

Jernbanedirektoratet

► Utredning Del-elektrifisering av Nordlandsbanen

Oppdragsnr.: 5195196 Dokumentnr.: 5195196-001 Versjon: 3 Dato: 2019-11-22



Oppdragsgiver: Jernbanedirektoratet
Oppdragsgivers kontaktperson: Atle Einarson
Rådgiver: Norconsult AS,
Oppdragsleder: Anja Andreassen
Fagansvarlig: Ella Beate Brodtkorb
Hallgeir Waale
Ketil Søyland
Andre nøkkelpersoner: Øyvind Gebhardt (Bane NOR)

3	2019-11-22	Tredje utgave	Anja Andreassen	Ella Beate Brodtkorb	Anja Andreassen
2	2019-11-04	Andre utgave	Anja Andreassen	Hallgeir Waale	Anja Andreassen
1	2019-11-01	Første utgave	Anja Andreassen	Ella Beate Brodtkorb	Anja Andreassen
Versjon	Dato	Beskrivelse	Utarbeidet	Fagkontrollert	Godkjent

Dette dokumentet er utarbeidet av Norconsult AS som del av det oppdraget som dokumentet omhandler. Opphavsretten tilhører Norconsult AS. Dokumentet må bare benyttes til det formål som oppdragsavtalen beskriver, og må ikke kopieres eller gjøres tilgjengelig på annen måte eller i større utstrekning enn formålet tilsier.

► Sammen drag

Norconsult har i samhandling med Jernbanedirektoratet og Bane NOR gjort vurderinger knyttet til del-elektrifisering med batteridrift kontra helelektrifisering, samt vurderinger rundt valg av omformerteknologi.

Det er kartlagt tunneler og bruer på ladestrekningene og gjort individuelle vurderinger per objekt med tanke på tiltak og kostnader knyttet til en elektrifisering. Tiltakene som har blitt vurdert er:

1. *Riving av konstruksjonen.*
2. *Nytt brurekkverk og skjerm for beskyttelse av kontaktledning.*
3. *Nytt dekke.*
4. *Ny bru.*
5. *Løfte GS-bruer.*
6. *Bruer i linja.*
7. *Dobbeltråd/strømskinne.*
8. *Senking av spor*

Forklaring på hva tiltakene innebærer er beskrevet i kap. 3.3.

Det er i estimeringen forskuttert at det vil gis fravik på kontakttråd høyde i eksisterende tunneler og under bruer, fra 5,05 m til 4,85 m.

For seks aktuelle tilknytningspunkt til regionalnett er det innhentet opplysninger om kapasitet, redundans og kortslutningsytelse fra netteiere og ansvarlig for overliggende nett. For tre av de seks tilknytningspunktene er det ledig kapasitet med N-1, hvilket vil si at forsyning kan opprettholdes selv om en komponent i overliggende nett svikter. For to av de seks tilknytningspunktene er det ikke ledig kapasitet med N-1. For ett tilknytningspunkt er det svært usikkert om det vil være ledig kapasitet med N-1. Kostnader for å oppnå N-1 er estimert.

Ulike teknologier for matestasjoner er vurdert. Bruk av 50 Hz matestasjoner med kun transformator har utfordringer da denne løsningen vil gi asymmetri som overskrider forskriftskrav i overliggende nett. Løsning med 50 Hz med frekvensomformere vil ikke skape asymmetri og er i så måte et sikkert valg.

Matestasjoner med frekvensomformere og full redundans er kjent løsning som vil gi akseptabel pålitelighet og lav nedetid. Teknologi, arealbehov og kostnader er kjent. I denne rapporten som skal klarlegge om del-elektrifisering med batteritog er mulig, legges 50 Hz 25 kV matestasjon med frekvensomformer og parallell redundans til grunn.

Det er imidlertid mulig at en mer detaljert analyse kan vise at kostnadene kan reduseres ved å bruke 50 Hz matestasjoner med enkle transformatorløsninger.

Ved sammenligning av kostnader i kap. 7.4.1 og 7.4.2, så ser man at selv med høy usikkerhet knyttet til tallene, så er det så stor differanse mellom kostnader for del-elektrifisering med BT og helelektrifisering med AT, at første alternativ skiller klart seg ut.

Det anbefales derfor å gå videre med å se på muligheter for å optimalisere ytterligere for å redusere de største kostnadene knyttet til ladestrekningene 3, 8 og 12.

► Innhold

1	Innledning	5
2	Forutsetninger	6
2.1	Kontaktledning	6
2.2	Beregning av energiomsetning og valg av spenningssystem	6
2.3	Strekingsprofil med ladestrekninger	6
2.4	Kostnader	6
3	Kartlegging eksisterende anlegg	7
3.1	Nettilknytning	7
3.2	Tunneler	20
3.3	Bruer i linjen og overgangsbruer	23
4	Vurdering teknologi matestasjoner	26
4.1	Spesielle forhold ved del-elektrifisering med batteritog	26
4.2	Krav til matestasjoner	26
4.3	Teknologier for matestasjoner	27
4.4	Vurdering av 50 Hz 25 kV og 16,7 Hz 15 kV	30
4.5	Oppsummering	30
5	Plassering ladestrekninger og omformerstasjoner	31
5.1	Ladestrekninger	31
5.2	Drift av arbeidsmaskiner	32
5.3	Plassering omformerstasjoner	32
6	Klima- og energiforbruk	33
7	Kostnader	34
7.1	Kostnader for nettilknytning	34
7.2	Kostnader konstruksjoner	35
7.3	Kostnader kontaktledningsanlegg	39
7.4	Kostnadssammendrag	41
8	Konklusjon og anbefaling	42
9	Referanser	43

1 Innledning

Jernbanedirektoratet (JDir) arbeider med å oppdatere og utvide kunnskapsgrunnlaget for en mulig overgang til andre energibærere enn diesel på ikke-elektrifiserte jernbanestrekninger i Norge. Prosjektet som ledes av JDir er kalt NULLFIB, dvs. NULLutslippsløsninger For ikke-elektrifiserte Baner.

Denne rapporten er et ledd i dette arbeidet og har som formål å se på om del-elektrifisering av Nordlandsbanen er et reelt alternativ samt overordnet på teknologi for omformerstasjon i samme sammenheng. Med del-elektrifisering som omtales i denne rapporten menes batteridrift med del-elektrifisering.

Rapporten vil være et vedlegg til Jernbanedirektoratets egen rapport i forbindelse med NULLFIB:

2 Forutsetninger

2.1 Kontaktledning

Kontaktledningsanlegget bygges i henhold til system 20B uten returledning og sugetransformatorer, med følgende parameter:

- Kontakttrådshøyde i dagsoner: 5,05 til 5,60m.
- Kontakttrådshøyde i tunneler: 4,80m – forutsetter fravik fra teknisk regelverk
- Isolasjonsavstand: 25cm

2.2 Beregning av energiomsetning og valg av spenningsystem

Bane NOR har utført beregning av energiomsetning. Denne beregningen forutsetter tilknytning til nett i følgende punkt: Steinkjer, Tunnsjødal, Mosjøen, Storforshei, Rognan og Tjønndalen. Installert ytelse tilknyttet nettet vil være 16 MVA med $\cos \varphi$ tilnærmet lik 1.

Beregningen forutsetter videre banestrømforsyning med 50 Hz og 25 kV. Bakgrunnen for valg av en høyere spenning enn ellers i det elektrifiserte banenettet i Norge, er behovet for relativt stor effekt til togene ettersom de både skal lade og kjøre samtidig. Med høyere spenning blir det mulig å oppnå denne effekten med lavere strøm enn dersom man skulle hatt 15 kV slik det er for øvrig i Norge.

2.3 Strekningsprofil med ladestrekninger

Jernbanedirektoratet har ansvar for strekningsprofil og valg av ladestrekninger. Norconsult bistår i forbindelse med optimalisering.

2.4 Kostnader

Estimat for to alternativer:

- 1) Elektrifisering av hele strekningen mellom Stjørdal og Bodø med AT anlegg. 15kV, 16 2/3 Hz AT-anlegg, helelektrifisering
- 2) Elektrifisering av utvalgte enkelt strekninger (del-elektrifisering) med BT- anlegg 25kV, 50 Hz

3 Kartlegging eksisterende anlegg

3.1 Nettilknytning

Bane NOR har utført beregning av energiomsetning for kjøring med batteritog på Nordlandsbanen. Denne beregningen forutsetter tilknytning til nett i punktene vist i Tabell 1.

Tabell 1 Tilknytningspunkt for del-elektrifisering [1]

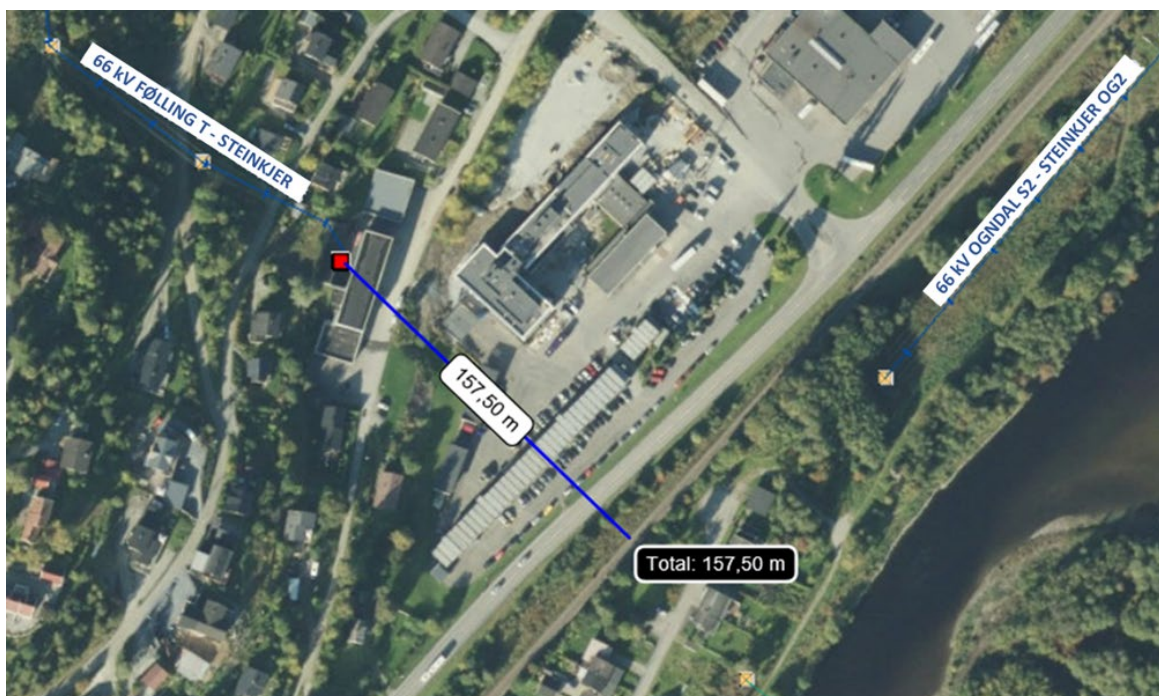
Transformatorstasjon	Spenningsnivå	Netteier
Steinkjer	66 kV	NTE Nett AS
Tunnsjødal	132 kV *	NTE Nett AS
Mosjøen	132 kV	Helgelandskraft Nett AS
Storforshei	132 kV	MIP Industrinett AS
Rognan	132 kV	Nordlandsnett AS
Tjøndalen	132 kV	Nordlandsnett AS

*) fra fjerde kvartal 2021

3.1.1 Beskrivelse aktuelle tilknytningspunkt

3.1.1.1 Steinkjer transformatorstasjon

Steinkjer transformatorstasjon ligger ca. 150 m fra jernbanelinja og har 66 kV spenningsnivå. Netteier er NTE Nett AS. Stasjonen har forbindelse til 420 kV sentralnett via en 66 kV linje til Ogdal transformatorstasjon, og forbindelse til 66 kV nett med linjer mot nord, sør og vest. Figur 1 viser flyfoto av Steinkjer transformatorstasjon.



Figur 1 Utsnitt fra NVE Atlas med målsatt avstand mellom transformatorstasjon og jernbanelinje. [1]

3.1.1.1.1 Tunnsjødal transformatorstasjon

Tunnsjødal transformatorstasjon ligger ca. 3,3 km i luftlinje fra jernbanelinja og har per i dag 66 kV spenningsnivå. Netteier er NTE Nett AS. Fra fjerde kvartal 2021 vil 132 kV være tilgjengelig, og 66 kV vil gradvis fases ut. [2] Stasjonen er samlokalisert med Statnetts stasjon med 300 kV og 420 kV. Tilknytning til Tunnsjødal vil innebære ca. 4 km 25 kV linje fra Tunnsjødal transformatorstasjon til jernbanelinje. Figur 2 viser flyfoto av Tunnsjødal transformatorstasjon og avstanden mellom denne og jernbanelinja.



Figur 2 Utsnitt fra NVE Atlas med målsatt avstand mellom Tunnsjødal transformatorstasjon og jernbanelinje. [1]

For å minimere kostnadene er det ønskelig med kortere avstand mellom tilknytningspunkt og jernbanelinje. Av den grunn er det vurdert andre aktuelle tilknytningspunkt nordover og sørover langs jernbanen. Nordover finnes det ikke nærhet mellom jernbanen og regionalnett (66 kV eller 132 kV) før Mosjøen. Det er derfor ikke aktuelt å forskyve dette tilknytningspunktet nordover. Sørover er det 1- 2 km avstand mellom 66 kV linje og jernbanen helt fram til Nedre Fiskumfoss der det er ca. 150 m mellom jernbanelinje og Nedre Fiskumfoss transformatorstasjon. Nedre Fiskumfoss er ca. 25 km sør for Tunnsjødal i luftlinje. Nedre Fiskumfoss har i dag 66 kV spenningsnivå og det er 4 stk. 66 kV linjer tilknyttet stasjonen. [1] Det er planlagt ny 132 kV linje mellom Nedre Fiskumfoss og Namsos transformatorstasjon som er tilknyttet 420 kV. [3]

Det er ønskelig med tilknytning midt på ladestrekningen og høy grad av redundans i tilknytningspunktet. Tunnsjødal framstår som det punktet som best oppfyller dette, og er derfor lagt til grunn. Tilknytning lenger sør kan eventuelt vurderes i en senere fase.

3.1.1.2 Mosjøen transformatorstasjon

Mosjøen transformatorstasjon ligger ca. 100 m fra jernbanelinja og har per i dag 66 og 132 kV spenningsnivå. Netteier er Helgelandskraft Nett AS. Det er to 132 kV linjer mellom Marka og Mosjøen transformatorstasjoner. Marka er tilknyttet sentralnettet med en nordgående og en sørgående 300 kV linje. Til Mosjøen er det også en 132 kV linje fra Nedre Røssåga transformatorstasjon, som er tilknyttet sentralnettet med fire linjer. Figur 3 viser flyfoto av Mosjøen transformatorstasjon og avstanden mellom denne og jernbanelinja.



Figur 3 Utsnitt fra NVE Atlas med målsatt avstand mellom Mosjøen transformatorstasjon og jernbanelinje. [1]

3.1.1.3 Storforshei transformatorstasjon

Storforshei transformatorstasjon (Ørtfjellvegen) ligger ca. 500 m fra jernbanelinja og har 132 kV spenningsnivå. Netteier er MIP Industrinett AS. Storforshei transformatorstasjon har ensidig mating via 132 kV linje fra Svabo transformatorstasjon i Mo i Rana. Figur 4 viser flyfoto av Storforshei transformatorstasjon og avstanden mellom denne og jernbanelinja.



Figur 4 Utsnitt fra NVE Atlas med målsatt avstand mellom Storforshei transformatorstasjon og jernbanelinje. [1]

3.1.1.4 Rognan transformatorstasjon

Rognan transformatorstasjon ligger ca. 50 m fra jernbanelinja og har 132 kV og 66 kV spenningsnivå. Netteier er Nordlandsnett AS. Rognan transformatorstasjon har en 66 kV og en 132 kV linje mot Fauske transformatorstasjon. Figur 5 viser flyfoto av Rognan transformatorstasjon og avstanden mellom denne og jernbanelinja.



Figur 5 Utsnitt fra NVE Atlas med målsatt avstand mellom Rognan transformatorstasjon og jernbanelinje. [1]

Tilknytningspunktet ligger helt i nordenden av de planlagte ladestrekninger som skal forsynes fra dette punktet, og det hadde vært ønskelig med et tilknytningspunkt lenger sør langs jernbanelinja. Det er imidlertid ikke regionalnett lenger sør før Storforshei.

3.1.1.5 Tjønndalen transformatorstasjon

Tjønndalen transformatorstasjon ligger ca. 50 m fra jernbanelinja og har 132 kV og 66 kV spenningsnivå. Netteier er Nordlandsnett AS. Tjønndalen transformatorstasjon har en 132 kV linje fra Hopen og en 132 kV linje fra Messiosen transformatorstasjon. Det er i tillegg gitt konsesjon for en ny 132 kV linje fra Hopen til Tjønndalen. Figur 6 viser flyfoto av Tjønndalen transformatorstasjon og avstanden mellom denne og jernbanelinja.



Figur 6 Utsnitt fra NVE Atlas med målsatt avstand mellom Tjønndalen transformatorstasjon og jernbanelinje. [1]

3.1.2 Kapasitet og kortslutningsytelse i aktuelle tilknytningspunkt

I forbindelse med denne utredningen har Norconsult innhentet opplysninger fra NTE Nett AS, Helgelandskraft Nett AS, MIP Industrinett AS, Nordlandsnett AS og Statnett. Det er etterspurt opplysninger om ledig kapasitet i tilknytningspunktene for en last på 16 MVA. Det er også kartlagt om denne kapasiteten er tilgjengelig med N-1, det vil si at forsyningen vil opprettholdes selv om en enkelt komponent i overliggende nett er ute av drift. Svar fra områdekonsesjonærer er ikke ansett som bindende på dette stadiet.

For tilknytningspunkt uten ledig kapasitet med N-1, er det innhentet opplysninger om historisk nedetid for komponenter i overliggende nett. Dette for å kunne angi forventet nedetid i tilknytningspunktet. Tiltak for å oppnå kapasitet med N-1 er også vurdert, og kostnader for dette er estimert. Merk at for beregning av forventet nedetid for ikke-varslede avbrudd er det ikke innhentet enlinjeskjema for de aktuelle transformatorstasjonene.

Det er også etterspurt informasjon om kortslutningsytelse i tilknytningspunktene. Dette for å kunne vurdere mulighet for å benytte transformatorløsning framfor andre og dyrere løsninger for forsyning av banestrøm. Se kapittel 4.

3.1.2.1 Steinkjer transformatorstasjon

Kapasitet

NTE Nett oppgir at det er tilstrekkelig kapasitet, både ved N-0 og N-1, til å forsyne et uttak på 16 MVA under Steinkjer transformatorstasjon [2]

Kortslutningsytelse

Minimum kortslutningsytelse er beregnet for ulike driftssituasjoner i nettet. Dette er vist i tabellen under.

Tabell 2 Minimum kortslutningsytelse i Steinkjer ved ulike driftssituasjoner. [2]

Driftssituasjon	Minimum kortslutningsytelse
Med transformatoren i Ogdal i drift	700 MVA
Steinkjer forsynes fra Verdal	360 MVA
Steinkjer forsynes fra Namsos via Follafoss	190 MVA

At transformatoren i Ogdal er i drift, vil være normalsituasjonen. Ved feil eller planlagt utkobling av transformatoren i Ogdal eller linjene mellom Ogdal og Steinkjer, vil Steinkjer forsynes fra Verdal. Som et tredje alternativ kan Steinkjer forsynes fra Namsos via Follafoss, men dette er lite trolig.

Forventet nedetid ved N-0

Ikke relevant ettersom det er kapasitet ved N-1

Nettinvesteringer

Ikke relevant ettersom det er kapasitet ved N-1

3.1.2.2 Tunnsjødal transformatorstasjon

Kapasitet

NTE Nett oppgir at det er tilstrekkelig kapasitet, både ved N-0 og N-1, til å forsyne et uttak på 16 MVA under Tunnsjødal transformatorstasjon [2]

Kortslutningsytelse

Minimum kortslutningsytelse er estimert til ca. 700 MVA for framtidig 132 kV i Tunnsjødal. Denne vil være avhengig av konstruksjon for transformatoren, som per tidspunkt ikke er bestemt. Det er derfor usikkerhet knyttet til beregnet kortslutningsytelse.

Forventet nedetid ved N-0

Ikke relevant ettersom det er kapasitet ved N-1

Nettinvesteringer

Ikke relevant ettersom det er kapasitet ved N-1

3.1.2.3 Mosjøen transformatorstasjonKapasitet

Helgelandskraft Nett oppgir at det sannsynligvis ikke vil være kapasitet i Mosjøen med N-1 om 10 år eller mer, uten at det foretas investeringer i nettet. Det er sannsynlig at det er kapasitet i nettet dersom man aksepterer forsyning med N-0. En forutsetning for tilknytning med N-0 er da at lasten er uprioritert, dvs. utkobbelbar. [4]

Kraftsystemutredningen [5] omhandler framtidig utvikling av nettet på Helgeland. Kraftkrevende industri på Mo og i Mosjøen planlegger økning i energibruk, og det er utviklet to prognoser for framtidig utvikling. Det er også planlagt økning i produksjonskapasitet i området og det er utviklet tre prognoser for ny produksjon. Det er analysert to scenarier: Underskudd og Overskudd. Scenariet Underskudd er ansett som mest sannsynlig. Dette innebærer at andre prosjekter i området kan utløse nettinvesteringer, men dette er per i dag ikke avklart. [5]

Kortslutningsytelse

Minimum kortslutningsytelse i Mosjøen og nærliggende transformatorstasjoner er vist i tabellen under.

Tabell 3 Minimum kortslutningsytelse i Mosjøen og nærliggende transformatorstasjoner. [4]

Transformatorstasjon	Spenningsnivå	Minimum kortslutningsytelse
Mosjøen	132 kV	900 MVA
Mosjøen	66 kV	190 MVA
Holandsvika	66 kV	151 MVA *
Kaldåga/Drevvatn	66 kV	118 MVA *

*) Lavere ved eventuell separatdrift i området.

Forventet nedetid ved N-0

Mosjøen transformatorstasjon har ikke ledig kapasitet ved N-1 til å forsyne Bane NOR gjennom hele året, men det er ikke kjent hvor ofte det ikke er N-1. Av den grunn er det i beregningene av nedetid for tilknytningspunktet forutsatt at feil på en av de tre 132 kV forbindelsene inn til Mosjøen transformatorstasjon vil medføre utfall av forsyningen til Bane NOR. Merk at dette representerer et verst tenkelig senario, og det i realiteten vil være perioder i løpet av året med N-1.

For å beregne nedetid på forsyning ved fravær av N-1, er det tatt utgangspunkt i feilstatistikk mottatt fra Bane NOR [6], for følgende anleggsdeler:

- Ca. 4,3 km 132 kV luftlinje Mosjøen-Marka 2
- Ca. 4,3 km 132 kV luftlinje Mosjøen-Marka 1
- Ca. 37,1 km 132 kV luftlinje Mosjøen-Røssåga
- 6 stk. 132 kV effektbrytere
- 6 stk. 132 kV/66kV skillebrytere

Nedetid grunnet varslede avbrudd på de tre 132 kV linjene inn til Mosjøen transformatorstasjon er beregnet basert på historiske data de siste fem årene mottatt fra Statnett [7].

Beregnet forventet nedetid både for varslede og ikke varslede avbrudd i tilknytningspunktet under Mosjøen transformatorstasjon er presentert i Tabell 4. Nedetiden er summert for alle tre forbindelsene da det er forutsatt at feil på en linje uansett vil gi utfall av forsyningen til Bane NOR.

Tabell 4 Nedetid 132 kV linjer mellom Marka og Mosjøen og Røssåga og Mosjøen

Nedetid	Varslede avbrudd	Ikke varslede avbrudd
Gjennomsnittlig varighet pr feil	2 dager 4 timer 55 minutter	
Gjennomsnittlig nedetid per år	11 dager 23 timer 17 minutter	1 dag 4 timer 5 minutt

Nettinvesteringer

For å oppnå forsyning med N-1, er et mulig tiltak ny 132 kV linje mellom Marka transformatorstasjon og Mosjøen transformatorstasjon. Lengde på denne vil være ca. 4,5 km. [1] I tillegg kan det være at transformorkapasitet mellom 300 kV sentralnett og 132 kV regionalnett må økes i Marka transformatorstasjon. Estimerte kostnader for dette er vist i tabellen under. Angitte kostnader må anses som en orientering om størrelsesorden for de totale investeringene. Anleggsbidrag, som eventuelt vil belastes prosjektet, er regulert av forskrift om kontroll av nettvirksomhet og er ikke beregnet i denne fasen.

Tabell 5 Estimert investeringskostnad for å oppnå forsyning med N-1 i Mosjøen

Komponent	Kostnad per stk	Antall	Kostnad
132 kV linje	4 MNOK/km	4,5 km	18 MNOK
Linjefelt	10 MNOK/stk.	2 stk.	20 MNOK
Økt transformorkapasitet	200 MNOK	RS	200 MNOK
Total estimert investeringskostnad			≈ 250 MNOK

For videre arbeid med del-elektrifisering av Nordlandsbanen, bør nettilknytning i Mosjøen og kostnader for denne vies oppmerksomhet for å avklare løsning for forsyning med N-1 til jernbanen og aktuelt anleggsbidrag for dette.

3.1.2.4 Storforshei transformatorstasjon

Kapasitet

Det er ledig kapasitet på 132 kV linjen fra Svabo transformatorstasjon til Storforshei og videre inn mot Rana Gruber til et lastuttak på 16 MVA. [8]. Det er Helgelandskraft Nett som har utredningsansvar i området og som eier og driver overliggende nett som forsyner Svabo transformatorstasjon.

Det er flimmerproblematikk som per dags dato påvirker kapasiteten i forsyningen inn mot Svabo transformatorstasjon. Ståloven i Mo Industripark forårsaker flimmernivå over grenseverdi angitt i Leveringskvalitetsforskriften. [5] Flimmer er den synlige variasjonen i lys hvor luminansen eller

spektralfordelingen varierer med tiden. [9] For å redusere problemene med flimrer for andre sluttbrukere i nettet, er det innført en driftskobling i Svabo som innebærer at ståløvnen er separert fra annen last i området. Denne driftskoblingen legger beslag på kapasitet i overliggende nett. [5] Det er utredet installasjon av STATCOM på 20 kV nivå i tilknytning til ståløvnen for å redusere flimmernivået. Det er ikke bestemt om eller når tiltaket iverksettes. Dersom tiltaket iverksettes, vil det ikke være nødvendig at ståløvnen er separert fra annen last i området og dette vil øke kapasiteten inn mot Svabo betraktelig. [8]

Kortslutningsytelse

Minimum kortslutningsytelse er per i dag 850 MVA i Svabo transformatorstasjon. I Storforshei vil den være mindre enn dette. Dersom ståløvnen ikke er separert fra annen last i området, vil kortslutningsytelsen øke.

Kraftkrevende industri tilknyttet Svabo gir asymmetri mellom fasespenningene, og det er tidvise overskridelser av Leveringskvalitetsforskriftens krav om maks 2 % asymmetri i 132 kV nettet. Loggerte verdier viser at ubalansen var over 2 % ved to tilfeller 15 og 16. september i år. Det er ikke planer om tiltak for å endre situasjonen.

Forventet nedetid ved N-0

Storforshei transformatorstasjon har ensidig mating via 132 kV linje fra Svabo transformatorstasjon i Mo i Rana. Ved feil enten på selve linjen, eller en bryter i serie med linjen vil det føre til at Bane NOR mister forsyningen. For å beregne nedetid på forsyning ved fravær av N-1 er det tatt utgangspunkt i feilstatistikk mottatt fra Bane NOR [6], for følgende anleggsdeler:

- Ca. 19,7 km 132 kV luftlinje Storforshei -Svabo
- 2 stk. 132 kV effektbrytere
- 2 stk. 132 kV/66kV skillebryter

Nedetid grunnet varslede avbrudd på 132 kV linjen mellom Svabo og Storforshei er beregnet basert på historiske data de siste fem årene mottatt fra Statnett [7].

Beregnet forventet nedetid både for varslede og ikke varslede avbrudd i tilknytningspunktet under Storforshei transformatorstasjon er presentert i Tabell 6.

Tabell 6 Nedetid 132 kV linje mellom Svabo og Storforshei

Nedetid	Varslede avbrudd	Ikke varslede avbrudd
Gjennomsnittlig varighet per avbrudd	5 dager 1 time 45 minutter	
Gjennomsnittlig nedetid per år	12 dager 15 timer 34 minutter	11 timer 26 minutter

Nettinvesteringer

For å oppnå forsyning med N-1 til Storforshei, må det bygges en ny 132 kV linje i parallell med eksisterende 132 kV linje. Lengde på denne vil være ca. 20 km. [1] Estimerte kostnader for dette er vist i tabellen under. Angitte kostnader må anses som en orientering om størrelsesorden for de totale investeringene. Anleggsbidrag, som eventuelt vil belastes prosjektet, er regulert av «forskrift om kontroll av nettvirksomhet» og er ikke beregnet i denne fasen.

Tabell 7 Estimert investeringskostnad for å oppnå forsyning med N-1 i Storforshei

Komponent	Kostnad per stk	Antall	Kostnad
132 kV linje	4 MNOK/km	20 km	80 MNOK
Linjefelt	10 MNOK/stk.	2 stk.	20 MNOK
Total estimert investeringskostnad			100 MNOK

For videre arbeid med del-elektrifisering av Nordlandsbanen, bør nettilknytning i Storforshei og kostnader for denne vies oppmerksomhet for å avklare løsning for forsyning med N-1 til jernbanen. Det forventes at Bane NOR må ta hele kostnaden for denne nettilknytningen da det ikke er andre kjente interessenter i området.

3.1.2.5 Rognan transformatorstasjon

Kapasitet

Analyser utført av Nordlandsnett viser at det vil være tilstrekkelig kapasitet ved N-0, til å forsyne et uttak på 16 MVA under Rognan transformatorstasjon, på det tidspunkt det kan bli aktuelt med del-elektrifisering av Nordlandsbanen. Det vil ikke være kapasitet vedr N-1 til å forsyne et uttak på 16 MVA. For å få til dette, vil det måtte etableres en ny 132 kV forbindelse til Rognan. [10]

Kortslutningsytelse

Minimum kortslutningsytelse på 132 kV nivå under Rognan transformatorstasjon er 213 MVA, når stasjonen er forsynt fra 132 kV linje Rognan-Fauske. [10]

Forventet nedetid ved N-0

Rognan transformatorstasjon har ikke ledig kapasitet ved N-1 til å forsyne Bane NOR. Feil enten på selve 132 kV linjen mellom Fauske og Rognan, eller på en bryter i serie med linjen vil føre til at Bane NOR mister forsyningen. For å beregne nedetid på forsyning ved fravær av N-1 er det tatt utgangspunkt i feilstatistikk mottatt fra Bane NOR [6], for følgende anleggsdeler:

- Ca. 25,1 km 132 kV luftlinje Rognan -Fauske
- 2 stk. 132 kV effektbryter
- 2 stk. 132 kV/66kV skillebryter

Nedetid grunnet varslede avbrudd på 132 kV linjen mellom Rognan og Fauske er beregnet basert på historiske data de siste fem årene mottatt fra Statnett [7].

Beregnet forventet nedetid både for varslede og ikke varslede avbrudd i tilknytningspunktet under Rognan transformatorstasjon er presentert i Tabell 8.

Tabell 8 Nedetid 132 kV linje mellom Fauske og Rognan

Nedetid	Varslede avbrudd	Ikke varslede avbrudd
Gjennomsnittlig varighet	5 dager 18 timer 1 minutt	
Nedetid per år	8 dager 10 timer 12 minutt	13 timer 56 minutt

Nettinvesteringer

Nordlandsnett har grovt vurdert hva kostnadene og anleggsbidraget vil være for en oppgradering av dagens 66 kV linje Fauske - Rognan til 132 kV. Det vil totalt være ca. 26 km linje som må oppgraderes. I tillegg må det etableres ett nytt 132 kV effektbryterfelt i Fauske transformatorstasjon og ett nytt 132 kV effektbryterfelt i Rognan transformatorstasjon.

Den samlede investeringskostnaden vil være i størrelsesordenen 124 MNOK. Anleggsbidraget som må dekkes av prosjektet, vil avhenge av når investeringen foretas. Dersom investeringen kommer tidligere, vil kostnadene som må dekkes av kunden øke noe, da eksisterende anlegg vil ha lengre restlevetid. Tilsvarende vil kostandene reduseres dersom prosjektet kommer senere. Anleggsbidrag for ulike investeringstidspunkt er som følger:

- 2024: Anleggsbidrag ca. 26 MNOK
- 2029: Anleggsbidrag ca. 18 MNOK
- 2034: Anleggsbidrag ca. 10 MNOK

Kostnadsoverslaget vil i alle tilfeller ikke bli lavere enn ca. 10 MNOK, da dette er kostnaden for nødvendige nyanlegg. Dette er et veldig grovt kostnadsoverslag, og det må presiseres at dersom det blir aktuelt å gjennomføre del-elektrifisering av Nordlandsbanen, så bør endelig løsning utredes nærmere, samt at beregning av anleggsbidrag må gjøres med høyere detaljeringsgrad. [10]

3.1.2.6 Tjønndalen transformatorstasjon

Kapasitet

Analyser utført av Nordlandsnett viser at det vil være tilstrekkelig kapasitet, både vedr N-0 og N-1, til å forsyne et uttak på 16 MVA under Tjønndalen transformatorstasjon på det tidspunkt det kan bli aktuelt med del-elektrifisering av Nordlandsbanen. [10]

Kortslutningsytelse

Minimum kortslutningsytelse på 132 kV nivå under Tjønndalen transformatorstasjon er 325 MVA. Minimum kortslutningsytelse på 132 kV nivå under Hopen transformatorstasjon er 295 MVA.

Forventet nedetid ved N-0

Ikke relevant ettersom det er kapasitet ved N-1.

Nettinvesteringer

Ikke relevant ettersom det er kapasitet ved N-1.

3.1.2.7 Overordnet tilbakemelding fra Statnett

Statnett oppgir at det i deres overliggende nett på 300 kV og 420 kV er ledig kapasitet til den planlagte lasten. [11] Generelt sett er det et overskuddsområde i nord slik at økt uttak som regel vil representere redusert belastning på sentralnettsforbindelsene.

3.1.3 Oppsummering

Det er innhentet opplysninger om kapasitet, redundans og kortslutningsytelse i de aktuelle tilknytningspunktene fra netteiere og ansvarlig for overliggende nett. Informasjonen er sammenfattet i tabellen under. Svar fra områdekonsesjonærer er ikke ansett som bindende på dette stadiet.

Tabell 9 Tilknytningspunkt for del-elektrifisering med informasjon om kapasitet, redundans og kortslutningsytelse.

Transformatorstasjon	Spenningsnivå	Netteier	Kapasitet med N-0	Kapasitet med N-1	Kortslutningsytelse
Steinkjer	66 kV	NTE Nett AS	Ja	Ja	190 MVA
Tunnsjødal	132 kV *	NTE Nett AS	Ja	Ja	700 MVA***
Mosjøen	132 kV	Helgelandskraft Nett AS	Ja	Nei	900 MVA
Storforshei	132 kV	MIP Industrinett AS	Ja	Nei	< 850 MVA **
Rognan	132 kV	Nordlandsnett AS	Ja	Nei	213 MVA
Tjønndalen	132 kV	Nordlandsnett AS	Ja	Ja	325 MVA

*) fra fjerde kvartal 2021

**) S_{kmin} er for samleskinne i Svabo transformatorstasjon

***) Estimert verdi, avhenger av endelig transformatorkonstruksjon

Ved forsyning med N-0 forventes en gjennomsnittlig nedetid på opptil ca. 13 dager per år. Det meste av dette vil være varslede avbrudd, mens det forventes at ca. 10 – 28 timer er ikke-varslede avbrudd.

Mulige tiltak for å etablere forsyning med N-1 er beskrevet og kostnad for dette grovt estimert i kap. 8.1.

3.2 Tunneler

Totalt er det identifisert 17 tunneler som ligger i de identifiserte ladestrekningene. Tunnelene varierer i lengde fra 29 meter til 333 meter. Totalt antall meter tunnel er ca. 2400 meter. Tunnelene er følgende:

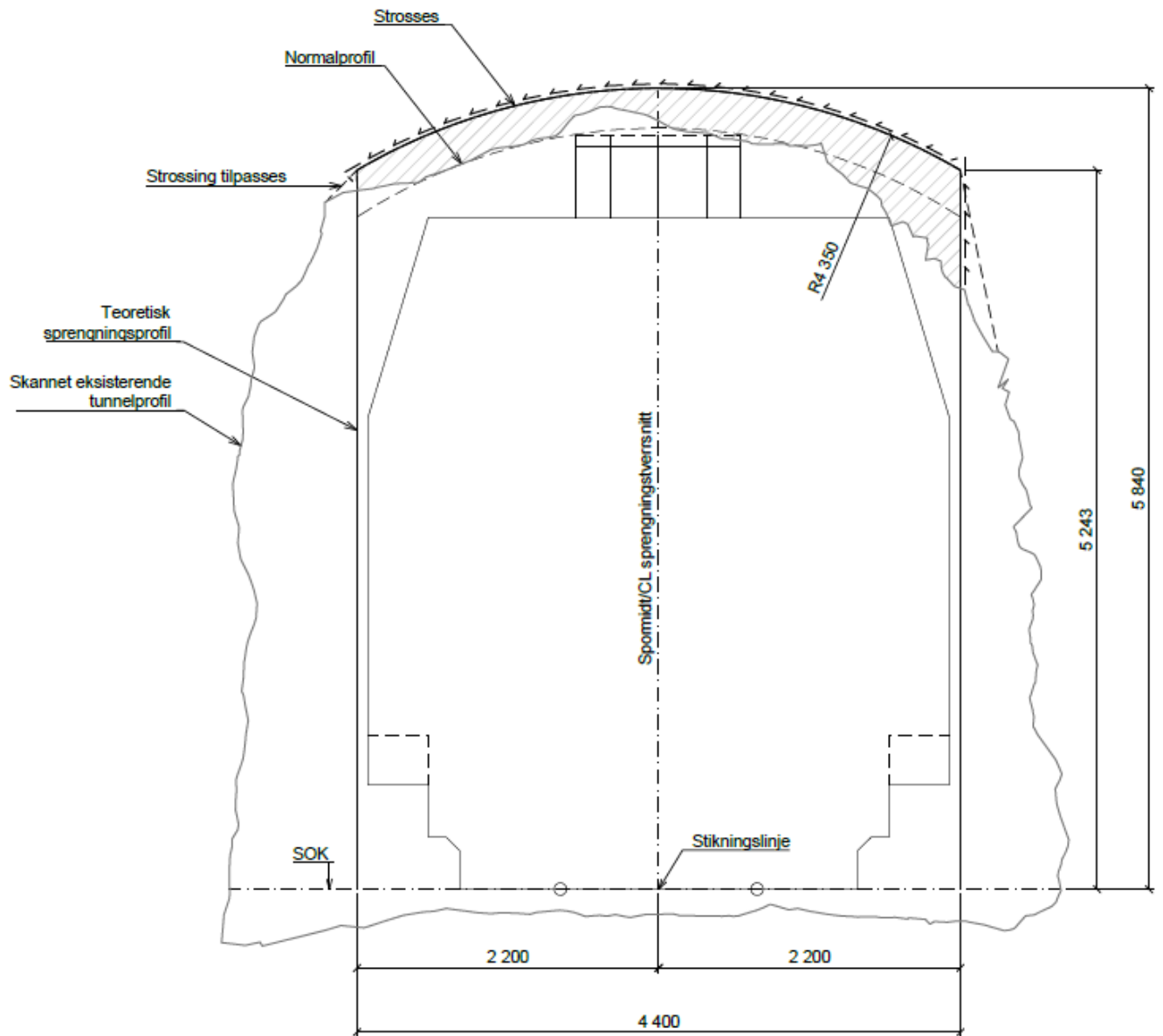
Tabell 10 Oversikt tunneler i ladestrekninger

Seksjon nr. 1-22	Infrastruktur	Lokasjon	Km fra	Km til	Lengde (m)	Laveste høyde (m)
5LADE	tunnel	Lindset tunnel	258,967	259,102	135	5,46
8LADE	tunnel	Fallan tunnel	385,738	385,969	231	5,35
8LADE	tunnel	Turmo tunnel	386,3	386,474	174	5,10
8LADE	tunnel	Eiterå tunnel	387,298	387,428	130	5,34
8LADE	tunnel	Ravnå tunnel	389,134	389,295	161	5,02
8LADE	tunnel	Forsfjord tunnel	391,093	391,423	330	5,36
10LADE	tunnel	Andfiskåga tunnel	494,566	494,621	55	Ikke kjent
12LADE	tunnel	Storvoll tunnel	549,88	550,013	133	6,05, Betonghvelv 5,41
12LADE	tunnel	Hjartåsen tunnel	552,784	553,112	328	5,41
12LADE	tunnel	Rauberget tunnel	563,217	563,55	333	5,25
12LADE	tunnel	Svahella tunnel	563,799	563,828	29	6,08
22 LADE	tunnel	Vikan tunnel	713,836	714,003	167	
22LADE	tunnel	Tostenlia tunnel	717,250	717,610	360	
22LADE	tunnel	Jensvoll tunnel	724,071	724,113	42	5,62
22LADE	tunnel	Rishaugen tunnel	724,729	724,776	47	5,80
22LADE	tunnel	Tjønndalen tunnel	725,008	725,078	70	5,23
22LADE	tunnel	Kleiva tunnel	726,065	726,257	192	5,50

Ved elektrifisering av tunneler kreves økt frihøyde enn ikke-elektrifiserte baner. I grunnlags data Norconsult har mottatt har eksisterende tunneler på strekningen typisk en frihøyde på 5,2-5,7 meter. Ved elektrifisering med kontaktledning kreves det minimum 4,85 meter til kontaktledning, 0,3 m systemhøyde og 0,25 meter mellom kontaktledning og berg (må fravikbehandles), totalt 5,4 meter. I tillegg kreves det vanntett berg over tekniske installasjoner. Det betyr at det må installeres vann og evt. frostsikring over kontaktledning.

I prosjektet *Elektrifisering av Trønder og Meråkerbanen* ble det tegnet opp to mulige tverrsnitt som vil tilfredsstille kravene til elektrifisering i tunneler. Total høyde over SOK (skinneoverkant) er i begge snitt satt til 5,840 m. Kun en av tunnelene på ladestrekningene tilfredsstiller dette kriteriet (Rishaugen). Skal alle tunnelene elektrifiseres vil det derfor være behov for å modifisere nær 2400 meter med tunnel.

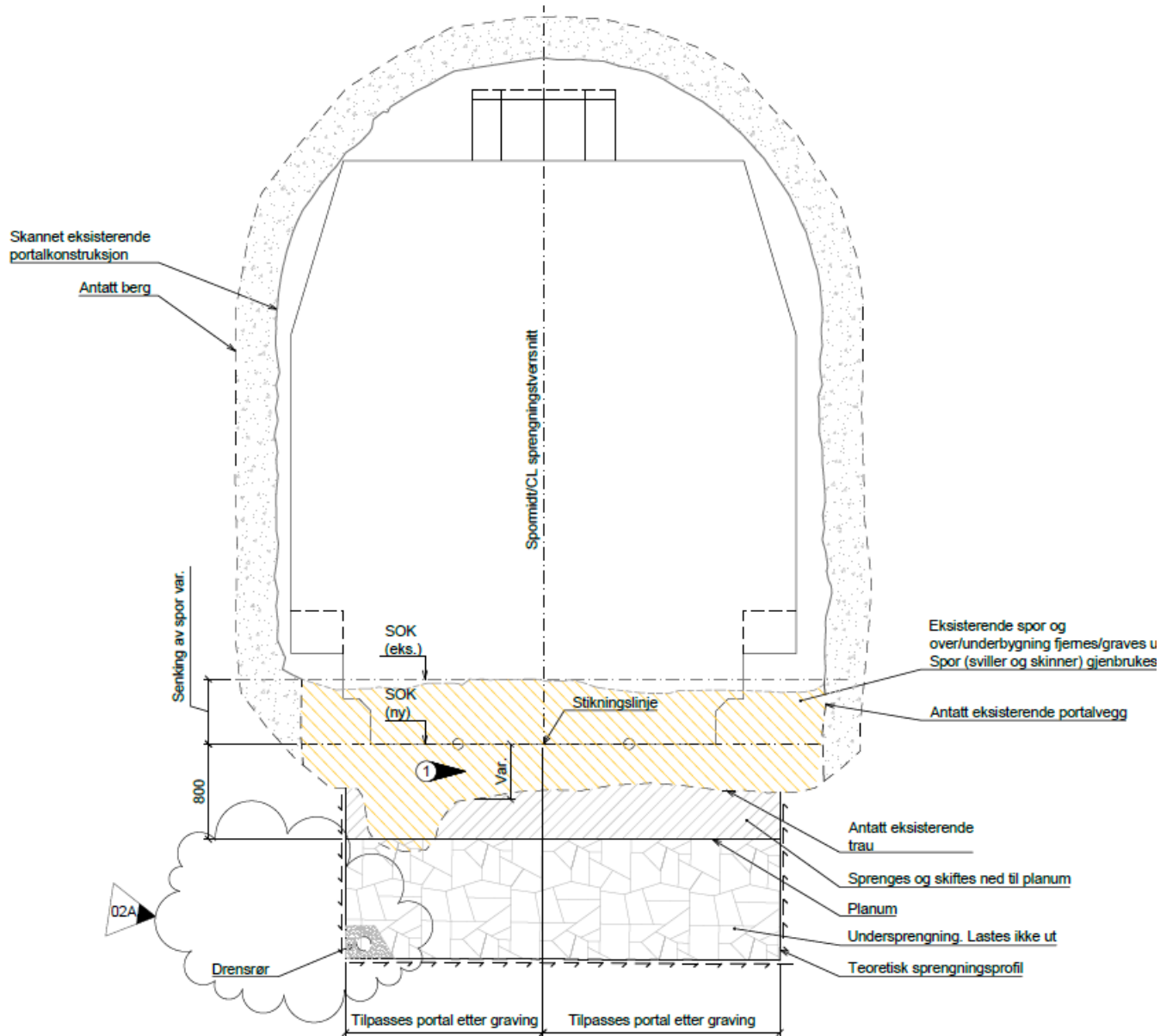
Alternativ 1 vises i Figur 7. I denne løsningen strosses tunneltaket for å oppnå tilstrekkelig frihøyde. Deretter monteres ny vann- og frostsikring. Det er forbundet med risiko å strosse i eksisterende tunneler, da dette kan påvirke eksisterende sikringsbuer, portaler, økt behov for geologiske undersøkelser og i tilfeller lav overdekning opp til overflaten. Det kan derfor være mer aktuelt å senke sporet i tilfeller der sporgeometrien tillater dette. **Alternativ 2** i Figur 8 illustrerer dette.



Sprengningsprofil

Prinsipp. Strossing i heng

Figur 7 Alternativ 1, strossing av tunnel

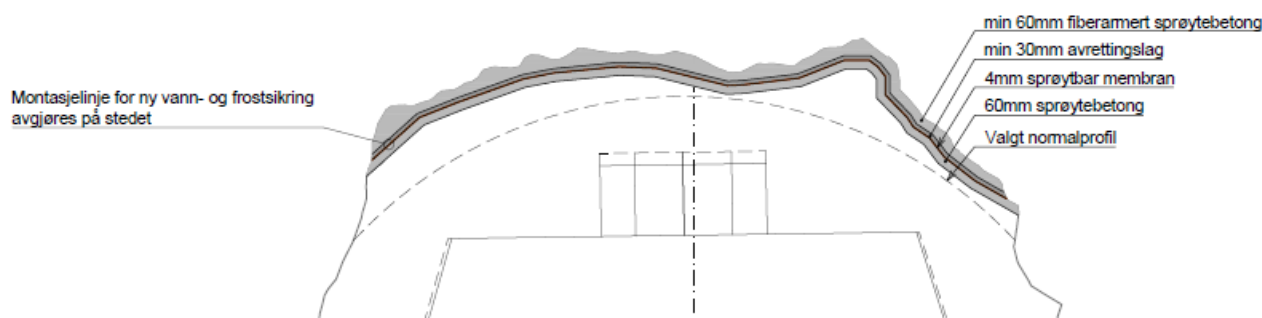


Sprengningsprofil i portal/murt

Prinsipp. Strossing/graving i såle

Figur 8 Alternativ 2, senking av spor i tunnel.

I begge alternativer, vist over, vil det være nødvendig å beskytte kontaktledning for vanddrypp ved å montere vann- og frostsikring av tunnelen. I prosjektet *Elektrifisering av Trønder og Meråkerbanen* ble det valgt en løsning med sprøytebetongkledning vanntett med sprøytbar membran der kun kontaktledning beskyttes. Dette er en vannsikringsløsning hvor frostsikring ikke er hensyntatt. Behovet for frostsikring med påslag av et ekstra isolerende lag må evt. vurderes i det videre arbeidet.. Se Figur 9 under.



Figur 9 Vann og frostsikring av tunnel fra Elektrifisering av Trønder og Meråkerbanen

Det er ikke avklart hvilke fremdriftsmessige konsekvenser disse tunnelarbeidene vil ha for drift på banen. Det er mulig at mye av arbeidet med tunnelene kan gjøres i kortere stengeperioder enten natt eller helger. Hvilket omfang som er mulig må vurderes nærmere. Hva prosjektet lander på kan påvirke kostnadsanslaget vesentlig.

Vi ser at det kan være mulig å også benytte dobbeltråd/strømskinne, som vil redusere systemhøyden på KL med nær 300 mm ned til ca. 5,500 m. Dette systemet vil kunne benyttes på fire tunneler. Av disse har to stk betongportaler som er for lave, men vi antar at de kan bygges om for å tilrettelegge for KL.

3.3 Bruer i linjen og overgangsbruer

Det er totalt 38 bruer og konstruksjoner som blir berørt av de enkelte ladestrekningene. Konsekvens for de enkelte bruene varierer i stor grad. Bruarbeidene er derfor kategorisert i type arbeider. Frihøyden som er nødvendig under ei overgangsbru er minst 4,8 meter pluss systemhøyde 0,3m) og isolasjonsavstand (0,25m). Totalt 5,35 m over SOK ved å søke fravik. Dersom det benyttes kontaktledningsanlegg med dobbel kontaktråd uten bærelinje eller strømskinne, vil nødvendig frihøyde reduseres med ca. 0,25m.

Disse er:

1. **Riving av konstruksjonen.** Ved sanering av en eksisterende konstruksjon er det antatt at behovet ikke lenger er tilstede for denne.
2. **Nytt brurekkverk og skjerm for beskyttelse av kontaktledning.** Dette arbeidet virker i utgangspunktet relativt enkelt, men i de fleste av tilfellene kreves det omlegging av trafikk og tilrigging på områder med dårlig tilgjengelighet. Alderen på bruene tilsier at de sannsynligvis er dimensjonert for et mye enklere brurekkverk. Bruas kantbjelke må derfor forsterkes for å håndtere nye laster. Eksisterende asfalt og membran vil i de fleste tilfellene måtte freses og legges på nytt. Fordi det ikke tillates vandrypp ned på kontaktledning fra bruer vil eksisterende dreispunkter måtte flyttes eller tettes. Bruene må også jordes på grunn av elektrifiseringen.
3. **Nytt dekke.** Noen av bruene har enten dekke som består av gitterrister eller tre. Disse dekketypene er ikke tette og må derfor utbedres. I tillegg må det som i punkt 2 monteres nytt rekkverk og skjerm.
4. **Ny bru.** Der frihøyden på bruene ikke tillater montasje av kontaktledning, må bruene rives og ny bru må bygges på et høyere nivå enten på samme sted eller sideforskjøvet for å oppnå tilstrekkelig geometri for veg iht. til regelverk. Dette kan i noen av tilfellene være svært kostnadskrevede.
5. **Løfte GS-bruer.** I noen av tilfellene vil det være mulig å løfte opp GS-bruene ved å forlenge søyler og modifisere landkar.

6. **Bruer i linja.** Det er 2 bruer i linja som vil kreve betydelig innsats for å bytte ut. Sannsynligvis vil anleggsperioden være så lang, at det er nødvendig å bygg ny bru ved siden av og legge om sporet. Dette gjelder særlig Nanset bru over Namsen som starter i profil 265,067. Dette er en fagverksbru med overliggende avstivning som vil være i konflikt med KL. Sannanbrua som starter i profil 125,919 er også en fagverksbru, men har ikke overliggende tverravstivning. Denne brua ligger i Steinkjer og er svært synlig i bybildet og muligens også verneverdig. Det er ikke sikkert det vil bli tillatt å montere kontaktledning på denne uansett. Det er foreløpig antatt at disse 2 bruene ikke elektrifiseres, men at kontaktledning legges i kabel over brua.
7. **Dobbeltråd/strømskinne.** Det er mulig å benytte dobbeltråd på kontaktledningen. Da senkes systemhøyden på KL og det blir mindre behov for strossing/ombygging av bruer.
8. **Senking av spor.** Dette kan være en mulighet, selv om effekten er relativt begrenset og avhengig av stedets geometri og hvilke objekter som ligger i strekning som vurderes senket.

Bruene varierer stort i alder. Helt fra 1905 til den nyeste som ble bygget i 1995. Noen av bruene har sannsynligvis liten restlevetid og restverdi. Andre dekker funksjonen og bør kunne gjøre nytten i flere tiår fremover.

Hvilken mulighet de enkelte bruene har for å modifiseres for tilrettelegging for kontaktledning varierer. Noen av konstruksjonene som har for lav frihøyde, for eksempel brua Mære ved profil 114,944, ligger så nær E6 at det ikke uten videre lar seg gjøre å løfte opp bruplaten. Det er der vist at veggen må flyttes og løftes over E6. I dette tilfelle bør det sees på muligheten for å kunne senke sporet for å oppnå tilstrekkelig frihøyde eller ikke elektrifisere strekningen rett under brua.

Tabell 11 Oversikt bruer og tiltak

Lade - strekning	Navn	Profil (på km)	Materiale	Bygge år	Alder (år)	Rehab.	Nybygg	L (m)	H (m)	B (m)	Areal (m ²)
3LADE	Nordgård	112,112	Tre/stål	1905	114	Nei	Ja	19	4,78	3	57
3LADE	Mære	114,944	Betong	1991	28	Nei	Ja	19	5,0	6,25	118
3LADE	Lænn	118,65				Ja	Nei		6,4		0
3LADE	Sannanbrua	125,919	Stål	1905	114	ja	Nei	17 1	I linja	12,6	2154
3LADE	Våttabakken	126,594	Betong	1936	83	ja	Nei	23	6,4	6	138
3LADE	Fossem	133,09	Betong	1973	46	ja	Nei	20, 5	6,09	3	61,5
5LADE	Harran	235,273	Stål	1967	52	Ja	Nei	27	6	6	162
5LADE	Bru over Namsen	265,067	Stål	1938	81	Nei	Ja	10 0	I linja		0
5LADE	Flåttedal bru	265,92	Betong	1995	24	ja	Nei		6,8		0
8LADE	Havnegata bru	407,022	Stål/betong	Ukjent		ja	Nei	15	5,54	10	150
8LADE	Baustein Halsøy	407,917	Stål	1950	69	Ja	Nei	12	6,38	6	72
8LADE	Skjærflesa	410,905		1992	27	Nei	Ja	15	5	4	60
10LADE	Hauknes tankanlegg	492,994	Betong	1953	66	Nei	Ja	11	5,43	6,5	71,5
10LADE	Ranan Zinkverk	494,472	Ukjent	1941	78	Rives	Nei	9	5,38		0
10LADE	Jernverksbanen	497,246	Betong	1949	70	ja	Nei	7,5	Ukjent		0
10LADE	Mobekkbua	497,434	Betong	ukjent		Ja	Nei	40	Ukjent		0
10LADE	Mellomvika	499,49	Betong	1992	27	Ja	Nei	10	6,45		0
10LADE	Ingen hindring	500,215	Betong	1964	55	Nei	Nei		8,8		0
20LADE	Røkland	633,93	Stål			Ja	Nei		5,4		0
20LADE	Pothus	634,267	Stål/betong	1953	66	Ja	Nei		5,8		0
20LADE	Sundby 2	641,987	Stål	1994	25	Ja	Nei	60	6,5		0
20LADE	Børåga	643,083	stål	1994	25	Ja	Nei	60	6,3		0
20LADE	Medby	644,144	Betong	1994	25	Nei	Ja		6,2	10	0
20LADE	Næstby	645,237	stål	1993	26	Ja	Nei	60	6,2		0
20LADE	Nerauran	646,52				Ja	Nei	50	6,2		0
22LADE	Støver	718,403				Ja	Nei	20	6,2	3	60
22LADE	Messiosen	720,718	Stål			Nei	Ja	10 0	5,8	3	300
22LADE	Hunstadkrysset	721,25	Betong	1979	40	Ja	Nei	85	6,8	9	765
22LADE	Hunstadmoen	722,794	Betong	1970	49	Ja	Nei	11	5,6	13	143
22LADE	Stille Dal O.bru	723,68	Stål	1986	33	Ja	Nei	75	8,0	3	225
22LADE	Svartlia G/S-veg	724,489	Betong	1996	23	Ja	Nei	40	7,3	3	120
22LADE	Forsøksgården Tjønndalen	725,275	Betong			Nei	Ja	16	5,3	4,5	72
22LADE	Junkerveien	725,883				Nei	Ja	11	5,9		0
22LADE	Kleivaveien	726,281	Betong	1966	53	Nei	Ja	23	5,3	10	230
22LADE	Rønvikvegen	726,9	Betong	1961	58	Nei	Ja	5,7	5,2	10	57
22LADE	Nordstrandvn.	727,486	Betong	1961	58	Nei	Ja	23	5,1	10	230

4 Vurdering teknologi matestasjoner

Dette kapittelet beskriver krav til matestasjoner basert på spesielle forhold ved del-elektrifisering med batteritog. Ulike teknologier for matestasjoner beskrives kort og vurderes opp mot innhentet informasjon om aktuelle tilknytningspunkt i nettet. Kapittelet er basert på innspill mottatt fra Bane NOR. [12]

4.1 Spesielle forhold ved del-elektrifisering med batteritog

Ved del-elektrifisering vil det ikke være sammenhengende kontaktledning mellom ladestrekningene. Hver ladestrekning vil være helt uavhengig de andre. Dette betyr at nabomatestasjoner ikke kan hjelpe eller avlaste hverandre, slik det ellers er i det norske banenettet. Det vil ikke være mulig, slik det ellers er, å kjøre med forsiktig pådrag for å kunne få trafikk forbi en matestasjon som ikke fungerer. Togtrafikken er altså helt avhengig av at hver eneste matestasjon fungerer.

Det andre spesielle forholdet er at effektbehovet for hvert tog blir ca. tre ganger større enn for konvensjonelle tog. Dette fordi toget skal lade batteriet samtidig som det skal kjøre. Batteriet skal lades raskt opp på de kortere ladestrekningene og lades ut på de lengre ikke-elektrifiserte strekningene.

Det tredje spesielle forholdet er at togets effektbehov på ladestrekningen er konstant høyt (8 MW) helt til batteriet er oppladet. Deretter blir effektbehovet mindre og likt med konvensjonelle tog. Effektbehovet er da svært hurtig variabelt i forhold til akselerasjoner, retardasjoner, stigninger og helninger. Slik hurtig variasjon i last kan være utfordrende å håndtere for overliggende nett. Tog med batteri kan imidlertid programmeres slik at effektbehovet blir mer jevnt, også når det ikke lader for fullt, og det kan gi mindre forstyrrelser på overliggende nett.

4.2 Krav til matestasjoner

4.2.1 Redundans

Alt teknisk utstyr vil ha nedetid på grunn av feil eller vedlikehold. Jernbanedrift foregår etter faste ruteplaner og er spesielt sårbar for svikt i strømforsyningen. Som nevnt er en avhengig av at alle matestasjonene på en del-elektrifisert Nordlandsbane leverer.

En vanlig løsning i matestasjoner med frekvensomformere er å installere to like omformeraggregater, som hver har tilstrekkelig kapasitet til å forsyne banen. Omformere er kostbare, og to omformere i hver stasjon bidrar til høyere kostnader.

Ved 50 Hz 25 kV system, kan matestasjonene bestå av kun brytere og transformatorer, dersom forhold i nettet tillater dette. Denne løsningen består av færre, rimeligere og mer pålitelige komponenter. Ettersom komponentene er mer pålitelige, kan det vurderes enklere redundans.

4.2.2 Asymmetri og kortslutningsytelse

Elektriske tog går på enfaset strøm, mens det overliggende nett har tre faser. Når det overliggende nettet bare blir belastet på en fase, skapes det asymmetriske spenninger og strømmer i tilknytningspunktet. Dette skaper igjen problemer for andre trefasekunder i nettet. Dette vil gi varmgang i motorer og generatorer og kan skade utstyr.

Paragraf 3-6 i «Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet» setter krav til nettselskap om maksimal asymmetri. Det heter: *Nettselskap skal sørge for at grad av spenningsasymmetri ikke overstiger 2 % i tilknytningspunkt, målt som gjennomsnitt over ti minutter.* Spenningsasymmetri er en tilstand der linjespenningenes effektivverdier, eller fasevinklene mellom etterfølgende linjespenninger, ikke er helt like.

Ettersom det kan være annen asymmetri i nettet, kan ikke jernbanen regne med å få lov til å disponere rammen for asymmetrien i tilknytningspunktet alene. Det er her antatt at matestasjonen ikke kan belaste nettet med mer enn 1% asymmetri.

I hvor stor grad en gitt last påvirker spenningene i et system, bestemmes av hvor stivt nettet er. Kortslutningsytelsen i et tilknytningspunkt er et mål på hvor stivt et nett er på dette stedet. Kortslutningsytelsen vil variere over året med nettkonfigurasjon og roterende maskiner som er tilknyttet. For dimensjonering er det den forventede minimum kortslutningsytelse som må tas hensyn til. Verdier for denne er innhentet fra de aktuelle nettselskapene og angitt i kapittel 3.1

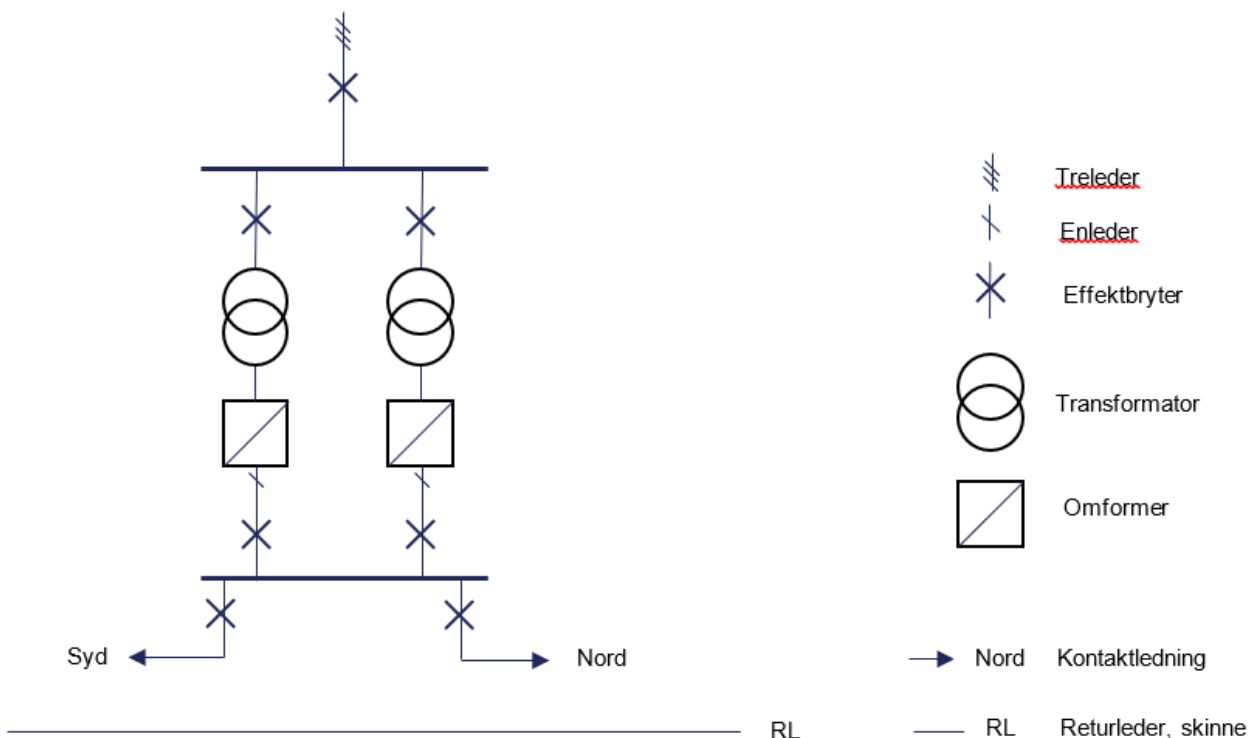
Dersom asymmetrien fra en enfaselast skal holdes under 1 % krever det at denne lasten er under 1 % av minimum kortslutningsytelse. For en enfaselast på 16 MVA innebærer det et krav om at minimum kortslutningsytelse må være større enn 1600 A.

Nettselskapene er ansvarlig for at forskriftskravet overholdes. Hvor stor asymmetri som kan tillates fra en bestemt kunde, må derfor vurderes av nettselskapene for det aktuelle tilknytningspunktet.

4.3 Teknologier for matestasjoner

4.3.1 Matestasjoner med frekvensomformere og parallell redundans

Figuren under viser en typisk og forenklet skisse av matestasjon med omformer og parallell redundans. Hver omformer med tilhørende transformator og brytere har tilstrekkelig kapasitet til å forsyne jernbanens effektbehov.



Figur 10 Forenklet enlinjeskjema for matestasjon med parallell redundans

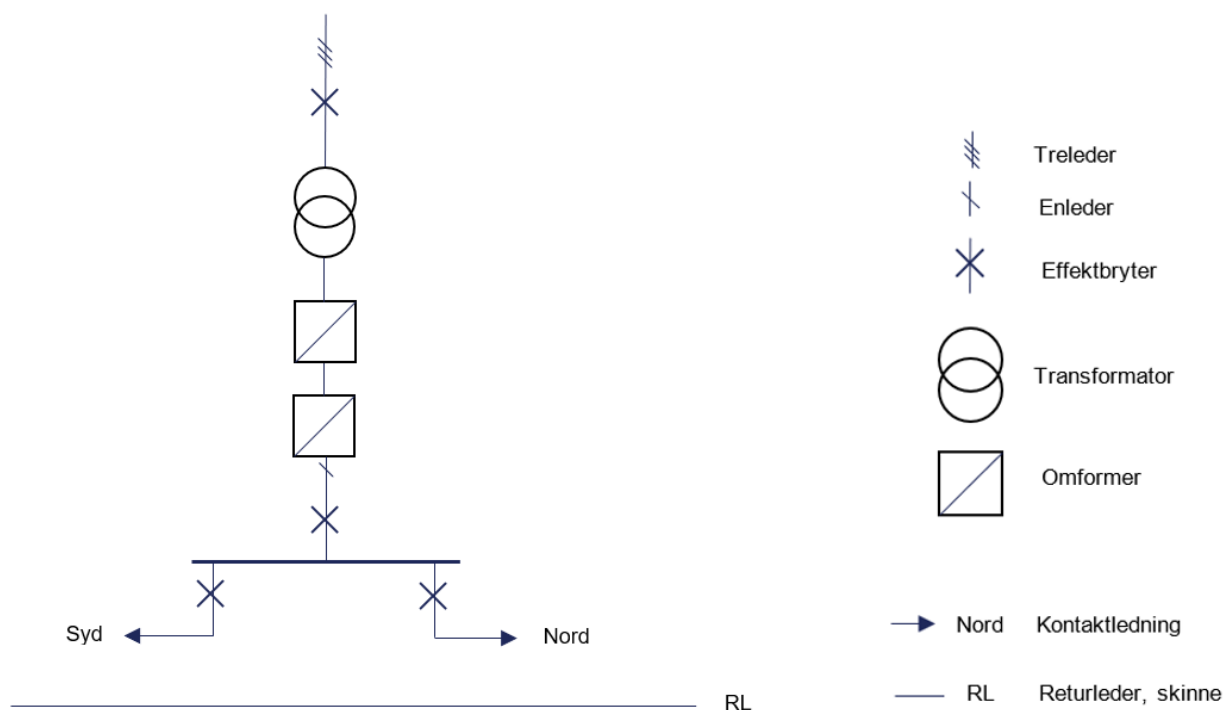
Denne løsningen benyttes av Bane NOR for forsyning av banestrøm på 16,7 Hz 15 kV. Teknologien er også aktuell for forsyning av 50 Hz 25 kV. Erfaringsmessig er nedetid for denne løsningen i gjennomsnitt over

mange år ca. 1 time per år. Erfaringstallet er fra eksisterende roterende og statiske omformerstasjoner med til dels ulik teknologi i forhold til det som bygges nå.

Matestasjoner med frekvensomformere og full parallell redundans er kostbare, men har den egenskapen at de belaster overliggende nett symmetrisk. Løsningen har derfor ingen krav til minimum kortslutningsytelse.

4.3.2 Matestasjoner med frekvensomformere og seriell redundans

De to siste omformerne som Bane NOR har bygget, har i tillegg til parallell redundans også seriell redundans. Dette innebærer at hver omformer består av en kjede med like moduler, der en eller flere moduler er redundant, overflødig. Ved feil på en modul kobles denne automatisk forbi, og omformeren fortsetter å levere som normalt. Figuren under viser en matestasjon med kun seriell redundans.



Figur 11 Forenklet enlinjeskjema for matestasjon med seriell redundans

Figuren over er sterkt forenklet. I virkelige installasjoner vil det være i størrelsesorden 10 omformermoduler i serie i hver av de tre fasebenene. Defekte moduler kan skiftes ut av vanlig driftspersonell, men en del av utstyret i matestasjonen kan bare feilrettes av spesialister.

Dette er en relativt ny teknologi og det foreligger ikke tilstrekkelig driftserfaring til å angi nedetid. En slik løsning vil være rimeligere enn en løsning med parallell redundans. Over tid vil det opparbeides mer driftserfaring med tanke på feil, reparasjonstider, vedlikehold og nedetider. Det anbefales å vurdere denne løsningen nærmere for del-elektrifisering med batteritog på et senere tidspunkt.

Også for denne løsningen er belastningen på overliggende nett symmetrisk og den kan dermed benyttes uavhengig av minimum kortslutningsytelse i tilknytningspunktet.

Begge de to løsningene med frekvensomformere inneholder mange avanserte komponenter med kompliserte styrings- og kontrollanlegg. Slike anlegg forventes å trenge mer vedlikehold og ha kortere levetid enn de enklere matestasjoner med kun transformatorer.

4.3.3 Matestasjon med kun transformator

I Danmark, Finland og flere land i Midt- og Sør-Europa drives togene med 50 Hz og 25 kV. Som oftest inneholder matestasjonen kun trafoer og brytere, og ikke frekvensomformere.

Maksimal tillatt asymmetri er en viktig faktor som må tas hensyn til under slik utforming av strømforsyningen. En løsning for å redusere asymmetrien er bruk av en Scott eller Le Blanc transformator. Disse er konstruert slik at ved ett tog på hver av strekningene i hver retning fra matestasjonen, motvirker asymmetrien fra det ene toget asymmetrien fra det andre toget. I beste fall (ved lik belastning) elimineres asymmetrien mot overliggende nett. Asymmetrien kan også reduseres ved å benytte revolvert tilknytning langs jernbanelinjen. Dette innebærer at en veksler på fasen som ikke belastes og en del av asymmetrien kanselleres dermed i overliggende nett

I tett befolkede områder i utviklede land vil det ofte være sterke kraftnett slik at krav til asymmetri ikke vil være avgjørende for valg av løsning.

Uansett velges ofte løsninger med seksjoner der seksjonene mates fra hver ende med kompliserte bryterløsninger for å håndtere den enkelte fasen. Dette er mulig i jernbanestrekninger det er konvensjonell gjennomgående elektrifisering. Gjennomgående elektrifisering gir mulighet for koblinger som igjen reduserer asymmetrien mot overliggende nett.

Løsninger og erfaringer fra andre land med 50 Hz banestrømforsyning kan ikke uten videre brukes i forbindelse med del-elektrifisering av Nordlandsbanen fordi det vil gi vesentlige operasjonelle begrensninger.

Del-elektrifisering av Nordlandsbanen karakteriseres av høy last fra enkelt-tog, lav trafikk tetthet, enkeltspor, ikke sammenhengende kontaktledning, lang avstand mellom matestasjoner og lav minimum kortslutningsytelse.

4.3.4 Andre teknologier for å redusere asymmetri i 50 Hz banestrømforsyning

Høyhastighetsjernbanene som nå bygges ut i mange land krever meget store matestasjoner. Asymmetri fra enfaset jernbane er også blitt en utfordring i sterke nett. Dette har ført til meget kostbare tilkoblinger i sentralnettet på spenninger over 220 kV. Det er også utviklet løsninger basert på halvlederteknologi som kompenserer for asymmetri i overliggende nett (STATCOM) eller i matestasjonen (RPC – Railway Power Conditioner). Felles for disse er at de er kompliserte, kostbare, lite brukt og det er kort driftserfaring.

Slike løsninger vil kunne være anvendelig ved del-elektrifisering av Nordlandsbanen.

4.3.5 Andre tiltak for å sikre pålitelighet

Ettersom togdriften er helt avhengig av at hver matestasjon er i drift og leverer effekt, bør kompliserte matestasjoner ha installert redundans. For matestasjoner som kun inneholder enkle, robuste komponenter kan man akseptere en enklere form for redundans.

Dette kan for eksempel være:

- Reservekomponenter på lager som raskt kan brukes til utskifting
- Komplette matestasjon montert på togvogner klar til å rykke ut for plassering på forberedt sidespor
- Hele matestasjonen montert i containere som enkelt og raskt kan skiftes ut med reserve
- Større batterikapasitet montert i lokomotiv/tog, slik at toget kan komme seg til den neste ladestrekningen uten å gå tom.
- Diesellokomotiv i beredskap som kan trekke tog forbi ladestrekning der matestasjon er ute av drift

- Kombinasjoner av tiltakene over

4.4 Vurdering av 50 Hz 25 kV og 16,7 Hz 15 kV

Jernbanenett som har blitt elektrifisert i nyere tid, benytter 50 Hz 25 kV system. 16,7 Hz 15 kV benyttes der eksisterende 16,7 Hz nett skal utvides.

4.4.1 Togene

Lokomotiv beregnet for 16,7 Hz vil ha en betydelig tyngre og større transformator enn for 50 Hz. Med samme ytelse vil transformatorkjernen bli tre ganger tyngre, og dermed blir også andre dimensjoner og vektorer på andre transformatordele påvirket. Strømmene blir større og krever større ledertverrsnitt. En transformator beregnet for 25 kV vil få noe ekstra volum på grunn av mer isolasjon og lengre isolasjonsavstander. En transformator beregnet for begge systemene, vil få vektmessige og dimensjonsmessige ulemper fra begge systemer.

Tilsvarende vil også AC/DC omformerer i et 16,7 Hz 15 kV lokomotiv måtte føre og svitsje en høyere strøm, mens et 50 Hz 25 kV lokomotiv må ha større isolasjonsavstander. Et hybridlokomotiv vil måtte dimensjoneres for strøm ved 15 kV og isolasjonsavstander ved 25 kV.

Mange av leverandørene konstruerer nå tog som kan gå på begge systemer, og installerer utstyr som passer til ett eller begge systemer.

4.4.2 Kontaktledningsanlegget

På grunn av høyere spenning vil 25 kV kontaktledningsanlegg kreve større isolatorer og større isolasjonsavstand til ikke-spenningsførende deler. Strømmene blir mindre i forholdet 16,5/25 slik at en reduksjon i tverrsnitt kan vurderes. Imidlertid vil et anlegg for 50 Hz ha tre ganger større induktivt spenningsfall slik at lengden på ladestrekningen reduseres. Imidlertid er de aktuelle ladestrekningene så korte at dette ikke er av betydning. Det eneste tilfellet der strømmen må fraktes langt er fra Rognan opp mot Saltfjellet. Løsningen kan der bli autotransformatoranlegg.

4.4.3 Matestasjoner

16,7 Hz krever frekvensomformere. 50 Hz strømforsyning krever bare transformatorer, dersom forhold i nettet tillater dette. Matestasjoner med kun transformator gir asymmetri i tilknytningspunktet, og kan kun benyttes i tilfeller der minimum kortslutningsytelse er relativt høy. 50 Hz kan også leveres av matestasjoner med frekvensomformere som ikke skaper asymmetri i overliggende nett.

4.5 Oppsummering

Bruk av 50 Hz matestasjoner med kun transformator har utfordringer da denne løsningen vil gi asymmetri som overskrider forskriftskrav i overliggende nett. Løsning med 50 Hz med frekvensomformere vil ikke skape asymmetri og er i så måte et sikkert valg.

Matestasjoner med frekvensomformere og full redundans er kjent løsning som vil gi akseptabel pålitelighet og lav utetid. Teknologi, arealbehov og kostnader er kjent. I denne rapporten som skal klarlegge om del-elektrifisering med batteritog er mulig, legges 50 Hz 25 kV matestasjon med frekvensomformer og parallell redundans til grunn.

Det er imidlertid mulig at en mer detaljert analyse kan vise at kostnadene kan reduseres ved å bruke 50 Hz matestasjoner med enkle transformatorløsninger.

5 Plassering ladestrekninger og omformerstasjoner

5.1 Ladestrekninger

I samarbeid med Bane NOR og Jernbanedirektoratet er det sett på optimalisering av ladestrekninger på et overordnet nivå. Som beskrevet i kapittel 3.2 og 3.3, er det ytterligere muligheter til optimalisering med tanke på kostnader. Kostnader omtales i kapittel 7.

5.1.1 Generelt

Tabell 12 viser en oversikt over ladestrekninger som er vurdert

Tabell 12 Oversikt ladestrekninger

Lade-strekning nr	Fra km	Til km	Lengde (km)	Antall konstruksjoner	KL lengde (km)	KL lengde stasjon (km)	Total KL lengde (km)
3Lade	108,703	138,000	29,297	6 Overgangsbruer 1 Fagverksbru	29,297	0,9 Steinkjer 1,0 Mære	31,197
5 Lade	232,734	277,887	45,153	2 Overgangsbruer 1 Fagverksbru 1 Tunnel	45,153	1,2 Lassmoen	46,353
8 Lade	379,313	411,057	31,744	3 Overgangsbruer 5 Tunneler	31,744	1,3 Eiterstraum 1,1 Mosjøen	34,144
10 Lade	491,960	509,599	17,639	7 Overgangsbruer 1 Tunnel	17,639	2,5 Mosjøen	20,139
12 Lade	538,162	575,881	37,719	4 Tunneler	37,719	0,9 Dunderland 0,6 Bolna	39,219
16 Lade	596,133	608,377	12,244	0	12,244	0,65 Lønsdal	12,894
18 Lade	616,988	624,045	7,057	0	7,057		
20 Lade	629,279	649,333	20,054	7 Overgangsbruer	20,054	1,3 Røkland 0,65 Rognan	22,004
22 lade	712,838	728,750	15,912	11 Overgangsbruer 4 Tunneler	15,912	2,0 Bodø	17,912



Figur 12 Eksempel på strekning med mye konstruksjoner - bilde: Atle Einarson, Jdir

I Figur 12 vises et av områdene hvor det er flere konstruksjoner på ladestrekningen (ladestrekning er vist med grønt)

Strekninger (med unntak av Saltfjellet) beskrives generelt for beregning av kostnader.

5.1.2 Kontaktledningsanlegg på ladestrekninger

For ladestrekningene bygges kontaktledningsanlegg iht. system 20B med strekk i KL / BL på 10 kN.. Normal kontakttråd høyde i dagsoner er 5,6m som i tunneler og under overgangsbruer kan reduseres til 4,85m. Sistnevnte krever fravik fra teknisk regelverk.

I tunneler og under lave overgangsbruer anbefales det å bygge kontaktledningsanlegget med dobbel kontakttråd uten bæreline. Dette reduserer behov for frihøyde over SOK med inntil 0,3m. Systemet har i midlertidig en hastighetsbegrensning på 100 km/t når man benytter strekk på 13 kN.

5.2 Drift av arbeidsmaskiner

Det anbefales at det ved eventuell del-elektrifisering også legges til rette for nullutslipp-løsninger for arbeidsmaskiner. For eksempel bør det være lademulighet for arbeidsmaskiner i nærhet til omformerstasjoner. Dette betinger at omformerstasjon bygges i nærhet til sidespor/kryssingspor eller at det bygges sidespor/kryssingspor nær omformerstasjon. Lading kan eksempelvis være med tilsvarende tilkobling som for togvarme.

5.3 Plassering omformerstasjoner

Avstand mellom aktuelle tilknytningspunkt for omformerstasjoner og jernbanen er beskrevet i kap 3.1.1. Avstandene er for fire tilknytningspunkt under 150 m, for ett tilknytningspunkt er avstanden 500 m og for ett tilknytningspunkt er det 3,3 km. Det anbefales at omformerstasjoner etableres nær de transformatorstasjoner som er beskrevet som aktuelle tilknytningspunkt. Dette fordi 132 kV linje er mer kostbart å bygge og fordi dette innebærer et mer omfattende inngrep og konsesjonsprosess enn en 25 kV linje.

Det anbefales statiske omformere for del-elektrifisering. Dette er fordi konvensjonell transformatorløsning vil gi for mye asymmetri i nettet. Minimum kortslutningsytelse i de aktuelle tilknytningspunkt er langt lavere enn hva som anses nødvendig for å kunne benytte denne teknologien.

6 Klima- og energiforbruk

Dette arbeidet har ikke som mål å diskutere alle miljøfordeler ved elektrifisering av bane mot bruk av fossil diesel. Det kan likevel være nyttig å sette bespart klimagassutslipp ved elektrifisering opp mot klimagassutslipp fra alle arbeider med tunnel, bru, veg og KL som skal til for å elektrifisere banen.

For å få et overordnet bilde på hvilket klimagassutslipp som kan antas bespart ved en elektrifisering av banen brukes tall fra rapporten Nordlandsbanen på biogass, Utarbeidet av Rambøll 2018 på oppdrag fra Norsk Gassforum. Der opplyses det at Nordlandsbanens årlige dieselforbruket ligger på 12,51 millioner liter. Dette årlige forbruket, forutsatt bruk av fossil diesel, vil medføre et klimagassutslipp på ca. 12,51 millioner liter*2,7 kg CO₂/liter= ca. 34 000 tonn CO₂.

I samme rapport er det anslått en kostnad på minst 8 mrd NOK (2015-tall) for å elektrifisere hele banen. Erfaring fra baneprojekter som er konstruksjonstunge viser at klimagassutslippet pr MNOK investert ligger på ca. 50 tonn CO₂. Klimagassutslippet fra en elektrifisering kan derfor overstige 400 000 tonn CO₂. Til sammenligning er klimagassutslippet fra Fellesprosjektet E16 Ringeriksbanen anslått til ca. 40 tonn CO₂ pr MNOK.

Med disse svært grove antakelsene vil det gå mer enn 12 år før klimagassutslippet fra en komplett elektrifisering være «tilbakebetalt». Gitt kostnadsoverslag for en del-elektrifisering på ca. 2 til 3 mrd NOK, vil klimagassutslippet reduseres til ca. 100 000 - 150 000 tonn CO₂ og være «tilbakebetalt i løpet av 3-4 år.

7 Kostnader

Tallene i dette kapittelet har en usikkerhet på +/- 40%

7.1 Kostnader for nettilknytning

Mulige tiltak for å etablere forsyning med N-1 er beskrevet og kostnad for dette grovt estimert. Angitte kostnader må anses som en orientering om størrelsesorden for de totale investeringene. Anleggsbidrag, som eventuelt vil belastes prosjektet, er regulert av forskrift om kontroll av nettvirksomhet og er grovt beregnet kun for Rognan. Tiltak og kostnader er vist i tabellen under.

Dette er et veldig grove kostnadsoverslag. Dersom det blir aktuelt å gjennomføre del-elektrifisering av Nordlandsbanen og etablere forsyning med N-1 til disse tilknytningspunktene, så må endelig løsning utredes nærmere og kostnadsestimatene oppdateres av de respektive nettselskap. Samtlige tiltak vil være konsesjonspliktige.

Tabell 13 Tiltak og kostnader for etablering av N-1 forsyning i tilknytningspunkt

Tilknytningspunkt	Tiltak	Total investeringskostnad (MNOK)	Anleggsbidrag (MNOK)	Interessenter
Mosjøen	4,5 km ny 132 kV linje mellom Marka og Mosjøen transformatorstasjoner, effektbryterfelt og økt transformatorkapasitet	Ca. 250		Kraftkrevende industri planlegger økning i forbruk
Storforshei	20 km ny 132 kV linje mellom Svabo og Storforshei transformatorstasjoner og effektbryterfelt	Ca. 100	100	Ingen kjente
Rognan	Oppgradere eksisterende 66 kV linje mellom Fauske og Rognan til 132 kV [10]	124	18	Linjen må oppgraderes grunnet alder

I Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer § 16-1 står følgende «Nettselskapet skal fastsette og kreve inn et anleggsbidrag fra kunden for å få dekket hele eller deler av kostnadsgrunnlaget for investeringene som blir utløst når kunden:

- a) Blir tilknyttet nettet
- b) Får økt kapasitet
- c) Får bedre kvalitet

Nettselskapet skal også fastsette og kreve inn et anleggsbidrag fra kunder som blir tilknyttet eller får økt kapasitet i nettanlegg som er anleggsbidragsfinansiert. Plikten gjelder i ti år fra tidspunktet kunden som utløste investeringen ble tilknyttet eller fikk økt kapasitet.» [13]

7.2 Kostnader konstruksjoner

7.2.1 Kostnader for tunnelarbeider

I prosjektet ETM - Elektrifisering av Trønder- og Meråkerbanen er det gjort kostnadsberegninger for utvidelse av tunnelvernsnittet. Kostnadsdataene gjelder for 2017. Disse dataene brukes for å etablere pris pr meter utbedret tunnel i dette prosjektet.

- Lunnan tunnel foreslått utbedret ved å senke sporet. Anslått entreprisekostnad er på 27 MNOK for 385 meter tunnel. Dette gir ca. 71000 kr/m som inkluderer 25% rigg og drift. Antar 10% prisstigning samt et tillegg for byggherrekost på 1,3. Totalt blir det da en pris pr meter på ca. 100 000 kr/m
- Koabjørnga tunnel er foreslått utbedret ved å senke sporet. Tunnelen er 100 meter lang og kostnadsanslaget ligger på 10,6 MNOK Dette er entreprisekostnad inkl. 25% rigg og drift. Antar 10% prisstigning samt et tillegg for byggherrekost på 30% (faktor på 1,4). Totalt blir da pris pr meter på ca. 150 000 kr pr meter.
- Gudå tunnelen er ca. 115 meter lang og er foreslått utbedret med strossing av heng. Her ligger kostnadsanslaget på 10,6 MNOK. Total løpemeterpris blir da ca. 130 000 kr/m inkl. rigg og drift, prisstigning og byggherrekost.

Hvilken metode som benyttes for utbedring av de enkelte tunnelene, er åpenbart ikke avklart før videre undersøkelser og prosjektering utføres. Det tas derfor høyde for at utbedring av tunneler vil ha en kostnad på 150 000 kr pr løpemeter i det videre arbeidet.

Tabell 14 Oversikt kostnader tunneler

Navn	Km fra	Km til	Lengde (m)	Kostnad (MNOK)
Lindset tunnel	258,967	259,102	135	21
Fallan tunnel	385,738	385,969	231	35
Turmo tunnel	386,3	386,474	174	26
Eiterå tunnel	387,298	387,428	130	19
Ravnå tunnel	389,134	389,295	161	24
Forsfjord tunnel	391,093	391,423	330	50
Andfiskåga tunnel	494,566	494,621	55	8
Storvoll tunnel	549,88	550,013	133	5
Hjartåsen tunnel	552,784	553,112	328	49
Rauberget tunnel	563,217	563,55	333	5
Svahella tunnel	563,799	563,828	29	0
Vikan tunnel	713,836	714,003	167	25
Tostenlia tunnel	717,25	717,61	360	54
Jensvoll tunnel	724,071	724,113	42	0
Rishaugen tunnel	724,729	724,776	47	0
Tjønndalen tunnel	725,008	725,078	70	11
Kleiva tunnel	726,065	726,257	192	29

Total kostnad for utbedring av tunneler vil gi en estimert kostnad på 360 MNOK (Inkl. Rigg og drift, prisstigning på 10% fra 2017 og 30% byggherrekostnader).

Kommentarer til tunnelarbeider:

Videre optimalisering vil kunne gi ytterligere reduksjon i antall tunnelmeter som er nødvendig å utvide

Priser i markedet varierer i stor grad, da kapasitet i markedet ved utlysningstidspunkt av arbeidene kan være begrenset. Det må derfor antas relativt stor usikkerhet på disse tallene

7.2.2 Kostnader for bruarbeider

Kostnadsdata er hentet fra arbeider gjort i forbindelse med "Elektrifisering av Trønder og Meråkerbanen. Det er lagt til 10% for prisstigning siden 2017 og en faktor på 1,3 for byggherre kostnader. De enkelte kategorier av arbeider er priset slik. Se forklaring på arbeider gitt i kapittel 3.3

1. **Riving av konstruksjonen.** Det er beregnes en kostnad på 200 000 kr pr stk for dette arbeidet.
2. **Nytt brurekkverk og skjerm for beskyttelse av KL.** Det antas derfor en pris for disse arbeidene på 2 MNOK per vegbru. Fordi arbeidene på en GS-bru er enklere antas denne kostnaden å være noe redusert i forhold til en vegbru, det vil si 1,5 MNOK.
3. **Nytt dekke, brurekkverk og skjerm for beskyttelse av KL.** Det beregnes en kostnad på 2,5 MNOK per vegbru som har behov for nytt dekke og forsterket brurekkverk med skjerm. Kostnaden for GS-bruer er som i punkt 2 halvparten av en vegbru og antas å være 1,25 MNOK.
4. **Ny bru.** Dette kan i noen av tilfellene være svært kostnadskreven. Kostnader er estimert i hvert enkelt tilfelle. Antakelsene er grove om må kun sees på som en indikasjon på kostnadsnivå.
5. **Løfte GS-bruer.** I noen av tilfellene vil det være mulig å løfte opp GS-bruene ved å forlenge søyler og modifisere landkar. Kostnader for hver bru er i disse tilfellene satt til 2 MNOK per bru.
6. **Bruer i linja.** Det er ikke lagt inn kostnader for dette, da omfanget er uklart og det vil for dette prosjektet ikke lønne seg å elektrifisere disse korte strekningene.
7. **Dobbeltråd/strømskinne.** Der det er mulig å beholde eksisterende bru, ved å senke KL ytterligere kan bruk av dobbeltråd eller strømskinne være aktuelt. Kostnad for dette regnes ikke inn i dette avsnittet.
8. **Senking av spor.** Senking kan være mulig i noen tilfeller der sporets geometri tillater det og det ikke medfører sprengningsutstyr

Total kostnad for utbedring av bruer estimeres til 170 MNOK. (Inkl Rigg og drift, prisstigning på 10% fra 2017 og 30% byggherrekostnader)

Tabell 15 Oversikt kostnader overgangsbruene og fagverksbru

Navn	Profil på km	Lengde (m)	Kostnad (MNOK)	Tiltak
Nordgård	112,112	19	10	4
Mære	114,944	19	100	4
Lænn	118,65		0,25	Mindre arbeider
Sannanbrua	125,919	171	0	Antar ikke elektrifisert
Våttabakken	126,594	23	2	2
Fossem	133,09	20,5	1,5	2
Harran	235,273	27	2	2
Bru over Namsen	265,067	100	0	Antar ikke elektrifisert
Flåttadal bru	265,92		2	2
Havnegata bru	407,022	15	2	2
Baustein Halsøy	407,917	12	2	2
Skjærflesa	410,905	15	5	4,8
Hauknes tankanlegg	492,994	11	5	4,8
Ranan Zinkverk	494,472	9	0,3	1
Jernverksbanen	497,246	7,5	1,5	2
Mobekkbua	497,434	40	1,5	2
Mellomvika 2	499,49	10	2	2
Ingen hindring	500,215		0	Antar ingen hindring
Røklund	633,93		2	2
Pothus	634,267		2	2
Sundby 2	641,987	60	2	2
Børåga	643,083	60	2	2
Medby	644,144		1,5	2
Næstby	645,237	60	2	2
Nerauran	646,52	50	2	2
Støver	718,403	20	1,5	2
Messiosen	720,718	100	1,5	2
Hunstadkrysset	721,25	85	2	2
Hunstadmoen	722,794	11	2	2
Stille Dal O.bru	723,68	75	1,5	2
Svartlia G/S-veg	724,489	40	1,5	2
Forsøkgården Tjønndalen	725,275	16	2	2
Junkerveien	725,883	11	1,5	2
Kleivaveien	726,281	23	2	2
Rønvikvegen	726,9	5,7	2	2
Nordstrandvn.	727,486	23	2	2

Kommentarer til brukarbeider og plassering av ladestrekning.

Brua Mære ved profilnummer 114,94 er svært kostbar å løfte. Brua ble etter våre opplysninger bygget i 1991 og har sannsynligvis relativt god restlevetid. På side 39 i Swecos rapport [14] vises det en løsning der brua må flyttes. Totalt identifiseres det en entrepriskostnad på 86 MNOK. Dette vil øke med byggherre kostnader og sannsynligvis kunne ligge i området 100-110 MNOK. Det bør vurderes alternativer ved å enten senke sporet eller å ikke elektrifisere sporet ved brua.

Bru over Namsen ved profilnummer 265,067 er en fagverksbru i linja fra 1938. Vi har ikke kunnet finne tegninger eller høydedata på denne konstruksjonen. Det antas foreløpig at sporet ikke elektrifiseres ved brua, da kostnaden vil bli uforholdsmessig høy.

Hunstadkrysset profil nr 721,25 er en del av et større vegsystem og vil være svært kostbar å løfte. På bilder kan det virke som om frihøyden er tilstrekkelig, men dette må sjekkes ut. Det er foreløpig lagt inn kostnad for rehabilitering av kantbjelke, rekkverk og skjerm.

Tabell 16 Oppsummerte kostnader bru og tunnel

Seksjon nr. 1-22	Infrastruktur	Lokasjon	Sum kostnad (MNOK)
3LADE	Seksjon	Fra utgang Lunnan tunnel 108,703km frem til Sunnan 1 tunnel 138,000km. Distanse 29,297km	113
5LADE	Seksjon	Fra utgang Bjørbekk tunnel 232,734km frem til Brekkvasselv tunnel 277,887km. Distanse 45,153km	24
8LADE	Seksjon	Fra utg. Reppen tunnel 379,313km frem til Rynesåsen tunnel 411,057km. Distanse 31,744km	163
10LADE	Seksjon	Fra utgang Bjørnvik tunnel 491,960km frem til Trollaldalen tunnel 509,599km. Distanse 17,639km	19
12LADE	Seksjon	Fra utgang Almli tunnel 538,162 frem til Stokkalia Nord-bygge tunnel 575,881km. Distanse 37,719km	59
16LADE	Seksjon	Fra utg. Sørelva tunnel 596,133km frem til Kjemsåsen tunnel 608,377. Distanse 12,244km	
18LADE	Seksjon	Fra utg. Vargholle tunnel 616,988 km frem til Bratta tunnel 624,045km. Distanse 7,057km	
20LADE	Seksjon	Fra utg. Stolpen tunnel 629,279km frem til Lillefjell tunnel 649,333km. Distanse 20,054km	14
22LADE	Seksjon	Fra utg. Hopslia tunnel 712,838km til Bodø stasjon 728,750km. Distanse 15,912km	138
SUM			531

Kostnadene i Tabell 16 har ikke medtatt evt. besparelser ved at man benytter dobbelt kontaktråd og får fravik på kontaktrådshøyde.

7.2.3 Kostnader bruer og tunneler ved helelektrifisering

Kostnader for konstruksjoner baserer seg på beregninger for ladestrekningene og har en stor usikkerhet. På hele strekningen Trondheim-Bodø finnes det 52,7 km tunnel fordelt på 156 tunneler. Det er også 94 overgangs- og fagverksbruer.

Gjevingåsen tunnel er allerede klargjort for elektrifisering. De gjenstående 48 km antas pr nå at må utbedres ved å utvide tverrsnitt eller senke sporet.

For konstruksjoner estimeres ca. 5 MNOK per konstruksjon (tall basert på 170 MNOK/34 konstr) og tunneler 150 000,- per meter.

Dette gir en estimert kostnad på 470 MNOK for konstruksjoner og 7,2 mrd NOK for tunneler.

Tilpasning av en strekning på 694 km for å kunne elektrifisere estimeres til en kostnad på 7,67 mrd NOK.

7.3 Kostnader kontaktledningsanlegg

Prisene inkluderer rigg- og drift, og byggherrekostnader. I forbindelsen med helelektrifisering med AT legges det til grunn 16 2/3 Hz forsyning og etablering av omformerstasjoner. For del-elektrifisering med BT legges 50Hz forsyning til grunn.

Kostnader for omformerstasjoner (fra Bane NOR):

Det legger til grunn en pris på 170 MNOK per stykk omformerstasjon. Det beregnes en omformerstasjon per 12mil som resulterer i seks omformerstasjoner på strekningen. Dette igjen estimeres til en total kostnad på 1 020 MNOK.

7.3.1 Kostnader KL anlegg uten returledning, del-elektrifisering

Tabell 17 under viser kostnader for kontaktledningsanlegg på ladestrekninger, inkludert i kostnadene i kolonne 3 er kontaktledningsanlegg for et ekstra spor på stasjoner. I kolonne 4 er det listet opp overgangsbruer og tunneler der det er aktuelt å bygge kontaktledningsanlegget med dobbel kontaktråd eller at kontaktledningsanlegget legges i kabel som kostnadsreducerende tiltak. Reduksjonen er minimal for kontaktledning, men gir store besparelser for tunnel og bruarbeider.

Pris pr. km. For del-elektrifisering er estimert til 7,028 MNOK

Tabell 17 Oversikt kostnader KL per ladestrekning

Ladestrekning	Lengde på ladestrekning (km)	Lengde kryssingsspor	Antall km kontaktledningsanlegg inkl. stasjoner og kryssingsspor	Kostnad KL på hele ladestrekning (MNOK)	Kostnadsreducerende tiltak for konstruksjon – dobbel kontaktråd KL
3 Lade	30,297	0,9 Steinkjer 1,0 Mære	32,197	219	Under Mære bru (200m) og bru over Steinkjernelva (300m)
5 Lade	45,153	1,2 Lassmoen	46,353	326	Lindset tunnel (135m) og bru over Namsen. (300m)
8 Lade	31,744	1,3 Eiterstraum 1,1 Mosjøen	34,144	240	Forsfjord tunnel (330m)
10 Lade	17,639	2,5 Mosjøen	20,139	141	Hjartåsen tunnel (328m) og Rauberget tunnel (333m)
12 Lade	37,719	0,9 Dunderland 0,6 Bolna	39,219	276	
16 Lade	12,244	0,65 Lønsdal	12,894	90	
18 Lade	7,057		7,057	50	
20 Lade	20,054	1,3 Røklund 0,65 Rognan	22,004	155	Under overgangsbru for E6
22 Lade	15,912	2,0 Bodø	17,912	126	Totsenlia tunnel (360m)
	SUM			1 623	

7.3.2 Kostnader AT-anlegg, heleelektrifisering**Kostnader kontaktledning med AT:**

Kostnader for nytt kontaktledningsanlegg på hele strekningen med AT system er beregnet til 5,4 mrd NOK (7,8 MNOK pr. km)

Summert kontaktledning med AT system inkludert omformerstasjoner er estimert til 6,4 mrd NOK.

Dette er da eksklusive kostnader for strossing og evt. ombygging av bruer/tunneler (disse kostnadene er beskrevet i kap. 7.2.

7.4 Kostnadssammendrag

7.4.1 Del-elektrifisering

Tabell 18 Samlede kostnader del-elektrifisering

Lade-strekning	Kostnad kontaktledning fra Tabell 17 (MNOK)	Kostnad konstruksjoner hentet fra Tabell 16 (MNOK)	Kostnad nettilknytning hentet fra kap 7.1 (MNOK)	Kostnad samlet (MNOK)
3 Lade	219	113		332
5 Lade	326	24		350
8 Lade	240	163		403
10 Lade	141	19	100	260 *)
12 Lade	276	59		335
16 Lade	90		18	108 **)
18 Lade	50			50
20 Lade	155	14		169
22 Lade	126	138		264
Totalkostnad inkl. omformerstasjoner (1 020 MNOK)				3 291

*) felles kostnad for nettilknytning for 10 og 12 Lade. Kostnad summert opp med 10 Lade

***) felles kostnad for nettilknytning for 16, 18 og 20 Lade. Kostnad summert opp med 18 Lade

7.4.2 AT-anlegg, helelektrifisering

Tabell 19 Samlede kostnader helelektrifisering

Kostnad kontaktledning hentet fra kap- 7.3.2 (MNOK)	Kostnad omformerstasjon hentet fra kap- 7.3.2 (MNOK)	Kostnad konstruksjoner og tunneler, hentet fra kap. 7.2.3 (MNOK)	Kostnad nettilknytning hentet fra kap 7.1 (MNOK)	Totalkostnad (MNOK)
5 400	1 020	7 670	118	14 208

8 Konklusjon og anbefaling

Det er innhentet opplysninger om kapasitet, redundans og kortslutningsytelse i de seks aktuelle tilknytningspunktene. Det er ledig kapasitet, også ved svikt i en komponent i overliggende nett (N-1) i tre av seks tilknytningspunkt. For to av seks tilknytningspunkt er kostnader for å oppnå kapasitet med N-1 estimert. For ett tilknytningspunkt er framtidig kapasitet med N-1 høyst usikker og kostnader (anleggsbidrag) for dette er dermed ikke vurdert.

Bruk av 50 Hz matestasjoner med kun transformator har utfordringer da denne løsningen vil gi asymmetri som overskrider forskriftskrav i overliggende nett. Løsning med 50 Hz med frekvensomformere vil ikke skape asymmetri og er i så måte et sikkert valg. Matestasjoner med frekvensomformere og full parallell redundans er kjent løsning som vil gi akseptabel pålitelighet og lav nedetid. Dette er derfor lagt til grunn i denne rapporten.

Det er imidlertid mulig at en mer detaljert analyse kan vise at kostnadene kan reduseres ved å bruke 50 Hz matestasjoner med enkle transformatorløsninger, og det anbefales å jobbe videre med dette.

Når man sammenligner kostnadene i kap. 7.4.1 og 7.4.2, så ser man at selv med høy usikkerhet knyttet til tallene, så er det så stor differanse mellom kostander for del-elektrifisering med BT og helelektrifisering med AT, at første alternativ skiller seg klart ut.

Det anbefales derfor å gå videre med å se på muligheter for å optimalisere ytterligere for å redusere de største kostnadene knyttet til ladestrekningene 3, 8 og 12.

9 Referanser

- [1] «NVE Atlas,» [Internett]. Available: <https://atlas.nve.no>. [Funnet Oktober 2019].
- [2] N. N. AS, Interviewee, *E-post korrespondanse med NTE Nett AS v/Erling Tønne og Frode Johannessen*. [Intervju]. September - oktober 2019.
- [3] N. N. AS, «Kraftsystemutredning for Nord-Trøndelag 2016-2036 Hovedrapport,» NTE Nett AS, 2016.
- [4] G. Terray, Interviewee, *Korrespondanse telefon og epost med Gisle Terray i Helgelandskraft Nett AS*. [Intervju]. Oktober 2019.
- [5] H. K. AS, «Kraftsystemutredning 2018-2037 Helgeland Hovedrapport,» Helgeland Kraft AS, 2018.
- [6] Ø. Gebhardt, «Vedlegg 7. 889128 Nelaug - tilgjengelighetsanalyse -10.01.2019,» Bane NOR, 2019.
- [7] N. M. Espegren, Interviewee, *E-post korrespondanse med Statnett v/Nils Martin Espegren*. [Intervju]. 15 Oktober 2019.
- [8] O. Husnes, Interviewee, *Korrespondanse på e-post og telefon med Odd Husnes i MIP Industrinett AS*. [Intervju]. Oktober 2019.
- [9] Lovdata, «Lovdata, Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet,» [Internett]. Available: <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2004-11-30-1557>. [Funnet Oktober 2019].
- [10] B. B. Pedersen, Interviewee, *Korrespondanse på telefon og epost med Bjørn B. Pedersen i Nordlandsnett AS*. [Intervju]. Oktober 2019.
- [11] B. H. Jenssen, Interviewee, *Korrespondanse på telefon og epost med Bjørn Hugo Jenssen i Statnett*. [Intervju]. Oktober 2019.
- [12] Ø. Gebhardt, Interviewee, *Innspill mottatt i møter og på epost fra Øyvind Gebhardt, Bane NOR*. [Intervju]. Oktober 2019.
- [13] «Lovdata, Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntekstramme for nettvirksomheten og tariffer,» [Internett]. Available: <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/1999-03-11-302>. [Funnet Oktober 2019].
- [14] Sweco, «Elektrifisering Trønder- og Meråkerbanen, Fagrapport konstruksjoner,» Jernbaneverket, 2016.