

Til:
Fra:
Kopi
Vår ref: 21/00579
Deres ref:
Dato: 14.03.2022
Ansvarlig: Sol Maja Fossen

301372 Vestfjorddalen transformatorstasjon - Utredningsnotat

Dette notatet gir en kort oppsummering av konseptvalgutredningen «301372 Vestfjorddalen transformatorstasjon», en ny transformatorstasjon tilknyttet Rjukan Næringspark i Rjukan.

Konseptvalgutredninger går generelt ikke særlig dypt inn i prosjekteringsdetaljer, men legger føringer for overordnet valg av løsning.

Tre forskjellige konsept er vurdert i utredningen, men dette notatet fokuserer mest på alternativ 1, da det ble vedtatt i styremøte 09.03.2022 at Lede går videre med dette alternativet.

1 Bakgrunn

Aker Clean Hydrogen AS (ACH) ønsker å etablere hydrogenproduksjon i Rjukan næringspark, og har søkt om å tilknytte 56 MW. Samtidig ønsker Rjukan Næringsutvikling AS å tilrettelegge for fremtidige nye kunder på området, til sammen opp til 100 MW.

Stannum er områdekonsesjonær i Rjukan, men Lede eier og drifter store deler av regionalnettet. Lede har derfor blitt bedt om å utrede nødvendige netttiltak for å tilknytte ACH.

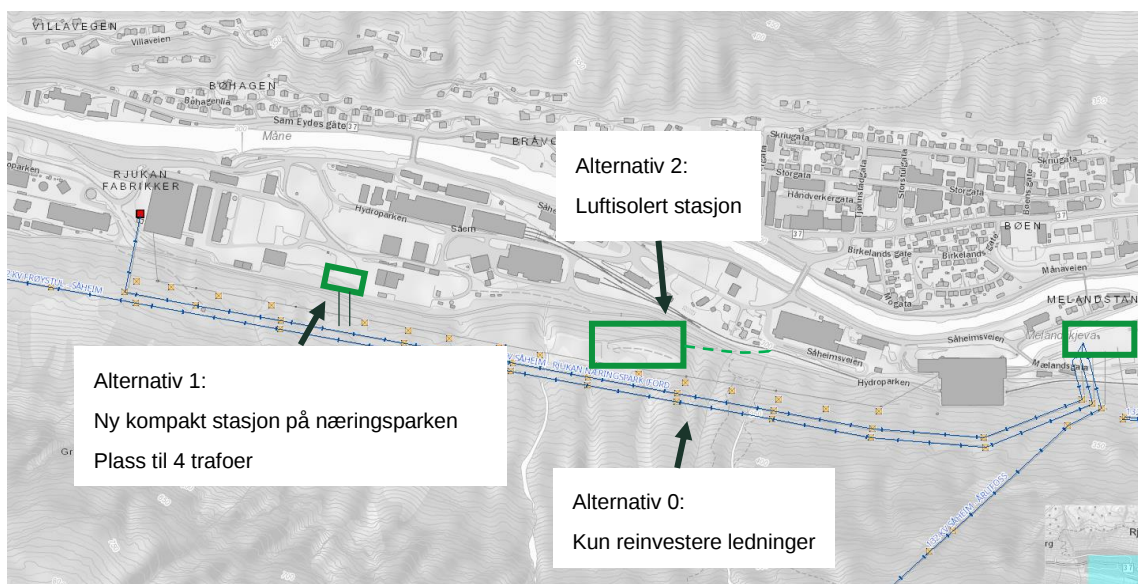
Lede har på vegne av ACH søkt Statnett om tilknytting av 56 MVA til transmisjonsnettet.

Generelt om 132kV-nettet i Rjukan

Rjukan er et overskuddsområde, og normalt går flyten mot Rjukan transformatorstasjon, der kraften blir transformert opp til transmisjonsnettet. Per i dag er Rjukan det eneste området forsynt av Lede hvor Statnett har informert om at de har relativt mye ledig kapasitet i transmisjonsnettet.

Driftsspenningen i Rjukan ligger på rundt 130 kV.

3 Vurderte alternativer



Figur 1: Vurderte alternativer

Lede har allerede en transformatorstasjon tilknyttet næringsparken, Rjukan Næringspark transformatorstasjon, som inneholder en stk. 31,5 MVA transformator (T5). Eksisterende transformatorstasjon er bygget veldig enkelt, og det er ikke mulig å utvide denne uten å i praksis bygge en helt ny stasjon. Det er derfor behov for å etablere en ny transformatorstasjon tilknyttet området.

Dagens 132kV-ledningsnett består av eldre betongmaster med veldig lavt tverrsnitt, som ikke har tilstrekkelig med overføringsevne til å forsyne 60-100MW. Alle alternativene inneholder derfor også reinvestering av ledningsnettet.

Alternativ 0

Nullalternativet er at en annen aktør/netteier bygger ny stasjon. Dette er et alternativ siden Lele ikke har områdekonsesjon i Rjukan, og dermed ikke tilknytningsplikt på 11 kV. Tilknytningsplikten gjelder derimot for 132kV-ledningene, og pga. lav overføringsevne og alder må ledningene reinvesteres for at en annen aktør skal kunne sløyfe inn en ny stasjon.

Nullalternativet er derfor å reinvestere ledningene med 132kV-ledninger fra Såheim uten å bygge ny stasjon. Begge ledningene reinvesteres for å sikre redundans for den nye stasjonen. Ledningene etableres i en ny, mer rassikker ledningstrasé.

Alternativ 1

Alternativ 1 består av en ny gassisolert stasjon lokalisert inne i næringsparken, på arealet vest for Rjukan Næringspark T5, med plass til 4 transformatorer. GIS er valgt fordi en luftisolert stasjon

inne på området spiser for mye av arealet som er tilgjengelig for ny industri/næring. Nøyaktig plassering av stasjonen på området må avklares i neste fase.

132kV-ledningene fra Såheim reinvesteres. I utgangspunktet skal de erstattes med nye ledninger, gitt at det er mulig å finne en ny ledningstrasé med akseptabel rasfare-risiko. 132kV-kabler er blitt vurdert som et alternativ, men det medfører en betydelig kostnadsøkning.

Fra den nye stasjonen legges det også en 132kV-kabel til Rjukan Næringspark transformatorstasjon, slik at dagens 132kV-ledning mellom Såheim og stasjonen kan saneres i sin helhet.

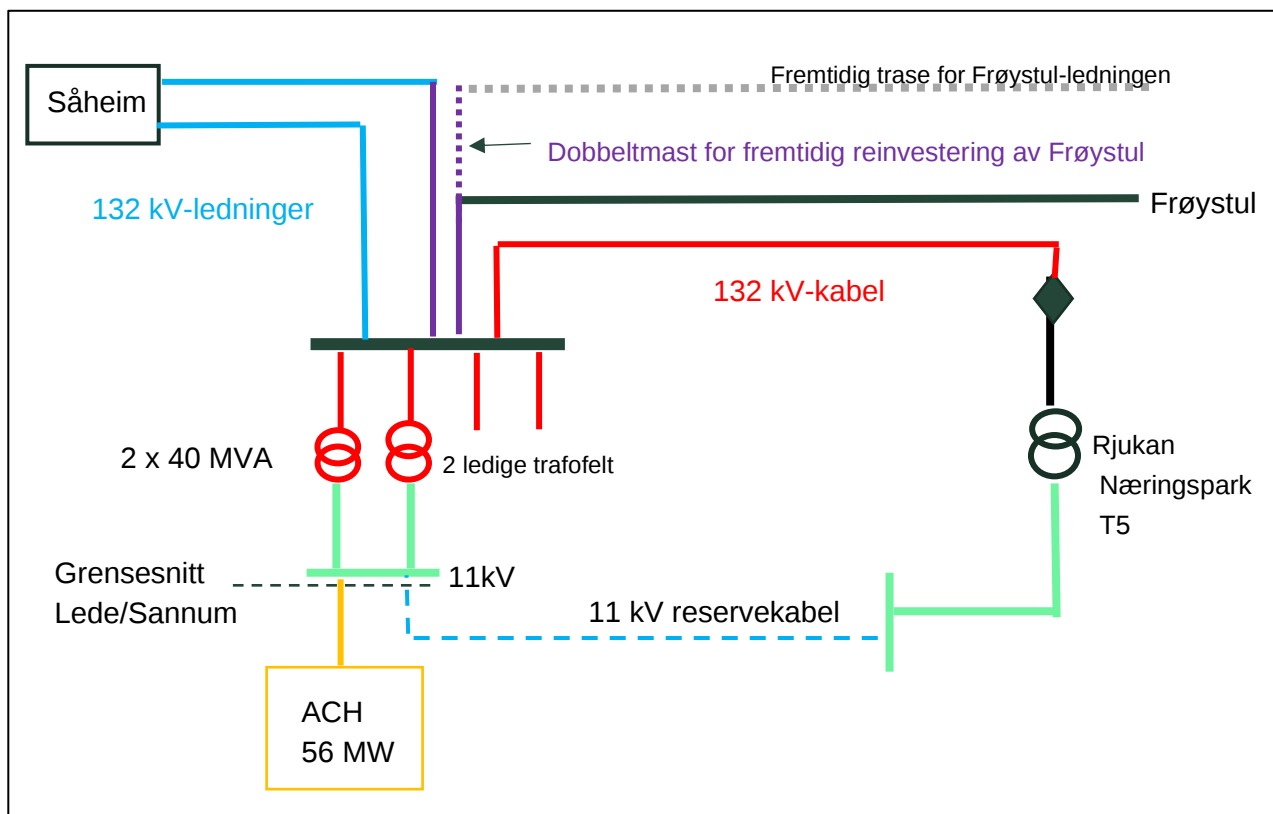
Alternativ 2

Alternativ 2 er en luftisolert stasjon plassert et stykke unna næringsparken, forsynt via nye 132kV-kabler fra Såheim. Dette alternativet ble forkastet tidlig i utredningen, blant annet fordi ACH har bestilt 11 kV. For å kunne overføre 60-100 MW på 11kV må det legges veldig mange kabler, som medfører veldig høye nettap, og en ekstremt dyr kabelgrøft. Det var også en lite fleksibel løsning med tanke på fremtidig utvidelse av stasjonen. Dette alternativet er derfor ikke beskrevet nærmere i dette notatet.

Andre nevneverdige vurderte alternativer er utvidelse av Såheim transformatorstasjon, og utvidelse av Rjukan næringspark transformatorstasjon. Disse ble forkastet tidlig på bakgrunn av tekniske og økonomiske vurderinger.

4 Tekniske vurderinger

Under er en kort oppsummering av de viktigste tekniske vurderingene, med fokus på alternativ 1.



Figur 2: Planlagt koblingsbilde

Det er planlagt at både fase 1 og fase 2 av hydrogenfabrikken vil forsynes fra den nye stasjonen, med fulle reserver for uttaket. Dvs. at ved havari av en transformator, eller feil på en 132kV-ledning, så vil forsyningen til ACH opprettholdes. Det er ikke ønskelig at fase 1 fortsetter å være forsynt fra Rjukan næringspark T5, da den høye belastningsgraden kan redusere levetiden til trafoen betydelig.

Trafoytelse

Den nye stasjonen er planlagt med opp til fire transformatorfelt. Det blir anbefalt at konsesjonssøknaden formuleres slik at det er mulig å sette inn flere trafoer i fremtiden uten å søke ny konsesjon, eller endre ytelsen på trafoene. Det kan være aktuelt å endre omfanget til prosjektet (flere trafoer) dersom det kommer flere kunder til næringsparken underveis i prosjektet, men det er viktig at Lede får beskjed om dette så tidlig som mulig.

De mest vanlige transformatorstørrelsene er 31,5 og 40 MVA. Ved høyere ytelse enn dette får man utfordringer knyttet til høy kortslutningsytelse, og også med utformingen av trafoføringer ved 11kV driftsspenning. I utgangspunktet er stasjonen planlagt med 2x40 MVA trafoer i ny stasjon, som hver kan belastes opp til 50 MVA med vifter ved behov (i feilsituasjoner). N-1 kapasiteten blir da 50 MVA.

Effektbehovet til ACH har økt i løpet av utredningen (per i dag 56 MVA), så for å få full redundans for hele uttaket så må enten:

- A) Deler av reservene kan komme fra eksisterende trafo (T5). Anlegget til ACH må da være seksjonerbart, slik at en del av anlegget kan forsynes fra Rjukan næringspark T5 ved behov.
- B) Trafotytelsen økes slik at trafoene kan levere 60 MVA i en feilsituasjon.
- C) Deler av lasten tilknyttes med vilkår (betinget tilknytning), slik at denne kastes ut ved et trafohavari eller ved nødvendig utkobling pga. vedlikehold. Gjennomrettingstiden for et trafohavari må beregnes til å kunne være opp til fire uker, men sannsynligheten for trafohavari er generelt veldig lav.

Det er tatt utgangspunkt i alternativ A) videre.

11kV-anlegg

Det er flere mulige løsninger med tanke på utformingen av 11kV-anlegget:

- 1) Lede etablerer et 11kV-anlegg i den nye stasjonen, og det etableres reservekabler mellom anlegget og Stannums eksisterende 11kV-anlegg tilknyttet Rjukan Næringspark T5. Fra Ledes 11kV-anlegg legges det 11kV-kabler til ACH. ACH sitt eneste tilknytningspunkt blir da fra ny stasjon (kablene som legges i fase 1 saneres). Se figur 2.
- 2) Lede etablerer ikke et 11kV-anlegg. Det legges føringer direkte fra krafttransformatorene inn til ACH sitt anlegg. Mest sannsynlig vil Lede da kreve å eie trafofeltene i ACH sitt anlegg. Deler av reservene til ACH vil komme fra T5, via kablene lagt i fase 1.

Løsning 2 kan bli noe rimeligere, men det vil være driftsmessig mer komplekst, og det forutsetter at ny stasjon blir lokalisert rimelig nærme ACH slik at trafoføringene ikke blir veldig lange. En slik løsning vil også medføre en risiko for at ACH ved en feilkobling parallellkobler de tre trafoene, så en slik løsning må risikovurderes og godkjennes av Ledes driftsleder.

Hvilken løsning man går for vil bestemmes av Ledes prosjektleder i neste fase, i samarbeid med ACH og Stannum, men i de økonomiske vurderingene er det tatt utgangspunkt i løsning 1). Kostnadsestimatene inkluderer ikke reservekabelen mellom ny stasjon og Rjukan Næringspark T5, da den ikke vil eies av Lede, men den må antageligvis dekkes 100% av AHC.

Kortslutningsytelse 11kV

Beregninger i PSS gir en kortslutningsytelse på 34,7 kA for 11kV-samleskinnen dersom T1 og T2 driftes i parallell (2x40 MVA). Det er med utgangspunkt i at transformatorene har tilsvarende egenskaper som Brevik T1. Det er ikke tatt hensyn til bidrag fra T3/T4, da de vil tilknyttes et eget/separat 11/22kV-anlegg.

Normalt drifter ikke Lede krafttransformatorer i parallell, men det skjer ved omkoblinger, så 11kV-anlegget må dimensjoneres for minimum 40 kA. Prosjektet skal vurdere å bestille trafoer med forhøyet impedans for å redusere kortslutningsytelsen.

Med mindre ACH er veldig sårbar for kortvarig utfall, så anbefales det at trafoene i den nye stasjonen ikke driftes i parallell. Anlegge til ACH må da utformes slik at det er seksjonerbart, fortrinnsvis slik at lasten blir noenlunde likt fordelt på trafoene.

Kortslutningsytelse 132kV

Kortslutningsytelsen på 132kV-samleskinnen er beregnet til maks 17 kA. Det er med utgangspunkt i at alle generatorene i Såheim er tilknyttet Rjukan-drift, to parallelle ledninger mellom Såheim og Mår, og parallelldrift i Mår.

Driftspenning

Driftspenning på de nye trafoene vil bli lik driftsspenningen til Rjukan Næringspark T5. På sikt kan det bli aktuelt å øke driftsspenningen i Rjukan til 11kV, så anlegget til ACH må være dimensjonert for å kunne håndtere spenningsøkningen (fordelingstrafoer bør være trinnbare).

.5 Økonomisk vurdering

Estimerte investeringskostnader for alternativene er vist i tabellen under. Investeringskostnaden for 11kV-kabler er ikke inkludert siden Lede ikke har områdekonsesjon i Rjukan.

Det er relativt stor usikkerhet i de økonomiske estimatene, mer enn normalt pga. kraftig prisstigning på materiell det siste året.

Konsept	0: Kun reinvestere ledninger	1: Kompakt stasjon	2: Luftisolert stasjon
Stasjonskostnader	0	117, 3	148, 7
132kV-ledninger	46, 5	46, 5	0
Ombygging og sanering av ledninger	4, 9	4, 9	2, 9
132kV-kabler	9, 5	9, 5	37, 9
SUM P50 (forventet estimat)	60, 8	178	189, 5
SUM P70 (Høyt estimat)	71,6	218,2	237

6 Totalvurdering og styrevedtak

Alternativ 2 (luftisolert stasjon) kommer dårlig ut både teknisk og økonomisk, og ble dermed forkastet.

På styremøte 09.03.2021 ble det vedtatt at Lede går videre med konsept 1, i tråd med Ledes tidligere praksis om å utvikle regionalnettet i Rjukan.

Effektmål og resultatmål

Effektmål for prosjektet er å forsyne ACH med omsøkt kapasitet på 56 MW, samt å tilrettelegge for fremtidig lastøkning i området.

Resultatmål for prosjektet er:

- Etablere en ny kompakt transformatorstasjon i Rjukan næringspark, i nærhet til planlagt hydrogenfabrikk.
- Reinvestere 132kV ledningene fra Såheim til næringsparken.
- Tilrettelegge for fremtidig reinvestering av Frøystul-ledningen så langt det er hensiktsmessig
- Undersøke og få erfaring med alternativer til SF6-isolerte bryteranlegg (blue GIS), for å senke miljøavtrykket til kompakte stasjoner.

Prosjektet vil dermed bli overlevert til seksjonen Byggherre og Mottak, og få tildelt en prosjektleder.

7 Anleggsbidrag ACH

Anleggsbidraget blir ikke endelig fastsatt før priser er innhentet, men det er beregnet et uforpliktende grovestimat. Anleggsbidragsestimatet er basert på alternativ 1.

Anleggsbidrag er vanskelig å estimere før alle løsningsvalgene er tatt, og grovestimatet er basert på en rekke forutsetninger som kan endre seg underveis i prosjekteringsfasen.

Forutsetninger for anleggsbidragsberegningen er:

1. 132kV ledningene har passert teknisk levetid og bør fornyes. Reinvestering av disse bekostes derfor av Lede som en ren reinvestering.
2. Ny stasjon vil ha plass til fire transformatorer, og det anses som sannsynlig at det i fremtiden vil etablere seg nye kunder tilknyttet stasjonen. Felles stasjonskostnader (bygg, 132kV-koblingsanlegg, hjelpeanlegg++) defineres derfor som fellesanlegg etter Kontrollforskriften § 16-9.
De felles stasjonskostnadene deles inn i fire andeler, en for hver transformator. Det er nødvendig med to transformatorer for å forsyne ACH, og andelen til ACH blir derfor 0,5. I tillegg er det en reduksjonsfaktor på 0,5 for anleggsbidrag for fellesanlegg i regionalnettet (se §16-10), slik at ACH's andel av de felles stasjonskostnadene blir $0,5 \cdot 0,5 = 0,25$.

3. Transformatorene og 11kV-anlegget som skal forsyne ACH er per i dag kun tiltenkt ACH, og ACH vil være eneste bruker av anleggene. Dette defineres derfor som kundespesifikt anlegg etter Kontrollforskriften §16-8. Dersom det knytter seg til flere kunder til 11kV anlegget innen 10 år, så vil ACH få tilbakebetalt deler av anleggsbidraget.

Det kan være et alternativ å bygge en stasjon uten 11kV-anlegg, med trafoføringer direkte inn til ACH. En slik løsning kan redusere anleggsbidraget, men det må avklares under prosjekteringsfasen av prosjektet om det er mulig å få til en driftsmessig forsvarlig løsning. Anleggsbidragsberegningen er gjort med utgangspunkt i at det etableres et 11kV-anlegg i stasjonen.

4. 11kV-kabler mellom stasjonen og ACH vil ikke eies av Lede (fordi vi ikke har områdekonsesjon), så kablene er derfor ikke inkludert i kostnadsestimatene.

Tabellen under viser forventet anleggsbidrag basert på et forventet grovestimat (P50) og et høyt grovestimat (P70).

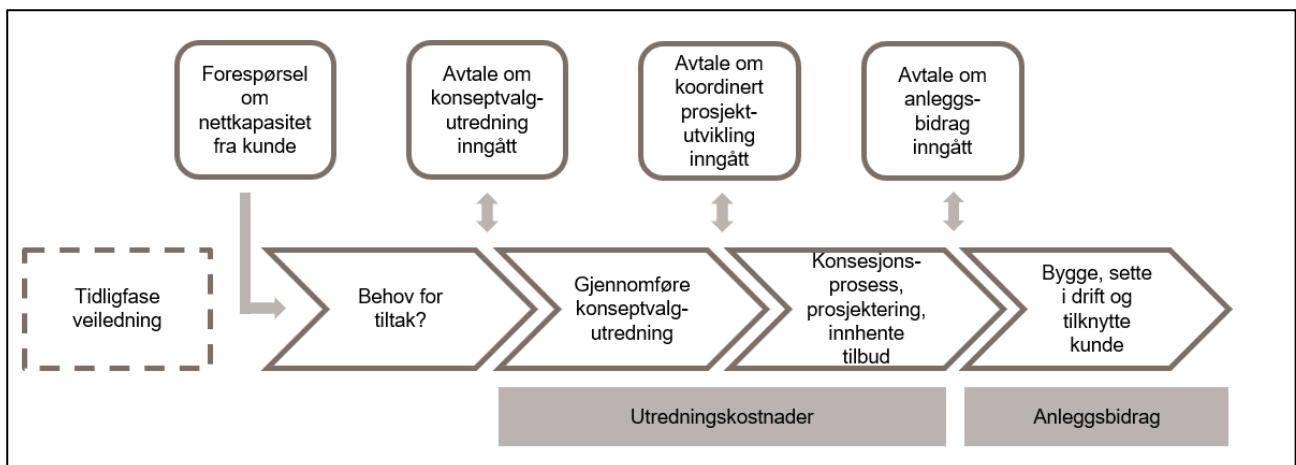
Grovestimert anleggsbidrag				
Nettkomponent	Estimert kostnad P50 [mnok]	Estimert kostnad P70 [mnok]	Andel ACH	Estimert anleggsbidrag [mnok]
Felles stasjonskostnader	78	87,3	0,25%	19,5 – 21,8
Transformatorkostnader 2x40 MVA (ink. trafocelle)	20,7	24,1	100%	20,7 - 24,1
11kV-anlegg (ink. bygg og andel av kontrollanlegg)	18,5	24	100%	18,5 - 24
SUM				58,7 - 70

Tabell 1 Oversikt over ACH's andel av de forskjellige nettkomponentene, og grovestimert anleggsbidrag

Anleggsbidraget til ACH er foreløpig forventet å bli i størrelsesorden 58,7 mnok. Dette er kun ment som et uforpliktende grovestimat. Et forpliktende tilbud vil blir utformet etter at konsesjonssøknaden er godkjent, og priser er innhentet fra leverandører.

6 Fremdriftsplan og videre arbeid

Neste steg i nettilknytningsprosessen er å tildele en prosjektleder, og etablere en avtale om koordinert prosjektutvikling.



Figur: Ledes prosess for nettilknytning

Normalt ville en kunne forventet at ny stasjon står ferdig ila 2027, men det er for tiden veldig stor usikkerhet i bransjen med tanke på leveranser av materiell, noe som kan medføre lengre ledetider.

En konkret fremdriftsplan for prosjektet med milepæler vil etableres av Ledes prosjektleder.