Det fremkommer av grafen at når spenningen blir lavere enn nominell verdi, 16.5 kV, vil togets motor levere effekt tilbake på nettet for å støtte spenningen. Når spenningen blir høyere enn 16.5 kV vil togets motor konsumere reaktiv effekt for å få spenningen til å minke. Når spenningen er 16.5 kV vil toget hverken konsumere eller levere reaktiv effekt. Spenningen tilsvarer potensialet mellom KL og jord, og er spenningen ved togets strømtakere.



Figur 11: *Reaktiv effekt som funksjon av spenningen - For FLIRT tog*

Av figur 12 fremkommer sammenhengen mellom aktiv effekt og spenning. Dette gjelder også for et FLIRT - tog. FLIRT toget har motor med nominell effekt på 4.5 MW, men med tap vil den trekke litt over 5 MW. Positiv effekt, her i rødt, illustrerer effekt trukket fra nettet. Negativ effekt, her i blått, illustrerer effekt levert tilbake på nettet. Ved nominell spenning vil toget kunne trekke maks effekt, samt levere maks effekt tilbake til nettet. Ved lav spenning vil tilgjengelig effekt minke, og når spenningen overstiger 18 kV vil motoren koble ut.



Figur 12: *Aktiv effekt som funksjon av spenningen - For FLIRT tog*

5 Generelt om dimensjonering

5.1 Rammer for dimensjonering

Dette kapitlet er også i stor grad basert på kapittel med samme navn, hentet fra Prosjektoppgave utarbeidet av undertegnede, høsten 2017.

Bane NOR har utarbeidet et rammeverk som skal benyttes for alt som innebærer drift, utbygging og nybygging av jernbane. Dette rammeverket heter teknisk regelverk, forkortes TRV. Det oppsummerer alle nasjonale og internasjonale krav og retningslinjer som benyttes som rammeverk for prosjektering, bygging og drifting av jernbanens strømforsyningsanlegg [13]. Som retningslinjer for forsyning av energi til rullende materiell sier Samtrafikkforskriften følgende:

Systemer for forsyning av termisk energi eller elektrisitet skal:

- Gjøre det mulig for togene å oppnå de spesifiserte nivåene for yteevne.
- Når det gjelder strømforsyningsystemer, være kompatible med strømvaktene som togene er utstyrt med.

TRV sier også noe om kravet til redundans i kraftsystemet, og opererer med N-1 prinsippet. Den sier følgende:

Kraftsystem skal være planlagt, utformet og konstruert slik at det kan forsyne togtrafikken med tilstrekkelig effekt innenfor anleggenes grenser for spenning og termisk belastning i tilfelle utfall og vedlikehold (inklusive feilretting) av en vilkårlig enkeltkomponent (for eksempel mateenhet, bryter eller ledning) [14].

Videre har Bane NOR utarbeidet en såkalt kraftsystemutredning (KSU) [7]. Der foreligger følgende overordnede krav satt av myndighetene:

Bane NOR skal tilby en driftssikker og miljøvennlig infrastruktur. Energiforsyningen skal utvikles i tråd med utbygging og utvikling av infrastrukturen og kapasiteten man ønsker å oppnå i denne. Banestrømforsyningen skal være robust og skal ikke være begrensende for togframføring. Den må dermed evalueres, fornyes og utvikles i tråd med de overordnede planer som foreligger. Jernbanedirektoratet planlegger og gir Bane NOR SF oppdrag regulert gjennom avtaleverket som foreligger mellom partene.

5.2 Krav til spenning og frekvens

Strømsystemet til den norske jernbanen er vedtatt til å ha nominell spenning og frekvens på henholdsvis 15 000 V og 16 2/3 Hz.

Da det er forholdsvis lange avstander mellom matestasjonene (60-120 km) vil det alltid forekomme spenningsfall fra matestasjon til det aktuelle forbrukspunktet. For å hensynte spenningsfall er reell spenning ut fra omformeren satt til 16.5 kV.

For å dimensjonere nye strømforsyningsanlegg gjennomføres det simuleringer der den forventede trafikken for de neste 5-10 årene simuleres.

5.3 Effektbehov

Når det gjelder hvor stort effektbehovet til en strekning er, vil det være en rekke forhold som har innflytelse på det[14]:

- Tøgvækt
- Hastighet
- Togtetthet
- Stigningsforhold
- Antall akselerasjoner på grunn av hastighetsendringer og stopp
- Tap i overføring og rullende materiell
- Type trekkraftmateriell

Det er spesielt tre parametre som er spesielt utslagsgivende for hvor stort effektbehovet vil være [14]:

- Kjøretid (det vil si hastighet)
- Antall tog
- Tøgvækt (gitt av toglengde, aksellast og profil)

5.4 Dimensjonering av strømforsyningsanlegg i praksis

Bane Energi, en enhet i infrastrukturdivisjonen til Bane NOR, er den enheten som i praksis er ansvarlig for dimensjonering av nye strømforsyningsanlegg til den norske jernbanen. Måten dimensjoneringen gjennomføres på, er at det gjennomføres simuleringer av den forventede togtrafikken på den bestemte strekningen. Ved hjelp av dataprogrammer bygger de opp modeller av infrastrukturen slik at den tilsvarer den reelle strekningen samt legger inn rutetabeller som gjenspeiler den forventede trafikken noen år fremover. Deretter gjennomføres trafikksimuleringer, og på bakgrunn av simuleringene vil de se hva som er strekningens kraftbehov. Som regel er det maksimal tilsynelatende effekt levert fra omformerstasjonen i 2-sek, S, samt at spenningen overholder gitte grenser, som vil være dimensjonerende faktorer for omformerstasjonens ytelse. Hva angår spenningsfall har erfaring vist at toget klarer å holde rutetabellen så lenge spenningen ikke understiger 13.5 kV [14].

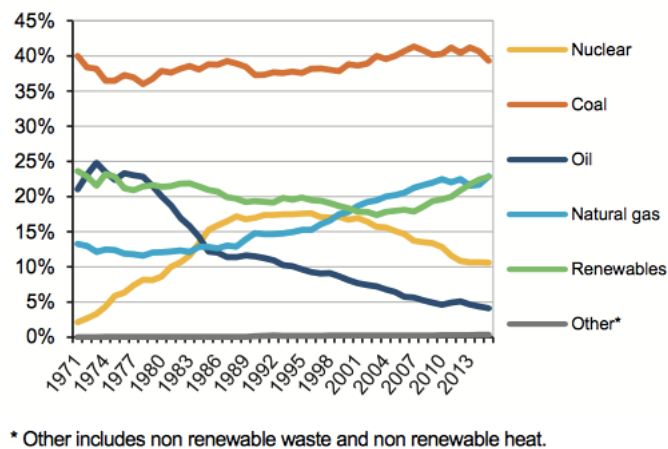
På bakgrunn av simuleringene vil en kunne estimere hvor stort strekningens kraftbehov vil være. Dette benyttes som grunnlag, men ifølge TRV skal det illegges hvertfall 15 % tilleggsmargin i forhold til hva som ifølge simuleringene er strekningens kraftbehov. Her skal 10 % kompensere for eventuelle forsinkelser, bytte av togmateriell, ekstra tog, etc. De resterende 5 % skal kompensere for usikkerhet i simuleringene.

Videre må skjønn og andre parametre medtas når ny infrastruktur skal dimensjoneres. Dette er således en krevende oppgave da det er vanskelig å spå hvordan trafikkbildet ser ut i fremtiden, samt at det kan skje endringer i samfunnet som gjør at effektbehovet endrer seg med årene.

6 Energiøkonomisk togfremføring

6.1 Bakgrunn for energiøkonomisering

Som følge av at verden i en årrekke har hatt for høye klimagassutslipp til atmosfæren, har det de siste årene vokst frem et økende fokus på å redusere miljøpåvirkningene. En rekke land har forpliktet seg til Paris avtalen, og med økende kunnskap om miljøpåvirkningene har også en rekke tiltak blitt iverksatt. Sammen med økende fokus på miljøet har også kravet om lønnsomhet økt, og for operatører som forbruker energi er energiøkonomisering et nøkkelord. I Norge er togene forsynt med elektrisk kraft fra grønn vannkraft, men dette er ikke alltid tilfellet rundt omkring i verden. Figur 13 illustrerer verdens elektrisitetssammensetning de siste årene, og det fremkommer at kull fortsatt er den desidert største kilden til elektrisitet. Dersom togselskapene kan kjøre på en slik måte at de forbruker mindre energi, vil det være fordelaktig både for miljøet og deres lønnsomhet.



Figur 13: Verdens elektrisitetssammensetning 1971 - 2015 [15]

6.2 Energibruk ved togfremføring

I 2016 var det totale elektrisitetsforbruket relatert til togtrafikk på ca 536 GWh [16], noe som tilsvarer ca 0.4 % av Norges totale elektrisitetsforbruk. Dette inkluderer elektrisitet brukt til togfremføring, oppvarming av tog, hensetting, etc. Dersom en energipris på 467 kr/MWh legges til grunn [17], betalte togoperatørene ca 250 millioner kroner for strømmen i 2016.

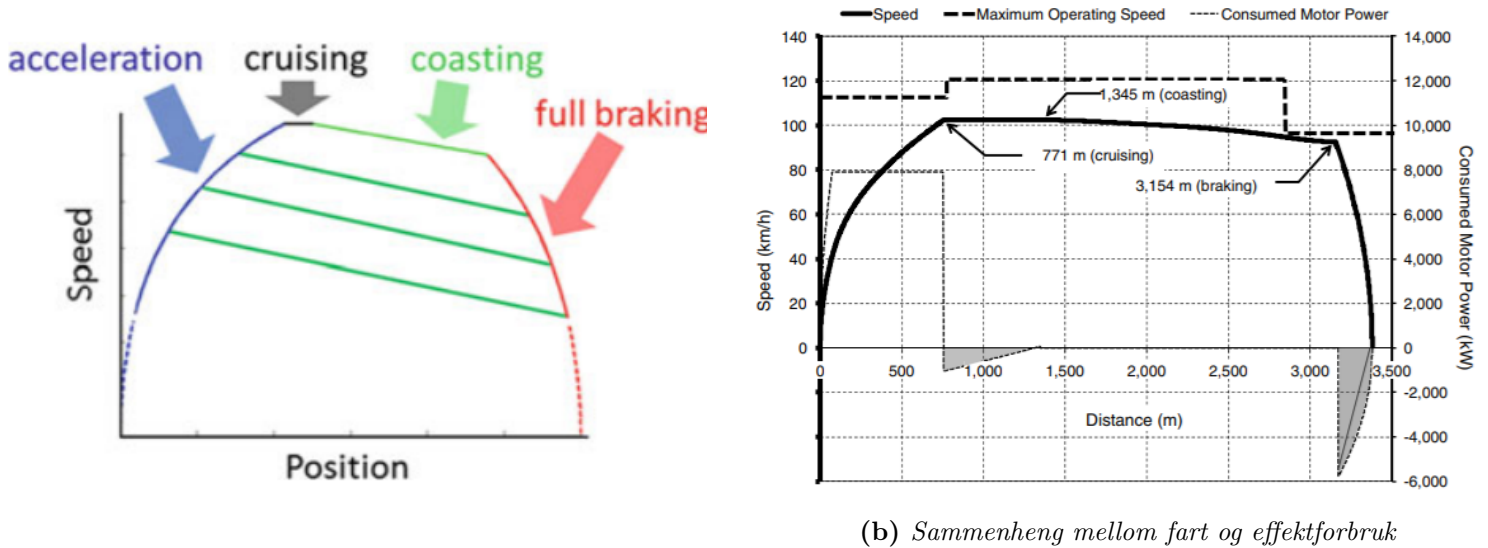
6.3 Forskjellige kjørefaser

Når man kjører et tog, skiller det i hovedsak mellom fire typer kjørefaser:

- Akselerasjon
- Cruising
- Coasting
- Bremsing

De forskjellige kjørefasene er illustrert av figur 14a. Typisk kjøremønster er at man i begynnelsen akselererer hurtig opp til ønsket kjøremåte, noe som er en kraftkrevende

prosess. Deretter utøves cruising, noe som innebærer at man opprettholder den ønskede fart. Når man nærmer seg togstasjon kan man coaste, noe som innebærer rulling uten å forbruke energi. Når togstasjon er helt i nærheten må man bremse. Av figur 14 illustreres et eksempel der sammenhengen mellom togets fart og effektforbruk fremkommer. Under akselerasjon dras tilnærmet maks effekt, mens under bremsing vil toget mate tilbake effekt på nettet.



(a) Kjøremetoder

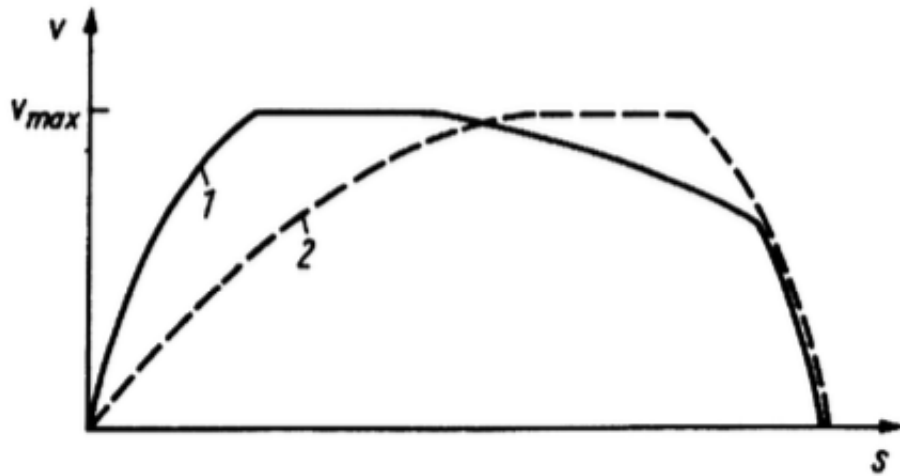
(b) Sammenheng mellom fart og effektforbruk

Figur 14: Togets kjøremetoder og sammenhengen mellom fart og effektforbruk [18]

6.4 Utløpsmetoden

Utløpsmetoden er av mange ansett som den mest energiøkonomiske måten å kjøre toget på. Utløpsmetoden går ut på at toget akselererer hurtigst mulig opp i ønsket hastighet, og deretter lar toget rulle uten å bruke motorkraft, altså coaste. Målet med metoden er å la utløpsveien bli så lang som mulig, slik at bevegelsesenergien til toget blir utnyttet på best mulig måte. En annen faktor er hvordan man tilpasser motorkraften i forhold til terrenget, slik at hyppig akselerasjon og bremsing på lang vei unngås.

For å i størst mulig grad anvende utløpsmetoden, legges det til et påslag på kjøretiden med ca 4-5 %, som igjen gir en potensiell energibesparelse på opp mot 20 % [19]. Av figur 15, illustreres to ulike måter å kjøre toget på med lik kjøretid. Metode 1 representerer utløpsmetoden, da toget akselererer hurtig opp i ønsket hastighet, deretter utøves cruising før det coastes inn mot stasjonen. Her gjøres utløpsveien så lang som mulig. Metode 2 representerer en kjørestil som vil kunne medføre 15-25 % økt energiforbruk ift metode 1 [20].



Figur 15: Utløpsmetoden (1) [6]

6.5 DAS - Driver Advise System

I rapporten av Piotr Lukaszewicz som kartegger fordeler med energiøkonomisk togfremføring (eco-driving) i Sverige [21], legges det vekt på at det foreligger et stort uforløst potensiale knyttet til dette felt. Et av tiltakene som foreslås for å minke energiforbruket rundt togfremføring er å innføre støttesystemer til lokførere, kalt DAS (Driver advise system), slik at lokførere får beskjed om hvordan toget bør opereres. Målet er å øke den såkalte frirullingsgraden, e . Den er definert som følger:

$$e = \frac{\text{Antall km rulling}}{\text{Antall km totalt}} \quad (16)$$

Med rulling menes coasting, altså rulling uten at motoren yter effekt. Forsøk gjennomført ifm studien viser at ved innføring av DAS, der lokføreren utøver "optimal" kjøring, minker gjennomsnittlig energiforbruk med 9.4 % i forhold til de tilfeller der DAS ikke benyttes. Man kan med det si at det er et stort potensiale for å minke energiforbruket knyttet til togfremføring.

6.6 NSB - Kompetansesenter

Det er i denne studien gjennomført samtale og intervju av opplæringspersonell fra NSB sitt kompetansesenter på Sundland [22]. Det fremkommer der at lokførerne utdannes og oppfordres til å utøve utløpsmetoden i sitt daglige virke. Kompetansesenteret har anskaffet en togsimulator som brukes til opplæring og trening av lokførere, og energiøkonomisk togfremføring er et av fokusområdene under opptrening.

NSB iverksatte i 2004 et prosjekt der de i samarbeid med ENOVA ønsket å effektivisere energiforbruket knyttet til togdrift. I 2015 viste det seg at gjennom prosjektperioden hadde NSB kuttet strømforbruket med hele 748 GWh [23]. Dette gjennom iverksetting av forskjellige tiltak som kom som et resultat av prosjektet. Prosjektet tok i hovedsak for seg tre forskjellige områder:

- Energiøkonomisk kjøring
- Energiforbruk i parkerte tog
- Klimaenøk på togene

Det er uvisst hvordan vektingen av disse tiltakene har bidratt til nedgang av energiforbruket, men det er åpenbart at mer energiøkonomisk kjøring og ikke minst anskaffelse av mer energiøkonomiske tog har bidratt stort her. Anskaffelsen av FLIRT - tog som kan regenerere strøm tilbake på nettet har absolutt bidratt til at energiforbruket har redusert betraktelig.

6.7 Togets trekkraft

Det er flere faktorer som avgjør hvor mye trekkraft fra motoren som kreves for å få toget opp i ønsket hastighet. Generelt vil følgende gjelde [4]:

$$F_{Motor} = F_{rulle} + F_{luft} + F_{stigning} + F_{kurve} \quad [kN] \quad (17)$$

Verdier for F_{rulle} og F_{luft} som benyttes i simuleringene i denne rapporten kan sees av appendiks C.

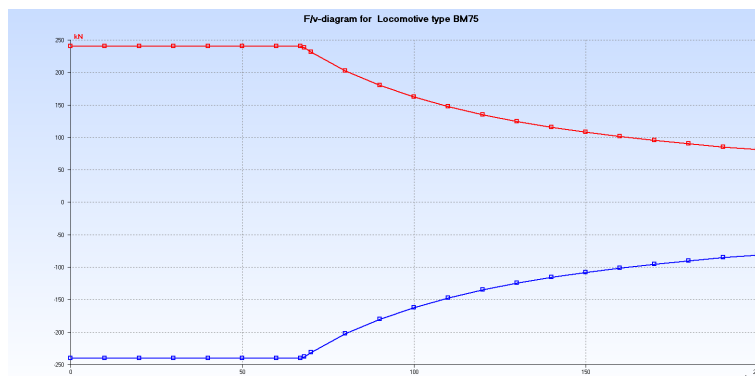
Videre er sammenhengen mellom togets trekkraft og elektriske effekt gitt av ligning 18 [4].

$$P [W] = F [N] \cdot v [m/s] \quad (18)$$

Togets trekkraft som funksjon av hastighet illustreres av figur 16. Her benyttes togtype BM 75 (FLIRT) som eksempel. Den har starttrekkraft på 240 kN og topphastighet på 200 km/t. Den har motor med ytelse på 4500 kW. Det kan sees av figuren at starttrekkraften er 240 kN helt til en viss hastighet oppnås. Denne hastigheten kan finnes ved

$$v = \frac{4500kW}{240kN} = 18.75m/s = 67.5m/s \quad (19)$$

Ved denne hastigheten vil motoren kunne trekke full effekt, men herfra og ut vil trekkraften reduseres som illustrert i figur 16. Rød graf representerer trekkraften som utøves under akselerasjon og blå graf representerer bremskraft som utøves under regenerativ bremsing, der effekt mates tilbake på nettet.



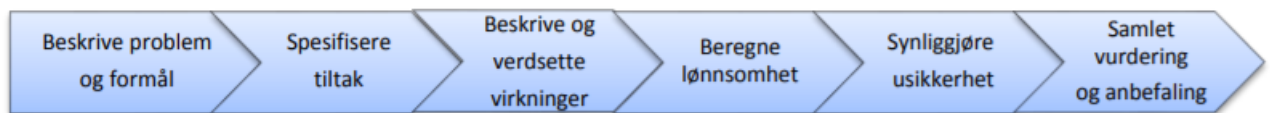
Figur 16: Trekkraft som funksjon av hastighet

7 Økonomisk teori

For å kunne sammenligne lønnsomheten til forskjellige alternativer, er det viktig at de sammenlignes med like forutsetninger. Forskjellige prosjekter kan ha mange ulikheter, og de kan innebære investeringer på forskjellige tider samt gi ulike ringvirkninger. For å kunne sammenligne de ulike alternativene finnes det diverse metoder for å beregne de ulike prosjektenes lønnsomhet. I økonomiske analyser brukes nåverdimetoden. Nåverdimetoden er en metode for å beregne lønnsomheten av en investering basert på nåverdien av fremtidig diskonterte kontantstrømmer [24]. Med andre ord er det en metode som muliggjør sammenligning av nytte og/eller kostnadsvirkninger som opptrer på ulike tidspunkt. Alle fremtidige kostnader og utgifter medtas og diskonteres over hele analyseperioden.

7.1 Samfunnsøkonomisk analyse

Når Bane NOR, Jernbanedirektoratet eller andre aktører skal investere i infrastrukturen sammenligner de forskjellige alternativer. Når de f.eks. skal bygge dobbeltspor på en togstrekning, er det en investering som vil påvirke samfunnet som helhet. I slike tilfeller må de utarbeide samfunnsøkonomiske analyser for å finne det beste alternativet. Ifølge Finansdepartementet er formålet med samfunnsøkonomiske analyser å klarlegge, synliggjøre og systematisere konsekvensene av tiltak og reformer før beslutningene fattes [25]. Jernbaneverket utarbeidet i 2015 en metodehåndbok for utarbeidelse av samfunnsøkonomiske analyser for jernbane. Den legger føringer for hvordan samfunnsøkonomiske analyser skal utarbeides. En skisse av hvordan en typisk samfunnsøkonomisk analyse bør bygges opp kan sees av figur 17 [26].



Figur 17: Oppbygning av samfunnsøkonomisk analyse

Det finnes i hovedsak tre typer samfunnsøkonomiske analyser [26]:

- Nytte - kostnadsanalyse
- Kostnadseffektivitetsanalyse
- Kostnads - virkningsanalyse

Når det gjelder samfunnsøkonomiske analyser knyttet til jernbane er det i hovedsak nytte - kostnadsanalysen (NKA) som benyttes. Den vil derfor være hovedfokus i denne rapporten.

Nytte - kostnadsanalyse er systematisk kartlegging av et prosjekts fordeler og ulemper, og nyttevirkninger og kostnader verdsettes i kroner så langt det lar seg gjøre. For å kunne gjennomføre metoden må en regne om kostnader og nytter til nåverdi. Da må en kunne diskontere og annualisere kostnader og inntekter. Metodene forklares i de kommende underkapitlene.

7.2 Diskontering

Når en skal sammenligne beløp som inntreffer på forskjellig tid, må beløpet flyttes til et referansetidspunkt. Om en investering forekommer om 10 år, kan man regne om det beløpet til dagens verdi. Det kalles å diskontere et beløp. Ligning 20 [27] er et eksempel på hvordan nåverdien (NV) til f.eks. en investering som inntreffer n år frem i tid (FV), kan beregnes.

$$\begin{aligned} NV &= FV \cdot (1 + r)^{-n} = FV \cdot \alpha_n \\ r &= \text{kalkulasjonsrente} \\ n &= \text{antall år til investeringen finner sted} \\ \alpha_n &= \text{diskonteringsfaktor} \end{aligned} \tag{20}$$

Kalkulasjonsrenten

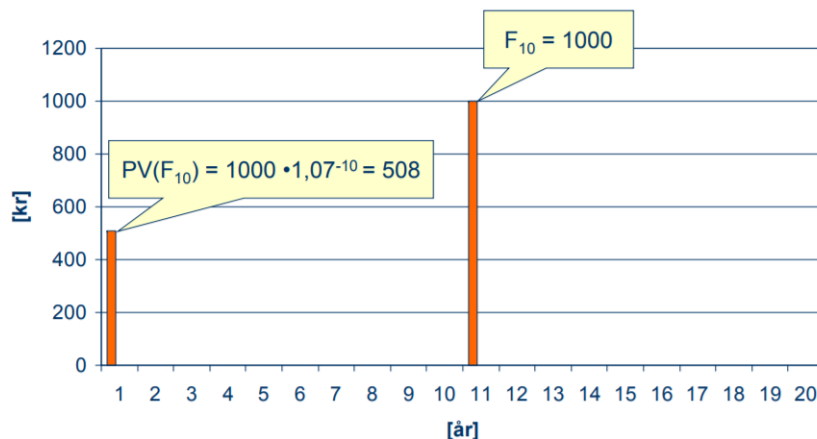
Kalkulasjonsrenten, r , representerer den samfunnsøkonomiske alternativkostnaden knyttet til å binde kapital i et spesifikt tiltak. Den vil reflektere hvilken avkastning det beste alternativet ville gitt, og blir med det prosjektets avkastningskrav [28]. En metode som ofte brukes for å si om et prosjekt er samfunnsøkonomisk lønnsomt eller ikke, er nettonåverdimetoden. Den forklares nærmere i senere underkapittel. For å kunne bruke metoden må man kunne diskontere beløp, og følgende eksempel forklarer det. Anbefalingene fra Finansdepartementet om hva kalkulasjonsrenten i statlige tiltak bør være, kan sees av tabell 5 [25].

	0-40 år	40-75 år	etter 75 år
Risikojustert rente	4.0	3.0	2.0

Tabell 5: Valg av kalkulasjonsrente for statlige tiltak, sett fra investeringstidspunkt

Dersom en skal kjøpe et produkt til 1000 kr om 10 år, vil det med kalkulasjonsrente på 7 %, være økonomisk ekvivalent med å kjøpe et produkt til 508 kr i dag. Om 508 kr settes i banken i dag, med rente 7 %, vil den være verdt 1000 kr om 10 år. Utregning kan sees av ligning 21, og illustreres i figur 18.

$$NV = 1000\text{kr} \cdot (1 + 0.07)^{-10} = 508\text{kr} \tag{21}$$



Figur 18: Diskontering av et beløp [26]

7.3 Annuitet

Når en skal regne nåverdi av et beløp som forekommer årlig over en lengre periode, må beløpene akkumuleres opp og korrigeres for nåverdi.

Dersom en bedrift på slutten av hvert år betaler et beløp, I , i en periode på n år.

Summen av kostnadene over perioden, K_n , kan da beregnes vha:

$$K_n = I + I \cdot (1 + r) + \dots + I \cdot (1 + r)^{n-1} \quad (22)$$

Dette representerer en geometrisk rekke med første element I , n elementer og forhold $(1+r)$. Rekken kan også skrives som

$$K = I \cdot \sum_{i=1}^n (1 + r)^{i-1} \quad (23)$$

Summen av en slik rekke kan skrives som:

$$K_n = I \cdot \frac{(1 + r)^n - 1}{(1 + r) - 1} = I \cdot \frac{(1 + r)^n - 1}{r} \quad (24)$$

For å finne nåverdi av de akkumulerte kostnader, må en bruke følgende formel:

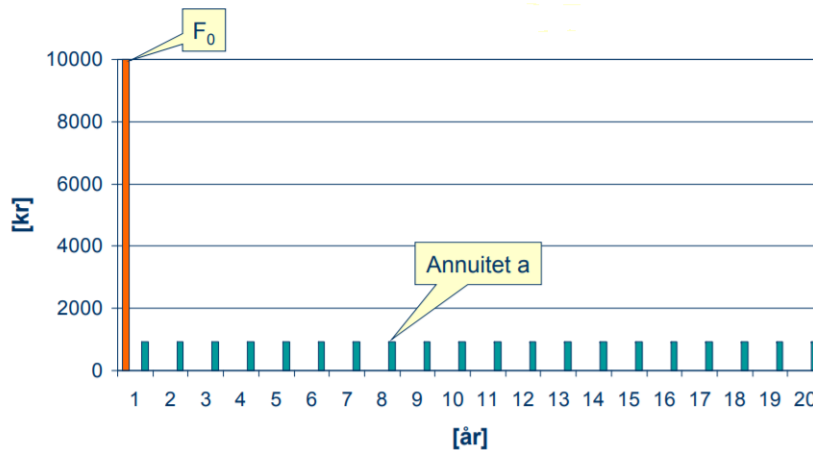
$$\begin{aligned} K_0 &= K_n \cdot (1 + r)^{-n} \\ K_0 &= I \cdot \frac{1 - (1 + r)^{-n}}{r} \\ I &= K_0 \cdot \epsilon \end{aligned} \quad (25)$$

Annuitetsfaktoren, $\epsilon_{n,r}$, er gitt av:

$$\epsilon_{n,r} = \frac{r}{1 - (1 + r)^{-n}} \quad (26)$$

For å illustrere dette kan vi tenke oss at en bedrift foretar en investering på 10 000 kroner i dag. Det vil tilsvare årlige utgifter på 735.81 kr i 20 år, gitt av bruker diskonteringsrente på 4 %. Utregning kan sees av ligning 27, og prinsippet er illustrert i figur 19 [26].

$$I = 10000 \cdot 0.073581 = 735.81kr \quad (27)$$



Figur 19: Annuitetsberegning [26]

7.4 Kapitalisering

Dersom en ønsker å beregne nåverdien av årlige beløp som påløper over en lengre periode, kalles det å kapitalisere beløpene. Her brukes kapitaliseringsfaktoren λ_N . Å kapitalisere kostnadene vil være det motsatte av å annualisere. Prinsippet kan sees av ligning 28

$$K_0 = I \cdot \lambda = I \cdot \frac{1 - (1 + r)^{-n}}{r} \quad (28)$$

$$\lambda \cdot \epsilon = 1 \quad (29)$$

7.5 Nåverdimetoden

Når Bane NOR gjennomfører store infrastrukturprosjekter som har lang levetid er det ofte vanlig at kostnadene påløper tidlig og konsentrert, mens nytten vil i større grad fordeles ut over levetiden til prosjektet. Kostnadene vil være knyttet opp mot de faktiske kostnadene som påløper for å realisere prosjektet, og inntektene/nytten vil komme som en konsekvens av realiseringen av prosjektet over tid. Det som er interessant, er hvorvidt summen av nytten som kommer over hele levetiden er større enn kostnadene som realisering av prosjektet krever. Dersom det er tilfelle vil en kunne omtale prosjektet som samfunnsøkonomisk lønnsomt, og det vil ha positiv nettonåverdi. Et prosjekt er lønnsomt dersom det har positiv nettonåverdi, og er ikke lønnsomt dersom nettonåverdi (NNV) er negativ [28]. Bane NOR bruker NNV for å sammenligne ulike alternativer. Som regel settes nullalternativet som referanse, også beregnes NNV til andre alternativer ut i fra det. Dette

gjøres også i den økonomiske analysen til del 2 i denne rapporten. Ligning 30 representerer nåverdimetoden for et gitt prosjekt med analyseperiode på n år [24]

$$\begin{aligned}
 NNV &= -I_0 + \frac{U_1 - D_1}{(1+r)} + \frac{U_2 - D_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{U_n - D_n}{(1+r)^n} \\
 NNV &= -I_0 + \lambda \cdot U
 \end{aligned}
 \tag{30}$$

Her representerer U den årlige nytteverdien, I_0 representerer investeringskostnaden i år 0 og D representerer de årlige driftskostnadene som følge av prosjektet. Prosjektet vil være lønnsomt om det har positiv NNV.

Om det ikke er restriksjoner i tilgang på investeringsmidler, bør alle prosjekter med positiv NNV realiseres. Det er i praksis som regel umulig, da det stort sett finnes investeringsbudsjett eller at prosjekter er gjensidig utelukkende. Når en skal sammenligne forskjellige prosjekter kan en se på hvilket prosjekt som har høyest NNV. En annen metode er å lage en nytte/kostnadsbrøk. Den kan sees av ligning 31 [26].

$$N/K = \frac{\sum U}{\sum (I + D)}
 \tag{31}$$

U representerer nytten, I er investeringskostnad og D er driftskostnadene.

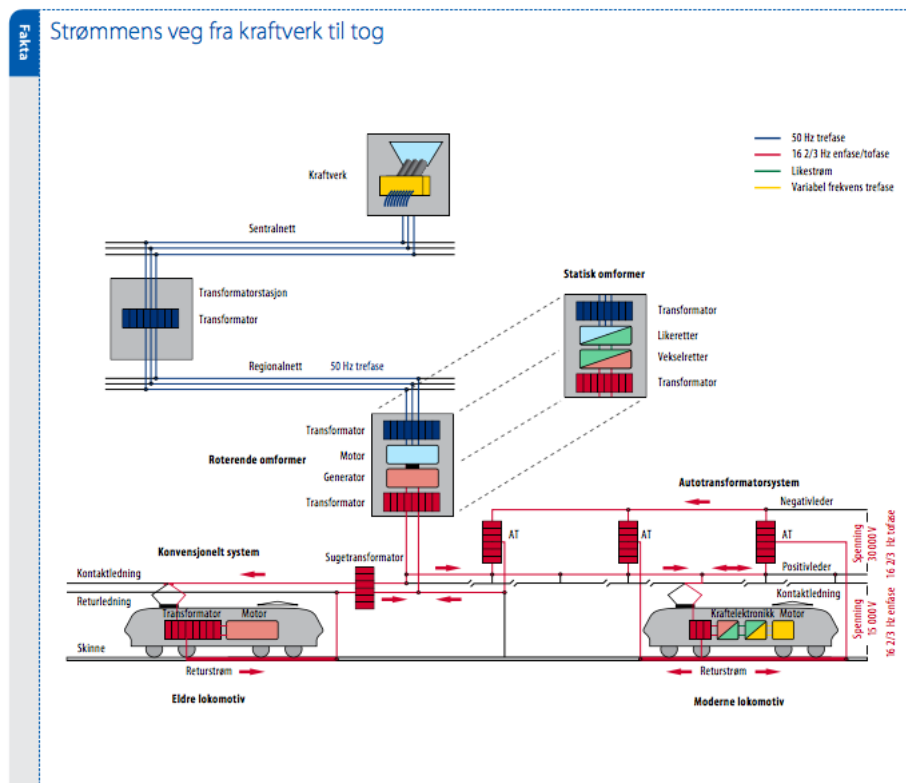
Prosjektene er lønnsomme så fremst $N/K > 1$, og prosjekter velges etter prioriteres etter fallende N/K .

8 Tapsberegning

I alle ledd der det flyter energi vil det forekomme tap. Som vist i figur 20 må strømmen gjennom flere ledd før den kommer fram til togets motor, der den elektriske energien omformes til mekanisk energi som gir toget fremdrift. Som det fremkommer av figuren vil det på veien fra kraftverk til tog oppstå tap i følgende ledd:

- Kraftverkstap. Mekanisk energi omdannes til elektrisk energi.
- Distribusjonstap. Når energien overføres på høyspenningsnivå vil det oppstå tap i lederne. Det vil også være tap i transformatorstasjonene der spenningen omformes. Dette ivaretas gjennom nettleie.
- Omformertap. Når frekvensen omformes fra 50 til 16 2/3 Hz vil det oppstå tap.
- Tap i KL - anlegget. Når strømmen fraktes fra omformerstasjonen til toget oppstår det ledningstap.

I de kommende underkapitlene utredes det nærmere hvordan de forskjellige tapene beregnes, samt hvem som betaler for dem. Bane NOR kjøper sin strøm fra NordPool, og betaler for tapene gjennom den eksterne nettleien Bane NOR betaler til netteier. Videre selger de strømmen til togoperatørene, og betaler kundene igjen for tapene.



Figur 20: Strømmens veg fra kraftverk til tog [3]

8.1 Tap i kraftverk og distribusjonsnett

I kraftverk omformes mekanisk energi til elektrisk energi. I Norge er det i hovedsak vannkraft som bidrar til at turbinen roterer slik at generatoren kan generere elektrisk kraft. Ettersom produksjon og konsumering av elektrisk kraft sjelden er på samme plass, må energien flyttes der lasten er. Energien distribueres over høyspent overføringsnett, der det oppstår ohmske kobbertap. Tapene gis av ligning 32. Tapene som oppstår under distribusjon og transformasjon må forbrukerne betale for. De bakes inn under den eksterne nettleien som alle forbrukere må betale. Den vil her bli videre utredet i senere kapittel.

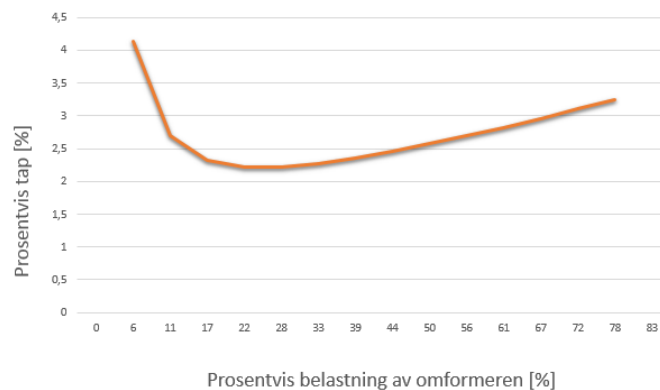
$$P_{Tap} = R * I^2 \quad (32)$$

8.2 Tap i statiske omformerstasjoner

For å kunne beregne hvordan de elektriske tapene i en statisk omformer utarter seg med forskjellig belastning, brukes målingsdata som fremkommer av LCC analyse av statiske og roterende aggregater [29]. For en statisk omformerstasjon med 2 x 18 MVA ytelse, er det målt tap som fremkommer av figur 21 og 22. Basert på målte verdier brukes interpolering.

Belastning [MVA]	Relativ belastning [%]	Driftstid [%]	Timer[h]	Tap [kWh]	Tap [kW]	Prosentvis tap [%]
0	0,00	0,50 %	0,50 %	43,8	1 406	32,10
1	5,56	6,50 %	6,50 %	569,4	23 590	41,43
2	11,11	12,00 %	12,00 %	1051,2	56 723	53,96
3	16,67	15,00 %	15,00 %	1314	91 573	69,69
4	22,22	18,00 %	18,00 %	1576,8	139 736	88,62
5	27,78	14,00 %	14,00 %	1226,4	135 824	110,75
6	33,33	11,00 %	11,00 %	963,6	131 127	136,08
7	38,89	11,00 %	11,00 %	963,6	158 618	164,61
8	44,44	7,00 %	7,00 %	613,2	120 396	196,34
9	50,00	2,80 %	2,80 %	245,28	56 726	231,27
10	55,56	1,10 %	1,10 %	96,36	25 959	269,40
11	61,11	0,30 %	0,30 %	26,28	8 166	310,73
12	66,67	0,40 %	0,40 %	35,04	12 448	355,25
13	72,22	0,20 %	0,20 %	17,52	7 060	402,97
14	77,78	0,20 %	0,20 %	17,52	7 953	453,94
15	83,33	0,00 %	0,00 %	0	0	
Tot			1	8 760	0	

Figur 21: Tap som funksjon av belastning - 2 x 18 MVA [29]



Figur 22: Tap som funksjon av belastning - 2 x 18 MVA

Basert på figur 21 og 22 kan det sees at tapsprosenten er tilnærmet lineær i gitte intervaller. Brukes ettpunktsformelen (33) kan tapsprosenten som funksjon av prosentvis belastning approksimeres ved hjelp av følgende lineære uttrykk (34). $l(x)$ representerer elektriske tap oppgitt i prosent som funksjon av belastning oppgitt i prosent av nominell ytelse.

$$y - y_1 = a(x - x_1) \quad (33)$$

$$l(p) = \begin{cases} -0.12 \cdot p + 4.86 & 0 < p \leq 22 \\ 0.018 \cdot p + 1.82 & 22 < p \leq 100 \end{cases} \quad (34)$$

p er gitt av forholdet mellom reell belastning av omformerens og omformerens nominelle ytelse. Den kan sees av ligning 35.

$$p = P \cdot 100/P_N \quad (35)$$

$$P_{Tap}(P(t)) = l(p) \cdot P(t)/100$$

$$P_{Tap}(P(t)) = \begin{cases} (-0.12 \cdot p + 4.86) \cdot P(t)/100 & 0 < p \leq 22 \\ (0.018 \cdot p + 1.82) \cdot P(t)/100 & 22 < p \leq 100 \end{cases}$$

$$P_{Tap}(P(t)) = \begin{cases} (-0.12 \cdot (P(t) \cdot 100/P_N) + 4.86) \cdot P(t)/100 & 0 < P(t)/P_N \leq 0.22 \\ (0.018 \cdot (P(t) \cdot 100/P_N) + 1.82) \cdot P(t)/100 & 0.22 < P(t)/P_N \leq 1.0 \end{cases} \quad (36)$$

$$P_{Tap}(P(t)) = \begin{cases} -0.12 \cdot P(t)^2/P_N + 0.0486 \cdot P(t) & 0 < P(t)/P_N \leq 0.22 \\ 0.018 \cdot P(t)^2/P_N + 0.00182 \cdot P(t) & 0.22 < P(t)/P_N \leq 1.0 \end{cases}$$

$$P_{Tap}(P(t)) = \begin{cases} -0.12P \cdot (P(t)/P_N - 0.405) & 0 < P(t)/P_N \leq 0.22 \\ 0.018P \cdot (P(t)/P_N + 1.011) & 0.22 < P(t)/P_N \leq 1.0 \end{cases}$$

Tapene som oppstår som funksjon av omformerens belastning gis av ligning 36. For å finne de elektriske tapene som oppstår over en dag, må tapene akkumuleres opp. Belastningen $P(t)$ forandrer seg hvert sekund, og ettersom det er 86400 sekunder i et døgn må tapene integreres over hele perioden.

$$E_{Tap} = \int_{t=1s}^{t=86400s} P_{Tap}(P(t))/3600s dt \quad (37)$$

Denne metoden integreres i Matlab, og brukes for å regne ut tapene til omformerstasjonen ved forskjellige belastninger over ett døgn.

8.3 Tap i KL - anlegg

Strømmen som flyter i kontaktledningsanlegget vil flyte i både kontakttråden og bærelinen. Akkumulerte tap over ett døgn kan beregnes vha ligning 38.

$$E_{Tap} = R \cdot \sum_{i=1}^{86400s} (I_i)^2 \quad (38)$$

Denne metoden implementeres også i Matlab og brukes for å beregne tapene som forekommer i kontaktledningsanlegget (KL) under forskjellig belastning. For å finne verdien for hvordan strømmen varierer med belastningen over ett døgn brukes verdier som kommer fra simuleringer gjennomført i μ Pas. Som resistans brukes $R = 0.038 \Omega/km$, og som lengde brukes 38 km, som er ca halve lengden av Jærbanen. Det blir med det en tilnærming av tapene som oppstår i KL, som følge av strøm som mates fra Kjelland. Det gir tap med noe usikkerhet, men gir en indikasjon på hvordan tapene i KL avhenger av omformerens belastning.

8.4 Tapsberegninger utført av Bane NOR

Bane NOR kjøper mesteparten av sin strøm fra NordPool, og selger deretter videre til togoperatørene. Her er det togoperatøren som betaler for tapene som forekommer i omformerstasjonen samt KL - anlegget. Bane NOR har utarbeidet tariffen for tap som togoperatørene betaler. Tariffene er hentet fra Bane NORs nettsider [30], og tapene oppstår i forskjellige ledd. Energifyten kan sees av figur 23.



Figur 23: Illustrasjon av tapsledd i banestrømforsyning - Positiv effektlyt

8.4.1 Omformertap - $\bar{\sigma}_{cn}$

Gjennomsnittlig tap i omformerstasjoner beregnes ut i fra formel 39

$$\bar{\sigma}_{cn} = \frac{\text{Energi levert til alle stasjoner} - \text{Energi levert fra alle stasjoner}}{\text{Energi levert til alle kunder} + \text{Overføringstap}} \quad (39)$$

Tariffer som benyttes for omformingstap kan sees av tabell 6.

Tabell 6: Tariff for omformingstap

Nettområde	Tariff ($\bar{\sigma}_{cn}$)
Sør - Norge	7.1 %
Ofotbanen	19.0 %

8.4.2 Distribusjonstap - $\bar{\sigma}_{ln}$

Gjennomsnittlig tap i KL beregnes ut i fra formel 40

$$\bar{\sigma}_{cn} = \frac{\text{Energi levert inn til overføringsnettets} - \text{Energi levert fra overføringsnettets}}{\text{Energi levert til alle kunder}} \quad (40)$$

Tariffer som benyttes for omformingstap kan sees av tabell 7.

Tabell 7: *Tariff for overføringstap*

Nettområde	Tariff ($\bar{\sigma}_{cn}$)
Sør - Norge	3.0 %
Ofotbanen	3.0 %

9 Systembeskrivelse

For å belyse de ønskede problemstillinger i denne oppgaven er det gjennomført trafikksimuleringer i programmet kalt μ Pas. μ Pas benyttes i dag av Bane NOR til gjennomføring av trafikksimuleringer, som igjen brukes som grunnlag for dimensjonering av strømforsyningsanlegg. Med strømforsyningsanlegg menes her i hovedsak omformer - og transformatorstasjoner. I programmet bygger en opp modeller som skal tilsvare fysiske modeller med deres tilhørende egenskaper. Programmets oppbygning og bruk beskrives nærmere i kapittel 9.2. Bane Energi gjennomfører for tiden simuleringer av Jærbanen, og av praktiske hensyn benyttes denne strekningen som eksempelstreking i simuleringene. I simuleringene benyttes ruteplan for 2027, der NSB planlegger bruk av FLIRT i passasjertrafikken. Målet med simuleringene er å simulere trafikken på Jærbanen med forskjellige hendelser, der det simuleres med normalsituasjon, med forskjellige pådragsbegrensninger samt etter at det er gjennomført endringer i rutetabellen for å unngå samtidig akselerasjon.

9.1 Jærbanen

Jærbanen er en del av Sørlandsbanen, og beskriver strekningen fra Stavanger til Egersund. Det er en strekning på 74.7 km, og på strekningen Stavanger - Sandnes (14.8 km) er det bygget dobbeltspor. Skisse over strekningen med tilhørende stasjoner og avstand kan sees av figur 24.



Figur 24: Stasjoner på Jærbanen

Det ble for noen år siden etablert AT - system på strekningen, og strekningen fra Sandnes - Egersund simuleres med AT - system. Dobbeltsporstrekingen Stavanger - Sandnes simuleres med konvensjonelt BT - system, med ledningens tilhørende impedanser. Strekningen har i hovedsak innmating fra omformerstasjonene Stavanger og Kjelland, samt tildels Sira. Oversikt over omformerstasjonene kan ses av tabell 8. Kjelland omformerstasjon er av eldre årgang (1997), og mangler tilbakematingsfunksjon. Den er bygget med teknologi som ikke lenger selges, og det vurderes å etablere en ny statisk omformerstasjon på Kjelland.

Bane Energi har gjennomført utredninger for banestrømforsyningen for Sørlandsbanen, og ettersom det skal gjennomføres investeringer på Jærbanen var det hensiktsmessig å bruke den strekningen som eksempel i denne oppgaven. Utfallet av simuleringene vil være avgjørende for dimensjonering av omformerstasjonens ytelse, og med det kostnader knyttet til etablering av ny omformerstasjoner. I simuleringene tas kun Stavanger og Kjelland omformerstasjon med.

Tabell 8: *Omformerstasjoner Jærbanen*

Navn	Type	Ytelse	km fra Stavanger	Byggeår
Stavanger	Statisk	2 x 15 MVA	2.7 km	2010
Kjelland	Statisk	2 x 7 MVA	77.7 km	1997
Sira	Roterende	2 x 5.8 MVA	130.7 km	1952

9.2 μ Pas

Bane NOR har i de siste årene tatt i bruk programmet μ Pas for gjennomføring av trafikksimuleringer. Programmet benyttes også av alle de andre landene som har 16 2/3 Hz som frekvens på jernbanenettet. Det er Sverige, Tyskland, Østerrike og Sveits. All info om programmet er tilegnet gjennom samtaler med ansatte i Bane NOR samt gjennom brukermanualen til μ Pas [31].

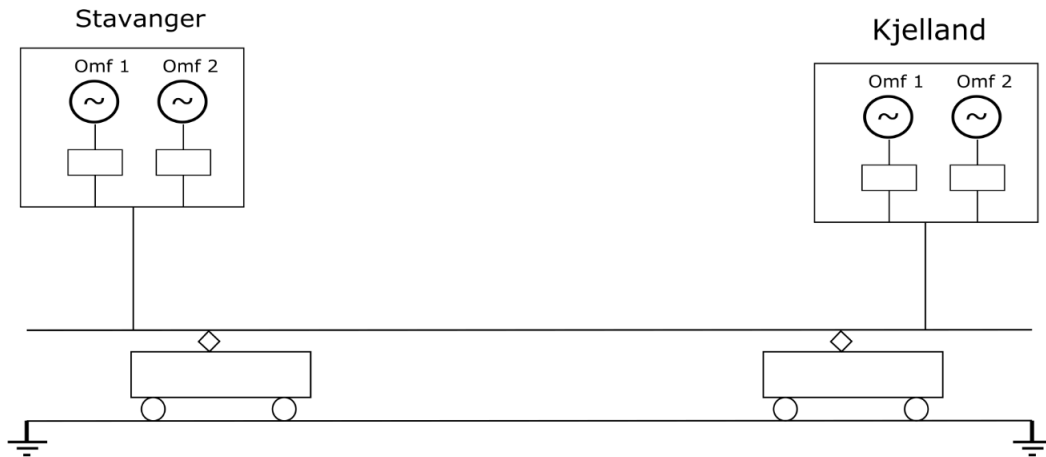
Programmet består i hovedsak av 4 moduler:

- μ PAS NED (Network Editor)
- μ PAS DBEdit (Database editor)
- μ PAS APL (Network calculation part)
- μ PAS TDS (Train - drive simulation)

En mer utdypende forklaring om de forskjellige modulene kan sees av appendiks B.

10 Casestudie - I

Det gjennomføres her simuleringer i simuleringsprogrammet μ Pas. Programmet er nærmere beskrevet i kapittel 9. Jærbanen brukes som simuleringsstrekning, og Stavanger og Kjelland omformerstasjon medtas i simuleringene. Togtrafikken er simulert med ruteplan som skal illustrere togtrafikken på Jærbanen i 2027. Trafikken simuleres over ett døgn, fra klokken 03:51:01 til klokken 04:08:00 den påfølgende dagen. Illustrasjon over infrastrukturen kan sees av figur 25



Figur 25: Illustrasjon over Jærbanen

I rutetabellen som ligger til grunn benyttes i hovedsak tog av type BM 74 og BM 75 til persontrafikk. Dette er såkalte Flirt - tog, et akronym for Fast Light Innovative Regional Train. I tillegg til disse benyttes i liten grad BM 73, men EL 18 og 19 benyttes til godstrafikk. Togenes egenskaper kan sees av tabell 9, og en mer detaljert rutetabell kan sees av appendiks D.

Tabell 9: Karakteristikk tog

Togtype	Effekt	Maks startpådrag	Maks hastighet
BM 73	2.64 MW	119 kN	210 km/h
BM 74	4.5 MW	240 kN	200 km/h
BM 75	4.5 MW	240 kN	200 km/h
EL 18	5.91 MW	275 kN	200 km/h
EL 19	5.6 MW	258 kN	140 km/h

Videre vil samtlige caser re-simuleres etter at det er gjennomført modifisering av rutetabellen. Målet er å avdekke når de høyeste effekttoppene oppstår, og i etterkant forskyve avgangen til de togene som skaper effekttoppen med ca 10 sek hver, slik at ingen tog akselerer samtidig. Grunnen til at de forskyves 10 sekunder er at under akselerasjonen er det ca 10 sekunder der toget drar maks effekt. Samtlige tog som skaper effekttoppene får ny avgangstid. Dette vil medføre at samtidig akselerasjonen unngås. Etter at rutetabellen er modifisert vil casene simuleres på nytt, og eventuelle endringer belyses. Endringene som gjøres i rutetabellen kan sees av appendiks 10.

Et eksempel på en modifikasjon av ett vilkårlig tidspunkt kan sees av tabell 10. Eksemplet er kun ment for å belyse hvordan modifiseringen av rutetabellen gjennomføres, og

tidspunktet representerer ikke en høy effekttopp.

Tabell 10: *Eksempel på modifikasjon av rutetabellen - Klokken 13.59*

Klokken	Tog	Stasjon	Forkortelse	Ny avgangstid
13.59	TS_54024	Hellevik	HEV	13:59:00
	TS_54033	Bryne	BRY	13:59:10
	TS_54037	Bryne	BRY	13:59:20
	TS_54076	Mariero	MRO	13:59:30
	TS_58506	Sandnes	SSE	13:59:40

10.1 Casespesifikasjoner

En oppsummering av samtlige casespesifikasjoner kan sees av tabell 11

Tabell 11: *Casespesifikasjoner*

Case nr	Spesifikasjoner
1	Base case
2	Base case med pådragsbegrensning på FLIRT
3	Seksjonering ved Heskestad stasjon
4	Seksjonering ved Heskestad stasjon samt pådragsbegrensning på FLIRT

10.2 Case 1 - Base case

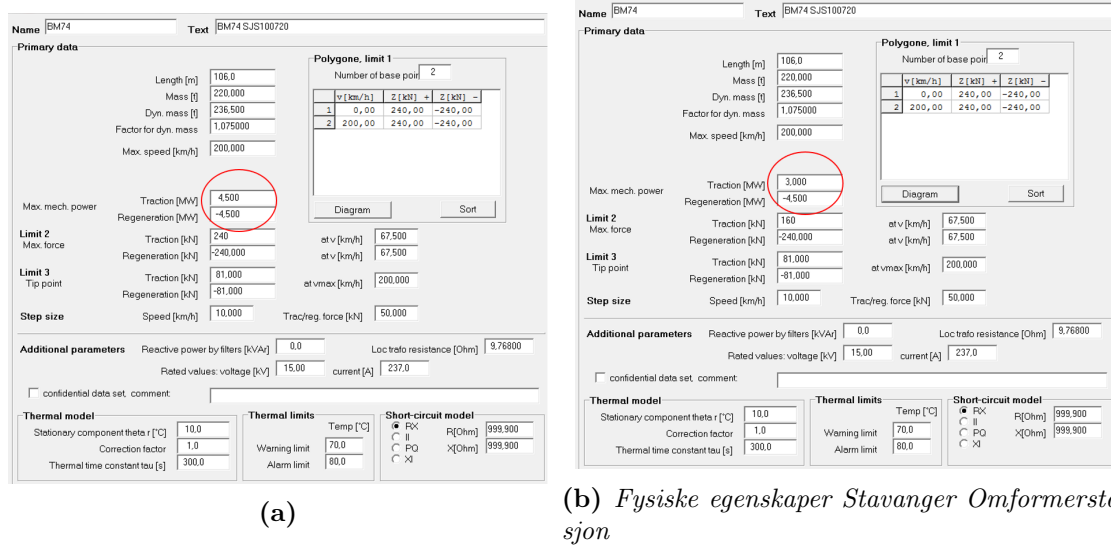
Denne casen omtales som Base case, hvilket innebærer følgende:

- Jærbanen brukes som strekning. Det innebærer strekningen fra Stavanger til Egersund, med omformerstasjonene Stavanger og Kjelland.
- Stavanger og Kjelland omformerstasjon simuleres begge som statiske omformerstasjoner. De er i μ Pas bestykket med 2 x 15 MVA. Det betyr at de kan levere 15 MVA i opp til 10 minutter, men kan levere 12.5 MVA kontinuerlig.
- Strekningen modelleres med AT - system, med unntak av strekningen Stavanger - Sandnes som har tradisjonelt BT - system. AT og BT - system er nærmere forklart i kapittel 2. AT -systemet har impedans $Z= 0.04 + j0.054 \Omega/\text{km}$, der BT - systemet har impedans $Z= 0.18 + j0.19 \Omega/\text{km}$
- Togene som trafikkerer strekningen har egenskaper som kan sees av tabell 9.

10.3 Case 2 - Base case med pådragsbegrensning på Flirttog

Her ilegges samtlige Flirttog (BM 74 og 75) ei begrensning slik at effektuttaket under akselerasjon begrenses. Vognene trekkes av tre traksjonsmoduler, som har to motorer. Hver motorer har nominell effekt på 4.5 MW. De ilegges her ei begrensning slik at maks effekt blir 3.0 MW fra hver motor, hvilket betyr at de begrenses til å bare kunne trekke 2/3 av maks effekt. Måten dette gjøres på er å endre togets maksimale startpådreg fra 240 kN til $240 \text{ kN} \cdot 2/3 = 160 \text{ kN}$. Dette gjelder bare under akselerasjon. Når de bremses kan de levere maksimal effekt (4.5 MW) tilbake på KL. Flirttogets karakteristik med og uten pådragsbegrensning kan sees av figur 26. Målet med denne og den neste casen er å belyse hvordan energiregnskapet til togene påvirkes av endringer i deres kjøremønster. Det

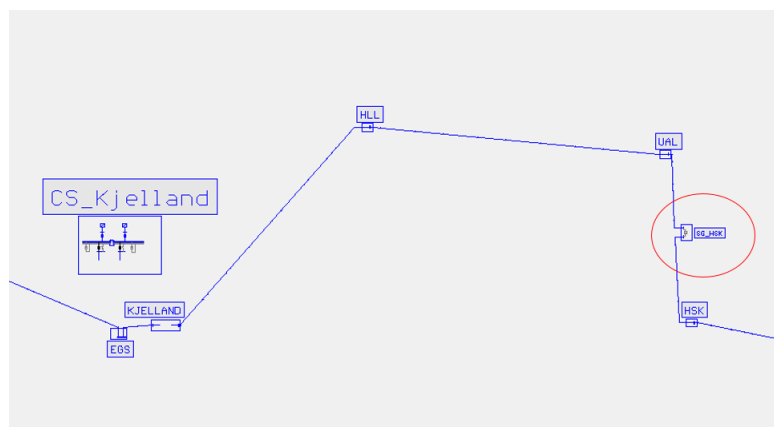
er også ønskelig å belyse hvor stor endring et slikt kjøremønster har på maksimal effekt som omformerstasjonene må levere.



Figur 26: Oppbygning av Stavanger omformer i NED

10.4 Case 3 - Seksjonering ved Heskestad stasjon

Her legges en seksjonering ved Heskestad stasjon, rett øst for Kjelland omformerstasjon. Seksjoneringens plassering fremkommer av figur 27. Med seksjonering menes utkobling, slik at strekningen fra Heskestad til Stavanger er elektrisk isolert fra resten av jernbanen. Man sier da at strekningen opereres i øy-modus, med innmating fra Kjelland og Stavanger. De nevnte stasjoner må her ta all lasten, da ingen andre stasjoner kan avlaste dem. Dette er en relevant situasjon da det ved f.eks. feil eller arbeid på strekningen ofte må legges seksjoneringer. Foruten det er casen lik som simulering nr 1. Det er her ingen pådragsbegrensning på togene.



Figur 27: Seksjonering ved Heskestad stasjon

10.5 Case 4 - Pådragsbegrensning på Flirttog og seksjonering

Her ilegges FLIRT - togene pådragsbegrensning likt som i case 2. Seksjoneringen ved Heskestad stasjon opprettholdes.

11 Resultater

11.1 Resultater

Resultatene fra simuleringer av trafikken på Jærbanen, gjennomført i μ Pas, kan sees av tabell 12. Her fremkommer de høyeste effekttoppene som oppstår før og etter modifikasjon av rutetabellen. Disse toppene vil være dimensjonerende for ytelsen til omformerstasjonene.

Det sees at modifiseringen av rutetabellen, der endringer i rutetabellen foretas slik at samtidig akselerasjon unngås, medfører at effekttoppene reduseres betraktelig.

Tabell 12: *Resultat fra simulering - Høyeste effekttopp*

Case	Spesifikasjoner	Kjelland		Stavanger	
		Før mod [MVA]	Etter mod [MVA]	Før mod [MVA]	Etter mod [MVA]
1	Base case (BC)	26.92	20.72	29.38	22.98
2	BC med pådragsbegrensning	18.47	15.97	22.67	17.68
3	Seksjonering	32.10	24.90	33.90	27.58
4	Seksjonering og pådragsbegrensning	22.30	18.83	24.40	21.50

Av tabell 13 kan det sees hvordan energibruk, kjøretid samt endring i kjøretid varierer for de forskjellige casene. Kjøretid for case 1 benyttes som referanse for kjøretid. Kjøretid er akkumulert kjøretid for alle togene over hele døgnet, og energibruk er summen av netto energibruk for Kjelland og Stavanger. Med netto menes energi levert til tog minus den energien som leveres til overliggende nett.

Av tabellen kan man se at energibruket er tilnærmet likt for case 1 og 2, samt for 3 og 4. Det kommer av at case 3 og 4 er simulert med seksjonering, og derfor leveres det ingen energi fra Kjelland om Stavanger til tog som befinner seg utenfor seksjoneringen. Videre kan man se at energibruket minker noe der togene ilegges pådragsbegrensning, men at kjøretiden øker noe.

Tabell 13: *Resultater - Energibruk og kjøretid*

Case	Energibruk [MWh]	Totale tap [MWh]	Kjøretid [min]	Økt kjøretid [min]
1	125.97	10.14	15 768.55	0.00
2	124.31	9.10	15 775.03	6.48
3	120.04	10.19	15 768.55	0.00
4	118.23	8.80	15 777.37	8.82

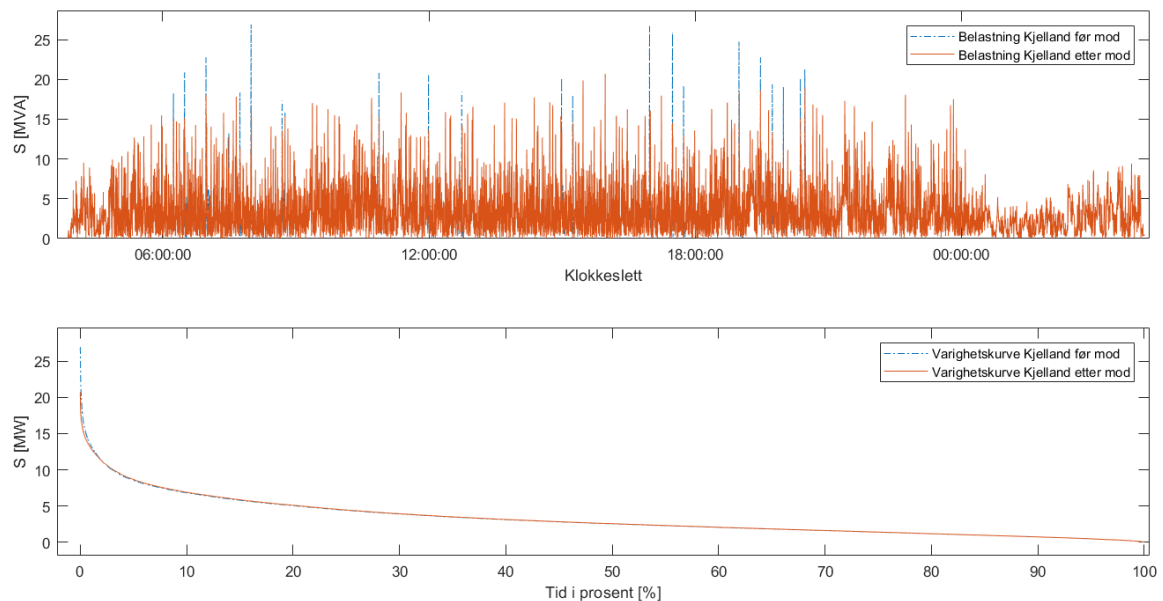
11.2 Case 1 - Base case

I denne casen simuleres trafikken som skissert i rutetabellen, uten bruk av andre restriksjoner eller innvendinger. Av tabell 14 kan man se hvor stor de høyeste effekt - og strømverdiene er før og etter modifikasjon.

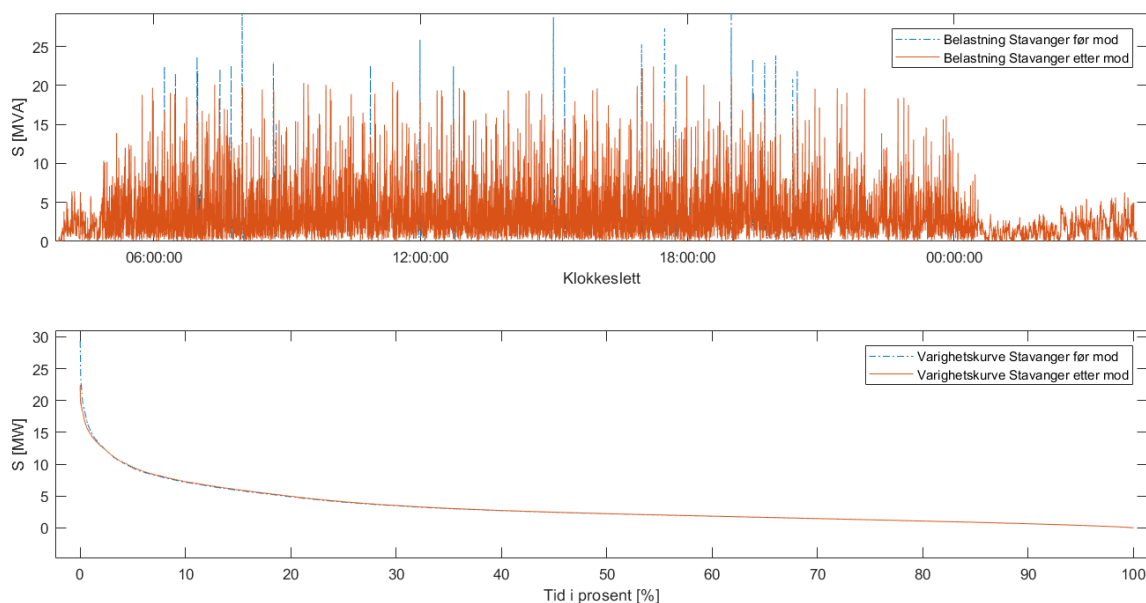
Tabell 14: Resultater sammenlignet før og etter modifikasjon av rutetabell

Omformere	Før mod		Etter mod		Prosentvis nedgang	
	I_{2sek} [A]	S_{2sek} [MVA]	I_{2sek} [A]	S_{2sek} [MVA]	I_{2sek} %	S_{2sek} %
Stavanger	1818.80	29.38	1417.2	22.98	22.08	21.78
Kjelland	1685.80	26.92	1289.2	20.72	23.52	23.03

Av figur 28 og 29 framkommer belastnings - og varighetskurvene til Kjelland og Stavanger omformerstasjon over et døgn før og etter modifikasjon. Den øverste grafen representerer den faktiske belastningen som finner sted, og det kan sees når på døgnet de største toppene opptrer. Her er belastningen før modifikasjon plottet i blått, og belastningen etter modifikasjon er plottet i oransje. Det kan sees at toppene etter modifikasjon er betraktelig lavere enn før. Den nederste grafen viser varighetskurven til omformerstasjonene, som er en sortert versjon av belastningskurven. Den viser hvor lenge de ulike belastningene finner sted. Begge grafene har tilsynelatende effekt, S (MVA) på y-aksen, og x-aksen er klokkeslett samt prosentvis tid.



Figur 28: Belastningsprofil Kjelland omformerstasjon - Før og etter mod



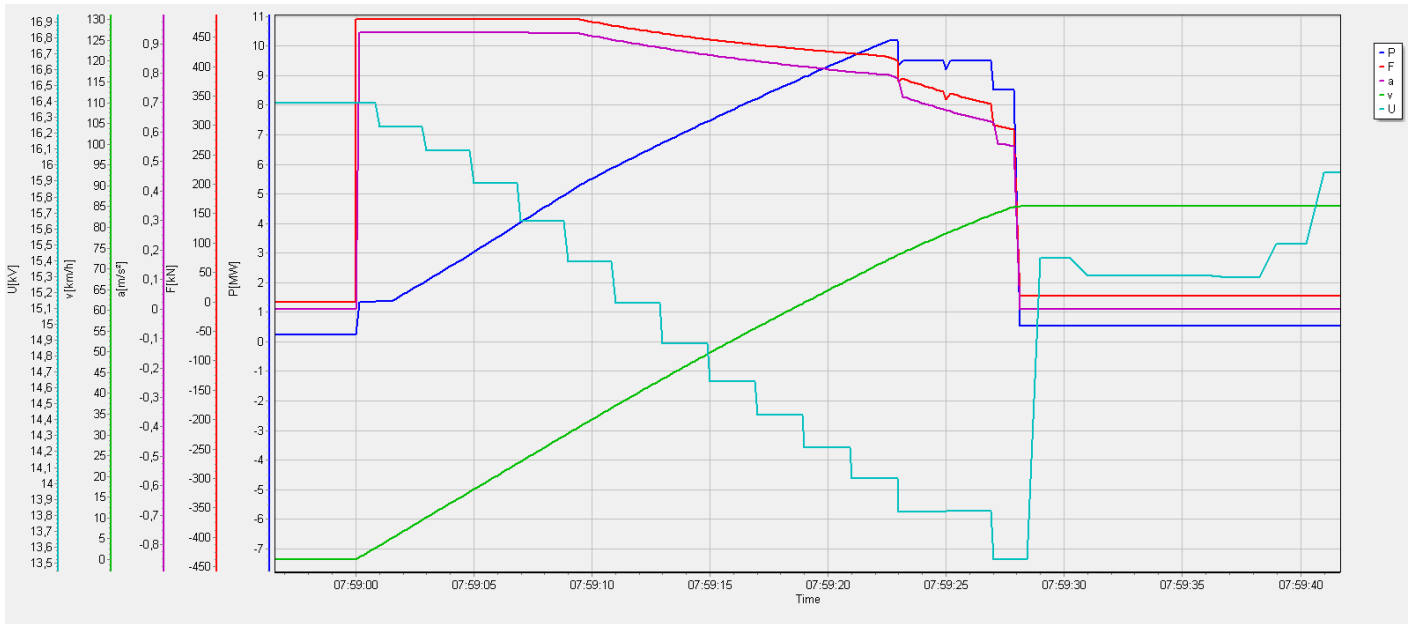
Figur 29: Belastningsprofil Stavanger omformerstasjon - Før og etter mod

Resultatet fra energi - og tapsberegninger er fremvist i tabell 15. Energien som her er hentet fra simuleringer gjennomført i μ Pas gjelder for ett døgn. Tapene i omformerstasjon og KL er utregnet i Matlab basert på belastningsverdier hentet fra μ Pas.

Tabell 15: Energi og tapsberegninger - Case 1

	Kjelland [MWh]	Stavanger [MWh]
Energi levert til tog	71.54	66.54
Energi tilbakematet til nett	4.66	7.46
Netto energiforbruk	66.88	59.09
Tap i omformer	2.62	2.47
Tap i KL	2.42	2.63
Totalt tap	5.04	5.1
Prosentvise tap [%]	6.61	6.89

Av figur 30 illustreres sammenhengen mellom aktiv effekt (P), trekkraft (F), akselerasjon (a), hastighet (v) og spenning (U). Den illustrerer at toget utøver maks akselerasjon og trekkraft fra start av (420 kN). Under konstant akselerasjon er effekten gitt av produktet mellom kraft og fart, og øker med det proporsjonalt med hastigheten. Det sees at toget bruker ca 20 sekund på å kunne trekke maks effekt (ca 10 MW), og deretter vil effekten være konstant i de ca 10 gjenværende sekundene av akselerasjonen. Interessant er det her å merke seg at spenningen faller med økende fart og effekt, og har bunnpunkt på 13.5 kV. Dette vitner om at kontaktledningen utsettes for en hardt belastet situasjon, og spenningen nærmer seg et nedre nivå som ikke er ønskelig.



Figur 30: TS_56385 - 07.59 - Case 1

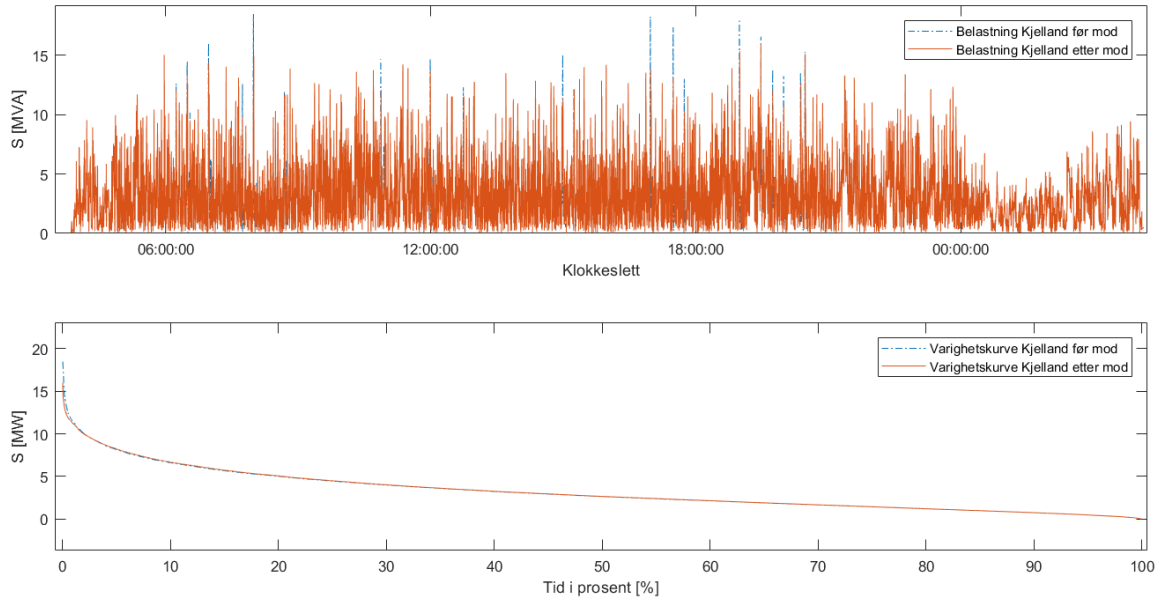
11.3 Case 2 - Base case med pådragsbegrensning

Her er FLIRT - togene ilagt pådragsbegrensning, slik at maksimal effekt de kan trekke fra nettet er redusert til 2/3 av nominell ytelse. De høyeste effekttoppene og strømverdiene kan sees av tabell 16. Det sees at den høyeste verdien til strømmen og effekten er lavere enn i case 1, ettersom dette alternativet er simulert med pådragsbegrensning. Maks effekt er her 22.67 og 18.47 MVA for Kjelland og Stavanger, noe som er ca 2/3 av resultatene fra case 1. Videre sees det at den prosentvise endringer for Stavanger er noenlunde lik alternativ 1 for Stavanger, men at den er noe lavere her enn i alternativ 1 for Kjelland. Dette er fordi Stavanger utsettes for høyere effekttopper enn Kjelland, og derfor får mer utbytte av modifiseringen for Stavanger enn Kjelland.

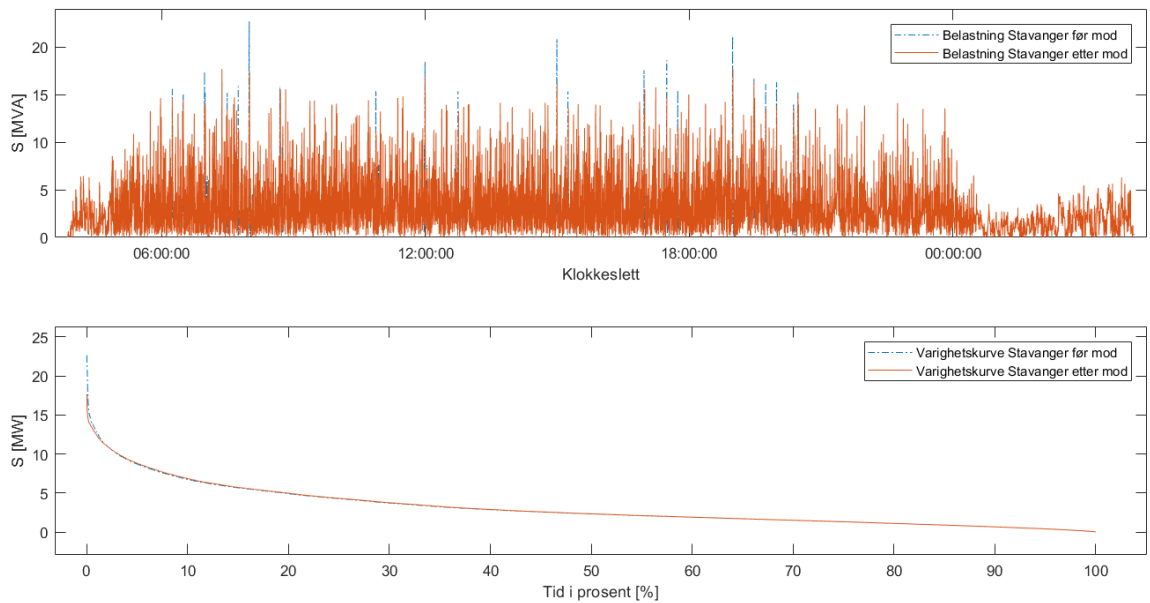
Tabell 16: Resultater sammenlignet før og etter modifikasjon av rutetabell - Case 2

Omformere	Før mod		Etter mod		Prosentvis nedgang	
	I_{2sek} [A]	S_{2sek} [MVA]	I_{2sek} [A]	S_{2sek} [MVA]	I_{2sek} %	S_{2sek} %
Stavanger	1396.60	22.67	1087.8	17.68	22.08	22.01
Kjelland	1140.00	18.47	982.00	15.97	13.86	13.54

Av figur 31 og 32 sees belastnings - og varighetskurvene for Kjelland og Stavanger omformerstasjon. Det illustreres her at effekttoppene er lavere enn for case 1, samt at effekten ved modifikasjon av rutetabellen er mindre for Kjelland enn Stavanger.



Figur 31: *Belastningsprofil Kjelland omformerstasjon - Før og etter mod*



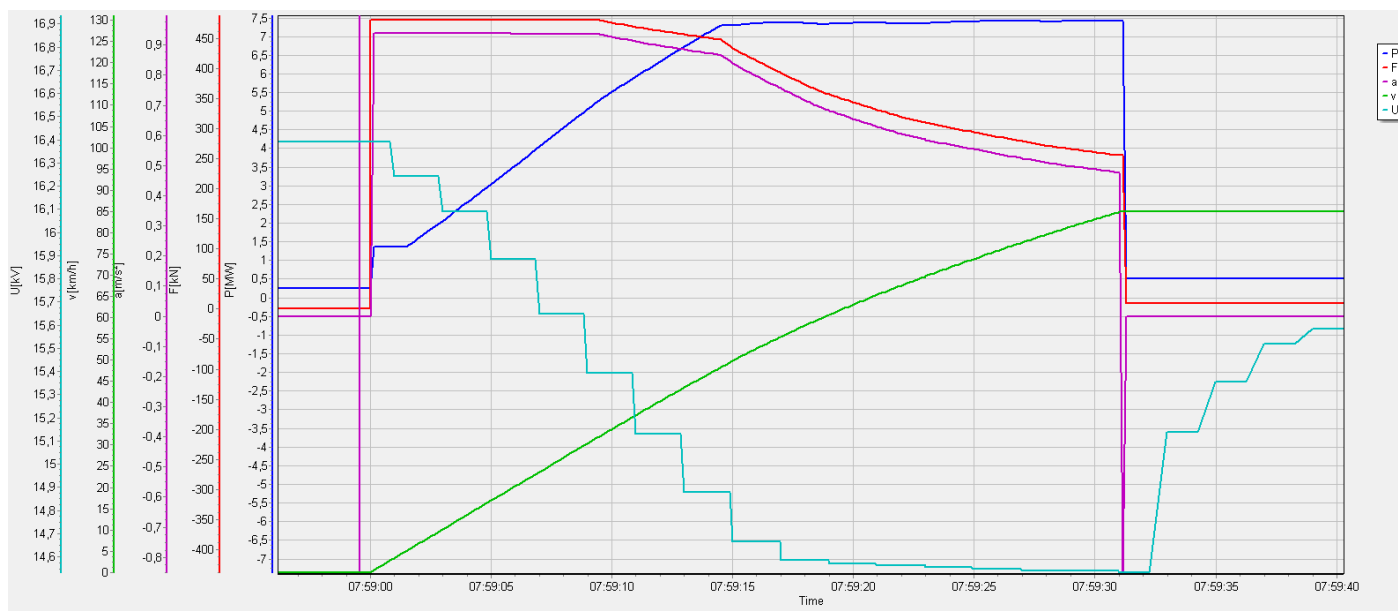
Figur 32: *Belastningsprofil Stavanger omformerstasjon - Før og etter mod*

Energi og tapsresultater er presentert i tabell 17. Det kan her sees at netto energibruk er noe mindre enn for alternativ 1. Det samme gjelder for tapene både i omformerstasjon og i KL.

Tabell 17: Energi og tapsberegninger - Case 2

	Kjelland [MWh]	Stavanger [MWh]
Energi levert til tog	70.71	65.20
Energi tilbakematet til nett	4.45	7.15
Netto energiforbruk	66.26	58.05
Tap i omformer	2.35	2.31
Tap i KL	2.17	2.24
Totale tap	4.52	4.58
Prosentvise tap [%]	6.01	6.09

Av figur 33 fremkommer sammenhengen mellom aktiv effekt, trekkraft, akselerasjon, hastighet og spenning. Her sees det tydelig at maks effekt toget trekker fra nettet under akselerasjon er ca 7 MW, ca 2/3 av det som var tilfellet for case 1. Videre sees det at spenningen har sin laveste verdi på ca 14.5 kV, mot 13.5 kV for case 1. Ettersom togene trekker mindre effekt fra nettet er ikke kontaktledningen utsatt for en like krevende situasjon, og spenningsfallet blir med det mindre.



Figur 33: TS_56385 - 07.59 - Case 2

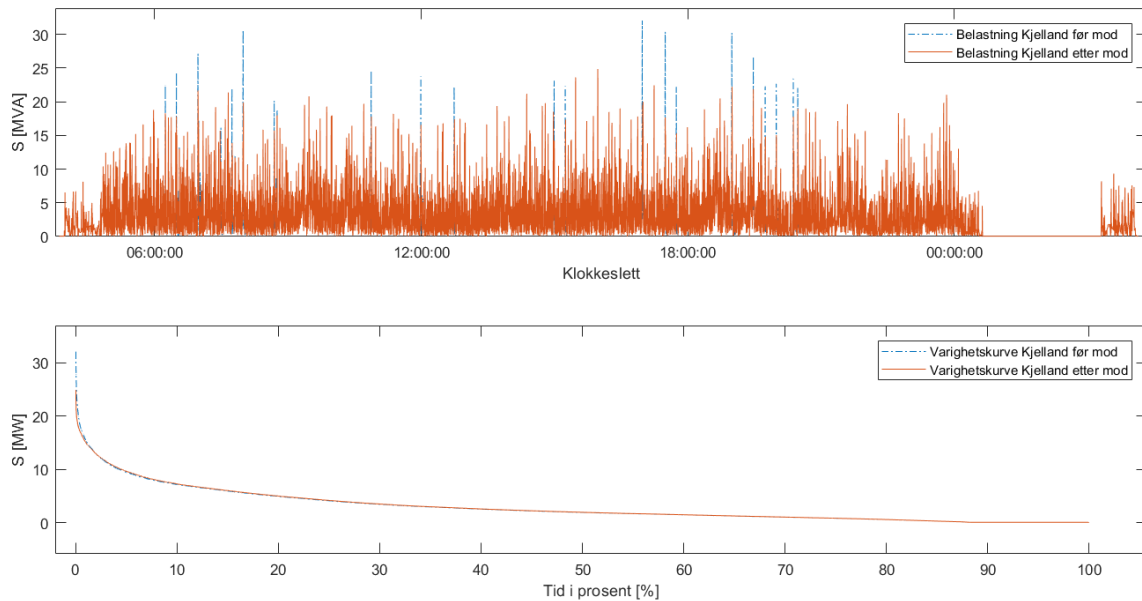
11.4 Case 3 - Seksjonering ved Heskestad stasjon

Her er det lagt seksjonering ved Heskestad stasjon slik at Jaerbanen driftes i øy-modus uten elektrisk sammenkobling med resten av jernbanenettet. Ingen pådragsbegrensning på togene. De høyeste effekttoppene og strømverdiene kan sees av tabell 18. Den prosentvise nedgangen for effekttoppene er her høyere enn for case 1 og 2. Det kommer av at både Stavanger og Kjelland er hardere belastet her enn for alternativ 1 og 2, ettersom de ikke får noen "avlastning" fra andre omformere i krevende situasjoner. Når effekttoppene blir høyere, blir igjen effekten av modifikasjonen høyere.

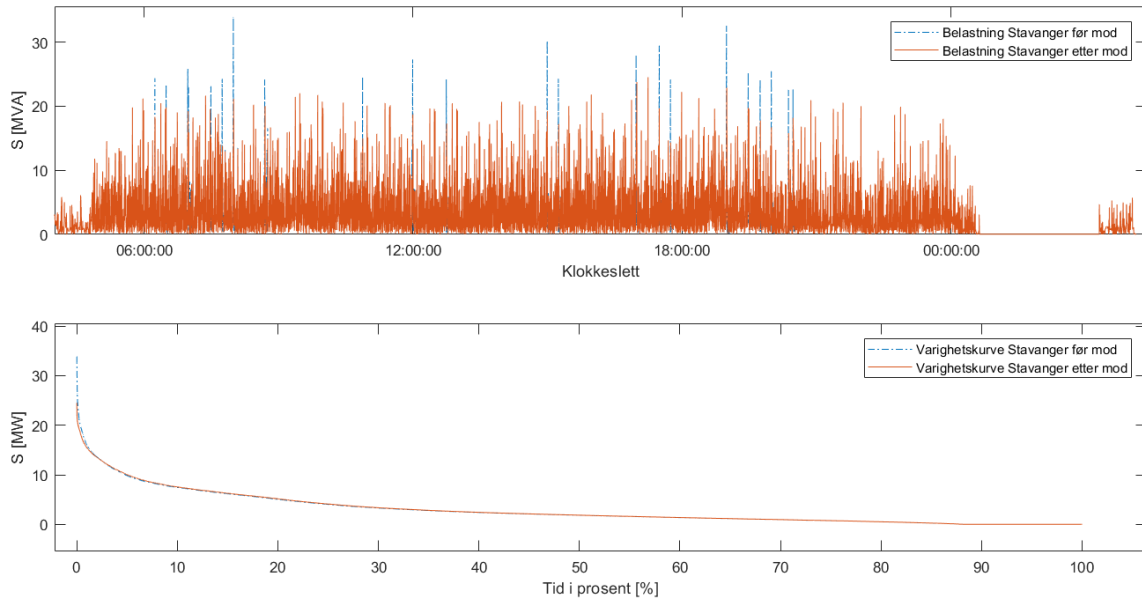
Tabell 18: Resultater sammenlignet før og etter modifikasjon av rutetabell

Omformere	Før mod		Etter mod		Prosentvis nedgang	
	I_{2sek} [A]	S_{2sek} [MVA]	I_{2sek} [A]	S_{2sek} [MVA]	I_{2sek} %	S_{2sek} %
Stavanger	2076.80	33.90	1504.0	24.50	27.58	27.73
Kjelland	1973.40	32.10	1523.40	24.90	22.80	22.43

Av figur 34 og 35 illustreres belastnings - og varighetskurve før og etter modifikasjon for Kjelland og Stavanger.



Figur 34: Belastningsprofil Kjelland omformerstasjon - Før og etter mod



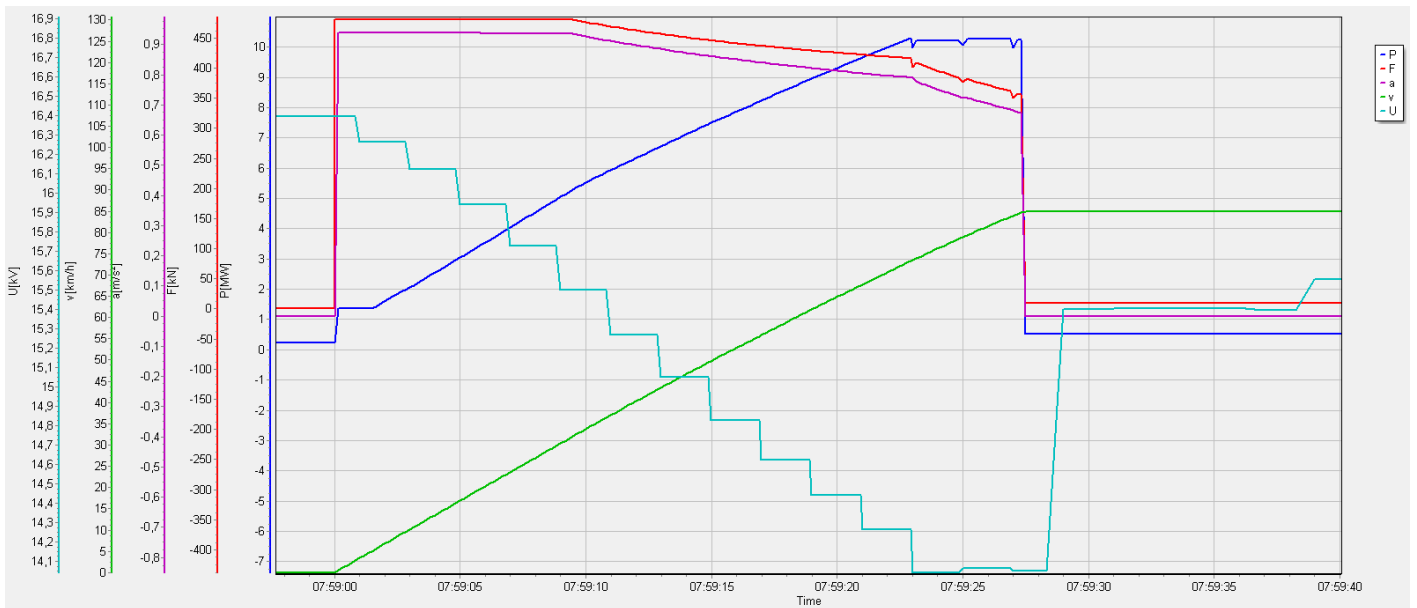
Figur 35: Belastningsprofil Stavanger omformerstasjon - Før og etter mod

Energi og tap er presentert i tabell 19. Her minkes netto energibruk betraktelig i forhold til case 1 og 2, men de prosentvise tapene økte. Energibruket er mindre som følge av at omformerne nå kun leverer energi til togene på Jærbanen, ettersom strekningen er elektrisk isolert fra resten av jernbanenettet. Det sees også at andelen tilbakematet energi er betraktelig høyere ettersom det er færre tog som regenerert energi kan leveres til, og det vil derfor leveres til overliggende nett.

Tabell 19: Energi og tapsberegning - Case 3

	Kjelland [MWh]	Stavanger [MWh]
Energi levert til tog	60.53	60.53
Energi tilbakematet til nett	9.11	10.43
Netto energiforbruk	51.42	50.10
Tap i omformer	2.45	2.45
Tap i KL	2.54	2.75
Totalt tap	4.99	5.2
Prosentvise tap [%]	7.16	7.33

Sammenhengen mellom effekt, trekraft, akselerasjon, hastighet og spenning sees av figur 36. Her når spenningen et høyere bunnpunkt enn hvilket var tilfelle for case 1. Det betyr at en kan si at tog som befant seg utenfor det isolerte området har bidratt til å skape den hardt belastede situasjonen som ble illustrert i case 1.



Figur 36: TS_56385 - 07.59 - Case 3

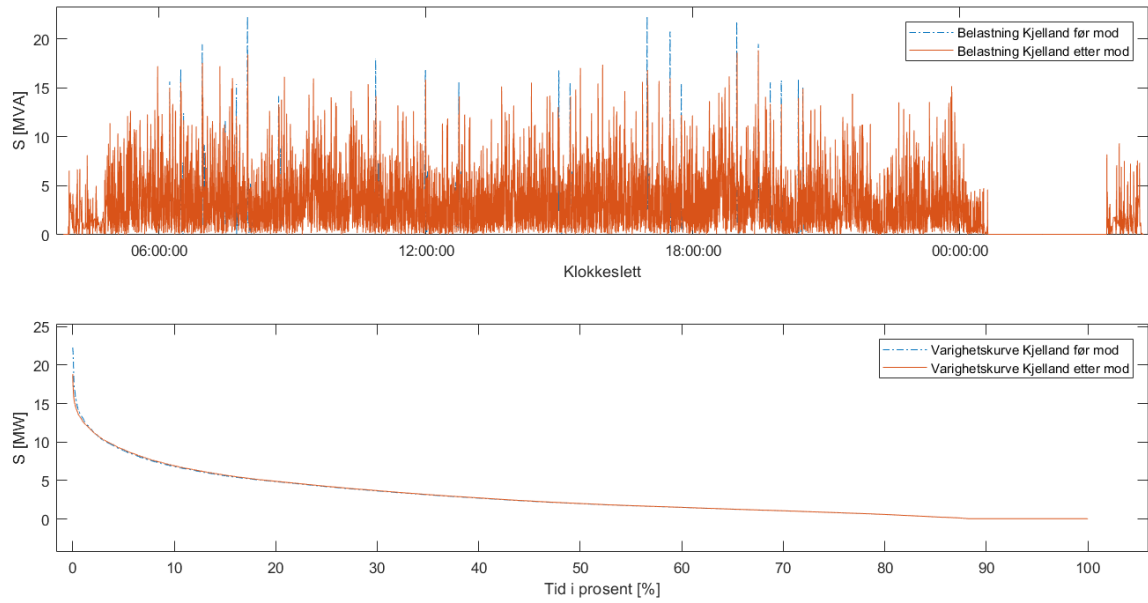
11.5 Case 4 - Seksjonering ved Heskestad stasjon og pådragsbegrensning på FLIRT - togene

Her er FLIRT - togene ilagt pådragsbegrensning, slik at maksimal effekt de kan trekke fra nettet er redusert til 2/3 av nominell ytelse. Her er også nettet seksjonert ved Heskestad stasjon. De høyeste effekt- og strømverdiene kan sees av tabell 20. Som for case 2 gjelder også her at når pådragsbegrensning ilegges blir bidraget fra modifikasjonen mindre for Kjelland enn for case 1 og 3.

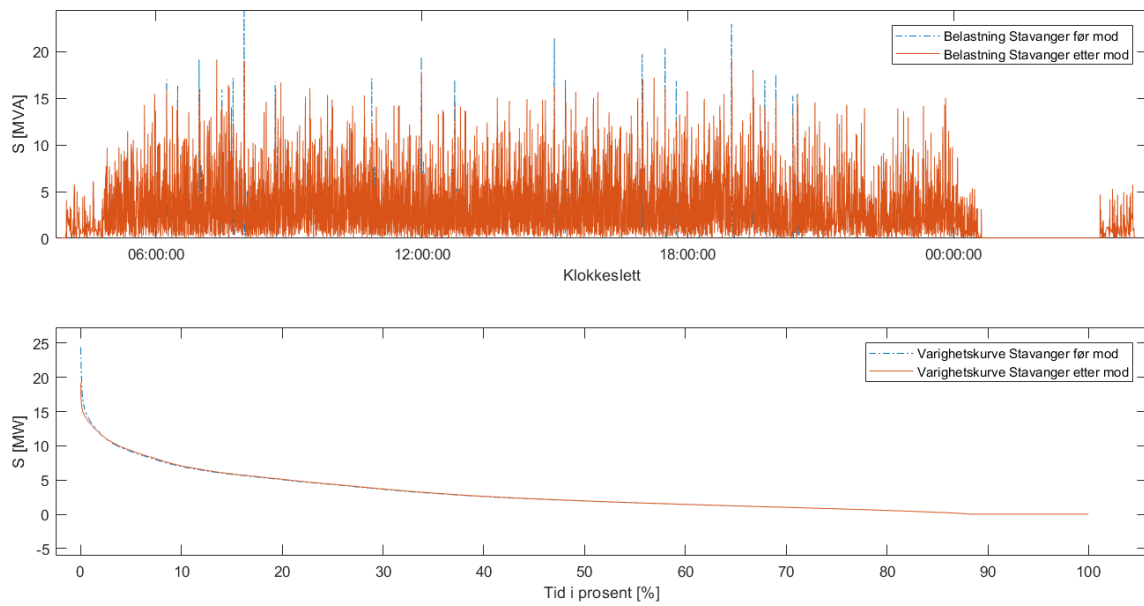
Tabell 20: Resultater sammenlignet før og etter modifikasjon av rutetabell

Omformere	Før mod		Etter mod		Prosentvis nedgang	
	I_{2sek} [A]	S_{2sek} [MVA]	I_{2sek} [A]	S_{2sek} [MVA]	I_{2sek} %	S_{2sek} %
Stavanger	1492.80	24.40	1172.00	19.21	21.50	21.30
Kjelland	1364.40	22.30	1147.60	18.83	15.89	15.56

Belastnings - og varighetskurven for Kjelland og Stavanger omformerstasjon sees av figur 37 og 38.



Figur 37: *Belastningsprofil Kjelland omformerstasjon - Før og etter mod*



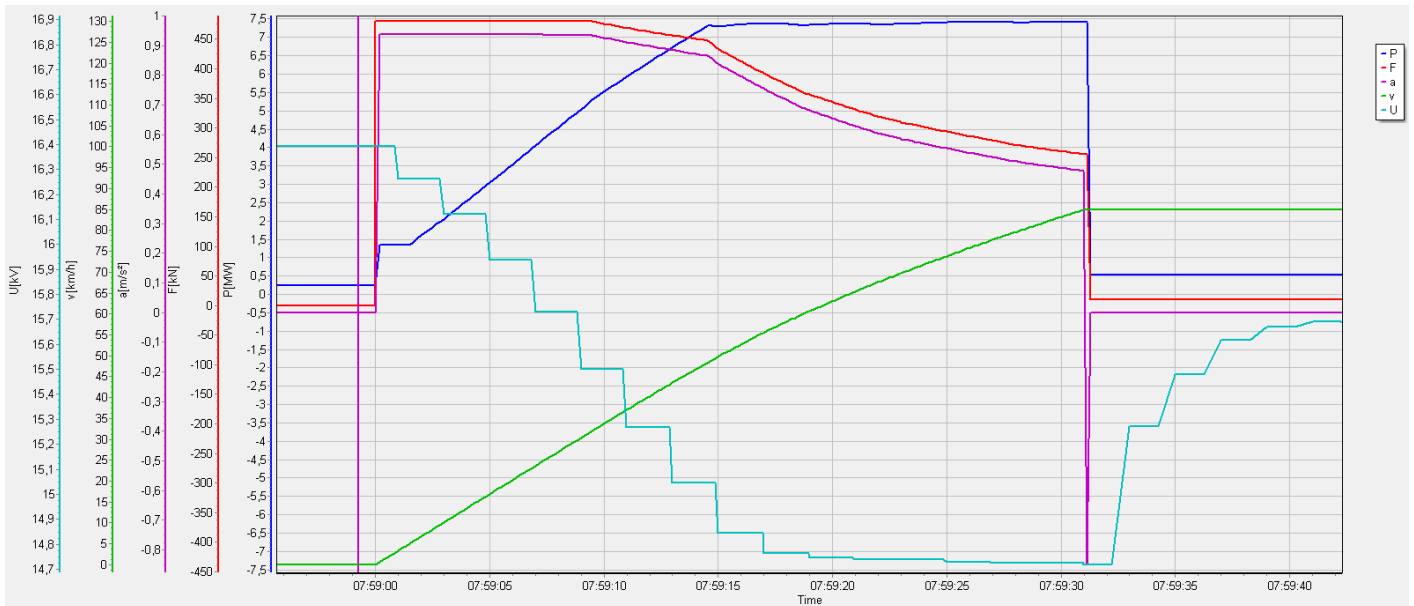
Figur 38: *Belastningsprofil Stavanger omformerstasjon - Før og etter mod*

Av tabell 21 sees energi - og taps beregninger for case 4. Som i case 2 er også her energi-bruket noe mindre enn for case 1 og 3, der togene ikke er ilagt pådragsbegrensning. Det samme gjelder tapene.

Tabell 21: Energi og tapsberegning - Case 4

	Kjelland [MWh]	Stavanger [MWh]
Energi levert til tog	59.14	59.09
Energi tilbakematet til nett	8.72	9.99
Netto energiforbruk	50.43	49.10
Tap i omformer	2.18	2.19
Tap i KL	2.21	2.32
Totale tap	4.39	4.41
Prosentvise tap [%]	6.35	6.38

Av figur 39 sees det at i likhet med for case 2 trekker toget kun ca 7 MW under akselerasjonen. Også her er spenningen noe høyere enn for case 3, da togene ikke var ilagt pådragsbegrensning.



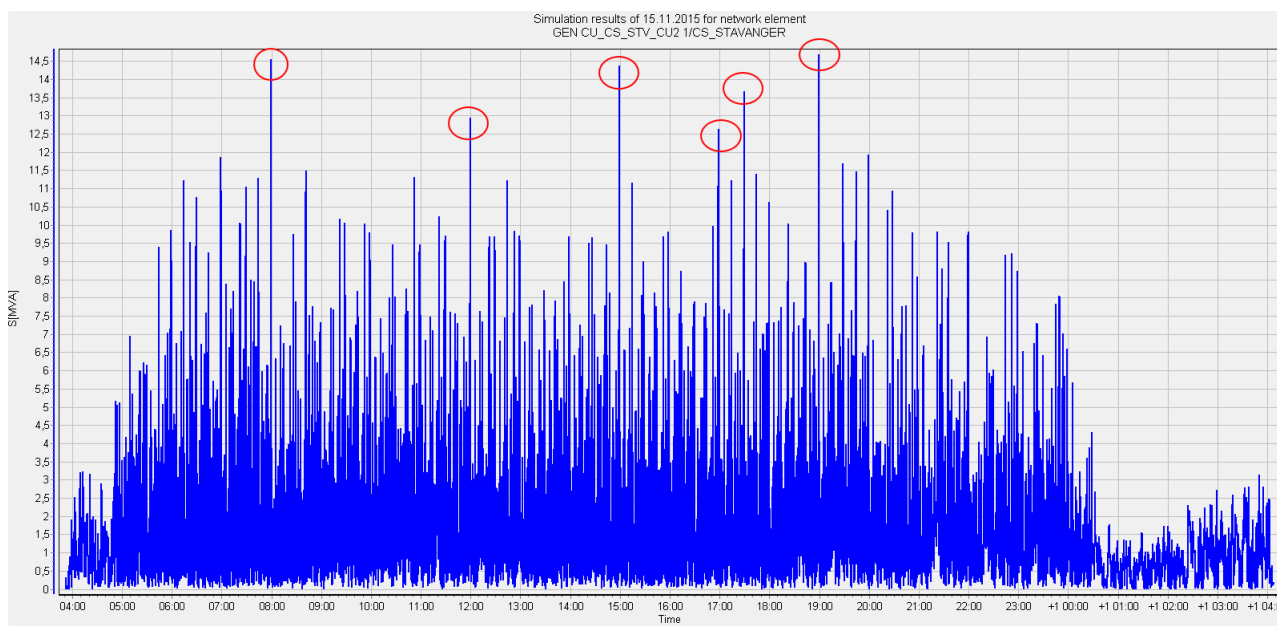
Figur 39: TS_56385 - 07.59 - Case 4

12 Dimensjonerende effekttopper

Det er gjennomført simuleringer av den forventede trafikken på Jærbanen for 2027, og fra simuleringene kan det sees at det i flere tilfeller oppstår effekttopper som er av særdeles høy verdi. Disse vil være dimensjonerende for hvilken ytelse omformerstasjonene bestykses med. Av de følgende underkapitlene kartlegges de største effekttoppene. Tabell 22 gir en oppsummering av effekttoppene til Stavanger omformerstasjon som overstiger 24 MVA. Figur 40 illustrerer effekttoppene i forhold til øvrig belastning av omformereren. Figur 40 viser belastningen til kun en av to omformerenheter i Stavanger omformerstasjon. Den viser derfor kun halve verdien av hva som skisseres i tabell 22. Riktignok vil den andre omformerenheten ha identisk oppførsel, og summen av de to enhetene vil gi verdier som samsvarer med tabell 22. Øvrige modifikasjoner som er gjort med rutetabellen sees av appendiks D.

Tabell 22: *Effekttoppenes amplitude, klokkeslett samt årsak*

Nr	Klokken	Amplitude	Antall tog som akselererer samtidig
1	07.59	29.0 MVA	6
2	11.59	26.0 MVA	4
3	14.59	29.0 MVA	4
4	16.58	25.0 MVA	5
5	17.29	27.2 MVA	4
6	18.59	29.4 MVA	5



Figur 40: *Belastningsprofil Stavanger omformerstasjon - Case 1*

12.1 Høyeste effekttopper - 18.59 og 07.59

Den største effekttoppen er på hele 29.4 MVA, og oppstår klokken 18.59. Den er et resultat av at følgende 5 tog akselererer samtidig. I tabellen presenteres også togenes nye avgangstid etter modifikasjon.

Tabell 23: *Tog med avgang klokken 18.59*

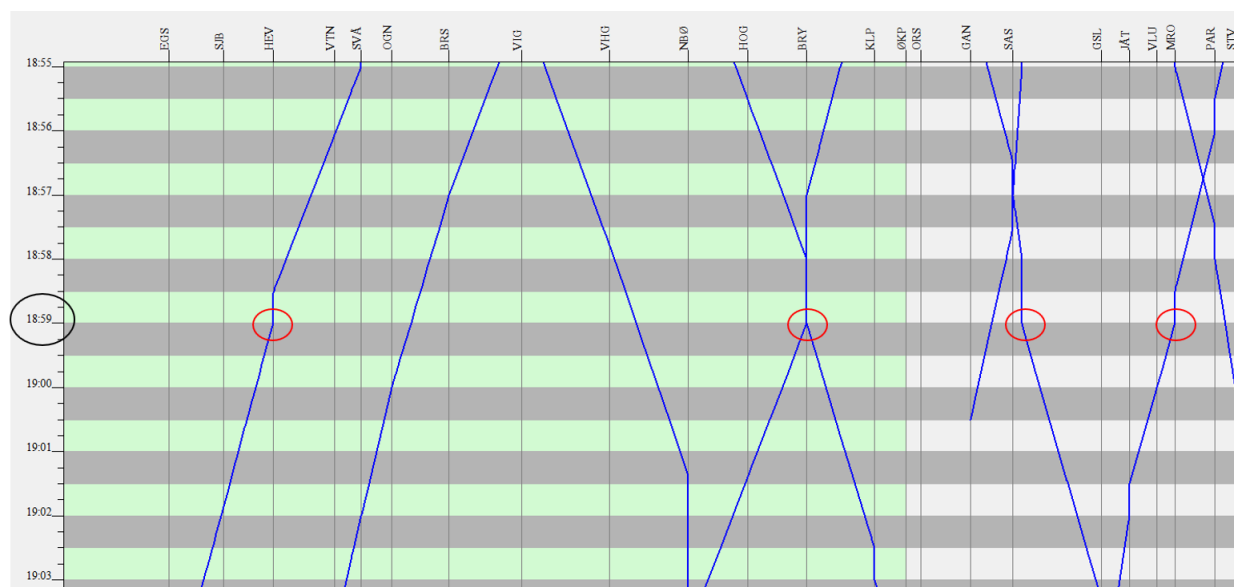
Klokken	Tog	Stasjon	Forkortelse	Ny avgangstid
18.59	TS_54024	Hellevik	HEV	18:59:00
	TS_54033	Bryne	BRY	18:59:10
	TS_54037	Bryne	BRY	18:59:20
	TS_54076	Mariero	MRO	18:59:30
	TS_58506	Sandnes	SSE	18:59:40

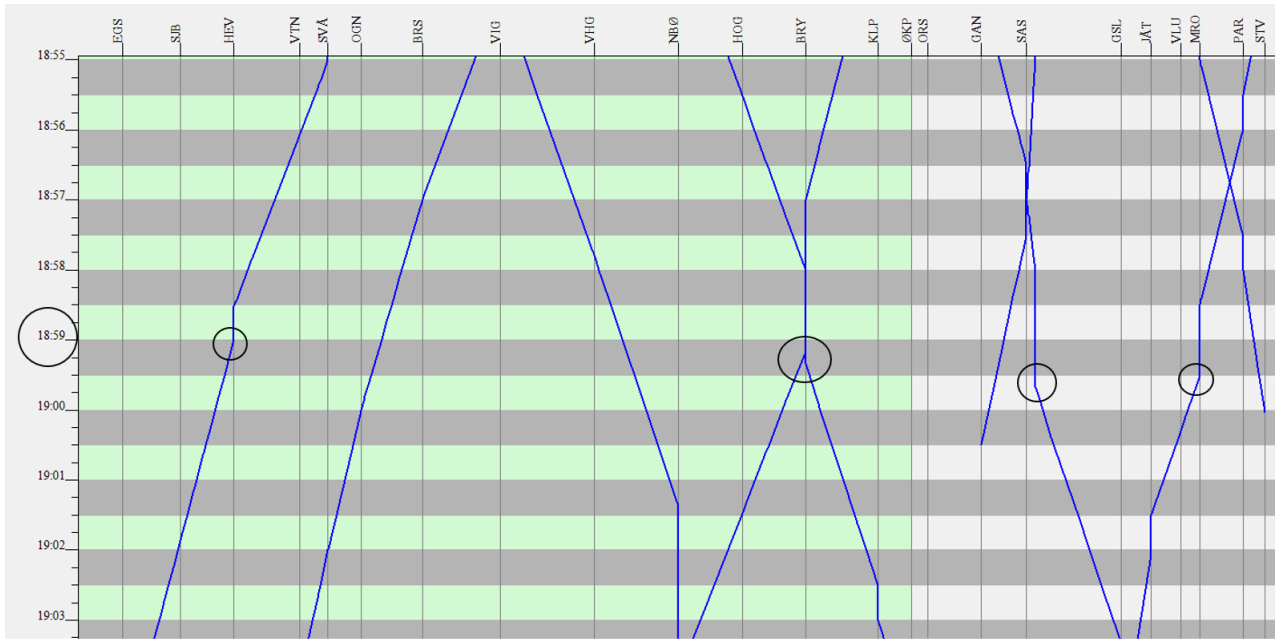
Den nest høyeste effekttoppen til Stavanger oppstår klokken 07.59, og er på 29.0 MVA. Her akselererer hele 6 tog samtidig. Man skulle tro at den toppen ville overstige den som opptrer klokken 18.59. Grunnen til at den ikke gjør det, er at det forekommer her lastdeling med Kjelland og andre stasjoner. Hvilke tog, samt togenes nye avgangstid etter modifikasjonen sees av tabell 24.

Tabell 24: *Tog med avgang klokken 07.59*

Klokken	Tog	Stasjon	Forkortelse	Ny avgangstid
07.59	TS_56385	Bryne	BRY	07:59:00
	TS_56388	Hellevik	HEV	07:59:10
	TS_56411	Mariero	MRO	07:59:20
	TS_58484	Sandnes	SSE	07:59:30
	TS_55713	Jåttåvågen	JÅT	07:59:40
	TS_56382	Bryne	BRY	07:58:40

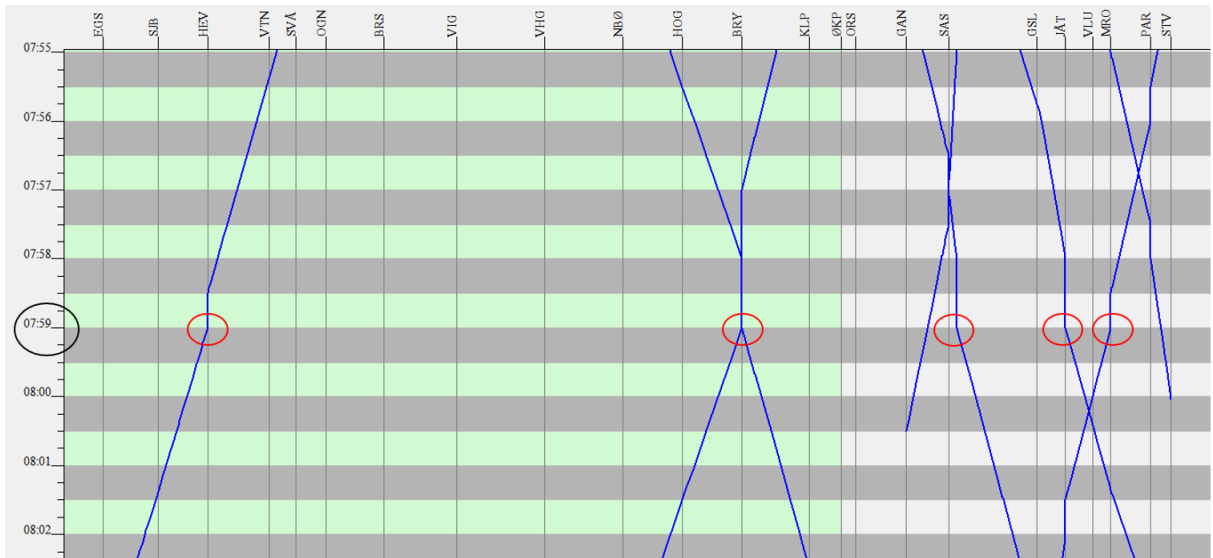
I figur 41 illustreres den rutetabellen grafisk. Her fremkommer det at togenes som har avgang klokken 18.59 er i geografisk nærhet. I figur 42 illustreres den grafiske rutetabellen etter modifikasjon. I praksis vil denne modifikasjonen trolig ha lite innvirkning, ettersom togene sjelden kan styres på sekundnivå. Men å flytte et tog ett minutt frem, og et annet ett minutt tilbake vil definitivt gi virkning.

**Figur 41:** *Grafisk rutetabell - 18.59 før modifikasjon*

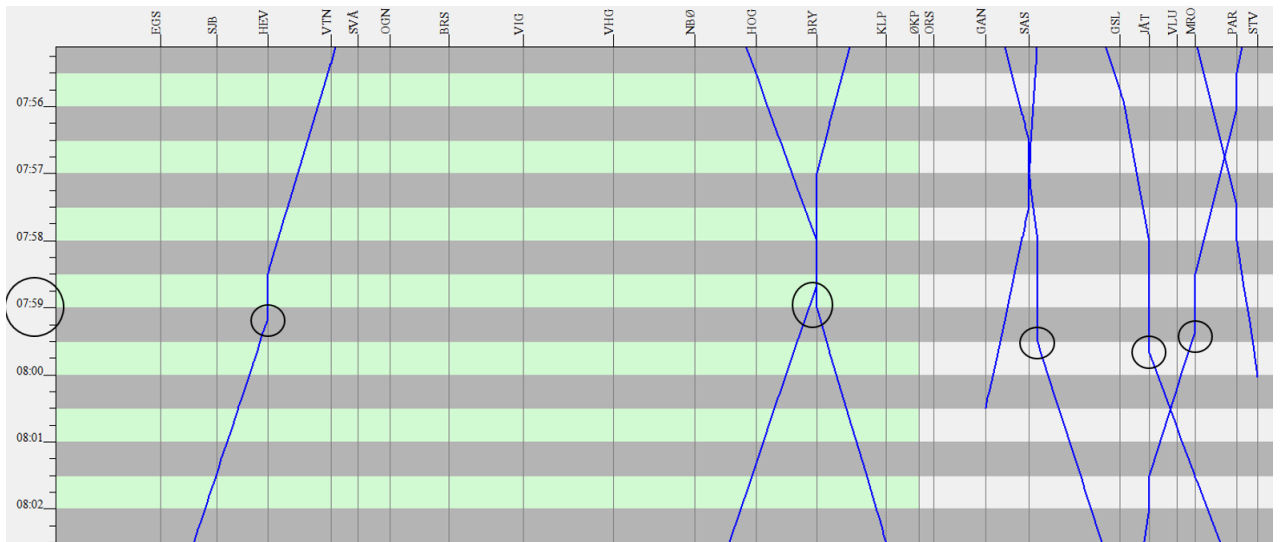


Figur 42: Grafisk rutetabell 18.59 - Etter modifikasjon

Av figur 43 og 44 illustreres den grafiske rutetabellen før og etter modifikasjon for avgangene som opptrer klokken 07.59.



Figur 43: Grafisk rutetabell 07.59 - Før modifikasjon



Figur 44: Grafisk rutetabell 07.59 - Etter modifikasjon

13 Økonomisk analyse

For å belyse økonomiske aspekter rundt de forskjellige casene, gjennomføres her økonomiske lønnsomhetsberegninger. Det er nevnt fra Bane NOR at det vurderes å investere i en ny omformerstasjon på Kjelland, og den brukes derfor som eksempel i denne analysen. Følgende tas med i analysen

- Investeringskostnader til omformerstasjonen
- Kostnader som følge av økt energibruk
- Kostnader knyttet til ekstern nettleie
- Kostnader knyttet til tap i omformer og KL-anlegg

Basert på resultater fra kapittel 11 velges ytelsen som den nye omformerstasjonen på Kjelland bestykses med. Ytelsen bestemmes ut i fra maks S_{2sek} verdi, pluss en tilleggsmargin på 30 % for å ivareta usikkerhet knyttet til simuleringer og endringer i trafikken. Utover det rundes ytelsen opp til nærmeste 5-tall for å tilpasse seg ytelser som leverandører leverer. I tillegg bestykses omformerstasjonen med to omformere a valgte kapasitet for å ivareta prinsippet om redundans (n-1) til systemet. Dette er beskrevet nærmere under kapittel 5. Valgte ytelser som medtas i analysen kan sees av tabell 25.

Tabell 25: Valg av ytelser på omformerstasjonen

Case	Resultat	Tilleggsmargin på 30 %	Valgt ytelse
1	26.92 MVA	33.97 MVA	2 x 35 MVA
2	18.47 MVA	24.01 MVA	2 x 25 MVA
3	32.10 MVA	41.70 MVA	2 x 45 MVA

Totale kostnader for de forskjellige alternativene kan sees av tabell 26. Samtlige kostnader oppgis i MNOK samt nåverdi (2018).

Tabell 26: Totale kostnader for alle alternativene - MNOK og nåverdi (2018)

Alt	Ytelse	Investering	Tap	Energi	Effekt	Tot
1	2 x 35 MVA	326.47	9.27	166.69	24.17	526.50
2	2 x 25 MVA	293.69	8.57	165.15	23.19	490.60
3	2 x 45 MVA	355.58	9.27	128.16	25.83	518.85

13.1 Alternativ 1 - 2 x 35 MVA

Investeringskostnad omformerstasjon

En av de største kostnadsbærerne innen banestrømforsyning, er kostnaden knyttet til etablering av omformerstasjoner. Omformerstasjonene har som oppgave å omforme frekvensen fra 50 til 16 2/3 Hz, og hovedvekten av strøm som leveres til toget kommer fra en omformerstasjon. I tillegg til selve omformerenheten er det en rekke kostnadselementer som utgjør den totale investeringskostnaden knyttet til etablering av ny omformerstasjon. Et eksempel på hvilke kostnadselementer som følger med under etablering av ny omformerstasjon kan sees av figur 88 [29]. Dette er et eksempel på en omformerstasjon med ytelse på 2 x 35 MVA. Her sees det at kostnadene fordeles under følgende hovedpunkter:

- Totalentreprise omformerstasjon
- Øvrige kostnader
- Byggherrekostnader

Kostnadene her er hentet fra et eksempel på en nyere omformerstasjon [32], og vil brukes som utgangspunkt i de andre casene. Ved andre ytelser vil korreksjonsfaktoren endres under de postene som er avhengig av ytelsen.

I hovedsak er det i størst grad kostnaden under totalentreprise omformerstasjon som er avhengig av ytelsen, da de andre punktene vil være noenlunde uavhengig av ytelsen. Investeringskostnaden for en omformerstasjon med ytelse a 2 x 35 MVA vil være på 326.5 MNOK.

Investeringskostnad Statisk omformerstasjon - 2 x 35 MVA

Kostkode tekst	Enhet	Korreksjonsfaktor	Enhetspris [MNOK]	Delsum [MNOK]
Totalentreprise Statisk omformerstasjon				
Prosjektering	RS	1,0	30	30,0
Rigg og drift	RS	1,0	16	16,0
Dokumentasjon	RS	1,0	2,5	2,5
Kurs og opplæring	RS	1,0	0,6	0,6
Reservedeler, med enhetspriser	RS	1,0	2,5	2,5
Sentral kontrollutrustning og stasjonsdatamaskin	RS	1,0	6,2	6,2
Likeretter, mellomledd og vekselretter	RS	1,0	35,3	35,3
Filterutrustning	RS	1,0	2,8	2,8
Krafttransformatorer	RS	1,0	23,2	23,2
Omformerkontrollanlegg	RS	1,0	8,4	8,4
Ventilasjon og kjøling av omformer inkl. styring	RS	1,0	7,2	7,2
3-fase koblingsanlegg	RS	1,0	14,5	14,5
15 kV koblingsanlegg	RS	1,0	18,4	18,4
Bygg	RS	1,0	38,3	38,3
VVS inkl. styring	RS	1,0	1,2	1,2
Lavspentanlegg	RS	1,0	5,6	5,6
Hjelpkraftanlegg	RS	1,0	2,5	2,5
Teleanlegg	RS	1,0	0,7	0,7
Idriftsettelse	RS	1,0	5,2	5,2
Garanti	RS	1,0	4,5	4,5
Uspesifiserte kostnader	%	5 %	223,6	11,18
Tot				236,8
Øvrige kostnader omformerstasjon				
Nettilkobling 3-fase	RS	1,0	11,0	11,0
Autotransformatorer ved omformer	RS	4,0	1,7	6,9
Grunnarbeid (og vei)	RS	1,0	22,1	22,1
Annet	RS	1,0	1,8	1,8
Grunnerverv	RS	1,0	0,9	0,9
Tot				42,7
Byggherrekostnader				
Hovedplan	RS	1,0	1,2	1,2
Planlegging og gjennomføring totalentrepris	RS	1,0	26,3	26,3
Tot				27,5
Totalkostnad 2 x 35 MVA - Statisk omformerstasjon				326,5

Figur 45: *Investeringskostnad 2 x 35 MVA statisk omformerstasjon*

13.1.1 Tapskostnader

Tapsberegningene er utført i tråd med metoden som er skissert i kapittel 8. Belastningen som legges til grunn er resultatet fra case 1. Her medtas både tap i omformerstasjon, men også tap i KL - anlegget. Som energipris brukes 345 kr/MWh [17], som er Bane Energi sin årsprognose for kraftprisen for 2018. Det antas også her at det er kun den ene av de to omformerenehetene som er i drift, og at det andre kun er i reserve. Beregningene kan sees av figur 46.

Energipris 345 kr/MWh

	Tap pr dag [MWh]	Tap pr år [MWh]	Kostnad pr dag [kr]	Kostnad pr år [kr]
Omformertap	2,51	916,15	kr 865,95	kr 316 071,75
Tap i KL - anlegg	1,21	441,65	kr 417,45	kr 152 369,25
Sum	3,72	1357,8	kr 1 283,40	kr 468 441,00

Figur 46: Tapskostnader - Omformer og KL

13.1.2 Energikostnader

Kostnadene for energien kan sees av figur 47. Omformerstasjonene vil både levere energi til tog, men også til overliggende nett når togene bremses. Den vil kun faktureres for netto energiforbruk, som vil være differansen mellom energi til tog og energi levert til overliggende nett.

	Pr dag [MWh]	Pr år [MWh]	Kostnad pr dag [kr]	Kostnad pr år [kr]
Energi levert til tog	71,54	26112,1	kr 24 681,30	kr 9 008 674,50
Energi levert til overliggende nett	4,66	1700,9	kr 1 607,70	kr 586 810,50
Netto energiforbruk	66,88	24411,2	kr 23 073,60	kr 8 421 864,00

Figur 47: Energikostnader

13.1.3 Kostnad ekstern nettleie

Kostnaden for ekstern nettleie baserer seg på reelle kostnader som Bane NOR betaler til netteier Lyse Elnett for Kjelland omformerstasjon. Her brukes tariffen til Lyse Elnett, 215 kr/kW/år [33]. Videre er det den høyeste timesverdien i vintermånedene desember, januar og februar som er bestemmende for belastningen. Her legges høyeste timesverdi i et døgn til grunn. Beregningen kan sees av figur 48. Da Bane NOR kjøper strømmen direkte fra NordPool, er det i hovedsak effekten som bestemmer hvor mye Bane NOR betaler for ekstern nettleie. Effektleddet er her medtatt i analysen.

Høyeste timesverdi [kW]	Effekttariff [kr/kW]	Årlig effektkostnad [kr]
5680	215	kr 1 221 200,00

Figur 48: *Kostnad for effekt*

13.1.4 Totale kostnader

Totale kostnader er presentert i figur 49, og er på 526.60 MNOK. Her kapitaliseres de årlige kostnadene og omregnes til nåverdi. Dette gjøres i tråd med teori presentert i kapittel 7.

LCC Analyse - 2 x 35 MVA Statisk omformerstasjon		
Kalkulasjonsrente	4,0 %	
Energikostnad	345 kr/MWh	
Analyseperiode	40 år	
Levetid	40 år	
Annuitetsfaktor	ϵ	0,05 1/år
Kapitaliseringsfaktor	λ	19,79 år
Investeringskostnad omformerstasjon		326,47 MNOK
	Årlige kostnader	Totale kostnader
Tapkostnader	0,47 MNOK	9,27 MNOK
Energikostnader	8,42 MNOK	166,69 MNOK
Effektkostnader	1,22 MNOK	24,17 MNOK
Tot	10,11 MNOK	200,13 MNOK
Sum		526,60 MNOK

Figur 49: *Totale kostnader - 2 x 35 MVA*

13.2 Alternativ 2 - 2 x 25 MVA

Totale kostnader for alternativ 2, 2 x 25 MVA, er fremvist i figur 50. Her er ytelsen basert på at togene ilegges pådragsbegrensning slik at hvert tog ikke kan trekke mer enn 2/3 av nominell effekt. Totale kostnader over hele analyseperioden beløper seg til 490.60 MNOK.

LCC Analyse - 2 x 25 MVA Statisk omformerstasjon		
Kalkulasjonsrente	4,0 %	
Energikostnad	345 kr/MWh	
Analyseperiode	40 år	
Levetid	40 år	
Annuitetsfaktor	ϵ	0,05052349
Kapitaliseringsfaktor	λ	19,7927739 år
Investeringskostnad omformerstasjon		293,69 MNOK
	Årlige kostnader	Totale kostnader
Tapskostnader	0,43 MNOK	8,57 MNOK
Energikostnader	8,34 MNOK	165,15 MNOK
Effekostnader	1,17 MNOK	23,19 MNOK
Tot	9,95 MNOK	196,91 MNOK
Sum		490,60 MNOK

Figur 50: Totale kostnader - 2 x 25 MVA

13.3 Alternativ 3 - 2 x 45 MVA

Totale kostnader over hele analyseperioden for alternativ 3, 2 x 45 MVA, fremkommer av figur 51. Denne ytelsen er basert på at stasjonen skal kunne ha nok kapasitet til at togene skal kunne utøve normal trafikk selv i tilfeller der nettet er seksjonert ved Heskestad stasjon. Totale kostnader beløper seg her til 518.85 MNOK. Grunnen til at kostnadene her blir mindre enn for alternativ 1, er at årlige energikostnader blir betraktelig lavere. Det er fordi at andelen energi som tilbakemates er høyere her, da nettet er isolert fra resten. I alternativ 1 og 2 vil en større del av tilbakematet energi leveres til andre tog heller enn tilbake på overliggende nett.

LCC Analyse - 2 x 45 MVA Statisk omformerstasjon		
Kalkulasjonsrente	4,0 %	
Energikostnad	345 kr/MWh	
Analyseperiode	40 år	
Levetid	40 år	
Annuitetsfaktor	ϵ	0,05052349
Kapitaliseringsfaktor	λ	19,7927739 år
Investeringskostnad omformerstasjon		355,58 MNOK
	Årlige kostnader	Totale kostnader
Tapskostnader	0,47 MNOK	9,27 MNOK
Energikostnader	6,48 MNOK	128,16 MNOK
Effekostnader	1,31 MNOK	25,83 MNOK
Tot	8,25 MNOK	163,26 MNOK
Sum		518,85 MNOK

Figur 51: Totale kostnader - 2 x 45 MVA

14 Diskusjon - I

14.1 Togfremføring

Det er i denne studien gjennomført samtaler med representanter fra Bane NOR, NSB, lokførere samt opplæringspersonell av lokførere. Det kan med stor sikkerhet slås fast at det i bransjen er en felles konsensus om at utløpsmetoden er den mest energiøkonomiske måten å fremføre toget på. Lokførere blir opplært til å følge denne metoden etter beste evne, noe som medfører rask akselerasjon med tilhørende høyt effektuttak. Lokførere blir også opplært til å redusere toppfarten. For å ikke øke kjøretiden må det kompenseres ved å akselerere hurtig. På bakgrunn av det kan man si at det høy sannsynlighet for at togoperatørene også i fremtiden vil utøve denne kjøremetoden som inkluderer hurtig akselerasjon med høyt effektuttak.

Under resultater (kap 11) illustreres sammenhengen mellom aktiv effekt, trekkraft, akselerasjon, hastighet og spenning. Det fremkommer der at en akselerasjon til ønsket hastighet varer ca 30 sekunder, og at toget de 10 siste sekundene trekker maksimal effekt. FLIRT - togene har motorytelse a 2 x 4.5 MW, og inkludert tap i KL og motor trekker de litt over 10 MW fra nettet under akselerasjon. Som illustrert i kapittel 12 sees det at når denne metoden utøves av flere tog samtidig i geografisk nærhet blir effekttoppene ekstremt høye. Disse blir igjen dimensjonerende for hvilken ytelse omformerstasjonene utstyres med. Resultatet fra casestudien viser dog at dersom avgangen til de togene som skaper de største effekttoppene forskyves med ca 10 sek hver vil effekttoppene avta betraktelig. Dette er illustrert for alle casene. I praksis er det vanskelig at avgangen til togene utsettes med 10 sekunder, da rutetabellen etableres med minutts-oppløsning. Uansett burde ruteplanleggerne ta for seg de tidspunktene som gir de høyeste effekttoppene, og flytte ett tog noen minutter frem og et annet noen minutter tilbake. Det vil være med å redusere effekttoppene betraktelig, og er et helt gratis tiltak som absolutt bør initieres. Ellers dimensjoneres omformerstasjoner også i praksis på grunnlag av simuleringer utført i bl.a. μ Pas, og ved å gjøre endringer i rutetabellen vil utfallet fra simuleringene endres, som igjen vil medføre et annet resultat. Det burde vært etablert en dialog mellom de som gjennomfører simuleringer og de som lager rutetabellene.

14.2 Case 1 og 2 - Basecase med og uten pådragsbegrensning

I case 1 simuleres trafikken på Jærbanen uten seksjonering eller pådragsbegrensninger. Belastningskurvene fra kapittel 11 viser at noen få topper er flere ganger høyere enn grunnlasten. I case 1 er de høyeste effekttoppene til Kjelland og Stavanger henholdsvis 26.92 og 29.38 MVA. Disse toppene er et resultat av at flere tog akselererer samtidig. Ved å forskyve avgangen til disse togene med 10 sekunder hver reduseres belastningene med henholdsvis 23.03 og 21.78 %. De høyeste effekttoppene opptrer klokken 07.59 og 18.59, og samtlige tog som har avgang på disse tidspunktene forskyves slik at samtidig akselerasjon unngås. Henviser til kapittel 12 for en mer detaljert forklaring.

I case 2 ilegges togene pådragsbegrensning. Det innebærer i dette tilfellet at tilgjengelig effekt for togene reduseres til 2/3 av nominell effekt. Av figur 33 i kapittel 11 kan det sees at effekten som toget trekker fra nettet er redusert til ca 2/3 av det som trekkes i case 1. Dette bidrar igjen til at effekttoppene som Kjelland og Stavanger utsettes for reduseres tilsvarende. Videre sees det at det totale energibruket reduseres med 1.66 MWh i forhold til case 1. Dette strider dog med teorien presentert i kapittel 6, der det oppgis at det å bruke lengre tid på akselerasjonen medfører høyere energiforbruk. Fra figur 33 kan det

også sees at her brukes det noe lengre tid på å oppnå den ønskede fart. Ulempen med denne kjøremetoden er at kjøretiden øker. I forhold til case 1 øker akkumulert kjøretid for alle togene over hele døgnet med 6.48 minutter.

En grunn til at energibruket her minker, er at så lenge togene og omformerstasjonene har tilbakematningsfunksjon, så vil energien som genereres under bremsing mates tilbake til andre tog eller til overliggende nett. I tilfeller der togene ikke har muligheten til regenerering under bremsing, vil all bremsing medføre at energiforbruket øker betraktelig. Da vil det være desidert mest energiøkonomisk å utøve utløpsmetoden, slik at toget får mest mulig ut av den kinetiske energien som toget opparbeider seg under akselerasjonen.

14.3 Case 3 og 4 - Seksjonering med og uten pådragsbegrensning

For case 3 og 4 er det lagt seksjonering ved Heskestad stasjon, slik at Jærbanen er elektrisk isolert fra resten av jernbanenettet. Her sees det at effekttoppene til Kjelland og Stavanger blir enda høyere enn for case 1. Høyeste effekttopp til Kjelland er 32.10 MVA, og Stavanger sin er på 33.90 MVA. Videre gir modifikasjonen av rutetabellen nedgang på 22.43 og 27.43 % for henholdsvis Kjelland og Stavanger. Dette gir en høyere reduksjon i effekttopper enn for case 1. Grunnen til det er at her er Jærbanen elektrisk isolert fra resten av nettet, og Kjelland og Stavanger vil med det måtte dekke hele energibehovet til togene. I case 1 og 2 vil Stavanger og Kjelland kunne gå i strømgrense, og da den resterende lasten skyves til andre stasjoner i nærheten.

For case 4 skjer det samme som i case 2, der togene ilegges pådragsbegrensning. Her vil de bare kunne trekke 2/3 av nominell effekt, og effekttoppene som omformerne utsettes for vil også bli lavere. Videre reduseres også her energikostnaden med 1.81 MWh, samtidig som at den akkumulerte kjøretiden til alle togene over ett døgn økes med 8.82 minutter.

Det å legge en seksjonering ved Heskestad er dog en interessant situasjon å belyse, ettersom det kan være viktig mtp redundanshensyn. Banestrømforsyningen skal dimensjoneres slik at systemet tilfredsstiller n-1 prinsippet. Dvs at de skal kunne levere tilstrekkelig med energi, med riktig kvalitet, til tross for at komponent i systemet feiler. Dersom det oppstår en feil på kontaktledningen vil en kunne måtte legge ut bryteren ved Heskestad stasjon, og da må Stavanger og Kjelland kunne forsyne hele strekningen uten støtte fra andre stasjoner. Case 4 er således en realitisk situasjon, der det ville vært fordelaktig å ilagt togene pådragsbegrensning dersom nettet er seksjonert.

14.4 Energibetraktninger

Videre er det gjennom samtale med Monica Nesheim, Senior kvalitets- og miljørådgiver i NSB [34], avdekket at det vil være energieffektivt for toget å ikke fullt ut benytte den skilte hastighet. Dersom den tillatte hastigheten er 100 km/t vil det være fordelaktig å f.eks. kjøre i 90 km/t. For å kompensere for lavere fart, kreves det at toget akselererer hurtig opp i fart. Det vil også bidra til at omformerstasjonene utsettes for høye effekttopper, som igjen fordyrer investeringen. Det å bygge en jernbanestrekning som gir mulighet for ytterligere hastighetsøkning er særdeles kostbart for Bane NOR, og dersom det er tilfelle at hastigheten fullt ut ikke benyttes, men kun brukes som buffer i tilfeller der toget er forsinket, er det en særdeles dyr buffer.

14.5 Økonomiske betraktninger

Det er i denne studien gjennomført en økonomisk analyse basert på simuleringene som er gjennomført i μ Pas. Simuleringene danner grunnlaget for tre forskjellige dimensjoneringsalternativer for Kjelland omformerstasjon. Alternativ 1 representerer case 1, alternativ 2 representerer case 2 (med pådragsbegrensning), og alternativ 3 representerer case 3 (seksjonering). Med i analysen tas kostnad knyttet til investering, økt energibruk, ekstern nettleie og tapskostnader. Analysen viser at alternativ 1, som innebærer en ytelse på 2 x 35 MVA, har en total kostnad på 526.60 MNOK. Alternativ 2, som har ytelse 2 x 25 MVA vil ha en total kostnad på 490.60 MNOK. Alternativ 3, 2 x 45 MVA, vil koste 518.85 MNOK.

Grunnen til at alternativ 3 her kommer bedre ut enn alternativ 1, er at her er energikostnaden urealistisk lav. Den er bare 128.16 MNOK, mot 166.69 MNOK for alternativ 1. Grunnen til det, er at alternativ 3 baseres seg på simuleringer gjennomført med seksjonering. Det bidrar til at andelen tilbakematet energi øker betraktelig, samt at ingen andre omformerstasjoner enn Kjelland enn Stavanger bidrar til lasten. Dersom like energikostnader som for alternativ 1 legges til grunn, vil den totale kostnaden knyttet til alternativ 3 vært på 557.38 MNOK.

Interessant er det å notere at tapskostnaden er lavest for alternativ 2, som er det alternativet med lavest ytelse. Det samsvarer også med teorien som presenteres i kapittel 8, der det kan sees av tapsgrafene at tapsprosenten har sitt bunnpunkt der den belastes med ca 22 % av nominell ytelse. I dette tilfellet, når ytelsen reduseres vil den relative belastningen øke, noe som igjen vil gi lavere tap.

Når det gjelder kostnaden knyttet til ekstern nettleie, er det den høyeste timesverdien som er bestemmende for hvor høyt den kostnadsposten blir. Det sees at den kostnaden er høyest for alternativ 3, der belastningen er høyest, og lavest for alternativ 2. Så lenge den er den høyeste timesverdien som er bestemmende, vil ikke forskjellene bli veldig store. Hadde det derimot vært høyeste sekundsverdi ville differansen vært høyere, og modifikasjon av rutetabellen ville gitt enda mer økonomisk avkastning.

Det viser seg fra den økonomiske analysen at det mest økonomisk lønnsomme vil være å investere i en 2 x 25 MVA omformerstasjon. Dette fordrer dog at togene ilegges pådragsbegrensning, eller avgangene til togene utsettes slik at samtidig akselerasjon unngås. Denne studien tar ikke for seg den eventuelle kostnaden som vil påløpe dersom omformerstasjoner detter ut som følge av overbelastning. Det samme gjelder eventuelle forsinkelseskostnader. Det er antatt at dersom alternativ 2 velges, vil rutetabellen endres slik at det kompenseres for at kjøretiden økes litt over ett døgn.

Dersom en antar at kostnaden som funksjon av ytelse er lineær, kan en ved bruk av interpolering etablere følgende en kostnadsfunksjon:

$$f(x) = 3.39 \cdot x + 408 \quad [MNOK] \quad (41)$$

Det sees her at kostnaden pr ekstra MVA er ca 3.39 MNOK. Ved å gå ned 10 MVA er fortjenesten ca 34 MNOK, og ved å gjøre dette ved flere anledninger vil det være store summer som kan spares.

15 Konklusjon

Målet med denne studien var å belyse hvorvidt det foreligger en teknisk - økonomisk motsetning mellom energiøkonomisk togfremføring og dimensjonering av jernbanens strømforsyningsanlegg. Dette er dog en sammensatt og kompleks problemstilling, og avhenger av en rekke faktorer.

Det som med sikkerhet kan slås fast, er at en togfremføring med hurtig akselerasjon med tilhørende høyt effektuttak utsetter omformerstasjonene for særdeles høye effekttopper. Disse effekttoppene vil være dimensjonerende for ytelsen til stasjonene. Denne studien viser at for Jærbanen skapes de høyeste effekttoppene av at 5 - 6 tog akselererer samtidig ut fra stasjoner i geografisk nærhet. Med den rutetabellen som er benyttet i disse simuleringene, finner disse tilfellene sted klokken 07.59 og 18.59. Hvert tog trekker ca 10 MW under akselerasjon, og når 6 tog akselerer samtidig må omformerne kunne levere opp mot 60 MW til togene. Når avgangene til de togene som skaper effekttoppene forskyves med ca 10 sekunder hver, sees det av simuleringene at effekttoppene reduseres med over 20 %. I dette arbeidet er de høyeste effekttoppene eliminert ved å justerer rutetabellen manuelt. Dersom det hadde vært etablert systemer som medført at tog automatisk unngikk samtidig akselerasjon ville reduksjon vært enda større.

Det fremkommer også av simuleringene at gjennom å begrense pådraget til togene med 1/3, slik at effekten som trekkes reduseres til 2/3 av nominell verdi, reduseres også effekttoppene betraktelig. I tilfellet for case 2 i simuleringene sees det at effekttoppene reduseres med ca 30 %. Riktignok økes den akkumulerte kjøretiden for alle togene over ett døgn med ca 6 minutter. Det vil være gunstig for Bane NOR om togene i større grad hadde utøvd denne kjørestilen, ettersom en da kunne ha dimensjonert omformerstasjonene med lavere ytelse. Det fremkommer også av simuleringene at energiforbruket avtar ved å innføre pådragsbegrensning. Dette er ikke i tråd med teori presentert innledningsvis, og kan skyldes at utløpsmetoden ikke nødvendigvis er den mest energiøkonomiske måten for tog med tilbakematningsfunksjon. Energiforbruket avtar med ca 1.66 MWh når pådragsbegrensning ilegges.

Videre er det avdekket at det er energiøkonomisk gunstig å redusere toppfarten til toget. For å kompensere for det må en akselerere hurtig opp i fart, slik at kjøretiden ikke øker. Det bidrar igjen til at effekttoppene øker betraktelig.

Konklusjon er at både bruk av utløpsmetoden samt det å redusere toppfarten gir et kjøremønster som skaper høye effekttopper, og som bidrar til at omformerstasjonene utstyres med særdeles høy ytelse. Varighetskurvene fra simuleringen viser også at omformerne er særdeles lett belastet, ettersom de belastes opp mot nominell ytelse svært sjelden. Dette skjer kun når samtidig akselerasjon fra flere tog utøves samtidig.

Den økonomiske analysen viser at det å dimensjonere omformerstasjonene for å takle maks last fordyrer prosessen betraktelig. Det gjennomføres i denne studien en økonomisk analyse, der det fremkommer at å investere i en 2 x 25 MVA er 35.90 MNOK billigere enn en 2 x 35 MVA. Dersom togene ilegges pådragsbegrensning vil en 2 x 25 MVA kunne være tilstrekkelig. Det samme gjelder dersom samtidig akselerasjon fra 3 eller flere tog hadde vært unngått. Det fremkommer at både tapskostnaden og energikostnaden er lavest for det tilfellet der togene ilegges pådragsbegrensning. Et alternativ er å legge seksjonering ved Heskestad stasjon, slik at Jærbanen driftes i øy-modus. Da må det investeres i en 2 x 45 MVA, noe som vil være enda dyrere. Men ettersom at det i analysen legges til grunn at Jærbanen da driftes i øy-modus hele tiden, vil energikostnadene være mye mindre enn for alternativ 1 og 2. Dette er dog en urealistisk situasjon, og et mer korrekt kostnadsestimat

for en 2 x 45 MVA er 556 MNOK. Da legges det til grunn at energikostnaden er lik som for alternativ 1.

Konklusjonen er at samtidig akselerasjon av flere tog, med hurtig akselerasjon med tilhørende høyt effektuttak bidrar til at omformerstasjonene må bestykkes med høy ytelse. Videre knyttes det usikkerhet til hvorvidt utløpsmetoden er den mest energiøkonomiske metoden, ettersom togene i dag er utstyrt med tilbakematningsfunksjon. Det som dog er veldig energiøkonomisk er å begrense toppfarten. Men for at de ikke skal øke kjøretiden betraktelig kreves hurtig akselerasjon, som igjen bidrar til at omformerstasjonene overdimensjoneres.

Del 2 - Mulighetsstudie rundt bruk av batteri i banestrømforsyningen

16 Introduksjon - Del II

16.1 Bakgrunn for mulighetsstudie

Av resultatene fra del 1 fremkommer det at omformerne i stor grad dimensjoneres for å kunne håndtere maksimal last som kan oppstå. Resultater fra simuleringer viser at belastningen av omformerstasjonen er lav i forhold til deres nominelle ytelse, og at de kun belastes nært nominell ytelse når flere tog akselererer samtidig. Av kapittel 12 fremkommer det at de høyeste effekttoppene kun oppstår ca 6-7 ganger i løpet av et døgn, og at belastningen utover det er veldig lav. Det at omformerstasjoner dimensjoneres for å håndtere toppbelastningen fordyrer investeringen betraktelig, og tvinger også frem nye investeringer.

Denne mulighetsstudien har som hensikt å belyse mulighetene rundt bruk av alternative metoder for å håndtere toppbelastning, slik at omformerstasjoner kan dimensjoneres med mindre ytelse, eventuelt forlenge levetiden til eksisterende omformerstasjoner. Det bygges en rekke nye omformerstasjoner som følge av at kapasiteten på nåværende er for liten, og grunnen til dette er at samtidig akselerasjon gir høye effekttopper som igjen er bestemmende for omformernes ytelse. Av belastningskurvene presentert i kapittel 11 fremkommer det at omformerne er relativt ”lett” belastet i forhold til deres nominelle ytelse.

Bakgrunnen for mulighetsstudien er i korte trekk at del 1 av denne studien viser at omformerne er overdimensjonert. Målet med denne mulighetsstudien er å belyse hvorvidt det kan være teknisk/økonomisk hensiktsmessig å benytte batterier for håndtering av høye effekttopper. Batterier har de siste årene sett en særdeles positiv utvikling innen pris og teknologi. Energieffektiviteten er blitt betraktelig bedre, og prisen har sunket, noe som gjør dette til en interessant studie å gjennomføre.

16.2 Mål med mulighetsstudie

Målet er å undersøke hvorvidt det kan være teknisk og økonomisk gunstig å benytte batteri i tilknytning til tradisjonelle omformerstasjoner i den norske banestrømforsyningen.

Mer konkret er målsettingen med mulighetsstudien å:

- Avdekke om batterier er teknisk egnet for håndtering av effekttopper i banestrømforsyningen.
- Avdekke hvilke egenskaper med batteriet som bør vektlegges ved bruk i banestrømforsyningen.
- Avdekke hvorvidt det kan være økonomisk lønnsomt å investere i slik teknologi.
- Avdekke hva som skal til for at det kan være teknisk og økonomisk hensiktsmessig å investere i batterier.

16.3 Arbeidsomfang

Omfanget av denne studien er bygget opp på følgende måte:

- Gjennomføre litteraturstudie rundt batteriets egenskaper og anvendelsesområder.
- Gjennomføre analytiske energi - og effektberegninger i Matlab.
- Gjennomføre økonomiske analyser rundt etablering av batteri.

16.4 Begrensninger

I denne studien er fokuset å vurdere hvorvidt det kan være teknisk og økonomisk mulig å håndtere effekttopper i banestrømforsyningen, sett fra et overordnet systemperspektiv. Tekniske aspekter som hvordan det kan og bør gjøres utelates.

I simuleringene i Matlab medtas kun energi og effekt beregning, og det sees kun på stasjonære betraktninger. Elektrotekniske aspekter som transient - og stabilitetsanalyse er i denne studien ikke belyst.

Videre er ikke batteriets plassering hensyntatt i simuleringene.

16.5 Bruk av software

I denne studien benyttes Matlab og Excel for gjennomføring av simuleringer. Matlab benyttes for analytiske simuleringer og Excel anvendes for behandling av data samt gjennomføring av økonomiske analyser.

16.6 Oppbygning av arbeidet

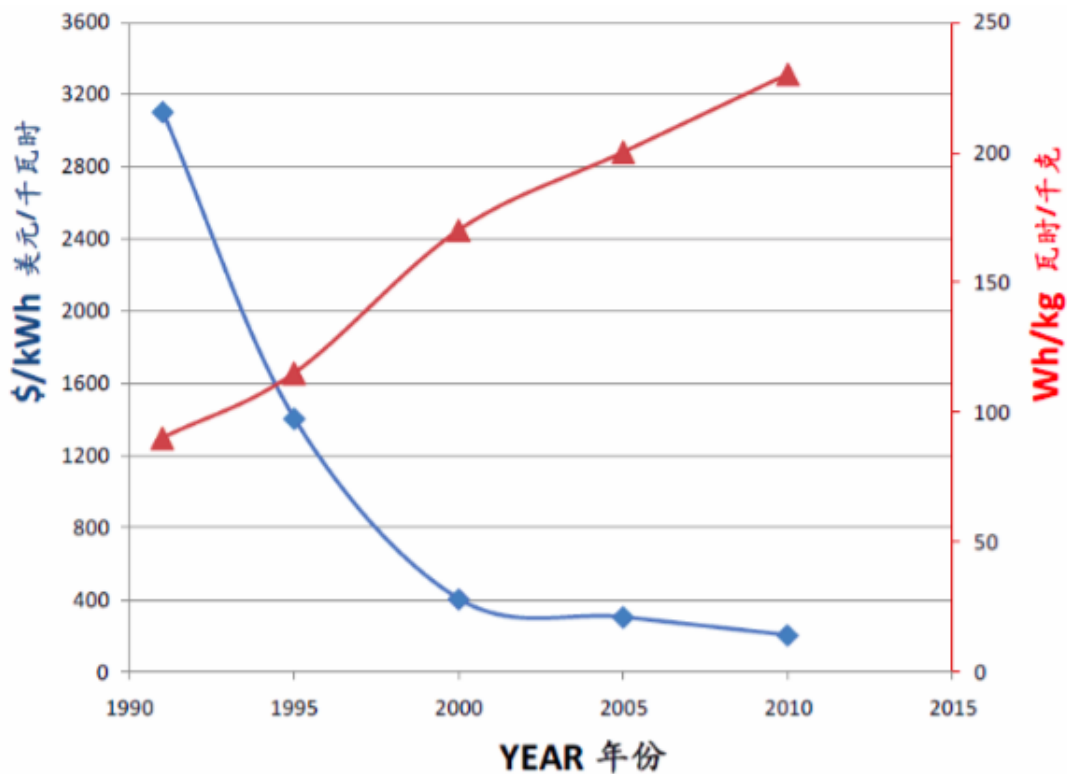
Innledningsvis presenteres generell teori om batteri, før det fokuseres på pris og prisutvikling innenfor nevnte felt. Deretter vil det bli fokusert på hvordan batterier kan benyttes i banestrøm-øyemed, med fokus på energilagring ombord i toget eller langs banen. Deretter gjennomføres en casestudie rundt bruk av batteri på Jærbanen, basert på resultater fra del 1 (kapittel 11). Avslutningsvis gjennomføres økonomiske analyser som også diskuteres.

17 Energilagring ved bruk av batteri

17.1 Historie

I de tidligere år har elektriske motorer vært underlegen i forhold til konvensjonelle forbrenningsmotorer. Mye av problemet har tidligere vært for dårlig lagringskapasitet. Energilagringen har vært for dyr og for plasskrevende, noe som har gjort elektriske motorer underlegne i forhold til alternativene. De siste årene har riktignok dette endret seg radikalt, og energilagring muligheten har sett en særdeles positiv utvikling. De har hatt en enorm utvikling hva angår energieffektivitet og pris, og har med det utviklet seg til å bli særdeles populær.

Figur 52 viser hvordan utviklingen innen pris og energitetthet for litiumionbatterier (Wh/kg) har vært de siste årene. Der sees det at samtidig som at prisen har falt drastisk, har energitettheten økt betraktelig.



Figur 52: Utvikling av pris og energitetthet - Batterier [35]

17.2 Genrelt om batteri

Det finnes i dag en rekke batterier i omløp, helt fra enkle sink-karbonbatterier til mer komplekse litiumionbatterier. Til tross for alle de forskjellige batterienes kjemiske egenskaper, er alle batteriene bygget relativt likt. Samtlige batterier består av to elektroder; en katode og en anode, samt et elektrolytt som skiller disse fra hverandre.

Anoden vil alltid bestå av et materiale som helst vil bli oksidert (gir fra seg elektroner), og katoden vil typisk bestå av et materiale som vil bli redusert, dvs tar opp elektroner. Elektrolytten vil ofte være en væske eller en gele, med egenskapen at den kun leder ioner og ikke elektroner. Dersom disse materialene samles i et batteri, vil en red-oks reaksjon

oppsto, der elektronene vil flyte fra det ene materialet til det andre. Det er disse elektronene man ønsker å få tak i ved å lage et batteri [36].

Når forskjellige batterityper skal sammenlignes er det spesielle parametre som er særdeles viktig for å anslå om de er egnet til å brukes i den norske banestrømforsyningen. Det fremkommer av tabell 27.

Tabell 27: *Kritiske parametere for batterier*

Parameter	Enhet
Antall utladninger	-
Spesifikk energi	kWh/kg
Energitetthet	kWh/l
Effektthet	kW/kg
Spesifikk energikostnad	\$/kWh
Spesifikk effektkostnad	\$/kW
Effektivitet	%

17.3 Batteriteknologi

Som forklart i kapittel 17.2 vil ethvert batteri bestå av en katode, anode og en elektrolytt. I batterier som kun kan lades ut, såkalte primærbatterier, vil alltid katoden være den positive polen, og anoden den negative polen. Elektronene vil flytte fra anoden til katoden, ergo vil vi definere positiv strømrøtning fra katoden til anoden. Anoden vil gi fra seg elektroner (oksidere), og katoden vil ta imot elektroner (reduere). Generelt kan det beskrives kjemisk vha ligning 42 [37].



Man ser at a molekyler av stoff A tar opp n elektroner, og danner b molekyler av stoff B. c molekyler av stoff C gir fra seg n elektroner, som igjen danner d molekyler av stoff D. Oksidasjon kan sees av 42c mens reduksjon sees av 42b.

I tilfellet som her beskrives, med to elektroder og en elektrolytt, vil cellens spenning aldri kunne overstige cellens open-klemme spenning, V_{oc} . Det er det høyeste elektriske potensiale som kan oppnås over batteriets terminaler, når det ikke går noe strøm. Den er gitt av ligning 43.

$$V_{oc} = -\frac{1}{nF}(\mu_A^i - \mu_C^i) \quad (43)$$

Her er $(\mu_A^i - \mu_C^i)$ differansen mellom kjemisk potensiale til anoden (A) og katoden (C), n er antall elektronladninger som er involvert og F er Faradays konstant ($F = 96485 \text{ C mol}^{-1}$).

Energitettheten er også en parameter som ofte brukes i batteriverdenen. Energitettheten (Wh/kg) måles ved å lade ut et batteri med en passende strøm. Den gis av

$$E_{pr} = V_{oc}Q_{dis} \quad (44)$$

Her finnes V_{oc} fra batteriets kjemiske egenskaper, og Q_{dis} er spesifikk kapasitet oppgitt i ampere-timer pr masse, (Ah/kg).

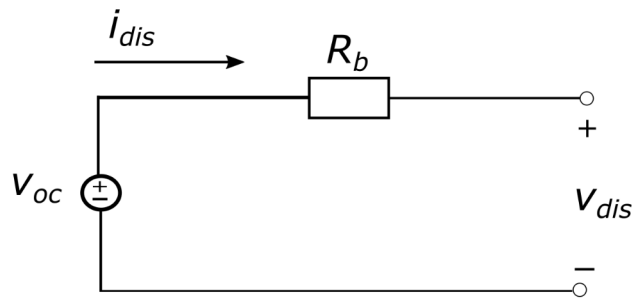
C-rate er et mål på hvor fort et batteri lades ut i forhold til sin kapasitet. F.eks. hvis et batteri lades ut med C-rate på 1C betyr det at batteriet vil være utladet om 1 time. Om et batteri med kapasitet på 50 Ah lades ut med C/2 - rate, vil utladningsstrømmen være 25A.

Effekten som batteriet gir fra seg under utladning, P_{out} , gis av spenningen over terminalene og utladningsstrømmen, I_{dis} .

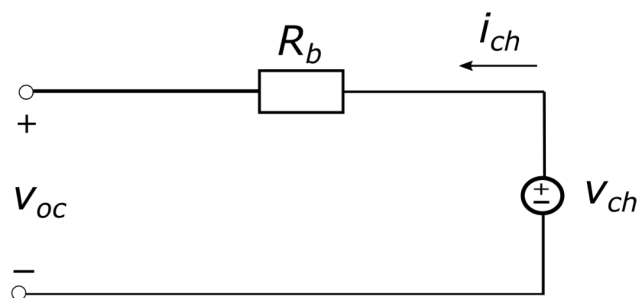
$$P_{dis} = V_{dis}I_{dis} \quad (45)$$

Spenningen under ut - og opplading av batteriet, V_{dis} og V_{ch} , gis av V_{oc} og batteriets interne resistans, R_b .

$$\begin{aligned} V_{dis} &= V_{oc} - I_{dis}R_b \\ V_{ch} &= V_{oc} + I_{ch}R_b \end{aligned} \quad (46)$$



Figur 53: Utladning av batteri



Figur 54: Oppladning av batteri

Batteriets kapasitet oppgis ofte i amperetimer, under en gitt spenning og utladningsrate (C-rate). 1 amperetime forteller at et batteri kan levere 1 ampere kontinuerlig i 1 time. Antall amperetimer (Ah) forteller hvor mye strøm som kan leveres over en gitt periode [38], og er et mål på elektrisk ladning. Elektrisk ladning oppgis i enheten coulomb (C), og kan sees av ligning 48.

$$\text{Amperetimer} = \text{Ampere} \cdot \text{utladningstid} \quad (47)$$

$$Q = \int_{t_1}^{t_2} Idt \quad (48)$$

Under både oppladning og utladning, gir ligning 48 den elektriske ladningen som batteriet mottar eller leverer under tidsperioden t_1 til t_2 .

Kapasiteten til et batteri oppgis ofte i såkalt C-verdi. Definisjon på C-verdi er som følger [39]:

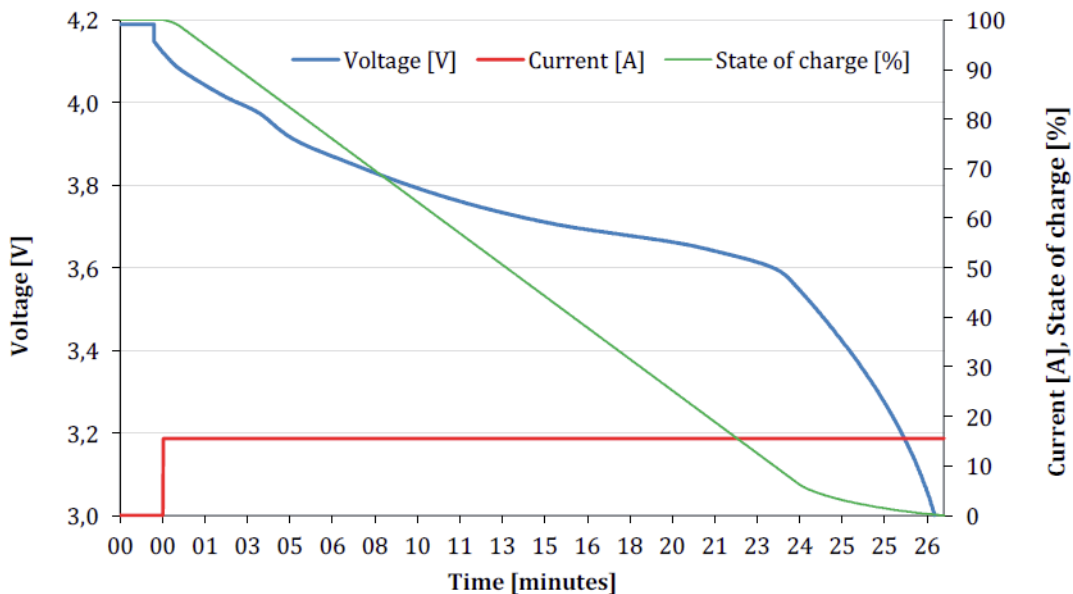
$$C_{verdi} = \frac{I_{utladning}}{Q_{Nom}} \quad (49)$$

Batteriets åpen klemmespenning, V_{oc} , er en direkte funksjon av batteriets tilstand. Ofte brukes begrepet "state of charge" (SOC) for å fortelle om batteriet er oppladet eller utladet. Dersom SOC er 100 % er batteriet helt oppladet, og dersom SOC er 0 % er det helt utladet. Definisjonen til SOC kan sees av ligning

$$SOC = 100\% - \frac{Q_e}{Q_o} \quad (50)$$

Der Q_e er batteriets tilstand (Amperetimer tilgjengelig), og Q_o er batteriets nominelle kapasitet (Antall amperetimer tilgjengelig når batteriet er fulladdet).

Sammenhengen mellom SOC, strøm og spenning kan sees av figur 55 [40].



Figur 55: Sammenhengen mellom batteriets SOC, spenning og strøm[39]

Batteriets kapasitet vil også avhenge av amplituden til utladningsstrømmen. Battericeller som lades ut raskt, har tendens til å ha mindre kapasitet enn samme type celle som lades

ut saktere [40]. På bakgrunn av dette må batteriets kapasitet bestemmes med en gitt strøm, ofte satt til 0.5 C. Denne effekten kalles *Peukert's effect* og kan sees av 51.

$$Q_1 = Q_0 \cdot \left(\frac{I_0}{I_1} \right)^{pc-1} \quad (51)$$

Der Q_1 er den nye kapasiteten, Q_0 er merkekapasitet, I_0 er merkestrøm og I_1 er anvendt strøm som flyter for å skape den nye kapasiteten Q_1 . pc kalles *Peukert's coefficient*, som angir hvor stor denne effekten er. En høy pc gir mindre kapasitet ved høy strøm, og motsatt. pc må være større enn 1, og ved $pc = 1$ er det ingen effekt.

17.4 Litiumionebatterier

Litium-ion batterier oppladbare batterier, og er blant de mest brukte batteriene i bærbar elektronikk. Litium-ion batteriene skiller seg fra litiumbatteriene, da sistnevnte ikke er oppladbar [36].

De aktive komponentene i en litiumion celle er elektrodene og elektrolytten. Elektrolytten sørger for ionene kan bevege seg mellom elektrodene [37]. Litium -ion batteriene består som regel av følgende elementer:

- Anoden. Anoden er en elektrode som tar opp frie elektroner.
- Katoden. Ofte er katoden et metalloksid, som f.eks. litium-kobolt-oksid (LiCoO_2).

Elektroner har negativ ladning, og strømretningen er av konvensjon bestemt av hvilken vei positive ladninger beveger seg. Dvs motsatt vei av det elektronene gjør [36].

En av egenskapene som kjennetegner litium-ion batteriene er at cellespenningen er høyere enn andre typer. Spenningen ligger ofte rundt 3.6V, noe avhengig av dets kjemiske egenskaper [36]. En annen fordel med bruk av Litium som metall i batteriformål er at det er veldig lett, og kan med det gi batterier med stor kapasitet. En oppsummering av ulike batterityper kan sees av figur 56.

	Lithium	Super - capacitor	Ni/MH	NiCd	Lead Acid	
					VRLA	Flooded
Energy - density [Wh/L]	< 320	10	< 160	< 150	100	80
Specific energy [Wh/kg]	< 265	< 6	< 80	< 60	40	30
Specific power [W/kg]	< 3000	< 7000	< 1600	< 150	500	500
Investment cost [\$/kWh]	< 500	< 2400	< 364	< 540	120	65
Life span, cycles	2000	> 1 000 000	< 1000	> 1200	200	> 1200
Internal impedance [mΩ]	< 0.2	< 0.29	< 30	> 17	> 25	> 25
Efficiency [%]	<96	97	<95	n/a	n/a	n/a
Self discharge [% / month]	<5	n/a	<15	n/a	n/a	n/a

Figur 56: *Sammenligning av ulike batterityper [39]*

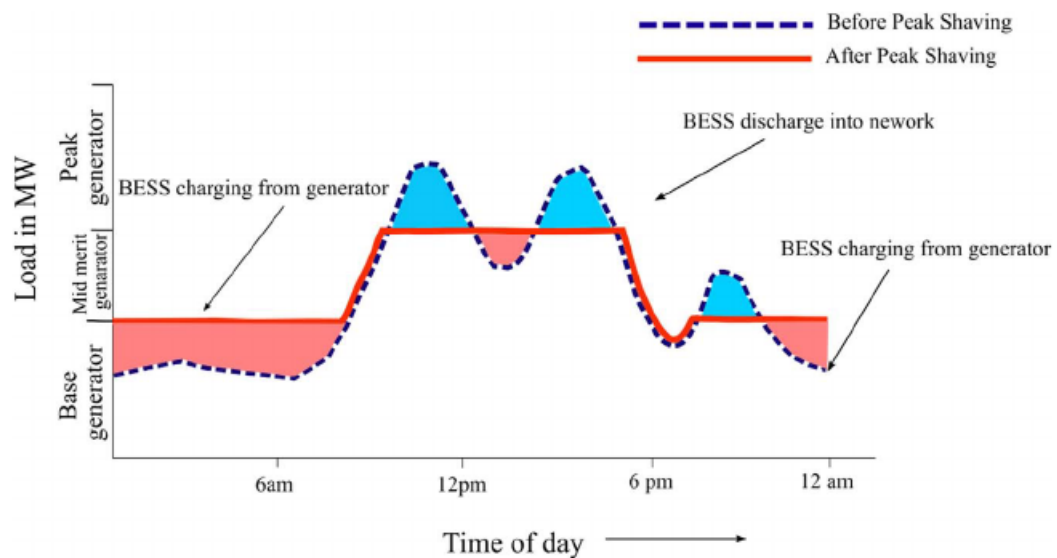
18 Anvendelse av batteri i banestrømforsyningen

I banestrømforsyningen vil batterier kunne ha følgende anvendelsesområder:

- Håndtering av effekttopper - Peak Shaving
- Utnytte differanse i strømprisen
- Benyttes på strekninger som ikke er fullt ut elektrifisert
- Redusere energiforbruket
- Støtte opp om spenningen

18.1 Håndtering av effekttopper

Som det fremkommer i del 1 av denne studien er det effekttoppene som er bestemmende for hvilken ytelse omformerstasjonene bestykses med. Av belastningskurvene i kapittel 11 vises det et belastningen til omformerne er veldig lett, og de belastes sjelden opp mot nominell ytelse. Dette bidrar til at omformerstasjonene overdimensjoneres, men foreløbig er det ingen annen måte å håndtere effekttoppene som er konkurransedyktig med konvensjonell løsning. Om batterier etter hvert blir enda billigere vil det kunne være fordelaktig å bruke dem til å håndtere toppbelastning, samtidig som omformerstasjoner dimensjoneres med lavere ytelse. Prinsippet om peak - shaving illustreres av figur 57.



Figur 57: *Prinsippet om peak - shaving [41]*

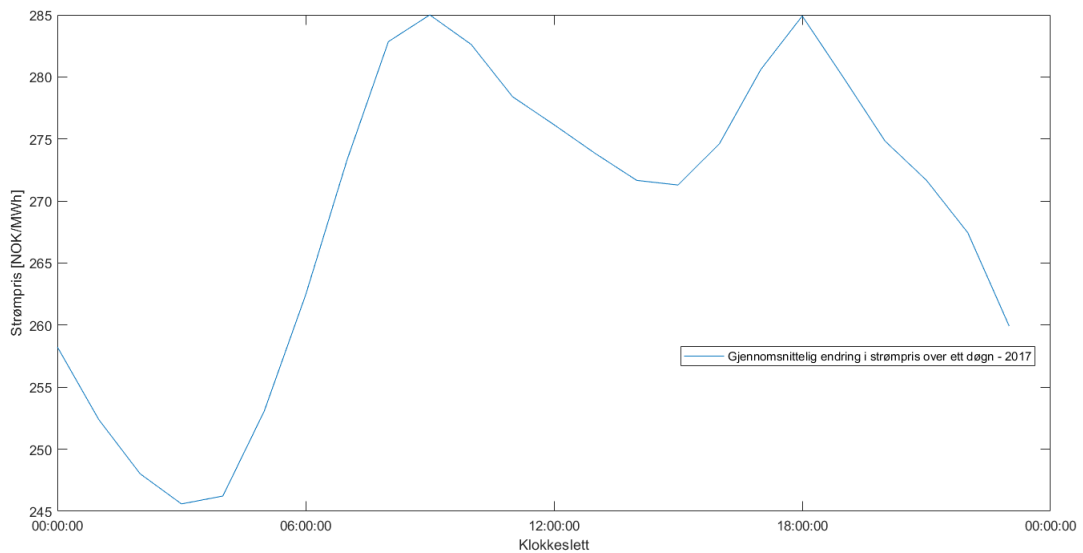
Ideen er at batteriet lades opp enten av energi som toget regenererer eller fra omformerne, og lades ut når effektbehovet er høyt.

18.2 Utnytte differanse i strømprisen over en dag

Strømmen som Bane NOR kjøper på NordPool, nordens kraftbørst, har ulik pris over et døgn. Typisk er at om natten, når etterspørselen er lav, er prisen lav. Om morgningen og ettermiddagen, når forbruket og etterspørselen er høy, er også prisen høy. Strømprisen har timesoppløsning, dvs at prisen kan variere for hver time.

Her kan batteriet være med på å utnytte differanse i pris, der batteriet lades opp når prisen er lav, og lades ut når prisen er høy. Eventuelt kan batteriet kun lades opp av energi som toget regenererer, og lades ut når strømmen er dyr, slik at energien som kjøpes i perioder med høy strømpris reduseres.

Gjennomsnittlig variasjon i strømprisen over en dag i 2017 fremkommer av figur 58. Denne grafen er plottet basert på data hentet fra NordPool, basert på strømpris i område Kristiansand [42].



Figur 58: Gjennomsnittlig prisvariasjon over en dag for 2017

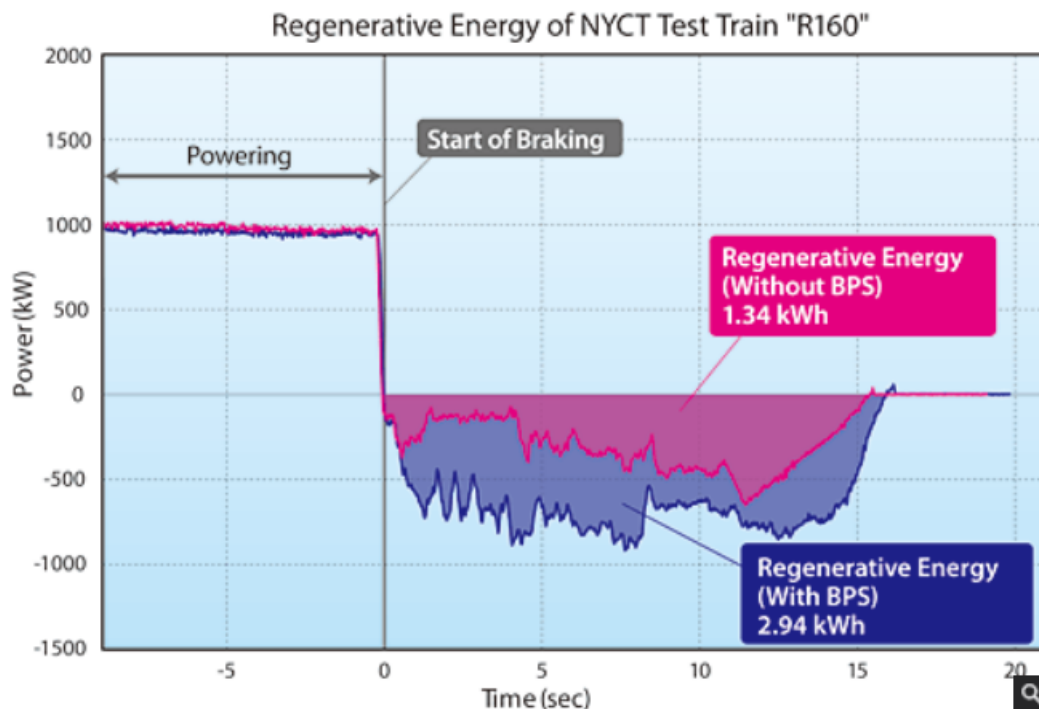
18.3 Redusere energiforbruket

Energilagring i batteri kan også bidra til å redusere det totale energiforbruket. Når togene bremses og regenererer energi, vil det være tap både i KL samt i omformerstasjon dersom energien leveres tilbake til overliggende nett. Bane NOR opererer med tap på 10 % (se kap 8), og resultater fra denne studien viser at tapsprosenten er på ca 5 %.

Dersom det er mindre tap ved å lagre energien lokalt i ett batteri, vil det kunne være fordelaktig å lagre energien der heller enn å levere det til overliggende nett.

Dersom omformerstasjoner ikke er utstyrt med tilbakematingsfunksjon vil det definitivt gi positivt bidrag til energiregnskapet å anvende batterier.

Figur 59 illustrerer at andelen regenerert energi er betraktelig større ved BPS (Battery Power System) enn uten. Dette er resultater fra testing som er utført fra T-banen i New York, hvor Kawasaki har levert BPS [43].



Figur 59: Energi regenerert med og uten BPS - Fra T-banen i New York [43]

Når det kommer til energilagring ved bruk av batterier i banestrømforsyningen, skiller det i hovedsak mellom to metoder. Det være seg stasjonære batteripakker langs linjen, og batterilagring ombord i toget. Heretter omtales de som følger:

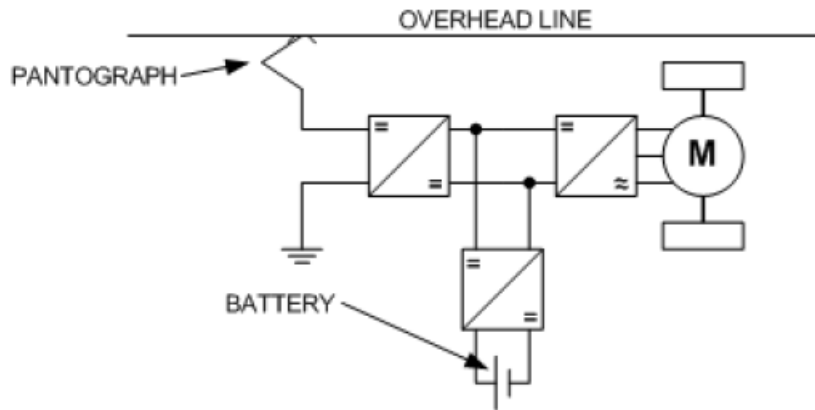
- SESS - Stationary Energy Storage Systems
- OESS - On-board Energy Storage System

18.4 Anvendelse på ikke-elektrifiserte strekninger

Ca 1800 av totalt 4219 km jernbane i Norge er ikke elektrifisert, og det benyttes her primært dieseltog [3]. Disse forurensrer mye, og har mange ulemper i forhold til elektriske tog. Elektriske tog er både billigere og raskere, og en elektrifisering av en strekning vil med det redusere kjøretiden [44].

Et eksempel fra den norske jernbanen er Trønderbanen. Den har lenge vært planlagt elektrifisert, men det viser seg at det er veldig dyrt å elektrifisere. Antall km som skal elektrifiseres er 200, og kostnaden for å elektrifisere den strekningen er estimert til ca 3 mrd [44]. Her, og på andre strekninger, kunne det vært aktuelt å del - elektrifisere strekningen. Eksempelvis kunne korte strekninger der det vil være hensiktsmessig for toget å akselerere vært elektrifisert, og ellers kunne batteri ombord i toget vært benyttet. Simuleringer fra del 1 viser at det er under akselerasjon at energiforbruket er desidert størst. Her kan det tenkes at batteriet lades opp fra de strekninger som er elektrifisert, samt fra regenerering, og lades ut på strekninger som ikke er elektrifisert.

En illustrasjon over hvordan en batteripakke ombord i toget, også kalt OESS (On board energy storage system), kan etableres kan sees av figur 60.



Figur 60: Illustrasjon over batteri stasjonert ombord i toget [43]

I de følgende underkapitlene presenteres to typer batteripakker fra to forskjellige leverandører som kan være aktuell å benytte i jernbane - øyemed.

- Tesla Powerpack
- Toshiba SCiB

18.5 Tesla Powerpack

Tesla har i lang tid utarbeidet batterier til bruk i deres biler. De har vært en foregangsbedrift for å redusere kostnaden knyttet til batterier, og har også etablert en stor batterifabrikk, Gigafactory, for å øke produksjonsvolumet samt senke enhetskostnaden. I de senere år har de også utviklet batterier til annet bruk en bilkjøring, bl.a. for bruk i boliger, strømnnett eller annen industri. Sistnevnte kalles Tesla Powerpack, og har til hensikt å brukes til bl.a [45]:

- Redusere toppforbruk. Brukes for å kunne lade ut batteriet i perioder der strømmen er dyr.
- Effektfordeling. Bidra til å kutte effekttopper, heretter kalt *“peak-shaving”*. Lades ut når lasten er høy, lades opp når lasten er liten.
- Nødreserve. Gir umiddelbar strøm ved strøbrudd.

Tesla powerpack kan brukes i banestrømforsyningen til å avlaste omformerene i situasjoner der høye effekttopper oppstår, og vil også kunne bidra til større grad av redundans i banestrømforsyningen.



Figur 61: *Illustrasjon av Tesla PowerPack[45]*

Tesla hevder at powerpackene inneholder verdens mest avanserte batterier [45]. Hver powerpack inneholder 16 individuelle baterikampre, termisk kontrollsystem og en rekke sensorer som overvåker battericellene.

Teknisk spesifikasjoner om powerpack er presentert i tabell 28.

Tabell 28: *Spesifikasjoner Tesla PowerPack [45]*

Elektriske spesifikasjoner	
Spenning (3-fase)	380 - 420 V
Effekt	50 kW
Kapasitet	210 kWh
Energitetthet	129.46 Wh/kg
Effektthet	30.82 W/kg
P/E - rate - 210 kWh	0.23
P/E - rate - 100 kWh	0.47
DOD	100 %
Dimensjoner	
Lengde	1308 mm
Bredde	822 mm
Høyde	2185 mm
Areal	1.075 m ²
Volum	2.35 m ³
Vekt	1622 kg

Av tabellen sees det at det er oppgitt to stk P/E - rater. Det er fordi de baserer seg på de gamle og de nye powerpackene. De gamle hadde energikapasitet på 100 kWh, mens de nye har kapasitet på 210 kWh. I jernbanesammenheng er det høy effekt med tilhørende

lavt energikapasitet som ønskes. Derfor legges de gamle powerpackene, med kapasitet på 100 kWh til grunn i analysen.

Hver powerpack er en DC-energilagringseenhet som inneholder 16 individuelle batterikammer, et termisk kontrollsystem og hundrevis av sensorer som overvåker og rapporterer celle-nivåytelsen. Prisen på disse pakkene er av stor usikkerhet, men noen kilder oppgir en pris på ca \$ 398/kWh [46]. De oppgir også at inverttere (250 kW) selges til en pris på \$ 52 500 [46].

18.6 Toshiba - SCiB

Toshiba har de siste årene utviklet batterier basert på litium-titanate batterier [47]. Fordelen med denne type batterier er at de har høyere effekt-tetthet enn andre typer, da de kan lade seg opp og ut hurtigere enn andre. Det sies at denne type batterier kan lades ut med opp til 10 C, uten at det går på bekostning av batteriets levetid [48].

Toshiba har utviklet deres SCiB battery som er basert på denne batteriteknologien. SCiB er en forkortelse for *Super Charge Ion Batter*, og er designet for å kunne levere 90 % av batteriets kapasitet på 10 minutter [47]. En illustrasjon av Toshiba's batteripakker kan sees av figur 62. Det er en batteripakke som er stasjonert i Arizona i USA, som kan yte 10 MW. Den har lagringskapasitet på 2.5 MWh, hvilket gir den en høy P/E - rate. P/E-raten gir forholdet mellom effekt og energi, og i dette tilfellet er P/E på 4. Det gjør denne type batteri særdeles velegnet til jernbanen, da den kan levere mye effekt på kort tid, uten at den har for stor lagringskapasitet.



Figur 62: Batteripakke (Toshiba SCiB) i Arizona på 10 MW [47]

Egenskaper til litium - titanate batterier er presentert i tabell 29.

Tabell 29: Egenskaper Litium-titanate batterier

Energitetthet	30-110 Wh/kg
Spesifikk energi	177 Wh/L
Spesifikk effekt	3 - 5 kW/kg
Cellespenning	1.5 - 2.7 V
Antall sykler	> 20 000

Toshiba sine SCiB opererer med en energitetthet på ca 96 Wh/kg [49], og skal kunne utlades over 20 000 ganger uten at det går på bekostning av ytelsen [50]. Med to utladninger

pr dag blir det ca 730 i løpet et år, noe som gir batteriet levetid på ca 27 år. Dette benyttes i simuleringene for både Tesla og Toshiba sine batterier.

18.7 Prissammenligning

Pris som benyttes i den økonomiske analysen er presentert i tabell 30 [46] / [51]. Prisene er av stor usikkerhet, og vil nok også varierer etter hvor store volum som investeres i.

Tabell 30: *Estimert pris på batteri og vekselretter - Tesla og Toshiba*

Batteri	Pris	
Tesla PowerPack	398	\$/kWh
Toshiba SCiB	1000	\$/kWh
Inverter	210	\$/kW

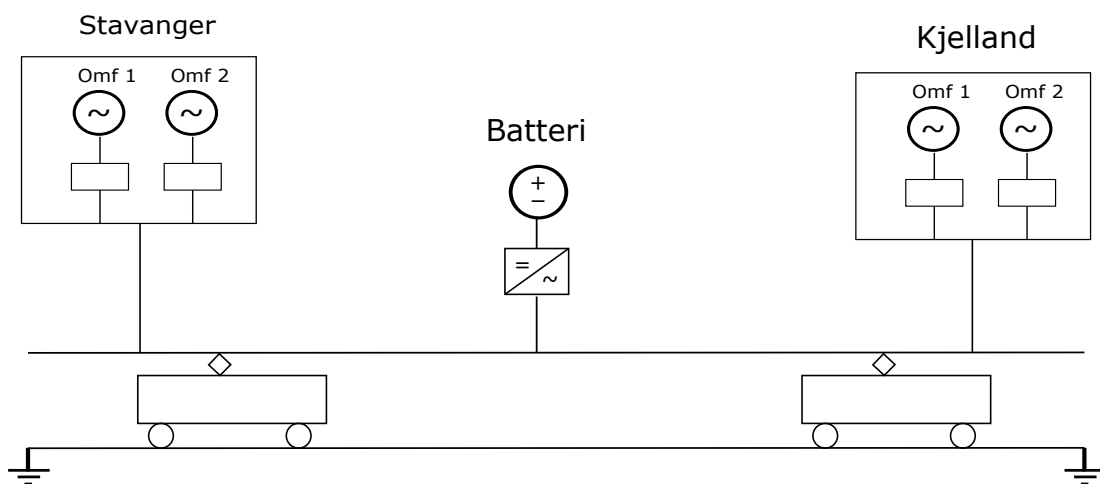
Toshiba sine batterier er betraktelig høyere i pris grunnet annet materialbruk som anode. Som forklart i tidligere kapittel baserer Toshiba sine batterier på Lithium Titanate, som har lavere energitetthet enn Tesla sine. På den andre siden har de betraktelig høyere effekttetthet, og vil i så måte kunne gi mye mer effekt pr kWh.

19 Casestudie - II

19.1 Casebeskrivelse

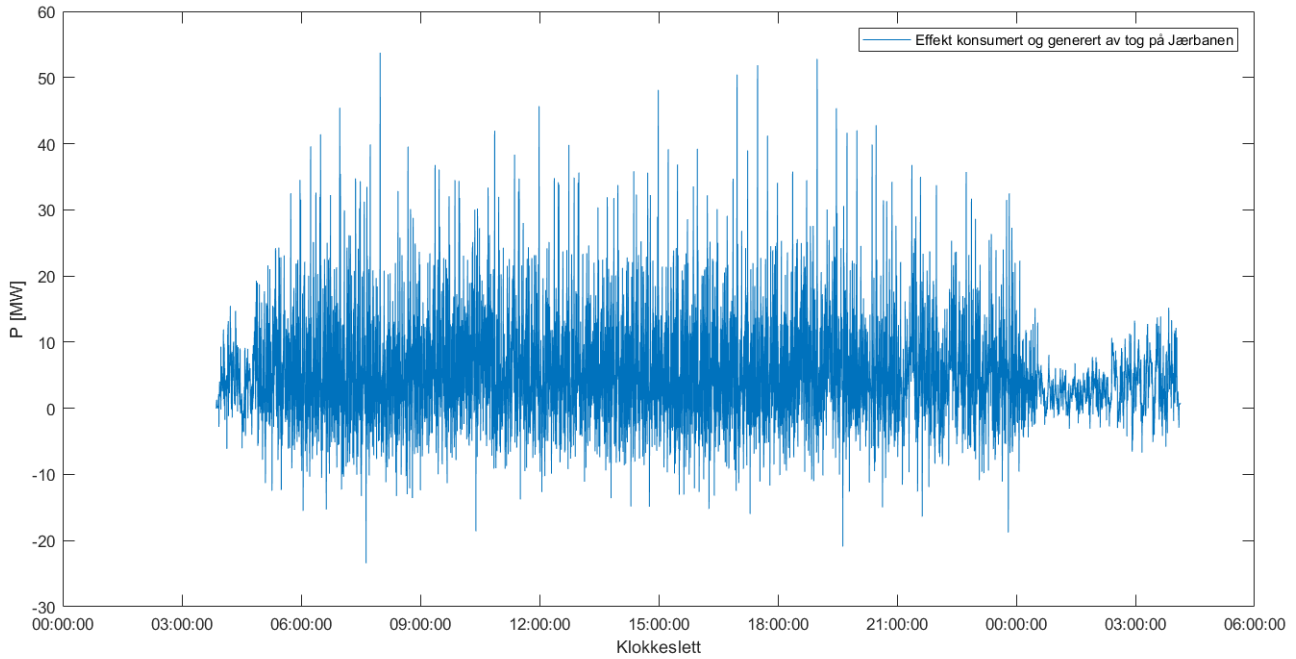
For å undersøke hvorvidt det kan være hensiktsmessig med bruk av batterier, gjennomføres her simuleringer av caser der det benyttes batteri. Simuleringene gjennomføres i Matlab, og Jærbanen brukes som eksempelstrekning. Jærbanen har lik infrastruktur som illustrert i kapittel 9 og 10. Simuleringene som gjennomføres i dette kapitlet baserer seg på resultater fra case 1 i kapittel 11. Den elektriske lasten til togene er estimert ved å addere belastningen til omformerstasjonene Kjelland og Stavanger fra case 1. Her er trafikken simulert med ytelser på 2 x 15 MVA på både Kjelland og Stavanger. Simuleringer baserer seg på kode utført i matlab. Koden kan sees av appendiks F.

I denne casestudien er målet å undersøke hvordan belastningen til Kjelland og Stavanger omformerstasjon vil påvirkes av etablering av batteri. Det vil simuleres med forskjellige ytelser på Kjelland omformerstasjoner samt ulike batteriytelser. Lasten antas konstant uansett ytelse, og at den ikke kan skyves til andre stasjoner. Det antas at strekningen opererer i øy-drift, med innmating fra Kjelland og Stavanger samt bidrag fra batteriet. Stavanger simuleres med konstant ytelse á 2 x 15 MVA, men ytelsen til Kjelland vil variere. En illustrasjon over infrastrukturen som benyttes i simuleringene er presentert i figur 63. Her er batteriet plassert i midten av stasjonen, men batteriets plassering har ikke betydning for simuleringene.



Figur 63: Illustrasjon over Jærbanen med batteri

Den konstante lasten som benyttes i alle casene kan sees av figur 64. Denne figuren illustrerer hvor mye effekt togene konsumerer (positiv effekt) og regenererer (negativ effekt) over ett døgn. Batteriets dimensjon vil bestemmes av differansen mellom høyeste effekttopp og summen av ytelsen til Stavanger og Kjelland. Det antas at Stavanger har to omformerenheter i drift, men at det på Kjelland er kun en omformerenhet i drift.



Figur 64: Aktiv effekt konsumert og regegenerert av tog på Jærbanen - Baser på case 1 i kap 11

Batteriets effektbehov kan sees av ligning 52. Det antas en effektfaktor, $\cos \phi = 0.9$. Batteriets effektbehov rundes opp til nærmeste heltall.

$$\begin{aligned}
 P_{Batt} &= P_{max_{last}} - P_{Stav} - P_{Kjelland} \\
 P_{Batt} &= 54MW - 30MVA \cdot 0.9 - S_{Kjelland} \cdot 0.9
 \end{aligned}
 \tag{52}$$

Casespesifikasjoner er presentert i tabell 31. Der fremkommer ytelsen til Kjelland omformerstasjon samt batteriets lagringskapasitet (E) og hvor mye effekt batteriet kan levere (P).

Tabell 31: Casespesifikasjoner

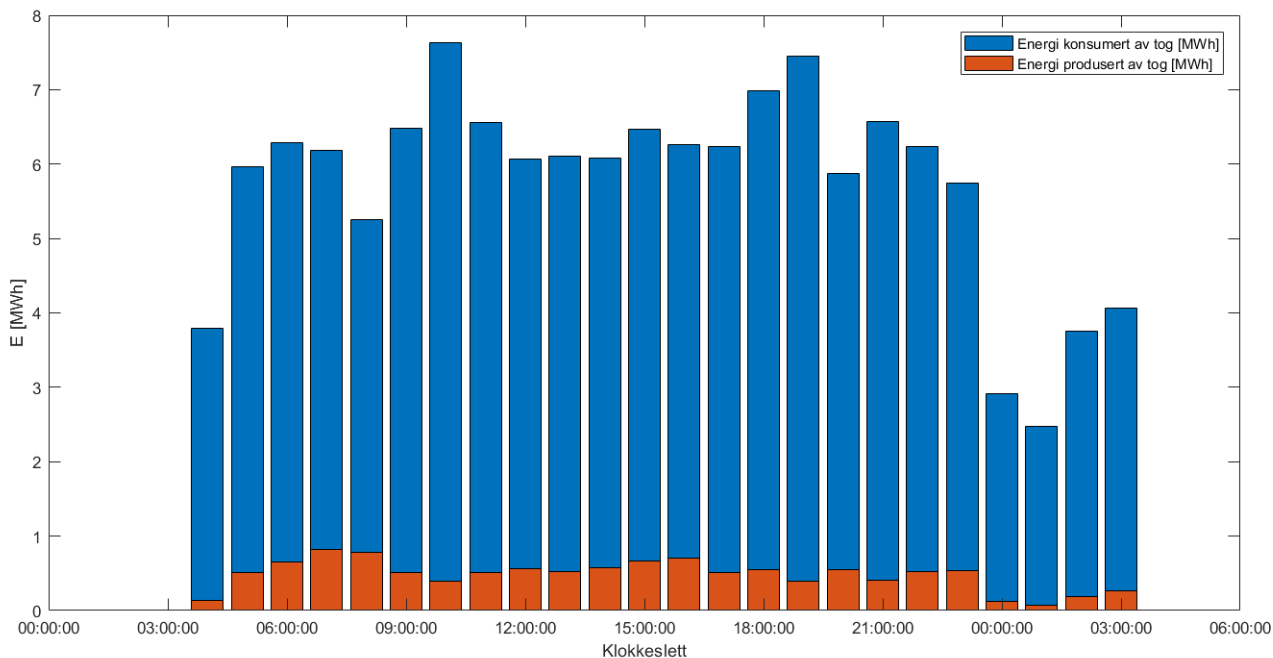
Case	Batteri	Stavanger	Kjelland	Batteri	
		S [MVA]	S [MVA]	P [MW]	E [MWh]
1	Toshiba	30	7	21	5.25
2	Toshiba	30	15	14	3.5
3	Tesla	30	20	9	18
4	Tesla	30	25	4.5	9

Med casespesifikasjoner som oppgitt i tabell 31 vil det gjennomføres simuleringer i Matlab. Følgende vil undersøkes og evalueres under simuleringene:

- Aktiv effektflyt til og fra batteriet.
- Aktiv effektflyt til og fra omformerne med og uten batteri.

- Batteriets energitilstand (SoC) over et døgn.

I figur 65 illustreres togenes energibehov og energiproduksjon for hver time over ett døgn. Av den fremkommer det at togenes energibehov i snitt ca er 6 MWh pr time over hele døgnet.



Figur 65: Togenes energibehov og energiproduksjon hver time over ett døgn - Jærbanen

19.2 Batteristrategi

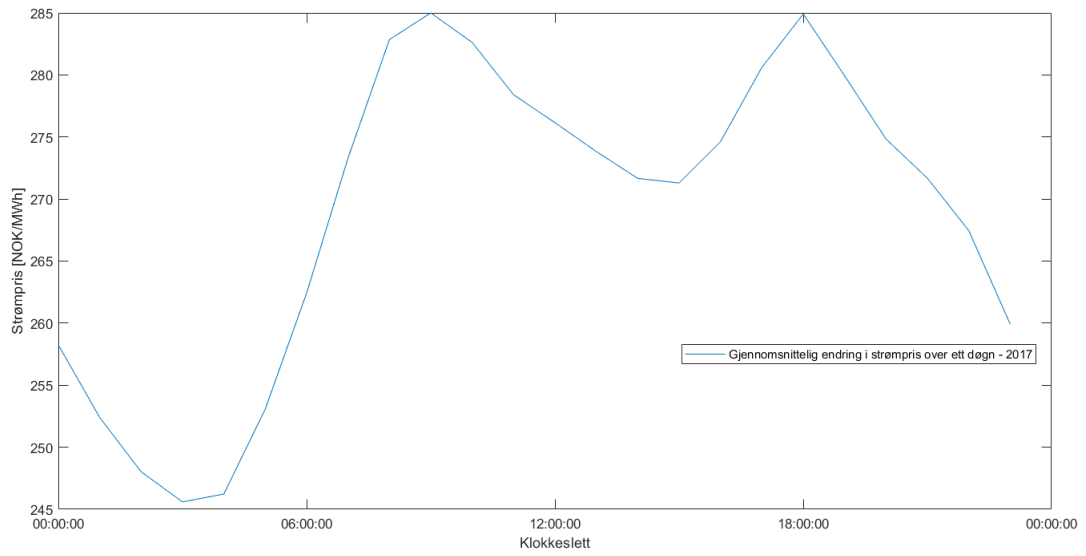
Målet med batteriet er i hovedsak at det skal levere effekt i perioder når høye effekttopper oppstår. Batteriet skal derfor levere effekt når effektbehovet er høyere enn hva summen av 1 omformer på Kjelland og 2 omformere på Stavanger kan levere. Av redundanshensyn (N-1) er det kun 1 omformer på Kjelland som er i drift, da den andre er i reserve. Dette prinsippet kalles peak - shaving, og er batteriets primæroppgave.

Videre skal batteriet lades opp når togene regenererer strøm under bremsing, såfremst strømprisen er lav. Dersom strømprisen er høy vil det være mer fordelaktig å selge strømmen til overliggende nett heller enn å lade opp batteriet.

Batteriet skal også utnytte differanser i strømprisen over et døgn. Når strømprisen er høy skal batteriet levere energi, og når strømprisen er lav skal det lades opp vha av energi levert av togene. Gjennomsnittlig variasjon i strømprisene over ett døgn for område Kristisand i 2017 kan sees av figur 66. I de kommende simuleringene er det bestemt at batteriet skal lades helt ut i de to periodene når strømprisen er høy, slik at prisdifferansen utnyttes i størst mulig grad. I "pris-dalen" som oppstår midt på dagen, ca klokken 4, skal batteriet lades helt opp. Dette gjøres gjennom energi levert fra togene, men også gjennom å kjøpe strøm fra nettet om det er nødvendig. Om natten kjøpes strøm fra nettet for å lade opp batteriet.

Grunnen til at det kjøpes strøm fra nettet heller enn å bruke strøm levert fra togene, er at det er mer økonomisk fordelaktig å selge strømmen til overliggende nett enn å levere

den til batteriet. Batteristrategien som er implementert i Matlab kan sees av Matlab-kode i appendiks F.



Figur 66: Gjennomsnittlig prisvariasjon over en dag for 2017

20 Resultater og analyse- II

Målet med simuleringene utført i Matlab er å belyse hvordan belastningen til omformerstasjonene påvirkes av batteriets inntreden.

Følgende er valgt å ta med i analysen. Nevnte faktorer presenteres i form av grafer hentet fra Matlab:

- Aktiv effekt omformerstasjoner - P [MW]
- Aktiv effekt batteri - P [MW]
- Batteriets SoC og energitilstand- E [MWh]
- Total energipris - Med og uten utnyttelse av varierende strømpris
- Energi levert fra omformer til tog - E_{Tog} [MWh]
- Energi levert fra omformer til overliggende nett - E_{Nett} [MWh]
- Tap i omformerstasjon - E_{Tap} [MWh]

For omformerstasjonene (Kjelland og Stavanger) defineres positiv aktiv effektflyt som effekt levert ut på KL. Negativ effekt representerer effekt levert til overliggende nett.

For batteriet defineres positiv effektflyt som utladning (effekt til tog), og negativ effekt som oppladning (effekt til batteriet).

Batteriet er fullt oppladet ved starten av simulering. Det kan ikke lades ut mer enn til 2 % av batteriets kapasitet. Dette vil uansett være tilstrekkelig for å kunne levere maks effekt i noen få sekunder i alle casene. Eksempelvis vil batteriet som har kapasitet på 4.5 MWh ved SoC på 0.02 ha 0.09 MWh energi tilgjengelig. Det er det samme som 325 MWs, hvilket betyr at den kan levere 9 MW i opp til 36 sekunder, hvilket vil være tilstrekkelig.

Som prisvariasjon over ett døgn benyttes data som illustrert i figur 58 i kapittel 19.

Resultater fra simuleringene som illustrerer situasjonen uten batterier er hentet fra case 1 i del 1, kapittel 11.

20.1 Case 1

Her simuleres Stavanger med 2 x 15 MVA, Kjelland med 1 x 7 MVA samt batteri med maksimal ytelse 21 MW og kapasitet 5.25 MWh. Her benyttes Toshiba sine SCiB (Super Charge Ion Battery), med tilhørende høy P/E - rate (4).

Energi, tap og energikostnad for simulering med og uten batteri kan sees av tabell 32. Tall som omhandler energibruk og tap oppgis i MWh, og er akkumulert over ett døgn.

	Uten batteri			Med batteri			Differanse
	Kjelland	Stav	Sum	Kjelland	Stav	Sum	
Energi levert til tog	71.25	66.54	137.79	59.33	67.88	127.21	10.58
E levert til overliggende nett	5.77	6.02	11.79	6.33	4.60	10.93	0.86
Netto energiforbruk	65.48	60.49	125.97	53.00	63.28	116.28	9.69
Tap i omf og KL	4.40	4.46	8.86	4.31	4.63	8.94	-0.08
Totalt energiforbruk	69.88	64.95	134.83	57.31	67.91	125.22	9.61
Energikostnad [NOK]/døgn	34 144			33 923			221

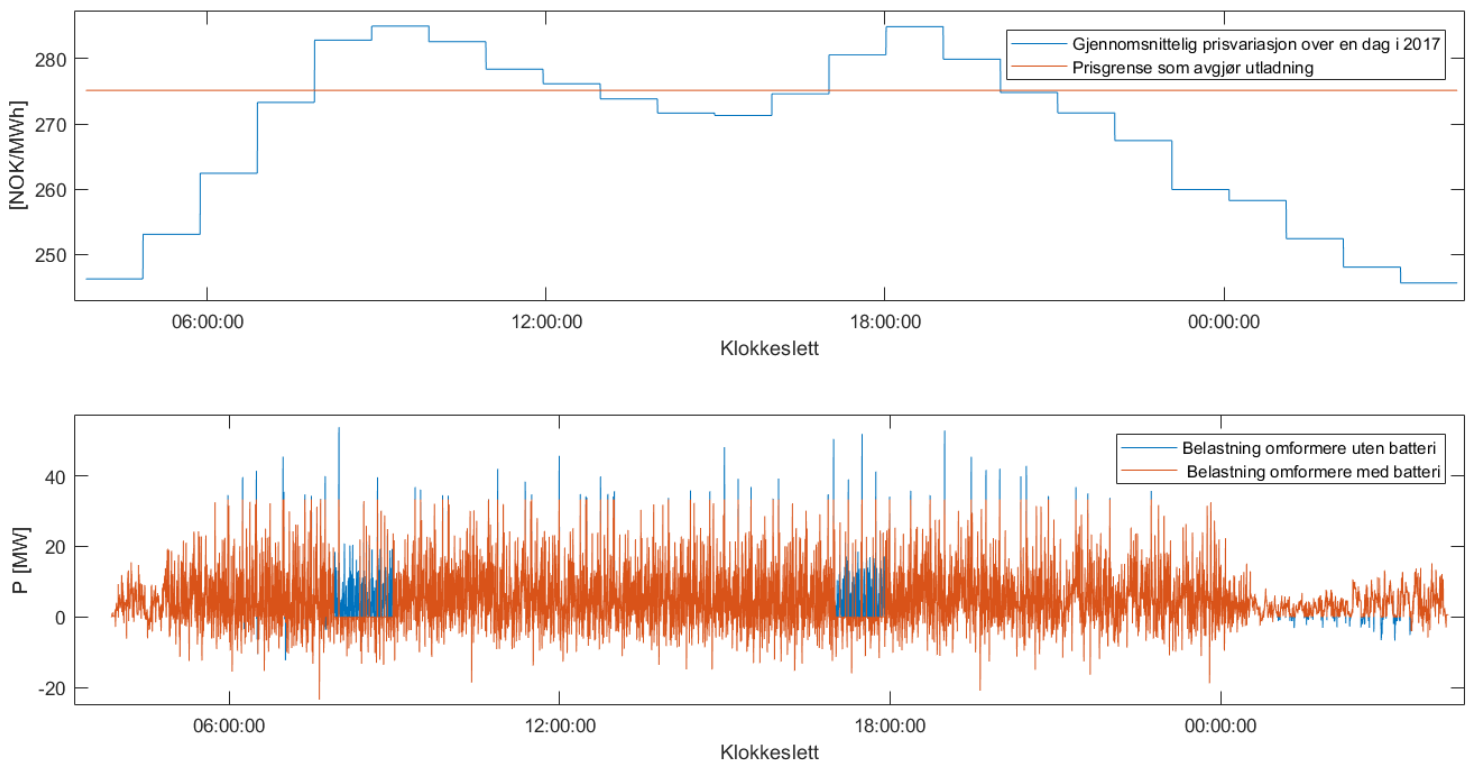
Tabell 32: Resultater case 1

Tabellen illustrerer at energien som leveres fra omformere til tog avtar, ettersom batteriet leverer energi til togene under perioder der strømprisen er høy, samt når effekttoppene er høye. Differansen mellom energien levert til tog før og etter batteriet er 10.58 MWh, noe som nesten tilsvarer to ganger batteriet sin energikapasitet. Dette stemmer med at batteriet har to utladninger i løpet av en dag. Videre kan det sees at energien levert til overliggende nett er noen lunde lik. Dette fordi det er billigere å lade batteriet fra overliggende nett når prisen er lav på natten, enn å lade batteriet med strøm generert fra togene når prisen er god. Når prisen er på det laveste er det lite regenerert energi tilgjengelig, og derfor lades det fra nettet.

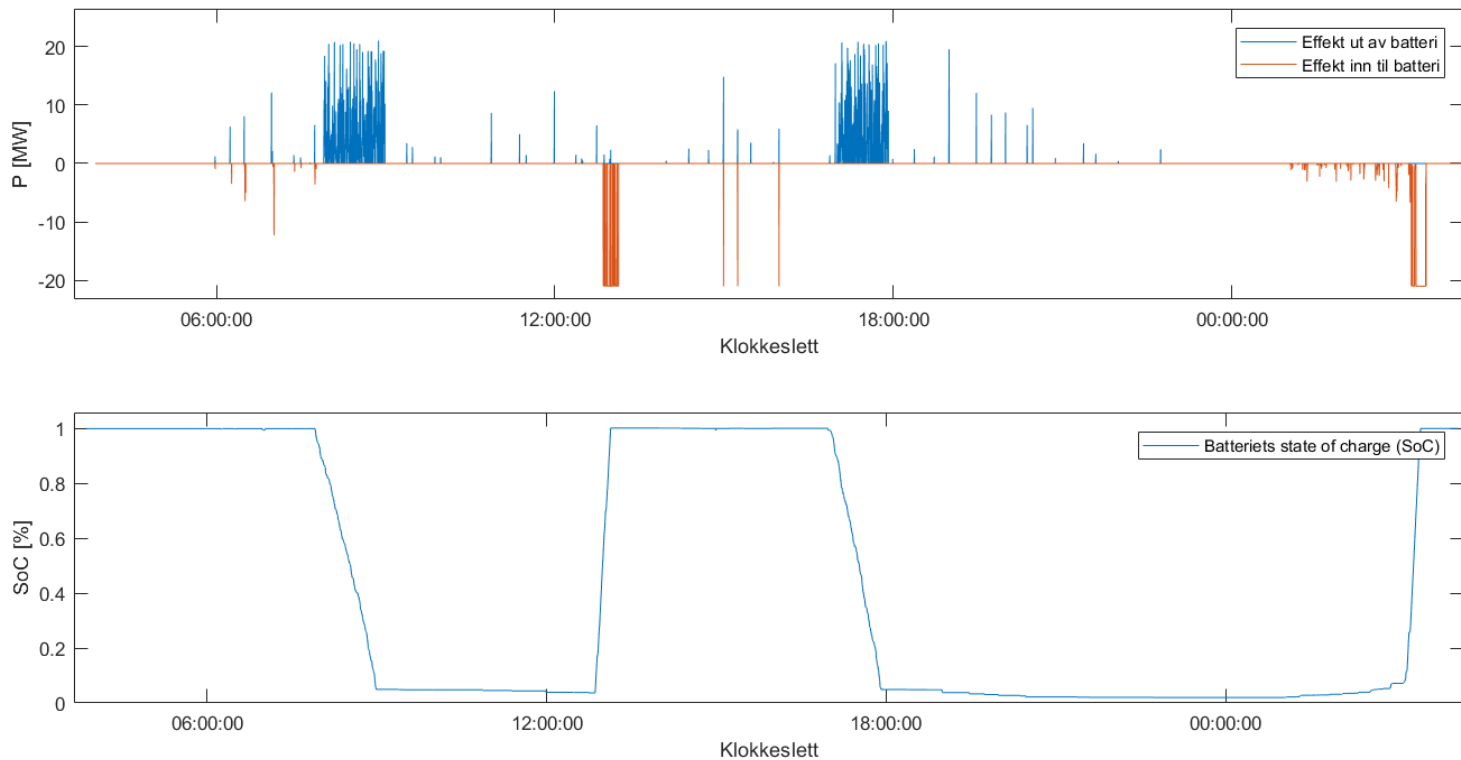
Differansen i energikostnad akkumuleres opp til 221 kr over ett døgn. Dette med prisvariasjoner som illustrert i figur 66.

Av figur 67 illustreres sammenhengen mellom prisvariasjoner og omformernes belastning med og uten batteri. Det viktigste som kan sees av denne figuren er at omformerne utsettes for betraktelig lavere effekttopper med batteri sammenlignet med uten. Som kan sees av figuren er de blå toppene (uten batt) betraktelig høyere enn de oransje. Videre sees det også at i to perioder belastes omformerne nesten ikke i det hele tatt. Det kommer av at her lades batteriet ut ettersom prisen her er på det høyeste nivået. Når prisen er høyere enn prisgrensen skal batteriet lades ut. Disse periodene forekommer mellom 08 og 11, samt mellom 16-19.

Videre illustreres sammenhengen mellom effekt til og fra batteriet samt batteriets SoC (State of Charge) i figur 68. Av den kan det sees når batteriet leverer effekt (lades ut), og mottar effekt (lades opp). Figuren illustrerer også at batteriet lades helt ut i de to periodene der strømprisen er høyest. Når batteriet lades fra nettet lades det med maks effekt (21 MW), men når det lades fra tog vil effekten være betraktelig mindre.



Figur 67: *Sammenhengen mellom prisvariasjon og omformernes belastning*



Figur 68: *Sammenhengen batteriets belastning og batteriets SoC*

20.2 Case 2

Her simuleres Stavanger med 2 x 15 MVA, Kjelland med 1 x 15 MVA samt batteri med maksimal ytelse 14 MW og kapasitet 3.5 MWh. I likhet med case 1 benytttes også her Toshiba sine SCiB batterier, med P/E-rate på 4.

Energi, tap og energikostnad for simulering med og uten batteri er presentert i tabell 33.

Tabell 33: *Resultater case 2*

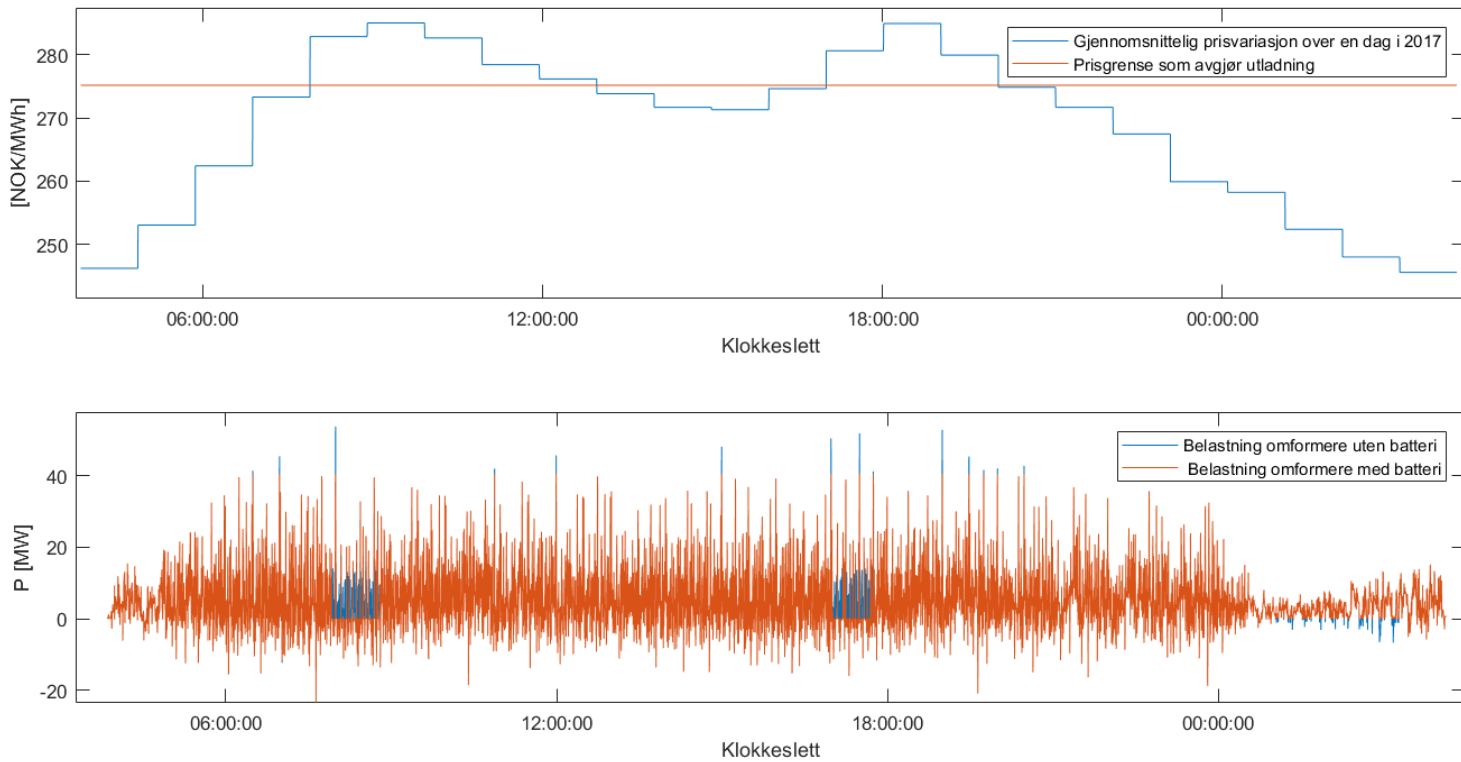
	Uten batteri			Med batteri			Differanse
	Kjelland	Stav	Sum	Kjelland	Stav	Sum	
Energi levert til tog	71.25	66.54	137.79	67.82	63.58	131.4	6.39
E levert til overliggende nett	5.77	6.02	11.79	5.73	5.66	11.39	0.4
Netto energiforbruk	65.48	60.49	125.97	62.09	57.92	120.01	5.96
Tap i omf og KL	4.40	4.46	8.86	4.19	4.39	8.58	0.28
Totalt energiforbruk	69.88	64.95	134.83	66.28	62.31	128.59	6.24
Energikostnad [NOK]/døgn			34 144			34 008	136

Tabell 33 forteller oss at differansen mellom energi levert til tog for tilfellet med og uten batteri er her 6.39 MWh, noe som nesten tilsvarer to ganger batteriet sin kapasitet. Den reduserte energikostnaden som følge av batteriet er 136 kr over ett døgn. Som følge av mindre batteri vil den være mindre her enn i alternativ 1.

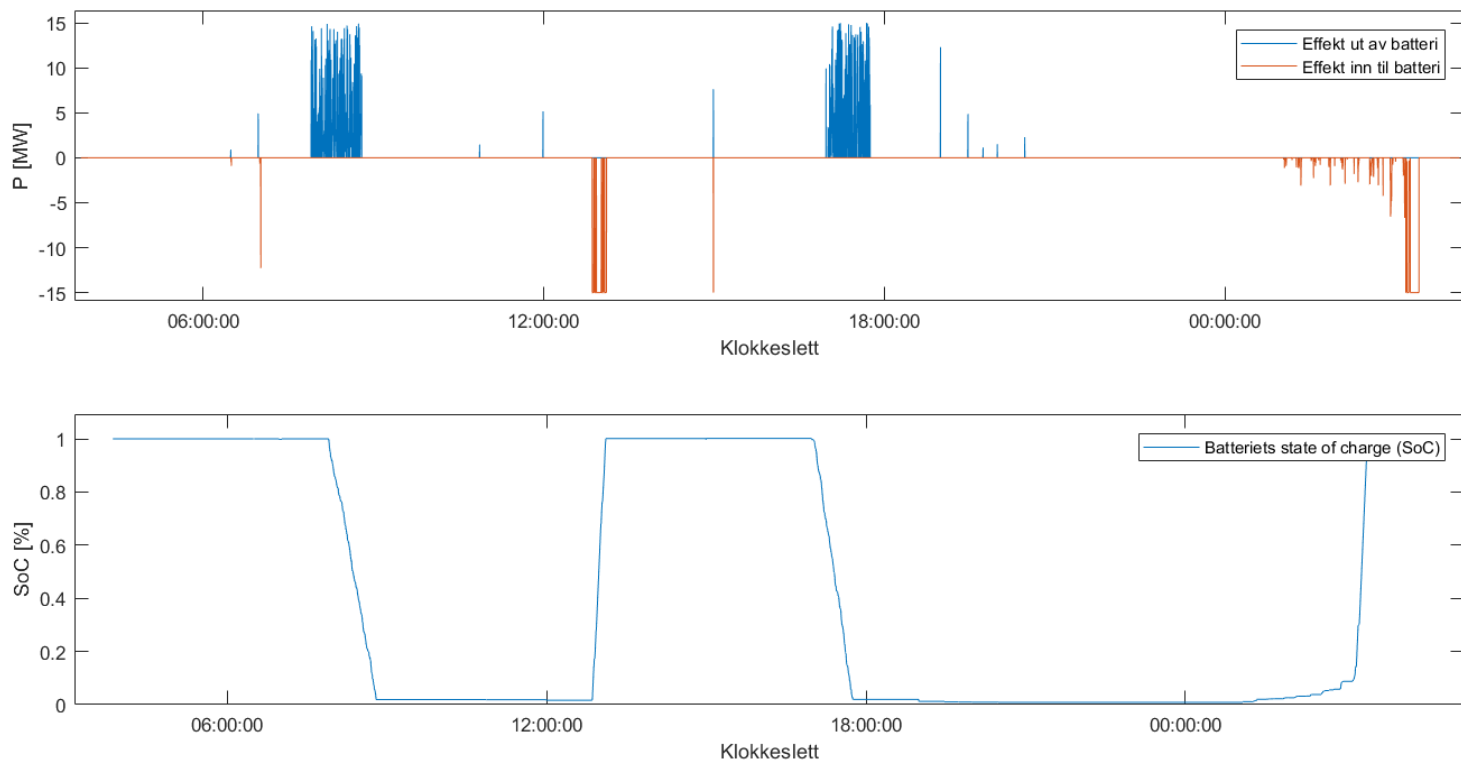
I figur 69 illustreres sammenhengen mellom prisvariasjonen og omformernes belastning. Der illustreres det at batteriet også her tar effekttoppene, men bidraget fra batterier er

mindre enn i alternativ 1. Her har batteriet maks effekt på 14 MW, og Kjelland har 15 MVA. Det fremkommer også at i periodene når prisen er høy vil omformerne belastes mindre.

I figur 70 fremkommer sammenhengen mellom effektflyten inn og ut av batteriet, samt batteriets SoC. Det illustreres at batteriet lades helt ut i perioden når prisen er høy, og lades helt opp før den andre pristoppene finner sted på ettermiddagen. Det kan sees at batteriet lades hurtigere ut her enn i alternativ 1, ettersom batteriet har mindre kapasitet her (3.5 MWh) enn for alternativ 1 (5.25 MWh). Derfor blir også den reduserte energikostnaden lavere her enn i alternativ 1. På kvelden lades batteriet tildels opp av energi levert fra togene, før det lades helt opp av energi kjøpt fra overliggende nett på natten.



Figur 69: *Sammenhengen mellom prisvariasjon og omformernes belastning*



Figur 70: Sammenhengen mellom batteriets belastning og batteriets SoC

20.3 Case 3

Her simuleres Stavanger med 2 x 15 MVA, Kjelland med 1 x 20 MVA samt batteri med maksimal ytelse 9 MW og kapasitet 18 MWh. Her benyttes Tesla sine Powerpack som batteri. Den har betraktelig lavere P/E-ratio enn Toshiba sine SCiB. Toshiba sine batterier har en P/E på 4, der Tesla sine har P/E på 0.5. Riktignok har Powerpack batteriene betraktelig høyere energitetthet, og derfor vil dette batteriet få stor lagringskapasitet.

Energi, tap og energikostnad for simulering med og uten batteri kan sees av tabell 34

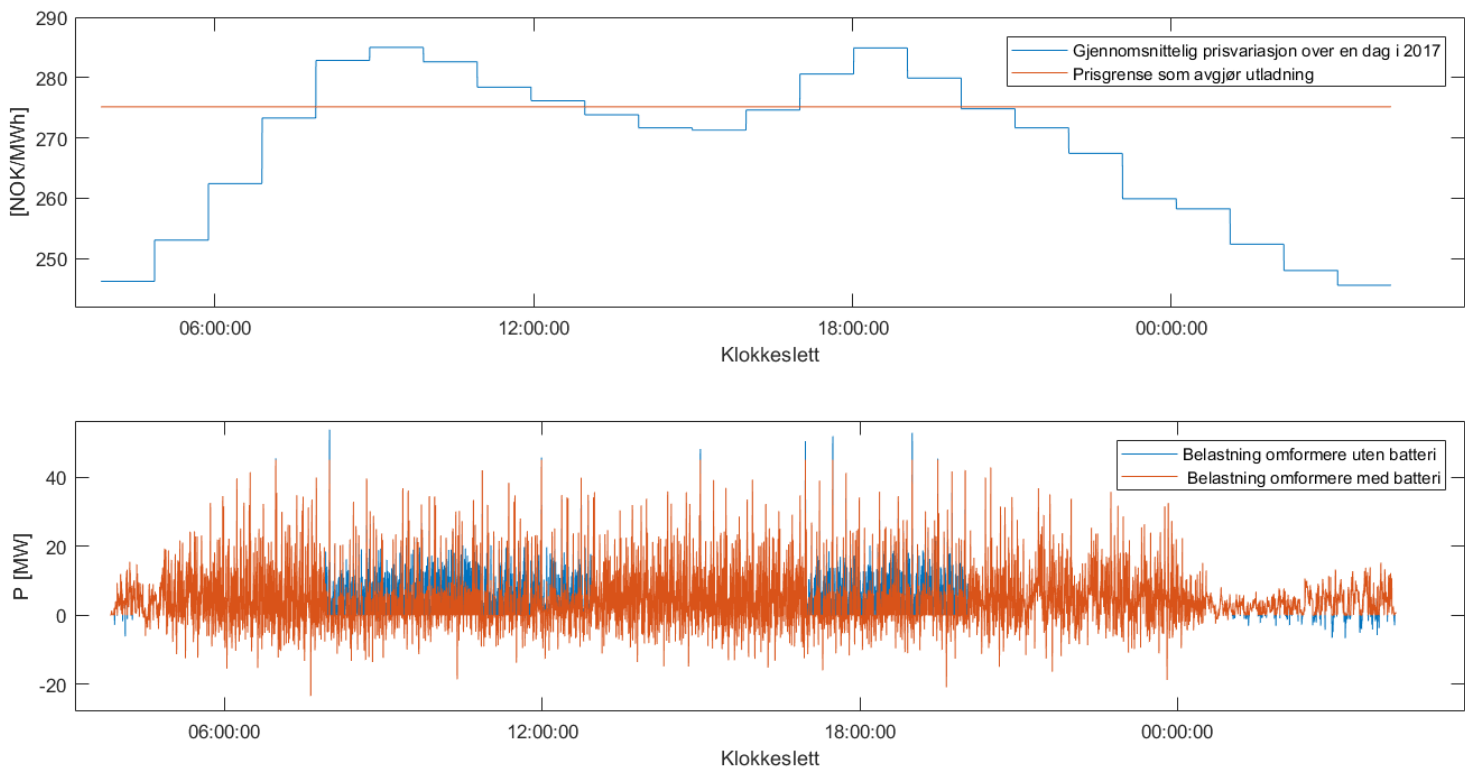
Tabell 34: Resultater case 3

	Uten batteri			Med batteri			Differanse
	Kjelland	Stav	Sum	Kjelland	Stav	Sum	
Energi levert til tog	71.25	66.54	137.79	55.65	51.99	107.64	30.15
E levert til overliggende nett	5.77	6.02	11.79	5.51	5.56	11.07	0.72
Netto energiforbruk	65.48	60.49	125.97	50.14	46.43	96.57	29.4
Tap i omf og KL	4.40	4.46	8.86	3.79	4.05	7.84	1.02
Totalt energiforbruk	69.88	64.95	134.83	53.93	50.48	104.41	30.42
Energikostnad [NOK]/døgn	34 144			33 522			622

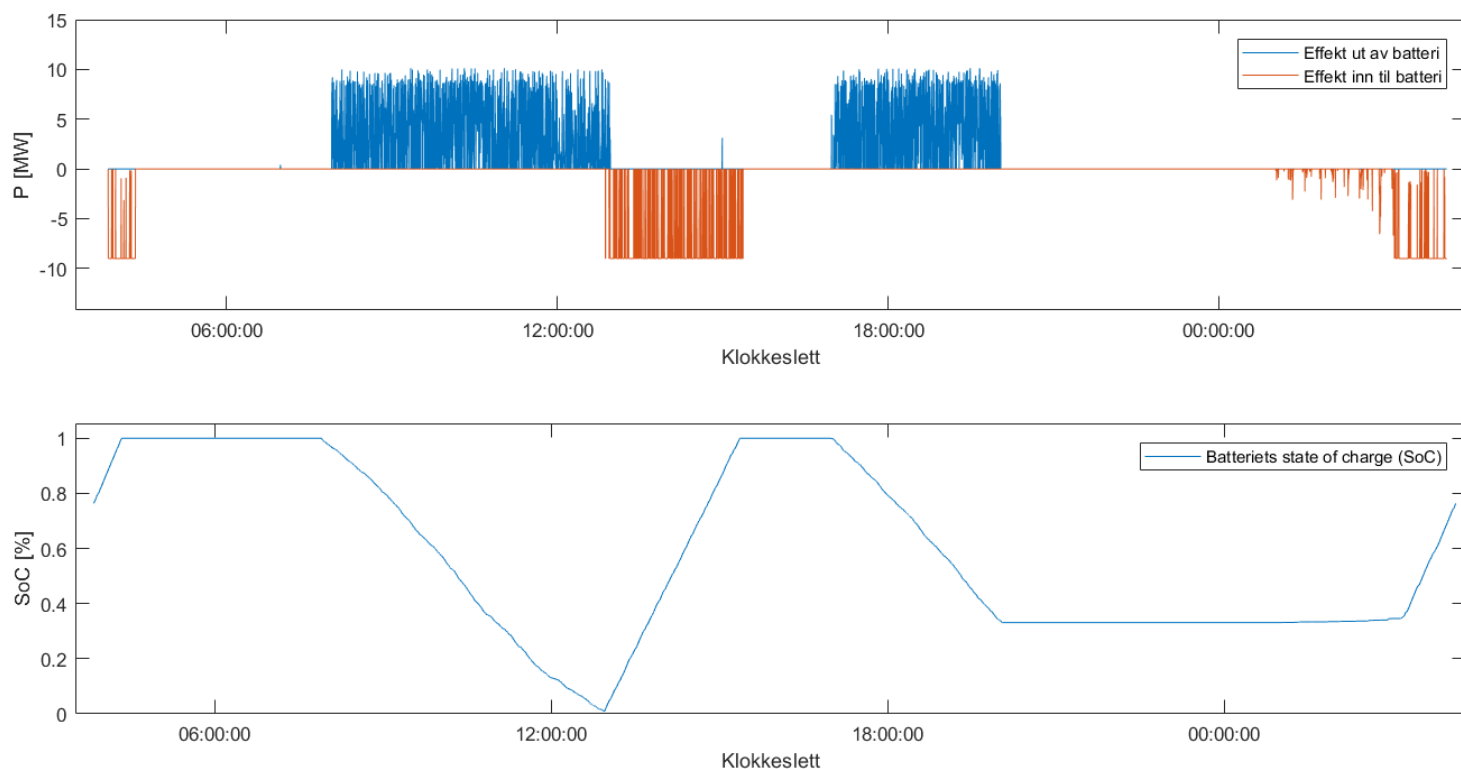
Av tabell 34 kan det sees at differansen mellom levert energi til tog med og uten batteri er på 30.15 MWh. Her simuleres med batteri på 18 MWh, og det har med det nesten hatt to fulle utladninger. Den reduserte energikostnaden er her på 622 kr. Med dagens prisnivå er den høyets mulige reduserte energikostnaden på 632 kr, og man nærmer seg her den kapasiteten som gir maksimal fortjeneste.

Sammenhengen mellom omformernes belastning og prisvariasjon kan sees av figur 71. En kan her se at batteriet sine bidrag til peak - shaving forekommer sjeldnere samt med mindre amplitude. Dette fordi her er Kjelland bestykket med 20 MVA, og batteriet har maks effekt på 9 MW. Antall effekttopper som er høyere enn 20 MVA (18 MW) er betraktelig færre enn f.eks. de som er over 7 MVA, som ble vist i alternativ 1. Likevel sees det at batteriet bidrar med mye energi i periodene der prisen er høy.

Figur 72 viser at batteriet leverer mye effekt i de to periodene når prisen er høy. Det kan sees fra batteriet sin SoC at den her bruker betraktelig lengre tid på utladning enn de andre alternativene, dette fordi det her benyttes et mye større batteri. Under den andre perioden med høy pris lades ikke batteriet helt ut. Det fordi energibehovet under høy pris ikke er høyt nok til å tappe batteriet, og det vil derfor være mer lønnsomt å ikke lade det helt ut.



Figur 71: *Sammenhengen mellom prisvariasjon og omformernes belastning*



Figur 72: Sammenhengen mellom batteriets belastning og batteriets SoC

20.4 Case 4

Her simuleres Stavanger med 2 x 15 MVA, Kjelland med 1 x 25 VA samt batteri med maksimal ytelse 4.5 MW og kapasitet 9 MWh. I likhet med alternativ 3 benytte også her Tesla sine Powerpack som batteripakke.

Energi, tap og energikostnad for simulering med og uten batteri kan sees av tabell 35.

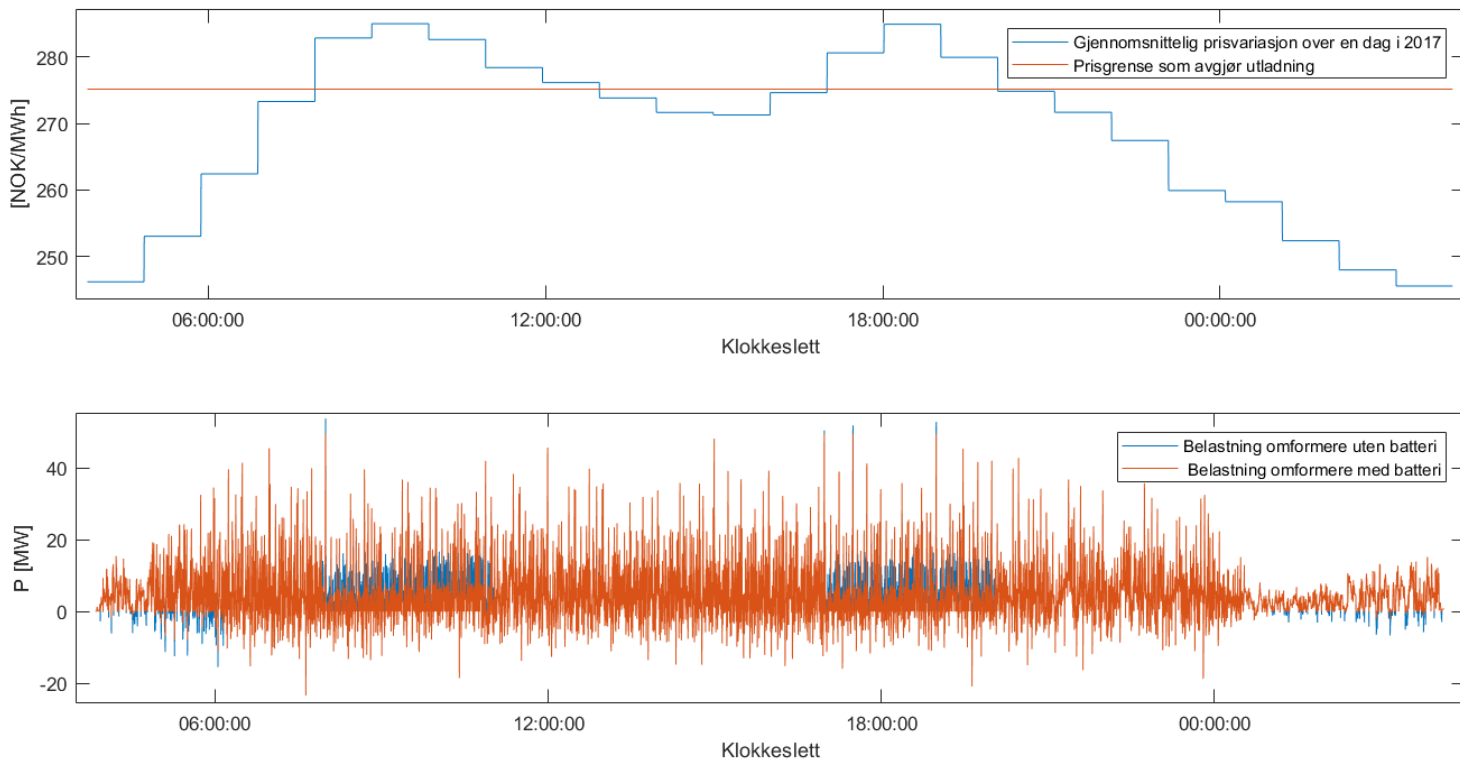
Tabell 35: Resultater case 4

	Uten batteri			Med batteri			Differanse
	Kjelland	Stav	Sum	Kjelland	Stav	Sum	
Energi levert til tog	71.25	66.54	137.79	61.80	55.00	119.77	18.02
E levert til overliggende nett	5.77	6.02	11.79	5.16	5.29	10.45	1.34
Netto energiforbruk	65.48	60.49	125.97	57.48	51.77	109.25	16.72
Tap i omf og KL	4.40	4.46	8.86	4.07	4.27	8.34	0.52
Totalt energiforbruk	69.88	64.95	134.83	61.88	56.04	117.92	16.91
Energikostnad [NOK]/døgn	34 144			33 739			405

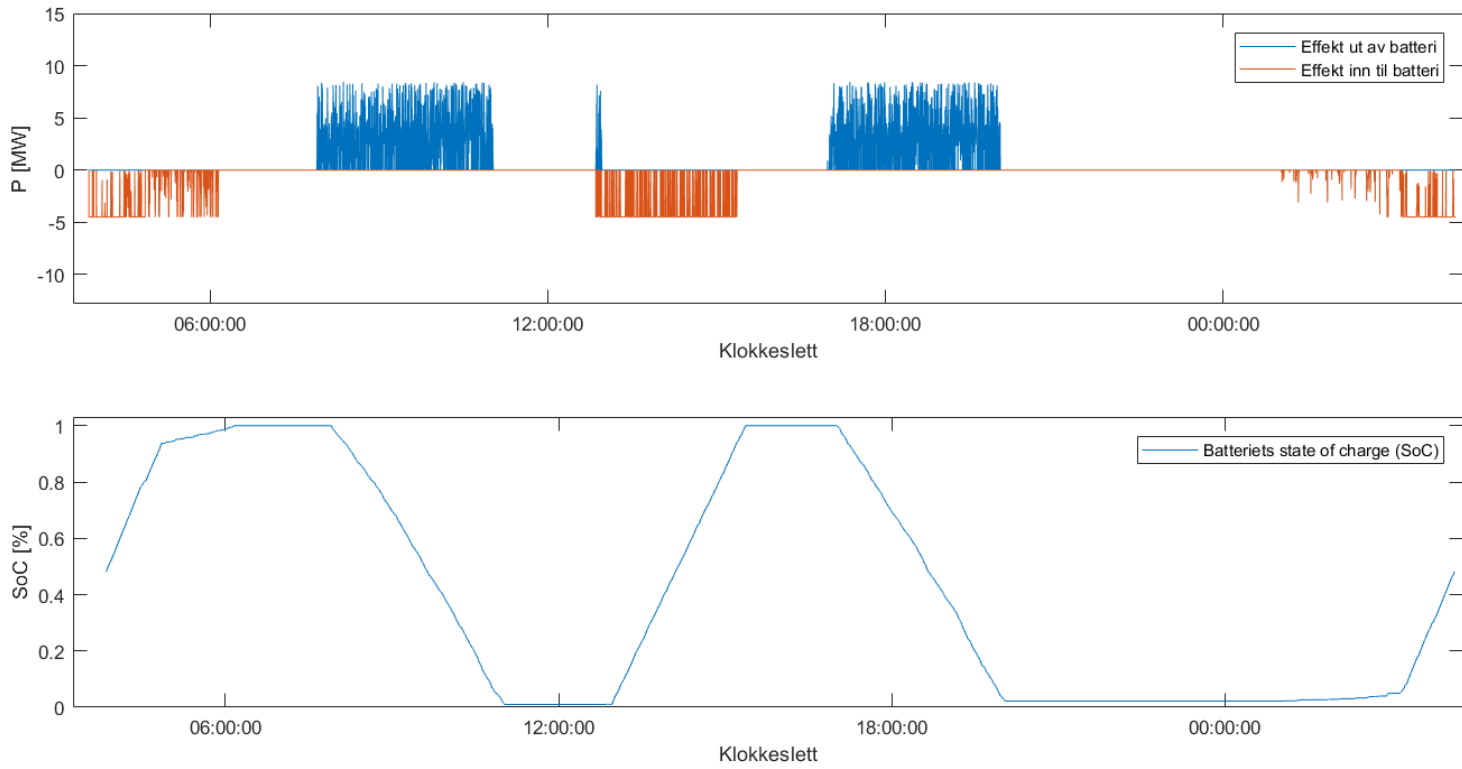
Tabell 35 viser at differansen mellom energi levert til tog uten og med batteri er på 18.02 MWh, noe som tilsvarer to ganger batteriet sin kapasitet. Den reduserte energikostnaden er 405 kr, noe som er 217 kr mindre enn for alternativ 3.

Figur 73 illustrerer sammenhengen mellom prisvariasjon og omformernes belastning. Dette er det alternativet der batteriet bidrar minst til peak - shaving, ettersom Kjelland er bestykket med 2 x 25 MVA. Det bidrar dog med mye energi i periodene med høy pris.

Figur 74 viser at batteriet lades helt ut to ganger, men at det lades ut saktere enn for alternativ 1 og 3.



Figur 73: *Sammenhengen mellom prisvariasjon og omformernes belastning*



Figur 74: *Sammenhengen mellom prisvariasjon, omformernes belastning, batteriets belastning og batteriets SoC*

21 Økonomisk analyse - II

I dette kapitlet presenteres en økonomisk analyse som tar for seg etablering av batteri på Jærbanen. Analysen baseres på simuleringer gjennomført i del 1 og 2.

Følgende tas med i analysen

- Investeringskostnad til omformerstasjonen
- Investeringskostnad til batteriet og medfølgende inverter
- Redusert energikostnad som følge av variasjoner i strømprisen over en dag

Målet er å belyse hvorvidt det kan være økonomisk lønnsomt å investere i batteri istedenfor å dimensjonere omformerer for å takle maks last. Her benyttes Kjelland omformerstasjon som eksempel.

Denne analysen er utarbeidet med følgende spesifikasjoner:

Tabell 36: *Spesifikasjoner økonomisk analyse*

Kalkulasjonsrente	4.0	%
Analyseperiode	40	år
Levetid omformer	40	år
Levetid batteri	27	år
Levetid vekselretter	27	år

Nullalternativet er å dimensjonere omformerer for å tåle høyeste effekttopp som kan oppstå. For Kjelland er nullalternativet å investere i en omformerstasjon med ytelse 2 x 35 MVA. Det fremkommer fra kapittel 13, og baserer seg på simuleringer utført i μ Pas uten ilagte restriksjoner (Case 1). Nullalternativet har en investeringskostnad på 332.87 MNOK (Se kapittel 13 for utregning). De økonomiske casene har spesifikasjoner som presentert i tabell 37. Summen av de totale kostnadene knyttet til omformer og batteri, minus den reduserte energikostnaden, vil sammenlignes med den totale kostnaden til nullalternativet.

I tillegg til investeringskostnad til batteri og vekselretter medtas andre prosjektrelatert kostnader knyttet til etablering av batteri og vekselretter. Investeringskostnaden til omformerstasjonen bygger på utregninger gitt i del 1, og kostnadene til batteri og vekselretter er som oppgitt i kapittel 18. Andre prosjektrelaterte kostnader knyttet til batteri er kostnadene som ikke omhandler selve investeringen til batteriet og vekselretteren. Dette inkluderer bl.a. transformator, prosjektering, grunnarbeid, etc.

Tabell 37: *Casespesifikasjoner*

Alternativ	Batteri	Omformerstasjon Kjelland	Batteri	
		S [MVA]	P [MW]	E [MWh]
1	Toshiba	2 x 7	21	5.25
2	Toshiba	2 x 15	14	3.5
3	Tesla	2 x 20	9	18
4	Tesla	2 x 25	4.5	9

21.1 Resultater

Kostnadene knyttet til de forskjellige alternativene presenteres i tabell 38. Samtlige tall oppgis i millioner norske kroner (MNOK), og er omregnet til nåverdi (2018).

Tabell 38: *Resultater økonomisk analyse*

Alternativ	Totale kostnader	Netto nåverdi
0	332.87	
1	338.01	- 5.14
2	377.14	- 49.10
3	406.72	- 73.85
4	374.04	- 41.17

21.2 Alternativ 1 - Toshiba 21 MW/5.25 MWh og Kjelland 2 x 7 MVA

Dette alternativet innebærer å la eksisterende omformerstasjon på Kjelland, som er bestykket med en ytelse på 2 x 7 MVA, bli værende. Det antas her at den har teknisk levetid i 20 år til, og at den på det tidspunktet erstattes med en ny omformerstasjon med 2 x 35 MVA. Når analyseperioden på 40 år er over vil omformerstasjonen ha en betydelig restverdi. Denne medtas i analysen. Omformerstasjon og batterier nedskrives lineært over deres tekniske levetid.

For å kunne håndtere maksimal last på Jærbanen i 2027 investeres det i en batteripakke med ytelse 21 MW og energikapasitet på 5.25 MWh. Her benyttes Toshiba sine SCiB batterier, som har som høy P/E - rate og tilhørende høy effekt-tetthet. Det antas at disse har en levetid på 27 år, og at de fjernes når den nye omformerer er etablert. Restverdien til batteriene medtas.

Totale kostnader knyttet til alternativer 1 kan sees av tabell 39 og 40. Samtlige kostnader oppgis i MNOK og er diskontert til nåverdi (2018).

Tabell 39: *Investeringskostnader alternativ 1 - Oppgis MNOK og nåverdi*

		År	Investering	Restverdi	Sum
Omformerstasjon	2 x 7 MVA	0	0	0	0
Omformerstasjon	2 x 35 MVA	20	149.00	34.00	115.00
Batteripakke	5.25 MWh	0	42.89	5.07	37.82
Vekselretter	21 MW	0	36.03	0	36.03
Andre kostnader batteri		0	143.53	0	143.53
Sum			371.45	39.07	332.37

Tabell 40: *Totale kostnader - Alternativ 1*

	Sum
Investeringskostnader korrigeret for restverdi	332.37
Kapitaliserte tapskostnader	6.89
Reduserte energikostnader	1.25
Totale kostnader alternativ 1	338.01
Totale kostnader alternativ 0	332.87
Netto nåverdi alternativ 1	- 5.14

Av tabell 40 kan man se at alternativ 1 har en negativ netto nåverdi (NNV) på 5.14 MNOK i forhold til nullalternativet. Det innebærer at med de forutsetningene som gjelder for alternativ 1 vil det ikke være lønnsomt å gjennomføre prosjektet. Kostnadene knyttet til batteri, vekselretter og andre prosjektrelaterte kostnader knyttet til etablering av batteripakke overstiger den reduserte kostnaden ved å utsette investeringen av omformerstasjon i tillegg til den reduserte energikostnaden.

21.3 Alternativ 2 - Toshiba 14 MW/3.5 MWh og Kjelland 2 x 15 MVA

I likhet med alternativ 1 benyttes også her Toshiba batteri. Her benyttes batteri som kan levere 14 MW, og har lagringskapasitet på 3.5 MWh. For å kunne takle maksimal last investeres det også i ny omformerstasjon med ytelse a 2 x 15 MVA. Dette gjøres i starten av analyseperioden, altså år 0. Batteriene må re-investeres når levetiden på 27 år utgår. Totale kostnader er presentert i tabell 41 og 42. Her medtas restverdien til batteriene når analyseperioden utgår.

Tabell 41: *Investeringskostnader alternativ 2*

		År	Investering	Restverdi	Sum
Omformerstasjon	2 x 15 MVA	0	249.20	0	249.20
Batteripakke	3.5 MWh	0	28.60	0	28.60
Batteripakke	3.5 MWh	27	9.92	3.09	6.83
Vekselretter	14 MW	0	24.02	0	24.02
Andre kostnader batteri		0	68.49	0	68.49
Sum			380.23	3.09	377.14

Tabell 42: *Totale kostnader - Alternativ 2*

	Sum
Investeringskostnader korrigert for restverdi	377.14
Kapitaliserte tapskostnader	5.81
Reduserte energikostnader	0.98
Totale kostnader alternativ 2	381.97
Totale kostnader alternativ 0	332.87
Netto nåverdi alternativ 2	- 49.1

Av tabell 42 fremkommer det at dette alternativet har negativ NNV på 49.10 MNOK. Dette tiltaket vil heller ikke være lønnsomt sett i forhold til å gjennomføre nullalternativet. Dette alternativet har totale kostnader på 377.14 MNOK.

21.4 Alternativ 3 - Tesla 9 MW/18 MWh og Kjelland 2 x 20 MVA

I dette alternativet benyttes Tesla Powerpack for håndtering av effekttopper. Her bestykses Kjelland med ytelse a 2 x 20 MVA. Batteriet kan levere 9 MW, med lagringskapasitet på 18 MWh. Tesla har batterier med lavere P/E - rate enn Toshiba, og en får derfor høyere lagringskapasitet.

Investerings - og totale kostnader presenteres i tabell 43 og 44.

Tabell 43: Investeringskostnader alternativ 3

		År	Investering	Restverdi	Sum
Omformerstasjon	2 x 20 MVA	0	268.11	0	268.11
Batteripakke	18 MWh	0	58.53	0	58.53
Batteripakke	18 MWh	27	20.30	6.32	13.98
Vekselretter	9 MW	0	15.44	0	15.44
Andre kostnader batteri		0	49.96	0	49.96
Sum			412.34	6.32	406.02

Tabell 44: Totale kostnader - Alternativ 3

	Sum
Investeringskostnader korrigert for restverdi	406.02
Kapitaliserte tapkostnader	4.98
Reduserte energikostnader	4.28
Totale kostnader alternativ 3	406.72
Totale kostnader alternativ 0	332.87
Netto nåverdi alternativ 3	- 73.85

Som tabell 44 viser, har alternativ 3 negativ NNV på 73.85 MNOK, med totale kostnader på 406.02 MNOK. Dette er det alternativet med lavest NNV, og bør ikke gjennomføres under gjeldende forutsetninger.

21.5 Alternativ 4 - Tesla 4.5 MW/9 MWh og Kjelland 2 x 25 MVA

I dette alternativet benyttes også Tesla Powerpack for håndtering av effekttopper. Her bestykses Kjelland med ytelse a 2 x 25 MVA. Batteriet kan levere 4.5 MW, med lagringskapasitet på 9 MWh. Investeringskostnader presenteres i tabell 45, og totale kostnader i tabell 46.

Tabell 45: Investeringskostnader alternativ 4

		År	Investering	Restverdi	Sum
Omformerstasjon	2 x 25 MVA	0	293.69	0	293.69
Batteripakke	9 MWh	0	29.26	0	29.26
Batteripakke	9 MWh	27	10.15	3.16	6.99
Vekselretter	4.5 MW	0	7.72	0	7.72
Andre kostnader batteri		0	33.77	0	33.72
Sum			374.59	3.16	371.43

Tabell 46: Totale kostnader - Alternativ 4

	Sum
Investeringskostnader korrigert for restverdi	371.43
Kapitaliserte tapkostnader	5.54
Reduserte energikostnader	2.93
Totale kostnader alternativ 4	374.04
Totale kostnader alternativ 0	332.87
Netto nåverdi alternativ 4	- 41.17

Av tabell 46 fremkommer det at alternativet har negativ NNV på 41.17 MNOK og totale kostnader på 371.43 MNOK. Dette alternativet er heller ikke lønnsomt, og bør ikke gjennomføres sett ut i fra et samfunnsøkonomisk ståsted.

21.6 Økonomisk sensitivitetsanalyse

Kostnadsestimatene som er gjennomført i denne økonomiske analysen er tuftet på stor usikkerhet, da en har lite data fra reelle prosjekter innen batteribruk i Norge.

Det gjennomføres i dette kapitlet en sensitivitetsanalyse der det vurderes konsekvensen av endring av følgende parametre:

- Batteripris
- Vekselretterpris
- Redusert energipris
- Analyseperiode
- Kalkulasjonsrente

Målet er å kartlegge hvor mye en må endre disse parameterne for at alternativene blir lønnsomme. Når et prosjekt blir like lønnsomt som nullalternativet omtales det som at prosjektet går i "break - even". Det betyr at alternativet er sidestilt med nullalternativet, som i dette tilfellet er å investere i en 2 x 35 MVA omformerstasjon.

21.6.1 Batteripris

Her analyseres hvor følsom de forskjellige alternativene er for endring i investeringskostnaden til batteriene. Resultatene er presentert i tabell 47

Tabell 47: *Sensitivitet batteripris*

Alternativ	Initiell batteripris \$/kWh	Pris som gir break - even \$/kWh	Prosentvis prisnedgang %
1	1000	864.15	13.58
2	1000	- 385.88	138.59
3	398	-7.36	101.85
4	398	- 54.13	113.60

Det fremkommer her at for alternativ 1 er det "kun" en nedgang på 13.58 % i prisen på batteriet som skal til for at alternativet blir sidestilt med nullalternativet. For de andre alternativene kreves en større nedgang i prisen.

21.6.2 Pris vekselretter

Her undersøkes hvor følsom alternativene er for endring i prisen på vekselretteren. Det fremkommer i tabell 48.

Tabell 48: *Sensitivitet pris vekselretter*

Alternativ	Initiell pris vekselretter \$/stk	Pris som gir break - even MNOK/kW	Prosentvis prisnedgang %
1	52 500	45 010	14.27
2	52 500	- 54 818	204.42
3	52 500	- 198 590	478.26
4	52 500	- 231 060	540.11

Det samme gjelder her som for batterier, da en nedgang i prisen på 14.27 % vil gjøre alternativ 1 sidestilt med nullalternativet.

21.6.3 Redusert energikostnad

Her undersøkes hvor stor den reduserte energikostnaden må være for å gjøre alternativene sidestilt med nullalternativet. I nullalternativet er differansen mellom peak og off-peak 40 NOK/MWh (kan sees av kapittel 18). Dersom differansen økes til 204.48 vil alternativ 1 bli sidestilt. Resultatene kan sees i tabell 49.

Tabell 49: *Sensitivitet redusert energikostnad*

Alternativ	Redusert energikostnad MNOK	Krav til break - even MNOK	Differanse mellom peak og off-peak NOK/MWh
1	1.25	6.39	204.48
2	0.98	50.08	2044.08
3	4.98	78.83	633.17
4	2.93	44.10	602.05

21.6.4 Analyseperiode - 25 år

Ved å senke analyseperioden til 25 år vil nullalternativet bli enda mer fordelaktig i forhold til de andre alternativene. Grunnen til det er at her vil restverdien til omformerstasjonen på 2 x 35 MVA medtas, og den vil være av betydelig størrelse. På den andre siden vil man da slippe å reinvestere i nye batterier etter 27 år. Likevel vil restverdien til omformerstasjonen ha betraktelig høyere verdi enn en sparer ved å unngå reinvestering. Resultatene kan sees av tabell 50.

Tabell 50: *Sensitivitet analyseperiode*

Alt	Totale kostnader	NNV
0	285.31	
1	265.03	- 38,6
2	318.15	- 32.84
3	351.08	- 65.77
4	323.30	- 37.99

21.6.5 Kalkulasjonsrente - 2 %

Når kalkulasjonsrenten endres til 2 % fremkommer det at alternativ 1 kommer dårligere ut enn ved kalkulasjonsrente på 4%. De andre alternativene er noen lunde lik i forhold til referansealternativet. Grunnen til at alternativ 1 kommer dårligere ut her er at ved mindre kalkulasjonsrente vil fortjenesten ved å utsette investeringen minke. Nåverdien av investeringskostnaden til omformerstasjonen vil øke betraktelig. Resultatene er presentert i tabell 51

Tabell 51: *Sensitivitet kalkulasjonsrente - 2%*

Alt	Totale kostnader	NNV
0	335.32	
1	367.71	- 32.39
2	387.01	- 51.69
3	413.29	- 77.97
4	378.33	- 43.01

21.6.6 Kalkulasjonsrente - 6 %

Når kalkulasjonsrenten endres til 6 % fremkommer det at alternativ 1 kommer betraktelig bedre ut enn ved kalkulasjonsrente på 4%. De andre alternativene er noen lunde lik i forhold til referansealternativet. Grunnen til at alternativ 1 kommer bedre ut her er at ved høyere kalkulasjonsrente vil nåverdien av investeringen som skjer om 20 år bli betraktelig mindre. Det samme gjelder da restverdien. Resultatene er presentert i tabell 52

Tabell 52: *Sensitivitet kalkulasjonsrente - 6%*

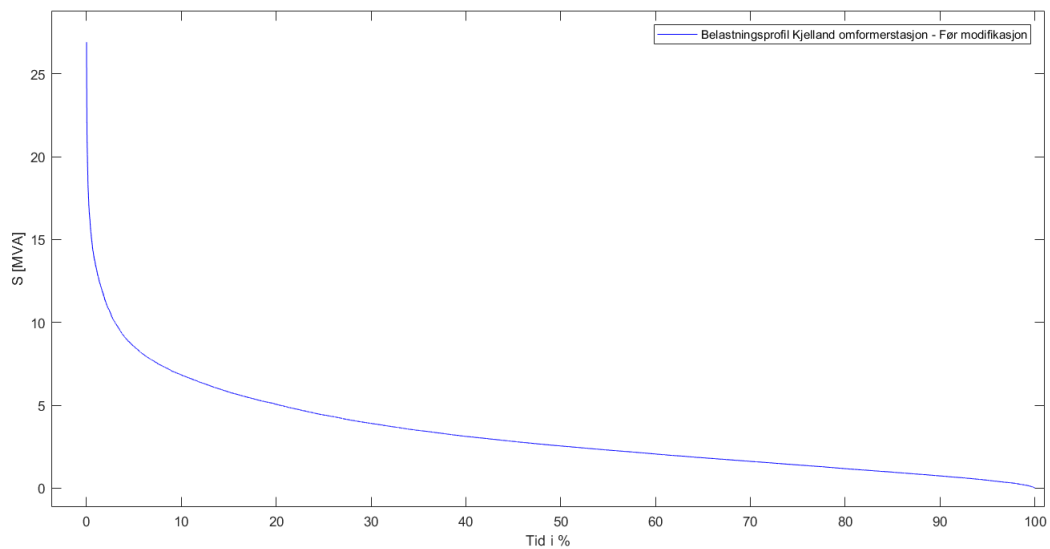
Alt	Totale kostnader	NNV
0	331.06	
1	312.31	18.75
2	378.46	- 47.40
3	401.76	- 70.70
4	371,03	- 39.97

22 Diskusjon - II

22.1 Bakgrunn

Som det fremkommer av del 1 i denne rapporten dimensjoneres omformerstasjoner i hovedsak for å kunne takle maksimal last. Maksimal last oppstår når flere tog akselererer samtidig i geografisk nærhet. Persontrafikken på den norske jernbanen trafikkeres i stor grad av FLIRT - tog, som har total motorytelse a 9 MW. Med tap i nettet og omformer vil de kunne trekke over 10 MW under akselerasjon, og når flere tog utøver dette samtidig oppstår særdeles høye effekttopper. Slik den elektriske infrastrukturen i dag bygges ut dimensjoneres omformerstasjoner for å kunne håndtere maksimal last.

Figur 75 illustrerer varighetskurven fra Kjelland omformerstasjon, hentet fra simuleringer i case 1 i del 1. Denne er dog symptomatisk for norske omformerstasjoner. Figuren viser at omformeren belastes høyt særdeles sjelden, og at den i all hovedsak belastes særdeles lavt. Grunnen til det er at det i togfremføring stort sett er akselerasjonen som er kraftkrevende. Å opprettholde farten, også kalt cruising, er ikke spesielt kraftkrevende. Togets kjørefaser er forklart nærmere i kapittel 6.



Figur 75: Belastningskurve Kjelland omformerstasjon - Case 1 del 1

Som det fremkommer av kapittel 17 har prisen på batteri sett en betydelig nedgang de siste årene, samtidig som at de har fått et betraktelig teknisk løft. Samtidig som prisen har blitt redusert har energitettheten økt, noe som har økt konkurransekraften til batteriet. I takt med økende fokus på grønn energi og energilagring har batterier vært i sterk vekst de siste årene, og utviklingen er spådd til å fortsette. I dette arbeidet gjennomføres en mulighetsstudie rundt bruken av batterier i den norske banestrømforsyningen. Hovedmålet med batterier er å håndtere effekttoppene slik at omformerstasjonene dimensjoneres lavere.

22.2 Case 1 og 2 - Bruk av Toshiba SCiB

Her ble det gjennomført simuleringer med bruk av Toshiba sine SCiB batterier. Disse batteriene har P/E - rate på 4, dvs at du får 4 ganger så mye effekt (her: MW) pr MWh. Disse batteriene har dog betraktelig lavere energitetthet enn Tesla sine, ettersom de benytter en annen anode. Dette gjør igjen at prisen pr energienhet blir betraktelig større. I de økonomiske analysene brukes en batteripris på \$1000/kWh, mot \$398/kWh for Tesla sine.

Case 1 ble simulert med batteri som kunne levere opp til 21 MW, og med kapasitet på 5.25 MWh. Hensikten var å utsette investeringen av ny omformerstasjon med 20 år, og heller investere i en batteripakke for håndtering av effekttopper. Dette alternativet hadde negativ NNV på 5.14 MNOK. Riktignok viste sensitivitetsanalysen at en nedgang i batteripris på 13.58 % ville gjort alternativet like lønnsomt som å investere i en ny 2 x 35 MVA omformerstasjon i år 0. Batteriet utnyttet også differansen i strømprisen over en dag, og i dette alternativet ble energikostnaden over hele analyseperioden redusert med 1.25 MNOK. Differansen i strømprisen var bare 40 kr fra lavest til høyeste nivå, og sensitivitetsanalysen viste at differansen måtte være ca 200 kr for at alternativet skulle bli lønnsomt. Alternativ 2, som innebar å investere i batteripakke med egenskaper á 14MW/3.5 MWh, samt omformerstasjon med 2 x 15 MVA i år 0, viste seg å ha negativ NNV på -49.10 MNOK i forhold til nullalternativet. Sensitivitetsanalysen viste at batteriprisen måtte være av negativ karakter for at alternativet skulle kunne være lønnsomt, noe som er heller urealistisk. Med dagens forutsetninger viste ikke alternativ 1 og 2 seg lønnsom. Simuleringer i Matlab viste dog at batteriene fungerer hensiktsmessig for håndtering av effekttoppene, men ettersom elektrotekniske aspekter er utelatt er det vanskelig å si hvilken betydning batteriene vil ha på elektrotekniske aspekter som stabilitet, spenningsfall, etc. Det bør gjennomføres studier med en mer teknisk innfalsvinkel for å kunne si om batterier er teknisk hensiktsmessig å anvende på i banestrømforsyningen.

22.3 Case 3 og 4 - Bruk av Tesla powerpack

Her ble det gjennomført simuleringer med bruk av Tesla sine powerpack batteripakker. I case 3 ble det benyttet batterier med egenskaper á 9MW/18MWh, og er med det største batteriet (målt i energikapasitet) som ble benyttet i analysen. Dette var også det alternativet med høyest negativ NNV (73.85), og det viser seg med det at store batterier med dagens forutsetninger ikke er hensiktsmessig å benytte i banestrømforsyning. Case 4, der det ble benyttet batteri med egenskaper 4.5 MW/9 MWh, hadde negativ NNV på 41.7 MNOK. Det var med det det alternativet som etter alternativ 1 kom best ut. Reduserte energikostnader var her på 2.93 MNOK mot 4.28 for alternativ 3. Det viser at å doble størrelsen på batteriet ikke ga betraktelig endring i den reduserte energiprisen.

Fordelen med Tesla batteriene, som har høy energitetthet, er at de kan lagre mye energi pr masse. Det gir igjen en lavere pris pr energienhet. Likeledes har de lav P/E - rate (0.5), noe som "tvinger" batteriet opp i kapasitet dersom en ønsker høy effekt. Det viser seg fra disse simuleringene at alternativ 2 og 4 er noen lunde sidestilt økonomisk, og at det en tjener på en lavere pris hos Tesla vil en tape ved at man må opp i størrelse. Dersom strømprisen etter hvert varierer mer i løpet av en dag vil Tesla sine batterier profitere på det. Det samme gjelder på strekninger det f.eks. er omformerstasjoner som mangler tilbakematningsfunksjon. Der vil Tesla sine batterier være gunstige, da de kan lagre mye energi samt at prisen pr energienhet er lavere.

22.4 Sammenligning av batterier

Det som i hovedsak gjør at alternativene som inkluderer investering av batterier ikke er lønnsom, er i tilfellet med Toshiba batterien at prisen er for høy, og i Tesla sitt tilfelle at P/E - raten er for lav. Dersom prisen på Toshiba sine batterier hadde vært \$ 398/kWh, slik som for Tesla, ville alternativ 1 hatt positiv NNV 19.26 MNOK, men alternativ 2 ville fortsatt hatt negativ NNV (22.80 MNOK).

Det viser at dersom prisen på batterier synker, vil det kunne være økonomisk fordelaktig å utsette investering av store omformerstasjoner ved å investere i batteripakker for håndtering av effektopper.

Dersom det fantes batterier med enda større P/E - rate, ville det vært mer økonomisk fordelaktig for bruk i i banestrømforsyningen. For alternativ 1 vil en nedgang i batterikapasitet med 1 MWh, mot at effekten ikke reduseres, gjøre prosjektet økonomisk sidestilt med nullalternativet. Det innebærer en P/E på 4.7.

For de resterende alternativene må batteriprisen bli negativ for at prosjektene skal bli lønnsomme. Her er problemet at kostnaden til vekselretteren er for høy. En interessant faktor rundt det er at samtlige statiske omformerstasjoner som benyttes i banestrømforsyningen i dag, har et såkalt mellomledd. Det betyr at vekselstrøm med 50 Hz likerettes før det vekselrettes til en frekvens på 16 2/3 Hz. Dersom en kunne unngått i investere i vekselrettere ved å koble batteriene til likespenningsleddet i omformerstasjonene, ville det hatt stor økonomisk betydning. For alternativ 2 ville en eliminering av kostnadene knyttet til vekselretteren, samt reduisering av prisen til ca \$ 398/kWh, gi break - even.

For å kunne styre batteriet slik at opp - og utladning foregår som ønsket, trenger man en omformer mellom batteriet og likespenningsleddet til den statiske omformeren. Her kan man benytte en DC/DC omformer, som igjen er billigere enn en vekselretter som benyttes i analysen. DC/DC omformerer vil kunne styre spenningen slik at batteriet oppfører seg tilsiktet.

22.5 Andre kostnader batteri

Videre er det tatt med en betraktelig kostnadspost som heter "*andre kostnader batteri*" i analysen. Denne utgjør i alle alternativene en relativ stor sum, og medtar prosjektering, prosjektgjennomføring, grunnarbeid, transformator, etc. Dvs alle tenkelige kostnader som medtas utover investeringskostnaden til batteri og vekselretter.

Dersom den elimineres vil alternativ 1 og 2 bli lønnsomt. Det er mulig denne posten er overvurdert, da en rekke av disse kostnadene også er tatt med i investeringskostnaden til ny omformerstasjon. Det er dog vanskelig og spå hvor stor denne posten vil bli ettersom det i Norge finnes få/ingen prosjekter der det er benyttet batteripakker langs jernbanen. Det er heller ikke initiert noen prosjekter der entreprenører har fått muligheten til å levere tilbud. Dersom denne posten tas bort, vil alternativ 1 og 2 få positiv NNV. Denne posten har vært blitt halvert for hvert alternativ. Grunnen til det, er at det er transformatoren som har utgjort den største kostnaden her. Den er igjen avhengig av ytelsen på batteriet (effekt).

Det er dog noe uvisst hvorvidt en vil trenge så store transformatorer. Vekselretterne kan gi utspenning i intervallet 380 - 480 [45]. I alternativ 1 er det kalkulert med 84 vekselrettere. Dersom de kobles i serie vil en kunne oppnå en spenning på hele 40.3 kV, noe som er godt over nominell spenning. Om man antar en spenning på 400 V og kobler 44 vekselrettere i serie, i to paralleller, vil det gi 16.8 kV. Med andre ord en spenning ikke så

langt unna spenningen på kontaktledningen (16.5 kV). Hvorvidt det er teknisk mulig eller fordelaktig å levere effekt direkte fra vekselretterne og ut på KL er uvisst, men det illustrerer uansett at det er mulig å oppnå den ønskede spenning uten bruk av transformator. Dette gjelder både for alternativ 1, 2 og 3. Prosjektene vil få NNV på henholdsvis 138.39, 19.39 og -23.89 MNOK. Forskjellen på alternativ 1 kontra de andre, er at her utføres det ingen investering av omformerstasjon i år 0, og derfor vil batteriprojektet måtte håndtere samtlige kostnader knyttet til prosjektgjennomføring, grunnarbeid, bygg etc. I de andre prosjektene gjennomføres det uansett etablering av nye omformere, og da vil de prosjektrelaterte kostnadene knyttet til batteriprojektet synke, ettersom en vil profitere av det faktum at prosjektet kan ta på seg flere oppgaver. Med det som bakteppe, samt at en antar at transformatoren til batteriene er overflødig, er det ikke så urealistisk at kostnadene knyttet til "*andre kostnader batteri*" kan minimeres betraktelig. Dette gjelder spesielt for alternativ 2 og 3. Interessant er det å merke seg at det gir positiv NNV på 19.39 MNOK for alternativ 2.

22.6 Kostnader omformerstasjon

Kostnadene som ligger til grunn for omformerstasjonen er basert på tall fra reelle prosjekter gjennomført de siste årene. Kostnadene er basert på en ytelse, og videre er de kostnadspostene som er ytelsesavhengige justert for å tilpasses andre ytelser.

I samtale med erfarne ingeniører fra Bane NOR sin elkraft - avdeling, Bane Energi, som forteller at det er gjort undersøkelser som tilsier at en kan øke ytelsen med opp til 10 % for en merkostnad på 2 % [52]. Dette gjelder naturligvis mens omformerstasjonen fortsatt er på tegnebrettet, dvs ikke realisert. Med en gang omformerstasjonen er bygget vil det koste betraktelig mer å øke ytelsen. Tallet som nevnes her, at en kan få 10 % økning for en kostnadsøkning på 2%, er naturligvis av stor usikkerhet. Dersom en antar at kostnadsfunksjonen for investeringskostnaden til omformerstasjonen er lineær innen et ytelsesintervall fra 2 x25 til 2 x 45, vil lineær regresjon tilsi at å øke ytelsen med 10 % gir en økt kostnad på 2.82 %. Det understøtter dog argumentet om at man ved å øke ytelsen til en omformer i forkant av en etablering ikke nødvendigvis er så alt for dyrt. Det faktum bidrar igjen til at bruk av batterier ikke blir lønnsomt i denne sammenheng. Riktignok viser det seg at å øke ytelsen etter at omformerstasjonen er etablert er særdeles dyrt, og i så måte vil det kunne være interessant å etablere batterierpakker som kan bidra til å forlenge levetiden til omformerstasjonen. I tilfeller der omformerstasjonene har lang restlevetid samtidig som en ser et økt kraftbehov på strekninger, vil en håndtering av effekttopper med bruk av batteri eller annen energilagring kunne være av interesse.

22.7 Håndtering av effekttopper ved bruk av superkondensator

Det viser seg at utfordringen med bruk av batteriet er den lave P/E - raten, og at dersom en ønsker høy effekt vil en tvinges til å få relativ stor energilagringkapasitet "*med på kjøpet*". Dette fordyrer igjen prosessen, slik som er belyst i denne analysen.

I forlengelsen av det hadde det vært interessant å gjøre undersøkelser knyttet til å håndtere effekttopper ved bruk av andre metoder enn batterier. Det mest opplagte er å bruke superkondensatorer. Det begrunnes med at de har særdeles høy spesifikk effekt, dvs kan levere mye effekt pr masse. Som kan sees av tabell 56 i kapittel 18, fremkommer det at superkondensatorer har effekttetthet på over 7000 W/kg. Tesla opererer med ca 30 W/kg, mot Toshiba sin effekttetthet på ca 3000 W/kg. På generelt grunnlag vil en kunne si

at det vil være fordelaktig med høy effektetthet, men uten å ha undersøkt prisen på superkondensatorer er det vanskelig å si hvorvidt det kan være hensiktsmessig.

23 Konklusjon-II

Målet med denne mulighetsstudien var å belyse hvorvidt det ville være teknisk og økonomisk hensiktsmessig å benytte større batteripakker for håndtering av høye effekttopper i banestrømforsyningen. Bakteppet for dette var at Bane NOR da vil kunne dimensjonere nye omformerstasjoner med lavere ytelse, eventuelt utsette investeringen av nye omformerstasjoner. Det har vist seg at nye investeringer tvinger seg fram som følge av økt kraftbehov, og her vil batteriet ha som hovedoppgave å ta toppbelastningen, slik at omformerens belastning blir lavere.

Denne studien viser riktignok at med gjeldende forutsetninger, det være seg pris på batteri og vekselrettere, investeringskostnadene til omformerstasjoner samt variasjoner i strømprisen, vil det ikke være lønnsomt å investere i batterier for håndtering av effekttopper.

Når en først skal investere i en ny omformerstasjon fremkommer det av den økonomiske analysen at den fortjenesten som oppnås ved å redusere ytelsen er betraktelig mindre enn den ekstra kostnaden som påføres ved å investere i batterier.

Det er i denne studien gjennomført en casestudie det simuleres fire alternativer som anses teknisk likeverdige. Her er summen av ytelsen til Kjelland omformerstasjon og batteriet slik at den vil kunne dekke det kraftbehovet som Jærbanen krever. Alternativ 1 innebærer å utsette investeringen av ny omformerstasjon med ytelse á 2 x 35 MVA med 20 år, og heller investere i batterier i år 0 av analyseperioden. Dette alternativet gir negativ netto nåverdi (NNV) på 5.14 MNOK. De resterende alternativene innebærer å investere parallellt i omformer og batteri, men med omformerstasjoner med mindre ytelse enn 2 x 35 MVA. Disse alternativene gir betraktelig dårligere NNV enn for alternativ 1. Konklusjonen her er at batteriet er mest fordelaktig å benytte til å utsette en kommende investering heller enn å investere i omformer og batterier på samme tidspunkt. Kostnaden ved å øke ytelsen på omformerstasjonen er betraktelig mindre enn investeringskostnaden til batterier. Derfor blir det mer økonomisk fordelaktig å fortsette å "overdimensjonere omformerstasjonene". Analysen viser dog at dersom Toshiba sine batterier ser en prisnedgang på 13.58 %, vil alternativ 1 være økonomisk sidestilt med nullalternativet, dvs investere i ny omformerstasjon á 2 x 35 MVA. En prisnedgang i den størrelsesorden er ikke urealistisk, da en for tiden ser et stort oppsving i volumet innen batterier, samt at det stadig utvikles metoder som gjør batterier mer effektive og billigere.

Det største problemet knyttet til bruk av batterier er deres lave forhold mellom effekt og energi. Dersom en ønsker et batteri som kan levere høy effekt vil en med dagens teknologi også måtte få et batteri med høy energikapasitet. Toshiba sine SCiB har P/E rate på 4, og er så vidt forfatteren kjenner til ett av de batterier på markedet med høyest P/E - rate. Prisen på batteriet avhenger av størrelsen (energikapasitet), og stor lagringskapasitet gir også høy pris. Dette bidrar igjen til at konkurransekraften til batteriene i forhold til konvensjonelle løsninger svekkes.

Tesla sine powerpack, som har lav P/E men betraktelig lavere pris pr energienhet, er også analysert i denne studien. Her kan differanse i strømprisen over en dag utnyttes i større grad enn for Toshiba, der det er benyttet batterier med lavere energikapasitet. Her viser det seg at prisdifferansen over en dag er for liten til at fortjenesten skal veie opp for investeringskostnadene. Sensitivitetsanalyse viser at differansen mellom høyeste og laveste strømpris over en dag må være 204 kr/MWh for alternativ 1, og ca 600 kr/MWh for alternativ 2 og 3 for å gi positiv NNV.

Avslutningsvis kan en si at prisen på batterier og vekselrettere er foreløpig for høy for at

det vil være lønnsomt å benytte til håndtering av effekttopper. Ettersom kostnaden ved å øke ytelsen til omformerstasjonen (før den er bygget) er såpass lav, vil det ikke lønne seg å investere i batterier i tillegg. Resultater fra den økonomiske analysen i del 1 viser at kostnaden pr økt MVA for en konvensjonell omformer er ca 3 MNOK, mens alternativ 1 fra denne studien viser at kostnaden pr MW for batteriet er ca 10.11 MNOK.

Hva angår å investere i batterier for å utsette investeringen av ny omformerstasjon så er det ansett som mer økonomisk fordelaktig, men heller ikke det er pr i dag ansett som lønnsomt. Dersom batteriprisen synker, eller at en kan gjøre tiltak slik at den totale kostnaden knyttet til batterier synker, vil det på sikt kunne bli økonomisk fordelaktig. I denne analysen er bl.a. investering av transformator og likerettere tatt med. Det antas at det i teorien kan være teknisk mulig å unngå likerettere gjennom å koble batterier til mellomledet (DC - linken) til omformerstasjonen. Videre kan batteriene kobles slik at spenningen blir som ønsket, og at transformator dermed kan unngås. I analysen er begge disse kostnadene tatt med. Dersom de kunne vært unngått ville batteriene kommet bedre økonomisk ut enn hva som er tilfellet her.

Del 3 - Oppsummering

24 Konklusjon

24.1 Introduksjon

Hovedmålet med denne rapporten var å avdekke hvorvidt det foreligger en teknisk/økonomisk konflikt mellom energiøkonomisk togfremføring og dimensjonering av jernbanens strømforsyningsanlegg, samt gjennomføre en mulighetsstudie som omhandler bruk av batteri i banestrømforsyningen.

24.2 Del 1

Fra del 1 fremkommer det at bruk av en kjøremetode som medfører hurtig akselerasjon med høyt effektuttak fra flere tog samtidig, definitivt skaper høye effekttopper. Disse effekttoppene blir igjen dimensjonerende for ytelsen til stasjonene. Videre fremkommer det at det å gjøre endringer i rutetabellen slik at samtidig akselerasjon unngås, reduserer effekttoppene med over 20 %. Dette er et gratis tiltak, og bør absolutt iverksettes.

Videre sees det at når togene ilegges pådragsbegrensning reduseres effekttoppene tilsvarende begrensningen de ilegges. Fra case 2 i del 1 fremkommer det at her reduseres energiforbruket tilsvarende 1.66 MWh i forhold til base case (case 1). Det betyr at å bruke lengre tid på akselerasjonen ikke medfører økt energiforbruk, heller tvert imot. Denne metoden medfører riktignok noe lengre kjøretid. Case 2 viser at den akkumulerte kjøretiden over ett døgn økes med 6.48 minutter.

I tilfeller der togene ikke har tilbakematningsfunksjon vil utløpsmetoden være desidert mest energiøkonomisk kjøremetoden. I tilfeller der togene kan tilbakemate energi under bremsing viser simuleringene at utløpsmetoden ikke er den mest energiøkonomiske metoden. Videre er det avdekket at det er veldig energiøkonomisk å redusere toppfarten. For å kunne gjøre det uten at kjøretiden øker, må en akselerere hurtig opp i fart. Det gir igjen samme problematikken som illustrert når utløpsmetoden benyttes.

Denne studien fastslår at samtidig akselerasjon fordyrer investeringen av nye omformerstasjoner betraktelig, og at dersom dette hadde vært unngått kunne omformerstasjonene være utstyrt med mindre ytelse.

Den økonomiske analysen har tatt for seg tre ulike dimensjoneringsalternativer. Resultatet av den er som følger:

- Alternativ 1 - 2 x 35 MVA - 526.50 MNOK
- Alternativ 2 - 2 x 25 MVA - 490.60 MNOK
- Alternativ 3 - 2 x 45 MVA - 518.85 MNOK

Alternativ 3 har en urealistisk lav kostnad, og en mer reell verdi er 557.38 MNOK. Det fremkommer her at kostnaden for ekstra ytelse ikke er alt for stor så lenge det gjøres før omformerstasjonene er etablert. Dersom en bruker interpolering kan følgende funksjon uttrykke kostnaden som funksjon av ytelsen:

$$f(x) = 3.39 \cdot x + 408 \quad [\text{MNOK}] \quad (53)$$

En ser her at marginalkostnaden for en ekstra enhet MVA er ca 3.39 MNOK.

Med det er det med dagens priser ikke alt for mye å spare på å gå ned på ytelsen. Men dersom samtidig akselerasjon unngås, og effekttoppene reduseres med over 20 %, vil en

fort kunne redusere ytelsen fra 2 x 35 til 2 x 25 MVA. Det er over 36 MNOK spart ved gjeldende betingelser. Dersom det samme gjøres for andre prosjekter vil den reduserte kostnaden kunne økes betraktelig.

24.3 Del 2 - Mulighetsstudie rundt bruk av batteri

Som et alternativ til å dimensjonere omformerstasjonene for å håndtere maksimal last, er det her gjennomført en mulighetsstudie som tar for seg bruk av batterier for håndtering av toppbelastning. Da vil en kunne dimensjonere omformerstasjonene med lavere ytelse, ettersom batteriene slår inn når høye effekttopper opptrer.

Mulighetsstudien gjøres på bakgrunn av at del 1 viser at omformerstasjonene overdimensjoneres, ettersom de svært sjelden belastes i nærheten av nominell ytelse. Videre har batteriene de siste årene sett en særdeles positiv utvikling innen pris og teknologi. Dette har økt batterier sin konkurransekraft i forhold til konvensjonelle løsninger.

Det er her gjennomført simuleringer i Matlab der lastkurven fra del 1 er konstant, og det benyttes i analysen forskjellige ytelser for batterier og Kjelland omformerstasjon. Fire alternativer som anses teknisk likeverdige simuleres. Videre er det gjennomført økonomiske analyser basert på de forskjellige alternativene. Samtlige alternativer sammenlignes med nullalternativet, som er å utstyre omformerstasjonen med ytelse a 2 x 35 MVA.

Fra analysen fremkommer det at å investere i omformerstasjoner med mindre ytelse enn nullalternativet samt batteripakker samtidig ikke vil være lønnsomt. Den besparte kostnaden knyttet til å redusere ytelsen vil være betraktelig mindre enn kostnaden knyttet til investeringen av batteripakken. Her må batteriprisen bli negativ for at alternativene skal lønne seg. Alternativ 1, der en investerer i en batteripakke for å kunne utsette investeringen av ny omformerstasjon, kommer bedre ut økonomisk. For alternativ 1 er det bare en nedgang i batteriprisen på ca 13 % som skal til for at alternativet er økonomisk sidestilt med nullalternativet.

Konklusjon her er at med dagens forutsetninger er det ikke lønnsomt å gå ned på ytelsen på omformerstasjoner i tillegg til å investere i batteri for topplasthåndtering. Da er det pr i dag mer lønnsomt å investere i en omformerstasjon som kan håndtere maks last. I tilfeller der omformerstasjoner fortsatt har lang restlevetid, men økt kraftbehov tvinger frem en ny investering, vil det kunne være lønnsomt å utsette investeringen av ny omformer ved å investere i batteripakker. Dette fordrer dog at batteriprisen avtar. Om prisvariasjonene over en dag øker vil batterier bli enda mer fordelaktig, men utfordringen er at batteriene blir veldig store (energikapasitet) dersom de skal kunne levere mye effekt. Dette fordyrer investeringen, og gjør konvensjonelle løsninger mer lønnsomt.

25 Videre arbeid

Det er en rekke punkter som kan være interessant å ta for seg i et eventuelt videre arbeid. Det nevnes bl.a.:

- Benytte Matlab, Excel eller andre verktøy for å lage intelligente algoritmer som nærmest eliminerer samtidig akselerasjon fra rutetabellen. Da først kan man si noe om hvor mye mindre man i teorien kunne ha dimensjonert omformerstasjonene ved å i sin helhet unngå samtidig akselerasjon.
- Gjennomføre grundigere analyser som tar for seg hva som er den mest energiøkonomiske måten å fremføre toget på. Se på metoder for å optimalisere energiforbruket uten bruk av hurtig akselerasjon.
- Gjennomføre simuleringer over lengre tidsperiode enn et døgn samt flere simuleringer. Dette for å minimere usikkerheten som få simuleringer bidrar til.
- Gjennomføre mer omfattende økonomiske analyser. I tilfeller det omformerstasjonen dimensjoneres med lavere ytelse bør det lages sannsynlighetsmodeller samt kartlegge eventuelle konsekvenser som følge av at omformerstasjonen har for liten ytelse. KILE - kostnaden ved utfall av enhet bør medtas.
- Gjennomføre forsøksprosjekt på reelle strekninger med mål om å unngå samtidig akselerasjon. Gjøre målinger av omformereren og sammenligne med normal drift.
- Gjennomføre teknisk/økonomisk mulighetsstudie rundt bruk av superkondensator for håndtering av effekttopper.
- Gjennomføre simuleringer i PowerFactory eller lignende for evaluering av elektrotekniske aspekter ved bruk av batteri i banestrømforsyning. Se her på metoder for å unngå vekselretter samt transformator. Belyse økonomiske aspekter.

Referanser

- [1] Regjeringen. *Jernbane*. 2018. URL: <https://www.statsbudsjettet.no/Statsbudsjettet-2018/Statsbudsjettet-fra-A-til-A/Jernbane/>.
- [2] Bane NOR. *Miljø*. 2018. URL: <http://www.banenor.no/Om-oss/Miljo/>.
- [3] Bane NOR. *Slik fungerer jernbanen*. URL: http://www.banenor.no/contentassets/55a947e1337748beaee3839e8f34f806/slikfungererjernbanen_2012_web_oppsl.pdf.
- [4] Stefan Östlund m.fl. *Elektrisk traktionsteknik*. First ed. Kungliga Tekniska Högskolan, 1996.
- [5] Jernbanekompetanse.no. *Elektrisk beskrivelse av kontaktledningsanlegget*. URL: http://www.jernbanekompetanse.no/wiki/Elektrisk_systembeskrivelse_av_kontaktledningsanlegg.
- [6] Jernbaneverket. *Energiøkonomisering i banestrømforsyning og togfremføring - 2002*. URL: <https://brage.bibsys.no/xmlui/handle/11250/155642>.
- [7] Bane NOR. *Kraftsystemutredning*. URL: <http://www.banenor.no/elkraft/energi/kraftsystemutredning.pdf>.
- [8] Bane NOR. *Ordforklaring*. URL: <http://www.banenor.no/Jernbanen/Jernbanedrift---eit-komplisert-samspel/Ordforklaringer/>.
- [9] Bane Energi. *Fremtidig beskrivelse av banestrømforsyningen*. URL: https://www.google.no/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&uact=8&ved=0ahUKEwjf_cXlq53XAhUFSJoKHRCHD1kQFggnMAA&url=https%3A%2F%2Fbrage.bibsys.no%2Fxmlui%2F%2Fbitstream%2Fhandle%2F11250%2F155654%2F09TU09614_ocr_red.pdf%3Fsequence%3D1&usg=A0vVaw1SBhYRALJnee85wKK_2vdZ.
- [10] Jernbanekompetanse.no. *Bruk av autotransformator i banestrømforsyning*. URL: http://www.jernbanekompetanse.no/wiki/Bruk_av_autotransformatorer_i_banestr%C3%B8mforsyningen.
- [11] Bane Energi v/ Arild Berg. Møte på Rombak Omformerstasjon 09.10.2017.
- [12] Bane Energi. *Enhetskostnad for banestrømforsyningsanlegg*. 2016.
- [13] Bane NOR. *Banestrømforsyning/Prosjektering og bygging/Kraftsystemer*. URL: https://trv.jbv.no/wiki/Banestr%C3%B8mforsyning/Prosjektering_og_bygging/Kraftsystem#Dimensjonering.
- [14] Bane NOR. *Vurdering av redundans og dimensjoneringskriterier for banestrømforsyning*. URL: <https://brage.bibsys.no/xmlui/handle/11250/155592>.
- [15] IEA - International Energy Agency. *World Energy Balances 2017*. URL: <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WorldEnergyBalances2017Overview.pdf>.
- [16] Bane NOR. *Energiforbruk togtrafikk*. URL: <http://www.banenor.no/Jernbanen/Miljo/Miljorapportering/miljorapport-2016/energiforbruk-togtrafikk/>.
- [17] Bane NOR. *Prognose Energikostnader*. URL: <http://www.banenor.no/kundeportal/jernbanen-i-norge/tjenester-og-priser/tilleggstjenester/strom-til-togframforing/prognose-energikostnader/>.
- [18] Energy Efficiency Technologies for Railways. *Energy efficient driving strategies*. 2012. URL: http://www.railway-energy.org/static/Energy_efficient_driving_strategies_74.php.

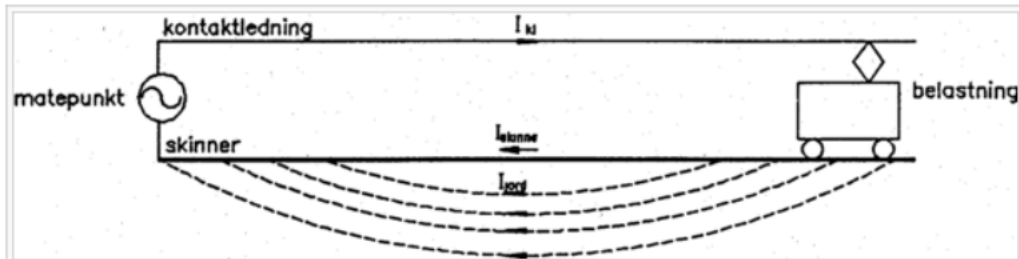
- [19] BanePARTNER. *Beregning og anbefaling av forbrukstall til bruk i energiavregning*. 2002.
- [20] Margrethe Nag. *Energiøkonomisering i togframføring i NSB*. 2004.
- [21] Piotr Lukaszewicz. “Förstudie över systemfördelar med eco-driving för elektrisk tågdrift i Sverige”. I: (2013).
- [22] *Samtale med Halvor Gundersen, NSB Kompetansesenter*.
- [23] NSB. *Miljø og samfunnsrapport for NSB persontog*. 2014.
- [24] Wikipedia. *Nåverdimetoden*. URL: <https://no.wikipedia.org/wiki/N%C3%A5verdimetoden>.
- [25] Finansdepartementet. *Samfunnsøkonomiske analyser*. 2014. URL: <https://www.regjeringen.no/no/tema/okonomi-og-budsjett/statlig-okonomistyring/samfunnsokonomiske-analyser/id438830/>.
- [26] Eivind Solvang. *Forelesningsnotater ELK 11 - Cost benefit analysis in distribution network planning*. 2017.
- [27] G.Doorman, M.Korpås og M.Hjemeland. *Energy systems planning and operation*. 2016.
- [28] Jernbaneverket. “Metodehåndbok - Samfunnsøkonomiske analyser for jernbanen 2015”. I: (2015).
- [29] Bane NOR. *LCC analyse for omformere*. 2015.
- [30] Bane NOR. *Tariffer for tap i kontaktsledningsanlegg, matestasjoner og fjernledning*.
- [31] PROLEITEC AG. *User manual for dynamic train - drive simulation - μ Pas*. 2013.
- [32] Sindre Nordhagen. Tilsendt eksempel fra planlegger Sindre Nordhagen - Bane Energi.
- [33] Dyre Martin Gulbrandsen. *Samtale og mailkorrespondanse med Dyre Martin - Leder for energihandel Bane Energi*. 2018.
- [34] NSB Persontog Monica Nesheim Senior kvalitets- og miljørådgiver. E-post korrespondanse.
- [35] Cleantechnica. *Tesla's Battery Prices Falling*. URL: <https://cleantechnica.com/2016/06/08/teslas-batteries-cheaper-everyone-elses-knew-cool-ev-battery-charts/>.
- [36] UiO Kjemiske institutt. *Li-ion for framtiden*. URL: <http://www.mn.uio.no/kjemi/forskning/tema/batterier/artikler/li-ion-for-framtiden.html>.
- [37] C.Julien mfl. *Lithium Batteries - Science and Technology*. First ed. Springer, 2016.
- [38] All About Circuits. *Battery Ratings - Batteries and Power Systems*. 2018. URL: <https://www.allaboutcircuits.com/textbook/direct-current/chpt-11/battery-ratings>.
- [39] E.Børsheim og M.S.Skåravik. “Energy storage, and design of tractive system for EV application”. I: (2014).
- [40] S.Nordang. “Revolve NTNU - Electric Race car: Investigation of Characteristics, Cycle life and Safety Regarding Lithium-ion Battery Cells”. I: (2016).
- [41] Renewable og Sustainable Energy Reviews. *A review on peak load shaving strategies*. 2018.
- [42] NORDPOOL. *Historical Market Data*. 2018. URL: <https://www.nordpoolgroup.com/historical-market-data/>.

- [43] Kawasaki. *Battery Power System (BPS) for Railways*. 2018. URL: http://global.kawasaki.com/en/energy/solutions/battery_energy/applications/bps.html.
- [44] Bane NOR. *Elektrifisering Trønder- og Meråkerbanen*. 2018. URL: <http://www.banenor.no/Prosjekter/prosjekter/Elektrifisering-trondelag/>.
- [45] Tesla. *Powerpack - Energilagring for nytte og virksomhet*. 2018. URL: https://www.tesla.com/no_NO/powerpack?redirect=no.
- [46] INSIDEEVs. *Tesla Energy Reveals Powerpack Pricing, Starting From 200 kWh Of Storage*. 2016. URL: <https://insideevs.com/tesla-energy-reveals-powerpack-pricing/> (sjekket 23.04.2016).
- [47] Toshiba. *Large-scale battery energy storage system for frequency regulation*. 2018. URL: <http://www.scib.jp/en/applications/energy.htm>.
- [48] Batteryspace.com. *Lithium-titanate battery*. 2018. URL: <http://www.batteryspace.com/Lithium-Titanate-Battery.aspx>.
- [49] Georgia Research Tech Institute. *Examining the Replacement of Lead Acid Batteries with Lithium Titanate Batteries in Military Vehicles*. 2017. URL: <https://ndiastorage.blob.core.usgovcloudapi.net/ndia/2017/power/Harvey19511.pdf>.
- [50] Toshiba. *The SCiB*. 2018. URL: <http://www.scib.jp/en/about/index.htm>.
- [51] Battery University. *Types of Lithium-ion*. 2018. URL: http://batteryuniversity.com/learn/article/types_of_lithium_ion.
- [52] Øyvind Gebhardt. Møte med planleggere hos Bane Energi - 19.10.2017.

A Kontaktledningssystem

A.1 System A

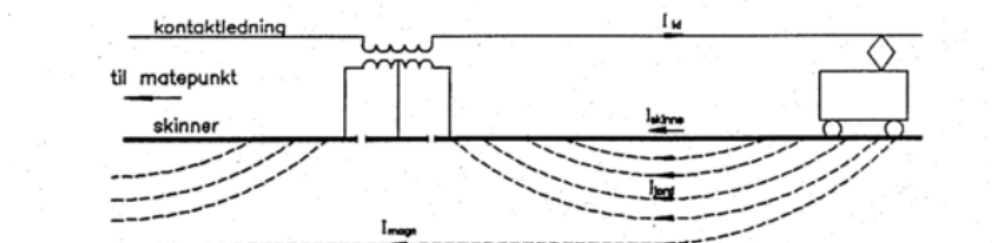
Her blir returstrømmen i hovedsak ledet gjennom skinner og jord. Ingen returleder eller sugetransformator benyttes her. Dette systemet kan benyttes på strekninger som er korte og der jorden har god ledningsevne. Illustrasjon fremkommer av figur 76.



Figur 76: System A [5]

A.2 System B

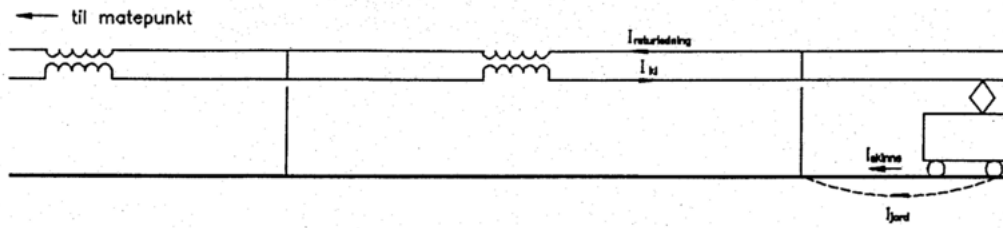
Ved bruk av dette systemet ledes returstrømmen gjennom skinner, jord og sugetransformator. Transformatorene er plassert med innbyrdes avstand på ca 3-4 km, og skinnereskjøtene ved hver sugetransformator er isolert. Systemet er illustrert i figur 77.



Figur 77: System B [5]

A.3 System C

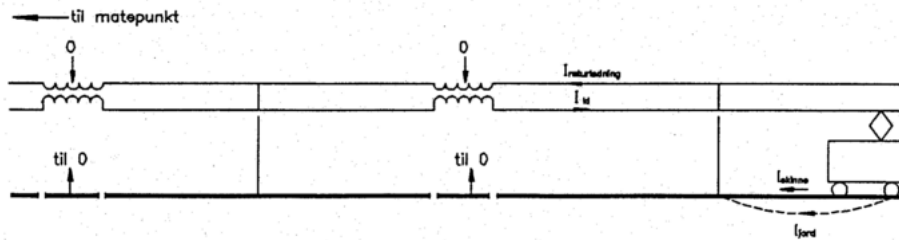
I dette tilfellet ledes returstrømmen gjennom skinner, jord, sugetransformator og returleder. Returlederen legges i KL - mastene, og føres parallelt med skinnegangen. Returlederen kobles til skinnegangen midt mellom hver sugetransformator. Systemet illustreres av figur 78.



Figur 78: System C [5]

A.4 System D

Dette systemet er likt som system C, med unntak av at skinneskjøtene ved sugetransformatorene er isolert. Syetemet fremkommer av figur 79



Figur 79: System D [5]

B μ Pas

B.0.1 μ PAS NED - The graphic network editor

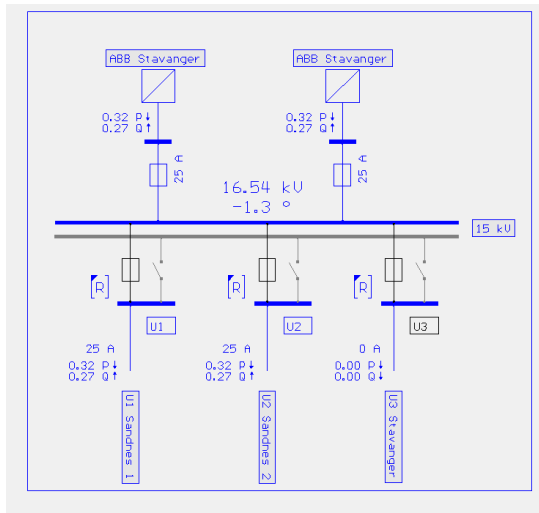
Her bygger en opp det elektriske nettet som leverer energi til toget. Det innebærer omformerstasjoner, koblingshus, brytere, KL - anlegg samt eventuelle fjernledninger og transformatorstasjoner. Samtlige nettverkselementer som fremkomme av figur 80 kan implementeres direkte i modellen.

- Station
- Bus
- Switch
- Load
- Generator
- Equivalent injection
- 2W transformer
- 3W transformer
- Shunt
- Transmission line/underground cable
- Contact line with line-load
- Series compensator
- Neutral impedance (Petersen coil)
- Feeder
- Transformer tap to the transformer
- Controller as option
- Relay as option

Figur 80: *Innebygde nettverkselementer i NED*

Elementene gis respektive egenskaper, og vil med det gi en god tilnærming av nettets reelle oppførsel. Lastflytanalysen er basert på teorien presentert i kapittel 3.

I figur 81a fremkommer oppbygningen av Stavanger omformerstasjons oppbygning i μ Pas. Her illustreres den statiske omformerstasjonen med to omformerenheter, med dens tilhørende brytere og avganger. Stasjonens fysiske egenskaper fremkommer av figur 81b. Omformerne er stilt inn med synkronreaktanser $X_{pM} = 0.49$ pu $X_{pG} = 0.53$, som definert i teknisk regelverk. Den er også definert med strømgrense på 909 A. I simuleringene er Kjelland omformerstasjon modellert eksakt lik Stavanger Omformerstasjon.



(a) Stavanger omformerstasjon i NED

Name: CU_CS_STV_CU1 **Text:** CU_CS_STV_CU1
Station: CS_STAVANGER **Terminal:** CU1 **Based on:** ABB_Stavanger
Stat. converter:

Parameters:
 Ubat [kV]: 16.50 Srat [MVA]: 10.000
Voltage control:
 U0 [kV]: 16.50 R% [%]: 0.00000 X3% [%]: -8.00000
Phase-angle control:
 Psi0 [°]: 0.000 XqM [p.u.]: 0.49000 XqG [p.u.]: 0.53000

Short circuit model:
 Extended short circuit model
 Const. current source if $U < U_s$
 subtransient Ic [A]: 1250.0
 transient Ic [A]: 909.0
 static Ic [A]: 909.0
 if voltage threshold U_s [kV] is crossed
 else
 R [Ohm]: 0.34000 X [Ohm]: 3.11200

Limits:

	Umin [kV]	Umax [kV]	Imax [A]
Warning at	14.000	17.500	909.0
Alarm at	13.500	18.000	909.0

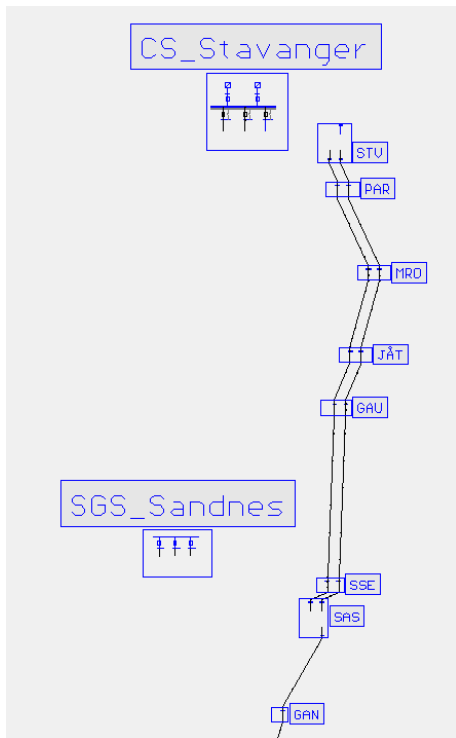
 Power reduction if $I > I_{max}$ alarm limit, P/O
 Power reduction if $I > I_{max}$ alarm limit, P priority
 max. regeneration (1 ph → 3 ph) P [MW]: 10.000

Thermal model:
 Theta: r [°C]: 1.0
 Correction factor K: 1.0
 Therm. time constant tau [s]: 10.0
Thermal limits:
 Temp [°C]:
 Warning at: 70.0
 Alarm at: 80.0

(b) Fysiske egenskaper Stavanger Omformerstasjon

Figur 81: Oppbygning av Stavanger omformer i NED

Når en har modellert omformerstasjonene, må også KL - anlegget modelleres. I figur 82a ser vi KL - anlegget modellert fra Stavanger til Ganddal. Av figuren fremkommer det også at det er dobbelspor på strekningen Stavanger - Sandnes, men ikke etter det. I figur 82b fremkommer kontaktledningen mellom Sandnes - Gandal, og dens fysiske egenskaper. I NED er det kun modellert en ledning, men gjennom å gi den impedans og strømføringssevne til et AT - system, modelleres strekningen med AT. Vi kan se at den har følgende impedanser: $R = 0.116 \Omega$ og $X = 0.1421 \Omega$. Strekningen er 2.9 km lang, hvilket gir ledningen følgende spesifikk impedans: $z = 0.038 + j0.049 \Omega/km$. Ledningen har også strømføringssevne lik 1200 A. Strekningen med dobbeltspor og BT - system har spesifikk impedans lik $z = 0.18 + j0.19 \Omega/km$



(a) KL - anlegg Stavanger - Ganddal

Name	CL_GAN_SAS	Text	CL from Ganddal to Sandnes	Meter location	<input checked="" type="radio"/> Side 1 <input type="radio"/> Side 2
Side 1: Station	GAN	Terminal	U	Area	JERNBANEVERKET
Side 2: Station	SAS	Terminal	UR	Area	JERNBANEVERKET
Length [km]	2,900	Based on	ATI	Line #	SB
Parameters		System		Begin km	
Uret [kV]	15,00	<input checked="" type="radio"/> single track		580,550	
single track		<input type="radio"/> 1 track and feeder		End km	
Iret1 [A]	0,0	<input type="radio"/> double track		583,450	
R [Ohm]	0,11600	Defaults		Show contact line sections	
X [Ohm]	0,14210	<input checked="" type="radio"/> ON			
B [uS]	7,252	<input type="radio"/> OFF			
Limits		Warning at		loading	
Imax1 40° [A]	1200,0	80,0 [%]			
Imax1 10° [A]	1200,0	Alarm at		100,0 [%]	
Thermal model		Thermal limits		Temp [°C]	
Theta r [°C]	1,0	Warning at		70,0	
Correction factor K	1,0	Alarm at		80,0	
Therm. time constant tau [s]	10,0				
Close					

(b) Fysiske egenskaper KL Sandes - Ganddal

Figur 82: Kontaktledning NED

B.1 μ PAS DBedit - The database editor

Dette er et bibliotek, der all infrastruktur kan implementeres. Her medtas typisk omformerstasjoner, KL - anlegg, togkarakteristikk og annen infrastruktur. Når en skal lage en modell kan en hente elementer fra dette biblioteket, og implementere i sin modell.

B.2 μ PAS APL - The network calculation part

Her gjennomføres alle beregningene. Det være seg lastflyt beregning, kortslutningsberegning, optimering, osv av høyspennings- og kontaktlednings nett. Beregningene utføres i følgende rekkefølge:

- Nettverksadministrasjon. Her lastes et datasett og brukeren gjør eventuelle endringer.
- Bestemme topologi. Her konfigureres nettverket, og noder, mateenheter og nettverksgrupper identifiseres.
- Lastmodell. Her avdekkes lastmodellen med forskjellige lastsituasjoner for hver matestasjon.
- Lastflytberegning. Baseres på full Newton - Raphson metode, og teorien forklart i kapittel 3 legges til grunn.
- Kortslutningsberegning. Her kan en modellere symmetriske og asymmetriske kortslutninger.
- Vernanalyse.

B.3 TDS -The train - drive simulation

Her muliggjøres en realistisk simulering av togtrafikk på nettverket, og her evalueres lastverdier over en lengre tidsperiode. TDS - modulen inneholder verktøy for modellering av linjer, forskjellige lok, togsammensetninger og rutetabeller. Med disse verktøyene kan brukeren lage en detaljert modell for en spesifikk strekning, med tilhørende rutetabeller. For hvert tidssteg som simuleringen gjennomfører, vil den gjennomføre beregninger for hvert eneste tog, omformer og andre komponenter som deltar i simuleringen. Her vil det aktuelle lokets plassering avdekkes, samt hvor mye $P(t)$ og $Q(t)$ toget trekker eller leverer til nettet. Ut i fra det beregnes igjen kontaktledningens spenning og strøm.

C Verdier benyttet i simulering

F_{rulle} og F_{luft} har formen

$$F = A + B \cdot v + C \cdot v^2 \quad (54)$$

Følgende verdier ble brukt i simuleringen:

Type 69A: $\bar{A} = 1,33$, $\bar{B} = 1,459 \cdot 10^{-2}$ og $C = 0,44 \cdot 10^{-3}$
Type 69B: $A = 2,0$, $B = 2,189 \cdot 10^{-2}$ og $C = 0,544 \cdot 10^{-3}$
Type 70: $A = 2,668$, $B = 2,918 \cdot 10^{-2}$ og $C = 0,647 \cdot 10^{-3}$
Type 73: $A = 2$, $B = 1,82 \cdot 10^{-2}$ og $C = 4,60 \cdot 10^{-4}$
Type 74/75 $A = 2,844$, $B = 0$ og $C = 2,927 \cdot 10^{-4}$.
El 18: $A = 2$, $B = 1,028 \cdot 10^{-3}$ og $C = 4,695 \cdot 10^{-4}$.

Figur 83: Konstanter brukt i simuleringene

D Rutetabell - Jærbanen 2027

Rutetabellen for Jærbanen i 2027 består av følgende tog, og er illustrert av følgende figurer

TS_2500	: 2500: 05:05:00 - 05:40:00 (ADL -> NEL)
TS_2501	: 2501: 05:50:00 - 06:25:00 (NEL -> ADL)
TS_2502	: 2502: 08:15:00 - 08:50:00 (ADL -> NEL)
TS_2503	: 2503: 09:00:00 - 09:35:00 (NEL -> ADL)
TS_2504	: 2504: 10:15:00 - 10:50:00 (ADL -> NEL)
TS_2505	: 2505: 11:00:00 - 11:35:00 (NEL -> ADL)
TS_2506	: 2506: 12:15:00 - 12:50:00 (ADL -> NEL)
TS_2507	: 2507: 13:00:00 - 13:35:00 (NEL -> ADL)
TS_2508	: 2508: 14:15:00 - 14:50:00 (ADL -> NEL)
TS_2509	: 2509: 15:00:00 - 15:35:00 (NEL -> ADL)
TS_2510	: 2510: 16:20:00 - 16:55:00 (ADL -> NEL)
TS_2511	: 2511: 18:10:00 - 18:45:00 (NEL -> ADL)
TS_2512	: 2512: 19:15:00 - 19:50:00 (ADL -> NEL)
TS_2513	: 2513: 20:15:00 - 20:50:00 (NEL -> ADL)
TS_53880	: 53880: 23:24:00 - 00:38:00 (STV -> EGS)
TS_54024	: 54024: 17:54:00 - 19:05:00 (STV -> EGS)
TS_54028	: 54028: 19:21:00 - 20:00:00 (NBØ -> STV)
TS_54033	: 54033: 18:24:00 - 19:03:48 (STV -> NBØ)
TS_54037	: 54037: 18:20:00 - 19:30:00 (EGS -> STV)
TS_54069	: 54069: 19:24:00 - 20:03:00 (STV -> NBØ)
TS_54073	: 54073: 19:22:00 - 20:30:00 (EGS -> STV)
TS_54076	: 54076: 18:54:00 - 20:04:00 (STV -> EGS)
TS_54099	: 54099: 19:54:00 - 21:04:00 (STV -> EGS)
TS_54102	: 54102: 20:22:00 - 21:00:00 (NBØ -> STV)
TS_54105	: 54105: 20:24:00 - 21:03:00 (STV -> NBØ)
TS_54109	: 54109: 20:22:00 - 21:30:00 (EGS -> STV)
TS_54128	: 54128: 21:23:00 - 22:30:00 (EGS -> STV)
TS_54131	: 54131: 20:54:00 - 22:05:00 (STV -> EGS)
TS_54132	: 54132: 21:22:00 - 22:00:00 (NBØ -> STV)
TS_54153	: 54153: 22:21:00 - 23:00:00 (NBØ -> STV)
TS_54155	: 54155: 21:24:00 - 22:04:00 (STV -> NBØ)
TS_54162	: 54162: 22:23:00 - 23:30:00 (EGS -> STV)
TS_54164	: 54164: 21:54:00 - 23:06:00 (STV -> EGS)
TS_54174	: 54174: 22:54:00 - 00:06:00 (STV -> EGS)
TS_54176	: 54176: 23:19:00 - 23:59:59 (NBØ -> STV)
TS_54179	: 54179: 22:24:00 - 23:03:00 (STV -> NBØ)
TS_54184	: 54184: 23:23:00 - 00:30:00 (EGS -> STV)
TS_54641	: 54641: 14:25:00 - 22:04:00 (OSL -> STV)
TS_54646	: 54646: 15:33:00 - 23:25:00 (STV -> OSL)

Figur 84: *Caption*

TS_54646	: 54646: 15:33:00 - 23:25:00 (STV -> OSL)
TS_54648	: 54648: 16:25:00 - 00:12:00 (OSL -> STV)
TS_54650	: 54650: 17:49:00 - 20:48:00 (STV -> KRS)
TS_54653	: 54653: 22:37:00 - 04:01:29 (STV -> OSL)
TS_54653_2	: 54653_2: 03:51:01 - 07:25:00 (STV -> OSL)
TS_54658	: 54658: 22:25:00 - 04:02:20 (OSL -> STV)
TS_54658_2	: 54658_2: 03:54:01 - 07:05:00 (OSL -> STV)
TS_55169	: 55169: 09:25:00 - 17:19:00 (OSL -> STV)
TS_55195	: 55195: 10:17:00 - 18:25:00 (STV -> OSL)
TS_55248	: 55248: 07:25:00 - 15:05:00 (OSL -> STV)
TS_55312	: 55312: 08:49:00 - 16:25:00 (STV -> OSL)
TS_55713	: 55713: 05:05:00 - 08:05:00 (KRS -> STV)
TS_55727	: 55727: 04:34:00 - 12:25:00 (STV -> OSL)
TS_55739	: 55739: 04:15:00 - 12:05:00 (OSL -> STV)
TS_55842	: 55842: 06:48:00 - 14:25:00 (STV -> OSL)
TS_56215	: 56215: 14:20:00 - 15:30:00 (EGS -> STV)
TS_56217	: 56217: 13:54:00 - 15:03:00 (STV -> EGS)
TS_56222	: 56222: 14:51:00 - 16:00:00 (EGS -> STV)
TS_56224	: 56224: 14:24:00 - 15:33:00 (STV -> EGS)
TS_56236	: 56236: 15:24:00 - 16:34:00 (STV -> EGS)
TS_56238	: 56238: 15:21:00 - 16:30:00 (EGS -> STV)
TS_56239	: 56239: 14:54:00 - 16:03:00 (STV -> EGS)
TS_56243	: 56243: 15:54:00 - 17:04:00 (STV -> EGS)
TS_56246	: 56246: 15:51:00 - 17:00:00 (EGS -> STV)
TS_56269	: 56269: 16:24:00 - 17:34:00 (STV -> EGS)
TS_56272	: 56272: 16:21:00 - 17:30:00 (EGS -> STV)
TS_56278	: 56278: 16:51:00 - 18:00:00 (EGS -> STV)
TS_56300	: 56300: 18:22:00 - 19:00:00 (NBØ -> STV)
TS_56303	: 56303: 17:24:00 - 18:03:30 (STV -> NBØ)
TS_56307	: 56307: 17:21:00 - 18:30:00 (EGS -> STV)
TS_56310	: 56310: 16:54:00 - 18:06:00 (STV -> EGS)
TS_56340	: 56340: 06:24:00 - 07:03:00 (STV -> NBØ)
TS_56341	: 56341: 07:09:00 - 07:50:00 (NBØ -> STV)
TS_56342	: 56342: 05:54:00 - 07:03:00 (STV -> EGS)
TS_56344	: 56344: 06:21:00 - 07:30:00 (EGS -> STV)
TS_56377	: 56377: 06:50:00 - 08:00:00 (EGS -> STV)
TS_56380	: 56380: 08:18:00 - 09:00:00 (NBØ -> STV)
TS_56382	: 56382: 07:24:00 - 08:04:00 (STV -> NBØ)
TS_56385	: 56385: 07:20:00 - 08:30:00 (EGS -> STV)
TS_56388	: 56388: 06:54:00 - 08:04:00 (STV -> EGS)

Figur 85: *Caption*

TS_56411	: 56411: 07:54:00 - 09:02:00 (STV -> EGS)
TS_56415	: 56415: 09:22:00 - 10:00:00 (NBØ -> STV)
TS_56417	: 56417: 08:24:00 - 09:03:00 (STV -> NBØ)
TS_56419	: 56419: 08:18:00 - 09:30:00 (EGS -> STV)
TS_56446	: 56446: 08:54:00 - 10:05:00 (STV -> EGS)
TS_56450	: 56450: 10:18:00 - 11:00:00 (NBØ -> STV)
TS_56452	: 56452: 09:24:00 - 10:03:00 (STV -> NBØ)
TS_56455	: 56455: 09:20:00 - 10:30:00 (EGS -> STV)
TS_56479	: 56479: 10:19:00 - 11:30:00 (EGS -> STV)
TS_56481	: 56481: 09:54:00 - 11:02:00 (STV -> EGS)
TS_56483	: 56483: 11:22:00 - 12:00:00 (NBØ -> STV)
TS_56485	: 56485: 10:24:00 - 11:03:00 (STV -> NBØ)
TS_56504	: 56504: 11:18:28 - 12:30:00 (EGS -> STV)
TS_56506	: 56506: 10:54:00 - 12:04:00 (STV -> EGS)
TS_56508	: 56508: 12:22:00 - 13:00:00 (NBØ -> STV)
TS_56510	: 56510: 11:24:00 - 12:04:00 (STV -> NBØ)
TS_56520	: 56520: 12:24:00 - 13:03:00 (STV -> NBØ)
TS_56522	: 56522: 12:23:00 - 13:30:00 (EGS -> STV)
TS_56523	: 56523: 11:54:00 - 13:04:00 (STV -> EGS)
TS_56525	: 56525: 13:22:00 - 14:00:00 (NBØ -> STV)
TS_56536	: 56536: 14:18:00 - 15:00:00 (NBØ -> STV)
TS_56538	: 56538: 13:24:00 - 14:32:00 (STV -> EGS)
TS_56542	: 56542: 13:17:00 - 14:30:00 (EGS -> STV)
TS_56543	: 56543: 12:54:00 - 14:02:00 (STV -> EGS)
TS_56632	: 56632: 12:49:00 - 20:25:00 (STV -> OSL)
TS_56719	: 56719: 05:51:00 - 07:00:00 (EGS -> STV)
TS_56720	: 56720: 04:51:30 - 06:09:00 (STV -> EGS)
TS_56721	: 56721: 05:20:00 - 06:30:00 (EGS -> STV)
TS_56722	: 56722: 04:50:00 - 06:00:00 (EGS -> STV)
TS_56732	: 56732: 05:24:00 - 06:34:00 (STV -> EGS)
TS_56799	: 56799: 11:25:00 - 19:35:00 (OSL -> STV)
TS_5803	: 5803: 15:20:00 - 23:38:00 (DRM -> STV)
TS_5804	: 5804: 08:22:00 - 17:24:00 (STV -> DRM)
TS_5805	: 5805: 19:39:00 - 04:03:00 (DRM -> STV)
TS_5805_2	: 5805_2: 03:58:00 - 04:36:00 (DRM -> STV)
TS_5806	: 5806: 17:26:00 - 01:41:00 (STV -> DRM)
TS_5807	: 5807: 21:39:00 - 04:02:00 (DRM -> STV)
TS_5807_2	: 5807_2: 03:57:00 - 05:22:00 (DRM -> STV)
TS_5808	: 5808: 20:25:00 - 05:26:00 (STV -> DRM)
TS_5809	: 5809: 22:19:00 - 05:55:00 (DRM -> STV)

Figur 86: *Caption*

TS_56411	: 56411: 07:54:00 - 09:02:00 (STV -> EGS)
TS_56415	: 56415: 09:22:00 - 10:00:00 (NBØ -> STV)
TS_56417	: 56417: 08:24:00 - 09:03:00 (STV -> NBØ)
TS_56419	: 56419: 08:18:00 - 09:30:00 (EGS -> STV)
TS_56446	: 56446: 08:54:00 - 10:05:00 (STV -> EGS)
TS_56450	: 56450: 10:18:00 - 11:00:00 (NBØ -> STV)
TS_56452	: 56452: 09:24:00 - 10:03:00 (STV -> NBØ)
TS_56455	: 56455: 09:20:00 - 10:30:00 (EGS -> STV)
TS_56479	: 56479: 10:19:00 - 11:30:00 (EGS -> STV)
TS_56481	: 56481: 09:54:00 - 11:02:00 (STV -> EGS)
TS_56483	: 56483: 11:22:00 - 12:00:00 (NBØ -> STV)
TS_56485	: 56485: 10:24:00 - 11:03:00 (STV -> NBØ)
TS_56504	: 56504: 11:18:28 - 12:30:00 (EGS -> STV)
TS_56506	: 56506: 10:54:00 - 12:04:00 (STV -> EGS)
TS_56508	: 56508: 12:22:00 - 13:00:00 (NBØ -> STV)
TS_56510	: 56510: 11:24:00 - 12:04:00 (STV -> NBØ)
TS_56520	: 56520: 12:24:00 - 13:03:00 (STV -> NBØ)
TS_56522	: 56522: 12:23:00 - 13:30:00 (EGS -> STV)
TS_56523	: 56523: 11:54:00 - 13:04:00 (STV -> EGS)
TS_56525	: 56525: 13:22:00 - 14:00:00 (NBØ -> STV)
TS_56536	: 56536: 14:18:00 - 15:00:00 (NBØ -> STV)
TS_56538	: 56538: 13:24:00 - 14:32:00 (STV -> EGS)
TS_56542	: 56542: 13:17:00 - 14:30:00 (EGS -> STV)
TS_56543	: 56543: 12:54:00 - 14:02:00 (STV -> EGS)
TS_56632	: 56632: 12:49:00 - 20:25:00 (STV -> OSL)
TS_56719	: 56719: 05:51:00 - 07:00:00 (EGS -> STV)
TS_56720	: 56720: 04:51:30 - 06:09:00 (STV -> EGS)
TS_56721	: 56721: 05:20:00 - 06:30:00 (EGS -> STV)
TS_56722	: 56722: 04:50:00 - 06:00:00 (EGS -> STV)
TS_56732	: 56732: 05:24:00 - 06:34:00 (STV -> EGS)
TS_56799	: 56799: 11:25:00 - 19:35:00 (OSL -> STV)
TS_5803	: 5803: 15:20:00 - 23:38:00 (DRM -> STV)
TS_5804	: 5804: 08:22:00 - 17:24:00 (STV -> DRM)
TS_5805	: 5805: 19:39:00 - 04:03:00 (DRM -> STV)
TS_5805_2	: 5805_2: 03:58:00 - 04:36:00 (DRM -> STV)
TS_5806	: 5806: 17:26:00 - 01:41:00 (STV -> DRM)
TS_5807	: 5807: 21:39:00 - 04:02:00 (DRM -> STV)
TS_5807_2	: 5807_2: 03:57:00 - 05:22:00 (DRM -> STV)
TS_5808	: 5808: 20:25:00 - 05:26:00 (STV -> DRM)
TS_5809	: 5809: 22:19:00 - 05:55:00 (DRM -> STV)

Figur 87: *Caption*

E Modifisering av rutetabell

Modifisering av rutetabellen

Topp 06:58 ??

Tog	Stasjon	Ny avgang
TS_54658	JÅT	06:58:00
TS_56340	BRY	06:58:10
TS_56377	HEV	06:58:20
TS_56719	PAR	06:58:30

Topp 07:44 ??

Tog	Stasjon	Ny avgang
TS_56377	SSE	07:44:00
TS_56385	VIG	07:44:10
TS_56388	VIG	07:44:20
TS_58455	MRO	07:44:30

Topp 07:59 14.5 MVA

Tog	Stasjon	Ny avgang
TS_56385	BRY	07:59:00
TS_56388	HEV	07:59:10
TS_56411	MRO	07:59:20
TS_58484	SSE	07:59:30
TS_55713	JÅT	07:59:40
TS_56382	BRY	07:58:40

Topp 08:41 22MVA

Tog	Stasjon	Ny avgang
TS_56411	VIG	08.41.00
TS_56419	VIG	08.41.10
TS_58457	PAR	08.41.20
TS_58485	MRO	08.41.30

Topp 11:59 13 MVA

Tog	Stasjon	Ny avgang
TS_56506	HEV	11:59:00
TS_56523	MRO	11:59:10
TS_58492	SSE	11:59:20
TS_56510	BRY	11:59:30

Topp 12:44 21 MVA

Tog	Stasjon	Ny avgang
TS_56508	SSE	12.44.00
TS_56522	VIG	12.44.10
TS_56523	VIG	12.44.20
TS_58465	MRO	12.44.30

Topp 14:59 21MVA

Tog	Stasjon	Ny avgang
TS_56224	BRY	14.59.00

Topp 15:14 21 MVA

Tog	Stasjon	Ny avgang
TS_56215	SSE	15.14.00
TS_56222	VIG	15.14.10
TS_56224	VIG	15.14.20
TS_58470	MRO	15.14.30

Topp 15:28 10 MVA

Tog	Stasjon	Ny avgang
-----	---------	-----------

Topp 15:58 10.4 MVA

Tog	Stasjon	Ny avgang
-----	---------	-----------

Topp 16:52 10MVA

Tog	Stasjon	Ny avgang
-----	---------	-----------

Topp 16:58 14.7 MVA

Tog	Stasjon	Ny avgang
TS_56243	HEV	16:58:00
TS_56246	PAR	16:58:10
TS_56269	BRY	16:58:20
TS_56272	BRY	16:58:30
TS_56278	??	16:58:40

Topp 17.29 13.6 MVA

Tog	Stasjon	Ny avgang
TS_56303	MRO	17:29:00
TS_56307	HEV	17:29:10
TS_56269	HEV	17:29:20
TS_56278	BRY	17:29:30

Topp 17:44 21 MVA

Tog	Stasjon	Ny avgang
TS_56278	SSE	17.44.00
TS_56307	VIG	17.44.10
TS_56310	VIG	17.44.20
TS_58475	MRO	17.44.30

Topp 17:59 10.6 MVA

Tog	Stasjon	Ny avgang
-----	---------	-----------

Topp 18:59 14.7 MVA

Tog	Stasjon	Ny avgang
TS_54024	HEV	18:59:00
TS_54033	BRY	18:59:10
TS_54037	BRY	18:59:20
TS_54076	MRO	18:59:30
TS_58506	SSE	18:59:40

Topp 19:28 ??

Tog	Stasjon	Ny avgang
TS_54028	BRY	19:28:00
TS_54037	PAR	19:28:10
TS_54076	BRY	19:29:20

Topp 19.44 22 MVA

Tog	Stasjon	Ny avgang
TS_54073	VIG	19.44.00
TS_54076	VIG	19.44.10
TS_58479	MRO	19.44.20
TS_54028	SSE	19.44.30

Figur 88: Investeringskostnad 21,4235 MVA statisk omformerstasjon

F Matlab kode - Simulering med batteri

```
1 %% Case 1 – Jaerbanen: Kjelland: 2 x 7 MVA pluss batteri 20 MW
2
3 %%Loader data
4 load('P7_Kjelland');
5 load('P7_Stav');
6 load('S7_Kjelland');
7 load('S7_Stav');
8 load('I7_Stav');
9 load('I7_Kjelland');
10 load('PrisSek');
11 PrisMaks = max(PrisSek);
12 PrisMin = min(PrisSek);
13 PrisSnitt = (PrisMaks + PrisMin)/2;
14 PrisGrense = (PrisMaks +PrisSnitt)/2;
15 %% Lager variabler for estimere lasten – Tatt fra simuleringer
    i mPas
16 SK=S7_Kjelland*2; %De ganges med to da de er tatt fra kun 1 av
    de to omformerstasjonene
17 SS=S7_Stav*2;
18 PK_last=P7_Kjelland*2; %POS = levert til tog. NEG = Levert til
    overliggende nett
19 PS_last= P7_Stav*2; %POS = levert til tog. NEG = Levert til
    overliggende nett
20 IK = I7_Kjelland*2;
21 IS = I7_Stav*2;
22 P_last = PK_last+PS_last;
23 S_last = SS+SK;
24
25
26 %% Gir omformerne egenskaper
27 SK_maks = 7; %Maks kapasitet Kjelland 7 MVA (1 omf i drift)
28 SS_maks = 30; %Maks kapasitet Stav 30 MVA (Begge omf i drift)
29 PK_maks = SK_maks*0.9; %Antar cos(phi) lik 0.9
30 PS_maks = SS_maks *0.9; %Antar cos(phi) lik 0.9
31 PK_min = 1;
32 PS_min = 1;
33
34 P_Kjelland = zeros(length(P_last),1); %Effekt levert fra
    Kjelland til tog eller nett. NEG = TOG
35 P_Stav = zeros(length(P_last),1); % Effekt levert fra Stav til
    tog elle nett. POS = NETT
36
37 %% Gir batteriet egenskaper
38 % Her brukes Toshiba sitt SCiB som eksempelbatteri. Den har P/E
    = 4
39 Pb_maks = 23; %20 MW er maks effekt batteriet kan levere og ta i
    mot
40 Eb_maks = 5; %5 MWh er batteriets kapasitet
41
```

```

42 P_batt = zeros(length(P_last),1); %Batteriets lades ut og opp
43 E_batt = zeros(length(P_last),1); % Batteriets energiniv
44 E_batt(1) = Eb_maks; %Batteriet er fulladet ved starten av
    analysen
45 SoC = zeros(length(P_last),1); %Batteriets SoC = E_batt(i)/
    Eb_max
46 SoC(1) = 1;
47 %% Gjennomfrer simuleringer
48
49 for i = 1: length(S_last) % Flytter last over til Stavanger i
    tilfeller der Kjelland gr i strmgrense
50     if PK_last (i) > PK_maks
51         PS_last (i) = PS_last(i) + (PK_last(i)-PK_maks);
52         PK_last (i) = PK_maks;
53     end
54     if PK_last (i)*-1 > PK_maks
55         PS_last (i) = PS_last(i) + (PK_last(i)-PK_maks);
56         PK_last (i) = PK_maks;
57     end
58 end
59
60 for i = 2: length(S_last) %Hovedloop – Simulerer over ett dgn
    (43 711 2-sek verdier)
61
62     if P_last (i) > 0 %Dersom lasten er strre enn null – Togene
        trekker mer effekt enn de regenererer
63         if P_last(i) <= PK_maks + PS_maks %Lasten er mindre
            eller lik omf. totale ytelse – Om batteriet har
            kapasitet og strmprisen er lav kan den bidra
64         if PrisSek(i) > PrisGrense && SoC(i-1) > 0.2 && (
            P_last(i) < Pb_maks) %Hvis batt har ledig kap og
            strmprisen er lav: Ladd ut
65             P_batt(i) = P_last(i);
66             E_batt(i) = E_batt(i-1) - (P_batt(i)*(2/3600));
67             SoC (i) = E_batt(i)/Eb_maks;
68         else
69             P_Kjelland(i) = PK_last(i); %Kjelland og Stav mater
                effekt ut til togene – Lastdeling som sim. i
                Pas
70             P_Stav (i) = PS_last(i);
71             E_batt(i) = E_batt(i-1); %Ingen aktivitet fra/til
                batteriet
72             SoC(i) = SoC (i-1);
73         end
74     else %Lasten er strre enn omformernes totale ytelse –
        Batteriet kobles inn!
75
76         if SoC(i-1) > ((Pb_maks*2/3600)/Eb_maks) && (P_last(
            i)- PK_maks -PS_maks < Pb_maks) %Sjekker om
            batteriet har ledig kapasitet (Energi og effekt)

```



```

77         P_batt(i) = P_last(i) - PK_maks - PS_maks; %
           Leverer effekt fra batteriet
78         E_batt (i) = E_batt(i-1) - (P_batt(i)*(2/3600))
           ; %Batteriets nye energitilstand
79         SoC (i) = E_batt(i)/Eb_maks; %Batteriets nye
           SoC
80         P_Kjelland(i) = PK_maks; %Begge omf gr i
           strmgrense her
81         P_Stav(i) = PS_maks;
82     else
83         disp('For lite batteri')
84         break;
85     end
86
87 end
88 else %Lasten er mindre enn null – Togene regenererer mer enn
de trekker
89     if SoC (i-1) < 1.0 % Sjekker om batteriet har ledig
kapasitet
90         if P_last(i)*-1*(2/3600) <= (Eb_maks - E_batt(i-1))
           %Sjekker om regenerert energi er mindre enn ledig
           kap p batt
91             if P_last(i)*-1 < Pb_maks % Sjekker om effekten
kan mottas (Pb_maks er maks effekt som kan
           trekkes eller leveres)
92                 E_batt(i) = E_batt(i-1) + (P_last(i)
           *(-2/3600)); %Lader opp batteriet med
           regenrert energi fra togene
93                 SoC (i) = E_batt(i)/Eb_maks; %Batteriets nye
           SoC
94                 P_batt (i) = P_last(i);
95             else
96                 P_batt (i) = -Pb_maks;
97                 E_batt (i) = E_batt(i-1) + P_batt(i)
           *(-2/3600);
98                 SoC (i) = E_batt(i)/Eb_maks; %Batteriets nye
           SoC
99                 P_Stav (i) = (P_last(i) - P_batt(i))/2;
100                P_Kjelland (i) = (P_last(i) - P_batt(i))/2;
101
102             end
103         else %Regenerert energi er strre enn hva batteriet
kan ta imot. Batteriet tar s mye det har
           kapasitet til, resten leveres til overliggende
           nett
104             if (Eb_maks - E_batt(i-1))/(2/3600) < Pb_maks %
           Sjekker om effekten kan mottas (Pb_maks er
           maks effekt som kan trekkes eller leveres)
105                 E_batt(i) = Eb_maks;
106                 SoC (i) = E_batt(i)/Eb_maks; %Batteriets nye
           SoC

```

```

107         P_batt (i) = (Eb_maks - E_batt(i-1))
           /(-2/3600); %Tar imot s mye effekt som
           den har kapasitet til.
108         P_Stav (i) = (P_last(i) - P_batt(i))/2;
109         P_Kjelland (i) = (P_last(i) - P_batt(i))/2;
110
111     else %Dersom effekten er for stor for at
           batteriet kan ta imot effekten
112         P_batt(i) = -Pb_maks;
113         E_batt(i) = E_batt(i-1) + P_batt(i)
           *(-2/3600);
114         SoC (i) = E_batt(i)/Eb_maks; %Batteriets nye
           SoC
115         P_Stav (i) = (P_last(i) - P_batt(i))/2;
116         P_Kjelland (i) = (P_last(i) - P_batt(i))/2;
117
118     end
119
120     end
121
122     else %Batteriet er fulladet - Energien leveres til
           overliggende nett
123         if abs(P_last(i)) <= PK_maks
124             P_Kjelland(i) = P_last(i)/2;
125             P_Stav(i) = P_last(i)/2;
126             SoC (i) = SoC(i-1);
127             E_batt(i)= E_batt(i-1);
128         else
129             P_Kjelland(i) = -PK_maks;
130             P_Stav(i) = P_last(i) + PK_maks;
131             SoC (i) = SoC(i-1);
132             E_batt(i)= E_batt(i-1);
133         end
134     end
135
136     end
137
138
139 end
140
141
142 %% Lager energivektorer og summerer opp energivektorene
143
144 EK_TT = zeros(length(P_last),1); %Energi levert fra Kjelland til
           tog
145 EK_TN = zeros(length(P_last),1); %Energi levert fra Kjelland til
           overliggende nett
146 ES_TT = zeros(length(P_last),1); %Energi levert fra Stav til tog
147 ES_TN = zeros(length(P_last),1); %Energi levert fra Stav til
           overliggende nett
148

```

```

149
150 for i = 1:length(S_last)
151     if P_Kjelland(i) > 0
152         EK_TT (i) = P_Kjelland(i)*2/3600;
153     else
154         EK_TN (i) = P_Kjelland(i)*-2/3600;
155     end
156 end
157
158 for i = 1:length(S_last)
159     if P_Stav(i) > 0
160         ES_TT (i) = P_Stav(i)*2/3600;
161     else
162         ES_TN (i) = P_Stav(i)*-2/3600;
163     end
164 end
165
166
167 EK_TT_Sum = sum(EK_TT);
168 EK_TN_Sum = sum(EK_TN);
169
170 ES_TT_Sum = sum(ES_TT);
171 ES_TN_Sum = sum(ES_TN);
172
173 EK_Netto = EK_TT_Sum - EK_TN_Sum; %Netto energi trukket fra
    nettet til Kjelland
174 ES_Netto = ES_TT_Sum - ES_TN_Sum; %Netto energi trukket fra
    nettet til Stav
175
176 %% Gjør kostnadsberegninger
177
178 Ke_Kjelland = EK_TT.*PrisSek - EK_TN.*PrisSek; %Energikostnad
    for energien levert til Kjelland
179 Ke_Stav = ES_TT.*PrisSek - ES_TN.*PrisSek; %Energikostnad for
    energien levert til Stav
180
181
182 Ke_tot = sum(Ke_Kjelland) + sum(Ke_Stav); %Total energikostnad
    over ett dgn
183
184
185 disp(Ke_tot);

```