

Prosjektnavn:	Forstudie for innføring av elektriske busser i Telemark og Vestfold
Prosjektnr:	D22504
Prosjekteiere:	Vestfold og Telemark Fylkeskommune Skagerak Energi
Prosjektleder:	Kjetil Dahl – Skagerak Energi
Prosjektet er levert av:	Vestfold og Telemark Fylkeskommune Skagerak Energi Tide Unibuss Vy Buss
Prosjektet avsluttet:	Desember 2021

INNHold

Definisjoner.....	5
Sammendrag.....	6
1 Bakgrunn for forprosjektet	9
2 Plan for forprosjektet.....	10
2.1 Prosjektmandat.....	10
2.1.1 Mål.....	10
2.1.2 Leveranser.....	10
2.1.3 Tidsplan	10
2.2 Regjeringens plan for nullutslippsbusser og biogassbusser	10
2.3 Bestilling fra politisk nivå i Vestfold og Telemark.....	10
2.4 Avgrensinger.....	11
2.5 Prosjektgruppen	11
2.6 Prosjektorganisering.....	11
3 Elektrifisering av kollektivanbud i Norge – status.....	12
4 Elbusser i dag og de neste årene	13
5 Ladeinfrastruktur og depotstruktur.....	14
5.1 Standardisering av ladeinfrastruktur	14
5.2 Ladestrategi for elbusser	14
5.2.1 Depotlading	14
5.2.2 Endeholdeplasslading	14
5.2.3 Smart lading og optimal bruk av ladeinfrastruktur.....	15
5.3 Ønsker for fremtidig bussdepoter	17
6 Analyse av de enkelte områder	18
6.1 Larvik, Sandefjord, Horten.....	18
6.1.1 Depoter.....	18
6.1.2 Busser	22
6.1.3 Testdata fra elbuss test 6. april.....	23
6.1.4 Linjer	24
6.1.5 Energiforbruk og effektbehov.....	26
6.1.6 Nettinfrastruktur.....	27
6.1.7 Ladeinfrastruktur	33
6.2 Grenland.....	34
6.2.1 Depoter.....	34
6.2.2 Busser	39
6.2.3 Reell test med elbuss 7. april 2021	41
6.2.4 Linjer	42
6.2.5 Energiforbruk og effektbehov.....	43

6.2.6	Nettinfrastruktur.....	44
6.2.7	Ladeinfrastruktur	50
6.3	Tønsberg	51
6.3.1	Depoter	51
6.3.2	Busser	61
6.3.3	Testdata fra elbuss test 8. april.....	63
6.3.4	Linjer	63
6.3.5	Energiforbruk og effektbehov.....	64
6.3.6	Nettinfrastruktur.....	65
6.3.7	Ladeinfrastruktur	72
6.4	Sande, Hof og Holmestrand.....	73
6.4.1	Depoter.....	73
6.4.2	Busser	76
6.4.3	Linjer	77
6.4.4	Energiforbruk og effektbehov.....	77
6.4.5	Nettinfrastruktur.....	78
6.4.6	Ladeinfrastruktur	81
7	Økonomiske konsekvenser av elektrifisering.....	82
7.1	Lede sin modell for Nettilknytning.....	82
7.2	Avtale om Betinget tilknytning	82
7.3	Nettleie kostnader	83
7.3.1	Anleggsbidrag for Nettilknytning	83
7.3.2	Nettleie (energi- og effekttariff) – dagens modell (2021).....	83
7.4	Ladeinfrastrukturkostnader	85
7.4.1	Ladeinfrastruktur kostnader i Larvik, Sandefjord og Horten.....	86
7.4.2	Ladeinfrastruktur kostnader i Grenland	86
7.4.3	Ladeinfrastruktur kostnader i Tønsberg.....	86
7.4.4	Ladeinfrastruktur kostnader i Sande, Hof og Holmestrand	87
8	Rollefordeling og modeller	88
8.1	Kriterier for oppdragsgiver	88
8.2	Oppdragsgiver	88
8.3	Bussoperatør	88
8.4	Skagerak Energi som eier og operatør av ladeinfrastruktur og energileverandør (Energy as a Service – Eaas)	89
8.5	Andre Oppdragsgiveres erfaringer fra elbuss drift.....	91
8.5.1	Brakar.....	91
8.5.2	Ruter.....	92
9	Støttemuligheter til elbusser og nett- og ladeinfrastruktur	94

10	Vurderinger, konklusjoner og anbefalinger	96
10.1	Oppfylging av forprosjektmandatets mål og leveranser	96
10.2	Konklusjoner og anbefalinger	96
10.2.1	Anbefalinger for fremtidig elektrifisering i Vestfold og Grenland	96
10.2.2	Hva bør gjøres videre etter forprosjektet?	99
11	Andre Referanser	100
	Vedlegg	101
11.1	Vedlegg A – Totaloversikt over elektrifisering av busser i Norge	101
11.2	Vedlegg B – RFI materiell fra Bussoperatører	101

DEFINISJONER

PTA – Public Transport Authority = Vestfold og Telemark Fylkeskommune. Ansvarlig og eier av kollektivtilbud i fylket.

PTO – Public Transport Operator = Bussoperatører som drifter kollektivtilbud på vegne av PTA – for eksempel Tide, Unibuss, Vy etc.

CPO – Charge Point Operator = Ansvarlig for og drifter ladeinfrastruktur for elbusser i dette tilfellet.

EaaS – Energy as a Service = Samlebegrep for leveranser av energitjenester som for eksempel kraftavtaler, nettleie, lading, effekt, fleksibilitet mm.

SAMMENDRAG

På bakgrunn av regjeringens målsetning om at alle nye kollektivbusser i Norge skal benytte nullutslipp- eller biogassløsninger innen 2025, ble det satt i gang en forstudie for å utrede muligheten og eventuelle tiltak for elektrifisering av bussparken i Vestfold og Grenland. Dette forprosjektet har hatt til hensikt å berede grunnen for en samfunnsøkonomisk optimal og teknisk fordelaktig innføring av elektrifiseringen av de ca. 400 kollektivbussene i drift i regionen i dag. Gjennom gode analyser av nett, ladeinfrastruktur, depotmuligheter og bussenes rutenett har forprosjektet hatt en målsetning om å øke forståelsen av implikasjonene ved å gå over til elektriske busser.

Mandatet til forprosjektet har vært å sette Vestfold og Telemark Fylkeskommune (VTFK) i stand til å vurdere elektrifisering av deler av bussflåten fra 2022-26. Fokuset har ligget på de større byene Tønsberg, Sandefjord, Horten, Holmestrand, Larvik, Grenland (Porsgrunn, Bamble og Skien), da man her lettere kan implementere batteridrevne busser. Siden elektriske busser er dyrere i innkjøp, men billigere i drift, gir det best uttelling å benytte disse på de mer frekventerte rutene hvor ruteproduksjonen er høyest i kilometer. Dette vil gi god uttelling på både klima og økonomien. I tillegg kjøres de største rutene mye i tettbygd strøk, og her gir elektrisk drift store fordeler i form av redusert støy. Andre fornybare kilder til busser er ikke innebefattet i mandatet for dette forprosjektet, men der naturlig har dagens biogassinfrastruktur blitt omtalt da denne løsningen til en stor grad er implementert i fylket i dag.

Forprosjektet har vært ledet av Skagerak Energi med deltakere fra Tide, Unibuss og Vy Buss. Forprosjektet hadde oppstart i januar 2021 og avsluttet i desember 2021.

Per i dag ligger det an til å trafikkere ca. 560 elektriske busser på norske veier i løpet av januar 2022, der Oslo og Bergen vil ha de største andelene av den elektriske bussflåten. De største leverandørene av elbusser i Norge er VDL, BYD, Volvo og Yutong. Ladesystemene varierer fra sakte- og hurtiglading med plugg eller pantograflading, der man ser en stadig økende trend av (buss)depotlading kontra endestasjonslading. Med dagens teknologi kan en pantograf levere betydelig høyere effekt i kW enn en klassisk pluggløsning, som kan medføre et mindre antall busser og mindre tomkjøring. På en annen side er plugglading på depot vesentlig mer pålitelig og med stadig økende batterikapasitet går det i retning av mindre behov for lading underveis – bussene kan kjøre lenger på fullt oppladet batteri. Minimumskapasiteten på nye batterier til elbusser i dag ligger i dag på ca. 350 kW.

En optimal løsning av ladeinfrastruktur bør ta hensyn til

- Begrensning av maksimalt samtidig effektuttak
- Tidspunkt for optimal lading med tanke på fremtidig tariffing
- Begrense tomkjøring ved å benytte et sentralt plassert depot
- Andre mulige tjenester:
 - Smart lading (for eksempel Jedlix)
 - Selge ladetjeneste for øvrige kunder (Tungtransport / Elbiler)
 - Deling av ladeinfrastruktur med et annet lademønster
 - Vehicle to Grid - V2G

Forprosjektet har vurdert elektrifisering i fire anbudsområder; 1. Larvik, Sandefjord, Horten, 2. Grenland, 3. Tønsberg, 4. Sande, Hof og Holmestrand.

I Larvik, Sandefjord og Horten (område 1) har forprosjektet kommet frem til at alle dagens bussdepoter bør videreføres med elbusser ved å tilføre dem ladeinfrastruktur. I tillegg må det sannsynligvis opprettes depotlading i Svarstad og endepunktslading i Stavern. Totalsummen for nødvendig antall ladere og nettilknytning i dette område 1 kommer på anslagsvis ca. 28

MNOK. Det er ikke ledig kapasitet per i dag til det nødvendige effektuttaket i dagens nett i Sandefjord, noe som vil medføre lang utbyggingstid ved dette depotet.

I Grenland (område 2) har forprosjektet anbefalt to depoter hvor Rabbenkroken (4-5 MW) vil fortsatt være hoveddepot som i dag, men plassmangel og nettinfrastruktur gjør at ytterligere ett bussdepot (2 MW) må etableres. Vallermøyene/Enger, Skien Jernbanestasjon Nylende og Herøya Industripark er de tre mest aktuelle kandidatene. Antall elbusser og effektbehov vil variere noe med valg av lokasjon, men forprosjektet har kommet frem til en fornuftig andel på 60% elektriske busser og resten på biogass. En slik andel elektriske busser vil totalt kreve en investering på anslagsvis ca. 22 MNOK til nett- og ladeinfrastruktur.

I Tønsberg og omegn (område 3) har forprosjektet anbefalt at det virker mest hensiktsmessig å kun sette opp depotlading fordelt på opptil fem lokasjoner: to bussdepoter i Tønsberg sentrum (totalt 4-5 MW), ett oppstillingssted på Tjøme som i dag (opptil 1 MW), ett depot som i dag på Borgeskogen (opptil 1 MW) og ett bussdepot som i dag i Våle (0,2 MW). I løpet av forprosjektet har man kommet frem til at ca. 70 av 90 busser kan elektrifiseres, resten fortsetter på biodrivstoff. Dagens depot i Måkeveien 2 i Stensarmen er ikke egnet for videre drift, da dette området skal omreguleres. Totalsummen for laderne og kabelfremføring for disse stedene kommer på rundt anslagsvis 21-25 MNOK.

I område Sande, Hof og Holmestrand (område 4) anbefaler forprosjektet at det kreves depotlading på dagens bussdepoter i Sande og Hof, mens endestasjonslading med pantograf er vurdert som hensiktsmessig på Bussterminalen i Holmestrand. Ca. 1 MW kreves ved alle de tre ladestasjonene, dersom ca. 43% av bussene elektrifiseres (gir en høyere andel ruteproduksjon enn 43%). Det antas at den resterende andelen dekkes av biogassdrevne busser. Et grovt kostnadsestimat for Sande, Hof og Holmestrand ligger på anslagsvis ca. anslagsvis 7,2 MNOK i fremføring av kabelnett og ladeinfrastruktur.

Den aktuelle nettleverandør i alle anbudene utredet i dette forprosjektet er Lede AS. Kostnader for nettilknytning kan deles inn i anleggsbidrag og nettleiekostnader ved drift. Det er viktig å huske på at kostnadsestimatene for anleggsbidrag er uforpliktende og representerer nåsituasjonen i 2021 da forespørselen ble utredet og besvart av nettselskapet. Pris og ledig kapasitet i nettet er derfor ferskvare som ikke nødvendigvis stemmer den dagen en investeringsbeslutning treffes og kunde sender en formell forespørsel (Søknad om utbygging) om nettilknytning fra juli 2024 som trolig blir oppstart av mange nye bussanbud i fylket. Forespurt effekt blir reservert i en kørdning, der større effektbehov (>1 MW) per i dag må meldes inn til Statnett. For å lette på nettkostnadene til anleggsbidrag og nettleie kan man inngå avtale om Betinget tilknytning.

Nettleiekostnader i drift beregnes per i dag ut ifra et fastledd, medgått energi og høyeste effekttime (kW/time i 1 time) i måneden. Det er anslått at denne kostnaden vil ligge på i overkant av 1 MNOK pr. ladestasjon pr. år. I tillegg kommer strømprisen til kraftleverandøren som også kommer på i overkant av 1 MNOK pr. ladestasjon pr. år i de fleste tilfeller.

Regnestykker i forprosjektet viser at det er betydelig med kostnader å spare i form av drivstoff for fremtidige bussanbud dersom man sammenlikner elektrisitet og diesel (og mot HVO100 er differansen betydelig større i fordel elektrisitet). Anslagsvis vil man for eksempel i anbudet i Larvik spare i overkant av 8,5 millioner kroner i drivstoffkostnader årlig med prisforutsetninger og forbruk beregnet i forprosjektet.

Oppsummert er det dyrere å investere i elbuss, men billigere energi- og vedlikeholdskostnader som i sum gjør dette meget aktuelt. Dersom man i tillegg forventer økte kostnader som følge av økte CO₂-avgifter på diesel mot 2030 vil elbuss anbud totalt sett ganske raskt (allerede i dag?) være mer lønnsomme enn fossile bussanbud.

Forprosjektet anbefaler at den beste modellen for VTFK vil være å ta eierskap til depoter (evt. leie for fremleie) for så å leie ut dette til bussoperatører som vinner de enkelte anbudene. På den måten kan det sikres langsiktige leieavtaler (20-30 år) med

eiendomsbesittere av depotlokasjoner utover den enkelte anbudsperiode (typisk 8-12 år) og konkurranse-grunnlaget blir dermed likt for alle bussoperatører. I tillegg er det mulig redusere risiko ved oppsett av ladeinfrastruktur som kan ha varighet opptil 20 år, og at nettkapasitet og ladeanlegg til depotet på den måten kan gjenbrukes uten at man trenger å ta etableringskostnaden på nytt hver gang.

Bussoperatørene (Vy, Tide, Unibuss etc.) vil eie busser og personell som skal kjøre elbussene. De vil sørge for vedlikehold og operativ drift i henhold til oppdragsgivers ønsker.

Angående anskaffelse, eierskap og drift av ladere har forprosjektet trukket frem en mulig løsning og mener det kan være mest hensiktsmessig at Skagerak Energi AS tar denne investeringen uavhengig av hvilke bussoperatører som vinner tilbudene i de forskjellige områdene. Dette gjør at VTFK eller bussoperatørene slipper å ta denne investeringen. Da kan man også oppnå skalafordeler på installasjon av ladere og man får en standardisert ladeinfrastruktur med én felles driftsorganisasjon. Slik sett trenger ikke hvert nytt tilbud å ta en stor investering ved oppstart, men heller planlegge langsiktig. Skagerak kan også etter avtale med VTFK utvide ladeinfrastrukturen uavhengig av tid som ellers ville vært vanskelig å få til midt i en anbudsperiode. Skagerak kan tilby VTFK eller evt. bussoperatørene en rekke energitjenester (strømvavtaler, fleksibel tilknytning, sambruk og smart styring av ladere etc.) slik at driftskostnader kan holdes lavest mulig.

1 BAKGRUNN FOR FORPROSJEKTET

Vestfold og Telemark Fylkeskommune og Skagerak Energi ønsket å gjennomføre en forstudie for å planlegge innfasing av elektriske busser i Nedre Telemark og Vestfold. I tråd med fokus på grønt skifte i regionen, og målet fra regjeringen om 100 % nullutslipps- eller biogassbusser fra 2025, skulle forprosjektet analysere forutsetningene som ligger til grunn for en mest mulig samfunnsøkonomisk innfasing av elbusser i regionen.

Elbusser innføres nå i stort omfang i flere byer i Norge. Innen starten av 2022 vil det være omkring 560 elbusser i Norge.

I Vestfold og Telemark ble den første elbuss piloten satt i drift i Larvik høsten 2019 innenfor eksisterende anbudsperiode. Skagerak Energi eier ladeinfrastrukturen til denne og leier ut denne til Tide som bussoperatør. Ved oppstart av forprosjektet var det antatt at tidligste første bussanbud i Lede (tidligere Skagerak Nett) sitt forsyningsområde ville komme sommeren 2022.

Tilstrekkelig tid er beskrevet som et av de viktigste suksesskriteriene hittil i elbuss utviklingen i Norge. Derfor har dette forstudiet vært viktig for å analysere de muligheter og begrensninger som finnes for å innføre elbusser i kollektivtrafikk i fylket.

Det er totalt ca. 400 busser i kollektivtrafikk i Vestfold Telemark fylke.

Per i dag har regionen ca. 150 biogassbusser fordelt på Sande, Tønsberg og Grenland. Forstudien skulle ikke legge noen hindringer for oppstart av eventuelle ytterligere elbuss piloter innenfor gjeldende kontraktsperioder, men ingen nye elbusser er iverksatt i fylket i løpet av forprosjektperioden.

2 PLAN FOR FORPROSJEKTET

2.1 Prosjektmandat

Prosjektmandatet for forprosjektet ble signert av Skagerak Energi og Vestfold og Telemark Fylkeskommune 2. desember 2020.

De viktigste målene og leveransene som har ligget til grunn for forprosjektet er listet opp under.

2.1.1 Mål

Forprosjektet skal sette Vestfold og Telemark Fylkeskommune i stand til å elektrifisere deler av bussflåten fra 2022-26. Primærbyene vil være Tønsberg, Sandefjord, Horten, Holmestrand, Larvik, Porsgrunn og Skien.

2.1.2 Leveranser

1. Vurdere trasevalg, nettinfrastruktur, optimal anvendelse av nettinfrastruktur etc.
2. Finne flaskehals i nettinfrastruktur som må analysere og kostnader for å løse disse
3. Peke på mulige modeller for ansvarsdeling i en helelektrisk verdikjede for kollektivtransport i regionen
4. Skagerak Energi ønsker å eie og drifte ladeinfrastrukturen, forprosjektet må identifisere eventuelle implikasjoner dette kan ha ifbm. offentlig anskaffelse etc.
5. Hvilke linjer skal elektrifiseres?
6. Hvor skal vi bruke strøm og hvor mye trenger vi av strøm?
7. Avklare depotlading eller endestasjon lading
8. Avklare valg av busstype, batterikapasitet, ladeopplegg etc.
9. Vurdere støttemuligheter til ladeinfrastruktur fra Enova/Innovasjon Norge etc.
10. Vurdere hvorvidt fergeinfrastruktur kan tas inn som del av forprosjektet

2.1.3 Tidsplan

Forprosjektet har vært gjennomført fra januar 2021 til desember 2021.

2.2 Regjeringens plan for nullutslippsbusser og biogassbusser

Utdraget under er hentet fra Regjeringens klimaplan for 2021-2030. Den uthevede setningen viser hvilke ambisjoner som ligger til grunn på dette området. Da ambisjonene gjelder nye bussanbud fra 2025, vil ikke ambisjonene strengt tatt gjelde for noen av kollektivanbudene i Vestfold da disse er forventet å starte opp senest 2024, dersom ikke opsjoner utløses. For Telemark vil de nye anbudene utenfor Grenland bli truffet av denne ambisjonen da disse er forventet å ha oppstart i 2026. Grenlandsanbudet vil tidligst starte i 2023.

Det er likevel en fordel at disse kravene er trukket opp allerede nå, og at innfasing av elbusser i fylket allerede i kommende anbudsrunder er et naturlig steg på veien mot å oppfylle Regjeringens klimaambisjoner.

*Strengere krav i anbud vil kunne medføre høyere innkjøpskostnader for kommunar og fylkeskommunar dei nærmaste åra, men over tid vil lågare driftskostnader gjere det lønsamt med til dømes elferjer og elbussar. **Regjeringa tek sikte på å innføre krav om nullutslipp eller bruke biogass i nye bussanbud frå 2025.** I Klimakur 2030 blir det vurdert at elektriske bussar kan gi reduserte investerings- og driftskostnader knytte til bussdrift i kommunane frå omkring 2025. Kostnader for etablering av ladeinfrastruktur er inkludert i berekningane i Klimakur 2030.*

2.3 Bestilling fra politisk nivå i Vestfold og Telemark

Den politiske bestillingen knyttet til elektrifisering av deler av busstilbudet i Vestfold og Telemark fylkeskommune kommer fra Hovedutvalg for Samferdsel.

Vedtak i Hovedutvalg Samferdsel i Vestfold og Telemark Fylkeskommune:

ELEKTRIFISERING BUSSANBUD

Fylkesrådmannen legger frem en oppdatert og utfyllende analyse av de økonomiske og praktiske aspektene ved en elektrifisering av busstilbudet, og fremmer for HSA i 2021 sak med forslag for mest mulig klimanøytrale løsninger for kommende bussanbud.

2.4 Avgrensinger

Forprosjekt har ikke inkludert andre alternative fornybare energikilder for bussdrift da dette ikke lå i prosjektmandatet. Det betyr at forstudien ikke har sett på hydrogen, utvidet bruk av biogass utover dagens løsninger som benyttes i fylket eller andre fornybare energikilder som del av dette forprosjektet.

Forprosjektet har heller ikke analysert ladeinfrastruktur i områder som ligger utenfor Lede sitt distribusjonsområde for energi.

All den tid det allerede er etablert infrastruktur for biogass til busser i Vestfold og Telemark (Tønsberg, Sande, Skien, Porsgrunn) er det naturlig at man i fremtidige kollektivtilbud i fylket ser på en fordeling av eksisterende biogassinfrastruktur og ny infrastruktur for elbusser. Begge disse drivstoffene ligger innenfor Regjeringens ambisjoner fra 2025, og ved 100% biogass og elbusser i fylket for alle nye bussanbud fra 2025 vil dette tilfredsstille Regjeringens ambisjoner.

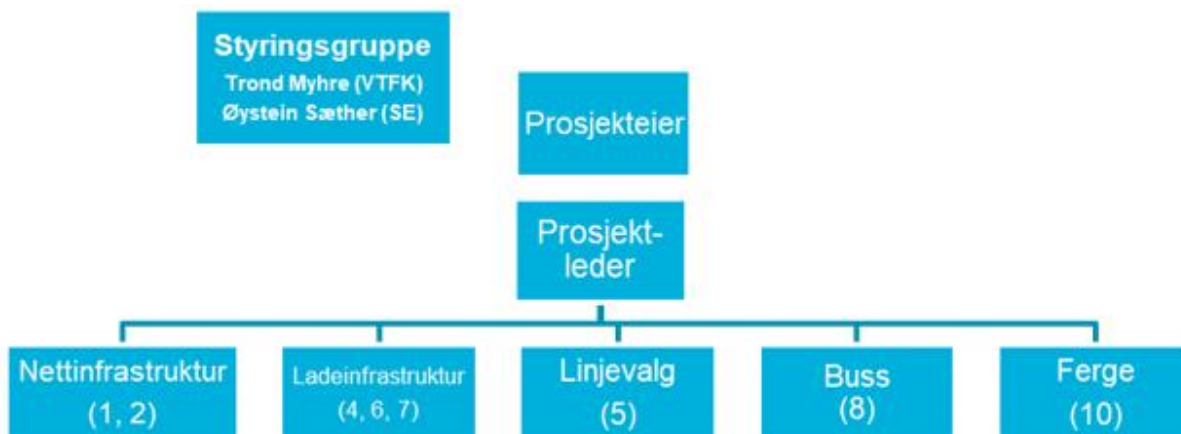
Det ble i løpet av forprosjektet besluttet at fergeinfrastruktur holdes utenfor forprosjektet da infrastruktur til el ferger delvis baserer seg på annen teknologi, og delvis fordi det er delt eierskap/oppdragsgivere for fergene i fylket i dag (Interkommunale selskaper og Vestfold og Telemark Fylkeskommune). Det pågår også en strategievaluering av hvordan fremtidig eierskap til fergene i fylket skal være.

2.5 Prosjektgruppen

Forprosjektet har bestått av deltakere fra Vestfold og Telemark Fylkeskommune, Skagerak Energi, Tide, Unibuss og Vy Buss.

2.6 Prosjektorganisering

Prosjektorganiseringen for forprosjektet er vist på figuren under. De enkelte nummer under hver gruppe samsvarer med leveranser ref. punkt 2.1.2.



3 ELEKTRIFISERING AV KOLLEKTIVANBUD I NORGE – STATUS

Forprosjektet har jobbet frem en totaloversikt over de kjente kollektivanbudene som både er iverksatt hittil og skal iverksettes til og med primo 2022. Oversikten ligger vedlagt.

Det er til sammen planer om å iverksette over 560 elbusser i hele Norge. Det er 2 store elbuss anbud i Oslo Sør og Bergen med flere enn 100 elbusser i hvert område. De bussleverandørene som har levert flest elbusser i Norge hittil er VDL (150 busser), BYD (123 busser), Volvo (120 busser) og Yutong (102 busser). Ladesystemene som benyttes varierer med depotlading (både sakte- og hurtiglading) ofte i kombinasjon med pantograflading på endestasjoner. Mer om de ulike ladestandardene beskrives i neste kapittel. I tråd med at batterikapasiteten på elbussene de seneste årene er økt betydelig – fra 75 kWh på de første bussene til 4-500 kWh på dagens elbusser – ser det ut til at trenden går mer i retning av depotlading da flere busser klarer seg med kun lading om natten ved større batteripakker. For kollektivanbudene som startet i 2020 var det for eksempel ingen elbusser med lavere batterikapasitet enn 348 kWh, mens de første anbudene i Norge hadde under 100 kWh batteripakker.

For flere detaljer – se vedlegg A.

4 ELBUSSER I DAG OG DE NESTE ÅRENE

Ultimo februar 2021 sendte forprosjektet ut RFI (Request for Information) til 12 kjente elbuss-leverandører:

BYD

VDL

MAN

MERCEDES (BOS)

VOLVO

SOLARIS

YUTONG

VAN HOOL

SCANIA

IVECO/HEULIEZ

IRIZAR

GOLDEN DRAGON

Formålet med RFI'en var blant annet å finne ut av hva som er tilgjengelig elbuss materiell på markedet i dag og hva som er forventet utvikling de neste 2-3 årene i batterikapasitet med mer.

Det ble mottatt svar fra 8 leverandører – de forprosjektet ikke fikk svar fra var VDL, VAN HOOL, Scania og Irizar.

Svarene på spørsmålene som ble mottatt fra de 8 leverandørene finnes i vedlegg B.

Generelt er elbusser mer kostbare i innkjøp enn både diesel- og biogassbusser. I Norconsults forprosjekt *Elektrifisering av busstilbudet i Nedre Glomma* opereres med investeringskostnad på standard 12 meter elbuss til å være omtrent dobbelt så høy som sammenlignbar diesel- eller biogassbuss. De senere årene har tilbudet på elektriske busser stadig blitt større og det er flere bussprodusenter i både Europa og Asia som nå konkurrerer om markedet. Dette har bidratt til en reduksjon i pris og kvalitetsheving av produktene. Det er grunn til å anta en fortsatt reduksjon i pris- og/eller kvalitetsløft.

Siden elektriske busser er dyre i innkjøp, men billige i drift, gir det best uttelling å bruke disse på de større rutene. Der får de kjørt mye, noe som gir god uttelling på både klima og økonomien. I tillegg kjøres de største rutene mye i tettbygd strøk, og her gir elektrisk drift store fordeler i form av redusert støy.

5 LADEINFRASTRUKTUR OG DEPOTSTRUKTUR

5.1 Standardisering av ladeinfrastruktur

Det velges ulike modeller for elbusser i Norge. Hittil har eksempelvis Ruter latt det være opp til tilbyderne å bestemme type ladeinfrastruktur, for eksempel plugg, panto-opp vs. panto-ned, standarder mellom ladepunkt og back-office, samt ladepunkt og busser. Dette har vært tydelig definert som bussoperatørens ansvarsområde, mens Ruter har stått for ansvaret av alt frem til ladeinfrastrukturen som kabler, nettstasjoner og lignende.

Funnene i rapporten fra Sweco viser at en stor andel av leverandører av ladeinfrastruktur og bussprodusenter kan levere de samme løsningene.

Av de ulike ladeteknikkene er plugglading med CCS2 og CHAdeMO begge iht. gjeldende internasjonale standarder (de jure). Pantografladekonseptene panto-opp og panto-ned er under et pågående standardiseringsløp og var forventet ferdigstilt første kvartal 2021. Forprosjektet har ikke prioritert å finne ut status på dette. Dagens de facto standarder er OPPCharge (panto-ned) og Bus-up (panto-opp). For kommunikasjon mellom ladepunkt og back-office (administrasjonssystem) er OCPP den mest utbredte kommunikasjonsprotokollen (de facto) i bransjen. Dette er en åpen (ikke proprietær) protokoll som muliggjør kommunikasjon mellom back-office og ladepunkt for lastbalansering, overvåkning med mer. IEC 63110, kan bli en de jure overtager til OCPP, men er på et tidlig utviklingsstadium.

5.2 Ladestrategi for elbusser

I Norge er det to former for lading av elbusser som dominerer:

- Lading på depot (bussparkeringsanlegg)
- Lading på endeholdeplasser

En tredje ladestrategi er induksjonslading. Denne ladestrategien er ikke utprøvd innen kollektivtransport med buss i Norge, blant annet som følge av problematikk relatert til is og snø. Det vil derfor ikke bli utredet videre som et alternativ i dette forprosjektet.

5.2.1 Depotlading

Depotlading innebærer at lading skjer på bussparkeringsanlegg. Lading skjer enten over natten (med «sakteladere»), men kan også skje på dagtid mellom rushtidsperiodene om morgenen og ettermiddagen. Typisk er ladeeffekten på depot normalt 30–50 kW, men det forekommer også hurtiglading på noen bussparkeringsanlegg (150–300 kW), særlig i Oslo. Ulempen med depotlading er at det kan medføre en god del ekstra kjøring (tomkjøring). I lys av nullvekstmålet representerer dette på mange måter et paradoks, selv om kollektiv-trafikk med buss er unntatt nullvekstmålet.

5.2.2 Endeholdeplasslading

Endeholdeplasslading innebærer at elbusser hurtiglader på stoppesteder i linjenettet. Lading skjer ved bruk av pantografer. En pantograf er betegnelsen på forbindelsen mellom strømforsyningsnettet og elektrisk rullende materiell slik som tog, trikk, T-bane, bybane og elbuss. Pantografen er kontaktpunktet mellom strømforsyningen og det rullende materiellet. Pantografen er enten en del av en mastkonstruksjon («invertert løsning») eller montert direkte på det rullende materiellet. For å redusere oppholdstiden for elbusser ved lading må lade-kapasiteten (effektuttaket) være høyt. Effektuttaket er typisk (300–450 kW). En begrensning for effektuttak er gjerne batteripakkenes absorpsjonsevne. I tillegg stiller høyt effektuttak store krav til nettkapasiteten/-infrastrukturen.

5.2.2.1 Fordeler med endeholdeplasslading

Fordelen med endeholdeplasslading er at elbusser i prinsippet kan gå kontinuerlig i rutetraffic («24/7»). Svært lite tomkjøring kreves.

5.2.2.2 Ulemper med endeholdeplasslading

Ulempene er først og fremst knyttet til strømforsyning, relativt høye investeringskostnader (inkl. anleggsbidrag) og risiko for komplikasjoner i planprosesser (regulering, grunneierforhold, /byggesøknad mv.).

5.2.3 Smart lading og optimal bruk av ladeinfrastruktur

En optimalisering av lading er generelt naturlig å tenke seg. Både av hensyn til å begrense maksimalt samtidig effektuttak knyttet til etablering og drift av selve infrastrukturen, men også av hensyn til «smartlading» som vil påvirke driftskostnader for operatør av buss og andre forhold knyttet til driftsmodell for hver enkelt bussoperatør (tilbydere i anbudskonkurransene). For forprosjektet er det utfordrende å anta hvordan dette best kan se ut og derfor ligger de senere anslag oppgitt i forhold til maksimalt effektuttak på en «flat modell».

Tidspunkt for optimal lading vil avhengig av fremtidige strøm- og effekttariffer, men det er uansett å anta at uavhengig av tilgjengelig maksimal kapasitet på et anlegg så vil operatør optimalisere lading til tidspunkter der strøm er rimeligst (annet enn om dette er umulig å gjennomføre). Vil dette være på et tidspunkt mellom klokken 00:00 og 05:00 så vil alle busser på «natlading» minimum til ett tidspunkt i denne tiden trolig stå oppkoblet for lading og dermed utløse maksimalt samtidig effektbehov.

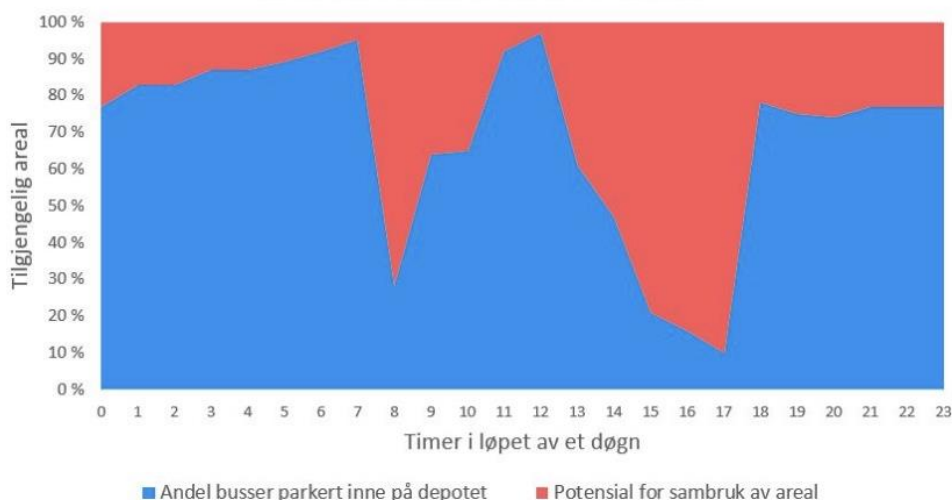
En annen interessant, men kanskje noe framtidsrettet scenario, er *teknologi for V2G* (vehicle to grid) – altså at det kan være aktuelt å lade/kjøpe på tidspunkter der strømmen er billig og selge på tidspunkter der den strøm er kostbar. Særlig tidlig formiddag og sen ettermiddag/tidlig kveld kan dette være aktuelt. Foreløpig er dette umodent som teknologi og ikke utprøvd av noen av bussoperatører i Norge så vidt forprosjektet har brakt på det rene. Men utviklingen går fort frem her så det bør ikke helt utelukkes at dette kan være aktuelt ved de fremtidige tilbudene. Noen ladeleverandører har allerede utviklet teknologi for dette – for eksempel Heliox.

Forprosjektet har også vært inne på at *ladeinfrastruktur kan deles med fremtidige brukere* av ladeinfrastruktur som for eksempel el lastebiler, el taxier etc. For å få til en slik modell må områdene som velges ut til lading være egnet også for slik trafikk, og det må være tydelig hvem som har prioritet ved lading. En annen utfordring er betaling for lading og det kreves mest sannsynlig at fylkeskommunen da står som eier av ladeinfrastruktur. På den annen side kan dette gi økonomiske fordeler knyttet til at flere brukere er med på dekke store kostnader knyttet til ladeinfrastruktur og at man kan få utnyttet etablert ladeinfrastruktur betydelig mer enn bare av elbusser (samfunnsøkonomisk og bedriftsøkonomisk). Men dette krever også at elbussene ikke opptar plassene ved ladeinfrastrukturen når de er fulladet, og da må det være tilstrekkelig kapasitet på bussdepotet til å plassere fulladede busser.

I den forbindelse har Ruter før sommeren 2021 utstedt en RFI (Request for Interest) rundt sambruk og alternative forretningsmodeller for optimal bruk av ladeinfrastruktur. Figuren under viser et utdrag fra denne RFI'en, og viser tydelig at det ved depotlading kan være potensial for at andre forbrukere enn busser kan bruke laderne i visse perioder av døgnet – for eksempel mellom kl. 07:00-10:00 og mellom kl. 14:00-17:30 da flertallet av elbusser er i rutedrift.

Arealsamtidighet

Antall busser inne på depot samtidig



Figur: LinkedIn fra Ruter RFI.

Forprosjektet har vært i kontakt med prosjektleder på dette i Ruter og fått denne informasjonen:

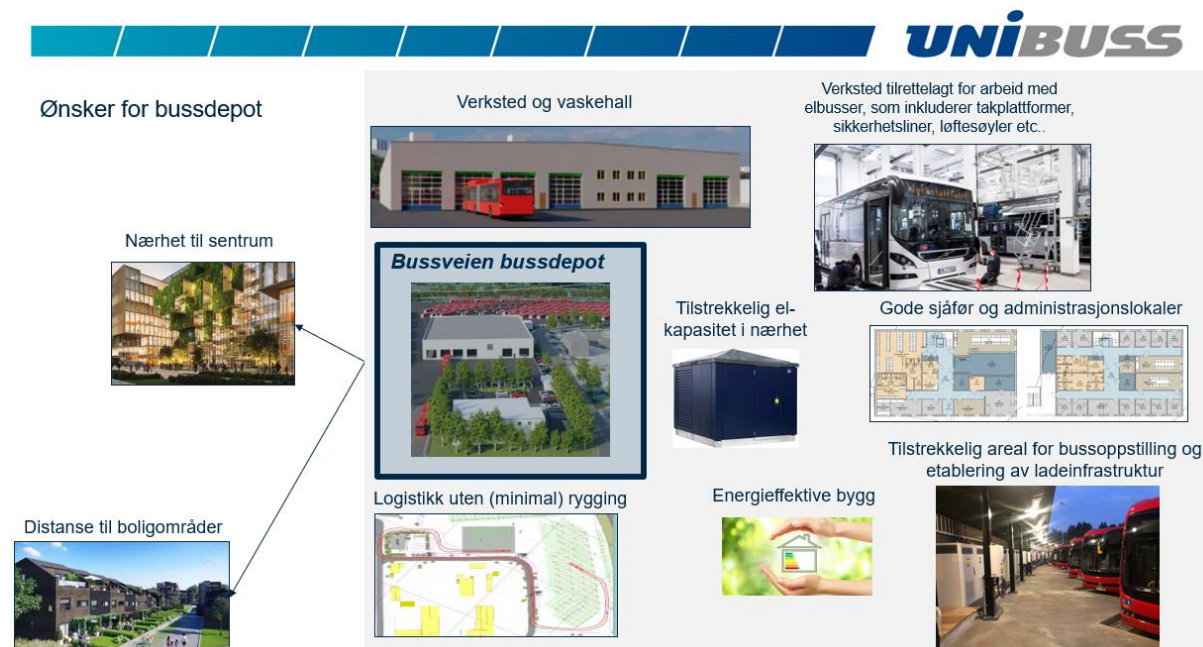
- Ruter kjenner foreløpig ikke til noen som har tilrettelagt for dette knyttet til elbusser i Norge
- RFI'en som ble sendt ut i juni 2021 ga noen svar, men ikke så mange konkrete gode forslag – denne [videolenken](#) og denne [presentasjonen](#) (slide 11-14) inneholder noe info om sambruk fra Ruter
- Ruter har slitt med å finne bedriftsøkonomisk lønnsomme modeller på dette
- Det er mulig å argumentere for at det er samfunnsøkonomisk, men vanskeligere å få gehør for dette
- Ruter har kjørt mange interne analyser og beregninger på dette og brukt mye tid på vurderinger
- Noen utfordringer/spørsmål som fort dukker opp:
 - Hva skal de andre aktørene (utover elbuss) betale for strøm til lading og hvem skal drifte/fakturere denne biten?
 - Skal det settes av eget areal til sambruk? Hvor stort evt.?
 - Eller skal man plassere egne ladestolper for sambruk på et område, mens andre er dedikert elbuss?
 - Er det behov/ønskelig å lade privatbiler som brukes til arbeid her? (hvis kostnaden for å lade er 5,- NOK/kWh og man i tillegg må gå 500 meter ekstra til arbeid er neppe de som jobber interessert i å bruke denne ladeinfrastrukturen)
 - Bør trolig heller se mot Næringstransport bransjen fremfor privat elbilmarkedet
- Ruter anbefalte å følge med på utlysning av Oslo Nord-Øst/Østsjø anbudet som var forventet 8.-9. desember 2021

Prosjektleder i Ruters anbefaling var videre følgende: Ikke bruk mye tid på å analysere om man skal planlegge med dette eller ikke, men ganske raskt bli enig om at man for eksempel avsetter en liten del til å teste dette ut i praksis med en pilot eller to før man går til fullskala gjennomføring.

Ett av de fremtidige mulige bussdepotene hvor forprosjektet har identifisert at dette kan være særlig aktuelt er i Grenland dersom man lander på at bussdepot ved Herøya Industripark er en fornuftig løsning. Det beskrives nærmere i punkt 6.2.1.4.

5.3 Ønsker for fremtidig bussdepoter

Unibuss har i forprosjektet beskrevet sine ønsker for hva et depot for elbusser ideelt sett bør inneholde. Dette er noe forprosjektet har benyttet i sine vurderinger av egnethet av mulige depoter i neste kapittel. Se figuren under.



Figur: Unibuss til forprosjektet.

6 ANALYSE AV DE ENKELTE OMRÅDER

6.1 Larvik, Sandefjord, Horten

6.1.1 Depoter

Forprosjektet har vurdert ulike områder for nye bussdepoter i de 3 byene og i punkt 6.1.1.1-6.1.1.3 følger anbefalingene som forprosjektet har endt opp med for depoter i Larvik, Sandefjord og Horten.

6.1.1.1 Larvik – Torsvang 1

Dagens depot for Tide Buss i Larvik. Garasje anlegget eies av Lindhjem eiendom. Dagens utforming på depotet inneholder:

- Anlegget har vaskehall, verkstedhall, 5 kontorer, verkstedkontor, spiserom og møterom
- 2 toaletter samt skifterom og dusj
- Dieseltank nedgravd i bakken
- 1 ladestasjon for buss (se kapittel 8.4)
- 25 bussparkeringer ute
- Parkeringer for ansatte

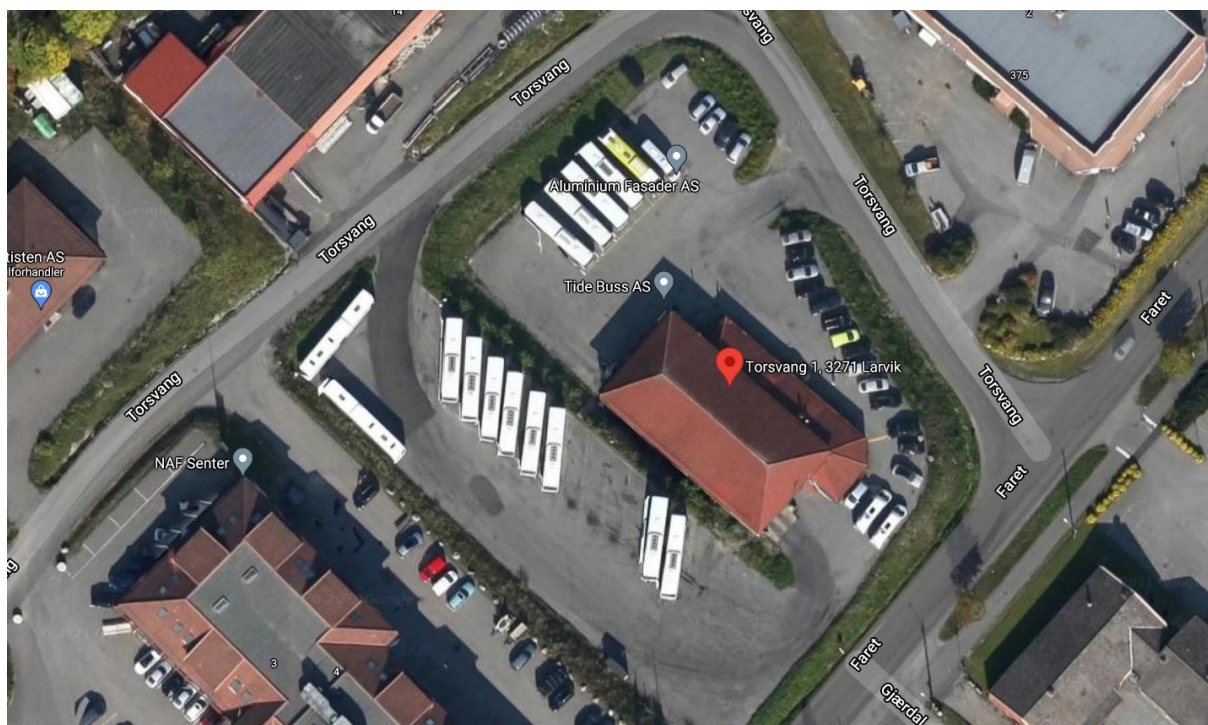


Foto: Google Maps satellittbilde.



Foto: Google Street View oktober 2020.

Bildet under viser den foreløpig eneste installerte bussladeren (75 kW) i Vestfold & Telemark for kollektivtrafikkerte busser (eies av Skagerak Energi og driftes av Tide). Laderen har vært benyttet til fylkets eneste rene elbuss fra september 2019.



Foto: Kjetil Dahl.

6.1.1.2 Sandefjord – Hinderveien 4

Dagens depot for Tide Buss i Sandefjord. Garasjeanlegget eies av Vest eiendom. Dagens utforming på depotet inneholder:

- Anlegget har vaskehall, 3 parkeringsløp innendørs, 1 kontor, 1 oppholdsrom og 1 spiserom
- 3 toaletter samt skifterom og dusj
- 30 bussparkeringer ute
- 5 bussparkeringer inne
- Parkeringer for ansatte
- Depotet har mulighet for større vaskehall enn den som brukes i dag

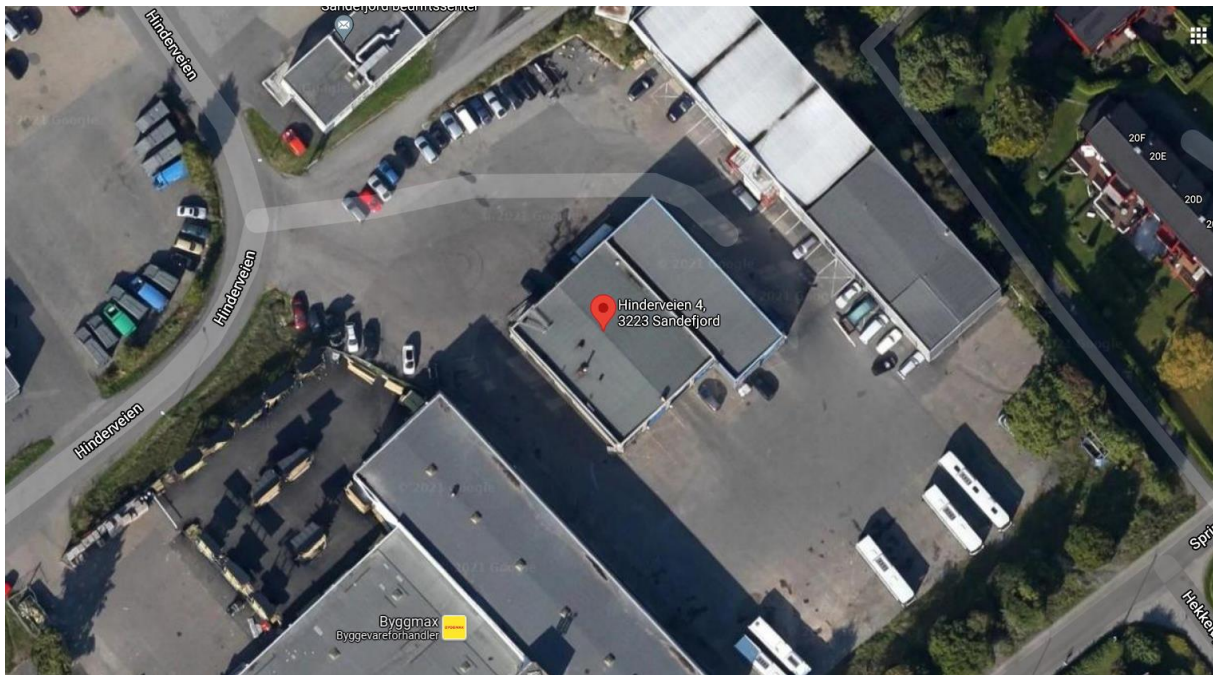


Foto: Google Maps satellittbilde.



Foto: Google Street View juli 2012.



Foto: Google Street View oktober 2020.

6.1.1.3 Horten – Bromsveien 25

Dagens depot for Tide Buss i Horten. Garasjen eies av Paulsen eiendom. Dagens utforming på depotet inneholder:

- Anlegget har vaskehall, 4 innendørs bussparkeringer, kontor, spiserom og et oppgjørrom
- 2 toaletter samt skifterom og dusj
- 14 bussparkeringer ute. Mulighet for flere bussparkeringer ute
- Parkeringer for ansatte



Foto: Google satellittbilde.

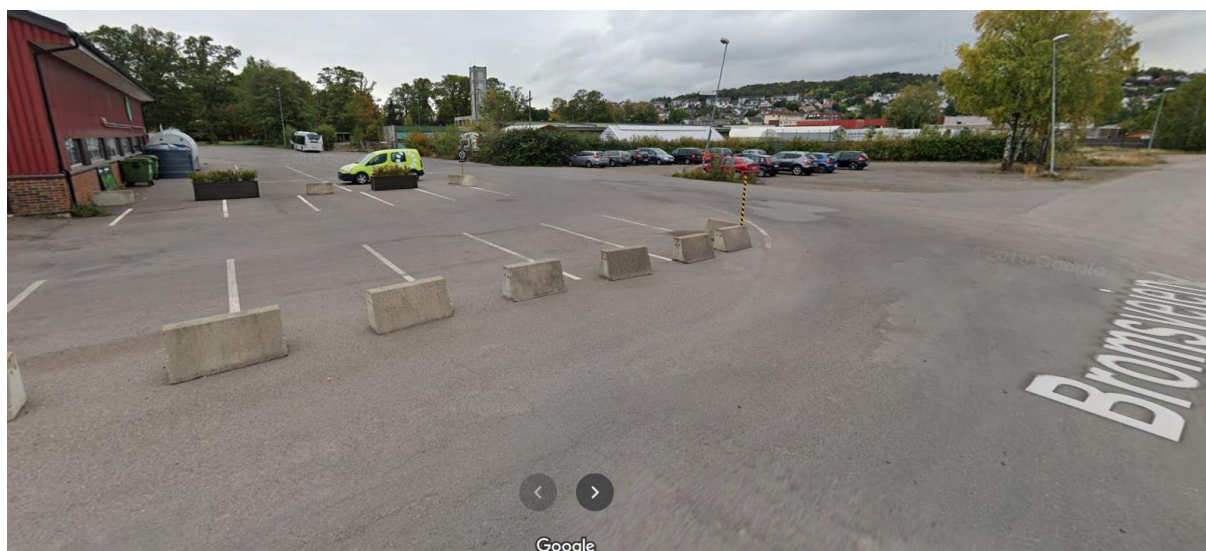


Foto: Google Street View september 2019.



Foto: Google Street View mai 2012.

6.1.2 Busser

6.1.2.1 Dagens bussflåte

Tide Buss AS er kontraktør og utøver for all rutetrafikken som utøves i Larvik, Sandefjord, Horten samt stamlinjene 01 og 03 – også benevnt som K2014. Utøveren kjører all ruteproduksjon med eget materiell og har heller ingen bruk av underleverandører i sin leveranse til oppdragsgiver.

Til å dekke opp for driften av ruteproduksjon benytter utøveren 100 busser. Disse er plassert ut på stasjonsingssted/depot i størst grad mens noen få er parkert på utestasjonering hos sjåfør.

Det er 7 materiellgrupper i K2014. Alle busser skal til enhver tid være godkjent av offentlige myndigheter og tilfredsstillende alle krav i offentlige lover og forskrifter. I tillegg skal bussene tilfredsstillende ethvert krav som stilles i denne kontrakten. Under vises materiellgruppene i en tabell med antall busser og beskrivelse av hvilke ruter disse betjener.

Busstype	Kapasitet sitteplass	Antall busser	Drivstoff Utslippsklasse	Betjener følgende linjer
Materiellgruppe 1 15 meter laventre kl.1	49	14	Diesel E6	Rute 01
Materiellgruppe 2 12 meter laventre kl.1	36	14	Diesel E6	Rute 03, bybusser Larvik og Sandefjord
Materiellgruppe 3 12 meter laventre hybrid kl.1	34	12	Diesel/elektrisk E6	Bybusser Larvik, Sandefjord, Horten
Materiellgruppe 4 12 meter normalgulv kl.2	45	48	Diesel E6	Skolebusser og landruter
Materiellgruppe 5 Minibuss	16	4	Diesel E5	Skoleruter
Materiellgruppe 6 Øvrig materiell, kl. 2	42	2	Diesel E4	Skoleruter og landruter

Materiellgruppe 7 12 meter lavgulv shuttlebuss	28	2	Diesel E4	Shuttlebuss mellom Råstad stasjon og Torp flystasjon
--	----	---	--------------	--

6.1.2.2 Fremtidig bussflåte

I tabellen under er fremtidig mulig bussflåte beskrevet gitt dagens antakelser og forventninger.

Busstype	Kapasitet sitteplass	Anslag antall busser	Drivstoff Utslippsklasse	Betjener følgende linjer
Materiellgruppe 1 15 meter laventre kl.1 og 2	49	<26	Elektrisk Biogass E6	Rute 01 Skoleruter
12 meter laventre kl.1 og 2	36	<30	Elektrisk	Rute 03, bybusser Larvik, Sandefjord og Horten
15 meter normal kl.2	34	<8	Elektrisk	Ruter i grisgrendte strøk
12 meter normal kl.2	45	>50	Diesel, HVO Biogass	Skoleruter

6.1.3 Testdata fra elbuss test 6. april

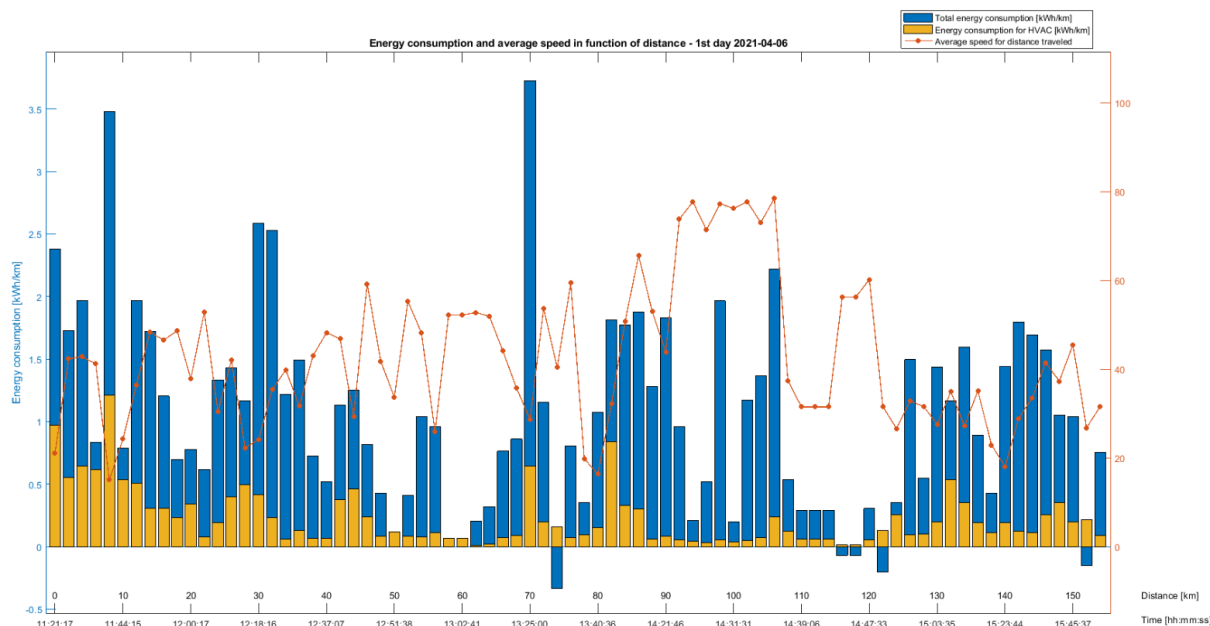
6.-8. april hadde Tide Buss lånt inn en Solaris nE15LE elbuss med 474 kWh kapasitet totalt, fordelt på 6x79 kWh høy effekt batterier, som forprosjektet fikk testkjøre i områdene.



Foto: Øyvind Hanssen.

- 6. april ble bussen prøvekjørt i rute 01 Stavern-Larvik-Sandefjord-Tønsberg-Horten og på rute 03 Framnes-Sandefjord-Larvik-Veldre.
- 7. april ble bussen kjørt på M1, M2 og M3 i Porsgrunn og Skien
- 8. april ble bussen kjørt på ruter i Tønsberg.

Testdata fra kjøringen 6. april vises i grafen under:



Figur: Solaris.

Forprosjektet sitter på ytterligere detaljer, men har ikke fått tillatelse til å vise dette fra leverandøren.

6.1.4 Linjer

For å få vurdert potensialet for elektrifisering av busstilbudet trengs det god oversikt over produksjonsgrunnlag og driftsmodell som ligger til grunn i det nåværende tilbudet. Framtidig utvikling av tilbud og kommende infrastrukturelle grep som kan eller vil påvirke tilbudet er dessuten viktig å ha klarhet i. I denne forstudien for elektrifisering av busstilbudet legges det til grunn tilbudsendringer iht. trafikkplanene for de byområder som er aktuelle i denne utredningen. Det vises i den anledning til arbeidet med trafikkplaner for mer inngående detaljer om busstilbud og produksjonsgrunnlag, infrastrukturelle grep som må gjennomføres og økonomiske konsekvenser endringer medfører i de forskjellige faser.

VTFK har lagt til grunn trafikkplanarbeidets resultater og anbefalinger for bedret kollektivtilbud i Larvik, Sandefjord, Tønsberg og Horten – i denne forstudien.

6.1.4.1 Dagens linjevalg

Busstilbudet i dette området har i sin grunnstruktur vært nokså likt over lengre tid. Det ble våren 2017 gjort en styrkning av rute 01 mellom Sandefjord og Stavern, 172 *Ringkollen-Varden-Sandefjord-Mosserød-Åbol* og 210 *Rekkevik-Torstrand-Larvik-Tagtvedt-Nordbyen*.

- Stamruter og lokalekspres:
 - 01 Horten-Tønsberg-Sandefjord-Larvik-Stavern
 - 03 Framnes-Buer-Sandefjord-Larvik-Veldre
 - 011 Ekspres Larvik-Tønsberg
- Horten:
 - 70 Horten-Skoppum
 - 71 Holtandalen
 - 74 Horten-Våle
 - 75 Campus Bakkenteigen – Skoppum
 - Skoleruter i 1100-serien
- Sandefjord:
 - 161 Lasken-Sandefjord-Gjekstad

- 172 Ringkollen-Varden-Sandefjord-Mosserød-Åbol
- 134 Furustad-Himberg
- 135 Bugården-Eldresenter
- 138 Unneberg/Helgerød-Stokke
- 139 Dølebakken-Ringveien-Hasle
- 150 Sandefjord-Kodal-Andebu
- 162 Strand-Skogan
- 163 Lahelle-Solløkka-Knattholmen
- 168 Vøra-Tveitan
- 173 Ranvik ungdomsskole-Virik
- Skoleruter i 1100- og 1200 seriene
- Larvik:
 - 208 Hagalia-Larvik-Nevlunghavn
 - 210 Rekkevik-Torstrand-Larvik-Tagtvedt-Nordbyen
 - 214 Svarstad-Kvelde-Larvik
 - 206 Helgeroa-Stavern-Larvik
 - 207 Larvik-Kjose
 - 215 Svarstad-Hvarnes-Larvik
 - Skoleruter i 1100- og 1300 seriene

6.1.4.2 Fremtidig linjevalg

Generelt er elbusser mer kostbare i innkjøp enn både diesel- og biogassbusser. I Norconsults forprosjekt *Elektrifisering av busstilbudet i Nedre Glomma* opereres med investeringskostnad på standard 12 meter elbuss til å være omtrent dobbelt så høy som sammenlignbar diesel- eller biogassbuss. De senere årene har tilbudet på elektriske busser stadig blitt større og det er flere bussprodusenter i både Europa og Asia som nå konkurrerer om markedet. Dette har bidratt til en reduksjon i pris og kvalitetsheving av produktene. Det er grunn til å anta en fortsatt reduksjon i pris- og/eller kvalitetsløft.

Siden elektriske busser er dyre i innkjøp, men billige i drift, gir det best uttelling å bruke disse på de større rutene. Der får de kjørt mye, noe som gir god uttelling på både klima og økonomien. I tillegg kjøres de største rutene mye i tettbygd strøk, og her gir elektrisk drift store fordeler i form av redusert støy.

Trafikkplanene for Horten, Sandefjord og Larvik er lagt til grunn for rutene i fremtidig modell. I forkant av ny anbuds konkurransen bør en ha en gjennomgang av nummerering av ruter i fylket. Inntil videre er det nummerering i trafikkplanene som gjelder.

- Stamruter og lokalekspres:
 - 01 Horten-Tønsberg-Sandefjord-Larvik-Stavern
 - 03 Busk-Gjekstad-Sandefjord-Larvik-Veldre
 - 011 Ekspres Larvik-Tønsberg
- Horten:
 - 70 Horten-Holtandalen-Skoppum
 - 74 Horten-Våle
 - 75 Campus Bakkenteigen-Skoppum
- Sandefjord:
 - 4 Sandefjord lufthavn-Åbol-Mosserød-Sandefjord-Framnes-Vindal
 - 5 Ringkollen-Sandefjord-Krokemoa-Pindsle
 - 150 Sandefjord-Kodal-Andebu
 - I tillegg kan det bli aktuelt å elektrifisere en servicerute
- Larvik:

- 208 Nordbyen-Tagtvedt-Larvik-Nevlunghavn
- 210 Hagalia-Nordbyen-Larvik-Torstrand-Rekkevik
- 214 Svarstad-Kvelde-Larvik

Elbusser i nytt anbud forutsatt styrkinger av tilbudet i henhold til trafikkplanen:

Stasjonering	15M laventré	12M laventré	15M normalgulv
Horten	8-10*	6	0
Sandefjord	6-8	10-12	2
Larvik	6-8	10-12	4
Svarstad	0	0	2

*= I ett sammenslått anbud med Tønsbergområdet kan noen av disse bussene bli stasjonert i Tønsberg.

6.1.5 Energiforbruk og effektbehov

For å estimere forventet energiforbruk for elbusser i Larvik, Sandefjord og Horten er det vanskelig å komme med eksakte estimater da det vil være et politisk spørsmål hvorvidt man ønsker å kun basere anbudet på elbuss drift.

I tabellen under har forprosjektet vurdert det som mulig og mest fornuftig å basere inntil ca. 60% elbusser i drift Larvik, Sandefjord og Horten. Ruteproduksjonen i kjørte kilometer vil avgjøre hvor stor den samlede elbuss produksjonen faktisk vil kunne bli.

Tabellen under viser en samlet oppstilling over områdene som forprosjektet har kommet frem til etter en grundig analyse.

Depot	450>kW>300 endepunkt, pantograf el. væskekjølt kabel	150 kW depot, hurtiglading for topping på dagtid	100 kW depot, nattlading	Samlet samtidig kapasitetsbehov
Horten	2	2	23 = 2300 kW	Avhengig av logistikk, men minimum at full utnyttelse av pantograf og hurtigladere samtidig kan opereres – kapasitetsbehov 2 MW
Sandefjord	-	3	22 = 2200 kW	Nattlading av inntil 22 vogner samtidig vil dimensjonere kapasitetsbehov 2,2 MW (her må det tas større margin for evt. vekst og endring av vognplan hos operatør – anslår 3 MW)
Larvik	-	3	23 = 2300 kW	Nattlading av inntil 23 vogner samtidig vil dimensjonere kapasitetsbehov 2,3 MW

				(her må det tas større margin for evt. vekst og endring av vognplan hos operatør – anslår 3 MW)
*Stavern	1	-	-	500 kW
*Svarstad	-	-	2	200 kW

- Endepunktloading inntil 450kW: Dette for å dekke behovet for lading av rute 01. 450 kW kapasitet på pantograf har vært snakket om, men foreløpig forstår vi det dithen at busser med stor batterikapasitet som +/- 500 kWh ikke tar imot så mye.
- Depotlading 150 kW: Ladere på alle depotene for «topping» på dagtid.
- Natlading 100 kW: Ladere for «over-natten-lading» til alle elbusser som er stasjonert på det enkelte depot.

* Stavern: mulighet for pantograf ved Kysthospitalet, vurderes som lite aktuell løsning med hensyn på driftsmodell samt tilrettelegging for å anlegge pantograf.

* Svarstad: 2 busser stasjonert her, disse på «over-natten-lading» - med 100 kW ladere dimensjonerer dette 200 kW.

Energiforbruket for denne anslåtte andel av elbusser kan løselig anslås til med ca. 500 kWh +/- batterikapasitet og 400 kWh (80%) utnyttbar energi (100→20% SOC eller 90→10% SOC), og fullading 1 gang per døgn i et år:

- Horten – 3 358 000 kWh/år
- Sandefjord – 3 212 000 kWh/år
- Larvik – 3 358 000 kWh/år

Til sammen oppunder 10 GWh årlig elektrisk energiforbruk. Med en strømpris på 40 øre/kWh (ex. nettleie) som ikke anses som en urealistisk strømpris for en 10 års anbudsperiode vil dette medføre strømkostnader på oppunder 40 millioner kroner for de 3 byområdene over. Nettleiekostnader kommer i tillegg til dette.

Smart lading og optimal utnyttelse av prisene på strøm vil kunne påvirke dette positivt.

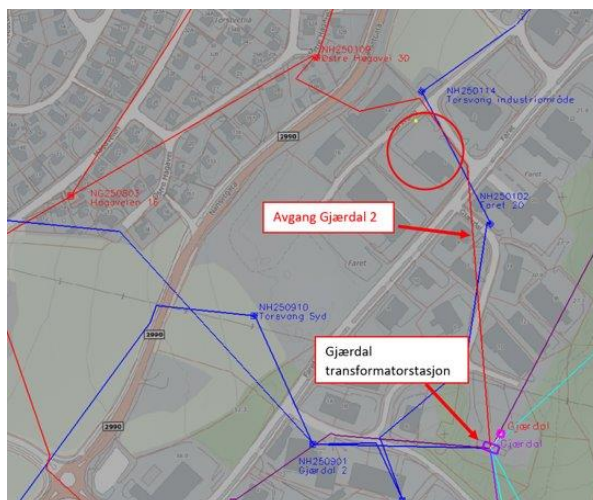
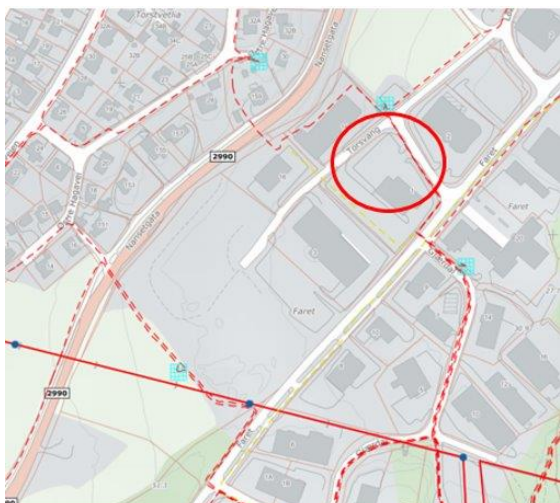
6.1.6 Nettinfrastuktur

Under følger de vurderinger som er gjort av Lede av nåværende situasjon i distribusjonsnettet og regionalnettet, samt av tiltak som eventuelt må gjennomføres ved tilknytning av ladestasjoner på de utvalgte lokasjonene. Analysen baseres på nåværende situasjon, hensyntatt kjente tiltak og tilknytninger. Forhold som blir belyst, slik som ledig kapasitet, kan endre seg over tid.

Effektbehovet for ladestasjonene er foreløpig estimert til å være på 3 MW i Larvik og Sandefjord, 2 MW i Horten, og 450 kW på to ulike lokasjoner i Stavern. Under følger analysene som er utført av Lede på dette behovet for de ønskede områdene.

6.1.6.1 Larvik – ledig kapasitet inntil 4 MW

Kartutsnitt over dagens nettinfrastuktur i området rundt Torsvang 1 – rød ring er forventet område for ladeinfrastruktur. Bilde til venstre viser de nøyaktige traseer for høyspentlinjer:



Figuren viser avgangene til Torsvang merket i rød ring. Lede AS.

Nærmeste avganger til planlagt ladestasjon er *Østre Hagavei* og *Gjærdal 2* med et spenningsnivå på 22 kV. Disse avgangene har i dag belastningsgrader på henholdsvis 58 og 29 %, noe som innebærer ledig kapasitet på henholdsvis 1 og 4 MW, gitt en maksimal tillatt belastningsgrad på 70 %. Det er derfor i utgangspunktet, med dagens normaldelere, mest fordelaktig at potensiell ladestasjon tilkobles avgangen *Gjærdal 2* (med ytelse på 25 MVA).

Tilknytning til Gjærdal 2 reduserer ikke nødvendige reserver for andre kunder. Reserve for avgangen Gjærdal 2 er dekket av andre avganger i området etter omkoblinger.

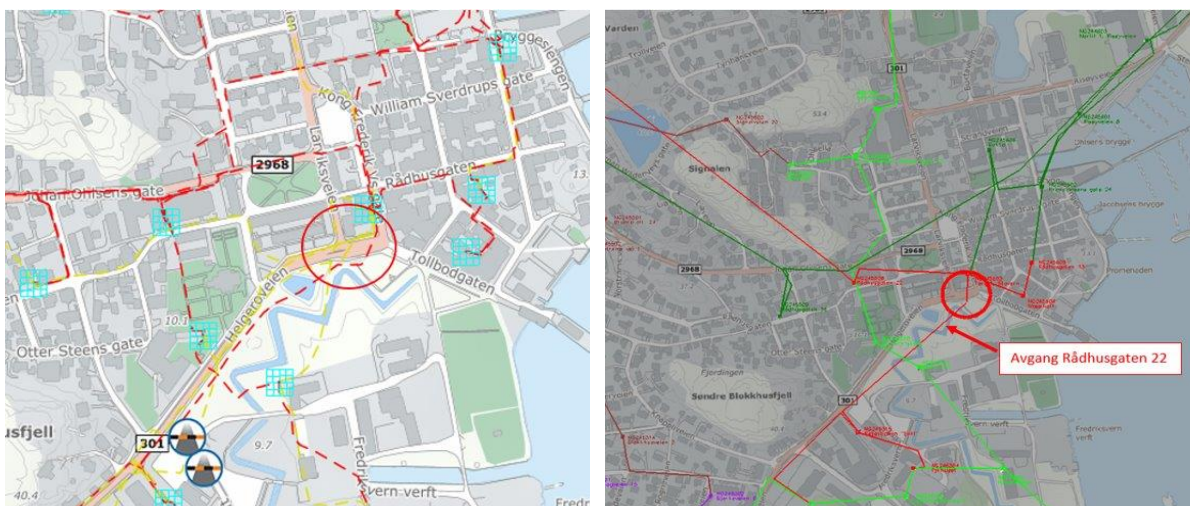
Ettersom det *i dag er ledig kapasitet til et uttak på opptil 4 MW fra avgangen Gjærdal 2*, kreves det ingen tversnittoppgraderinger for denne avgangen ved tilkobling av ladestasjon på 3 MW.

En eventuell tilkobling av ny ladestasjon til avgangen krever da i hovedsak innslyfing av en ny nettstasjon med for eksempel enten 2x1600 KVA transformatorer. *Kostnaden for dette er grovt estimert til mellom 1 og 1,5 millioner, avhengig av effektbehovet.*

6.1.6.2 Stavern

6.1.6.2.1 Stavern (ved Circle K) – ledig kapasitet på opptil 2,3 MW

Kartutsnitt over dagens nettinfrastruktur i området rundt Circle K stasjonen i Stavern – rød ring er forventet område for ladeinfrastruktur. Bildet til venstre viser de nøyaktige traseer for høyspentlinjer:



Figuren viser avgangene til Circle K busstopp merket i rød ring. Lede AS.

Nærmeste avganger til potensiell lokasjon for ladestasjon er *Rådhusgaten 22*. Avgangen er 33% belastet med et målt maksimalt effektuttak på ca. 2 MW, og har en ledig kapasitet på ca. 2,3 MW, gitt en maksimal tillatt belastningsgrad på 70 %. Det er derfor mest fordelaktig, både med tanke på avstand og ledig kapasitet, at ny ladestasjon tilknyttes avgangen *Rådhusgaten 22*.

Eksisterende avganger i området er forsynt fra Brunla transformatorstasjon som består av transformatorene T1 (132/22 kV) og T2 (132/11 kV) med ytelser på henholdsvis 20 og 31,5 MVA.

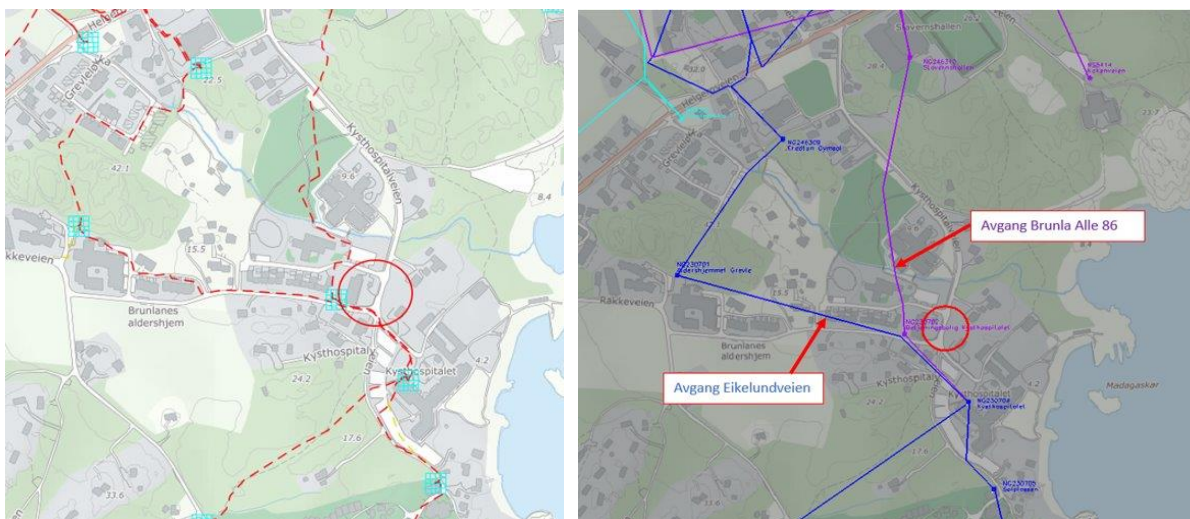
Reserve til avgangen *Rådhusgaten 22* er dekket av avgangen *Brunla alle 86*.

Ettersom det i dag er *ledig kapasitet til et uttak på opptil 2,3 MW* fra *Rådhusgaten 22*, kreves det ingen tversnittoppgraderinger for denne avgangen ved et effektbehov på 450 kW.

Tilknytning av ny ladestasjon vil i hovedsak kreve innsløyving av ny nettstasjon med transformatorytelse på f.eks. 500 KVA. *Et grovt kostnadsoverslag på dette vil være mellom 400-600 kNOK.*

6.1.6.2.2 Stavern (ved Kysthospitalet) – ledig kapasitet på opptil 0,6 MW

Kartutsnitt over dagens nettinfrastruktur i området rundt Kysthospitalet i Stavern – rød ring er forventet område for ladeinfrastruktur. Bildet til venstre viser de nøyaktige traseer for høyspentlinjer:



Figuren viser avgangene til busstopp Kysthospitalet merket i rød ring. Lede AS.

Nærmeste avganger til planlagt ladestasjon er *Brunla Alle 86* og *Eikelundveien*. De to avgangene har belastningsgrader på henholdsvis 60 og 85 %. *Brunla Alle 86* har en ledig kapasitet på ca. 600 kW, gitt en belastningsgrad på 70 %, og det er derfor muligheter for å tilknytte en last på 450 kW.

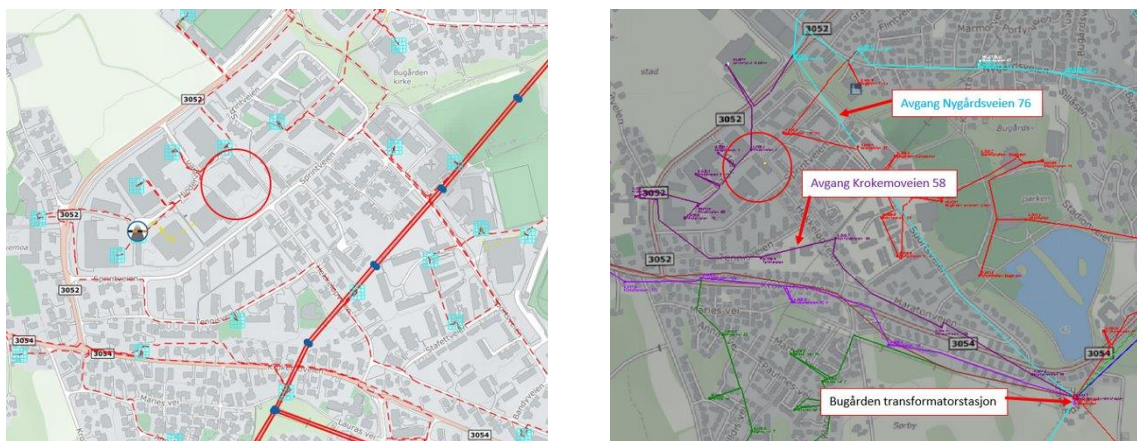
Eksisterende avganger i området er også her forsynt fra Brunla transformatorstasjon (se over).

Ettersom det i dag er ledig kapasitet til et uttak på opptil 600 kW fra *Brunla Alle 86*, kreves det ingen tversnittoppgraderinger for denne avgangen ved et effektbehov på 450 kW.

Tilknytning av ny ladestasjon vil i hovedsak kreve innsløyfing av ny nettstasjon med transformatorytelse på f.eks. 500 KVA. *Et grovt kostnadsoverslag på dette vil være mellom 400-600 kNOK.*

6.1.6.3 Sandefjord – ikke tilstrekkelig kapasitet i dag

Kartutsnitt over dagens nettinfrastruktur i området rundt *Hinderveien 4* – rød ring er forventet område for ladeinfrastruktur. Bildet til venstre viser de nøyaktige traseer for høyspentlinjer:



Figuren viser avgangene til *Hinderveien 4* merket i rød ring. Lede AS.

Nærmeste avgang til lokasjon for planlagt ladestasjon er *Krokemoveien 58*, som hovedsak består av DKBA-kabel med et spenningsnivå på 11 kV, og et tverrsnitt på 185 mm².

Avgangen er mest fordelaktig å tilknyttes ettersom den er nærmest, men den har i dag en belastningsgrad på 85 %, og har derfor i utgangspunktet ikke ledig kapasitet til effektbehovet for ladestasjon.

Forsyningen til Krokemoveien 58 kommer fra *Bugården transformatorstasjon* (samlet installert traføyttelse på 50 MVA).

Reserve for avgangen *Krokemoveien 58* er avgangen *Nygårdsveien 76*, som vil kunne sørge for reserve ved en feilsituasjon.

For at den nærmeste avgangen, som er *Krokemoveien 58*, skal kunne forsyne planlagt ladestasjon med et effektbehov på 4 MW, må tverrsnittet på avgangen oppgraderes frem til punkt for effektuttak. Tverrsnittet på kabel bør da oppgraderes til 400 mm², forutsatt et effektbehov på 3 MW.

Høyspentkabelen (stiplet linje) som må oppgraderes er vist i bildet under. Rosa farge indikerer seksjonen der kunde bekoster en andel av kabelen (fra nettstasjon A.304.1 til ny nettstasjon på Hinderveien), blå farge indikerer seksjon der Lede dekker kostnadene, mens grønn farge indikerer seksjon med kundespesifikt nett hvor kunde dekker kostnaden. Fra ny nettstasjon legges det lavspentkabler frem til kundegrensesnitt.



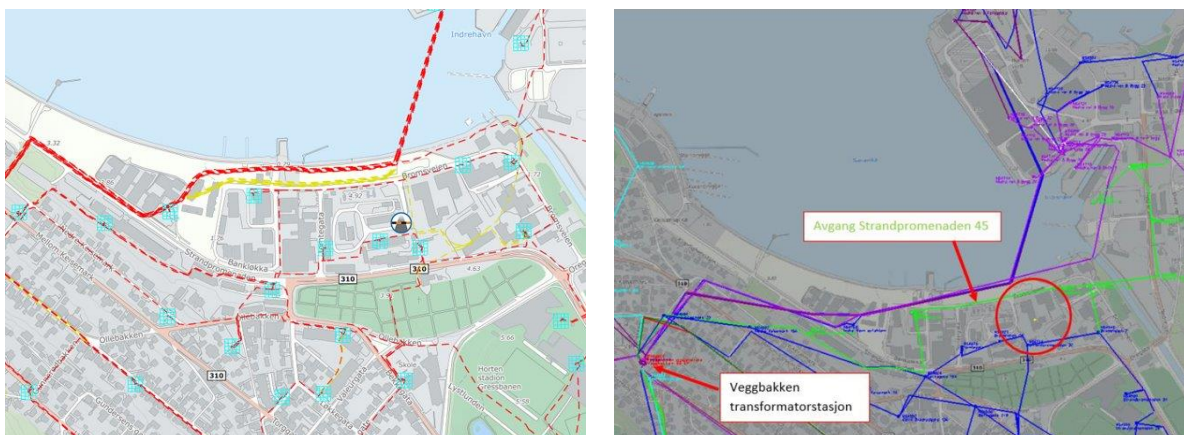
Det er videre vurdert tiltak ved 2 ulike effektbehov: 1440 kW (1600 KVA) eller 2880 kW (2x1600 KVA), og utgangspunkt i 2 eller 4 overbelastningsvern på under 1250 A.

Kostnadsoverslag for anleggsbidrag avhenger av hvilke effektbehov man må klargjøre for og omfatter graving/grunnarbeid og legging/trekking av kabler. *Endelig løsning må detaljprosjektters for å finne eksakte kostnader:*

- Kr 3 500 000 for et effektbehov på 2880 kW
- Kr 2 000 000 for et effektbehov på 1440 kW

6.1.6.4 Horten – ledig kapasitet inntil 2,5 MW

Kartutsnitt over dagens nettinfrastruktur i området rundt Bromsveien 25 – rød ring er forventet område for ladeinfrastruktur. Bilde til venstre viser de nøyaktige traseer for høyspentlinjer:



Figuren viser avgangene til Bromsveien 25 merket i rød ring. Lede AS.

Nærmeste avganger til potensiell lokasjon for ladestasjon er *Strandpromenaden 45* og *Øvre Keisemark 33*. Avgangene har belastningsgrader på henholdsvis 26 og 90 %, og det er derfor i utgangspunktet mest fordelaktig at ny ladestasjon tilkobles avgangen *Strandpromenaden 45*. Denne avgangen har en ledig kapasitet på ca. 2,5 MW, gitt en maksimal tillatt belastningsgrad på 70 %.

Eksisterende avganger i området er forsynt fra Veggbakken transformatorstasjon som består av transformatorene T1 (66/11 kV) og T2 (66/11 kV), hver med en ytelse på 30 MVA.

Avgangene *nedre vei 8*, *nedre vei 8 fellesdata*, og *NS4769/NS4733* har samtidig ledig kapasitet til å fungere som reserver for *Strandpromenaden 45* ved en feilsituasjon.

Ettersom det i dag er ledig kapasitet til et uttak på opptil 2,5 MW fra *Strandpromenaden 45*, kreves det ingen tversnittoppgraderinger for denne avgangen ved et effektbehov på 2 MW.

Tilkobling av ny ladestasjon til avgangen krever da i hovedsak innslyfing av en ny nettstasjon med for eksempel 2X1600 KVA transformatorer, avhengig av effektbehovet. Et grovt kostnadsoverslag på dette vil være på rundt 1-1,5 millioner avhengig av effektbehovet.

6.1.6.5 Oppsummering av estimerte kostnader og tilgjengelig kapasitet i Larvik, Sandefjord og Horten

Tabellen under oppsummerer estimerte anleggsbidrag på tidspunkt for utredning (mai 2021). Dette baserer seg på grovestimater og kan ikke anses som endelig budsjett for nødvendig nettoppgradering:

Sted	Ledig kapasitet	Estimert anleggsbidrag
Larvik	Inntil 4 MW	Kostnaden for dette er grovt estimert til mellom 1 og 1,5 millioner, avhengig av effektbehovet
Stavern	Inntil 0,6 (2,3 MW)	Et grovt kostnadsoverslag på dette vil være mellom 400-600 kNOK
Sandefjord	Ikke ledig kapasitet per i dag	Endelig løsning må detaljprosjekteres for å finne eksakte kostnader: <ul style="list-style-type: none">• Kr 3 500 000 for et effektbehov på 2880 kW• Kr 2 000 000 for et effektbehov på 1440 kW
Horten	Inntil 2,5 MW	Et grovt kostnadsoverslag på dette vil være på rundt 1-1,5 millioner avhengig av effektbehovet

6.1.7 Ladeinfrastruktur

6.1.7.1 Depotlading

For de 3 områdene Larvik, Sandefjord og Horten er det i utgangspunktet lagt opp til depotlading. Analysene fra Lede viser at det i hovedsak er kapasitet på det effektbehovet som er forespurt, selv om det i Sandefjord krever en større oppgradering for å tilrettelegge for ønsket effektbehov.

6.1.7.2 Endestasjonslading

Endestasjonslading er vurdert i Stavern for stamrute 01.

6.2 Grenland

6.2.1 Depoter

I Grenland er det vurdert flere alternativer for depot. Tabellen under oppsummerer de mulighetene som er sett på og hvordan de vurderes av forprosjektet.

Depot	Busser	Posisjonskjøring mot Skien	Posisjonskjøring mot Porsgrunn	Posisjonskjøring mot Bamble
Rabben (Hoveddepot)	20-60			
Rødmyr	20-25			
Nylende (Skien st)	20-30			
Kjørbekk (Bedriftsveien)	20-25			
Lundedalen (Heistad)	15-20			
Herøya (HIP)	30-40			
Enger (Eidanger)	Ikke klar			

Høy
Middels
Lav
Dårlig

Det ble videre gjort en ytterligere prioritering basert på tilgjengelighet innen oppstart av anbud, posisjonskjøring, egnethet etc. De ytterligere presenterte depotene under er de prioriterte.

Rabben som er eneste eksisterende depot i dagens anbud, anbefales også brukt som hoveddepot i neste anbudsrunde. Men det er i tillegg ønskelig å benytte ett ekstra depot for stasjonering av busser både pga. plassmangel på Rabben, samt flaskehals i nettinfrastruktur som beskrives nærmere i kapittel 6.2.6.

6.2.1.1 Rabbenkroken 19, Skien kommune – også hoveddepot i neste bussanbud

Dagens eksisterende bussdepot for Vy Buss. Den som eier eiendommen og hovedbygget er Alfa Eiendom AS. Vy har kontaktet Alfa Eiendom for å undersøke hvordan de stiller seg til å utvide tidshorizonten på dagens anbud i Grenland som varer frem til minimum 1. juli 2023. Alfa Eiendom er positive til å fortsette en langsiktig leieavtale med bussaktivitet på området. Dagens leieavtale er mellom Vy Buss og Alfa Eiendom.

Biogassanlegget som står oppført på eiendommen eies av Air Liquide Skagerak AS (del av Skagerak Energi), og det er inngått en leieavtale på bruk av og biogassleveranser til dette mellom Air Liquide Skagerak og Vy Buss.

Utendørs:

- Parkering inntil 80 busser idag
- Parkering ca. 60 personbiler
- Dieselanlegg m/nedgravdtank
- Biogassanlegg m/uttak for saktefylling av 31 busser, 1 hurtigfyllstasjon og stasjon med lager for 3 gasscontainere

Bygget:

- 2 løp m/vaske- og servicehall
- 3 løp for bussverksted
- 3 kontor, spiserom og garderobe/toalett for verksted

- Diverse kontor, ekspedisjon, møterom, kursrom, spiserom, hvilerom, lager, toaletter, dame og herregarderobe

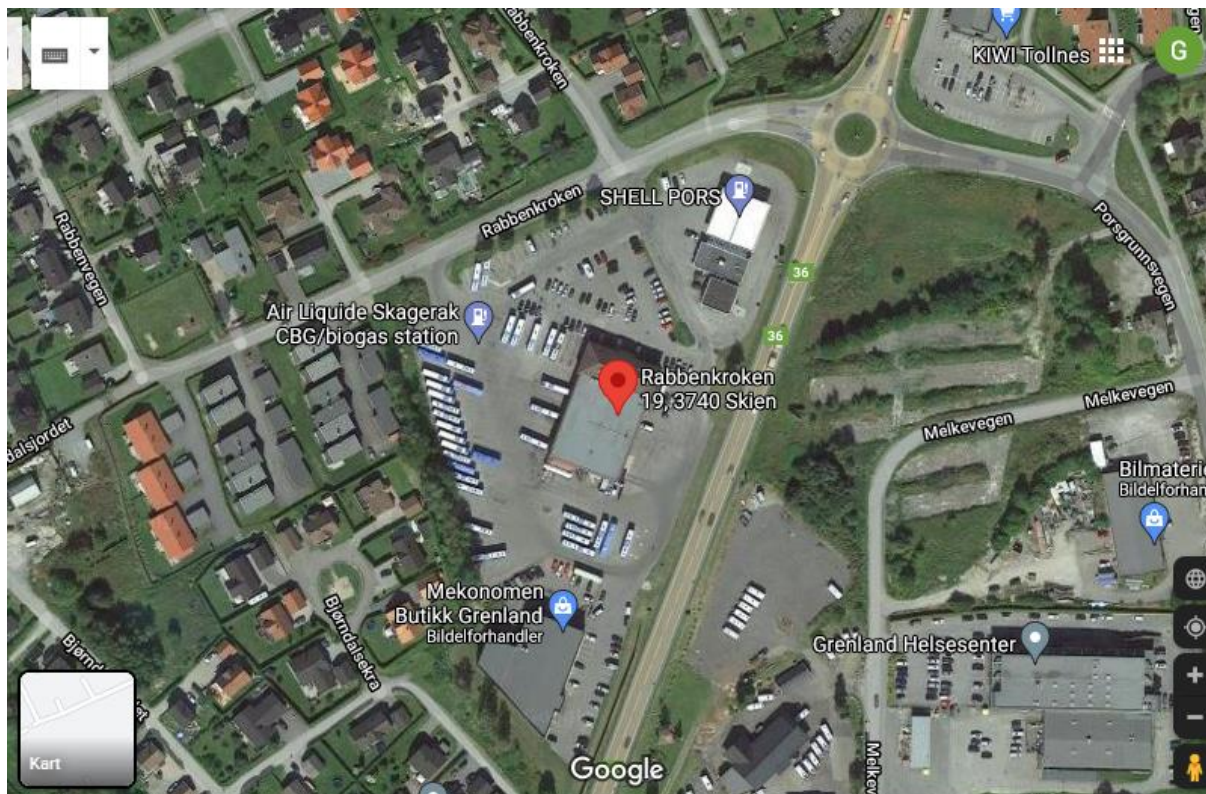


Foto: Google Maps.



Foto: Google Street View juli 2019.

6.2.1.2 Vallermyrene/Enger – Porsgrunn kommune

Forprosjektet har identifisert Enger området (merket i rødt på bildet under) som et interessant område for et ekstra depot. Noen tidlige avsjekker er gjort mot grunneier fra forprosjektet:

- Dagens grunneier er Rose Eiendom
- Kontaktperson er Morten Thorsen, Rose Forvaltning AS
- Ledige arealer, men i reguleringsplan for området er det bestemmelser om at arealene ikke kan tas i bruk før veisystemet er ferdigstilt
- Vestfold og Telemark fylkeskommune er veibygger. Det bør være mulig med en dispensasjon fra bestemmelsene

- Utviklers primærbruk av arealene er etablering av næringsvirksomhet for utleie eller salg
- Størrelsen på arealet er tilstrekkelig for 20-30 busser

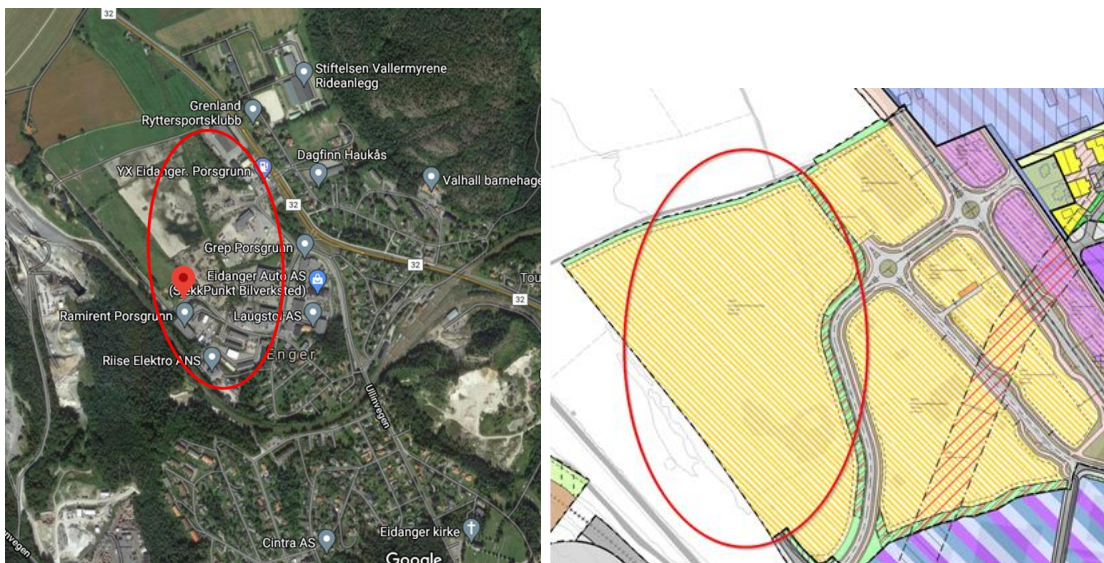


Foto: Google Maps.

6.2.1.3 Skien jernbanestasjon/Nylende – Skien kommune

BaneNor har foreløpig vist interesse for at det kan etableres et bussdepot innenfor det oppmerkede området i rødt på bildet under. Noen tidlige avsjekker er gjort mot grunneier fra forprosjektet:

- Kontaktperson er Joakim Vigen Andersen, eiendomssjef BaneNor
- Ledige arealer mellom jernbanestasjonen og våre gamle lokaler i Gjerpensgate (SVV)
- Arealene er i dag gjengrodd, men kan utvikles
- Arealet er på 10 mål, og størrelsen på arealet er derfor tilstrekkelig for 20-30 busser



Foto: Finn.no/kart.



Foto: Google Street View oktober 2020.

6.2.1.4 Herøya Industripark – Porsgrunn kommune

Forprosjektet har hatt dialog over flere møter med Herøya Industripark (HIP). Det har vært sonderet rundt aktuelle muligheter for bussdepot, men også vurdering av mulig *sambruk* av ladeinfrastruktur. HIP ønsker å kunne tilby områder for ladeinfrastruktur og elbuss depot, men utfordringen er tidslinjen frem mot mulig oppstart av nytt anbud i Grenland 1. juli 2023.

Det pågår dialog med HIP for å finne frem til det mest aktuelle området og forretningsmodell rundt sambruk av ladeinfrastruktur.

- Bussdepot er mulig og HIP er i utgangspunktet interessert i å se nærmere på en løsning for depot i industriparken (eller tilhørende områder) med sambruk av ladeinfrastruktur
- HIP er grunneier for det aktuelle området inkludert Hydroveien. HIP vil gi tilbakemelding i forhold til et eventuelt business case for deling av kostnader omkring komponenter for ladeinfrastruktur, og at fylkeskommunen eventuelt leier areal for

ladeinfrastruktur og bussoppstilling for inntil 20 busser. Det tas høyde for 2 MW for 20 busser

- Herøya industripark vurderer at det anleggsteknisk lar seg gjennomføre innen fristen 1. juli 2023, forutsatt at en kommer i gang med anlegg til riktig tid
- Den hovedsakelige flaskehalsen vil kunne være søknad om konsesjon til Statnett, og det som går på å legge til rette for lading (trafo og kabler) – se punkt 6.2.6.1
- I forhold til trafikk og trengsel blir det foreløpig vurdert dithen at bussene i hovedsak vil kjøre ut fra bussdeponiet kl. 05:00-06:00 og er tilbake på Herøya fra kl. 17:00, dvs. før og etter rushtiden til og fra Herøya (som typisk er 07:00-09:00 og 15:00-16:00). Man bør evt. se nærmere på logistikken på og til/fra Herøya
- Aktuell lokalisering ved sambruk: Hoved parkeringen ved innkjøringen til Forskningsparken på HIP er mest aktuell i forhold til sambruk. I første omgang ser HIP for seg tilrettelegging for lading av personbiler (i dag er det 15 ladepunkter). På sikt kan det være aktuelt å lade kjøretøyer for intern logistikk som er elektriske, og etter hvert autonome. Det er planer om å utvikle areal på andre siden parkeringen (mot Gunnekleivfjorden) til logistiksenter/ varelager
- Dersom 2 MW blir realisert er det mulig å sette opp inntil 90 elbil ladere for personbiler på samme området á 22 kW (som er det mest vanlige i dag til saktelading på offentlige/arbeids parkeringsplasser). Likevel må noe kapasitet reserveres busser som vil ha behov for å lade noe på dagtid
- Dersom man finner ut at et depot skal være på Herøya for busser i Grenland fra 2023 eller 2024, bør sambruk som minimum tas inn som en opsjon i anbudsutlysningen (som også kan skaleres i anbudsperioden) i anbudet så bussoperatørene må tilby/tenke på hvordan dette skal kunne håndteres

Det mest aktuelle området er merket i rød ring i bildene under:

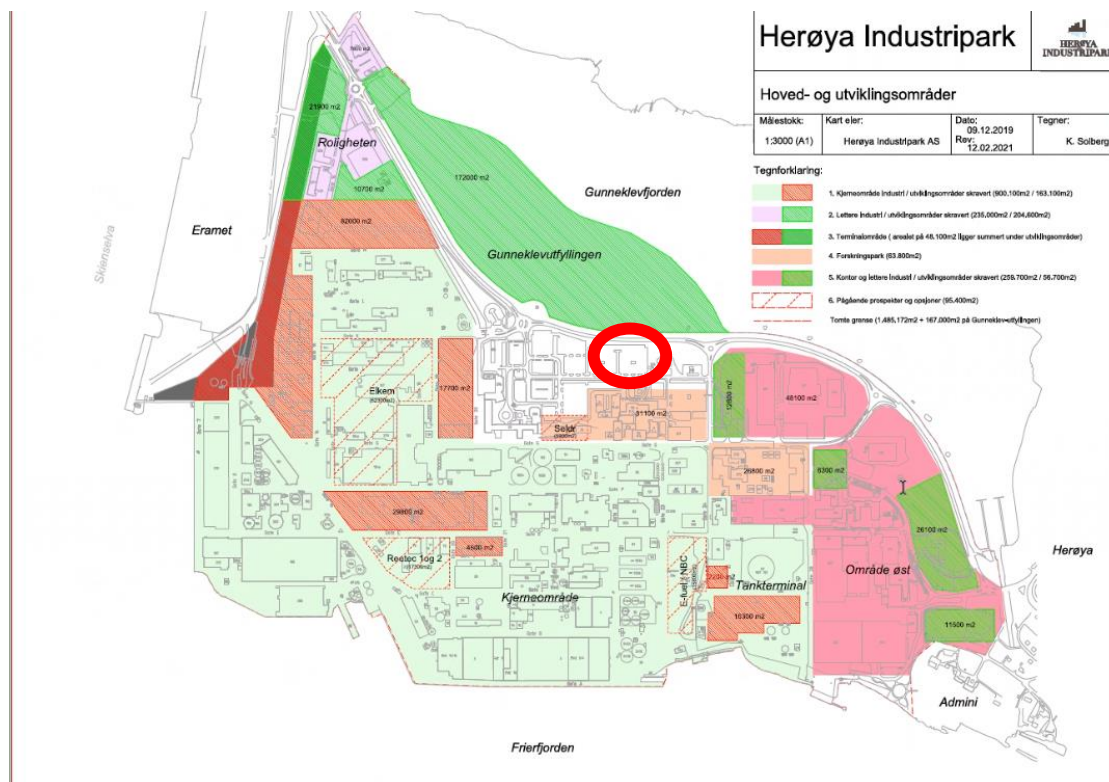


Foto: Herøya Industripark.

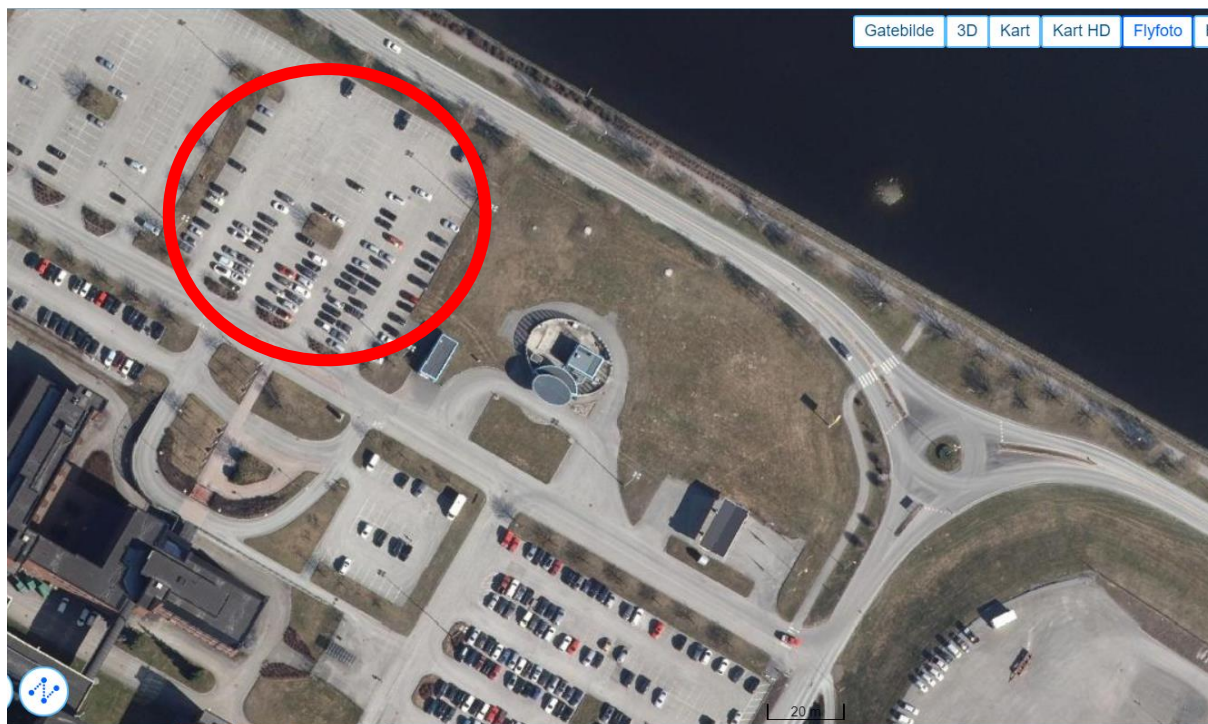


Foto: Google Maps.



Foto: Google Street View juli 2019.

6.2.2 Busser

6.2.2.1 Dagens bussflåte

Vy Buss AS er kontraktør og utøver for all rutetrafikken som utøves i Grenland – også benevnt som K2016 Anbud Grenland. Utøveren kjører all ruteproduksjon med eget materiell med unntak av enkelte skoleruter som er satt bort til undertransportør (taxi og maxi taxi).

En stor andel av dagens busskontrakt dekkes av biogassbusser (31 busser per i dag). Biogassbussene skal dekke minst 50% av rutekjørte kilometer i henhold til kontrakten med Farte (nå del av Vestfold & Telemark Fylkeskommune).

Hva som blir den fremtidige modellen for valg av busser til kontrakten i Grenland er ikke avklart.

Til å dekke opp for driften av ruteproduksjon benytter utøveren 100 busser (ikke inkl. undertransportører, men inkl. reservebusser). Disse er plassert ut på stasjonsingssted/depot i størst mulig grad, mens noen få er parkert på utestasjonering.

Det er 5 materiellgrupper i K2016. Alle busser skal til enhver tid være godkjent av offentlige myndigheter og tilfredsstillende alle krav i offentlige lover og forskrifter. I tillegg skal bussene tilfredsstillende ethvert krav som stilles i denne kontrakten. Under vises materiellgruppene i en tabell med antall busser og beskrivelse av hvilke ruter disse betjener.

Busstype	Kapasitet sitteplass	Antall busser	Drivstoff Utslippsklasse	Betjener følgende linjer
Materiellgruppe 1 Laventre kl.1	36	67	Gass/Diesel Euro 6	M1-2-3 P4-5-6-7-8
Materiellgruppe 2 Laventre kl.2	42	16	Diesel Euro 6	P4-5-6-7-8 Skolelinjer
Materiellgruppe 3 Øvrig materiell kl.2	49	4	Diesel Euro 5	Skolelinjer
Materiellgruppe 4 Øvrig materiell kl.2	21	13	Diesel Euro 5	Skolelinjer
Materiellgruppe 5 Minibuss	-	4	Diesel Euro 5	Skoleruter

6.2.2.2 Fremtidig bussflåte

I tabellen under er fremtidig mulig bussflåte beskrevet gitt dagens antakelser og forventninger.

Busstype	Kapasitet sitteplass	Antall busser	Drivstoff Utslippsklasse	Betjener følgende linjer
Materiellgruppe 1 Laventre kl.1el2 12 og/eller 15 m	36	60	EL	M1-2-3 P4-5-6-7-8
Materiellgruppe 2 Laventre kl.2	42	31	Utslippsfri (gass/el)	P4-5-6-7-8 Skolelinjer
Materiellgruppe 3 Øvrig materiell kl.2	49	4	Gass/el	Skolelinjer
Materiellgruppe 5 Minibuss	-	5	Gass/el	Skolelinjer

6.2.3 Reell test med elbuss 7. april 2021

6.-8. april hadde Tide Buss lånt inn en Solaris nE15LE elbuss med 474 kWh kapasitet totalt, fordelt på 6x79 kWh høy effekt batterier, som forprosjektet fikk testkjøre i områdene. 7. april ble bussen prøvekjørt i M1-2-3 trasene i Grenland.

Bussen ble i testen kjørt av bussjåfør fra VTFK, samt to sjåførere fra Vy buss.

Bussen var en 15 meters laventre klasse II buss, beregnet til bruk i ordinær rutetrafikk i Kristiansand. Bussen opplevdes av sjåføren fra VTFK som en god buss å kjøre og med veldig lite støy utvendig. Innvendig var det noe støy foran midtdør, men bak døren var det veldig stille. Periodevis var det endel innvendig støy fra en vifte, men dette skulle utbedres. Bussen har god akselerasjon ved utkjøring av busslommer og stopp i kryss.

Sjåførplassen på denne bussen var god og oversiktlig. Umiddelbar tilbakemelding fra prøvesjåførere denne dagen var positive. Det som var mest negativt ved denne var dårlig effekt ved kjøring i stigning/oppoverbakke. Det var for denne bussen for øvrig lagt inn en sperre her, som skulle fjernes. Dette vil nok gjøre at det går «raskere» i oppoverbakke, men det vil da gå ut over strømforbruket.

Testen ble ikke helt reell siden bussen kjørte uten passasjerer og hadde ikke start og stopp ved bussholdeplasser som man naturlig vil ha i rute. Men likevel viste testen klart at det er fint mulig å benytte el busser (og 15 meters busser) på metrolinjene i Grenland.

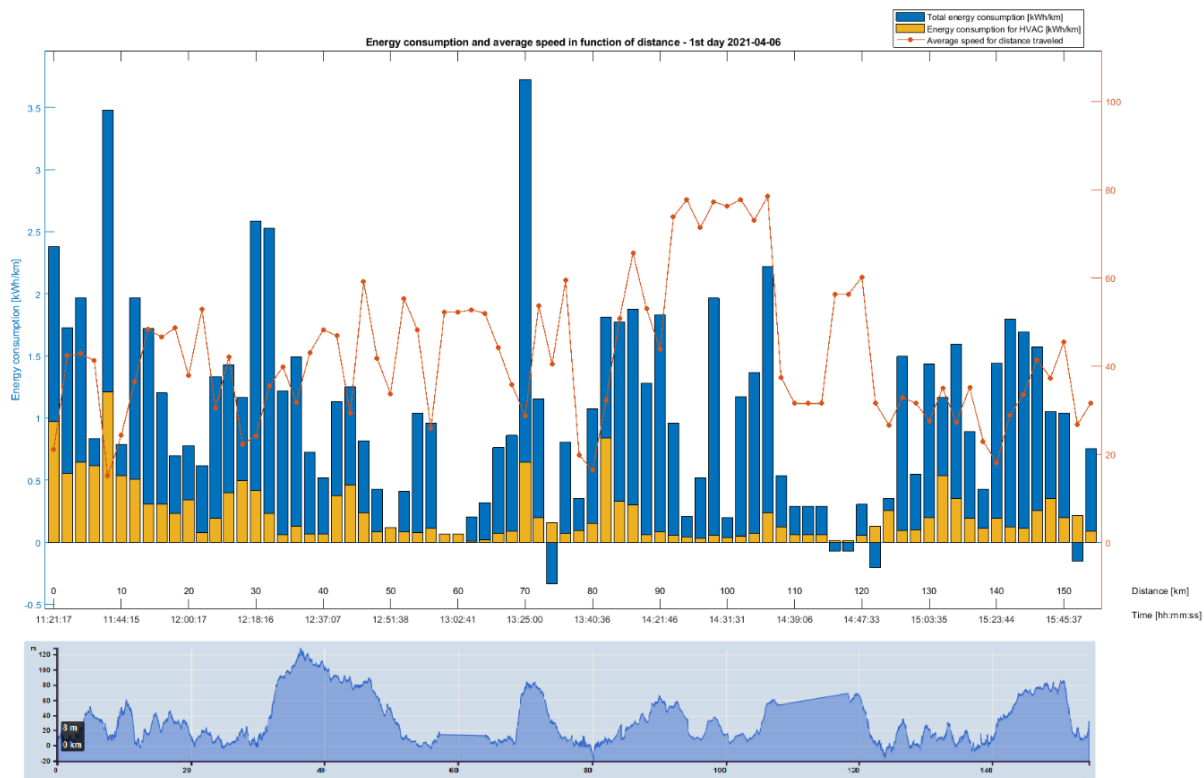
Bussen ble også testet på linjer i Vestfold 6. og 8. april.



Foto: Øyvind Hanssen.

6.2.3.1 Testdata fra elbuss test 7. april

Grafene under viser testdata fra busskjøringen 7. april.



Figur: Solaris.

6.2.4 Linjer

6.2.4.1 Dagens linjevalg

Busstilbudet i dette området har i sin grunnstruktur vært nokså likt siden 2012. Det ble i 2014, 2018 og 2019 gjort flere økninger i frekvens på eksisterende linjer. Det har vært noe justeringer på P7 i den samme perioden.

- Metro-linjer:
 - M1 Gulset-Skien-østsidan-Porsgrunn-Herøya-Skjelsvik-Heistad-Stathelle-Langesund (veksler via Ekstrand og Sundby)
 - M2 Gamlegrensa (Falkum)-Skien-vestsidan-Porsgrunn-USN-Eidanger-Skjelsvik
 - M3 Skien st.-Skien-Moflata-Klyve-Porsgrunn-Stridsklev-Skjelsvik
- Pendel-linjer:
 - P4 Kanalen (Skotfoss)-Skien-Ballestad-Hovenga-Porsgrunn-HIP
 - P5 Skien-Øvregate-Bølehøgda-Porsgrunn-Herre
 - P6 Ramberget (Åfoss)-Skien-Jønnevald/Eriksrød
 - P7 Snurråsen-Siljan-Skien-Moflata-Rødmyr-Klyve
 - P8 Skjelsvik-Pans veg-Brevik-Stathelle-Cocheplassen-(Herre)
- Andre linjer:
 - 70 Gulset-Moflata-Kjørbekk
 - 84 Stathelle-Skjelsvik-HIP
- Skolelinjer:
 - 81 Porsgrunn-Langangen
 - 82 Porsgrunn-Bergsbygda

- Skolelinjer S1-S20
- Skolelinjer 85-99

6.2.4.2 Fremtidig linjevalg

Det pågår en jobb med å utarbeide en trafikkplan for Grenland, men denne er ikke klar. Inntil denne er på plass benyttes dagens nummerering av linjer og traseer.

- Metro-linjer:
 - M1 Gulset-Skien-østsidan-Porsgrunn-Herøya-Skjelsvik-Heistad-Stathelle-Langesund (veksler via Ekstrand og Sundby)
 - M2 Gamlegrensa (Falkum)-Skien-vestsidan-Porsgrunn-USN-Eidanger-Skjelsvik
 - M3 Skien st.-Skien-Moflata-Klyve-Porsgrunn-Stridsklev-Skjelsvik
- Pendel-linjer:
 - P4 Kanalen (Skotfoss)-Skien-Ballestad-Hovenga-Porsgrunn-HIP
 - P5 Skien-Øvregate-Bølehøgda-Porsgrunn-Herre
 - P6 Ramberget (Åfoss)-Skien-Jønnevald/Eriksrød
 - P8 Skjelsvik-Pans veg-Brevik-Stathelle-Cocheplassen-(Herre)

Elbusser i nytt anbud:

Stasjonering	15M laventré	12M laventré	15M normalgulv
Rabben	16	14 (40)*	0
Herøya, Skien stasjon, Enger	20	(20)*	0

*Avhengig

Til sammen gir dette ca. 60-90% elbuss drift i fremtidig ruteanbud i Grenland og resterende på gass/diesel (evt. el).

6.2.5 Energiforbruk og effektbehov

For å estimere forventet energiforbruk for elbusser i Grenland er det vanskelig å komme med eksakte estimater da det vil være et politisk spørsmål hvorvidt man ønsker å utnytte biogassen eller basere anbudet på elbuss drift.

I tabellen under er det derfor tatt noen forutsetninger basert på inntil ca. 50% elbusser i drift på Rabben, samt 100% elbusser i drift på depot nummer 2 (Herøya, Skien stasjon, Enger). Ruteproduksjonen i kjørte kilometer vil avgjøre hvor stor den samlede elbuss produksjonen faktisk vil kunne bli.

Tabellen under viser en samlet oppstilling over områdene som forprosjektet har kommet frem til gitt denne forutsetningen.

Depot	450>kW>300 endepunkt, pantograf el. væskekjølt kabel	150 kW depot, hurtiglading for topping på dagtid	100 kW depot, nattlading	Samlet samtidig kapasitetsbehov
Rabben	-	2-4	40 = 4000 kW	Avhengig av logistikk, men minimum at full utnyttelse av nattlading og hurtiglading samtidig kan opereres –

				kapasitetsbehov opptil 4 MW
Nylende, Enger eller Herøya Industrpark	-	2-3	20 = 2000 kW	Nattlading av inntil 20 vogner samtidig vil dimensjonere kapasitetsbehov 2 MW

Energiforbruket for denne anslåtte andel av elbusser kan løselig anslås til med ca. 500 kWh +/- batterikapasitet og 400 kWh (80%) utnyttbar energi (100→20% SOC eller 90→10% SOC), og fullading 1 gang per døgn i et år:

Grenland – 8 760 000 kWh/år

Til sammen oppunder 8,8 GWh årlig elektrisk energiforbruk. Med en strømpris (ex. nettleie) på 40 øre/kWh som ikke anses som en urealistisk strømpris for en 10 års anbudsperiode vil dette medføre strømkostnader på over 35 millioner kroner for elbuss drift i Grenland. Nettleiekostnader kommer i tillegg til dette.

Smart lading og optimal utnyttelse av prisene på strøm vil kunne påvirke dette positivt.

6.2.6 Nettinfrastruktur

Under følger de vurderinger som er gjort av Lede av nåværende situasjon i distribusjonsnettet og regionalnettet, samt av tiltak som eventuelt må gjennomføres ved tilknytning av ladestasjoner på de utvalgte lokasjonene. Analysen baseres på nåværende situasjon, hensyntatt kjente tiltak og tilknytninger. Forhold som blir belyst, slik som ledig kapasitet, kan endre seg over tid.

Lede har på betalt oppdrag fra forprosjektet utredet kostnadene for tilknytning opptil 2 MW pr lokasjon – alternativt 4-5 MW for å tilkoble et større antall elbusser på hver lokasjon. De 3 prioriterte depotområdene er utredet under. Videre har forprosjektet kontaktet Herøya Industripark for vurdering av depot for mulig sambruk med HIP. Dette nettkonsesjonsområdet eies og er vurdert av Herøya Nett.

Imidlertid gjelder noen generelle begrensninger for Grenland som er tatt inn i første avsnittet under.

6.2.6.1 Statnett begrensninger og mulige flaskehals i Grenland og Vestfold

Forprosjektet har avholdt møter med Lede rundt nettsituasjonen og per medio november 2021 er dette situasjonen for transmisjonsnettet (driftes av Statnett):

- Alt over 1 MW kan utløse anleggsbidrag i masket nett, og skal søkes om til Statnett
- Transmisjonsnettet er benyttet fullt ut og har ikke kapasitet til utvidelser – dette gjelder både i Vestfold og Nedre Telemark
- Omsøkt kapasitet i Grenland er 2130 MW og i Vestfold 330 MW – utover dagens tilknytninger
- Ytterligere tiltak for kapasitetsøkning er på plass om tidligst 3 år (Grenland)
- Statnett utreder og jobber med flere mulige analyser og tiltak i transmisjonsnettet, men de fleste av disse kommer tidligst etter 2025 (etter utløp av dagens anbudskontrakter)
- Statnett har holdt av noe kapasitet til alminnelig forsyning i analysene sine (over de neste 5 årene) som medfører at det er kapasitet på
 - 60 MW i Grenland

- 100 MW i Vestfold
- Denne kapasiteten, heretter kalt «kvoten», får Lede forvalte på egen risiko
 - Gir muligheten til å tilknytte kunder over 1 MW, som kan defineres som *alminnelig forsyning*

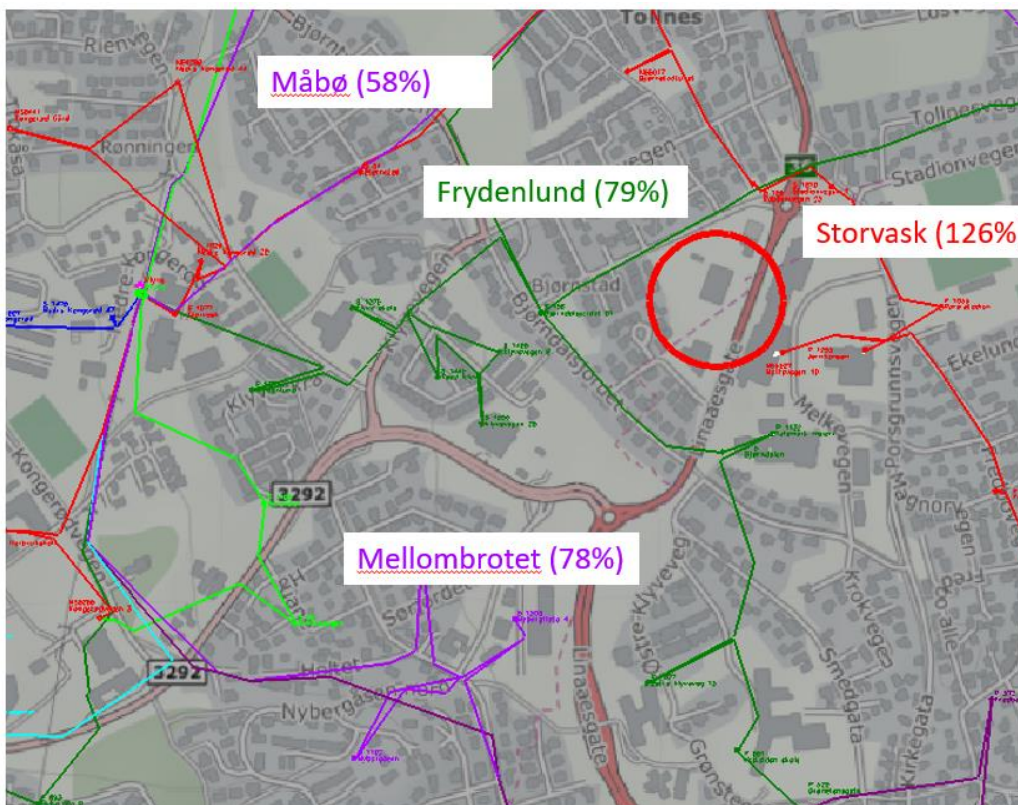
Under alminnelig forsyning er blant annet tatt inn ladestasjoner for elbiler (og elbusser kan ifølge Lede tas innunder denne) opptil 2 MW. For bussdepoter opptil 2 MW er det dermed større sannsynlighet for at dette kan realiseres slik situasjonen er i dag (men det må likevel søkes til Statnett).

På generelt grunnlag har Lede gitt disse anbefalingene til forprosjektet:

- Alle tilknytninger over 2 MW må søke Statnett på lik linje med andre industriprosjekter
- Per i dag har Lede hverken incentiver eller lov til å prioritere elektrifisering
- Kan prosjektet vurdere andre alternativer som kan utføres for å få ned nødvendig maksimaleffekt – for eksempel:
 - Når skal makseffekten brukes?
 - Hvor ofte skal bussene lade?
 - Hvor lenge skal bussene lade?
 - Må alle lade samtidig?
 - Kan dere sette inn batteri for å kutte topplasten?
 - Vurdere deelektrifisering (og vurdere andre fornybare alternativer på resten)
 - Vurdere Betinget tilknytning – se 7.2

Forprosjektet har på generell basis diskutert flere av alternativene som er nevnt over, og siden hoveddelen av lading vil foregå på natten vil antas det at det større muligheter til å få ønsket kapasitet til bussdepotene for elektrifisering innenfor dagens nettinfrastruktur regime.

6.2.6.2 Rabben – mulig tilknytning opptil 4-5 MW



Figuren viser avgangene til Rabben merket i rød ring. Lede AS.

- Avgangene i området forsynt fra Klyve trafostasjon på 11 kV
- Det er OK transformeringskapasitet i Klyve trafostasjon (ca. 11 MW ledig)
- Det er ikke ledig kapasitet på avgangene i området
- De fleste avgangene består av eldre oljekabler med lav overføringskapasitet

For tilknytning opptil 2 MW

- Måp enten oppgradere tverrsnitt på avgangen Frydenlund (ca. 2,2 km)
- Eller legge ny kabel fra Klyve i samme trase som Frydenlund (må frigjøres et avgangsfelt i Klyve, eventuelt utvide 22 kV-koblingsanlegget)
- Avgang fra Måbø kan gi tilstrekkelig reserve

Kostnadsoverslag (tilknytning 2 MW)

- Høyspentkabler (2200 m, TSLF 400 mm²): 1 200 000
- Grøft (1100 m): 1 700 000
- Nettstasjon (plassbygd, skinnepakke, 2 trafoer): 1 000 000
- Totalt: 3 900 000

Anleggsbidrag

Anleggsbidrag er ikke beregnet, men vil bli en del mindre enn anleggskostnadene grunnet alderen på kablene som må byttes (små fremskyndingskostnader), samt kundens forholdsmessige effektandel.

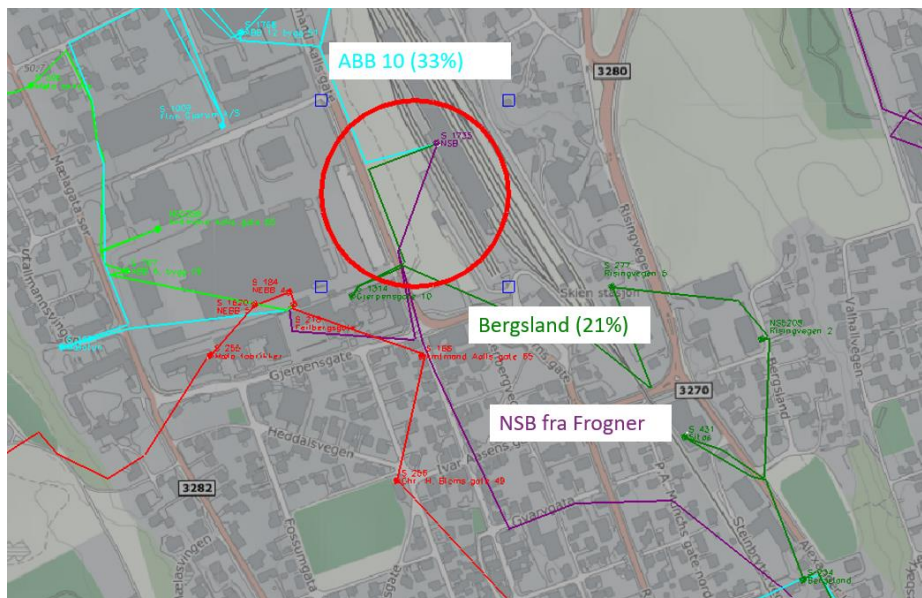
For tilknytning opptil 4-5 MW

- Må enten oppgradere tverrsnitt (630 mm) på avgangen Frydenlund (ca. 2,2 km)
- Eller legge ny kabel fra Klyve i samme trase som Frydenlund (må frigjøres et avgangsfelt i Klyve, eventuelt utvide 22 kV-koblingsanlegget)
- Det er ikke tilstrekkelig med reserver i distribusjonsnettet ved effektbehov på over 2 MW
- Tiltak må gjennomføres på en av tilstøtende avganger for å sikre redundans for ny tilknytning
- Dette vil resultere i anleggsbidrag også for å sikre redundans
- Alternativ til å sikre redundans: Avtale om betinget tilknytning – se punkt 7.2. Betinget tilknytning innebærer en reduksjon eller utkobling av kunden som erstatning for reservekapasitet i nettet. Det vil si at kunde betaler ikke anleggsbidrag for å sikre reserveforsyning, men man kan risikere å bli koblet ut i nærmere spesifiserte tilfeller

Kostnadsoverslag (4-5 MW tilknytning)

- Høyspentkabler (2200 m, TSLF 630 mm²): 1 400 000
- Grøft (1100 m): 1 700 000
- Nettstasjon (plassbygd, skinnepakke, 2 trafoer): 1 000 000
- Sikre redundans: ikke estimert
- Totalt: 4 100 000 + kostnad for redundans

6.2.6.3 Vest for Skien Jernbanestasjon/Nylende – mulig tilknytning opptil 4-5 MW



Figuren viser avgangene til Skien Jernbanestasjon (vest for) merket i rød ring. Lede AS.

- Avgangene i området er forsynt fra Frogner trafostasjon
- Frogner har OK kapasitet (minst 6 MW)
- Nærmeste avgang er *Bergsland* som er 21 % belastet
- *Bergsland* er minst belastet med tilgjengelig kapasitet på ca. 3,5 MW

- Avgang NSB fra Frogner kan fungere som reserve med en ledig kapasitet på ca. 6 MW
- Avgang ABB fra Århus har ledig kapasitet på ca. 2,3 MW

For tilknytning opptil 2 MW

- Innsløyving av ny nettstasjon på avgang Bergsland

Kostnadsoverslag (tilknytning 2 MW)

- Nettstasjon (plassbygd, 2 trafoer): 1 000 000
- Totalt: kr 1 000 000 + kostnad til bygg og kabling til nettstasjon

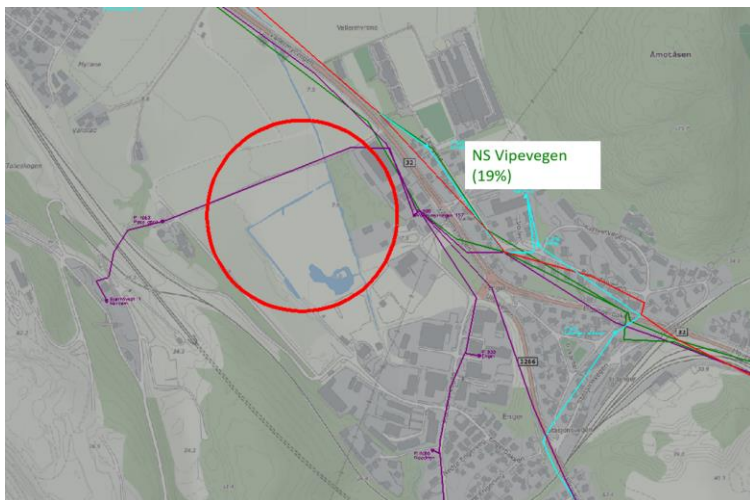
For tilknytning opptil 4-5 MW

- Innsløyving av nettstasjon på begge avgangene Bergsland og NSB fra Frogner (eventuelt avgang ABB), 3 MW på Bergsland og 2 MW på NSB
- Tilstrekkelig gjensidig reserve for de to avgangene

Kostnadsoverslag (4-5 MW tilknytning)

- Nettstasjon (plassbygd, 3 trafoer): 1 500 000
- Totalt: kr 1 500 000 + kostnad til bygg og kabling til nettstasjon

6.2.6.4 Vallermyrene/Enger – mulig tilknytning opptil 4-5 MW



Figuren viser avgangene til Enger merket i rød ring. Lede AS

- Flere avganger i området er forsynt fra Myrene trafostasjon
- Myrene har begrenset med transformeringskapasitet
- Mangel på reservekapasitet ved feil på en av transformatorene i Myrene (ca. 2 MW med tilgjengelig kapasitet)
- Det utredes allerede tiltak i området for å øke transformeringskapasiteten
- Avgang NS Vipevegen 19 % belastet med ledig kapasitet til ca. 3,5 MW
- Andre avganger i området er høyt belastet
- Reserver er tilgjengelig (ca. 6 MW) fra avgang Moheim Isola (fungerer som reserve for Isola AS)

For tilknytning opptil 2 MW

- Innsløyfung av ny nettstasjon på avgang NS Vipevegen

Kostnad (2 MW)

- Nettstasjon (plassbygd, 2 trafoer): 1 000 000
- Totalt: *kr 1 000 000 + kostnad til bygg*

For tilknytning opptil 4-5 MW

- Oppgradere transformeringskapasiteten i området
- Oppgradere tverrsnitt på avgang NS Vipevegen

Kostnadsoverslag (4-5 MW)

- Høyspentkabler (400 mm, 1,8 km): 1 000 000
- Grøft: 1 400 000
- Nettstasjon (plassbygd, 2 trafoer): 1 000 000
- Totalt: *3 400 000 (anleggskostnader)*
- Anleggsbidrag av økt transformeringskapasitet?

6.2.6.5 Herøya Industripark – mulig tilknytning opptil 4-5 MW

Det kan føyes til at nettinfrastruktur på områder innenfor HIP eies av Herøya Nett, mens Lede eier nettinfrastrukturen som omkranser HIP.

Det er vært dialog med Rune Eberstrøm, Herøya Nett, på tilkomst og kapasitet på strømnettet i forhold til arealer på HIP. Ved bruk av 2 MW, vil det være behov for 1 trafostasjon og kabler, med en investeringskostnad på ca. *2 millioner kroner*. Hvis 4 MW må dette dobles til to trafostasjoner. I tillegg til dette kommer kabler fra eksisterende trafostasjoner som grovt sett estimeres til *3 millioner kroner*.

Elektro og strømforsyningskostnader, og etableringskostnader kommer i tillegg, spesielt der det ikke er noe opparbeidet areal p.t.

6.2.6.6 Oppsummering av estimerte kostnader og tilgjengelig kapasitet i Grenland

Tabellen under oppsummerer estimerte anleggsbidrag på tidspunkt for utredning (september 2021). Dette baserer seg på grovestimater og kan ikke anses som endelig budsjett for nødvendig nettoppgradering:

Sted	Ledig kapasitet	Estimerte anleggsbidrag
Rabben	Mulig tilknytning opptil 4-5 MW	Et grovt kostnadsoverslag på dette vil være på rundt: Ikke beregnet anleggsbidrag, men totalkostnaden er antatt til 3,9 millioner for Lede AS for effektbehov på 2 MW 4,1 millioner + kostnad for redundans for effektbehov på 4 MW
Skien Jernbanestasjon	Mulig tilknytning opptil 4-5 MW	Et grovt kostnadsoverslag på dette vil være på rundt: 1 million + kostnad til bygg og kabling til nettstasjon for effektbehov på 2 MW 1,5 millioner + kostnad til bygg og kabling til nettstasjon for effektbehov på 4 MW
Enger	Mulig tilknytning opptil 4-5 MW	Et grovt kostnadsoverslag på dette vil være på rundt: 1 million + kostnad til bygg og kabling til nettstasjon for effektbehov på 2 MW 3,4 millioner for effektbehov på 4 MW
Herøya	Mulig tilknytning opptil 4-5 MW	Et grovt kostnadsoverslag på dette vil være på rundt: 2-2,5 millioner for effektbehov på 2 MW 4,0-4,5 millioner for effektbehov på 4 MW

6.2.7 Ladeinfrastruktur

I Grenland har forprosjektet diskutert mye i innledende faser rundt behovet for å sette opp depotlading og endestasjonslading, men forprosjektet har konkludert med at det virker mest hensiktsmessig å kun sette opp *depotlading* fordelt på 2 depoter hvor Rabben vil fortsatt være hoveddepot.

6.3 Tønsberg

6.3.1 Depoter

Forprosjektet har vurdert ulike områder for nye bussdepoter i Tønsberg og i nærområdet, og i punkt 6.3.1.1 - 6.3.1.6 følger anbefalingene som forprosjektet har endt opp med for depoter i Tønsberg og knyttet til denne kontrakten.

Dagens bussdepot i Måkeveien 2 i Stensarmen er ikke egnet for bruk som videre depot, da dette området skal transformeres til en ny bydel i Tønsberg kommune, og det ikke er mulig å få lengre enn 3 års avtale på leie av området. Siden dagens løsning i Tønsberg-anslaget har kravstilt 70% biogassdrift, og dette gjennomføres i sin helhet med fylling av biogass på Stensarmen og dette ikke er mulig å gjennomføre etter 2024, har forprosjektet identifisert muligheter i Tønsberg til å fortsette dels på biogassdrift også for fremtidige ansalg. Dette er angitt i de enkelte punktene under hvor dette anses som aktuelt (eksisterende infrastruktur i nærheten). Biogassanlegget på Stensarmen er flyttbart og det omtales under.

Kilen Vest-området hvor Tønsberg kommunes Bydrift-avdeling holder til var vurdert som mulig depot i 2018, og forprosjektet har sett på dette området på nytt. Men basert på informasjon fra den gangen er det ikke vurdert som et mulig fremtidig nytt bussdepot.

Forprosjektet har etter nærmere vurdering landet på alternativene beskrevet under. Det er ønskelig å ha 1-2 bussdepoter i Tønsberg sentrum, 1 oppstillingssted på Tjøme, 1 oppstillingssted på Borgeskogen og 1 oppstillingssted i Våle.

6.3.1.1 Fjordgaten 2 – «Korten», Tønsberg

Fjordgaten området er vist på bildet under. Fjordgaten 2 er markert med rød nål. Dette bygget er det muligheter for å rive for å bygge opp bussdepot er forprosjektets antakelser. Fjordgaten 2 AS eies av Hesnes Investment AS, Bjørnco AS og Myklestad Holding AS. Daglig leder i Bjørnco AS har meddelt forprosjektet at det eksisterer en intensjonsavtale med en utbygger for hele området. Endelig avtale er imidlertid ikke inngått.

Hele det aktuelle området er regulert til *Industri/lager formål* i gjeldende reguleringsplan for Korten siste revidert i mars 2000.

Utover Fjordgaten 2 kan det være flere aktuelle områder på Korten og også området i sør ved dagens p-plasser kan være aktuelt å se på. Også deler av disse p-plassene eies av Fjordgaten 2 AS. P-plassene er festet tomt på 80 år fra 2006, hvor deler solgt bort eller gitt bort til L.B. Invest AS.



Foto: kart.finn.no.



Foto: Google Street View September 2019 (mot P-plass helt sør i Fjordgaten).

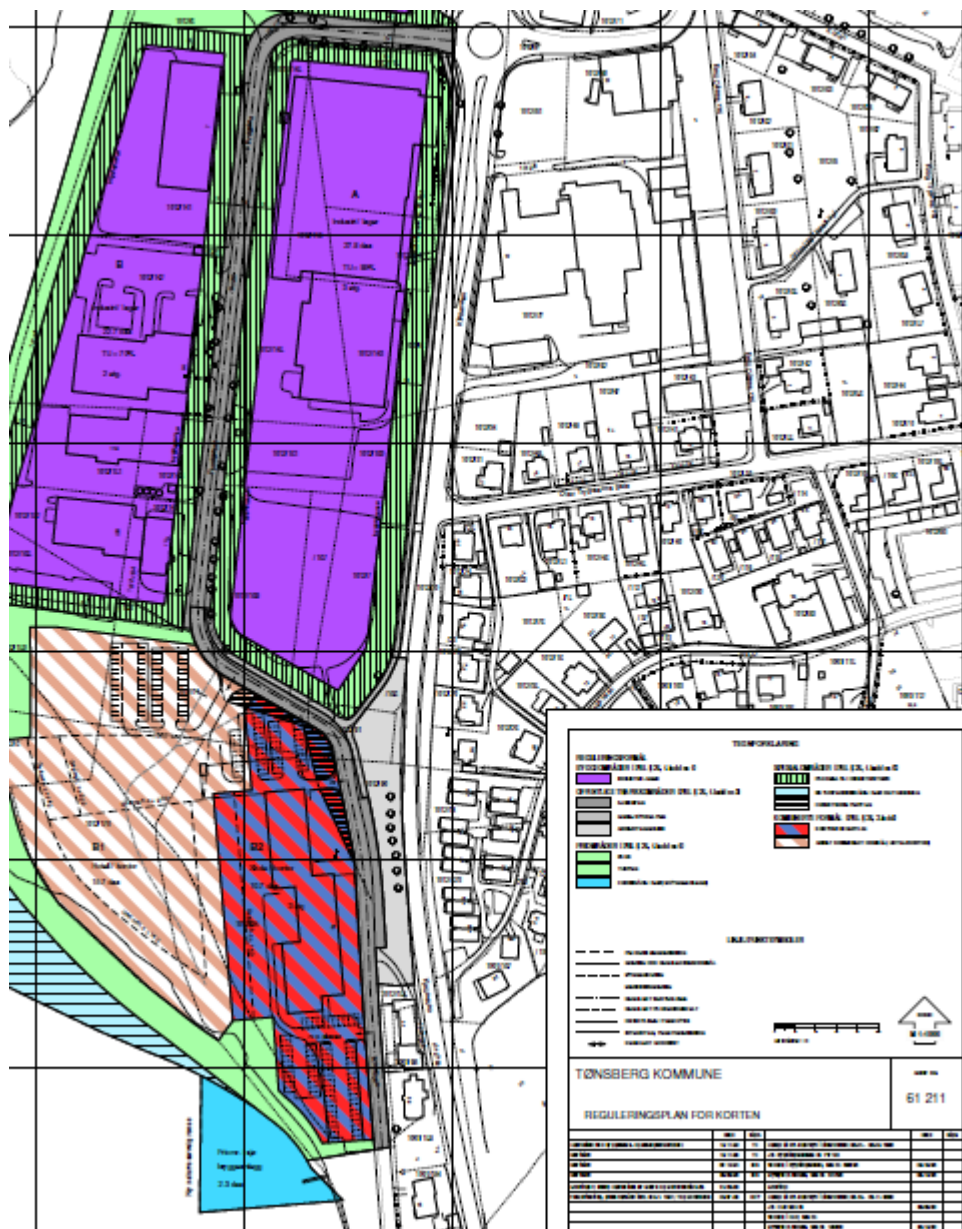


Foto: Plankart Korten. (<https://kart.geonorge.no/seplan/>)

6.3.1.1.1 Biogassrørledning

Dagens biogassrørledning (ca. 4 bar) til Tønsberg sentrum hvor biogass distribueres av Air Liquide Skagerak AS er direkte påkoblet Greve Biogass AS (biogassfabrikken) og leverer biogass til bussene i Stensarmen (bussene driftes i dag av Unibuss) hvor det er 2 hurtigfyllerpunkter og 4 saktefyllerpunkter for biogass inkludert kompressorstasjon (for å trykke opp til 250 bar).

Denne biogassrørledningen går tvers over Parkering Fjordgaten, med en avstikker/forgrening inn til Fjordgaten 7 (rett vest for eksisterende bygg i Fjordgaten 2). Dersom man vurderer å benytte biogass i fremtidige tilbud vil det være mulig å flytte eksisterende kompressorstasjon, fyllerpunkter og annen infrastruktur fra dagen bussdepot i Måkeveien 2, og koble seg på biogassledningen som går i bakken under Korten området. Anslagsvis vil kostnadene være små ved dette sammenliknet med å sette opp alt på nytt eller koble seg på biogassledningen ved lengre avstand til bussdepot.

Kartet under illustrerer eksisterende biogassrørledning i området.

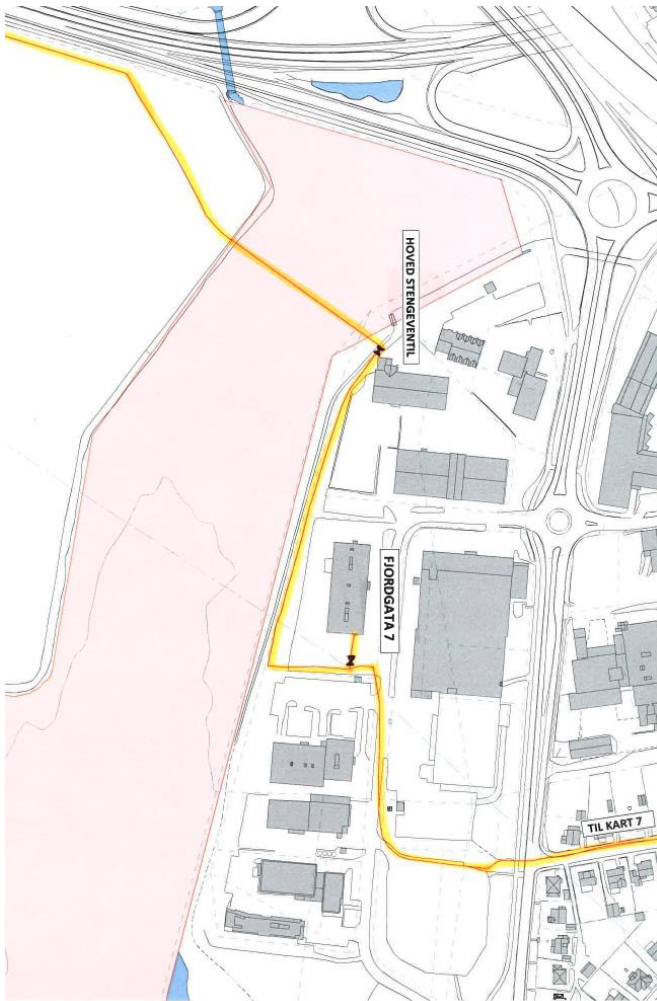


Foto: Air Liquide Skagerak AS (copyright).

6.3.1.2 Solkilen 20-24, Tønsberg

Dette området vurderes som et mulig busdepot.

Alle adresser i Solkilen området (ned til Kilden kino) eies av Solkilen AS som igjen eies 100% av **JGG HOLDING AS** (Jan Gunnar Gjermundsen familien).

Siste reviderte reguleringsplan fra 01.11.2018 viser at mesteparten av området er regulert til *bolig/kontor formål, boligbebyggelse, bolig/tjenesteyting*.

Dette området har kjente utfordringer med at grunnen delvis synker pga. kvikkleire. Det er et stort problem og begrenser mulighetene for å få til noe innenfor akseptable priser.

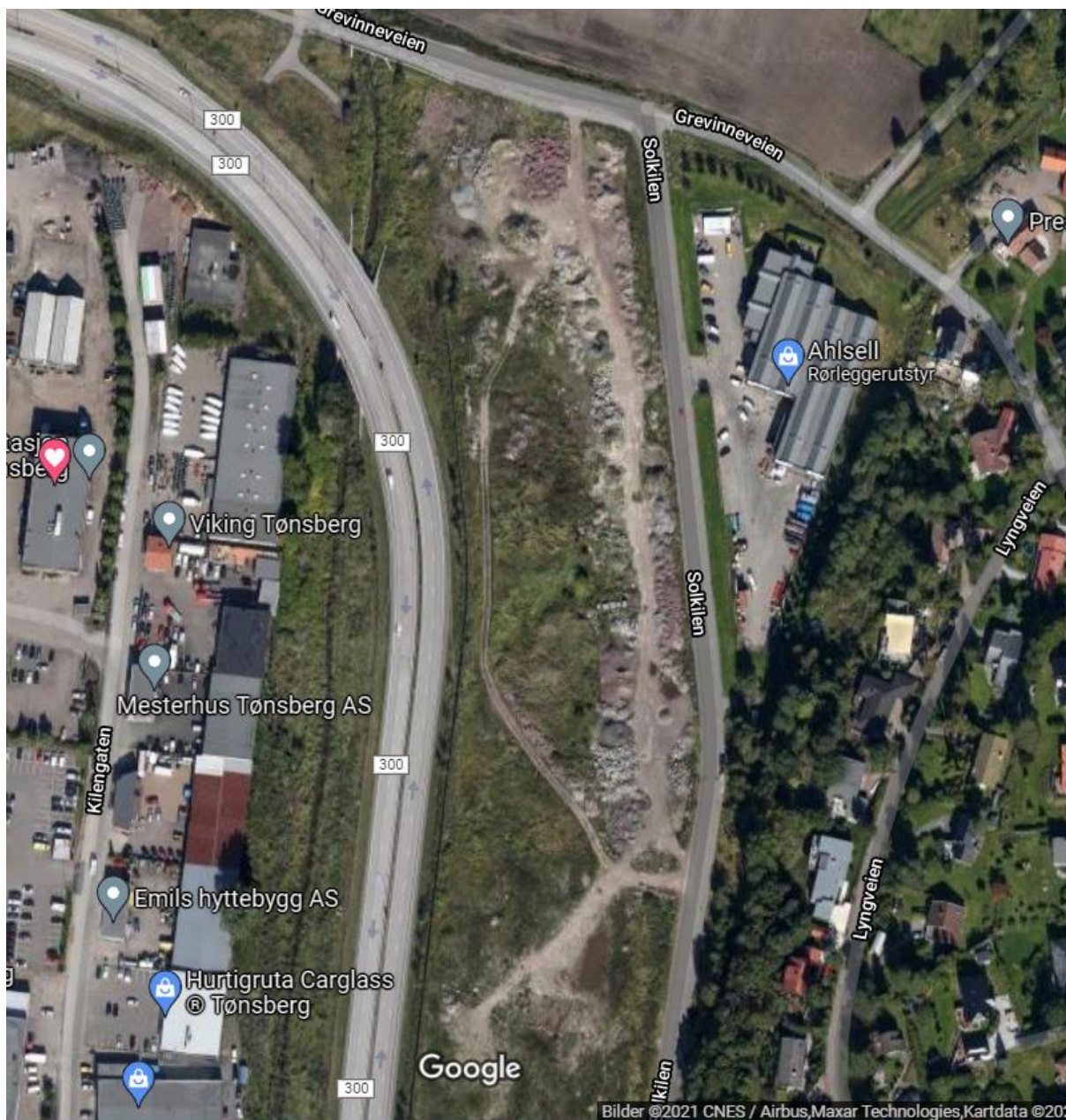


Foto: Google Maps.

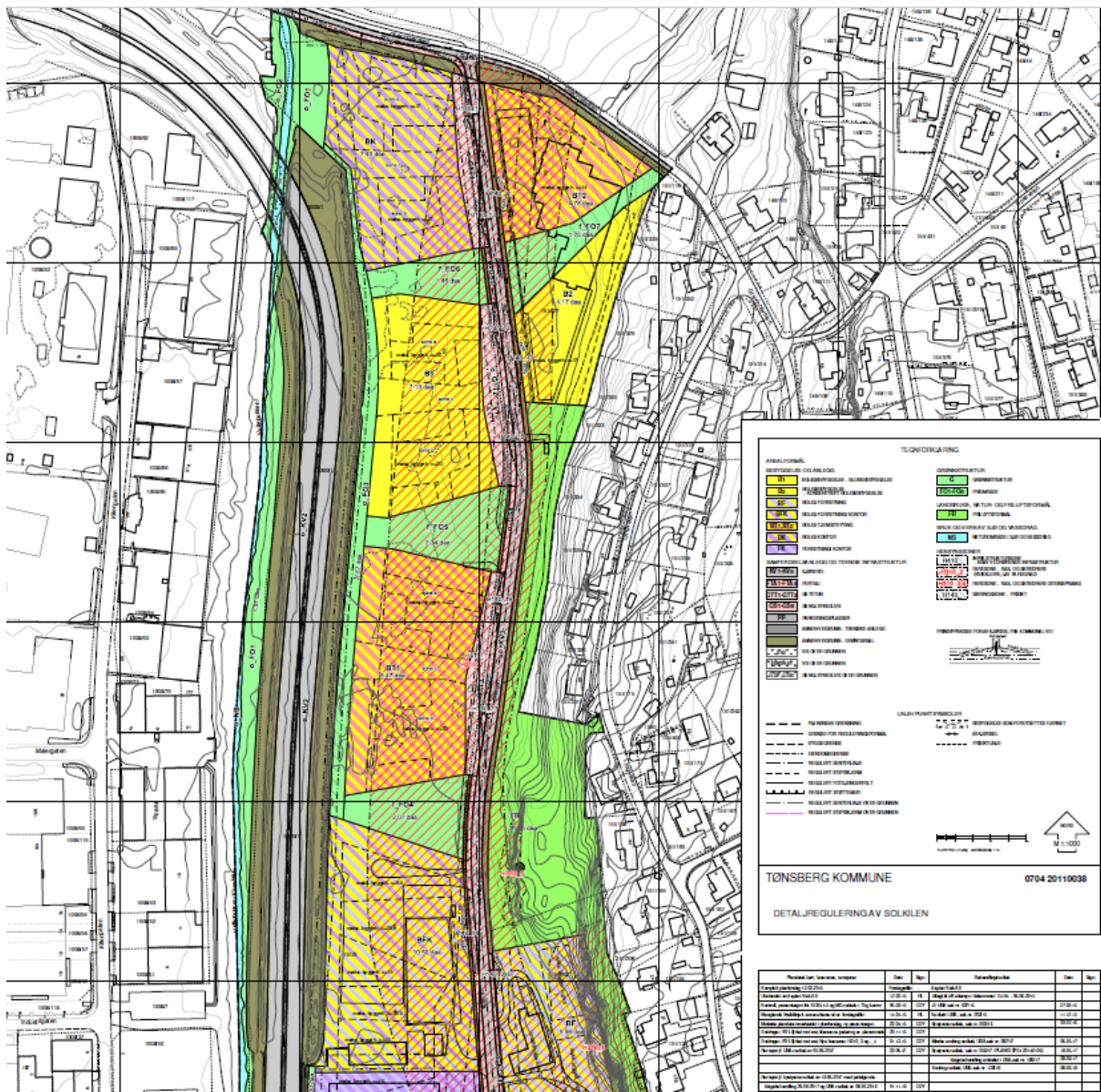


Foto: Plankart Solkilen. (<https://kart.geonorge.no/seplan/>)

6.3.1.2.1 Biogassfylllestasjon for CBG – Kilengaten 24

Tønsberg kommune eier biogassfylllestasjon for CBG ved sin Bydrifts-avdeling. Biogassen leveres i rør direkte fra biogassfabrikken på Greve (som dagens løsning i Stensarmen).

Dette anlegget er åpent 24/7 og det er potensielt en god mulighet å utnytte allerede eksisterende bygget infrastruktur for økt bruk av biogass også dersom busser og/eller minibusser skal stasjoneres permanent ved Solkilen eller Kilen sørøst (beskrives under).

Anlegget har adresse Kilengaten 24, 3117 Tønsberg, og ligger ca. 1,3 km. fra eventuelt depot på Solkilen eller ca. 1,5 km fra eventuelt depot på Kilen sørøst (Reservatveien). Se bildet under av anlegget.

Det vil også kunne være en mulighet å strekke biogassrør inn på Solkilen eller Kilen sørøst, og flytte biogassanlegget fra Stensarmen opp hit for å gjenbruke denne infrastrukturen og gjøre det mulig å benytte delvis biogassdrift også i fremtiden.

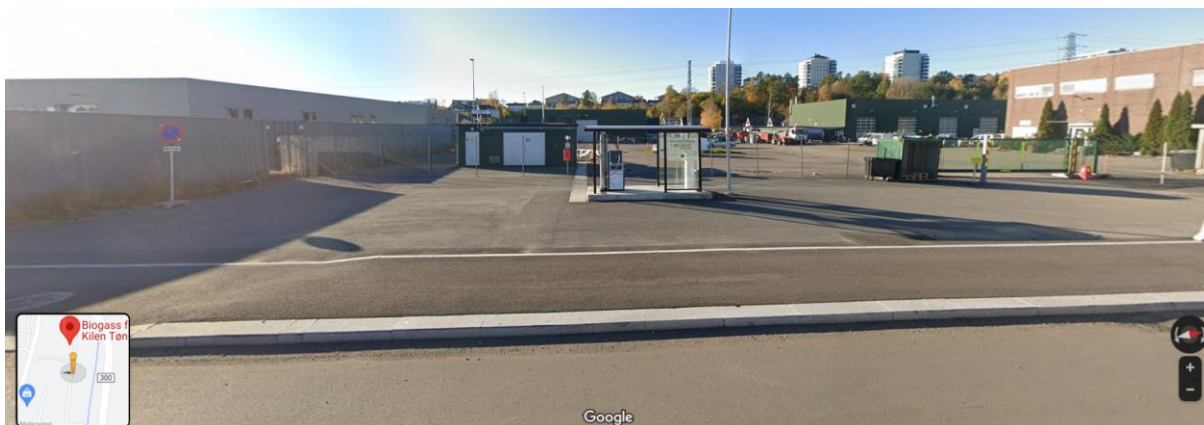


Foto: Google Street View.

6.3.1.3 Kilen sørøst, Reservatveien (Tolvkanten), Tønsberg

Størstedelen av dette området eies av Kilen Handelspark AS hvor blant annet Canica AS (eies indirekte av Svein Erik Hagen) og Coop Norge Eiendom AS er inne på eiersiden.

Reguleringsplanen revidert siste gang i 01.04.2016 viser at området er regulert til *forretning/kontor i nord, bolig/blokkbebyggelse, og bolig/kontor formål med grøntarealer i sør.*

Forprosjektet har hatt dialog med Næringsjefen i Tønsberg kommune og planene om næring- og handelsutbygging på området vest for hovedveien er fortsatt aktuelle, men i noe mindre målestokk. Det betyr nødvendigvis ikke at det er ledige arealer. Tønsberg kommune skal gjøre en ekstra utsjekk, men det er lite sannsynlig at det er store nok arealer ledige.



Foto: kart.finn.no.



Foto: Google Street View mars 2019.

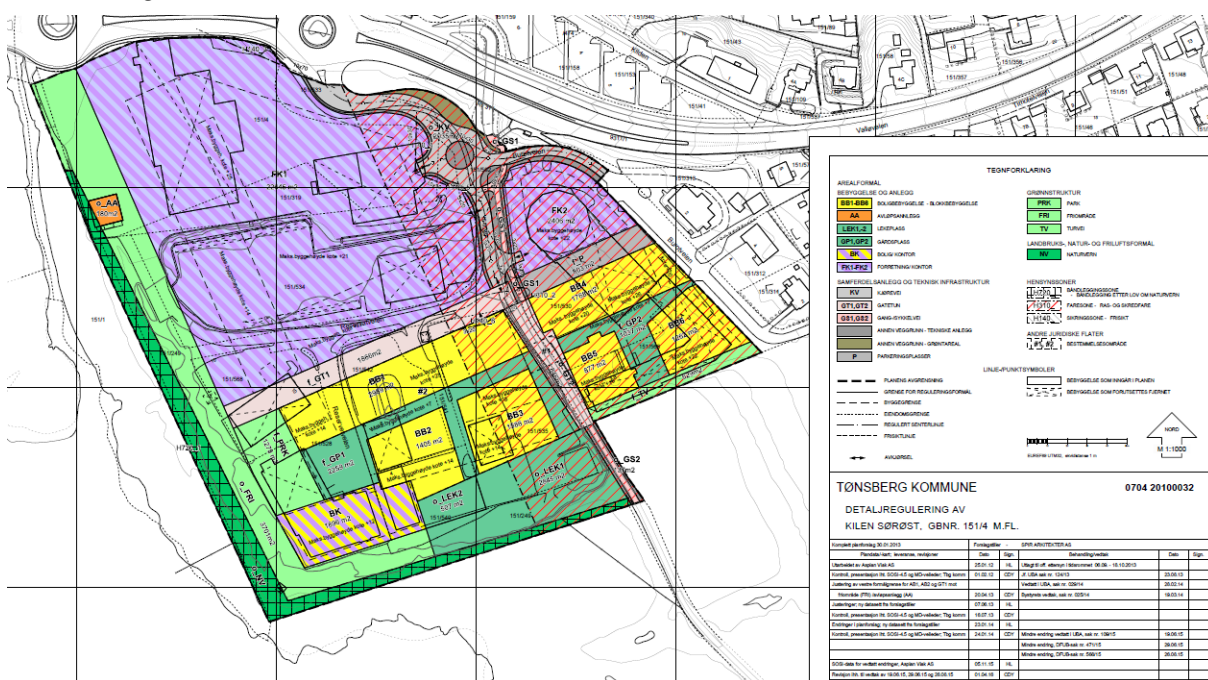


Foto: Plankart Kilen sørøst. (<https://kart.geonorge.no/seplan/>)

6.3.1.3.1 Biogassfylllestasjon for CBG

Se punkt 6.3.1.2.1.

6.3.1.4 Haugsjordet 13, Tjøme

Haugsjordet er i dag bussdepot for dagens PTO Unibuss. Forprosjektet anser det som naturlig å stasjonere noen busser fortsatt på Tjøme – både rent driftsmessig og for å avlaste anlegg i byen.

Haugsjordet 13 eies i dag av Tjøme Gravedrift AS og Unibuss leier tomten av disse.

- Det er oppstillingsplass for ca. 8 busser
- Det er et lite spiserom for bussførere med toalett
- Det er ingen vaskehall
- Det er ingen dieseltank



Foto: kart.finn.no.

Rød markør under viser en av de oppstilte bussene.

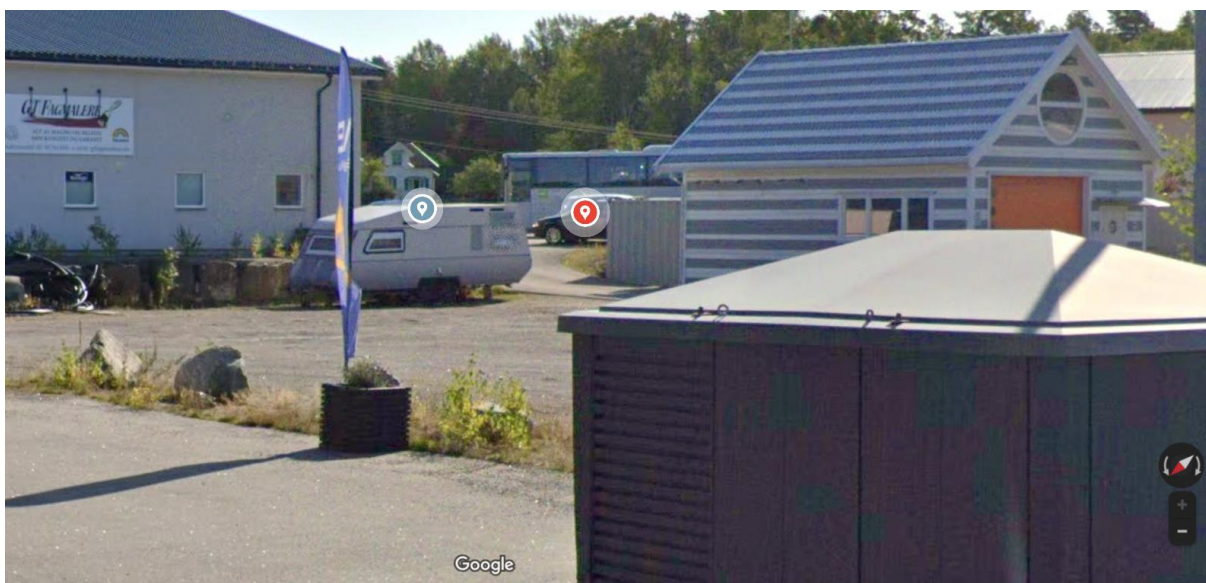


Foto: Google Street View september 2019.

6.3.1.5 Borgeskogen 57D, Sandefjord

Borgeskogen 57D er i dag bussdepot for dagens PTO Unibuss. Rød markør nederst i bildet under viser hvor dagens nettstasjon står.

Borgeskogen 57D eies i dag av Øre AS og Unibuss leier tomten av disse.

- Det er oppstillingsplass for ca. 23 busser
- Det er 4 kontor plasser med et møterom som også brukes som spiserom for førene.
- Det er ingen vaskehall
- Det er dieseltank på bakkenivå



Foto: kart.finn.no.

6.3.1.5.1 Biogassfylllestasjon for CBG og LBG på Borgeskogen

Air Liquide Skagerak driver og leverer biogass for hurtigfylling av CBG (komprimert som til dagens biogassbusser i Tønsberg) og LBG (flytende) til lastebiler fra anlegget på Borgeskogen. Dette anlegget er åpent 24/7 og det er potensielt en god mulighet å utnytte allerede eksisterende bygget infrastruktur for bruk av biogass også dersom busser skal stasjoneres permanent på Borgeskogen 57D. Dette anlegget eksisterte ikke i 2016 under oppstart av Tønsberg-anbudet, så derfor er det ingen biogassbusser på Borgeskogen i dag.

Anlegget på Borgeskogen har adresse Gryteveien 1, 3160 Stokke, og ligger ca. 1,1 km fra Unibuss depotet på Borgeskogen 57D. Se bildet under av anlegget.



Foto: kart.finn.no.

6.3.1.6 Bispeveien 1518, Våle (Svinevoll)

Bussdepot som i dag brukes av Vy Buss for 3 busser stående på Svinevoll, hvor disse benytter anlegget på Hof for vask og tanking av buss (HVO) – se 6.4.1.2.

Vy Buss har en to delt leie på Svinevoll. Oppholdsrommet i Bispeveien 1520 leies av SSB eiendom, og bussoppstillingsplasser leies av Våle Eiendom i Bispeveien 1518.



Foto: kart.finn.no.



Foto: Google Street View oktober 2019.

6.3.2 Busser

6.3.2.1 Dagens bussflåte

Unibuss AS er kontraktør og utøver for all rutetrafikken som utøves i Tønsberg og Færder samt stamlinje 02 – også benevnt som K2016 anbud Tønsberg. Utøver kjører all ruteproduksjon med eget materiell og har heller ingen bruk av underleverandører i sin leveranse til oppdragsgiver.

En stor andel av dagens busskontrakt dekkes av biogassbusser (56 busser per i dag). Biogassbussene skal dekke minst 70% av rutekjørte kilometer i henhold til kontrakt.

Til å dekke opp driften av ruteproduksjon benytter utøveren 97 busser. Disse er plassert ut på stasjoneringsted/depot.

Det er 4 materiellgrupper i K2016. Alle busser skal til enhver tid være godkjent av offentlige myndigheter og tilfredsstillende alle krav i offentlige lover og forskrifter. I tillegg skal bussene tilfredsstillende ethvert krav som stilles i denne kontrakten. Under vises materiellgruppene i en tabell med antall busser og beskrivelse av hvilke ruter disse betjener.

Busstype	Kapasitet sitteplass	Antall busser	Drivstoff Utslippsklasse	Betjener følgende linjer
Materiellgruppe 1 15 meter laventre kl.1	49	14	Gass Euro VI	Linje 02
Materiellgruppe 1 15 meter laventre kl.1	49	5	Diesel Euro VI	Linje 02
Materiellgruppe 2 12 meter laventre kl.1	36	42	Gass Euro VI	Bylinjer i Tønsberg
Materiellgruppe 3 9 meter laventre kl.1	23	2	Diesel Euro VI	Servicelinjer i Tønsberg
Materiellgruppe 4 12 meter normalgulv kl.2	45	34	Diesel Euro VI	Skolerute og regionale linjer

6.3.2.2 Fremtidig bussflåte

Tabellen under viser et anslag for Tønsberg på 70 elbusser av totalt 90 busser i en fremtidig bussflåte.

Busstype	Kapasitet sitteplass	Anslag antall busser	Drivstoff Utslippsklasse	Betjener følgende linjer
15 meter laventre kl.1	49	22	Elektrisk	Linje 02, 021, 023 + noe skole og dublering
12 meter laventre kl.1	36	39	Elektrisk	Bylinjer i Tønsberg (022,111, 112, 113, 115, 116)+ noe skole og dublering)
10 meter laventre kl.1	26?	2	Elektrisk	Servicelinjer i Tønsberg (100, 110, 114, 117 og 118)
12 meter normal kl.2	45	7	Elektrisk	Regionale linjer (120, 121, 124, 126 og 129 + skolekjøring.
12 – 15 meter normal kl.2.	45 – 65	20	Biogass, HVO, Diesel?	Skolekjøring + noe kjøring på de regionale linjene

6.3.3 Testdata fra elbuss test 8. april

6.-8. april hadde Tide Buss lånt inn en Solaris nE15LE elbuss med 474 kWh kapasitet totalt, fordelt på 6x79 kWh høy effekt batterier, som forprosjektet fikk testkjøre i områdene. 8. april ble bussen prøvekjørt i rute 02 fra Sandesund til Holmestrand, og Unibuss hadde med en instruktør og en gruppeleder med på turen.

Dessverre har det fra bussleverandøren ikke vært mulig å fremskaffe data fra denne testdagen.

6.3.4 Linjer

6.3.4.1 Dagens linjevalg

I Tønsberg er det allerede gjort en del tilpasninger i retning av å gjennomføre trafikkplanen. En kobling mellom linjene 111, 115 og 130 til to gjennomgående linjer gjenstår. Sannsynligvis også gjennomgående koblinger for servicelinjene.

Dagens linjer er:

- 02 Stamlinje Holmestrand-Horten-Tønsberg-Tjøme/Tenvik
 - 021 Holmestrand-Skoppum-Tønsberg
 - 022 Lokallinje på Tjøme
 - 023 Direktelinje Horten-Tønsberg
- 100 Servicelinje Vestskogen m.m.-Tønsberg
- 110 Servicelinje Solvang-Tønsberg
- 111 Bylinje Tønsberg-Jarlsø
- 112 Direktelinje Torød-Tønsberg
- 113A/B Bylinje Torød/Husøy - Tønsberg-Eik
- 114 Servicelinje Træleborg-Tønsberg
- 115 Bylinje Vallø-Tønsberg
- 116A/B Bylinje Kaldnes/Borgheim - Tønsberg - Tolvsrød - Skallevoll
- 117 Servicelinje Barkåker-Tønsberg
- 118 Servicelinje Sandeåsen-Tønsberg
- 120 Regional linje Tønsberg-Revetal-Kirkevoll
- 121 Regional linje Tønsberg-Revetal-Hof
- 124 Regional linje Tønsberg-Andebu m.m.
- 126 Regional linje Tønsberg-Undrumsdal-Kirkevoll
- 129 Regional linje Tønsberg-Vestre Skjee
- 130 Regional linje Tønsberg-Stokke

6.3.4.2 Fremtidig linjevalg

Fremtidig linjevalg ifølge trafikkplanen blir ganske likt dagens:

- 02 Stamlinje Holmestrand-Horten-Tønsberg-Tjøme/Tenvik
 - 021 Holmestrand-Skoppum-Tønsberg
 - 022 Lokallinje på Tjøme
 - 023 Direktelinje Horten-Tønsberg
- 100 Servicelinje Vestskogen m.m.-Tønsberg
- 110 Servicelinje Solvang-Tønsberg
- 111/115/130 Bylinje Stokke/Vear-Tønsberg-Jarlsø/Vallø
- 112 Direktelinje Torød-Tønsberg

- 113A/B Bylinje Torød/Husøy - Tønsberg-Eik
- 114 Servicelinje Træleborg-Tønsberg
- 116A/B Bylinje Kaldnes/Borgheim - Tønsberg - Tolvsrød - Skallevoll
- 117 Servicelinje Barkåker-Tønsberg
- 118 Servicelinje Sandeåsen-Tønsberg
- 120 Regional linje Tønsberg-Revetal-Kirkevoll
- 121 Regional linje Tønsberg-Revetal-Hof
- 124 Regional linje Tønsberg-Andebu m.m.
- 126 Regional linje Tønsberg-Undrumsdal-Kirkevoll
- 129 Regional linje Tønsberg-Vestre Skjee

Endringer/sammenkoblinger i servicelinjene kan også bli aktuelt. Endringer i markedssituasjonen og/eller endringer i økonomiske rammer kan også påvirke linjevalgene.

6.3.5 Energiforbruk og effektbehov

For å estimere forventet energiforbruk for elbusser tilknyttet Tønsberg er det vanskelig å komme med eksakte estimater da det vil være et politisk spørsmål hvorvidt man ønsker å utnytte biogassen eller basere tilbudet på elbuss drift.

I tabellen under er det derfor tatt noen forutsetninger basert på inntil ca. 78% elbusser i drift i Tønsberg & omegn ved fremtidig tilbud. Ruteproduksjonen i kjørte kilometer vil avgjøre hvor stor den samlede elbuss produksjonen faktisk vil kunne bli.

Tabellen under viser en samlet oppstilling over områdene som forprosjektet har kommet frem til gitt denne forutsetningen.

Depot	450>kW>300 endepunkt, pantograf el. væskekjølt kabel	150 kW depot, hurtiglading for topping på dagtid	100 kW depot, nattlading	Samlet samtidig kapasitetsbehov
Tønsberg	0	??	45 = 4500 kW	4,5 MW. Kan trolig spre ladingen litt utover døgnet slik at max. samtidig effekt blir lavere.
Tjøme	0	0	7 = 700 kW	Opptil 1 MW. Kan trolig spre ladingen litt utover døgnet slik at max. samtidig effekt blir lavere.
Borgeskogen	0	0	8 = 800 kW	Opptil 1 MW. Kan trolig spre ladingen litt utover døgnet slik at max. samtidig effekt blir lavere.
Svinevoll	0	-	2 = 200 kW	0,2 MW

*I tabellen over er det ikke tatt med potensialet for vekst, men forprosjektet antar at dette kanskje kan "motregnes" mot spredning av lading utover døgnet slik at man likevel kan klare seg med foreslått antall ladere.

Energiforbruket for denne anslåtte andel av elbusser kan løselig anslås til med ca. 500 kWh +/- batterikapasitet og 400 kWh (80%) utnyttbar energi (100→20% SOC eller 90→10% SOC), og fulllading 1 gang per døgn i et år:

Tønsberg & omegn – 10 220 000 kWh/år.

Til sammen over 10,2 GWh årlig elektrisk energiforbruk. Med en strømpris (ex. nettleie) på 40 øre/kWh som ikke anses som en urealistisk strømpris for en 10 års anbudsperiode vil dette medføre strømkostnader på opp mot 41 millioner kroner for elbuss drift i Tønsberg. Nettleiekostnader kommer i tillegg til dette.

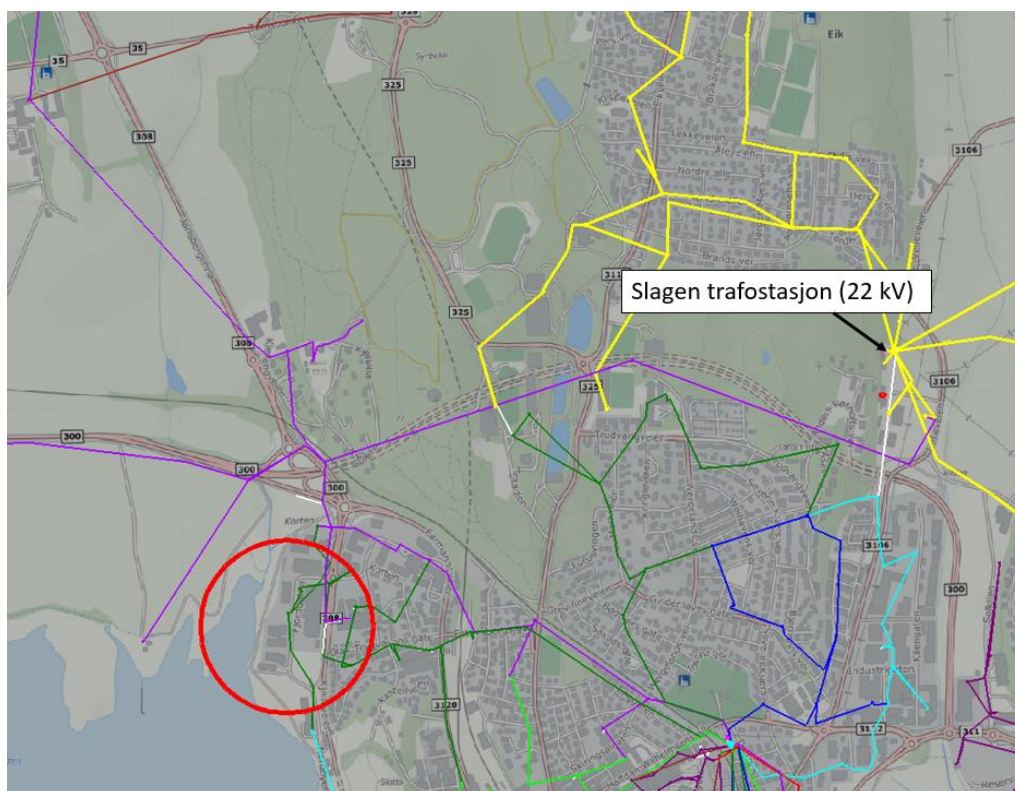
Smart lading og optimal utnyttelse av prisene på strøm vil kunne påvirke dette positivt.

6.3.6 Nettinfrastruktur

Under følger de vurderinger som er gjort av Lede av nåværende situasjon i distribusjonsnettet og regionalnettet, samt av tiltak som eventuelt må gjennomføres ved tilknytning av ladestasjoner på de utvalgte lokasjonene. Analysen baseres på nåværende situasjon (november 2021), hensyntatt kjente tiltak og tilknytninger. Forhold som blir belyst, slik som ledig kapasitet, kan endre seg over tid.

Effektbehovet for ladestasjonene er foreløpig estimert til å være på 4-5 MW i Tønsberg, 2 MW på Borgeskogen, og 0,5 MW i Våle. Under følger analysene som er utført av Lede på dette behovet for de ønskede områdene.

6.3.6.1 Fjordgaten 2 – «Korten», Tønsberg – mulig, men kostbart med tilknytning opptil 4-max 5 MW



Figuren viser avgangene i retning Korten merket i rød ring. Lede AS.

Ved 4-5 MW anbefales det å tilknytte seg til 22 kV nettet, og dette ledningsnettet er merket gult på bildet over.

Fra Ledes utredning:

- Dersom uttak skal forsynes fra Slagen: Må legges ny kabel (ca. 2000 m) som møter eksisterende avgang.
- Må også oppgraderes enkelte partier (ca. 850 m) på eksisterende avgang fra Slagen

- Begrenset med transformeringskapasitet i Slagen ved feil på en av trafoene
- Bra med transformeringskapasitet i normaldrift
- Kan det være aktuelt å vurdere Betinget tilknytning (se kapittel 7.2)? Dette med tanke på redundans både i regionalnett og i distribusjonsnett
- Eventuelt se på mulighetene for å øke trafokapasiteten i Slagen

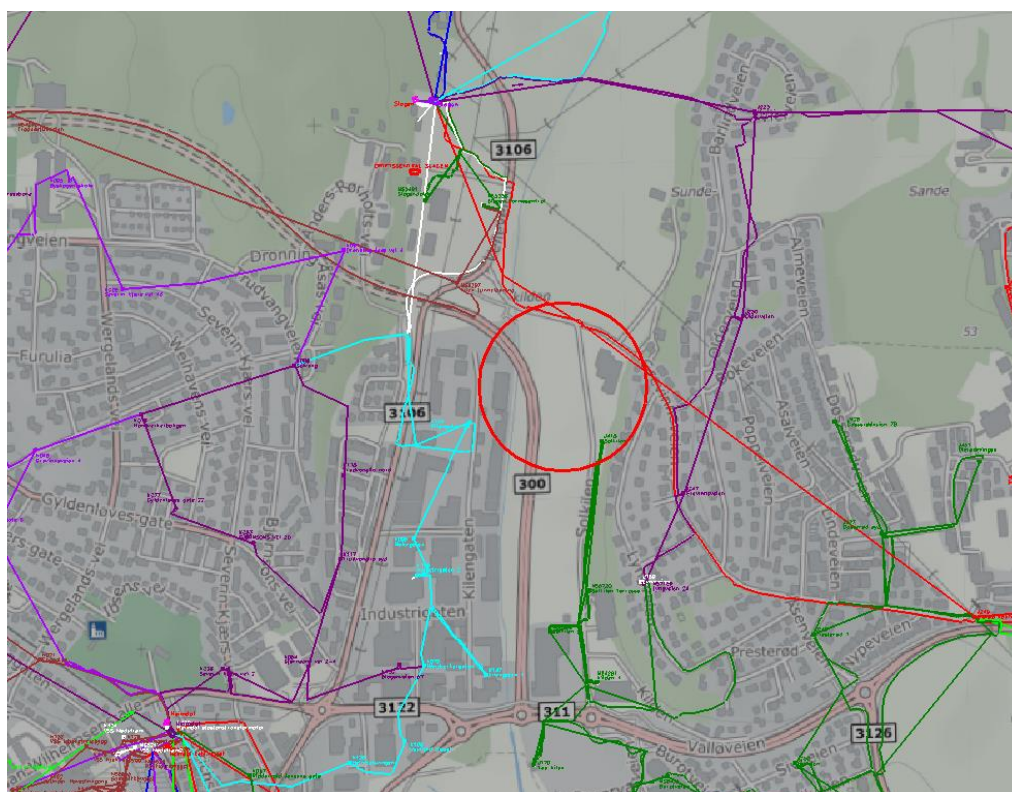
Totalt kostnadsoverslag (tilknytning 4-maks 5 MW)

- Ca. 2500 m med ny kabel som må legges
- Kabel: 1,3 MNOK*
- Grøft: 2,8 MNOK*
- Nettstasjoner (plassbygd, 2 trafoer): 1 MNOK
- Anleggsbidrag for eksisterende kabel (10 års-regel): ikke estimert*
- Totalt: *5,1 MNOK + anleggsbidrag eksisterende kabel*

Anleggsbidrag

- Anleggsbidrag er foreløpig ikke beregnet, men punktene over merket med * skal det beregnes anleggsbidrag på

6.3.6.2 Solkilen 20-24, Tønsberg – mulig med tilknytning opptil 4-max 5 MW



Figuren viser avgangene i retning Solkilen merket i rød ring. Lede AS.

Denne lokasjonen vurderes som mest gunstig av de 3 vurderte i Tønsberg området fra Lede sin side da den er tettest opptil transformatorstasjonen i Slagen med en god redundant løsning. Dette prosjektet koster også minst i forhold til totalkostnader.

Fra Ledes utredning:

- Like i nærheten av Slagen transformatorstasjon
- Ledig avgangsfelt i Slagen, kan legges ny kabel frem til ladestasjon (ca 1000 m)
- Kan sikre tosidig forsyning dersom det også legges kabel ned til avgang forsynt fra Rønningen
- Denne løsningen innebærer at det sikres redundans også dersom trafo faller ut i Slagen

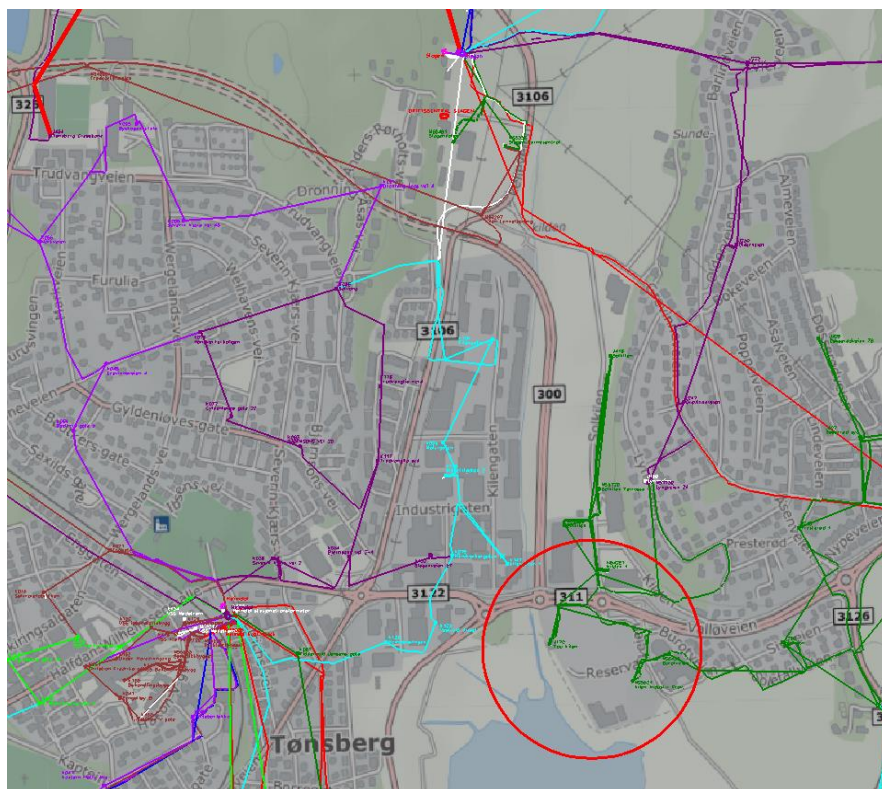
Totalt kostnadsoverslag (tilknytning 4-maks 5 MW)

- Kabel (1000 m TSLF 400mm²): 0,5 MNOK*
- Grøft (1000 m): 1,2 MNOK*
- Nettstasjon (plassbygd, 2 trafoer): 1 MNOK
- Totalt: 2,7 MNOK

Anleggsbidrag

- Anleggsbidrag er foreløpig ikke beregnet, men punktene over merket med * skal det beregnes anleggsbidrag på

6.3.6.3 Kilen sørøst, Reservatveien (Tolvkanten), Tønsberg – mulig med tilknytning opptil 4-max 5 MW



Figuren viser avgangene i retning Kilen sørøst merket i rød ring. Lede AS.

Fra Ledes utredning:

- Nærmeste avgang forsynt fra Rønningen transformatorstasjon
- Kun en trafo i Rønningen, ikke redundans ved utfall av denne

- Ledig kapasitet på grønn avgang til 5 MW. Begrenset med reserver i distribusjonsnettet
- For å sikre reserver må avgang fra Slagen (lilla) oppgraderes på store deler frem til Kilen
- Eventuelt Betinget tilknytning (vilkår både på regionalnett og i distribusjonsnett) kan være en mulighet – se kapittel 7.2

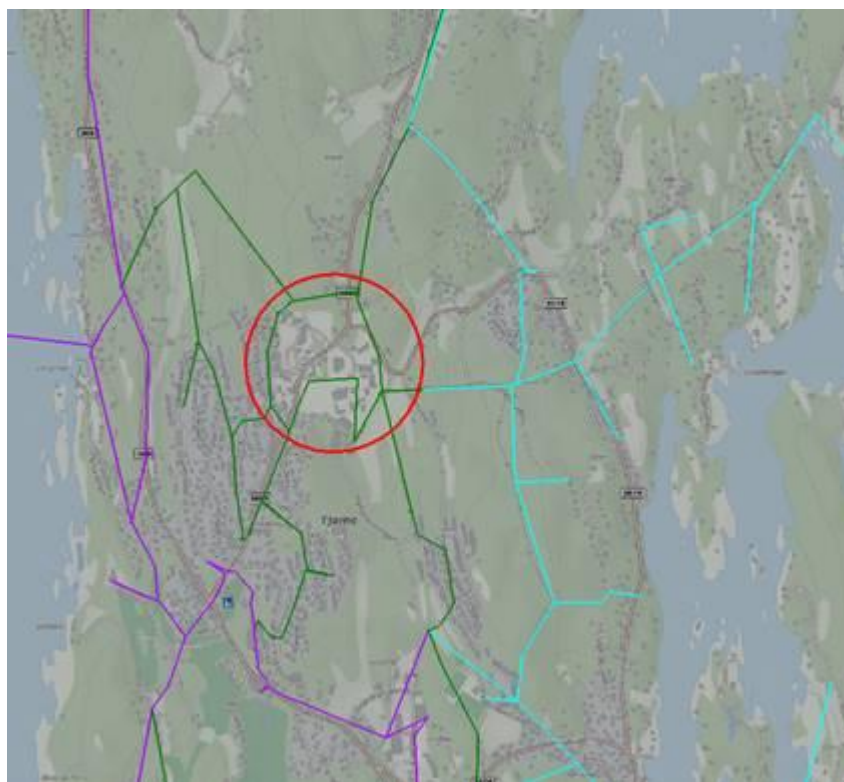
Totalt kostnadsoverslag (tilknytning 4-maks 5 MW)

- Nettstasjon (plassbygd, 2 trafoer): 1 MNOK
- Reserver distribusjonsnett: ikke estimert
- Totalt: 1 MNOK

Anleggsbidrag

- Anleggsbidrag er foreløpig ikke beregnet

6.3.6.4 Haugsjordet 13, Tjøme – mulig med tilknytning opptil 1 MW



Figuren viser avgangene i retning Borgeskogen 57D merket i rød ring. Lede AS.

Fra Ledes utredning:

- I normaldrift er det god kapasitet på nærmeste avgang (grønn farge), og det bør derfor gå greit å tilknytte 1 MW her
- Det vil si at det kreves i hovedsak innsløyfing av en nettstasjon på eksisterende avgang
- For et eventuelt større effektbehov enn dette kan det bli utfordringer med trafokapasitet i forsynende trafostasjon

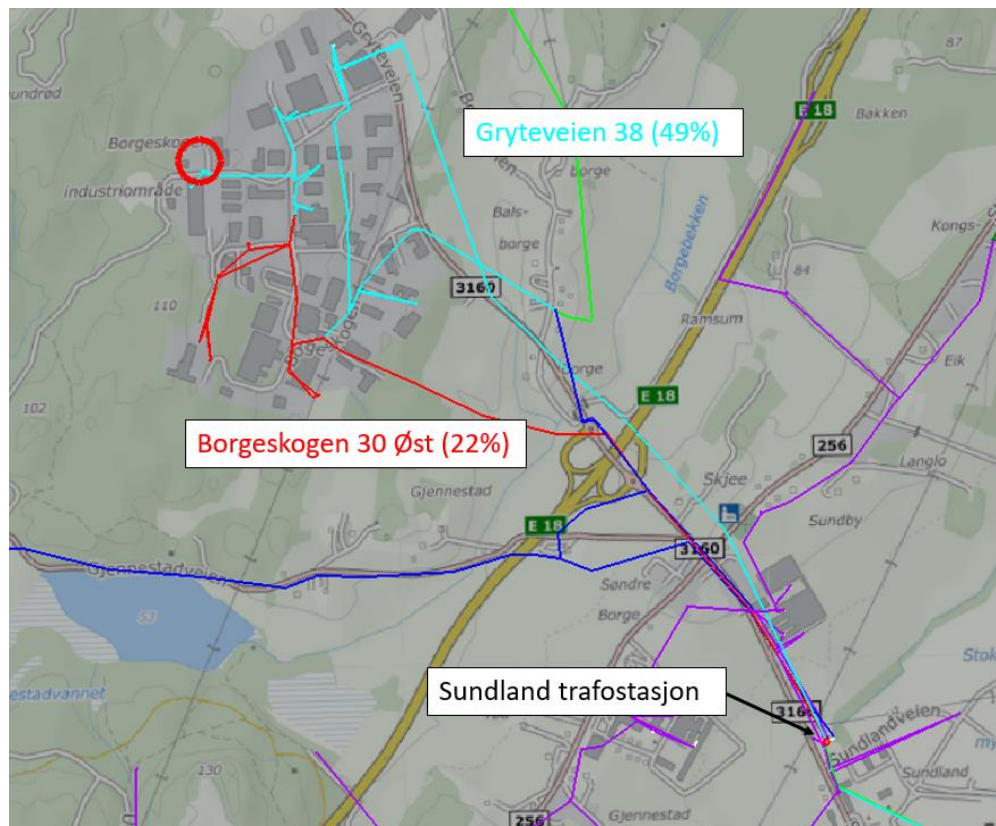
Totalt kostnadsoverslag (tilknytning 1 MW)

- Innsløyfung av ny nettstasjon
- Nettstasjon (prefabrikkert): 600 000
- Totalt: 600 000 NOK ++

Anleggsbidrag

- Anleggsbidrag er i sin helhet kostnadene nevnt over

6.3.6.5 Borgeskogen 57D, Stokke – mulig med tilknytning opptil 2 MW



Figuren viser avgangene i retning Borgeskogen 57D merket i rød ring. Lede AS.

Fra Ledes utredning:

- Avganger i området er forsynt fra Sundland trafostasjon
- Det er to trafoer i stasjonen, og bra med kapasitet
- Nærmeste avgang er Gryteveien 38 som er 49% belastet med ledig kapasitet til ca. 4 MW
- Møtende avgang Borgeskogen 30 har tilstrekkelig reservekapasitet
- Det er OK med 2 MW tilknytning på Gryteveien 38, selv om forprosjektet bare har vurdert opptil 1 MW som samlet kapasitetsbehov

Totalt kostnadsoverslag (tilknytning 2 MW)

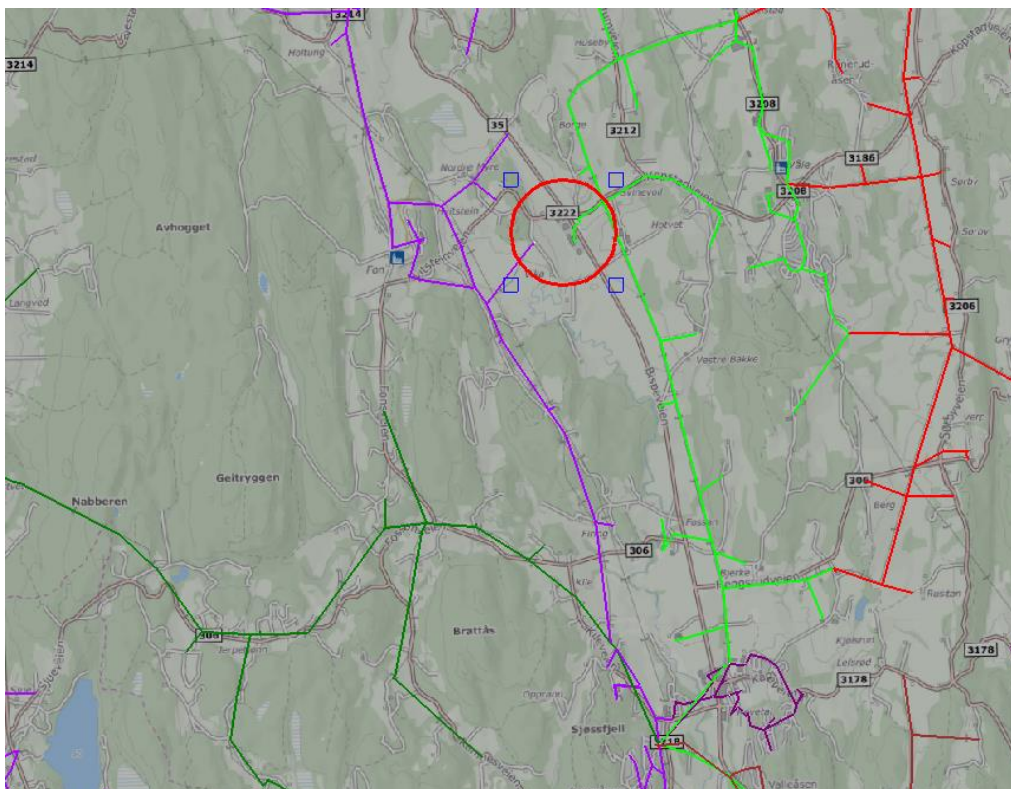
- Innsløyfung av ny nettstasjon
- Nettstasjon (prefabrikkert): 600 000
- Kabling

- Totalt: 600 000 NOK++

Anleggsbidrag

- Anleggsbidrag er i sin helhet kostnadene nevnt over

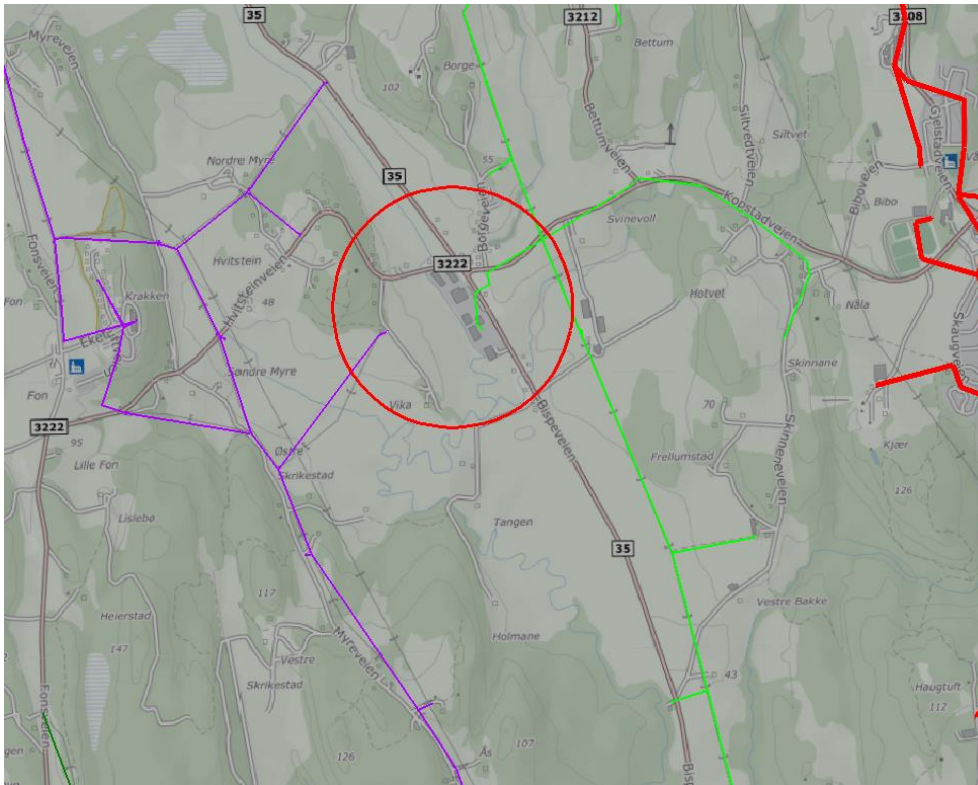
6.3.6.6 Bispeveien 1518, Våle (Svinevoll) – mulig med tilknytning 0,5 MW



Figuren viser avgangene i retning Bispeveien 1518 merket i rød ring. Lede AS.

Fra Ledes utredning:

- Avganger i området er forsynt fra Brår transformatorstasjon
- Det er OK med transformeringskapasitet i Brår i normaldrift
- De nærmeste avganger er:
 - Firing (Lilla) er 37% belastet med ledig kapasitet til 2 MW
 - Våle vest (Grønn) er 80% belastet -> der er det ikke ledig kapasitet



Figuren viser avgangene i retning Bispeveien 1518 merket i rød ring. Lede AS.

Fra Ledes utredning:

- Avgang Vestre Våle kan avlastes noe av rød avgang til høyre, slik at det er tilstrekkelig kapasitet til å forsyne ladestasjon
- Generelt begrenset med reservekapasitet i distribusjonsnettet
- Vil være nok reserve til 0,5 MW

Totalt kostnadsoverslag (tilknytning 0,5 MW)

- Nettstasjon (prefabrikkert): 600 000
- Kabling frem til nettstasjon
- Totalt: 600 000 NOK ++

Anleggsbidrag

- Anleggsbidrag er i sin helhet kostnadene nevnt over

6.3.6.7 Oppsummering av estimerte kostnader og tilgjengelig kapasitet tilknyttet Tønsberg

Generelt anbefaler Lede at man ser på en løsning for 2 depoter som hver bygges opp med 2-2,5 MW, fremfor et stort depot med 4-5 MW da det er lettere å realisere dette i Tønsberg.

Eksempelvis vil ifølge Lede både Kilen og Solkilen ved tilknytning til 2 MW ha like god tilknytning til distribusjonsnettet og reserveløsninger (redundans).

Tabellen under oppsummerer estimerte anleggsbidrag på tidspunkt for utredning (oktober/november 2021). Dette baserer seg på grovestimater og kan ikke anses som endelig budsjett for nødvendig nettoppgradering:

Sted	Ledig kapasitet	Estimerte anleggsbidrag
Fjordgaten 2	Mulig, men kostbart med tilknytning opptil 4- max 5 MW	Et grovt kostnadsoverslag på dette vil være på rundt: Ikke beregnet anleggsbidrag, men totalkostnaden er antatt til 5,1 millioner + anleggsbidrag for eksisterende kabel for Lede AS for effektbehov på 4-5 MW.
Solkilen 20-24	Mulig tilknytning opptil 4-5 MW	Et grovt kostnadsoverslag på dette vil være på rundt: Ikke beregnet anleggsbidrag, men totalkostnaden er antatt til 1 millioner + anleggsbidrag av 1,7 millioner for ny kabel og grøft av Lede AS for effektbehov på 4-5 MW.
Kilen sørøst	Mulig tilknytning opptil 4-5 MW	Et grovt kostnadsoverslag på dette vil være på rundt: Ikke beregnet anleggsbidrag, men totalkostnaden er antatt til 1 millioner + anleggsbidrag på utbedring av reserver av Lede AS for effektbehov på 4-5 MW.
Haugsjordet 13	Mulig med tilknytning opptil 1 MW	Et grovt kostnadsoverslag på dette vil være på rundt: 600 000 kroner + kabling frem til nettstasjonen for effektbehov på 1 MW.
Borgeskogen 57D	Mulig tilknytning opptil 2 MW (forprosjektet har sett på opptil 1 MW som kapasitetsbehov)	Et grovt kostnadsoverslag på dette vil være på rundt: 600 000 ++ kroner for effektbehov på 2 MW.
Bispeveien 1518	Mulig tilknytning opptil 0,5 MW	Et grovt kostnadsoverslag på dette vil være på rundt: 600 000 kroner + kabling frem til nettstasjonen for effektbehov på 0,5 MW.

6.3.7 Ladeinfrastruktur

I Tønsberg og omegn har forprosjektet vurdert behovet for å sette opp depotlading og endestasjonslading, men forprosjektet har konkludert med at det virker mest hensiktsmessig å kun sette opp *depotlading* fordelt på opptil 5 depoter (hvorav 2 i Tønsberg sentrum for å fordele nettkapasitetsbehovet).

6.4 Sande, Hof og Holmestrand

6.4.1 Depoter

6.4.1.1 Lersbrygge 13, Sande

Dette er dagens bussdepot for Vy Buss i Sande. Depoet inneholder en biogassfylllestasjon med 2 kompressorer, 3 flakplasser for biogasscontainere (fylles med biogass fra Greve), ingen saktefyllplasser, og 1 dobbel dispenser for biogass hurtigfylling. Det er 14 biogassbusser som bruker anlegget.

Biogassanlegget som står oppført på eiendommen eies av Air Liquide Skagerak AS (del av Skagerak Energi), og det er inngått en leieavtale for å sette opp anlegget og biogassleveranser til dette mellom Air Liquide Skagerak og Vy Buss.

Anlegget på Lersbrygga leies av Vy Buss fra Fornyerservice AS i kontraktsperioden med mulighet for fornyelse.

Ytterligere består anlegget per i dag av følgende:

- 21 busser, hvor det er 14 biogass busser og 7 som bruker HVO (maks kapasitet)
- En container med HVO tank på 17000 L, denne er komplett for fylling
- Administrasjon, bygg med pauserom og garderober, samt et kontor og møterom
- Vaskehall for buss, dette er frittstående og på motsatt side av anlegget i forhold til der busser står.

Vy Buss er av den oppfatning at dette anlegget slik det fremstår i dag *ikke* er egnet for fremtiden.



Foto: kart.finn.no.



Foto: Google Street View juli 2019.

6.4.1.2 Vikeveien 3, Hof

Dette er dagens bussdepot for Vy Buss i Hof. Vy Buss har stasjonering i Hof hvor det er vaskehall og 9 busser som benytter HVO basert på egen container med HVO (17000L).

Vy Buss leier dette stasjonsingsstedet av Wike Eiendom AS.

Det er en vaskehall som er tilknyttet til oppholdsrom med garderobe.



Foto: Google Maps.



Foto: Google Street View august 2019.

6.4.1.3 Langgaten 2, Holmestrand Bussterminalen
Dagens bussterminal i Holmestrand.

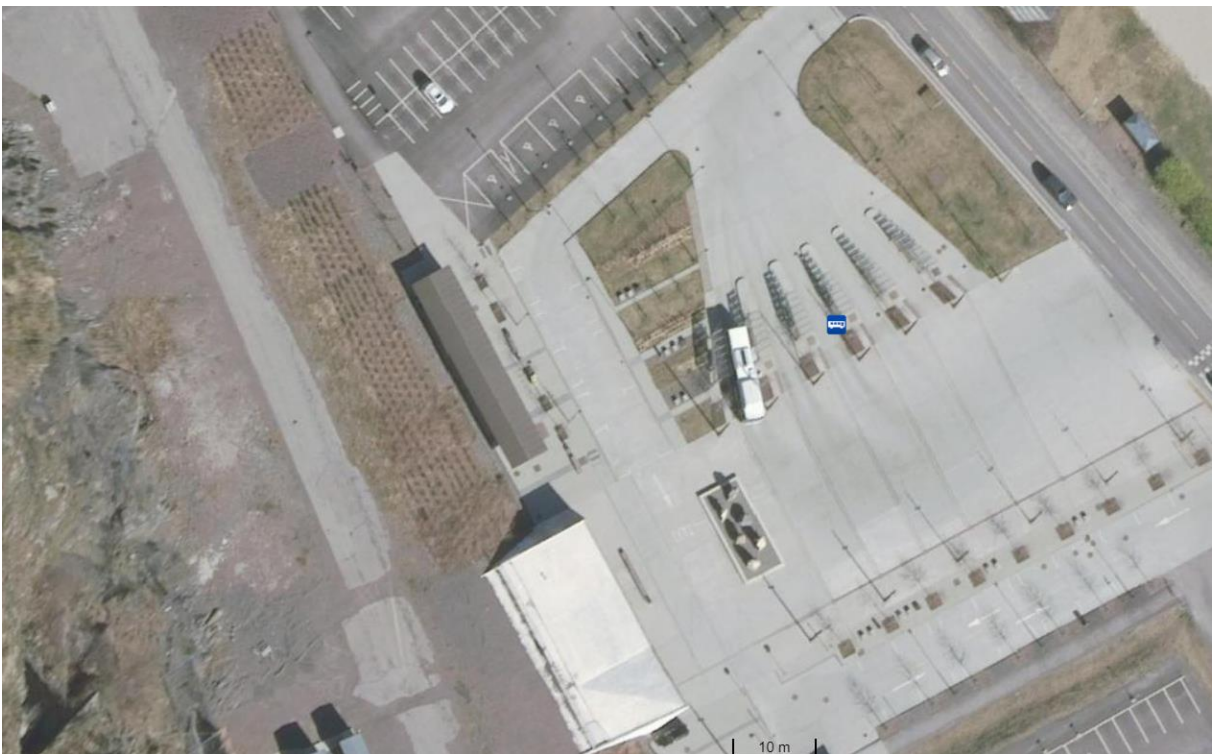


Foto: kart.finn.no.



Foto: Google Street View juli 2019.

6.4.2 Busser

6.4.2.1 Dagens bussflåte

Vy Buss AS er kontraktør og utøver for all rutetrafikken som utøves i Sande, Hof og Holmestrand - også benevnt som K2020 Vestfold Nord. Utøveren kjører all ruteproduksjon med eget materiell og har heller ingen bruk av underleverandører i sin leveranse til oppdragsgiver.

En stor andel av dagens busskontrakt dekkes av som nevnt tidligere av biogassbusser (14 busser per i dag). Biogassbussene skal dekke minst 70% av rutekjørte kilometer. Resterende, maksimum 30% av rutekjørte kilometer skal gjennomføres med 100% fornybar energi. Det ligger til utøver å bestemme om dette skal utføres med fornybar elektrisitet eller bærekraftig drivstoff.

Til å dekke opp driften av ruteproduksjon benytter utøveren 33 busser. Disse er plassert ut på stasjonsingssted/depot.

Det er 2 materiellgrupper i K2020. Alle busser skal til enhver tid være godkjent av offentlige myndigheter og tilfredsstillende alle krav i offentlige lover og forskrifter. I tillegg skal bussene tilfredsstillende ethvert krav som stilles i denne kontrakten. Under vises materiellgruppene i en tabell med antall busser og beskrivelse av hvilke ruter disse betjener.

Busstype	Kapasitet sitteplass	Anslag antall busser	Drivstoff Utslippsklasse	Betjener følgende linjer
Materiellgruppe 1 12 meter laventre kl.1	36	14	Gass Euro VI	Linje 42, 43, 45, 46, 47, 93, 94, 95, 96 + skoleruter
Materiellgruppe 1 12 meter laventre kl.1	36	1	HVO Euro VI	Linje 42 hovedsakelig
Materiellgruppe 2 12 meter normalgulv kl.1	45	17	HVO Euro VI	Linje 41,43,44,93,94,95 + skoleruter
Materiellgruppe 2 15 meter normalgulv kl.1	60	1	HVO Euro VI	Skolerute

6.4.2.2 Fremtidig bussflåte

Busstype	Kapasitet sitteplass	Anslag antall busser	Drivstoff Utslippsklasse	Betjener følgende linjer
12 meter laventre kl.1	36	13	Elektrisk	Bylinjer i Holmestrand (45, 46, 47) Linje 42 Holmestrand-Hof. Linjer i Sande (93, 94, 95 og 96)
12 – 15 meter normal kl.2	45 – 65	17	Biogass, HVO, Diesel?	Skolekjøring + noe kjøring på noen enkelte ordinære linjer

6.4.3 Linjer

6.4.3.1 Dagens linjevalg

- 41 Regional linje Hof-Sande
- 42 Regional linje Hof-Holmestrand
 - 43 Lokal linje Eidsfoss-Hof
 - 44 Lokal linje Hvittingfoss-Hof
- 45 Bylinje Kleiverud-Holmestrand
- 46 Bylinje Gullhaug-Holmestrand
- 47 Bylinje Kleiverud-Gullhaug-Holmestrand (kveld og helg)
- 93 Regional linje Svelvik-Sande
- 94 Regional linje (skoledager) - Sande-Holmestrand
- 95 Lokal linje Skoger/Kjeldås-Sande
- 96 Regional linje Selvik-Skafjell-Sande-Skoger-Drammen
- 97 Lokal linje (skoledager) Klevjerhagen-Skoger-Østbygda-Sande

6.4.3.2 Fremtidig linjevalg

- 41 Regional linje Hof-Sande
- 42 Regional linje Hof-Holmestrand
 - 43 Lokal linje Eidsfoss-Hof
 - 44 Lokal linje Hvittingfoss-Hof
- 45 Bylinje Kleiverud-Holmestrand
- 46 Bylinje Gullhaug-Holmestrand
- 47 Bylinje Kleiverud-Gullhaug-Holmestrand (kveld og helg)
- 93 Regional linje Svelvik-Sande
- 94 Regional linje (skoledager) - Sande-Holmestrand
- 95 Lokal linje Skoger/Kjeldås-Sande
- 96 Regional linje Selvik-Skafjell-Sande-Skoger-Drammen
- 97 Lokal linje (skoledager) Klevjerhagen-Skoger-Østbygda-Sande

Endringer i markedssituasjonen og/eller endringer i økonomiske rammer kan påvirke linjevalgene.

6.4.4 Energiforbruk og effektbehov

For å estimere forventet energiforbruk for elbusser tilknyttet Sande er det vanskelig å komme med eksakte estimater da det vil være et politisk spørsmål hvorvidt man ønsker å utnytte biogassen eller basere tilbudet på elbuss drift.

I tabellen under er det derfor tatt noen forutsetninger basert på inntil ca. 43% elbusser i drift i Hof, Sande og Holmestrand ved fremtidig tilbud. Faktisk ruteproduksjonen i kjørte kilometer vil avgjøre hvor stor den samlede elbuss produksjonen faktisk vil kunne bli.

Tabellen under viser en samlet oppstilling over områdene som forprosjektet har kommet frem til gitt denne forutsetningen.

Depot	450>kW>300 endepunkt, pantograf el. væskekjølt kabel	150 kW depot, hurtiglading for topping på dagtid	100 kW depot, nattlading	Samlet samtidig kapasitetsbehov
Hof	0	0	7 = 700 kW	1 MW?
Sande	0	0	8 = 800 kW	1 MW?
Holmestrand	1 = 450 kW	0	0	0,5 MW

Energiforbruket for denne anslåtte andel av elbusser kan løselig anslås til med ca. 500 kWh +/- batterikapasitet og 400 kWh (80%) utnyttbar energi (100→20% SOC eller 90→10% SOC), og fullading 1 gang per døgn i et år:

Sande, Hof og Holmestrand – 2 190 000 kWh/år

Til sammen oppunder 2,2 GWh årlig elektrisk energiforbruk. Med en strømpris (ex. nettleie) på 40 øre/kWh som ikke anses som en urealistisk strømpris for en 10 års anbudsperiode vil dette medføre strømkostnader på i underkant av 8,8 millioner kroner for elbuss drift i Sande, Hof og Holmestrand. Nettleiekostnader kommer i tillegg til dette.

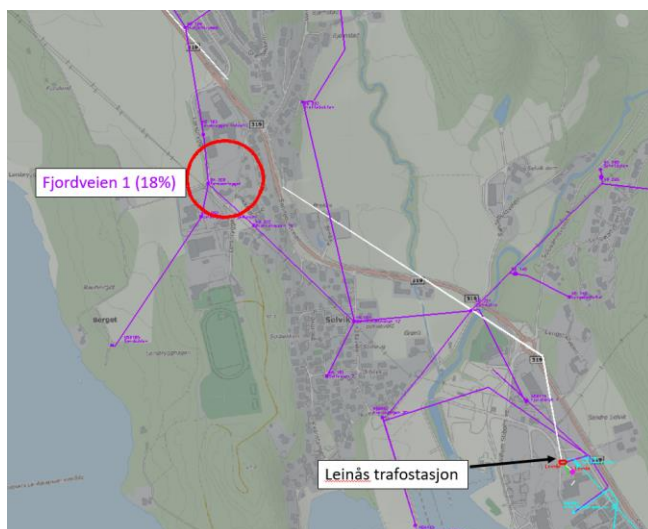
Smart lading og optimal utnyttelse av prisene på strøm vil kunne påvirke dette positivt.

6.4.5 Nettinfrastruktur

Under følger de vurderinger som er gjort av Lede av nåværende situasjon i distribusjonsnettet og regionalnettet, samt av tiltak som eventuelt må gjennomføres ved tilknytning av ladestasjoner på de utvalgte lokasjonene. Analysen baseres på nåværende situasjon, hensyntatt kjente tiltak og tilknytninger. Forhold som blir belyst, slik som ledig kapasitet, kan endre seg over tid.

Effektbehovet for ladestasjonene er foreløpig estimert til å være på 1 MW i Sande, Hof og 0,5 MW i Holmestrand. Under følger analysene som er utført av Lede på dette behovet for de ønskede områdene.

6.4.5.1 Lersbrygge 13, Sande – mulig med tilknytning opptil 1 MW



Figuren viser avgangene i retning Lersbrygge 13 merket i rød ring. Lede AS.

Fra Ledes utredning:

- Avgang i området er forsynt fra Leinås transformatorstasjon
- Det er OK med trafokapasitet i Leinås i normaldrift
- Det er utfordringer med reservekapasitet i dette området ved utfall av en transformator (Sande eller Leinås)
- Den nye Hanekleiva trafostasjon er estimert å være på plass i Q4 2024
- Inntil Hanekleiva er på plass gjelder dette: Midlertidig Betinget tilknytning for alle nye kunder i området
- Nærmeste avgang er Fjordveien 1 som er lavt belastet, men det er ventet flere tilknytninger på denne
- Det er OK med kapasitet for tilknytning av 1 MW på avgangen
- Det er tilstrekkelig med reserve fra møtende avgang fra Sande trafostasjon

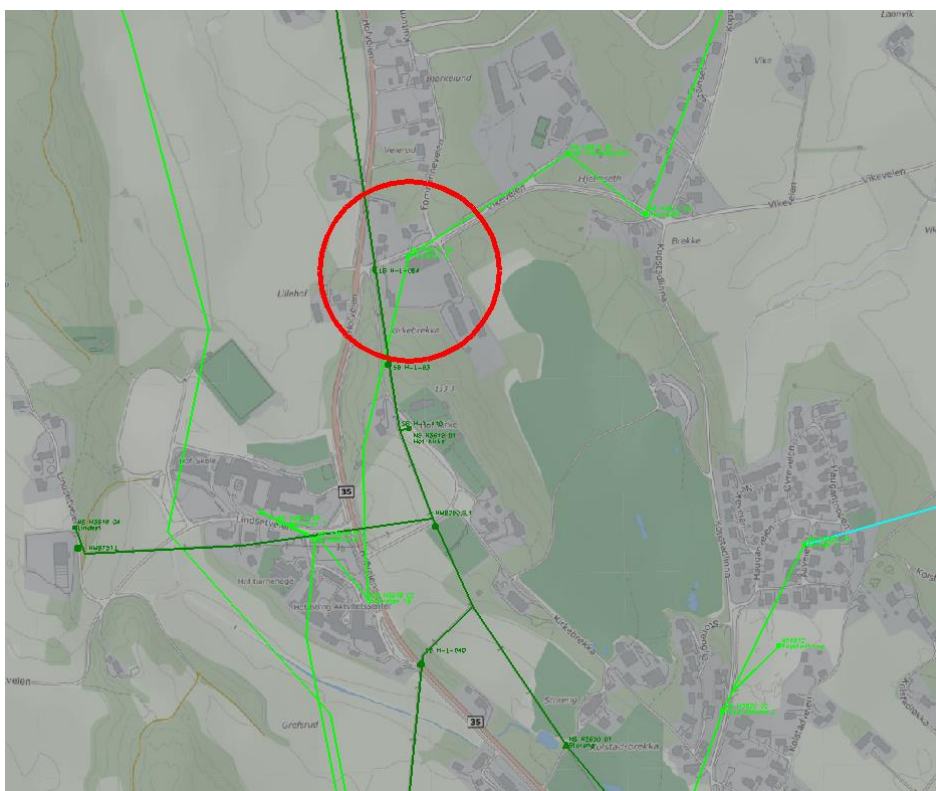
Totalt kostnadsoverslag (tilknytning 1 MW)

- Innsløyving av ny nettstasjon
- Nettstasjon (prefabrikkert): 600 000
- Kabling til nettstasjon (går allerede nærme)
- Totalt: 600 000 NOK ++

Anleggsbidrag

- Anleggsbidrag er i sin helhet kostnadene nevnt over

6.4.5.2 Vikeveien 3, Hof – mulig med tilknytning opptil 2 MW



Figuren viser avgangene i retning Vikeveien 3 merket i rød ring. Lede AS.

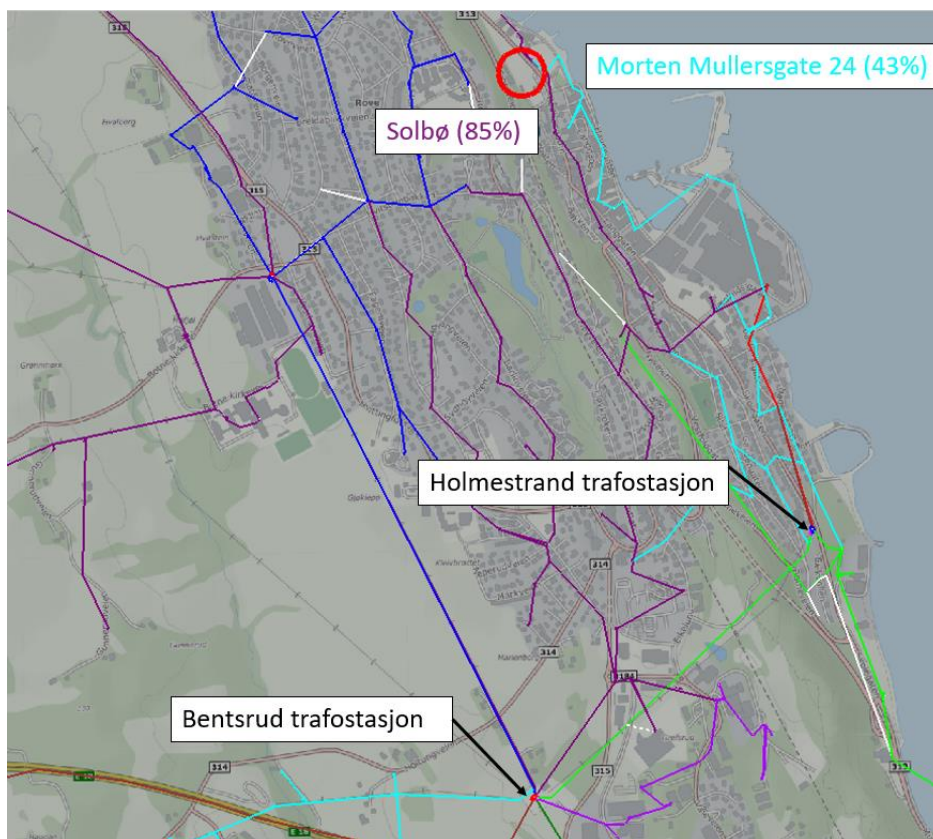
Fra Ledes utredning:

- Avganger i området er forsynt fra Haslestad
- Det begynner å bli begrenset med transformeringskapasitet i stasjonen, og det er mulig at kapasiteten snart må oppgraderes
- Det er to avganger som går forbi, hvorav en består av ledning og den andre av kabel
- Det er ledig kapasitet til tilknytning på ca. 2 MW for disse avgangene
- Det er tilstrekkelig med reserve i distribusjonsnettet

Totalt kostnadsoverslag (tilknytning 1 MW)

- Innsløyving av ny nettstasjon
- Nettstasjon (prefabrikkert, 1 trafo): 600 000
- Kabling
- Totalt: 600 000 NOK++

6.4.5.3 Langgaten 2, Holmestrand Bussterminalen – mulig med tilknytning opptil 1 MW



Figuren viser avgangene i retning Holmestrand Bussterminalen merket i rød ring. Lede AS.

Fra Ledes utredning:

- Avganger i området er forsynt fra Bentsrud og Holmestrand trafostasjoner
- Det begynner å bli begrenset med transformeringskapasitet i Bentsrud
- Det kan bli aktuelt med ny transformator
- Det er kun en trafo i Holmestrand stasjon, og den begynner å bli høyt belastet

- Det kan bli aktuelt med ny trafo også i Holmestrand stasjon
- Det er foreløpig OK med tilknytning på 1 MW
- Avgangen i Morten Mullersgate er 43% belastet med ledig kapasitet til ca. 2,5 MW
- Det er tilstrekkelig med reserver for tilknytning på 1 MW, men begynner å bli begrenset med kapasitet også her

Totalt kostnadsoverslag (tilknytning 1 MW)

- Innsløyfung av ny nettstasjon
- Nettstasjon (prefabrikkert): 600 000
- Kabling (går allerede nærme)
- Totalt: 600 000 NOK++

Anleggsbidrag

- Anleggsbidrag er i sin helhet kostnadene nevnt over

6.4.5.4 Oppsummering av estimerte kostnader og tilgjengelig kapasitet tilknyttet Sande, Hof og Holmestrand

Tabellen under oppsummerer estimerte anleggsbidrag på tidspunkt for utredning (september 2021). Dette baserer seg på grovestimater og kan ikke anses som endelig budsjett for nødvendig nettoppgradering:

Sted	Ledig kapasitet	Estimerte anleggsbidrag
Sande	Mulig med tilknytning opptil 1 MW	Et grovt kostnadsoverslag på dette vil være på rundt: 600 000 kroner for nettstasjon + kabling frem til nettstasjonen for effektbehov på 1 MW
Hof	Mulig med tilknytning opptil 1 MW (utredning viser mulighet opptil 2 MW)	Et grovt kostnadsoverslag på dette vil være på rundt: 600 000 kroner for nettstasjon + kabling frem til nettstasjonen for effektbehov på 1 MW
Holmestrand	Mulig med tilknytning opptil 1 MW	Et grovt kostnadsoverslag på dette vil være på rundt: 600 000 kroner for nettstasjon + kabling frem til nettstasjonen for effektbehov på 1 MW

6.4.6 Ladeinfrastruktur

6.4.6.1 Depotlading

For Sande og Hof er det i utgangspunktet lagt opp til depotlading. Analysene fra Lede viser at det i hovedsak er kapasitet på det effektbehovet som er forespurt.

6.4.6.2 Endestasjonslading

Endestasjonslading er vurdert som hensiktsmessig på Bussterminalen i Holmestrand.

7 ØKONOMISKE KONSEKVENSER AV ELEKTRIFISERING

7.1 Lede sin modell for Nettilknytning

Forespørslene som er stilt til Lede om kapasitet i de enkelte områder er å anse som «tidligfase veiledning» og i henhold til kontrollforskriften § 17-4 b. Neste fase vil kunne initieres når Lede mottar en forespørsel hvor effektbehov og lokasjon er rimelig avklart. Estimer og løsningsforslag i de ulike fasene må ansees som *uforpliktende* frem til avtale om tilknytning og anleggsbidrag er inngått.

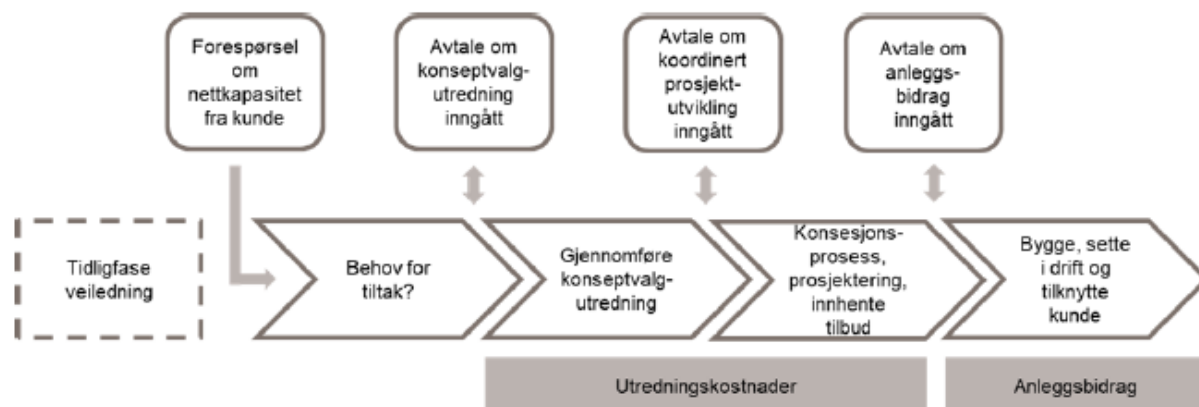
Analysene som er gjennomført baserer seg på nåværende situasjon, hensyntatt kjente fremtidige tilknytninger i de aktuelle områdene. Det må derfor påberegnes at forhold som blir belyst i denne utredningen, som blant annet ledig kapasitet, kan endre seg over tid.

Neste fase trigges av at kunde sender en formell forespørsel (Søknad om utbygging) hvor effektbehov og lokalisering er rimelig avklart, forespurt effekt blir reservert i en køordning. Større effektbehov (>1 MW) må formelt meldes inn til Statnett.

Dersom det ikke er behov for større tiltak, eventuelt kun mindre tiltak, kan man gå direkte videre til prosess for prosjektering, anskaffelse og avtale om anleggsbidrag. Når avtale om anleggsbidrag er inngått kan siste fase initieres, som innebærer bygge, sette i drift og tilknytte kunden.

Det endelige kostnadsoverslaget fra Lede gis til slutt i Avtalen om anleggsbidrag. Dersom virkelige kostnader avviker fra dette anslaget, vil kunden bli belastet opptil 15% merkostnad. Over denne grensen for avvik vil Lede dekke overskytende.

Modellen til Lede er illustrert på figuren under:



7.2 Avtale om Betinget tilknytning

Å bli tilkoblet med Betinget tilknytning betyr at kunden risikerer å få koblet ut sin elforsyning eller at den reduseres ved spesifikke situasjoner.

Et nettselskap og en større uttakskunde kan inngå avtale om Betinget tilknytning mot at kunden får redusert eller slipper å betale anleggsbidrag. Det gis imidlertid ikke kompensasjon til uttakskunden ved inngåelse av slik avtale eller ved utkobling eller begrensning i forbruket i henhold til avtalen. Tilknytningsplikten består, hvilket betyr at uttakskundene kan si opp avtalen og inngå standard tilknytning på samme måte som tidligere, mot å betale anleggsbidrag.

Det finnes to typer av Betinget tilknytning:

A: Betinget tilknytning med varige vilkår er en avtale for kunder som har et uttak som krever en økning i reservekapasiteten i regionalt og/eller lokalt distribusjonsnett. Tiltaket begrenses til det behov nettselskapet har for å opprettholde prioritert forsyning til øvrige kunder.

B: Tilknytning med midlertidige vilkår avtales med kunder når nettselskapet bruker utkobling eller reduksjon av forbruk hos kunder som erstatning for reservekapasitet i nettet **i påvente av utbygging** av tilstrekkelig nettkapasitet. Med enklere ord er dette en utsettelse av anleggsbidraget: Kunden tilknyttes nettet uten tilstrekkelig reservekapasitet, men når reservekapasiteten er utbedret og tilgjengelig, må kunden avslutte avtalen og betale anleggsbidrag for standard tilknytning.

(Bemerk: Betinget tilknytning gjelder for store uttakskunder, men det er ikke definert hvem som er «store», dvs. hvor mye effektuttaket må være for at man er definert som stor).

Lede har gitt forprosjektet disse kommentarene i forhold til Betinget tilknytning:

- Kan gi raskere, rimeligere tilknytning
- Prosjektene kan bli kompensert ved å unngå anleggsbidrag
- Betingelsene går på å si fra seg retten til redundans dersom det er driftsmessig nødvendig
 - I enkelte tilfeller kan man si fra seg retten til forsyning i normaldrift (Forbruksbegrensning)
- Statnett er fortsatt ikke helt klare på hvordan de skal håndtere Betinget tilknytning
 - Betinget tilknytning er derfor foreløpig kun aktuelt på regionalnettnivå



7.3 Nettleie kostnader

Kostnader forbundet med å koble seg på eksisterende nettinfrastruktur kan deles inn i anleggsbidrag og nettleiekostnader ved drift.

7.3.1 Anleggsbidrag for Nettilknytning

Anleggsbidraget for å sette opp ladeinfrastruktur er estimert for de enkelte områder i kapittel 6. Det er viktig å presisere at dette er grovutkast satt opp fra Lede på tidspunktet for forespørsel, slik at de endelige anleggsbidragskostnadene først vil beregnes og avtales ved avtaleinngåelse med Lede når anlegget skal bygges til de enkelte anbud.

7.3.2 Nettleie (energi- og effekttariff) – dagens modell (2021)

Tariffene til Lede for Vestfold og Grenland endres i utgangspunktet 1. januar hvert år. Tariffene settes ift. en inntektsramme, og hvor mye Lede må ta inn av mer/mindre inntekt basert på foregående år. For eksempel er effektpriene satt ned med 25% i 2021 sammenliknet med 2020, men dette kan endres år for år slik at beregningene som gjøres under *kun* er relevante for 2021.

Nettariffene for 2021 gjeldende fra 1. januar som er aktuelle for elbusser i Vestfold og Grenland ser slik ut (forutsatt at ladeinfrastruktur påkobles lavspennetettet):

Effekttariffer

Nettleietariff for næringskunder – lavspent (NK1/NKR1)

For anlegg med hovedsikringer større enn 160 A ved 230 V eller 100 A ved 400 V.

Alle kunder med effekttariff (NK1) skal i tillegg avregnes for reaktiv effekt (NKR1) hvis $\cos \varphi$ er lavere enn 0,9.

Effekten avregnes med foregående måneds høyest registrerte times effekt.

Fastbeløp (kr/mnd)	Effekttrinn (kW)	Effekt (kr/kW/mnd)	Energi (øre/kWh)	
			Vinter sep-apr	Sommer mai-aug
1 000,-	0 - 200	48,75	4,00	2,00
	> 200	42,75		
Reaktiv effekt	Effekt (kr/kVAr/mnd)			
	28,-			

Som figuren viser består nettleie av et *fastbeløp*, et *effektledd* og et *energiledd*. I tillegg til prisene i tabellen over kommer Statens forbruksavgift på 16,69 øre/kWh samt avgift til Energifondet (800 kr per år per målepunkt-ID) og MVA beregnet på alle ledd.

Prisene beregnes per målepunkt-ID.

For å beregne et eksempel på hvordan nettleie kan se ut er det tatt utgangspunkt i depotlading ved bussdepot i Larvik. Effektbehovet er beskrevet i punkt 6.1.5. Det er videre antatt 1 Målepunkt-ID på bussdepotet.

Fastbeløpet vil bli 12 000 NOK/år.

I punkt 6.1.5 er det antatt at 2300 kW er maksimal samtidig effekt av elbusser til lading på depot. Da beregnes *effektledet* slik *pr måned*: $2300-200=2100*42,75+200*48,75=99\ 525$ NOK/måned. Om man videre antar at maksimal effekt er konstant på 2300 kW hver måned hele året (dette vil mest sannsynlig gå ned i juli) vil totalkostnaden være: $99\ 525*12=1\ 194\ 300$ NOK/år.

Energiledet varierer som tabellen viser med vinter- (8 måneder) og sommerpriser (4 måneder), og det avhenger av hvor mye energi som tas ut i på bussdepotet. I punkt 6.1.5 er forbruket pr år i Larvik løselig anslått til ca. 3 358 000 kWh. Dersom man antar at dette forbruket er fordelt med majoriteten av forbruket i august-juni kan man anta for eksempel at man har 290 000 kWh i disse månedene, og 168 000 kWh i juli. Da vil energikostnaden bli beregnet slik: $290000*0,04*8+290000*0,02*3+168000*0,02=113\ 560$ NOK/år.

Oppsummert vil forventet årlig nettleie i Larvik med de forutsetningene som er benyttet over være slik:

Fastbeløp:	12 000
Effektledd:	1 194 300
Energiledd:	113 560
Sum Nettleie:	1 319 860

I snitt gir denne nettleien en pris på 39,30 øre/kWh basert på et årlig forbruk i Larvik på 3 358 000 kWh.

Den endelige nettleien man betaler på hvert sted vil også bli påvirket av hvilke måter man lader på og hvordan man får til smart lading, optimal bruk av ladeinfrastruktur og fleksibilitet (ref. punkt 5.2.3). Eventuell Betinget tilknytning (ref. punkt 7.2).

I tillegg til nettleie kommer kostnaden for kraftavtalen for elbussene. Dette vil avhenge hovedsakelig av forbruket av el til lading – beregnet for Larvik til ca. 3 358 000 kWh. Om man i snitt antar 40 øre/kWh blir denne kostnaden 1 343 200 NOK/år. Høsten 2021 har prisene vært betydelig over denne prisen slik at det er vanskelig å estimere en snittpris for 10 års anbudsperiode.



Kostnadene for levert elektrisitet (nettleie og kraftavtale) estimert over på til sammen 79,30 øre/kWh kan sammenliknes med drivstoffkostnadene for tradisjonell dieseldrift. Prisen på diesel levert som bulk fra Circle K uten rabatter 18. desember 2021 er 14,25 NOK/L eks. mva. Dette betyr ca. 143,93 øre/kWh. Dersom man antar at bussoperatører har rundt 2 NOK/L i rabatt på utsalgspris vil prisen være ca. 123,73 øre/kWh. Prisen for HVO100 er hele 21,80 NOK/L (220,18 øre/kWh).

Regnestykket over viser at det er betydelig med kostnader å spare i form av drivstoff for fremtidige bussanbud dersom man sammenlikner elektrisitet og diesel (og mot HVO100 er differansen betydelig større i fordel elektrisitet). Om man legger til grunn at dieseffektiviteten er ca. 40% i en forbrenningsmotor og 96-97% ved elektrisitet vil også et betydelig større forbruk i energi ved bruk av diesel gjøre differansen enda større. Anslagsvis basert på et elektrisk forbruk på 3 358 000 kWh i Larvik vil dette konvertert til dieselforbruk med prisforutsetningene benyttet over medføre i overkant av 8,5 millioner kroner spart i drivstoffkostnader årlig bare i anbudet i Larvik.

7.4 Ladeinfrastrukturkostnader

En av aktørene i forprosjektet har satt opp kostnadsbildet oppsummert i tabellen under som viser typiske hardware kostnader på ladeenheter til elektriske busser. Kostnadene under er overslag og det varierer mye i pris mellom ulike leverandører, og leverandørene priser komponenter på ulike måter slik at det ikke er helt lett å få en enhetlig oppfatning av kostnader til hardware.

I tillegg til disse kostnadene kommer kostnader til installasjon, fundament, spesifikke krav til kabler og bussoppstillingsplasser etc.

CCS2	Singel uttak	Dobbel uttak
		
Ca. 50 kW effekt	200 000 NOK	
Ca. 100 kW effekt	325 000 NOK	
Ca. 200 kW effekt		425 000 NOK

Pantograf (Panto UP)	Likeretter	Kontakthette	Mast
	600 000 NOK (300 kW) 1 150 000 NOK (450 kW)	50-100 000 NOK	100-200 000 NOK

En typisk Pantograf pakke (Panto UP) med 300 kW enkelt lader koster anslagsvis 800 000 NOK.



7.4.1 Ladeinfrastruktur kostnader i Larvik, Sandefjord og Horten

Basert på erfaringstallene oppgitt i punkt 7.4 over vil 100 kW depotladere knyttet til behovene oppgitt i 6.1.5 eksklusiv kostnader til installasjon, fundament, spesifikke krav til kabler og bussoppstillingsplasser etc. beløpe seg til omkring:

	450>kW>300 endepunkt, pantograf el. væskekjølt kabel	150 kW depot, hurtiglading for topping på dagtid*	200 kW depot, dobbel uttak	Sum anslått kostnad (NOK)
Horten	2	2	12	2*800 000+2*400 000+12*425 000 =7 500 000
Sandefjord	-	3	11	3*400 000+11*425 000 =5 875 000
Larvik	-	3	12	3*400 000+12*425 000 =6 300 000
Sum				19 675 000

*Anslag pris basert på tabellene i 7.4

7.4.2 Ladeinfrastruktur kostnader i Grenland

Basert på erfaringstallene oppgitt i punkt 7.4 vil 100 kW depotladere knyttet til behovene oppgitt i 6.2.5 eksklusiv kostnader til installasjon, fundament, spesifikke krav til kabler og bussoppstillingsplasser etc. beløpe seg til omkring:

	450>kW>300 endepunkt, pantograf el. væskekjølt kabel	150 kW depot, hurtiglading for topping på dagtid*	200 kW depot, dobbel uttak	Sum anslått kostnad (NOK)
Rabben	-	2-4	20	4*400 000+20*425 000 = 10 100 000
Nylende, Enger eller Herøya Industripark	-	2-3	10	3*400 000+10*425 000 =5 450 000
Sum				15 550 000

*Anslag pris basert på tabellene i 7.4

7.4.3 Ladeinfrastruktur kostnader i Tønsberg

Basert på erfaringstallene oppgitt i punkt 7.4 vil 100 kW depotladere knyttet til behovene oppgitt i 6.3.5 eksklusiv kostnader til installasjon, fundament, spesifikke krav til kabler og bussoppstillingsplasser etc. beløpe seg til omkring:

	450>kW>300 endepunkt, pantograf el. væskekjølt kabel	150 kW depot, hurtiglading for topping på dagtid*	200 kW depot, dobbel uttak	Sum anslått kostnad (NOK)
Tønsberg	-	4	23	4*400 000+23*425 000 =11 375 000
Tjøme	-	-	4	4*425 000 =1 700 000
Borgeskogen	-	-	4	4*425 000 =1 700 000
Våle	-	-	1	425 000
Sum				15 200 000

*Anslag pris basert på tabellene i 7.4

7.4.4 Ladeinfrastruktur kostnader i Sande, Hof og Holmestrand

Basert på erfaringstallene oppgitt i punkt 7.4 vil 100 kW depotladere knyttet til behovene oppgitt i 6.4.4 eksklusiv kostnader til installasjon, fundament, spesifikke krav til kabler og bussoppstillingsplasser etc. beløpe seg til omkring:

	450>kW>300 endepunkt, pantograf el. væskekjølt kabel	150 kW depot, hurtiglading for topping på dagtid*	200 kW depot, dobbel uttak	Sum anslått kostnad (NOK)
Hof	-	-	4	4*425 000 =1 700 000
Sande	-	-	4	4*425 000 =1 700 000
Holmestrand	1	-	-	800 000
Sum				4 200 000

*Anslag pris basert på tabellene i 7.4

8 ROLLEFORDELING OG MODELLER

8.1 Kriterier for oppdragsgiver

Før mulige rollemodeller beskrives er det hensiktsmessig å liste opp noen kriterier som typisk vil være viktige for Vestfold og Telemark Fylkeskommune for fremtidige elbuss kollektivtilbud:

- Lavest total kostnad
- Teknologinøytralitet ift. elbuss lading
- Mest mulig like vilkår i anbudskonkurranse
- Bærekraftige løsninger
- Lavest mulig risiko
- Høyest mulig forutsigbarhet for alle parter
- Se alle anbudene for bussdrift i Vestfold/Telemark i en viss sammenheng
- Lengst mulig tidshorisont
- Lavest mulig investeringer
- Forutsigbarhet på driftskostnader

8.2 Oppdragsgiver

Kjerneoppgaven til Vestfold og Telemark Fylkeskommune (VTFK) i denne sammenheng er å være oppdragsgiver for alle kollektivanbud i vårt fylke. Tidligere var dette organisert under Vestfold Kollektivtrafikk (VKT) for Vestfold og Farte (del av Telemark Fylkeskommune). Nå sorterer alt under Samferdselsetaten i VTFK.

Oppdragsgivers rolle for et anbud knyttet til elektriske busser varierer i de enkelte bussanbudene som hittil er utlyst i Norge.

En mulig modell for VTFK er å investere i og eie ladeinfrastruktur for bussene. Men siden VTFK ikke har særskilt kompetanse på dette, og man per i dag ikke eier denne type infrastruktur (for fossile eller biogassbusser) eller tilsvarende ladeinfrastruktur mener forprosjektet det er lite hensiktsmessig at VTFK tar direkte eierskap til og sørger for drift av ladeinfrastruktur og depoter.

Det er også en mulig oppgave for oppdragsgiver å ta eierskap til depoter (evt. leie for fremleie) for å leie ut dette til bussoperatører som vinner de enkelte anbudene. Dette mener forprosjektet er mer nærliggende for VTFK å gjøre fordi det på den måten kan det sikres langsiktige leieavtaler (20-30 år) med eiendomsbesittere av depotlokasjoner utover den enkelte anbudsperiode (typisk 10 år) og konkurransegrunnlaget blir dermed likt for alle bussoperatører også ved fremtidige anbud. I tillegg er det mulig å redusere risiko ved oppsett av ladeinfrastruktur som kan ha varighet opptil 20 år, og at nettkapasitet og ladeanlegg til depotet på den måten kan gjenbrukes uten at man trenger å ta etableringskostnaden på nytt ved hver ny anbudsperiode – stadig nye etableringskostnader vil gjøre kollektivanbudene dyrere.

8.3 Bussoperatør

Bussoperatører som Tide, Vy og Unibuss vil drifte kollektivanbudene som den respektive bussoperatøren vinner. Fordelingen på de ulike gjeldende anbudene som har vært vurdert i dette forprosjektet er per i dag slik:

- Larvik, Sandefjord og Horten (kontrakt fra 2014 – 8 + 1 + 1 år): Tide
- Grenland (kontrakt fra 2016 – 7 + 1 + 1 år): Vy
- Tønsberg (kontrakt fra 2016 – 8 + 2 år): Unibuss

- Sande (kontrakt fra 2020 – 4,5 år): Unibuss

Bussoperatørene vil eie busser og personell som skal kjøre elbussene. De vil sørge for vedlikehold av busser, og operativ drift i henhold til oppdragsgivers ønsker.

Bussoperatørene tar også ulike roller avhengig av hva oppdragsgiver ber om i anbudene. De kan leie depoter fra ekstern eiendomsbesitter, men også av oppdragsgiver. De investerer også av og til i eierskap og drift av ladere til busser.

8.4 Skagerak Energi som eier og operatør av ladeinfrastruktur og energileverandør (Energy as a Service – Eaas)

Lede AS (nettselskapet i regionen) som per i dag er 100% eid av Skagerak Energi konsernet kan i henhold til dagens regelverk *ikke* eie ladeinfrastruktur for elbusser. Grensesnittet for Ledes sitt ansvar vil bli i nettstasjonen som ladeinfrastrukturen skal tilknyttes.

Skagerak Energi AS (Skagerak) derimot kan og ønsker å investere i, eie og drifte ladeinfrastrukturen for VTFK. Strategisk er ladeinfrastruktur til Tungtransportløsninger herunder busser forankret i Konsernstrategien til Skagerak for perioden 2021-23. Skagerak eier allerede den hittil eneste elbuss laderen i fylket som står i Larvik. Laderen er avbildet under og leies ut til Tide på deres bussdepot på Torsvang.



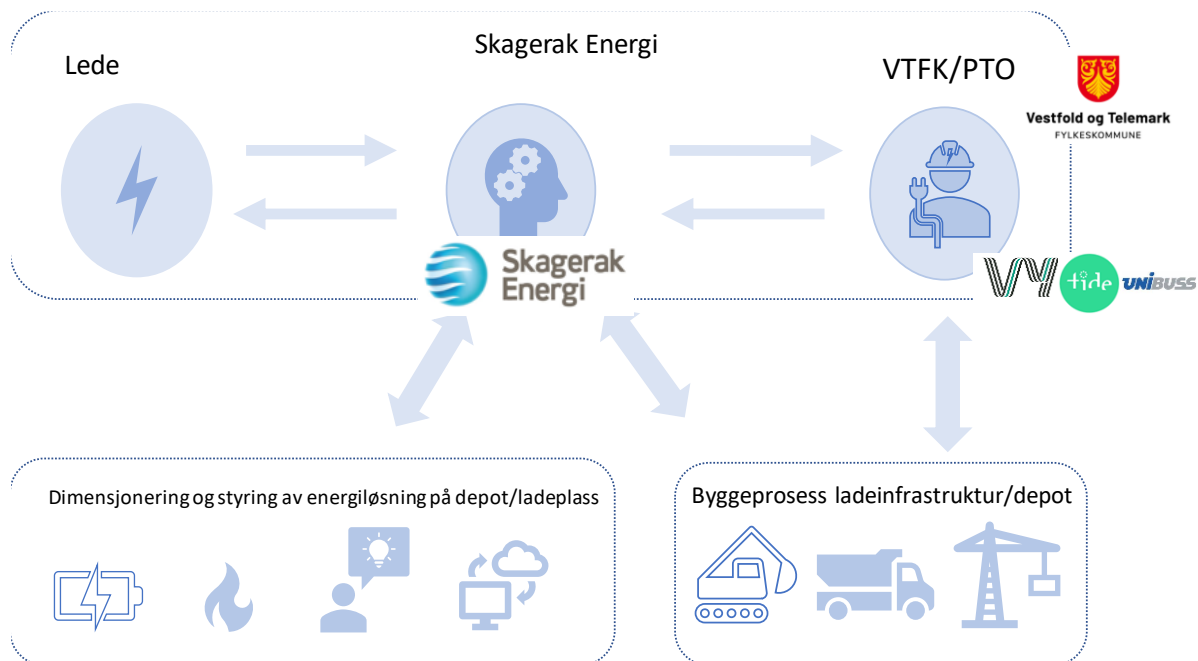
Foto: Kjetil Dahl.

Skagerak ønsker å ta investeringen, ta eierskap til og drifte HELE ladeinfrastrukturen i Grenland og Vestfold *uavhengig* av bussoperatør som vinner de enkelte anbud. Det er en rekke fordeler med en slik modell:

- Skagerak anskaffer ladere til *samtlig*e anbud og man oppnår dermed betydelige skalafordeler for anskaffelsen. VTFK eller bussoperatørene slipper å ta denne investeringen. Da kan man også oppnå skalafordeler på installasjon av ladeinfrastruktur knyttet til alle anbudsområdene samlet
- Man får standardisert ladeinfrastruktur i hele Grenland og Vestfold, og dette vil ikke bli en potensiell konkurransevridende faktor i neste anbudsperiode for et område

- Felles driftsorganisasjon for å operere all ladeinfrastruktur til elbuss anleggene i Grenland og Vestfold. Bussoperatørene trenger derfor ikke driftspersonell til ladeinfrastruktur
- VTFK (oppdragsgiver) kan inngå leieavtale for ladeinfrastruktur som kan gjelde lengre enn 1 anbudsperiode slik at kostnader kan minimeres og at man ikke trenger å ta en stor investering ved oppstart av hvert nytt anbud. Man kan derfor planlegge langsiktig med bussdepoter og anlegg utover 1 anbudsperiode
- Anskaffelsene og investeringen i ladeinfrastruktur kan koordineres, planlegges utfra de ulike anbudsoppstartene og ses uavhengig av hvem som vinner anbudene så lenge kompatibilitet med de anskaffede busser sikres (CCS2 er i dag standard)
- Det vil være enklere å få til en eventuell utvidelse av ladeinfrastrukturen for flere elbusser i løpet av en anbudsperiode siden Skagerak kan gjøre det gjennom avtalen man har med VTFK. Dette vil være mer rigid å få til om bussoperatørene har investert i ladeinfrastruktur som de har beregnet sine priser utifra anbudsperioden og antall elbusser anskaffet for driftsperioden
- Det er også enklere for nettselskapet Lede å forholde seg til én avtalepart fremfor mange ulike operatører som alle skal konkurrere på å vinne kontraktene og dermed må vite om nettkapasitet er tilstrekkelig. Man slipper også å tenke på hvordan evt. nettavtalen skal overdras til ny bussoperatør i neste anbudsperiode
- Skagerak vil uansett gjennomføre dette som en profesjonell konkurranse med forhandling hvor de mest relevante ladeaktørene som opererer med busslading på det norske markedet vil bli forespurt om å levere ladeinfrastruktur. På den måten sikrer man en best mulig konkurranse på pris, miljø og løsning
- Som total Energileverandør (kraftavtale og nettleie) vil Skagerak kunne tilby VTFK strømvtales, fleksibel tilknytning, eventuell bruk/gjenbruk av batterier, smartere utnyttning av ladeinfrastruktur i off-peak perioder og lading slik at driftskostnader kan holdes lavest mulig. Det er mulig å bake inn incentivmodeller for Skagerak for å sette opp optimal bruk av ladeinfrastruktur samt utnytte samlet fleksibilitet overfor Lede som kan komme VTFK til gode i form av lavere driftskostnader (for eksempel lavere nettleie og tilknytningsavgift til nettet) og salg av fleksibilitet på plattformer som Skagerak har tilgang til (dele inntekter med VTFK)
- Dersom dette med sambruk av ladeinfrastruktur ref. kapittel 5.2.3 vil bli aktuelt kan Skagerak enklere håndtere dette som en tredjepart enn at hver enkelt bussoperatør skal ta ansvar for dette (for eksempel sørge for korrekt fakturering og betaling, styring av ladere, prioriteringer etc.)
- Fakturering av *investering i ladeinfrastruktur og energileveranser* kan faktureres VTFK i en faktura månedlig driftsfaktura med *kWh levert på elbussene* over potensielt *lengre en 1 anbudsperiode* (for eksempel kan kostnadene fordeles over 15 års avtaleperiode)
- Sikre mest mulig like og enklere vilkår i anbudene det skal konkurreres om siden konkurranse på ladeinfrastruktur og strøm ikke vil være en del av elbuss anbudene. Bussoperatører har i hovedsak ansvar for å anskaffe elbusser og drifte disse på en mest kosteffektiv måte, og trenger dermed å ta mindre risiko i anbudene da ladeinfrastruktur ikke driftes av dem

En modell som illustrerer dette er vist under:



På bakgrunn av dette anbefales det derfor at anskaffelse, eierskap og drift av ladeinfrastruktur samt kraft- og nettavtaler holdes utenfor anbudskonkurransen med bussoperatørene. Skagerak Energi kan på den måten tilby det man kaller (grønn) Energy as a Service ovenfor oppdragsgiver (VTFK).

8.5 Andre Oppdragsgiveres erfaringer fra elbuss drift

8.5.1 Brakar

Terje Sundfjord adm. dir. i Brakar oppsummerte Brakars erfaringer med elbuss drift så langt 9. november 2020:

1. Elektrisk bussdrift er modent til å ta i bruk
2. Bruk støtteordningen fra Enova til å etablere ladeinfrastruktur (se kapittel 9 under)
3. Start planlegging av nødvendig ladeinfrastruktur tidlig i prosjektet
4. Skal vurdere om modellen for eierskapet til bussene bør endres

Videre er det å starte diskusjonen med kommunen tidlig og få til en god dialog svært viktig i dette arbeidet. Uten Drammen kommune hadde dette ikke gått.

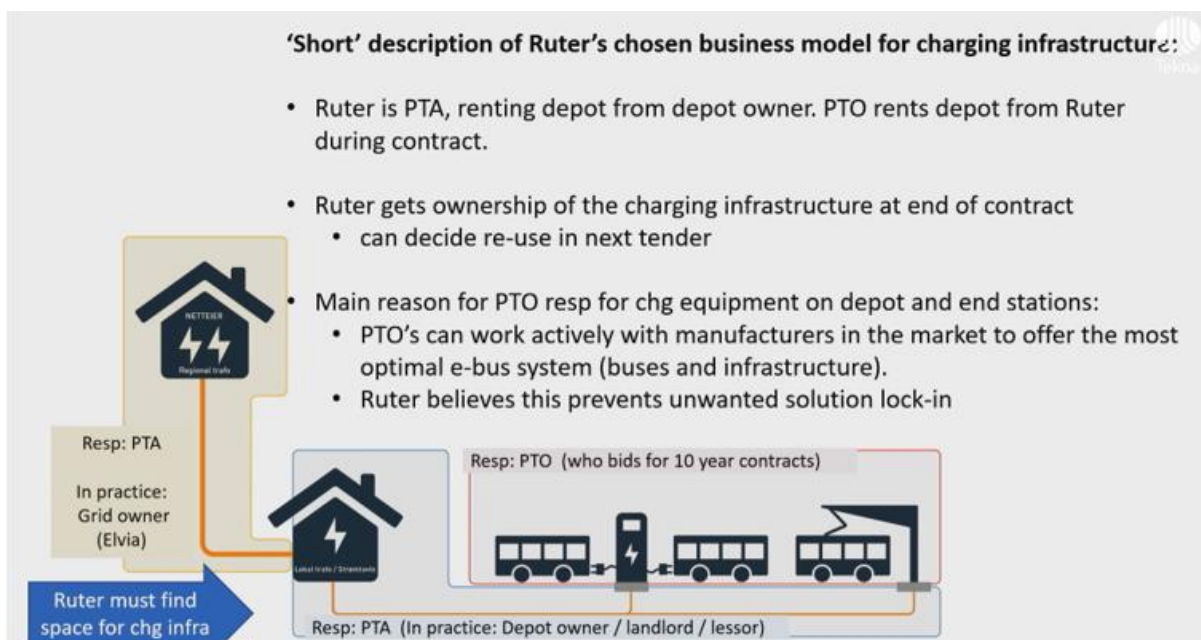
Bussene er betydelig dyrere i investering enn vanlige busser. En elektrisk leddbuss koster ifg. Brakar 6 mill. NOK. Bussoperatører legger på avkastningskrav på 7%. Da tror Brakar at Fylkeskommunen er i stand til å finansiere dette rimeligere, og gjøre det grønne skiftet litt raskere. Man bør utfordre den etablerte sannheten om at andre gjør dette bedre og billigere enn oppdragsgiverne. De skal se på denne vurderingen videre.

På den andre siden har Brakar beregnet at total reduksjon i energiforbruk sammenliknet med eksisterende fossile dieselbusser i anbudene vil gi en reduksjon på ca. 5,6 GWh årlig. Ifg. Brakar gir dette over 50 % reduksjon i energikostnader, og enda høyere reduksjon dersom man tar med økte kostnader der det har vært krav om at bussene skal gå på HVO100 (som alene ga merkostnader på 4,5 mill. NOK i 2019). I tillegg til dette er det klare forventninger om at vedlikeholdskostnadene også skal gå ned for elbusser fremover.

Oppsummert er det dyrere å investere i elbuss, men billigere energi- og vedlikeholdskostnader som i sum gjør dette meget aktuelt. Dersom man i tillegg forventer økte kostnader som følge av økte CO2-avgifter på diesel mot 2030 vil elbuss anbud totalt sett ganske raskt (allerede i dag?) være mer lønnsomme enn fossile bussanbud.

8.5.2 Ruter

En kort beskrivelse av Ruters valgte modell hittil er beskrevet i figuren under:



Ruter. Snorre Læggran.

Snorre Læggran fra Ruter oppsummerte også deres erfaringer 9. november 2020 slik:

- *Markedet har lært og modnet*
- *Operatørene håndterer elbuss risiko i anbudene*
- *Veldig annerledes vekt på tomme elbusser – viktig for passasjererkapasitet og broer (men også her skjer det positiv utvikling)*
- *Krevende å etablere ladeinfrastruktur – mange spillere, godt samarbeid, men tar tid*
- *Depotlading eller underveis-/endestopplading er avhengig av karakteristikk ved linjene og depotlokasjoner*
- *Krav til plass er en utfordring – både for endestopplading og flere busser*
- *Hva er den optimale (eller praktiske) modellen for lading? – netzeier, depot eier, operatør, enhver ny el infrastruktur eier? Her trengs mer kompetanse og erfaring...*

Bussoperatørenes erfaring ifg. Ruter kan oppsummeres slik:

- *Dokumentert teknologi, men veldig mye førstegangs utfordringer – planlegging, installasjon, software, kommunikasjon og drift*
- *Barnesykdommer ved busser og ladeinfrastruktur*
- *Ingen spesielle utfordringer med elbusser under vinterforhold, selv for rekkevidde og pantograf*
- *Energiforbruk lavere enn forventet*
- *Opplæring av sjåførere og andre typer personell må til – drift av elbusser er ikke likt som drift av dieselbusser*
- *Operatørene deler på kunnskap og erfaringer i elbuss testene*
- *Endring i operatørers arbeidsmønster – drift, organisasjon og teknisk personell*

På spørsmålet om hva som er fremtiden innenfor kollektivtransport oppsummerer Ruter dette med 3 alternative modeller:

- *Alternativ 1 – Bare lading på depot*
- *Alternativ 2 – Hovedlading på endestopp*

- *Alternativ 3 – Kombinert bruk av felles ladeinfrastruktur for busser, varebiler i tjenestesektoren (for eksempel Bring, Posten, Oda etc.), taxier, renovasjonsbiler etc. → Her trengs en reevaluering av offentlig eierskap til ladeinfrastruktur (ref. punkt 5.2.3)*

Ruter gjennomfører en RFI i forbindelse med [Transporttjenester Oslo øst 2023](#) i november/desember 2021, og vurderer en ny ansvarsmodell for tilkobling på 11 kV (høyspent) til ladeinfrastruktur og ladeplugger til bussene. Her er det snakk om lading av 85 busser på 100 kW slik at max. effekt blir 8,5 MW, og dermed er det mest naturlig å koble seg på høyspent.

Bussoperatør vil ved en ny ansvarsmodell for første gang få ansvar for hele det elektrotekniske grensesnittet, fra tilkobling på 11 kV til ladeinfrastruktur og ladeplugger til sine busser. Et utvidet ansvar vil gjelde leveranse av fundament og grunnarbeider, kabelfremføring, fordelingsanlegg, evt. bygningsmessige konstruksjoner for å huse ladeinfrastrukturen, 11 kV bryteranlegg, samt transformatorer tilpasset valgt ladeutstyr. Se for øvrig figur 1 om ansvarsmodell:



Figur 1 - Ansvarsmodell

Det er ikke avklart hvorvidt denne modellen blir iverksatt for dette anbudet i 2023.

9 STØTTEMULIGHETER TIL ELBUSSE OG NETT- OG LADEINFRASTRUKTUR

Så langt forprosjektet har brakt på det rene gis det *ikke* offentlig støtte til innkjøp av elbusser i Norge.

Forprosjektet har vært i dialog med Enova både våren 2021 og tidlig høst 2021.

Enova har historisk hatt et program for støtte til [ladeinfrastruktur](#). Dette programmet var i utgangspunktet åpent for *kommuner og fylkeskommuner og deres kollektivselskap til ladeinfrastruktur for offentlige transporttjenester*. Investeringsstøtten skulle dekke en andel av kostnadene til infrastrukturen som kommunen eller fylkeskommunen ville investere i. Støtten ble gitt til den som eier/balansefører investeringen. Det er altså kun investeringsstøtte som har blitt tildelt og dette dekker *ikke* driftskostnader. Støtten kan gå til **relevante nettoppgraderinger**, batteribuffere på land og **ladeløsninger**. Enova kan dekke opptil 40 prosent av merinvesteringskostnaden, og man kan få støtte som er nødvendig for å ta en positiv beslutning. Dette betyr blant annet at Enova støtten *må* være utløsende for å iverksette elektrisk kollektivbud, og beslutningen *må* ikke være fattet før Enova støtte eventuelt innvilges.

25. juni 2021 ble det avklart at Enova avvirket dette støtteprogrammet fra *1. oktober 2021 kl. 12:00*. Det ville være mulig å søke støtte innenfor programmet frem til det tidspunktet. Det var forventet sterk konkurranse om midlene. Alle søknadene skulle behandles samlet, og rangert i henhold til kriteriene i programmet hvor blant annet kostnadseffektivitet stod sentralt.

Kun prosjekter hvor den aktuelle anbudsperioden starter **før** 1. juli 2024 kunne søke.

Forprosjektet hadde dialog med Enova i august 2021 for å undersøke og diskutere mulighetene og begrensningene dette ga. Konsekvenser for elbuss innfasing i Grenland og Vestfold ble tydelig etter denne dialogen. Når VTFK valgte våren 2021 (før man var kjent med vedtaket fra Enova) å utløse opsjonen i Larvik, Sandefjord og Horten inkludert stamrute 01 og 03 (K2014 – Vestfold) frem til 1. juli 2024 vil det for dette anbudet *ikke* være mulig å støtte investeringsstøtte til etablering av ladeinfrastruktur fra Enova. Man kunne heller *ikke* søke for anbudet i Tønsberg og omegn inkludert stamrute 02 (K2016 – Vestfold) og Holmestrand (K2020 – Vestfold) som begge tidligst kan ha oppstart 1. juli 2024.

Det man potensielt stod igjen med hvor man kunne søke om støtte under dette Enova programmet var da **Grenlandsanbudet** som kan starte opp 1. juli 2023, men ikke dersom man utløser opsjonen på inntil 2 år til 1. juli 2025. Forprosjektet spilte inn ovenfor VTFK at man burde søke, men dette ble ikke gjennomført.

Totalt sett var det ifølge Enova innvilget omkring 362 millioner NOK til elbuss infrastruktur under programmet Infrastruktur for kommunale og fylkeskommunale transporttjenester (tall per mai 2021). Frem til siste tildeling under dette programmet ble gjort medio desember 2021 var det kun 1 prosjekt knyttet til ladeinfrastruktur for elbusser som har fått innvilget støtte i 2021. Dette var Elektrifisering av Rute 3 på Nord-Jæren i regi av Rogaland Fylkeskommune. Prosjektet ble 23. mars 2021 innvilget 6,84 millioner NOK i støtte for et elbuss forbruk på ca. 4,5 GWh. Men i medio desember fikk Ruter tilslag på to nye prosjekter: Enova støtter etablering av ladeinfrastruktur for elbusser på begge anbudspakkene (ruteområdene) i Ruters neste bussbud «Oslo øst 2023». På ruteområde 1 Oslo nord-øst gis et tilskudd på inntil 50,7 millioner NOK. For ruteområde 2 Oslo sør-øst støtter Enova etablering av ladeinfrastruktur for elbusser med inntil 43,7 millioner NOK (til sammen 94,4 millioner). Det er til sammen behov for omtrent 150 elbusser, fordelt på omtrent like mange busser på hvert av de to ruteområdene i anbudet. Utlysning er planlagt i månedsskiftet januar/februar neste år, med oppstart av kjøringen i desember 2023.

I tillegg til støtten Ruter fikk gir Enova 5,6 millioner NOK i støtte til nødvendig ladeinfrastruktur for flere elbusser på Haugalandet. Det er ikke første gang at Enova gir

støtte til elektrifisering av bussrutene på Haugalandet. I 2019 fikk Rogaland fylkeskommune støtte til elektrifisering av blant annet bybussrutene i Haugesund. Nå vil fylkeskommunen utvide elektrifiseringen og redusere dieselforbruket med ytterligere 500 000 liter i året. Etter utvidelsen vil elbusser betjene 55 prosent av rutene.

Før dette var de to siste prosjektene som fikk innvilget støtte i regi av Ruter – blant annet Ruters Oslo Sør-anbud med 74 millioner NOK. Det er også tidligere blant annet gitt tilsagn på 29,6 millioner NOK til Vestland Fylkeskommune for prosjektet «Ladeinfrastruktur for trolleybatteribuss i Bergen» og 36,036 millioner NOK til Vestland Fylkeskommune for prosjektet «Ladeinfrastruktur til elektriske bussar i Bergen sentrum».

Til sammen har dermed Enova støttet infrastruktur til elbusser med omkring 462 millioner NOK i løpet av de 5 årene programmet har vært aktivt (avsluttet med tildelingene i desember 2021).

Det finnes noen ulike modeller for hvordan dette har vært praktisert og hos for eksempel Ruter har Ruter søkt om investeringsstøtte, bussoperatørene har gjort anskaffelsen under forutsetning av at eierskapet overføres til Ruter etter maksimum 6 måneder.

Det er også eksempler på at den offentlige har balanseført eierskapet til ladeinfrastrukturen etter anskaffelsen hvorpå den er solgt til depoteier, for deretter å leie den tilbake og drive fremleie til bussoperatørene. Da er det viktig at det selges til fullkost uten rabatter. Med denne modellen har en del regnskapsmessige (mobil eller fast eiendom?) og juridiske utfordringer (hvem eier hva?).

10 VURDERINGER, KONKLUSJONER OG ANBEFALINGER

10.1 Oppfylfilling av forprosjektmandatets mål og leveranser

Forprosjektets mål og leveranser ref. 2.1 vurderes i hovedsak som oppnådd. Under gis en enkel vurdering av de enkelte leveranser:

1. Vurdere trasevalg, nettinfrastruktur, optimal anvendelse av nettinfrastruktur etc. *FULLFØRT – se kapittel 6.*
2. Finne flaskehals i nettinfrastruktur som må analysere og kostnader for å løse disse. *FULLFØRT – se kapittel 6.*
3. Peke på mulige modeller for ansvarsdeling i en helelektrisk verdikjede for kollektivtransport i regionen. *FULLFØRT – se kapittel 8.*
4. Skagerak Energi ønsker å eie og drifte ladeinfrastrukturen, forprosjektet må identifisere eventuelle implikasjoner dette kan ha ifbm. offentlig anskaffelse etc. *FULLFØRT – se kapittel 8.4.*
5. Hvilke linjer skal elektrifiseres? *FULLFØRT – se kapittel 6.*
6. Hvor skal vi bruke strøm og hvor mye trenger vi av strøm? *FULLFØRT – se kapittel 6.*
7. Avklare depotlading eller endestasjon lading. *FULLFØRT – se kapittel 5.2 og 6.*
8. Avklare valg av busstype, batterikapasitet, ladeopplegg etc. *FULLFØRT – se kapittel 4, 5 og 6.*
9. Vurdere støttemuligheter til ladeinfrastruktur fra Enova/Innovasjon Norge etc. *FULLFØRT – se kapittel 9.*
10. Vurdere hvorvidt fergeinfrastruktur kan tas inn som del av forprosjektet. *Besluttet i styringsgruppen at dette ble tatt ut av forprosjektet.*

10.2 Konklusjoner og anbefalinger

10.2.1 Anbefalinger for fremtidig elektrifisering i Vestfold og Grenland

I kapittel 6 Analyse av de enkelte områder ble det nærmere redegjort for de enkelte byområder som ble delt inn i 4 hovedgrupper.

For Larvik, Sandefjord og Horten (område 1) har forprosjektet kommet frem til at alle dagens bussdepoter bør videreføres med elbusser ved å tilføre dem ladeinfrastruktur. I tillegg må det sannsynligvis opprettes depotlading i Svarstad og endepunktlading i Stavern. Totalsummen for nødvendig antall ladere og nettilknytning i dette område 1 kommer på anslagsvis ca. 28 MNOK. Det er ikke ledig kapasitet per i dag til det nødvendige effektuttaket i dagens nett i Sandefjord, noe som vil medføre lang utbyggingstid ved dette depotet. Forventet energiforbruk for hele område 1 er estimert til oppunder 10 GWh årlig elektrisk energiforbruk.

I Grenland (område 2) har forprosjektet anbefalt to depoter hvor Rabbenkroken (4-5 MW) vil fortsatt være hoveddepot som idag, men plassmangel og nettinfrastruktur gjør at ytterligere ett bussdepot (2 MW) må etableres. Vallermøyene/Enger, Skien Jernbanestasjon Nylende og Herøya Industripark er de tre mest aktuelle kandidatene. Antall elbusser og effektbehov vil variere noe med valg av lokasjon, men forprosjektet har kommet frem til en fornuftig andel på 60% elektriske busser og resten på biogass. En slik andel elektriske busser vil totalt kreve en investering på anslagsvis ca. 22 MNOK til nett- og ladeinfrastruktur. Forventet energiforbruk for hele område 2 er estimert til 8,8 GWh årlig elektrisk energiforbruk.

I Tønsberg og omegn (område 3) har forprosjektet anbefalt at det virker mest hensiktsmessig å kun sette opp depotlading fordelt på opptil fem lokasjoner: to bussdepoter i Tønsberg sentrum (totalt 4-5 MW), ett oppstillingssted på Tjøme som i dag (opptil 1 MW), ett depot som i dag på Borgeskogen (opptil 1 MW) og ett bussdepot som i dag i Våle (0,2 MW). I løpet av forprosjektet har man kommet frem til at ca. 70 av 90 busser kan elektrifiseres, og at

resten fortsetter på biodrivstoff eller flytter anlegget for biogass til nytt bussdepot. Dagens depot i Måkeveien 2 i Stensarmen er ikke egnet for videre drift, da dette området skal omreguleres. Totalsummen for laderne og kabelfremføring for disse stedene kommer på rundt anslagsvis 21-25 MNOK. Forventet energiforbruk for hele område 3 er estimert til 10,2 GWh årlig elektrisk energiforbruk.

I område Sande, Hof og Holmestrand (område 4) anbefaler forprosjektet at det kreves depotlading på dagens bussdepoter i Sande og Hof, mens endestasjonslading med pantograf er vurdert som hensiktsmessig på Bussterminalen i Holmestrand. Ca. 1 MW kreves ved alle de tre ladestasjonene, dersom ca. 43% av bussene elektrifiseres (gir en høyere andel ruteproduksjon enn 43%). Det antas at den resterende andelen dekkes av biogassdrevne busser. Et grovt kostnadsestimat for Sande, Hof og Holmestrand ligger på anslagsvis ca. anslagsvis 7,2 MNOK i fremføring av kabelnett og ladeinfrastruktur. Forventet energiforbruk for hele område 4 er estimert til 2,2 GWh årlig elektrisk energiforbruk.

Den aktuelle nettleverandør i alle anbudene utredet i dette forprosjektet er Lede AS. Kostnader for nettilknytning kan deles inn i anleggsbidrag og nettleiekostnader ved drift. Det er viktig å huske på at kostnadsestimatene for anleggsbidrag er uforpliktende og representerer nåsituasjonen i 2021 da forespørselen ble utredet og besvart av nettselskapet. Pris og ledig kapasitet i nettet er derfor ferskvare som ikke nødvendigvis stemmer den dagen en investeringsbeslutning treffes og kunde sender en formell forespørsel (Søknad om utbygging) om nettilknytning fra juli 2024 som trolig blir oppstart av mange nye bussanbud i fylket. Forespurt effekt blir reservert i en køordning, der større effektbehov (>1 MW) per i dag må meldes inn til Statnett. For å lette på nettkostnadene til anleggsbidrag og nettleie kan man inngå avtale om Betinget tilknytning.

Nettleiekostnader i drift beregnes per i dag ut ifra et fastledd, medgått energi og høyeste effekttime (kW/time i 1 time) i måneden. Det er anslått at denne kostnaden vil ligge på i overkant av 1 MNOK pr. ladestasjon pr. år. I tillegg kommer strømprisen til kraftleverandøren som også kommer på i overkant av 1 MNOK pr. ladestasjon pr. år i de fleste tilfeller.

Regnestykker i forprosjektet viser at det er betydelig med kostnader å spare i form av drivstoff for fremtidige bussanbud dersom man sammenlikner elektrisitet og diesel (og mot HVO100 er differansen betydelig større i fordel elektrisitet). Anslagsvis vil man eksempelvis i anbudet i Larvik spare i overkant av 8,5 millioner NOK i drivstoffkostnader årlig med prisforutsetninger og forbruk beregnet i forprosjektet.

Oppsummert er det dyrere å investere i elbuss, men billigere energi- og vedlikeholdskostnader i sum gjør dette meget aktuelt. Dersom man i tillegg forventer økte kostnader som følge av økte CO₂-avgifter på diesel mot 2030 vil elbuss anbud totalt sett ganske raskt (allerede i dag?) være mer lønnsomme enn fossile bussanbud.

Forprosjektet har liste opp noen kriterier som typisk vil være viktige for Vestfold og Telemark Fylkeskommune for fremtidige elbuss kollektivtilbud:

- Lavest total kostnad
- Teknologinøytralitet ift. elbuss lading
- Mest mulig like vilkår i anbudskonkurransen
- Bærekraftige løsninger
- Lavest mulig risiko
- Høyest mulig forutsigbarhet for alle parter
- Se alle anbudene for bussdrift i Vestfold/Telemark i en viss sammenheng
- Lengst mulig tidshorisont
- Lavest mulig investeringer

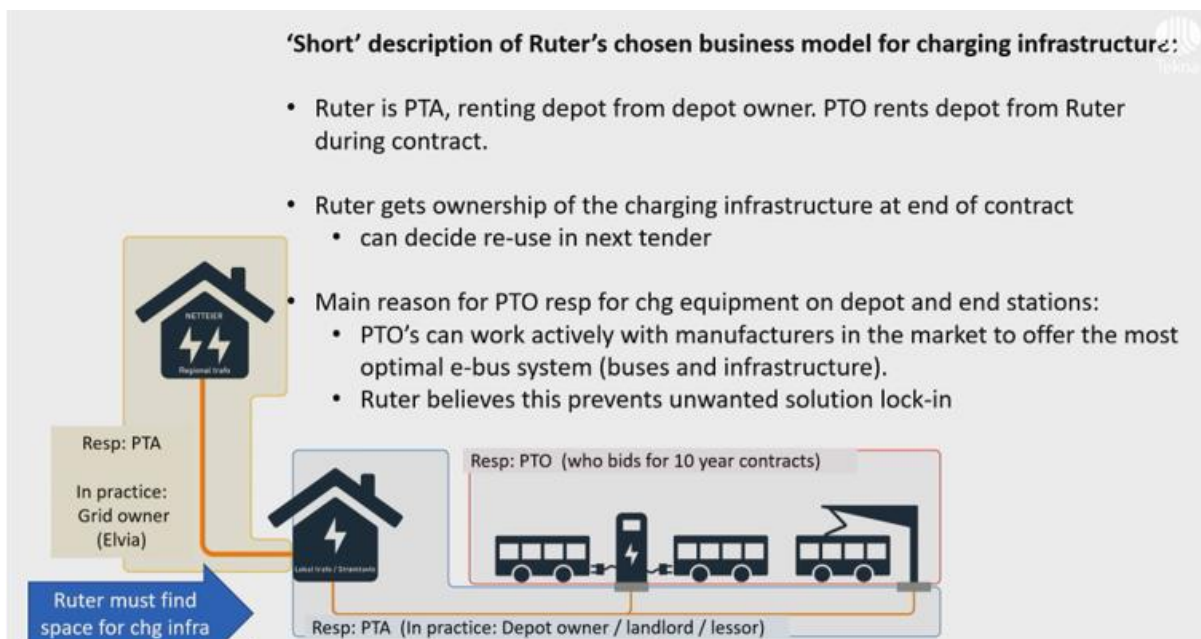
- Forutsigbarhet på driftskostnader

Forprosjektet anbefaler at den beste modellen på bakgrunn av listen over for VTFK vil være å ta eierskap til depoter (evt. leie for fremleie), for så å leie ut dette til bussoperatører som vinner de enkelte anbudene. På den måten kan det sikres langsiktige leieavtaler (20-30 år) med eiendomsbesittere av depotlokasjoner utover den enkelte anbudsperiode (typisk 8-12 år) og konkurranse-grunnlaget blir dermed likt for alle bussoperatører. I tillegg er det mulig redusere risiko ved oppsett av ladeinfrastruktur som kan ha varighet opptil 20 år, og at nettkapasitet og ladeanlegg til depotet på den måten kan gjenbrukes uten at man trenger å ta etableringskostnaden på nytt hver gang.

Bussoperatørene (Vy, Tide, Unibuss etc.) vil eie busser og personell som skal kjøre elbussene. De vil sørge for vedlikehold og operativ drift i henhold til oppdragsgivers ønsker.

Angående anskaffelse, eierskap og drift av ladere har forprosjektet trukket frem en mulig løsning og mener det kan være mest hensiktsmessig at Skagerak Energi AS tar denne investeringen uavhengig av hvilke bussoperatører som vinner anbudene i de forskjellige områdene. Dette gjør at VTFK eller bussoperatørene slipper å ta denne investeringen. Da kan man også oppnå skalafordeler på installasjon av ladere og man får en standardisert ladeinfrastruktur med én felles driftsorganisasjon. Slik sett trenger ikke hvert nytt tilbud å ta en stor investering ved oppstart, men heller planlegge langsiktig. Skagerak kan også etter avtale med VTFK utvide ladeinfrastrukturen uavhengig av tidspunkt som ellers ville vært vanskelig å få til midt i en anbudsperiode. Skagerak kan tilby VTFK eller evt. bussoperatørene en rekke energitjenester (strømvavtaler, fleksibel tilknytning, sambruk og smart styring av ladere etc.) slik at driftskostnader kan holdes lavest mulig.

De er mange ulike modeller i bruk i dag i forhold til rollefordeling mellom oppdragsgivere, bussoperatører og eventuelle tredjeparter. Den vanligste modellen som Ruter har benyttet hittil ser slik ut:



Forprosjektet har videre undersøkt støttemuligheter og incentiver til å elektrifisere bussflåten, men etter omfattende dialog med Enova viste det seg at man potensielt stod kun igjen med muligheter for å søke om støtte til **Grenlandsanbudet** som kan starte opp 1. juli 2023, men ikke dersom man utløser opsjonen på inntil 2 år til 1. juli 2025. Forprosjektet spilte inn ovenfor VTFK at man burde søke innen fristen 1. oktober 2021, men dette ble ikke gjennomført. Totalt har Enova tildelt støtte på omkring 462 millioner kroner til oppdragsgivere

(som VTFK) til infrastruktur for elbusser i løpet av de siste 5 årene. Programmet er nå avviklet.

10.2.2 Hva bør gjøres videre etter forprosjektet?

RFI Tønsberg for mulige bussdepoter

Parallelt med pågående diskusjoner med grunneiere, Tønsberg kommune og vurderinger av de muligheter som forprosjektet har trukket frem virker det fornuftig at VTFK går ut med en RFI for forespørsel om ledige arealer til elbuss depot i Tønsberg sentrum. Samt at det drives oppsøkende virksomhet for å få finne mulige bussdepot områder i Tønsberg. Dette er nok en prosess som vil ta litt tid slik at dette bør iverksettes allerede våren 2022.

Inngå opsjonsavtaler med grunneiere

VTFK bør gå i videre dialog med grunneiere i samtlige byområder anbefalt i forprosjektet for å sikre seg opsjonsavtaler for mulig bussdepot fra oppstart nytt anbud (juli 2024).

Sørge for å påvirke utbygging av tilstrekkelig nettkapasitet

VTFK bør følge opp Lede og Statnett slik at det sørges for tilstrekkelig nettkapasitet som ønsket for de enkelte områdene som forprosjektet har identifisert i Grenland og Vestfold.

Politisk avklaring av ambisjonsnivå for elektrifisering av busser i fylket

VTFK må avklare politisk hvilke mål/ambisjoner man har for elektrifisering av busser i Grenland og Vestfold.

Avklare hvilke rolle PTA, PTO og 3. parter skal ta i elbuss verdikjeden

VTFK må beslutte hvilken rollefordeling og modell de ønsker å følge for å elektrifisere kollektivtrafikken i fylket ref. kapittel 8.

Fortsette dialog med Herøya Industripark

VTFK bør fortsette dialogen med Herøya Industripark i forhold til å vurdere et mulig bussdepot for sambruk av ladeinfrastruktur ref. punkt 6.2.1.4.

11 ANDRE REFERANSER

Elektrifisering av busstilbudet i Nedre Glomma. Rapport fra Norconsult september 2020.

Elektrifisering av bybussene i Agder Sluttrapport. Desember 2017
(https://www.akt.no/_f/p1/i081b81b6-c0da-44a0-acd9-7c08025b2289/akt-rapport-12-17-elektrifisering-av-bybusser-agder-rapport-elbuss-agder-10.pdf)

Beste praksis for nettilknytning av busser, ferger og hurtigbåter. Rapport fra Energi Norge juni 2020.

Tekna webinar. Elektrifisering av kollektivtransport. 9. november 2020.

Kunnskapsgrunnlag for Ruter – Standardisering av ladeinfrastruktur for elbuss. Rapport fra Sweco juli 2020.

Ruter RFI 2021 – Sambruk av ladeinfrastruktur.

<https://presse.enova.no/pressreleases/naer-120-millioner-kroner-i-enova-stoette-til-ruter-3151216>

<https://presse.enova.no/pressreleases/naer-33-millioner-kroner-i-enova-stoette-til-rogaland-3151270>

VEDLEGG

11.1 Vedlegg A – Totaloversikt over elektrifisering av busser i Norge

11.2 Vedlegg B – RFI materiell fra Bussoperatører