

Grensesnitt mellom nettselskap og ladeanlegg

Marit Serianna S. Hjerpseth, Anne Marthe ter Woerds Christensen,
Simon Lysø Svinø og Roald Glad Lien

August 2021

Forord

På oppdrag fra Norges vassdrag- og energidirektorat har vi skrevet en rapport om hva som påvirker valg av grensesnitt mellom nettselskap og ladeanlegg til elbil og elbuss, og hvilke økonomiske virkninger valg av grensesnitt gir.

Rapporten er skrevet av en gruppe sommerstudenter hos NVE, bestående av Marit Serianna S. Hjerpseth, Anne Marthe ter Woerds Christensen, Simon Lysø Svinø og Roald Glad Lien. Marit Serianna studerer Miljøfysikk og fornybar energi på NMBU, Anne Marthe studerer Energi og Miljø ved NTNU og Simon og Roald studerer samfunnsøkonomi ved henholdsvis NTNU og UiO.

Gjennom sommeren har vi vært i møter med Elvia, Ruter, eMobility, Tesla og ABB, og dratt stor nytte av deres hjelp. Kunnskapen rundt på NVEs forskjellige avdelinger har også vært svært verdifull for rapporten.

Dette prosjektet har vært under Reguleringsmyndigheten for nettsjenester (RME-N) og vi vil rette en stor takk til hele avdelingen for all hjelp gjennom sommeren. En spesielt stor takk til våre veiledere, Eirik Grønvold Eggum, Kjell Rune Verlo og Vilde Røv.

Innholdsfortegnelse

Forord	i
Sammendrag	vi
1 Innledning	1
2 Teori	2
2.1 Nettstruktur	2
2.2 Konesjonsplikt for elektriske anlegg	2
2.3 Leveringsplikt og tilknytningsplikt	3
2.4 Tilknytningspunkt	4
2.5 Nettleie	4
2.6 Anleggsbidrag	5
I Kartlegging av dagens løsninger for tilknytning av buss- og elbilladestasjoner	6
3 Praksis i Norge for tilknytning av ladeanlegg	7
3.1 Konesjonsgitte anlegg	7
3.2 Praksis i utlandet	8
3.3 Leverandørmarkedet for ladeinfrastruktur	9
3.3.1 Elbil	10
3.3.2 Elbuss	12
3.4 Utfordringer i møte med dagens praksis	13
II Økonomiske virkninger	15
4 Nettleie fra tre nettselskap	16
5 Elbil	20
5.1 Forbruksprofil	20

5.2	Differanse i nettleie mellom lav- og høyspenttilknytning	22
5.3	Sensitivitetsanalyse	24
5.4	Scenario	27
6	Elbuss	30
6.1	Forbruksprofil og virkning av flere tilknytningspunkt	30
6.2	Antakelser for økonomiske analyser	31
6.3	Differanse i nettleie mellom lav- og høyspenttilknytning	32
6.4	Sensitivitetsanalyse	33
6.5	Scenario	35
III	Diskusjon, veien videre og konklusjon	38
7	Diskusjon	38
7.1	Tekniske hensyn	38
7.2	Arealeffektivitet og fleksibilitet	39
7.3	Ladeteknologi	39
7.4	Tilknytningsplikt og drift	40
7.5	Forbruksprofilenes påvirkning på de økonomiske analysene	41
7.6	Sensitivitet- og scenarioanalyser	41
7.7	Kostnader	41
7.8	Utvalgte nettselskaper	42
7.9	Tilknytningspunkt	43
8	Veien videre	44
9	Konklusjon	45
	Vedlegg	51
A	Utledning av funksjon for nettleie	51
B	Elbuss	53

Figurer

1	Nettstruktur i Norge	2
2	Illustrasjon av to pantografløsninger	10
3	Nettleie for tre nettselskap - næringskunde	16
4	Fastledd, tilknytning på lav- og høyspentnettet	17
5	Energiledd, tilknytning på lav- og høyspentnettet	17
6	Effektledd, lav- og høyspentnettet, Agder Energi: Gitt lik effekttopp sommer og vinter	18
7	Tensio TS - Effektledd, lavspent og høyspent: Gitt lik effekttopp sommer og vinter	19
8	Forbruksprofil for hurtigladeanlegg for elbiler	21
9	Fordelingen av nettleiekostnader mellom fastledd, energiledd og effektledd	24
10	Sensitivitetsanalyse for ladeanlegg til elbil med priser fra Tensio TS	26
11	Sensitivitetsanalyse for ladeanlegg til elbil med priser fra Elvia	26
12	Sensitivitetsanalyse for ladeanlegg til elbil med priser fra Agder Energi Nett	27
13	Scenarioanalyse for ladeanlegg til elbil med Tensio TS priser	28
14	Scenarioanalyse for ladeanlegg til elbil med Elvia priser	28
15	Scenarioanalyse for ladeanlegg til elbil med Agder Energi Nett priser	29
16	Forbruksprofil for elbuss	30
17	Forbruksprofil med eksempel på reell vs. tariffert effekt	31
18	Sensitivitetsanalyse for ladeanlegg til elbuss med Tensio TS priser	34
19	Sensitivitetsanalyse for ladeanlegg til elbuss med Elvia priser	34
20	Sensitivitetsanalyse for ladeanlegg til elbuss med Agder Energi Nett priser	35
21	Scenarioanalyse for ladeanlegg til elbuss med Tensio TS priser	36
22	Scenarioanalyse for ladeanlegg til elbuss med Elvia priser	36
23	Scenarioanalyse for ladeanlegg til elbuss med Agder Energi Nett priser	37

Tabeller

1	Leverandører av hurtigludere til elbil	11
2	Forbruk brukt i modelleringen	22
3	Differanse i nettleie mellom lav- og høyspenttilknytning for gitt elbilladestasjon	23
4	Differanse i nettleie mellom lav- og høyspenttilknytning, ladeanlegg elbuss . .	33
5	Leverandører av hurtigludere til elbuss	53

Sammendrag

Med elektrifisering av transportsektoren følger utbygging av ladestasjoner. De siste årene har NVE opplevd en økning i antall konsesjonssøknader med høyspenttilkobling for ladeanlegg til elbil og elbuss, siden det er en etterspørsel etter tekniske løsninger som er ulike fra det nettselskap normalt tilbyr. I dette prosjektet skal det derfor kartlegges hvilke hensyn som påvirker valg av grensesnitt mellom kunde og nettselskap og de økonomiske virkningene som følger av valg av grensesnitt. Fokusområdet er hurtiglading for elbuss og elbil.

Det ble utført en kartlegging av løsningene brukt i dagens tilknytning av ladeanlegg ved gjennomgang av konsesjonsgitte anlegg, møter med bransjeaktører, ved å undersøke leverandørmarked og gjennom kontakt med energimyndigheter i utlandet. Den økonomiske analysen ble gjort ved å beregne nettleiedifferanse mellom lav- og høyspenttilknytning hos tre nettselskap, basert på fiktive forbruksprofiler for elbuss- og elbilladestasjon. Dette var for å se om det lå et økonomisk insentiv bak valg av grensesnitt. Siden forbruksprofilene er usikre, ble det utført sensitivitet- og scenarioanalyser.

I rapporten konkluderes det med at det er tekniske og praktiske hensyn som påvirker valg av grensesnitt mellom nettselskap og nettkunde, og at det er et økonomisk insentiv for nettkunde å være tilknyttet høyspentnettet. I dag er ønsket spenningsnivå på tilknytning og retningslinjer for nettselskap viktige hensyn ved valg av teknisk løsning og grensesnittet som følger. I tillegg er det kartlagt flere faktorer, som teknologivalg, arealeffektivitet og fleksibilitet, som er nyttige for utbyggere av ladeanlegg å ta hensyn til. Det kan derfor vurderes om det er hensiktsmessig å ta mer hensyn til disse i konsesjonsgivning. Den økonomiske analysen viser at valg av grensesnitt gir økonomiske virkninger for nettkunde. Ladeoperatører av større anlegg med høyt effektuttak, som bussladeanlegg, har et sterkt økonomisk insentiv til å være tilknyttet høyspentnettet gjennom lavere nettleie. På mindre ladeanlegg, som hurtigladestasjoner for elbil, vil lønnsomheten ved høyspenttilknytning kunne avhenge av beliggenhet og hvem som er områdekonsesjonær. Dersom flertallet av hurtigladestasjoner skal være tilkoblet høyspent kan det potensielt bli ringvirkninger som rammer resten av samfunnet. Det derfor hensiktsmessig å se videre på den samfunnsøkonomiske nytten av dette.

1 Innledning

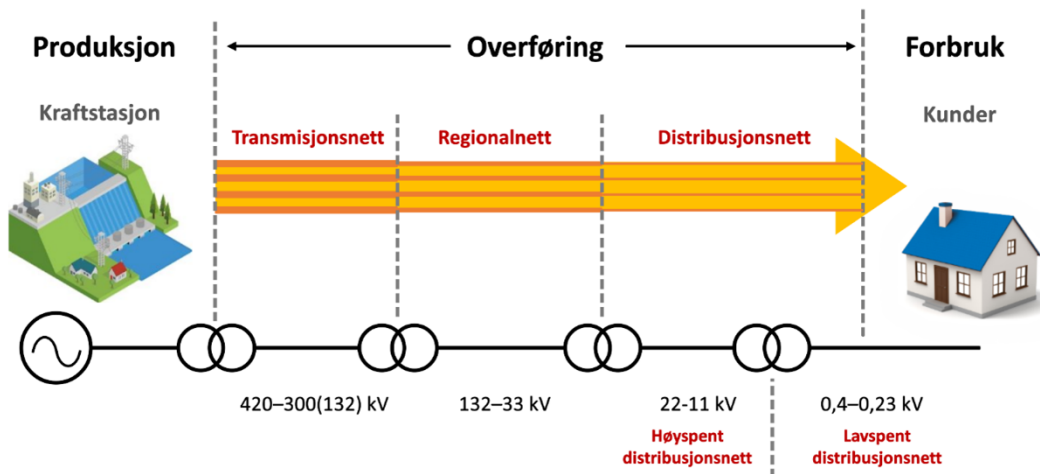
Transportsektoren er i gang med en omfattende elektrifisering. Flere elbil- bussladestasjoner har allerede tilknytning til strømmettet, og flere skal det bli. Regjeringen har satt som mål at nye personbiler og bybusser skal være nullutslippskjøretøy i 2025 [1], og NAF anslår at det vil være om lag en million elbiler på norske veier i 2025 [2]. Når antall elektriske transportmidler på norske veier øker, må også antall ladestasjoner øke i takt med økt ladeetterspørsel, og det er dermed forventet en stor vekst i antall ladestasjoner i Norge.

NVE erfarer at kundegruppene som skal bygge hurtigladestasjoner til elbil og ladeanlegg til elbuss etterspør andre spenningsnivåer og tekniske løsninger enn det nettselskapene normalt leverer, og flere har søkt anleggskonsesjon for å drifte eget transformatoranlegg. Ved å koble seg på høyspentnettet kan kundene transformere strømmen til ønsket spenningsnivå, ha større teknologisk fleksibilitet, og få en annen nettleie enn ved tilknytning til lavspenettet. Med dette som utgangspunkt, engasjerte NVE fire sommerstudenter til å undersøke hvilke hensyn som påvirker valg av grensesnitt mellom nettselskap og nettkunde, og hvilke økonomiske virkninger valg av grensesnitt gir.

2 Teori

2.1 Nettstruktur

Kraftnettet er delt inn i tre nettnivåer: Transmisjonsnett, regionalnett og distribusjonsnett, som vist i figur 1. Transmisjonsnettet, som i hovedsak eies og driftes av Statnett, er et landsdekkende nett som binder sammen produksjon og forbruk i ulike landsdeler. Regionalnettet overfører større mengder elektrisk energi regionalt, og er bindeleddet mellom transmisjons- og distribusjonsnettet. Både transmisjonsnettet og regionalnettet har høy overføringskapasitet, med spenningsnivåer på henholdsvis 300-420 kV og 33-132 kV. I denne rapporten er hovedfokus distribusjonsnettet, hvor det videre skilles mellom lavspent- og høyspenttilknytning i distribusjonsnettet. Høyspentnettet er definert som nett med spenning over 1 kV, og lavspentnettet er definert som nett med spenning 1 kV og under.



Figur 1: Nettstruktur i Norge fra produksjon til forbruker. Inndelingene viser spenningsnivået for de forskjellige nivåene i overføringsnettet [3].

2.2 Konesjonsplikt for elektriske anlegg

Etter energiloven § 3-1 kreves det konsesjon for å bygge, eie og drive et anlegg for produksjon, omforming, overføring og foreling av elektrisk energi [4]. Videre fastsetter energilovforskriften § 3-1 at anlegg med konsesjonsplikt gjelder anlegg med spenning over 1 kV vekselstrøm eller 1,5 kV likestrøm, i tillegg til fordelingsanlegg med spenning under 1 kV vekselstrøm eller

1,5 kV likestrøm. Konesesjoner gis til samfunnsmessig rasjonelle prosjekter, som vil si at de samlede fordelene ved et prosjekt skal veie tyngre enn ulempene.

Det er mulig å søke om område-, anleggs- og omsetningskonesesjon for elektriske anlegg [5], men fordi ladeanlegg er foreløpig unntatt krav om omsetningskonesesjon vil ikke dette brukes i analysene i prosjektet [6]. Overføringsanlegg i distribusjonsnett skal som hovedregel eies, bygges og drives av områdekonesesjonær. Områdekonesesjonæren har monopol innenfor sitt område, og kan dermed bygge ut og drifte fordelingsnett opp mot 22 kV uten å søke om konesesjon for hver enkelt sak [7]. Andre enn områdekonesesjonær som ønsker å bygge, eie og drive anlegg må ha anleggskonesesjon.

2.3 Leveringsplikt og tilknytningsplikt

I henhold til energiloven § 3-3 er områdekonesesjonærer pliktet til å levere elektrisk energi til forbrukere innenfor sitt område [4]. Denne leveringsplikten gjelder frem til kunden, og til et tilknytningspunkt som må defineres. For vanlige husholdninger er dette i forarbeidene til energiloven definert som «i klemme på husvegg eller ved innføring gjennom grunnmur».

Tilknytningsplikten står beskrevet i energiloven § 3-4, og innebærer at anleggskonesesjonærer som har nettanlegg må tilknytte alle nye kunder som er villig til å betale for tilknytningen. Ved en ny tilknytning skal det først utredes om den er driftsmessig forsvarlig. Den nye tilknytningen skal ikke føre til brudd på krav om leveringskvalitet til eksisterende kunder, og dersom dette er tilfelle er område- og anleggskonesesjonærer pliktet til å utbedre nettanlegget sitt. Hvis det da må gjøres nye investeringer i nettet gjelder bestemmelsene for anleggsbidrag [8], som er beskrevet i kapittel 2.6. Dersom det ikke er rimelig å etablere tilknytning til nettet på normale vilkår kan områdekonesesjonær søke om fritak fra leveringsplikten [9].

Ved utbygging av et ladeanlegg plikter nettselskapet å levere strøm og tilknytte anlegget til nettet. Nettselskapenes leveringsplikt omfatter i utgangspunktet alle spenningsnivå. Praktis er imidlertid at nettselskap gis dispensasjon fra å levere spenningsnivå som er utenfor IECs sin standard spenningsrekke [10]. Hovedregelen er dermed at norske nettselskap leverer 230 V, 400 V, 690 V, 1 kV, 11 kV og 22 kV. Hvis anlegget krever et annet spenningsnivå enn

disse er løsningen at aktøren selv transformerer til dette. Dette er videre beskrevet i kapittel 3.

2.4 Tilknytningspunkt

Tilknytningspunktet definerer grensesnittet for eierskap mellom kunde og områdekonsesjonær, og områdekonsesjonærens plikter vil gjelde frem til dette punktet. Målinger av forbruk blir som hovedregel gjort her og kunden blir belastet etter fastsatte tariffer for det forbrukten har. Noen kunder har flere tilknytningspunkt, som også medfører flere målepunkter. I de fleste av disse tilfellene er det vanlig at kunden betaler tariff for hvert av målepunktene. Det er under gitte forutsetninger tillat å slå sammen flere målepunkt i en summasjonsmåling, men dette er ikke vanlig praksis [11][12][13].

2.5 Nettleie

Nettselskapene har egenskaper som naturlig monopol, som vil si at det er mest samfunnsøkonomisk lønnsomt med kun én aktør i markedet. Nettselskapene får i kraft av sin områdekonsesjon drive som eneste aktør, mot at de blir regulert for å ikke utnytte markedsmakten de sitter på. RME fastsetter årlig inntektsrammer for hvert enkelt nettselskap. Inntektsrammen er en øvre begrensning på hvor mye nettselskap kreve i samlet nettleie fra kundene sine. Nettselskapene kan innenfor gitte rammer fastsette utformingen på nettleien, og dermed hvordan kostnadene fordeles mellom kundene. Nettleie skal dekke nettselskapets totale kostnader for transport av elektrisk energi.

Nettleien for næringskunder er delt opp i tre ledd; fastledd, energiledd og effektledd. Dette er for å reflektere kostnadene ved levering av strøm til sluttbrukeren i størst mulig grad.

Fastleddet er delen av nettleien som betales uavhengig av forbruk og representerer tilknytningen til strømnettet. Denne prisen vil være den samme hver måned og vil ikke variere med sesong. Fastleddet skal minimum dekke kostnader til måling, avregning, fakturering, og de øvrige faste kostnadene i nettet [14].

Energileddet er et variabelt ledd og baseres på kundens faktiske energibruk. Kunden blir da belastet med en fast pris per kWh som brukes. Dette skal minimum dekke de marginale tapskostnadene, som er de kostnadene som påløper når man tar ut en ekstra kWh og øker tapet. Beløpet varierer med sesong, hvor man krever et høyere energiledd om vinteren enn om sommeren. Dette er fordi det ofte er høyere belastning på nettet om vinteren, og tapene ved å ta ut én ekstra kWh er høyere enn om sommeren.

Effektledet er et variabelt ledd og baseres på kundens effektuttak. NVE har ikke satt en standard for hvordan dette skal beregnes, og det er dermed opp til nettselskapene å fastsette en beregningsmetode. Det har resultert i at det finnes flere metoder for dette der effektledet kan variere både med sesong og hvor høy effekt som tas ut. Normalt blir det betalt en pris per kW for den timen i måneden med høyest effektuttak, og det er denne beregningsmetoden det tas utgangspunkt i videre. Formålet med effektledet er at det skal gi insentiv til å jevne ut forbruket gjennom døgnet slik at den momentane belastningen på nettet blir lavere, og nødvendig nettutbygging reduseres.

2.6 Anleggsbidrag

Nettselskaper skal fastsette et anleggsbidrag for å dekke kostnadene ved nye nettinvesteringer og nettførsterkninger når kunder enten blir tilknyttet, får økt kapasitet, eller får bedre kvalitet. Anleggsbidraget har to formål. Det ene formålet er å synliggjøre kostnadene ved en ny tilknytning eller forsterkning av en eksisterende tilknytning. Det andre formålet er å fordele kostnadene mellom kunden(e) som utløser investeringen, og nettselskapets øvrige kunder [15]. Anleggsbidraget baseres på et kostnadsgrunnlag som deretter multipliseres med kundenes andel. Nettselskapet er ansvarlig for grave- og grunnarbeid ved utbygging, men det er også mulig at nettselskap og kunde blir enige om at kunde tar ansvar for dette. Anleggsbidraget som nettselskapet beregner gir kundene et prissignal, og kan påvirke kundenes valg av utbyggingsområde.

Del I

Kartlegging av dagens løsninger for tilknytning av buss- og elbilladestasjoner

For kartleggingen av dagens løsninger ble det sett på konsesjonsgitte anlegg, praksis i utlandet, og leverandørmarkedet for ladeinfrastruktur for elbil og elbuss. I møter med ulike aktører kom også utfordringer med dagens løsning frem, og dette dannet grunnlaget for delkapittelet om utfordringer.

Kartlegging av de konsesjonsgitte anleggene ble gjort ved å se på konsesjonssøknadene som var behandlet av NVE. Fra søknadene ble det hentet ut informasjon om aktører, tekniske spesifikasjoner og begrunnelse og hensyn. Videre ble praksis i utlandet undersøkt ved å kontakte energimyndighetene i Tyskland, Sverige og Danmark. Hovedfokuset ved utarbeiding av oversiktene for leverandørmarkedet var inngangsspenning og ladeeffekten til teknologiløsningene. Leverandørmarkedet for ladeteknologi til elbil og elbuss ble kartlagt ved gjennomgang av produktkataloger og kontakt med ulike leverandører.

3 Praksis i Norge for tilknytning av ladeanlegg

Løsningen med tilknytning av ladestasjoner er i utvikling. De første ladeanleggene ble tilkoblet 400 V lavspenning, men som forklart har det blitt vanligere å koble nye ladeanlegg til 22 kV høyspenning. Etter energilovens § 3-1 og energilovforskriftens § 3-1, forklart under kapittel 2.2 om konsesjonsplikt, vil et ladeanlegg tilkoblet lavspenning ikke være konsesjonspliktig, mens et ladeanlegg tilkoblet høyspent er det.

For ladeanlegg som mottar lavspenning fra nettselskapet, blir nettselskapets retningslinjer fulgt. Ladeanleggene tilknyttet da normalt med 400 V. Dersom ladeanlegget krever en annen spenning som er vurdert å være utenfor nettselskapets leveringsplikt har aktøren to muligheter. Den ene er at anlegget tilknyttet 400 V og kunden har egne step up-trafoer mellom tilknytningen og laderne som transformerer til ønsket spenning. Den andre løsningen er at aktøren selv får konsesjon for å bygge, eie og drive transformatoren for omforming til det ønskede spenningsnivået.

Konsesjonsbehandling skal sikre samfunnsmessig rasjonelle løsninger, og her inngår tekniske og økonomiske forhold, samt hensynet til private og allmenne interesser. Krav til konsesjonsøknad og behandlingsprosess avhenger av størrelsen på det planlagte anlegget og virkningene av anlegget. En fullstendig oversikt for utforming av konsesjonssøknader kan finnes i «Veileder for utforming av søknader om konsesjon for nettanlegg» [16]. Konsesjonssøknader for ladeanlegg for elbiler går ofte under saker med ubetydelige virkninger for omgivelsene.

3.1 Konsesjonsgitte anlegg

NVE opplever en vekst i antall søknader for konsesjoner til nettanlegg, og ladestasjoner er en bidragsyter til et økt antall søknader. Per 12.07.2021 har det kommet inn søknader både fra ladeanlegg for elbil og elbuss, men det er foreløpig bare gitt konsesjon til anleggene for elbil, presentert i vedlegg C. De ladeanleggene som har fått konsesjon har lagt tekniske spesifikasjoner til grunn i konsesjonssøknaden. Alle de 44 søknadene som har fått konsesjon oppgir at de har behov for et spenningsnivå på 480 V, og av disse har 29 spesifisert at de har likereettere som krever den spenningen. I søknadene har det blitt poengtert at en tilkoblingsspenning på

400 V vil kreve step up-trafo for å få riktig spenning til sine komponenter, men dette vil være arealkrevende. Med en høyspenttilkobling og egen trafo som har en sekundærspenning på 480 V, vil arealbehovet minke, som også vil være bedre fra et miljømessig og estetisk synspunkt. I tillegg blir det også begrunnet at det er nyttig med høyspenttilkobling ved høyt effektbehov. De fleste av de konsesjonsgitte anleggene har søkt om tilknytning til 22 kV.

En annen begrunnelse som går igjen i konsesjonssøknadene er behov for en teknisk spesiell trafo. Ladere med CCS-plugg har krav om et galvanisk skille mellom laderne, det vil si at kretsene er elektrisk isolert fra hverandre. En måte å gjøre dette på er å sette inn skilletrafoer foran likeretterne til hver lader, men i de nevnte konsesjonssøknadene brukes en trafo som har seks separate sekundærviklinger som er isolert fra hverandre i stedet. Ved å ha det galvaniske skillet inni trafoen og ikke separat foran hver lader vil arealbehovet også her minke betraktelig [17].

3.2 Praksis i utlandet

Rammevilkårene for utviklingen av kraftsystemet varierer mellom land. For å finne et annet perspektiv på praksisen med tilknytning av ladeanlegg har det blitt kartlagt hvordan dette gjøres i Tyskland, Danmark og Sverige.

I Tyskland kobles ladeanlegg til både til lavspenning på 400 V og det de definerer som mellomspenning, på 10 eller 20 kV. Vanligvis kobles enslige ladestasjoner på 50 kW og under til lavspenning, mens høyere effektuttak fra ladeanlegg med flere ladestasjoner kobles til 10 kV eller 20 kV. I sistnevnte tilfelle må det da installeres og driftes en egen trafo for å nå ønsket inngangsspenning til ladestasjonen. Det kreves ikke noen form for konsesjon til dette, men det er krav om at høyspentutstyr på over 1 kV driftes av en spesialist med tilstrekkelig kunnskap om høyspentanlegg. I praksis blir denne tjenesten som oftest utført av nettselskapet. I tillegg er det en regel om at installasjon av ladeanlegg opp til 12 kVA blir rapportert til nettselskapet, mens over 12 kVA kun kan tilknyttes etter godkjenning har blitt gitt av nettselskapet [18].

I Sverige kobles ladeanlegg til nettet etter nettselskapenes retningslinjer. Her avhenger tilkoblingen av etterspurt effekt, og størrelsen på vernet som må brukes. Som hovedregel krever

utbygging og drift av høyspenningsnett konsesjon, men det er en del unntak beskrevet av IKN-forordningen (Ikke-konsesjonspliktig nett). Lavspenningsnett til ladeanlegg er en del av den [19].

I Danmark kan ladeanlegg tilkobles nettet til alle spenningsnivåer, og de blir behandlet på lik linje som andre forbrukskunder. Som i Tyskland kobles også enkeltstasjoner til lavspenning 400 V, men de mer effektkrevende, større anleggene kobles til høyspentnettet, på 10, 20 eller 30 kV. Det er DSO som vurderer om nye tilknytninger er mulig der kunden ønsker det, og vil ifølge den vurderingen inngå en avtale med kunden om nettilknytning. Det er det danske Forsyningstilsynet som har godkjent et slikt avtalegrunnlag. Det kreves bevilling for å drifte elektriske fordelingsnett i Danmark, og dermed også å eie høyspentnett. Dette kreves derimot ikke for anlegg, med mindre det er et produksjonsanlegg på 25 MW eller mer. Altså, kreves ikke bevilling for at en forbruker har en trafo som er koblet til høyspentnettet, så et ladeanlegg tilkoblet høyspenning med egen trafo trenger ikke bevilling [20].

3.3 Leverandørmarkedet for ladeinfrastruktur

I denne delen undersøkes noen leverandører av ladeanlegg for elbil og elbuss, for å vurdere om tilbudssiden har en innvirkning på hvilke teknologier som implementeres i Norge. Dette gjøres ved å se hvilke ladeteknologier for hurtiglading som er på markedet og hvilke inngangsspenninger som tilbys. Hurtiglading defineres som 50 kW og høyere.

Av ladeteknologier som finnes på markedet er det plug-in og pantografer som er mest utbredt. For plug-in er teknologiene CCS, CHAdeMO og Tesla sin egen løsning mest brukt. En pantograf brukes til lading av elbuss og kan enten være fastmontert på taket (PU) eller på en stolpe på et ladeanlegg (PD) som vist i figur 2. For PU vil pantografen heises opp til tilkoblingspunktet, mens for PD vil pantografen senkes til bussen som står parkert under. Pantografer brukes ofte til hurtiglading når det skal trekkes høy effekt, og kan enten installeres ved endestasjon eller depot.



Figur 2: Illustrasjon av to pantografløsninger. Figur til venstre viser takmontert pantograf, mens figur til høyre viser stolpemontert pantograf [21].

3.3.1 Elbil

Leverandørene som er undersøkt er listet i tabell 1 med de ulike modellene de tilbyr og levert effekt og inngangsspenning for disse. De leverte effektene er gitt for CCS-plugg, men ikke CHAdeMO da disse leverer lavere effekt. For Tesla Supercharger V2 er det Teslas egen type plugg som brukes, men Supercharger V3 benytter CCS [22]. Flere av leverandørene leverer også ladeutstyr til under 50 kW, men her er det blitt dokumentert bare for hurtigludere. Videre er leverandørmarkedet stort, og det eksisterer flere leverandører enn de som har blitt listet her. Hovedandelen er europeiske produsenter, men også noen andre er tatt med, som Tesla, FreeWire og Tritium, som er basert henholdsvis i USA, USA og Australia. Det ble antatt at de inkluderte leverandørene gir et godt bilde av tilgjengelige teknologier til hurtiglading og ulike spenningsnivåer og effekter på ladere brukt i Europa.

Leverandørmarked for hurtigladere				
Leverandør	Modell	Max levert effekt [kW DC]	Inngangsspenning [V AC]	Kilde
ABB	Terra HP	175 - 350*	270, 400, 480	[23]
	Terra DC	20, 50, 90, 120, 180	270, 400, 480	[24][25]
Tritium	RT50	50	400, 480	[26]
	RTM	75	400, 480	[27]
	RT175-S	175	400, 480	[28]
	PK350	350	480	[29]
Efacec	QC60	60	400	[30]
	QC90	90	400	
	QC120	120	400	
Kempower	S-serie	60, 80, 120	380 - 480	[31][32]
	C500-series	50 - 400**	380 - 480	[33]
Siemens	Sicharge D	160, 180, 240, 300	400	[34]
	VersiCharge Ultra 50	50	380 - 480	[35]
	VersiCharge Ultra 175	175	480, 600	[36]
FreeWire	Boost Charger	120	208, 400	[37]
Alpitronic	Hyc150	75, 150	400	[38]
	Hyc300	75, 150, 225, 300	400	[39]
Circontrol	Raption 50	50	400	[40]
	Raption100	100	400	[41]
	Raption150	150	400	[42]
Tesla	Supercharger V2	150	480	[22]
	Supercharger V3	250	480	[43]

Tabell 1: Leverandører av hurtigladere, med ulike modeller og levert effekt og inngangsspenning for hver modell

*Kan lade en bil med effekt 350 kW eller to biler samtidig med 175 kW hver

**Inkrementell økning på 50 kW opp til 400 kW

Fra tabell 1 kan en se at de fleste leverandørene av hurtigladere produserer ladere med 400 V inngangsspenning, unntakene er Tesla og modellene til Siemens og Tritium med høyest levert effekt. Det er naturlig at alle de europeiske leverandørene produserer til 400 V da dette er et vanlig standard tilkoblingsnivå i hele Europa. I USA er standard tilkoblingsnivå på 480

V, og det er grunnen til at Tesla produserer bare dette. Tesla har også en annen posisjon i markedet enn de andre leverandørene, da de også er operatør av egne ladestasjoner. Videre har ABB, Tritium og Efacec levert ladestasjoner til Norge, blant annet til Fortum/Recharge og Ioney [44][45].

3.3.2 Elbuss

Elbusser bruker som oftest to ulike ladeløsninger: plug-in ladekontakt med CCS eller pantograf. Et utvalg av leverandører for ladeinfrastrukturer er listet i tabell i vedlegg B. Teknologiene presentert er for både lading over natten og hurtiglading med begge ladeteknologiene, der ladeeffektene strekker seg opp til 600 kW. Leverandørmarkedet for elbusser er også stort, og det eksisterer flere enn de som er listet i vedlegget. De som er presentert er hovedsakelig europeiske selskaper.

Alle leverandørene tilbyr ladeløsning med 400 V som inngangsspenning, men det varierer hvilket effektuttak de gir. For Heliox har de laveste effektene med Flex 180 kW og Flex 360 kW en inngangsspenning på 480 V, mens ladeeffekt på 450 kW og 600 kW har inngangsspenning på 400 V. Kempower er den eneste leverandøren som kun har plug-in som ladeløsning. De resterende tilbyr både plug-in og pantograf.

3.4 utfordringer i møte med dagens praksis

I samtaler med ulike aktører har det blitt uttrykt en opplevelse av barrierer i prosessen med å opprette ladeanlegg i møte med dagens praksis for nettilkobling. I dette kapitlet blir disse oppsummert ved å se på arealbruk, fleksibilitet og tekniske løsninger.

Effektiv arealbruk

For de konsesjonsgitte ladeanleggene for elbil blir mindre arealbruk nevnt som en fordel ved å ha høyspenttilkobling fremfor lavspenntilkobling. I Norge kan eiendomspriser være høye, noe som kan skape utfordringer for utbyggere av ladeanlegg. Spesielt i byene kan det være knapphet på areal, og arealbehovet blir da viktig å vurdere. Et eksempel som kan trekkes frem her er Ruter sine bussdepoter med ladeanlegg i Oslo. De opplever å ha begrenset med plass, og er opptatt av å utnytte det tilgjengelige arealet mest mulig effektivt. På ladeanlegget på Alnabru er Ruter tilkoblet på lavspent 400 V, som Elvia leverer[46]. Ettersom Elvia følger REN-standarder og egne retningslinjer har de krav om et visst fritt areal rundt trafoen og trafohuset, noe som tar opp potensielle plasser til busser [46][13].

En annen utfordring knyttet til arealbruken er antall nødvendige trafoer. Nettselskap stiller med visse størrelser på trafoene sine, for eksempel er det for Elvia maksimalt 2 MVA. På Ruter sitt depot på Alnabru, med effektbehov på 4 MW, må det installeres to trafoer med Elvia sin praksis til grunn. Det er en utfordring for Ruter da det er mer arealkrevende enn om det hadde vært én større trafo[46]. Dessuten vil flere trafoer gi flere tilknytningspunkt, noe som kan gi økonomisk utslag. Det skal analyseres videre i kapittel 6.1 om tilknytningspunkt.

Lite fleksibel ladeløsning

Særegent for administrasjonsselskaper for kollektivtrafikk (AfK) er ordningen om anbud kombinert med ladeinfrastruktur. AfK eier verken ladeløsning eller busser, men legger ut områder på anbud der kontrakter tildeles gjennom anbudskonkurransen til busselskapene. Det er busselskapene selv som velger ladeløsning. Anbudene som legges ut kan ha kontrakter på rundt 10 år. Ladeinfrastruktur blir avhengig av hvilket busselskap som vinner anbudet, som da kan variere for hvert 10. år. Dette kan potensielt føre til en omstrukturering og høye kostnader ved utskifting av komponenter. Av denne grunnen er det behov for en fleksibel løsning for

AfK ved oppsett av ladestasjoner.

Teknisk løsning

Dagens praksis for tilkobling av anlegg blir også utfordret av ulike tekniske løsninger som blir brukt i ladeanlegget. Selv om det er mulig å drifte velfungerende ladeanlegg etter de standardene og retningslinjene som nettselskapet følger for tilknytning av kunder, finnes det tekniske løsninger som krever andre enn standard spenningsnivå og dermed gjør at en kan vurdere å gi anleggskonsesjon. Denne egenskapen er den viktigste for å gi anleggskonsesjon, men som sett i konsesjonssøknadene er det flere tekniske årsaker til ønske om høyspenttilknytning. Det er både unødvendig bruk av step up-trafoer, som gir mer utstyr samt høyere startstrømmer og tap, i tillegg til ønske om spesialtilpasset trafo med galvanisk skille.

De tre faktorene arealbruk, fleksibilitet i ladeløsningen og teknisk løsning bidrar å sette rammene for utbygging av ladeinfrastruktur, og alle de tre faktorene kan påvirke grensesnittet mellom nettselskap og kunde. Når det ligger føringer for å elektrifisere transportsektoren i Norge kan det derfor stilles spørsmål om dagens praksis med tilknytning av ladeanlegg er den mest gunstige løsningen. For en annen vinkling på denne problemstillingen skal noen økonomiske virkninger analyseres i neste del av rapporten.

Del II

Økonomiske virkninger

I denne delen av rapporten blir de økonomiske virkningene grunnet valg av grensesnitt analysert. Det blir kvantifisert prisdifferanse mellom lavspent- og høyspenttilknytning, sensitivitet for ulike faktorer knyttet til dette, scenarioanalyser og virkning av antall tilknytningspunkt.

For å gjøre de økonomiske analysene ble først en likning for nettleie utledet. Videre ble det tatt utgangspunkt i tre nettselskaper: Tensio TS, Elvia og Agder Energi Nett. Dette ble gjort fordi nettselskapene har ulik nettleiestruktur, i tillegg til at de har en stor kundebase og er geografisk spredt. Priser knyttet til nettleie ble samlet inn for de nevnte selskapene fra deres nettleiehefter.

I de økonomiske analysene knyttet til elbil og elbuss ble det tatt utgangspunkt i forbruksprofiler. Det ble antatt at elbiler og elbusser har ulikt lademønster, både når fremkomstmidlene lades, og hvor mye effekt de trekker ved opplading av batteri. Forbruksprofilen for elbilladestasjoner er basert på egne antakelser, mens for elbuss er de hentet fra Ruter og Sweco.

Nettleiedifferanse ved lav- og høyspenttilknytning ble gjort ved å beregne årlig nettleie til lav- og høyspenttilknytning fra de tre nettselskapene. Sensitivitetsanalysen ble utført for å gi innsikt i hvordan den økonomiske effekten ved valg av grensesnitt påvirkes dersom antakelsene for modellen endres eller avviker fra virkeligheten. En scenarioanalyse ble til slutt gjort med tre scenarier for å vise hvor mye differansen mellom lav- og høyspenttilknytning kan variere ved to ytterpunkter av scenarier.

4 Nettleie fra tre nettselskap

Nettleieprisene for næringskunder hos Tensio TS, Elvia og Agder Energi Nett er representert i henholdsvis figur 3c, 3a og 3b.

Spenningsnivå	Fastledd [kr/mnd]	Energiledd [øre/kWh]	Effektledd sommer [kr/kW/mnd]		Effektledd vinter [kr/kW/mnd]	
Lavspenning (400V)	733	5	Nivå 1: 0-99 kW	39	Nivå 1: 0-99 kW	59
			Nivå 2: 100-399 kW	33	Nivå 2: 100-399 kW	49
			Nivå 3: 400+ kW	27	Nivå 3: 400+ kW	39
Høyspenning (>1000V)	1733	2,8	Nivå 1: 0-499 kW	40	Nivå 1: 0-499 kW	44
			Nivå 2: 500-999 kW	33	Nivå 2: 500-999 kW	41
			Nivå 3: 1000+ kW	27	Nivå 3: 1000+ kW	37

(a) Nettleie Tensio TS - næringskunder [47]

Spenningsnivå	Fastledd [kr/mnd]	Energiledd [øre/kWh]		Effektledd [kr/kW/mnd]	
Lavspenning (400V)	400	Sommer	3,9	Sommer	22
		Vinter 1	7	Vinter 1	120
		Vinter 2	7	Vinter 2	67
Høyspenning (>1000V)	900	Sommer	1,8	Sommer	16
		Vinter 1	3,5	Vinter 1	96
		Vinter 2	3,5	Vinter 2	42

(b) Nettleie Elvia - næringskunder [48]

Spenningsnivå	Fastledd [kr/mnd]	Energiledd [øre/kWh]	Effektledd sommer [kr/kW/mnd]		Effektledd vinter [kr/kW/mnd]	
Lavspenning (400V)	129	4,1	Nivå 1: 0-50 kW	37,8	Nivå 1: 0-50 kW	113,42
			Nivå 2: 50-200 kW	28,36	Nivå 2: 50-200 kW	94,51
			Nivå 3: 200-1000 kW	18,91	Nivå 3: 200-1000 kW	75,6
			Nivå 4: 1000+ kW	9,47	Nivå 4: 1000+ kW	56,69
Høyspenning (>1000V)	129	2,05	8,51	51,04		

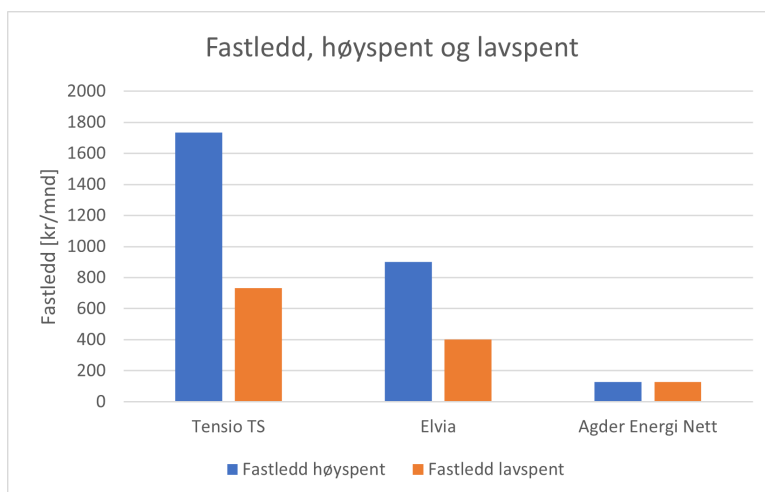
(c) Nettleie Agder Energi Nett - næringskunder [49]

Figur 3: Nettleie for tre nettselskap - næringskunde

Som vist i figur 3 er selskapenes nettleier utformet på ulike måter. Hovedforskjellene kan dekomponeres i faktorer som påvirker energileddet og effektleddet.

Fastleddet

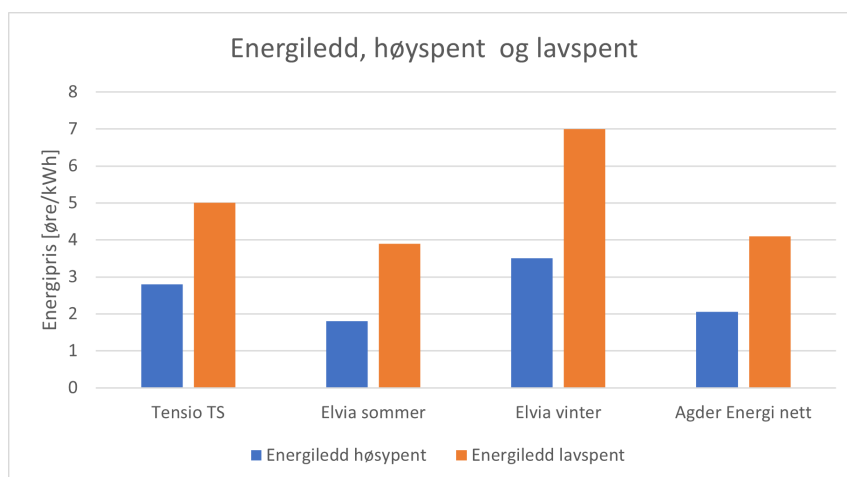
Tensio TS og Elvia har høyere fastledd for høyspent- enn lavspenntilknytning, mens Agder Energi Nett har likt fastledd for de to tilknytningene. Agder Energi Nett har betydelig lavere fastledd enn de to andre nettselskapene, med en pris på 129 kr i måneden. Figur 4 viser fastleddet for lav- og høyspenttilknytning i de ulike nettselskapene, målt i kroner per måned.



Figur 4: Fastledd, tilknytning på lav- og høyspentnettet

Energiledd

Elvia har ulikt energiledd for sommermånedene (april-oktober) og vintermånedene (november-mars). Agder Energi Nett og Tensio TS har konstant energiledd hele året. Figur 5 viser energileddet for lav- og høyspenttilknytning i de ulike nettselskapene, målt i øre per kWh. Energileddet er høyere for lavspenttilknytning enn høyspenttilknytning for alle tre nettselskap. Tilknytning på lavspentnettet hos alle tre er omtrent dobbelt så dyrt som tilknytning på høyspentnettet.

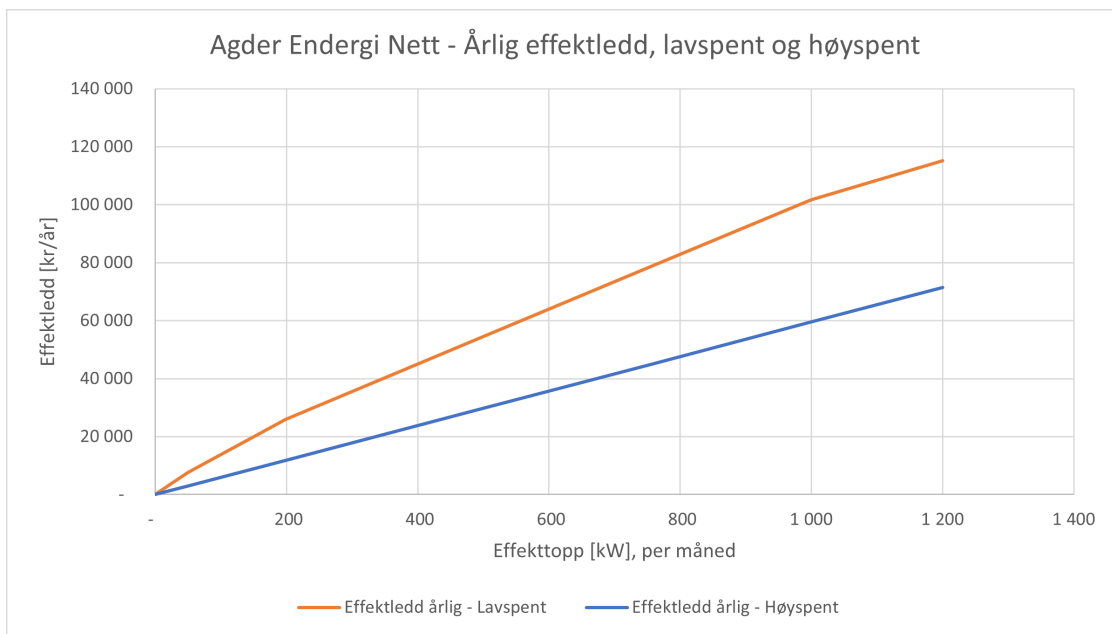


Figur 5: Energiledd, tilknytning på lav- og høyspentnettet

Effektledet

Elvia har ett effektledd for sommer, og ulike effektledd for henholdsvis vinter 1 og vinter 2, vist i figur 3b. Vinter 1 omfatter månedene januar, februar og desember, og vinter 2 omfatter månedene mars og november. Tensio TS opererer med et effektledd som gir lavere marginalkostnad etterhvert som effektuttaket overstiger et gitt trinn, både for lav- og høyspenttilkobling, vist i figur 3a. Agder Energi Nett har også avtakende marginalpris på effektledet, men det gjelder kun næringskunder som er tilknyttet lavspenningsnettet, vist i figur 3c. Tensio TS og Agder Energi Nett har henholdsvis tre og fire effekttrinn.

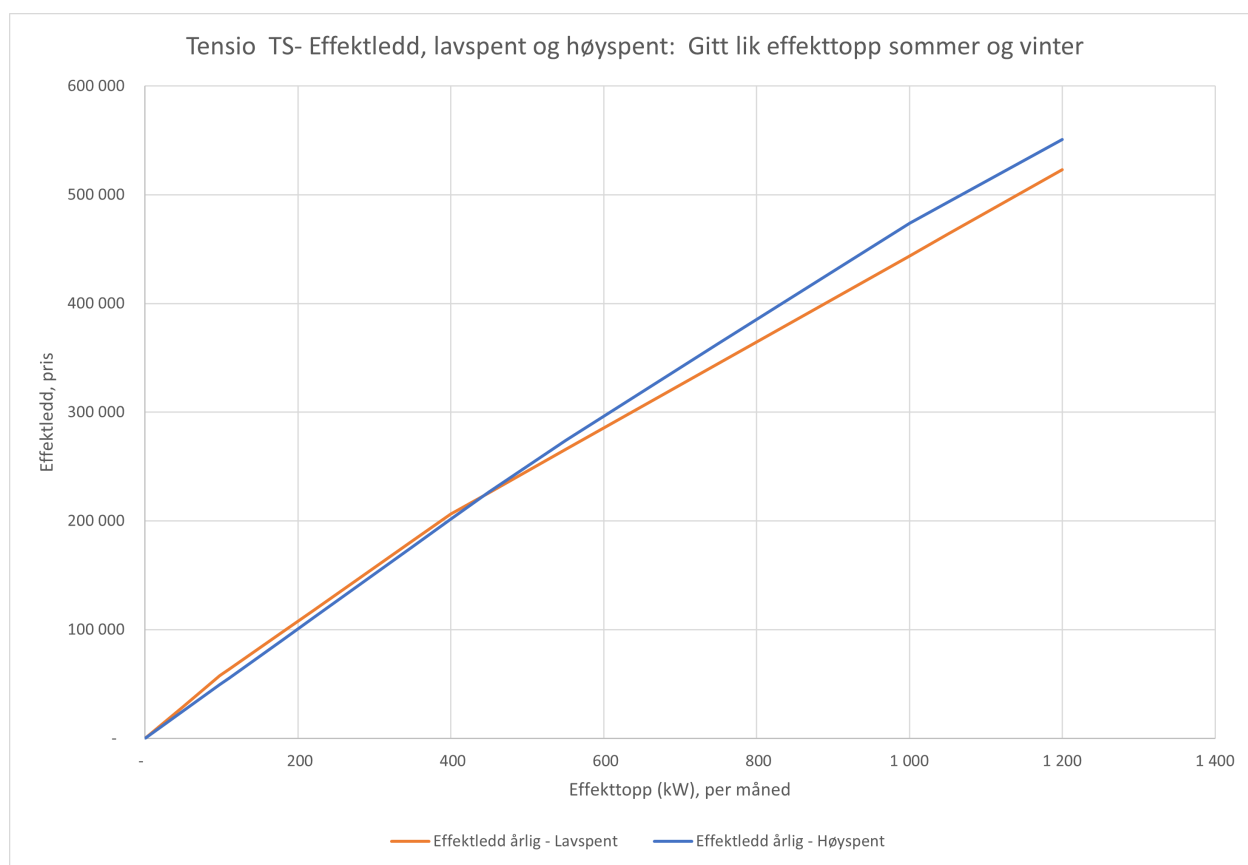
Tilknytning på lavspenningsnettet til Elvia er for alle månedene dyrere enn tilknytning på høyspent, for et gitt effektuttak. Agder Energi Nett har også høyere effektledd for de som er tilknyttet lavspennings- enn høyspentnettet for et gitt månedlig effektuttak, men differansen stiger i lavere takt for hvert effekttrinn, illustrert i figur 6.



Figur 6: Effektledd, lav- og høyspenstnettet, Agder Energi: Gitt lik effekttopp sommer og vinter

Tensio TS skiller seg derimot ut ved at det ikke er åpenbart om effektledet er høyest ved høy- eller lavspenningtilknytning. Om sommeren er effektledet for et gitt effektuttak lavere ved tilknytning på lavspennings- enn høyspenstnettet. Når effektuttaket i en sommermåned overstiger 1000 kW, vil den marginale økningen i effektledet ved økt effektuttak være lik

for de to tilknytningene. Om vinteren er effektleddet for et gitt effektuttak høyere ved tilknytning på lavspent- enn høyspentnett. Dersom det antas at effekttoppen er lik for både sommer- og vintermånedene, vil fortegnet (+/-) til differansen være avhengig av hvor høyt effektuttaket er per måned. Fra 0-443 kW vil effektleddet da være høyere for lavspent- enn høyspenttilknytning. En økning fra 443 kW med én kW vil føre til at effektleddet for høyspenttilknytning blir høyere enn lavspenntilknytning. Grafisk er denne utviklingen illustrert i figur 7. Det er først når effekttoppen per måned overstiger 3506 kW at effektleddet igjen er høyere ved lavspent- enn høyspenttilknytning.



Figur 7: Tensio TS - Effektledd, lavspent og høyspent: Gitt lik effekttopp sommer og vinter

5 Elbil

Elbillading og elbusslading skiller seg fra hverandre både ved teknologiløsninger og ved de ulike problemstillingene som er introdusert tidligere under kapittel 3.4. De økonomiske analysene for elbil og elbuss har derfor blitt gjennomført hver for seg. I dette kapittelet blir de økonomiske analysene for elbillading og resultatene fra disse presentert.

5.1 Forbruksprofil

Følgende antakelser er lagt til grunn i forbruksprofilen for en hurtigladestasjon for lading av elbil.

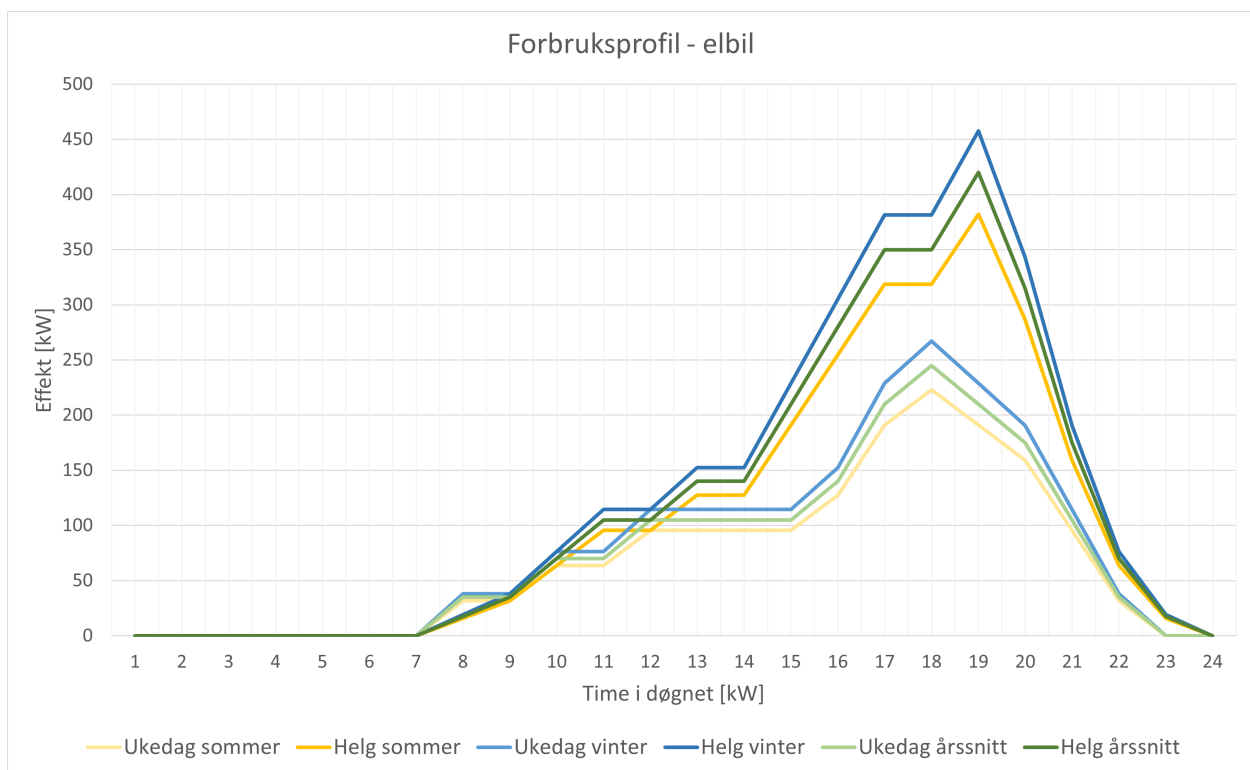
1. Ladestasjonen har 6 stolper (ladepunkt).
2. Ladeeffekten per stolpe er opp til 150kW.
3. Gjennomsnittlig batterikapasitet for en elbil som skal lade er 70kWh.
4. Hver sesjon gjør et uttak på 35 kWh i snitt, og en slik opplading tar 14 minutter.

Antakelse en og to er spesifikasjoner for ladestasjonen. Antakelse tre tar utgangspunkt i et gjennomsnittlig elbilbatteri på 50 - 60 kWh, men kapasiteten legges høyere fordi det er en rask utvikling i elbilmarkedet. Det er forventet at batterikapasiteten økes til 70 - 80 kWh [50]. Den fjerde antakelsen er basert på at elbileiere lader bilen før batteriet er utladet, ved 30 %, og lader opp til 80 % av kapasiteten. Med en batteristørrelse på 70 kWh (antakelse tre) vil én sesjon utgjøre 35 kWh.

Ladestasjonens energibruk vil variere i løpet av døgnet, samtidig som det vil variere med de ulike dagene og sesongene. Det modelleres med ulik ladeprofil for vintermånedene og sommermånedene fordi rekkevidden til elbiler er generelt lavere på vinteren. Lavere rekkevidde fører trolig til hyppere ladinger, og i tillegg vil det ta lengre tid før batteriet lades opp i et gitt intervall [51]. Det blir dermed antatt at energibruken i snitt er 9 % lavere i sommermånedene enn i årssnittet, og 9 % høyere i vintermånedene. [52]. Sommermånedene defineres som må-

nedene mai til og med oktober, og vintermånedene defineres som månedene november til og med april. Videre er det også laget ulike profiler for ukedag og helg/utfartsdag. Det er fordi det antas størst utfart til fritidsboliger og andre langdistansedestinasjoner, og elbileiere har dermed et større behov for å hurtiglade i helga/på utfartsdager.

For det gitte anlegget er det laget profiler for et årssnitt, et snitt for sommerhalvåret og et for vinterhalvåret, i tillegg til at det skilles mellom ukedag og helg/utfartsdag. Årssnittet regnes ut basert på antall sesjoner per time for ukedag og helg/utfartsdager. Forbruksprofilen kan bli funnet i figur 8.



Figur 8: Forbruksprofil for hurtigladeanlegg for elbiler

En kan se at kurvene har samme form, men sommer- og vinterprofilen er justert ned eller opp, slik at arealet under kurvene er 9 % høyere eller lavere enn årssnittet. Arealene under kurvene tilsvarer energibruken. Gjennom et helt år regnes årssnittet ut ved å summere energibruken for ukedag og helg/utfartsdag med vektning på henholdsvis 5/7 og 2/7. Basert på forbruksprofilen har ladestasjonen et gjennomsnitt på 2050 kWh om dagen. Gjennomsnittlig energibruk om

sommeren vil dermed være

$$E_{\text{døgn, sommer}} = 2050 \text{ kWh} * 0.91 = 1865.5 \text{ kWh} \quad (1)$$

og om vinteren

$$E_{\text{døgn, vinter}} = 2050 \text{ kWh} * 1.09 = 2234.5 \text{ kWh}. \quad (2)$$

Det må påpekes at det ikke forventes at forbruksprofilen for et ladeanlegg på en bestemt dag gjennom året vil se lik ut som disse kurvene. Mest sannsynlig vil en del dager ha høyere momentane effekttopper, og perioder i løpet av hver time der anlegget ikke brukes. Ved høye momentane effekttopper er det heller ikke forventet at disse når maksimal kapasitet for ladeanlegget da dette vil tilsvare konstant maksimalt effektuttak for hver stolpe i én time. Det betyr at effekttoppene vist i forbruksprofilen ikke blir brukt som effekttopp i beregning av nettleie i de senere analysene. Disse effekttoppene er derfor satt til å være 85% av kapasiteten på ladestasjonen i både sommer- og vinterhalvåret.

5.2 Differanse i nettleie mellom lav- og høyspenttilknytning

Basert på nettleiene til de tre nettselskapene, antakelsene 1-4 gjort i kapittel 5.1, og antakelse om effekttoppene for sommer- og vintermåned, kan virkningen som valg av grensesnitt vil ha på nettleien i løpet av et år for ladestasjonen beregnes. Det er ikke tatt hensyn til andre kostnader, og derfor viser modelleringen kun nettleie-effekten som grensesnittet vil medføre, basert på de gitte antakelsene. I denne beregningen blir det tatt utgangspunkt i likning (10) for nettleie, og utledning av denne kan bli funnet i vedlegg A. Forbruket brukt i modelleringen er oppsummert i tabell 2 der energiforbruket er gitt for 30 dager med forbruket fra forbruksprofilene i gitt sesong.

Energiforbruk [kWh/mnd]	Sommer	55 965
	Vinter	67 035
Effekttopp [kW]	Sommer	765
	Vinter	765

Tabell 2: Forbruk brukt i modelleringen

Differansen i nettleien mellom lavspenning, L, og høyspenning, H, er gitt ved

$$Differanse = Nettleie^L - Nettleie^H, \quad (3)$$

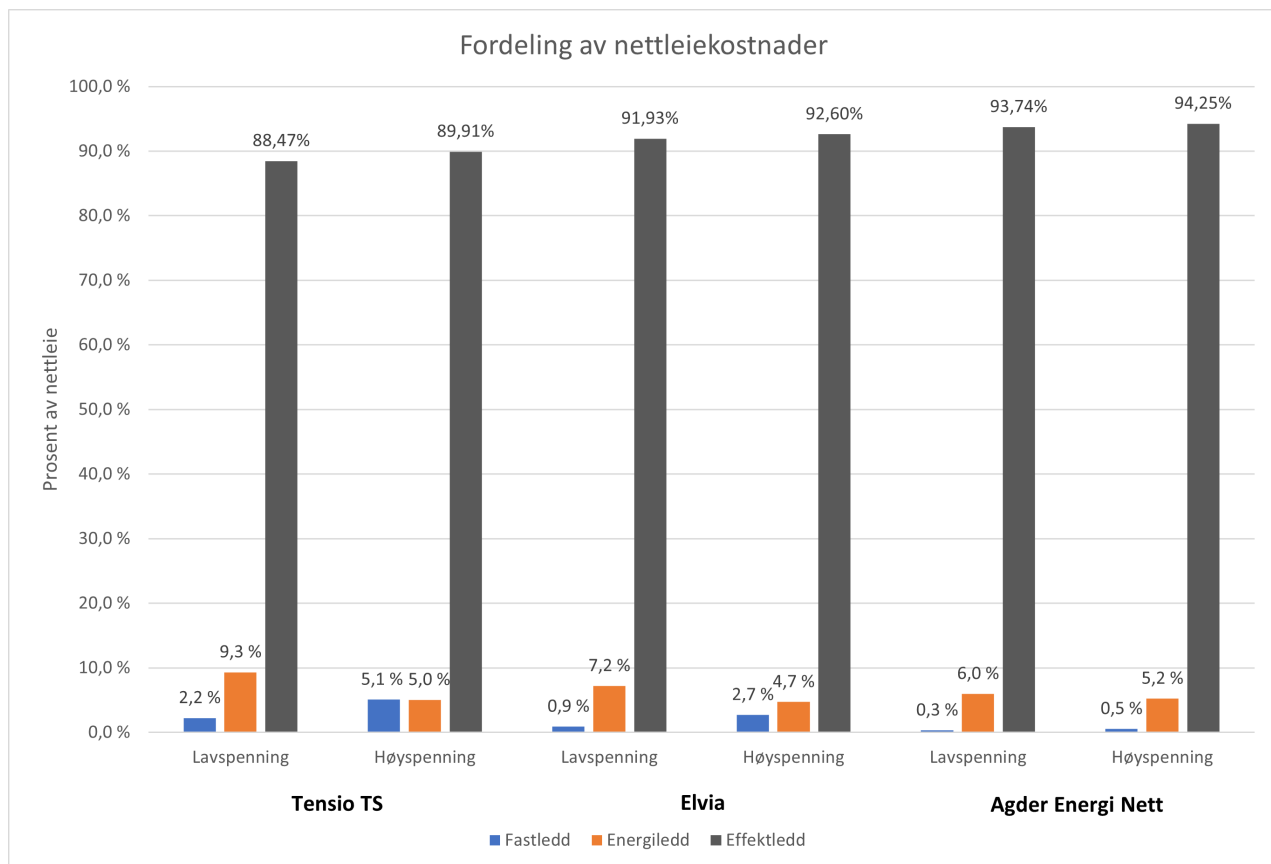
og nettleiekostnadene med differansen kan observeres i tabell 3.

		Fastledd [kr]	Energiledd [kr]	Effektledd [kr]	Nettleie [kr]
Tensio TS	Lavspenning	8 800,0	36 900,0	350 748,0	396 448,0
	Høyspenning	20 800,0	20 664,0	369 600,0	411 064,0
	Differanse				- 14 616,0
Elvia	Lavspenning	4 800,0	38 740,7	495 720,0	539 260,7
	Høyspenning	10 800,0	18 782,7	370 260,0	399 842,7
	Differanse				139 418,0
Agder Energi Nett	Lavspenning	1 550,0	30 258,0	475 997,6	507 805,6
	Høyspenning	1 550,0	15 129,0	273 334,5	290 013,5
	Differanse				217 792,1

Tabell 3: Differanse i nettleie mellom lav- og høyspenttilknytning for gitt elbilladestasjon

For det gitte ladeanlegget er nettleiekostnaden lavere ved å være tilknyttet høyspentnett enn lavspenning hos Elvia og Agder Energi Nett, mens hos Tensio TS er kostnaden lavere ved å være tilknyttet lavspenning. Agder Energi Nett er nettselskapet som gir størst differanse i nettleien mellom lav- og høyspenttilknytning for ladeanlegget, og man vil spare 42,9 % ved høyspenttilknytning. Hos Elvia vil høyspenttilknytning være 25,9 % billigere, mens det hos Tensio TS vil være 3,7 % dyrere.

Fordelingen av nettleien mellom fastleddet, energileddet og effektleddet er svært ujevn hos alle tre nettselskapene, som illustrert i figur 9. Nettleien består i hovedsak av effektleddet, som kun baseres på den timen i fakturamåned med høyest effektuttak. Fastleddet er forsvinnende lavt, og da spesielt for Agder Energi Nett hvor fastleddet utgjør 0,3% og 0,5% av nettleien for henholdsvis lavspenning og høyspenttilknytning. Ladeanleggets energiledd utgjør mellom 4,7% og 9,3% hos de ulike nettselskapene. Slik antakelsene er satt opp, har ladestasjonene en høy effekttopp relativt til den gjennomsnittlige energibruken, og spesielt om vinteren er effektuttak kostbart.



Figur 9: Fordelingen av nettleiekostnader mellom fastledd, energiledd og effektledd

5.3 Sensitivitetsanalyse

For å gi et bilde på hvordan det vil se ut dersom antakelsene som er gjort skulle avvike fra virkeligheten utføres en sensitivitetsanalyse. Den utføres ved å justere én faktor i modellen av gangen, også kalt ceteris paribus, med mellom -50 % og 100 %. Hvor sensitiv lønnsomheten er til endring i faktorer kommer da frem. 0 % er startpunktet der ingenting er endret, og tar utgangspunkt i beregningene i kapittel 5.2, men det er i tillegg lagt til driftskostnader på 25 000 kr for høyspenttilknytning. Faktorene som er justert i sensitivitetsanalysen er driftskostnad, energibruk, effekttopp og antall stolper.

Driftskostnader regnes som merkostnaden av å være tilknyttet høyspentnettet relativt til lavspenningnettet. Driftskostnaden er basert på anslag fra eMobility og Tesla ved deres anlegg, hvor 25 000 kr er beregnet beløp for driftspersonell per ladeanlegg. Det vil være andre drifts-

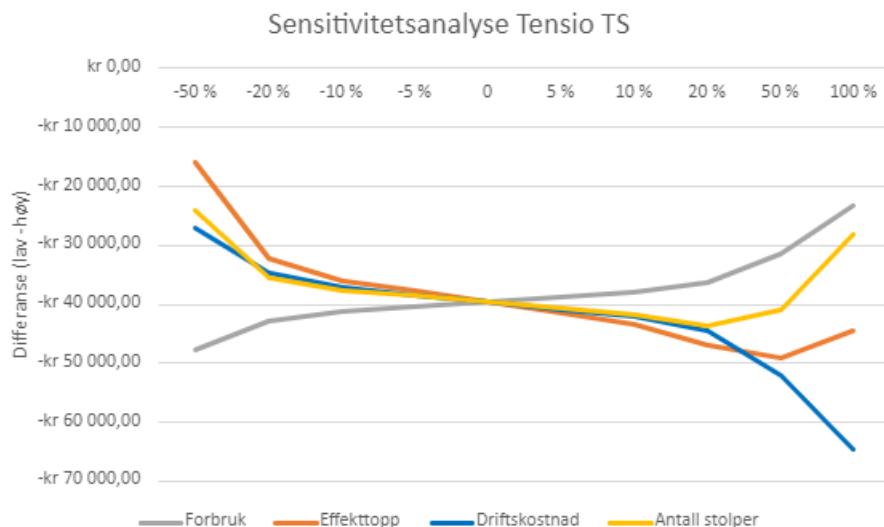
kostnader som ikke er tatt direkte hensyn til, men beregningene gir en indikasjon på hva merkostnaden må være for at høyspenttilknytning skal være lønnsomt. Andre kostnadsfaktorer blir diskutert i kapittel 7.

En endring i forbruket vil si at pågangen på ladestasjonen er høyere eller lavere enn antakelsene i andre timer enn timen med effekttoppen. Effekttoppen holdes konstant, mens energiforbruket gjennom måneden øker.

En endring i effekttopp vil enten bli forårsaket av høyere trykk på ladeanlegget i timen med høyest effektuttak, eller av at ladestasjonen øker mulig effektuttak fra hver stolpe. Det modelleres derfor med en økning i effekttoppen utover antakelsen om maksimal effekt, da ladeanlegget kan oppgraderes. I sensitivitetsanalysen antas det at energiforbruket er konstant selv om effekttoppen øker.

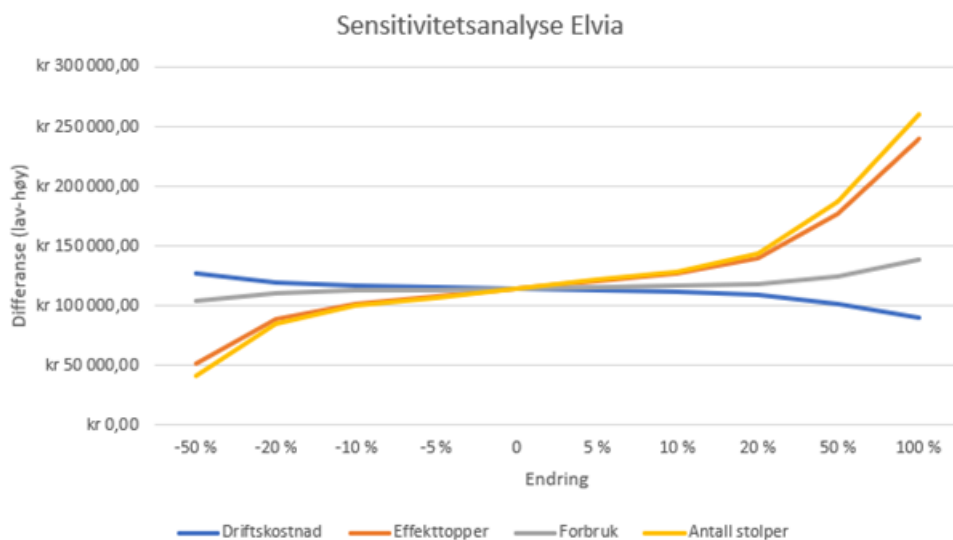
Det antas at når ladeetterspørselen overstiger et visst nivå, så kan ladestasjonen utvide ved å øke antall stolper. Økt antall stolper er da ekvivalent med økt energiforbruk og økt effekttopp, og fanger opp den samlede effekten av disse to. Effekttoppen regnes fortsatt som andel av maksimal tilgjengelig effekt, og energiforbruket per stolpe er uendret i beregningene. Det betyr at antall stolper er den aggregerte effekten av disse to.

Figurene 10, 11 og 12 under viser ceteris paribus-effekten for variablene i modellene for ladeanlegg til elbil for de tre ulike nettselskapene. Grafene viser kostnaden ved lavspenntilkobling minus kostnaden ved høyspenntilkobling per år. Et positivt tall vil da si at det er lønnsomt med høyspenntilkobling, mens en negativt tall vil si at lavspenntilkobling er lønnsomt.



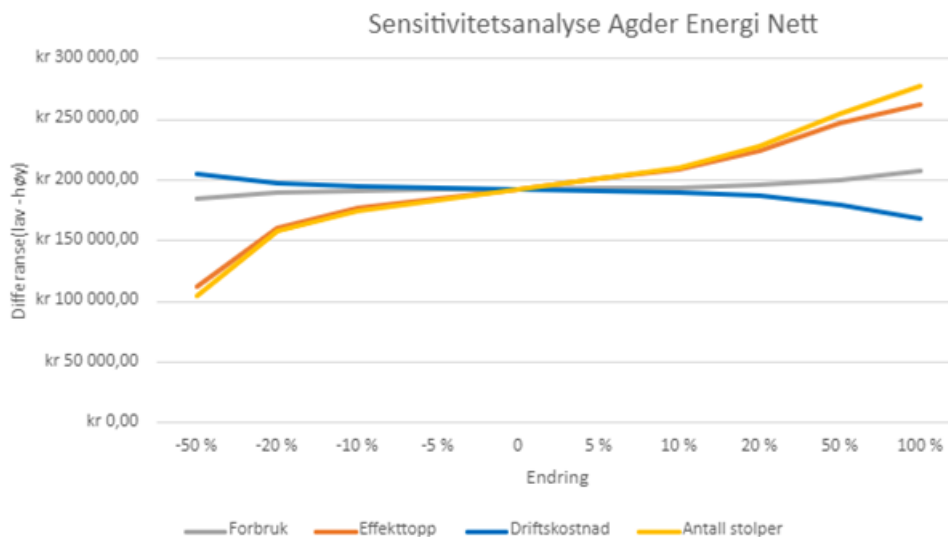
Figur 10: Sensitivitetsanalyse for ladeanlegg til elbil med priser fra Tensio TS

Hos Tensio TS vil det for endringene beskrevet alltid lønne seg med lavspenntilkobling. Nettleiestructuren gir en knekk i grafen for effekttopp ved et effektuttak over 1000 kW som tilsvarer en økning på 50 %. Det tyder på at et større ladeanlegg vil være tjent med høyspenntilkobling hos Tensio TS. Skal det lønne seg med høyspenntilknytning må for eksempel antall stolper øke med over 210 %, gitt at forbruket per stolpe er likt.



Figur 11: Sensitivitetsanalyse for ladeanlegg til elbil med priser fra Elvia

Figur 11 viser at det vil være lønnsomt å være tilkoblet høyspenning i Elvia sitt område, selv om en av variablene halveres eller dobles. Den faktoren som modellen er mest sensitiv for er antall stolper. Effekttoppen har stor påvirkning på modellen og utgjør brorparten av påvirkningen til antall stolper. Det er tydelig at det vil være mer lønnsomt å være tilkoblet høyspent ved høyere effekt. For at det skulle vært ulønnsomt å være koblet til høyspenning måtte effekttoppene falt 89 %, som virker høyst usannsynlig. Det vil være en lavere nettleie ved høyspent enn lavspent så lenge driftskostnadene er lavere enn 139 418 kr, alt annet likt.



Figur 12: Sensitivitetsanalyse for ladeanlegg til elbil med priser fra Agder Energi Nett

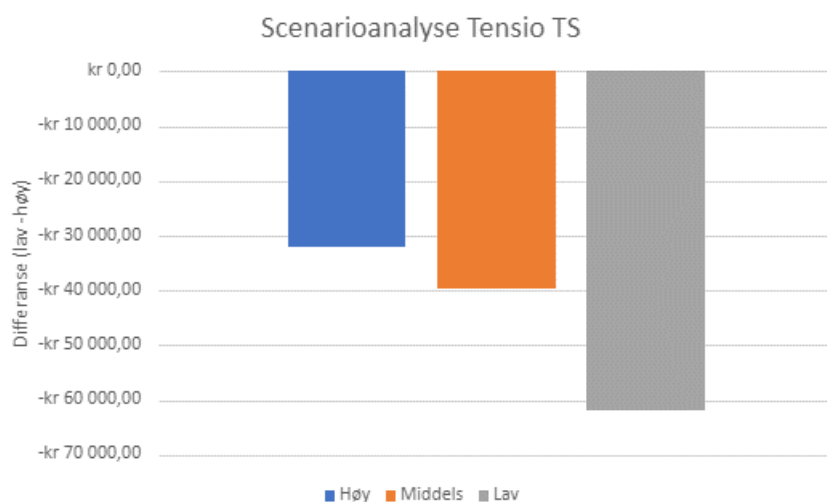
For alle endringer i faktorene vil det lønne seg å være tilkoblet høyspentnettet til Agder Energi Nett, som vist i figur 12. Noe å legge merke til er knekket som kommer ved en effekttopp som er 50 % høyere enn startverdien, som tilsvarer over 1000 kW. Et nytt effektledd slår da inn på lavspenntilknytning, vist i figur 3c, som kun er marginalt høyere enn effektleddet ved høyspenttilknytning. Dette gjør at grafen for effekttopp blir slakere når effekttoppen går over 1000 kW, men fortsatt stigende.

5.4 Scenario

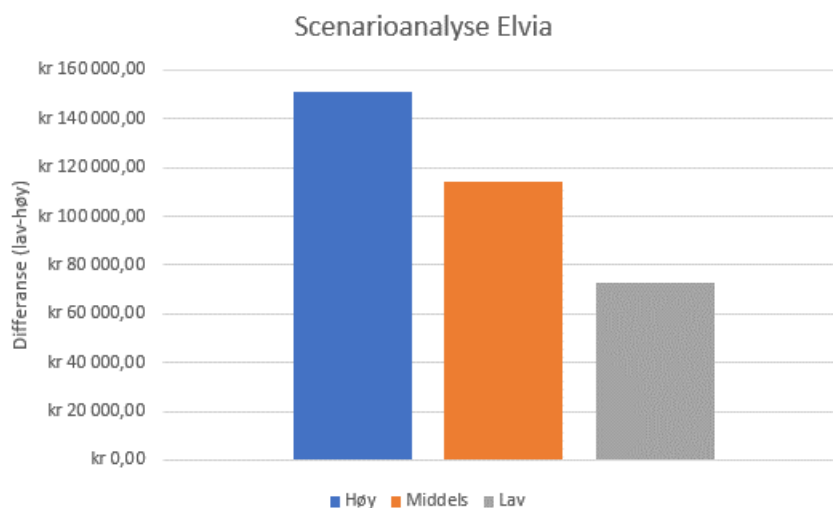
Scenarioanalysene har som hensikt å vise differansen i kostnad mellom lav- og høyspenttilknytning ved tre forskjellige scenarier. Scenariet «middels» er standardscenariet som er brukt

i sensitivitetsanalysen. Scenariet «høy» har 9 % høyere energibruk enn «middels», makser effekten på anlegget og har halvparten av driftskostnadene. Det siste scenariet, «lav», har derimot 9 % lavere energibruk, 10 prosentpoeng lavere effekttopp og dobbelt så høy driftskostnad sett opp mot «middels».

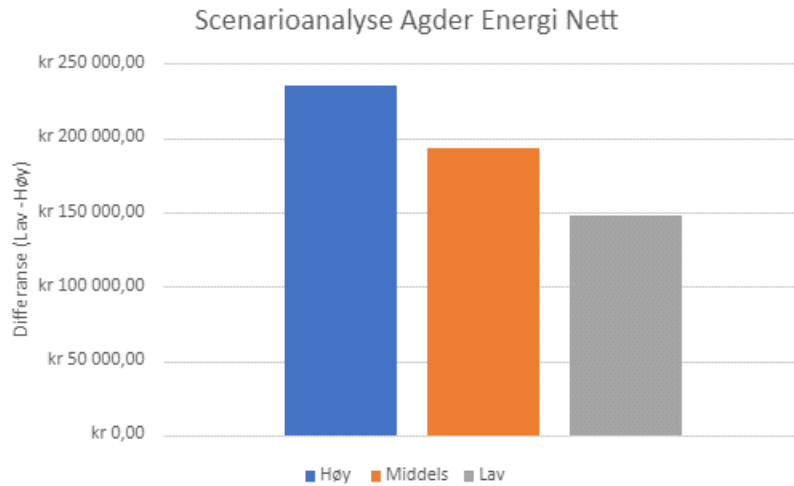
Stolpediagrammene i figurene 13, 14 og 15 viser differansen i kostnad mellom lav- og høyspenttilknytning i de ulike scenarioene. Dersom differansen er positiv, vil høyspenttilknytning være lønnsomt, og vice versa.



Figur 13: Scenarioanalyse for ladeanlegg til elbil med Tensio TS priser



Figur 14: Scenarioanalyse for ladeanlegg til elbil med Elvia priser



Figur 15: Scenarioanalyse for ladeanlegg til elbil med Agder Energi Nett priser

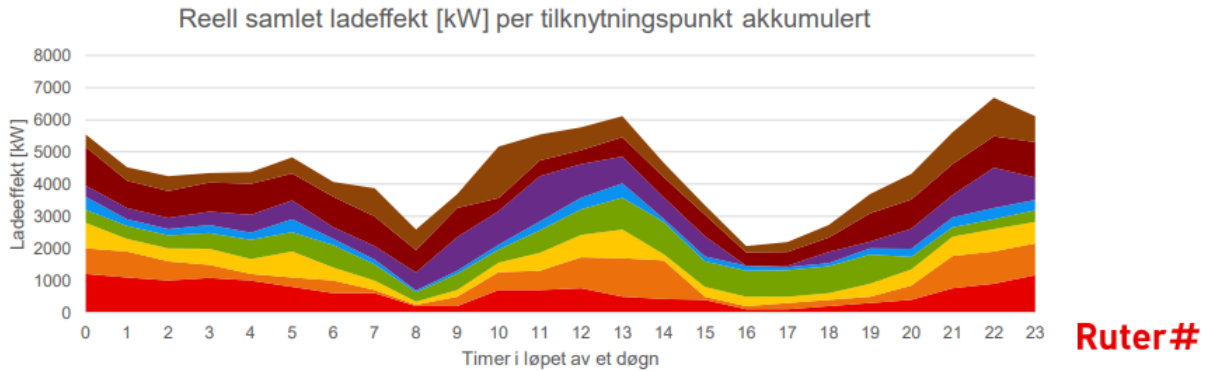
Av figurene 13, 14 og 15 kommer det frem at hvilket scenario som inntreffer er irrelevant dersom beslutningen skal tas basert på økonomi for anlegget. Hos Tensio TS vil kostnaden være høyere ved høy- enn lavspenntilknytning, mens hos Elvia og Agder Energi Nett vil kostnadene være høyere ved tilkobling på lavspenntettet.

6 Elbuss

I denne delen av rapporten skal tilsvarende analyser som de gjort for elbilladestasjoner utføres.

6.1 Forbruksprofil og virkning av flere tilknytningspunkt

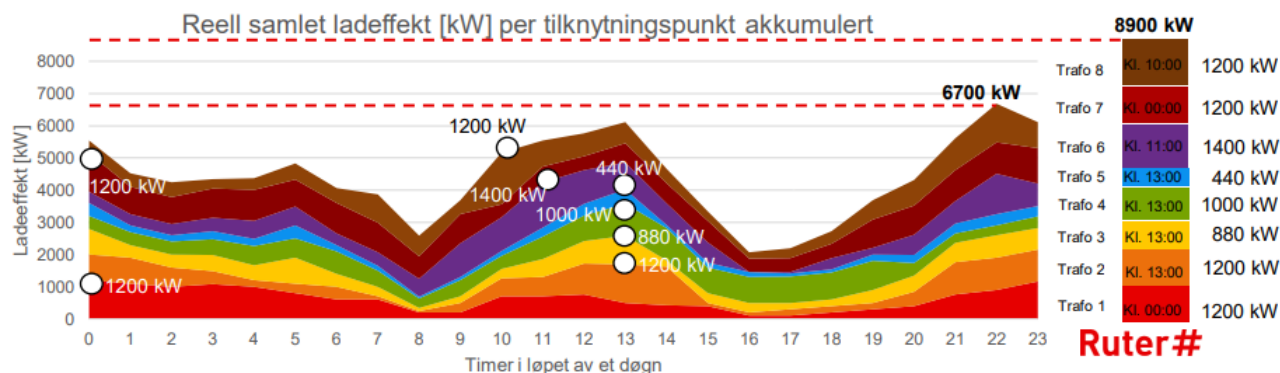
Forbruksprofilen i figur 16 er fiktiv og ikke basert virkelige målinger. Figuren ble tilsendt fra Ruter etter forespørsel og er publisert i denne rapporten med tillatelse fra Ruter og SWECO. Den brukes til å illustrere variasjonen i forbruket gjennom døgnet, men brukes ikke som tallmessig grunnlag i analysene. Der blir det tatt utgangspunkt i antakelser om størrelse på anlegget.



Figur 16: Forbruksprofil elbuss for et ladeanlegg med 8 tilknytningspunkter. Hver farge representerer effektuttak i et tilknytningspunkt. Kilde: [53].

Det er rimelig å anta at effektbruken ved ladestasjonene kl 8 og kl 17 vil være på sitt laveste da dette er tider flere elbusser er i trafikk, og ikke står på lading. Toppene for effektuttak vil dermed være etter rush-tiden, kl 13 og kl 22. Høyeste effekttopp vil være på kvelden da nesten alle bussene er tilbake på depotet og lader. Forbruksprofilen presentert i figur 16 viser samlet ladefekt for 8 tilknytningspunkt på én ladestasjon. Hver farge i figuren representerer effektuttaket som måles i et tilknytningspunkt. Disse varierer gjennom døgnet og det er ikke gitt at de 8 tilknytningspunktene har sitt største effektuttak samtidig. Dette gjør at man med flere tilknytningspunkt stort sett må betale for et høyere effektuttak enn det som faktisk har vært det maksimale effektuttaket på anlegget. Ved 8 tilknytningspunkt betales det for

effekttoppen for hvert tilknytningspunkt, som i beste fall er lik det høyeste effektuttaket på anlegget, men mest sannsynlig er høyere. Dette er grunnen til at det regnes med forskjellige effekttopper for høyspenttilknytning og lavspenntilknytning, da høyspenttilknytning gir ett målepunkt. Et eksempel på hvordan tariffert effekt og reell effekttopp kan være ulik illustreres i figur 17.



Figur 17: Forbruksprofil med eksempel på reell vs. tariffert effekt. Selve forbruksprofilen viser reell samlet ladeeffekt på et anlegg med 8 tilknytningspunkter, mens stabelen med målepunkter fra hver trafo viser den tarifferte effekten. Kilde: Ruter/Sweco [53].

Etter tarifferingsmodellen brukt til nå i rapporten blir tariffert effekttopp beregnet som den timen i måneden med høyest effekt. Det betyr at effekttoppene for hvert tilknytningspunkt kan inntreffe på ulike dager i måneden, og ikke nødvendigvis skjer på samme dag.

6.2 Antakelser for økonomiske analyser

Forbruksprofilen i figur 16 er kun en hypotetisk forbruksprofil for å illustrere hvordan lademønsteret for et bussladeanlegg ser ut. Den er derfor ikke blitt brukt i videre beregninger og det er blitt gjort egne antakelser. Følgende antakelser er lagt til grunn for et bussladeanlegg som brukes i de økonomiske analysene

1. Anlegget har 5 trafoer, som hver har maks effekt på 2 MW
2. Ett tilknytningspunkt ved høyspenttilknytning

3. Fem tilknytningspunkt ved lavspenntilknytning
4. Hvert tilknytningspunkt ved lavspenntilknytning vil ha like høy effekttopp
5. Daglig energibruk er på 16 000/15 000 kWh for hhv. vinter/sommer
6. Aggregert effekttopp er på 6900/6700 kW ved høyspenntilknytning for hhv. vinter/sommer
7. Aggregert effekttopp er på 8700/8500 kW ved lavspenntilknytning for hhv. vinter/sommer
8. Merkostnaden for tilknytning til høyspent regnes som 25 000 kr

Antakelse en er basert på at det tidligere er blitt levert trafoer med 2 MW kapasitet til bussladeanlegg, mens antallet representerer et depot med relativ stor størrelse. Punkt to og tre tar utgangspunkt i ulike eierskiller ved lav- og høyspenntilknytning. For energibruken er det satt forskjell i vinter og sommer, da det er forventet at batterikapasiteten vil svekkes om vinteren og det vil kreve noe mer energi for hver lading. I kapittel 6.1 er det gjort rede på hvorfor effekttoppen på et anlegg med lavspenntilknytning er satt høyere enn ved høyspenntilknytning. Det er også her forventet noe høyere effektuttak om vinteren av samme grunn som for energibruk. Merkostnadene er basert på hva driftspersonell vil koste for et år, og gir likt utgangspunkt som analysen for elbilladestasjoner.

6.3 Differanse i nettleie mellom lav- og høyspenntilknytning

Bussdepoter er anlegg som krever mye energi. Busser må lades raskt før de skal tilbake på veien og det krever høy effekt. Det er gjort beregninger for differanse i nettleie på lav- og høyspenntilknytning etter likning 14 i vedlegg A og antakelsene gjort i kapittel 6.2, sett bort fra driftskostnader. I tabell 4 kan man se beregninger for nettleiedifferansen over ett år.

		Fastledd [kr]	Energiledd [kr]	Effektledd [kr]	Nettleie [kr]
Tensio TS	Lavspenning	44 000	279 000	3 651 840	3 974 840
	Høyspenning	20 800	156 240	2 707 080	2 884 120
	Differanse				1 065 720
Elvia	Lavspenning	24 000	290 850	5 606 800	5 921 650
	Høyspenning	10 800,0	140 700	3 317 200	3 317 200
	Differanse				2 427 950
Agder Energi Nett	Lavspenning	7 750	228 780	4 502 821	4 739 351
	Høyspenning	1 550	114 390	2 455 158	2 571 098
	Differanse				2 143 253

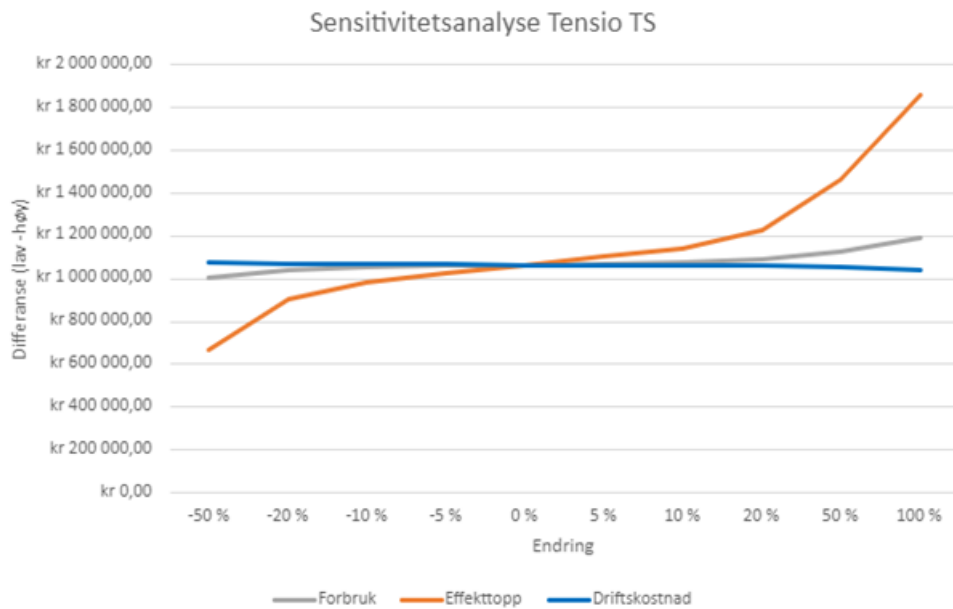
Tabell 4: Differanse i nettleie mellom lav- og høyspenttilknytning, ladeanlegg elbuss

Det store effektuttaket gjør at det vil være mer lønnsomt med høyspenttilknytning hos alle nettselskaper, der det varierer mellom besparelser fra 1 090 720 til 2 452 950 kr. Besparelsene ved høyspenttilkobling forsterkes ettersom ladeanlegg for elbuss er større enn ladeanlegg for elbil, samtidig som effekten av flere målepunkt slår inn. Hos Tensio TS, Elvia og Agder Energi Nett vil dette anlegget spare hhv. 27,4 %, 41,4 % og 45,8 % i årlig nettleie ved å heller ha høyspenttilknytning. Effektledet står for største delen av besparelsen og en kan se at det er store årlige summer å spare.

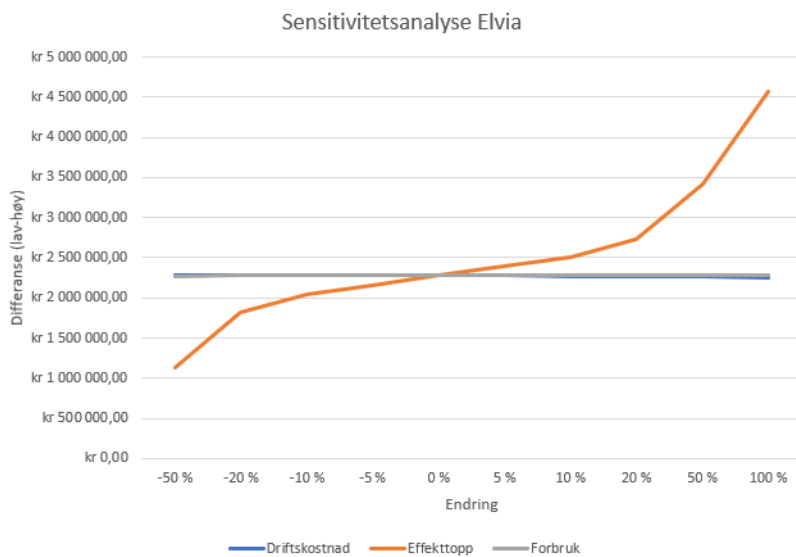
6.4 Sensitivitetsanalyse

Også i beregningene gjort for elbusser tilhører det usikkerhet og det blir derfor utført en sensitivitetsanalyse. De variablene som studeres nærmere er energibruk, driftskostnad og effekttopp. Startpunktet for analysen er 0 % på den vannrette akse, som er der ingenting er endret på, og deretter studeres en endring på mellom -50 % og 100 %. Da kan differansen mellom kostnaden ved å være tilknyttet lav- og høyspentnettet ved endring i en enkeltvariabel observeres. Positive tall vil derfor si at høyspenttilknytning er lønnsomt, mens negative tall vil si at lavspenning er mest lønnsomt.

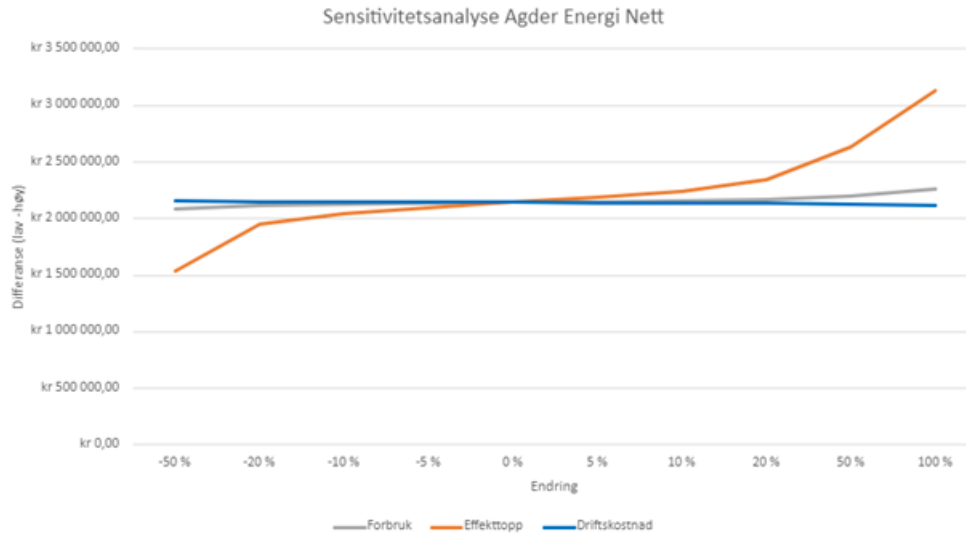
Resultatene fra sensitivitetsanalysene for de respektive områdene er illustrert i figurene 18, 19 og 20.



Figur 18: Sensitivitetsanalyse for ladeanlegg til elbuss med Tensio TS priser



Figur 19: Sensitivitetsanalyse for ladeanlegg til elbuss med Elvia priser

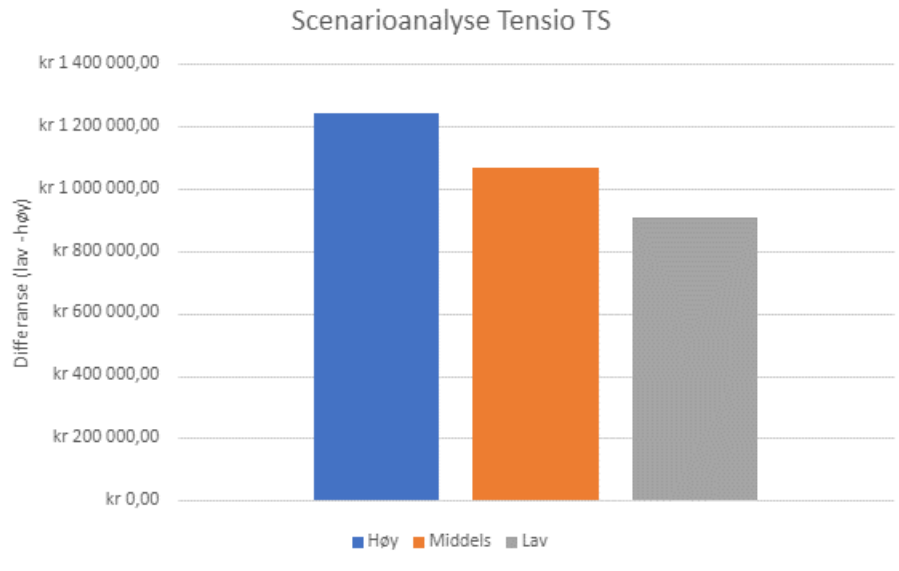


Figur 20: Sensitivitetsanalyse for ladeanlegg til elbuss med Agder Energi Nett priser

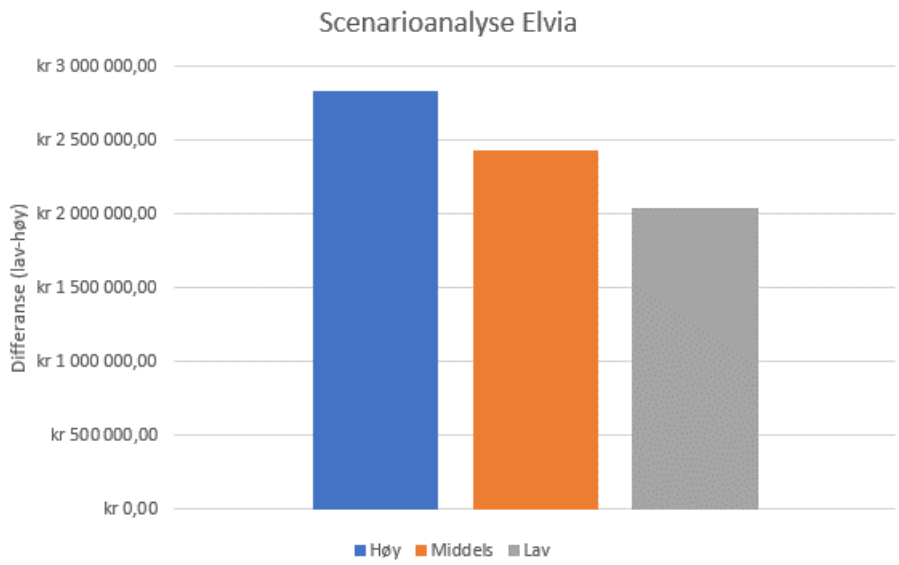
Hos alle de tre nettselskapene er differansen mellom lav- og høyspenttilknytning markant høyere enn null for alle faktorendringer. Effekt er den variabelen for alle de tre nettselskap som har størst innvirkning på lønnsomheten, der høyere effekttopp øker lønnsomheten for høyspenttilknytning. Energibruken har derimot tilnærmet ingen virkning og gir en svak økning i differansen som ikke kommer tydelig frem i figurene. Det er tydelig at det er en økonomisk gevinst å være koblet på høyspentnettet med så store anlegg som bussdepoter. For at det ikke lønne seg må for eksempel driftskostnadene øke med 9100 % eller effekttoppen falle 99,5 % med Elvia som områdekonsesjonær.

6.5 Scenario

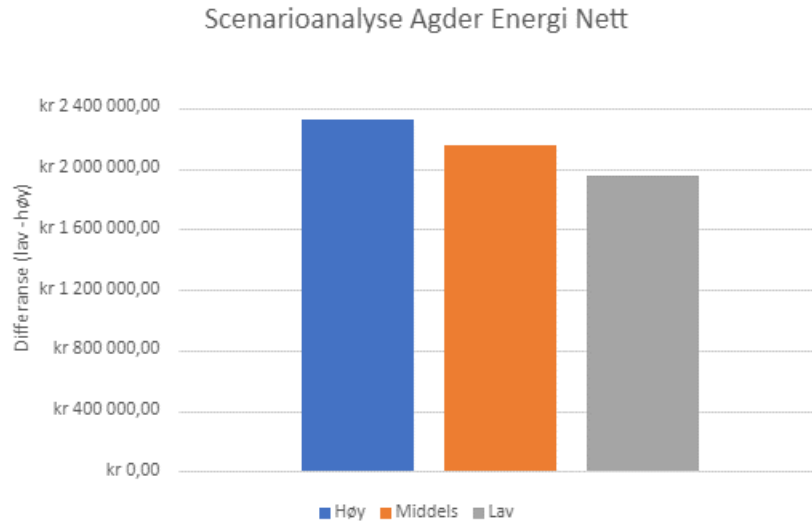
I scenarioanalysen har det blitt skilt på tre ulike utfall. «Middels» er dersom det går slik som antatt, og er samme utfall som i kapittel 6.3 inkludert 25 000 kr i driftskostnader. I «Høy» er energibruken 10 % høyere, driftskostnaden halvert og effekttoppen maksimal for lavspenntilknytning og 15 % høyere for høyspenttilknytning. I «Lav» er energibruken 10 % lavere, driftskostnadene doblet og effekttoppene 15 % lavere enn «Middels». Positive tall vil si at høyspenttilkobling er mest lønnsomt, mens negative tall sier det motsatte. Dersom differansen er positiv, vil høyspenttilknytning være å foretrekke, og vice versa.



Figur 21: Scenarioanalyse for ladeanlegg til elbuss med Tensio TS priser



Figur 22: Scenarioanalyse for ladeanlegg til elbuss med Elvia priser



Figur 23: Scenarioanalyse for ladeanlegg til elbuss med Agder Energi Nett priser

I figurene 21, 22 og 23 kommer det frem at det alltid vil være lønnsomt for bussanlegg med høyspenttilknytning kontra lavspenntilknytning gitt disse scenarioene.

Del III

Diskusjon, veien videre og konklusjon

7 Diskusjon

Dagens praksis for tilknytning av ladestasjoner har ført til problemstillingen om hvilke hensyn som bør tas ved valg av grensesnitt og konsesjonstildeling. Konsesjonsplikt for elektriske anlegg skal sørge for sikker og samfunnsmessig rasjonell utvikling av det elektriske kraftnettet. Når NVE opplever en økning i antall konsesjonssøknader for ladestasjoner kan det vurderes hvor fordelaktig de hensynene som tas i dag er ettersom det er en bransje i stor utvikling.

7.1 Tekniske hensyn

I første del av rapporten ble det funnet at det ikke er leverandørmarkedet for verken el-buss eller elbil som setter begrensninger for hvilke tekniske løsninger som er gjeldende blant utbyggerne. Det er heller utbyggers foretrukkede valg av løsning som påvirker den aktuelle problemstillingen om hva som bør tas hensyn til ved valg av grensesnitt. Som sett til nå blir konsesjon gitt med grunnlag i behov for et annet spenningsnivå enn standard. Det er som beskrevet også andre tekniske hensyn som er viktig for utbyggere, for eksempel en spesialtrafo med galvanisk skille, som gir en mer effektiv løsning. De konsesjonsgitte anleggene som har denne traføløsningen har fått konsesjon på bakgrunn av at de også hadde behov for et annet spenningsnivå. Ettersom det tekniske kravet som ligger til grunn for bruk av spesialtrafo er gjeldende for alle ladestasjoner med CCS-plugg, kan det vurderes om en teknisk begrunnelse som spesialtrafo alene, selv på standard spenningsnivå, kan anses som gyldig for å få konsesjon.

7.2 Arealeffektivitet og fleksibilitet

Andre hensyn som er viktige for utbyggere er arealeffektive og fleksible løsninger. I tettbygde strøk kan det være høye eiendomspriser, så det å tilrettelegge for effektivt arealbruk blir viktig, spesielt når det kommer til elbussdepoter. Spesialavtaler om tekniske utbyggingsløsninger som avviker fra nettselskapets standard mellom nettselskap og kunde for store ladeanlegg kan føre til mer arbeid for nettselskap, når de følger visse standarder og retningslinjer som i større grad blir utfordret av høyere krav fra utbyggere. Det er mulig å finne tilpassede løsninger som er ulike fra løsningene til nettselskapene, men som kan løse de spesifikke behovene til utbygger på en mer effektiv måte med høyspenttilknytning. Tilkobling på høyspent for store ladeanlegg kan gjøre at det blir færre problemstillinger å forholde seg til i dialogene om grensesnittet mellom nettselskap og utbygger.

Fleksibilitet i utvikling av ladetilbudet er også et viktig moment for utbyggere av bussladeløsninger fordi de opererer etter prinsipp om anbud og mulig utskiftning av ladeanlegg. Tilkobling til høyspent vil gi mer fleksibilitet for utbygger, men NVE kan ikke gi konsesjon til et anlegg dersom det ikke har en fast utførelse gjennom hele konsesjonsperioden. Fordi den teknologiske utviklingen skjer raskt kan man vurdere å legge til rette for mer fleksibilitet.

Hvis arealeffektivitet og fleksibilitet gjør det lettere og billigere å møte samfunns mål om elektrifisering av transport, kan det være hensiktsmessig å undersøke om det vil være mer samfunnsmessig rasjonelt å vektlegge disse i slike konsesjonssøknader.

7.3 Ladeteknologi

Hvorvidt det skal settes standarder for ladeløsninger kan også diskuteres. For elbiler er CCS-lading tilbudt ved de fleste ladestasjonene, også Tesla. Elbuss har som nevnt flere løsninger på markedet, både PU, PD og plugg med CCS. For AfK-er, som Ruter, vil dette utgjøre en vanskelighet da bussoperatør i ulike områder er på anbud hvert tiende år. Med ulike mulige ladeteknologier blir det da mulig at hele ladeanlegget må skiftes ut hvert tiende år, som ofte er en kortere tidsperiode enn levetiden til elektriske anlegg og komponenter. Ved å innføre en standardisering kan en slik utskiftning unngås. Samtidig er det rask teknologiutvikling

på området, så hvorvidt noe utstyr fort blir utdatert og det da er fordelaktig med hyppigere utskiftning bør også vurderes.

7.4 Tilknytningsplikt og drift

Som presentert i kapittel 3.2 har verken Danmark eller Tyskland krav om anleggskonsesjon for drift av egen trafo som er tilkoblet høyspent. Det gjør det enklere for utbyggere av større ladeanlegg å koble til høyspent. For noen utbyggere av ladeanlegg i Norge kunne dette vært fordelaktig, da det gir større kontroll over eget ladeanlegg med tanke på lastbalansering og valg av teknisk løsning, i tillegg til mer fleksibilitet. En stor forskjell som ville oppstått i Norge uten anleggskonsesjon ved høyspenttilknytning av ladeanlegg er at tilknytningsplikten heller ikke ville tredd i kraft. Det vil kunne utfordre effektiv nettutbygging i Norge etter den praksisen som gjelder. Samtidig kan konsesjon på bakgrunn av spesiell teknisk løsning føre til en utfordring av tilknytningsplikten. Ved noen av de konsesjonsgitte anleggene vil ikke nye kunder kunne få tilknytning fra samme trafo, da den enten er spesiallaget for ladeanlegget eller ikke er dimensjonert for flere tilknytninger. Gjennom tilknytningsplikten er opprinnelig anleggseier pliktet til å tilknytte den nye kunden, men vil da måtte oppgradere eller endre trafo og dermed søke ny konsesjon. Dette har ikke vært et tilfelle enda for noe ladeanlegg, og det er dermed ikke kjent hvordan en slik situasjon kunne blitt løst på enklest mulig måte.

Et annet diskusjonspunkt som kan tas opp er hvem som bør bygge, eie og drive høyspentanleggene som forsyner ladeanlegg. Prinsippet hos NVE har vært at nettselskap er mest skikket til å drive nettanlegg, men andre løsninger er også mulig. I Tyskland stilles det krav til at kunden skal sørge for skikket drift av anlegget før utbygging. Dette er også praksisen i Norge og man allerede sett eksempel på dette med Tesla som har leid inn en tredjepartsaktør, Omexom, som drifter anlegget [54]. Ettersom den tekniske siden av drift er mulig vil det dermed handle om den samfunnsøkonomiske konsekvensen av hvem som bygger, eier og driver de høyspente forsyningsanleggene til ladeanlegg.

7.5 Forbruksprofilenes påvirkning på de økonomiske analysene

Den økonomiske analysen gir en indikasjon på at det ligger et økonomisk insentiv for ladeanleggene å koble seg til høyspentnettet, med unntak av elbilladestasjoner tilknyttet Tensio TS. Størrelsen på det økonomiske insentivet er avhengig av nettleiestrukturen og antakelsene som ble gjort for forbruksprofilene. Andre antakelser for både ladeanlegg og forbruksprofil vil gi andre resultater. Faktorer som størrelse, plassering, og ladetrykk er usikre, og kan ha en innvirkning på resultatene. Ladeanlegg i grisgrendte strøk vil trolig oppleve et høyere trykk relativt til det jevne forbruket gjennom året, sammenlignet med ladeanlegg i sentrumsområder. I en slik situasjon vil trolig effektleddet utgjøre en større andel av den totale nettleien for ladeanlegg i grisgrendte områder, men en lavere andel for ladeanlegg som ligger nærmere byområder.

7.6 Sensitivitet- og scenarioanalyser

På bakgrunn av usikkerhetsmomentene, gir sensitivitets- og scenarioanalysene en indikator på hvilken virkning brudd på antakelsene gir. Brudd på antakelsen om effekttopper gir en stor virkning på nettleien, som er forventet siden effektleddet utgjør den desidert største andelen av nettleien for ladestasjonene. For elbilladestasjoner tilknyttet Elvia og Agder Energi Nett vil det for alle endringer som er blitt sett på ligge et økonomisk insentiv til å være tilknyttet høyspentnettet. Med Tensio TS som nettselskap er ikke det samme økonomiske insentivet tilstede, og det gjelder for alle endringer i faktorene som er gjort.

Sensitivitet- og scenarioanalysene for bussladeanlegg viser at aktørene har et økonomisk insentiv til å være tilknyttet høyspentnettet hos alle tre nettselskapene. Igjen er det effektleddet som vrir insentivet mot høyspenttilknytning gjennom den direkte virkningen som effektpris har, samtidig som flere målepunkt gir en ytterligere virkning på effektleddet.

7.7 Kostnader

For å konkludere med den totale økonomiske effekten, og ikke kun nettleievirkningen av å være tilknyttet høyspentnettet, må også forskjellen i kostnader ved lav- og høyspenttilknyt-

ning være kartlagt. Kostnader er en del av utregningene det er knyttet stor usikkerhet til. Det er noen kostnader som en lavspenkunde vil ha som en høyspente kunde ikke har, og motsatt. Ved lavspenntilknytning vil kunden ha en direkte kostnad av step-up trafo, og ved høyspenntilknytning vil kunden ha en direkte kostnad av reservetrafo. Det er ikke nødvendigvis slik at kunden har én reservetrafo per anlegg, men flere anlegg har tilgang på samme reservetrafo. Reservetrafoen vil dermed utgjøre en mindre kostnad ved flere anlegg. En annen kostnad er knyttet til energitap. Både step-up trafo og trafo for å transformere 22 kV til 480 V vil ha et visst energitap. Dette energitapet er en kostnad for kunden, men det relative energitapet er ikke kartlagt.

Det kunne ha blitt gjort en beregning av nåverdi, med investering i en trafo fra start sett opp mot den neddiskonterte nettleiegevinsten. Det vil da måtte tas hensyn til levetiden til utstyret og at ladeoperatøren har beredskap samlet for alle ladeanleggene. Å beregne kostnaden for beredskap for et nytt anlegg blir derfor vanskelig.

7.8 Utvalgte nettselskaper

At de økonomiske analysene baseres på nettleien fra kun tre nettselskaper gjør også resultatene noe begrenset. De blir likevel sett på som representative, siden alle er blant Norges største nettselskaper, og drifter store områder der det er bygd ut mange ladeanlegg. Med disse inkluderes tre store byer, Oslo, Trondheim og Kristiansand, som alle er svært aktuelle spesielt for å bygge ut store bussladeanlegg i fremtiden. På den andre siden utelates aktuelle byer som for eksempel Bergen og Stavanger. De tre nettselskapene ble valgt på bakgrunn av deres størrelse og nettleiestruktur, og dermed kommer det frem hvordan differansen i nettleie påvirkes ved hver av de forskjellige prismodellene.

En forskjell mellom nettselskaper er hvordan de definerer effekttoppen til en kunde. I rapporten har det blitt tatt utgangspunkt i at effekttoppen er den timen i fakturamåneden med høyest effektuttak. Noen selskaper avregner effektleddet etter snittet av f.eks. de tre eller fem høyeste effektuttakene i løpet av måneden. Slike variasjoner vil føre til ulikt effektledd, og kan dermed ha innvirkning på beregningene som er gjort i rapporten. Ved å ta snittet av flere effekttopper,

vil effektleddet alltid bli likt eller lavere som avregning med én effekttopp. Det er derfor rimelig å anta at differansen i nettleie for lav- og høyspenttilknytning vil være lavere målt i kroner.

7.9 Tilknytningspunkt

Antall tilknytningspunkt vil være svært avgjørende, spesielt for de store bussladeanleggene. I kapittel 6.1 blir det vist hvordan antall tilknytningspunkt påvirker nettleien til busselskap ved å tariffere en høyere kombinert effekttopp. I tillegg til at de betaler for et høyere effektuttak, vil de betale et fastledd for hvert tilknytningspunkt. Som vist i kapittel 4 har flere nettselskaper trinnvis prising av effekt som er marginalt avtakende. Dette gjør at kunden også vil måtte betale en høyere enhetspris per kW, da avregningen går igjennom alle trinnene for hvert tilknytningspunkt. Summen av alle disse faktorene gjør at den faktiske kostnaden ladeanlegget har for nettet ikke nødvendigvis blir reflektert i tarifferingen.

En løsning for å representere det faktiske effektuttaket til et stort anlegg bestående av flere målepunkt er å lage et virtuelt målepunkt. For kunden det gjelder vil dette resultere i et mer representativt effektledd i nettleien. Nettselskap vil derimot få en utfordring med å sette retningslinjer for hvem som er kvalifiserer til en slik løsning. Et virtuelt målepunkt vil føre til vanskelige beregninger som igjen kan resultere i flere feilrapporteringer. Standarden om flere målepunkt er dermed satt for å sikre ryddig rapportering, og for å ikke diskriminere kunder. En annen mulig måte å måle det faktiske effektuttaket på er å plassere målepunktet lenger opp i nettet, men dette vil bare gå dersom det ikke er tilknyttet flere kunder på samme linje.

8 Veien videre

I arbeidet med denne rapporten ble det både gjennom kartleggingen og analysene funnet momenter som bør undersøkes nærmere for mer presise beregninger og vurderinger.

Forbruksprofilene og dataene for ladeaktivitet brukt i analysene ble basert på antakelser. Noe som kan forbedres i de økonomiske analysene er å samle inn og bruke faktiske data for energibruk og effektuttak for ulike ladeanlegg. Det kan gi mer presise beregninger for nettleievirkningen ved høyspenttilknytning, selv om det i sensitivitets- og scenarioanalysene kommer frem at det trolig ikke vil endre kundens ønskede grensesnitt.

Det bør også tas en nærmere titt på de samfunnsøkonomiske virkningene valg av grensesnitt vil ha. Faktorer som bør tas hensyn til er arealbruk, fleksibilitet, økt elektrifisering av transportsektoren og påvirkning på nettleie. Da kan det også være relevant å se på energitap og kostnaden av dette ved ulikt elektrisk utstyr.

9 Konklusjon

Basert på kartleggingen av dagens løsning for ladeinfrastruktur og økonomiske virkninger, konkluderes det med at det er tekniske og praktiske hensyn som påvirker valg av grensesnitt mellom nettselskap og nettkunde. Det er også konkludert med at valg av grensesnitt gir økonomiske virkninger for nettleien som gir kunden et insentiv for tilknytning til høyspentnettet.

Gjennom kartleggingen av dagens praksis ved utbygging av ladestasjoner, konsesjonsgitte anlegg, leverandørmarked og utfordringer til dagens praksis, kan det konkluderes at det er flere hensyn som ligger til grunn ved valg av grensesnitt. Inngangsspenningen til ladeanlegget er en del av den tekniske løsningen som i dag har mye å si for hvorvidt et anlegg har lav- eller høyspenttilknytning. Videre er standarder og regler brukt av nettselskap viktig for utforming og plassering av tilknytning. Det er også kartlagt hensyn som utfordrer standardene og reglene brukt av nettselskapene. Andre tekniske begrunnelser enn spenningsnivå, arealeffektivitet og fleksibilitet er viktige faktorer for utbygger, og det kan undersøkes om det er nyttig å vurdere disse i konsesjonsbehandling. Ettersom det er lagt opp et samfunns mål om å elektrifisere transportsektoren kan det være hensiktsmessig å vurdere hvorvidt praksisen man har i dag med reglement og hensyn fortsatt fungerer optimalt for tilrettelegging av dette.

Ved valg av grensesnitt følger også økonomiske virkninger for nettkunden. Nettleiedifferansen mellom lav- og høyspenttilknytning er avhengig av spesifikasjoner ved ladeanlegget og varierer mellom nettselskapene, men beregningene viser at det i alle tilfeller vil være en nettleiegevinst ved høyspenttilknytning hos Agder Energi Nett og Elvia. For elbilladestasjonene i prosjektet gir Elvia og Agder Energi Nett henholdsvis 42,9 % og 25,9 % lavere nettleie ved høyspenttilknytning. Nettselskapet Tensio TS har derimot en høyere nettleie for høyspent- enn lavspenntilknytning for elbilladestasjonen i prosjektet. Høyspenttilknytning vil først gi lavere nettleie ved svært høyt energiforbruk og effektuttak, som kan være realistisk for enkelte ladestasjoner, og spesielt for elbussladeanlegg. Både størrelsen på bussladeanlegget og flere målepunkt trekker i retning av stor differanse mellom tilknytningene hos alle nettselskap, og insentivet for nettleietilpasning hos ladeoperatører for elbuss er derfor sterkt.

Referanser

- [1] Regjeringen, *Norge er elektrisk*. Tilgjengelig fra: https://www.regjeringen.no/no/tema/transport-og-kommunikasjon/veg_og_vegtrafikk/faktaartikler-vei-og-ts/norge-er-elektrisk/id2677481/ [Lastet ned: 24.07.2021].
- [2] NAF, *NAF: - Teslas ladegrep må ikke bli en sovepute*. Tilgjengelig fra: <https://kommunikasjon.ntb.no/pressemelding/naf---teslas-ladegrep-ma-ikke-bli-en-sovepute?publisherId=2126680&releaseId=17898615> [Lastet ned: 24.07.2021].
- [3] *Oversikt over nettstrukturen i det norske kraftnettet*. Internt notat, NVE.
- [4] Lovdata. *Lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. (energiloven)*. Tilgjengelig fra: <https://lovdata.no/dokument/NL/lov/1990-06-29-50/> [Lastet ned: 01.07.2021].
- [5] NVE, *Konsesjonsbehandling av nettanlegg*. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/konsesjon/konsesjonsbehandling-av-nettanlegg/> [Lastet ned: 26.07.2021].
- [6] NVE, *Omsetningskonsesjon for ladetjenester for elbil*. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/bransje/bransjeoppgaver/omsetningskonsesjon/omsetningskonsesjon-for-ladetjenester-for-elbil/> [Lastet ned: 05.08.2021].
- [7] NVE *Områdekonsesjon*. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/konsesjon/konsesjonsbehandling-av-nettanlegg/omradekonsesjon/> [Lastet ned: 07.07.2021].
- [8] NVE-RME. *Tilknytningsplikt*. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/nettilknytning/tilknytningsplikt/> [Lastet ned: 01.07.2021].
- [9] NVE-RME. *Leveringsplikt*. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/nettilknytning/leveringsplikt/> [Lastet ned: 01.07.2021].
- [10] NEK IEC (2009), *IEC standard voltages* (Utgave 7.0, 2009-06-17).
- [11] Telefonsamtale med Agder Energi Nett om virtuelle målepunkt. 03.08.2021.
- [12] Telefonsamtale med Tensio om virtuelle målepunkt. 02.08.2021.
- [13] Møte med Elvia over Teams om tilknytning av ladestasjoner for elbiler og elbusser. 25.06.2021.
- [14] NVE. *Tilknytnings- og nettleieavtale*. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/kunde/nett/tilknytnings-og-nettleieavtale/> [Lastet ned: 01.07.2021].
- [15] NVE. *Anleggsbidrag*. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/anleggsbidrag/> [Lastet ned: 01.07.2021].

- [16] L, V, Hammer, m. fl., *Veileder for utforming av søknader om konsesjon for nettanlegg*. NVE, Oslo, Veileder nr. 2/2020, februar 2020 [Online] Tilgjengelig fra: http://publikasjoner.nve.no/veileder/2020/veileder2020_02.pdf [Lastet ned: 12.07.2021].
- [17] Møte med eMobility over Teams om DC-lading av kjøretøy. 25.06.2021.
- [18] Mailutveksling med det tyske Bundesnetzagentur om tilknytning av ladestasjoner. 08.07.2021.
- [19] Mailutveksling med den svenske Energimarknadsinspektionen om tilknytning av ladestasjoner. 12.07.2021.
- [20] Mailutveksling med det danske Forsyningstilsynet om tilknytning av ladestasjoner. 14.07.2021.
- [21] A. de Pee, *The European electric bus market is charging ahead, but how will it develop?*. Tilgjengelig fra: <https://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/the-european-electric-bus-market-is-charging-ahead-but-how-will-it-develop> [Lastet ned: 02.07.2021].
- [22] Tesla, *Støtte Supercharging*. Tilgjengelig fra: https://www.tesla.com/no_NO/support/supercharging [Lastet ned: 16.07.2021].
- [23] ABB. *Terra HP Charger - Up to 350 kW*. Tilgjengelig fra: <https://new.abb.com/ev-charging/products/car-charging/high-power-charging> [Lastet ned: 30.06.2021].
- [24] ABB. *Terra EV fast chargers*. Tilgjengelig fra: <https://new.abb.com/ev-charging/products/car-charging/dc-fast-chargers> [Lastet ned: 30.06.2021].
- [25] ABB. *Terra EV fast chargers*. Tilgjengelig fra: <https://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=9AKK107680A7947&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch> [Lastet ned: 30.06.2021].
- [26] Tritium. *RT50/50kW Specifications*. Tilgjengelig fra: https://tritiumcharging.com/wp-content/uploads/2020/11/TRI93.DTA_.001_Veefil-RT50-TRI93-50-01-Specifications.pdf [Lastet ned: 01.07.2021].
- [27] Tritium. *RTM 50kW/75kW Specifications*. Tilgjengelig fra: https://tritiumcharging.com/wp-content/uploads/2021/02/TRI153.DTA_.012.1-RTM-Specifications.pdf [Lastet ned: 01.07.2021].
- [28] Tritium. *RT175-S/175kW Specifications*. Tilgjengelig fra: https://tritiumcharging.com/wp-content/uploads/2020/11/TRI125.DTA_.009_RT175s-Specification.pdf [Lastet ned: 01.07.2021].
- [29] Tritium. *PK350/350kW Specifications*. Tilgjengelig fra: https://tritiumcharging.com/wp-content/uploads/2020/11/TRI105.DTA_.002_Veefil-PK350-Specifications.pdf [Lastet ned: 01.07.2021].

- [30] *Quick Charging Station, QC60, QC90, QC120*. Efacec Electric Mobility, Moreira de Maia, Portugal, 2021.
- [31] Kempower, *Kempower charging system for electric vehicles – Dynamic power distribution with satellite charging posts*. Tilgjengelig fra: <https://kempower.com/charging-solutions/products/s-series-charging-system/> [Lastet ned: 15.07.2021].
- [32] Kempower, *Kempower S series*. Tilgjengelig fra: <https://kempower.com/wp-content/uploads/2020/04/kempower-s-series-general-brochure-A4-eng.pdf> [Lastet ned: 15.07.2021].
- [33] Kempower, *Advanced satellite charging system- Technical datasheet - C-station*. Tilgjengelig fra: <https://kempower.com/wp-content/uploads/2021/01/Kempower-C-station-C500-datasheet-Rev-G-01-2021.pdf> [Lastet ned: 15.07.2021].
- [34] Siemens. *Sicharge D - the future of DC fast charging*. Tilgjengelig fra: <https://new.siemens.com/global/en/products/energy/medium-voltage/solutions/emobility/sicharge-d.html> [Lastet ned: 30.06.2021].
- [35] Siemens. *VersiCharge Ultra 50 50 kW DC fast charger*. Tilgjengelig fra: <https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uuid:3c6d51b3-3e65-4d6f-9f7e-7a893fe5eb2f/sids-b40018-00-4aus.pdf> [Lastet ned: 30.06.2021].
- [36] Siemens. *VersiCharge Ultra 175 DC fast charger*. Tilgjengelig fra: <https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uuid:1777fe11-fa33-45f6-a339-bd522d5f6059/sidst40085004auslores.pdf> [Lastet ned: 30.06.2021].
- [37] FreeWire, *Boost Charger*. Tilgjengelig fra: <https://freewiretech.com/products/dc-boost-charger/> [Lastet ned: 15.07.2021].
- [38] Hypercharger by Alpitronic, *Product brief HYC 150*. Tilgjengelig fra: https://www.hypercharger.it/wp-content/uploads/2020/09/HYC_150_product-brief_v20200316-EN.pdf [Lastet ned: 15.07.2021].
- [39] Hypercharger by Alpitronic, *Product brief HYC 300*. Tilgjengelig fra: https://www.hypercharger.it/wp-content/uploads/2020/09/HYC_300_product-brief_v20200316-EN.pdf [Lastet ned: 15.07.2021].
- [40] Circontrol, *Raption 50*. Tilgjengelig fra: <https://circontrol.com/datasheets/raption50-eng.pdf> [Lastet ned: 15.07.2021].
- [41] Circontrol, *Raption 100*. Tilgjengelig fra: <https://circontrol.com/datasheets/raption100-eng.pdf> [Lastet ned: 15.07.2021].
- [42] Circontrol, *Raption 150*. Tilgjengelig fra: <https://circontrol.com/datasheets/raption150-eng.pdf> [Lastet ned: 15.07.2021].
- [43] Tesla, *Introducing V3 Supercharging*. Tilgjengelig fra: <https://www.tesla.com/blog/introducing-v3-supercharging> [Lastet ned: 16.07.2021].

- [44] Fortum. *Hvordan bruke laderene*. Tilgjengelig fra: <https://www.fortum.no/privat/lade-elbil/lade-pa-ladestasjoner/hvordan-bruke-laderene> [Lastet ned: 01.07.2021].
- [45] Tritium. *Tritium secures new order from IONITY*. Tilgjengelig fra: <https://tritiumcharging.com/tritium-secures-new-order-from-ionity/> [Lastet ned: 01.07.2021].
- [46] Møte med Ruter om utbygging av bussladeanlegg og befarig på Alnabru ladeanlegg. 28.06.2021.
- [47] Tensio, *Nettleie, priser og avtaler*. Tilgjengelig fra: <https://ts.tensio.no/kunde/nettleie-priser-og-avtaler> [Lastet ned: 20.07.2021].
- [48] Elvia, *Nettleiepriser og effektariff for bedrifter i Oslo og Viken*. Tilgjengelig fra: <https://www.elvia.no/nettleie/alt-om-nettleie/nettleiepriser-og-effektariff-for-bedrifter-i-oslo-og-viken/> [Lastet ned: 20.07.2021].
- [49] Agder Energi Nett, *Nettleie innrapportert*. Tilgjengelig fra: Internt, NVE [Lastet ned: 20.07.2021].
- [50] Innovasjon Norge Analysetenter, *Tall om batterier*. Tilgjengelig fra: <https://www.innovasjon Norge.no/no/verktoy/eksport-og-internasjonalsatsing/tall-og-fakta/nytt-om-eksport--hpo/tall-om-batterier/> [Lastet ned: 28.07.2021].
- [51] Norsk elbilforening. *Hurtiglading*. Tilgjengelig fra: <https://elbil.no/lading/hurtiglading/> [Lastet ned: 08.07.2021].
- [52] SNL *Elbil batteri vinter*. Tilgjengelig fra: <https://www.naf.no/elbil/aktuelt/elbiltest/ev-winter-range-test-2020/> [Lastet ned: 12.07.2021].
- [53] A. Dyrge, *Sambruk og ny ansvarsmodell for ladeinfrastruktur i Ruters transporttjenestekonstrakter*. [Mottatt 26.07.2021].
- [54] Møte med Tesla Norge over Teams om utbygging av ladeanlegg for elbil. 06.07.2021.
- [55] ABB. *Smarter Mobility - ABB charging portfolio for electric buses*. Tilgjengelig fra: <https://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=9AKK107991A6983&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch> [Lastet ned: 30.06.2021].
- [56] Heliox. *FLEX 180 kW HPC*. Tilgjengelig fra: <https://www.heliox-energy.com/products/flex-180kw-rapid-charger> [Lastet ned: 15.07.2021].
- [57] Heliox. *FLEX 360kW*. Tilgjengelig fra: <https://www.heliox-energy.com/products/flex-360kw-rapid-charger> [Lastet ned: 15.07.2021].
- [58] SAE international. *Electric Vehicle Power Transfer System Using Conductive Automated Connection Devices*. Tilgjengelig fra: https://www.sae.org/standards/content/j3105_202001/ [Lastet ned: 01.07.2021].

- [59] Heliox. *Opportunity Charger 450 KW*. Tilgjengelig fra: https://global-uploads.webflow.com/60c0244bbe20330695cffa65/60d1b4090a9260f4c4ab35e6_Product_leaflet_OC_450_kW.pdf [Lastet ned: 01.07.2021].
- [60] Heliox. *Opportunity Charger 600 KW*. Tilgjengelig fra: <https://www.heliox-energy.com/products/ultra-fast-600kw-opportunity-charging> [Lastet ned: 01.07.2021].
- [61] Siemens. *SICHARGE UC family*. Tilgjengelig fra: <https://new.siemens.com/global/en/products/energy/medium-voltage/solutions/emobility/sicharge-uc.html> [Lastet ned: 07.07.2021].
- [62] Siemens. *SICHARGE UC*. Tilgjengelig fra: <https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uuid:22b45a08-a83a-4c1d-a489-99d58663d28e/sicharge-uc-ipdf-en.pdf> [Lastet ned: 07.07.2021].
- [63] Kempower, *Advanced Satellite Charging System - Technical Datasheet*. Tilgjengelig fra: <https://kempower.com/wp-content/uploads/2021/01/Kempower-C-station-C800-datasheet-Rev-G-11-2020.pdf> [Lastet ned: 15.07.2021].
- [64] MEDCOM. *Power Electronic Solutions for Public Transport - TRAMS, TROLLEYBUSES, METRO, eBUSES s. 72-77*. Tilgjengelig fra: https://medcom.com.pl/uploads/downloads/trams-trolleybuses-metro-ebuses_1548854053.pdf [Lastet ned: 08.07.2021].

Vedlegg

A Utledning av funksjon for nettleie

Nettleiekostnaden er generelt gitt ved

$$Nettleie = Fastledd + Energiledd + Effektledd. \quad (4)$$

For å formulere en utvidet funksjon for nettleien, defineres en rekke symboler. Symbolene er presentert for å ta hensyn til varierende nettleie mellom høyspent- og lavspenntilknytning, og sommer- og vintermåned. Samtidig tas det hensyn til at effektleddet kan avregnes etter en trappetrinnsmodell.

- H = Høyspent
- L = Lavspent
- jan = januar, feb = februar, ..., des = desember
- F^i = Fastledd per år, $i = H, L$
- $c_E^{i,j}$ = Kostnad per kWh forbrukt per måned målt i øre, $i = H, L, j = jan, feb, \dots, des$
- $E_{forbruk}^j$ = Forbruk (kWh) per måned, $j = jan, feb, \dots, des$
- P_{maks}^j = Effekttoppen per måned målt i kW, $j = jan, feb, \dots, des$
- $C_P^{i,j}$ = Effektleddet i nettleien, $i = H, L, j = jan, feb, \dots, des$

Nettleiefunksjon med ett tilknytningspunkt

Uttrykker videre tre ligninger for de tre leddene i likning (4), hvor i indikerer høyspent- eller lavspenntilknytning, og j indikerer måned. Hvert ledd blir en årlig kostnad.

$$Fastledd = F^i \quad (5)$$

$$Energiledd = \sum_j c_E^{i,j} E_{forbruk}^j \quad (6)$$

$$Effektledd = \sum_j C_P^{i,j} \quad (7)$$

Effektleddet er en funksjon av effekttoppen, og uttrykkes som

$$C_P^{i,j} = C_P^{i,j}(P_{maks}^j) \quad (8)$$

Likning (8) innsatt i likning (7) definerer effektleddet som

$$Effektledd = \sum_j C_P^{ij}(P_{maks}^j) \quad (9)$$

Den forenklete likningen for nettleie per år, likning (4), kan nå uttrykkes ved å sette inn likning (5), (6) og (9):

$$\begin{aligned} Nettleie^i &= F^i + \sum_j c_E^{ij} \cdot E_{forbruk}^j + \sum_j C_P^{ij}(P_{maks}^j) \\ i &= H, L \\ j &= jan, feb, \dots, des \end{aligned} \quad (10)$$

Likning (10) uttrykker nettleien som en funksjon av fastleddet, energileddet og effektleddet. Fastleddet varierer med hvorvidt kunden er tilknyttet høyspent- eller lavspentnett. Energileddet og effektleddet kan variere både mellom tilknytningstype og sesong. Energileddet er uttrykt som enhetskostnaden multiplisert med forbruket, slik at en enhetsøkning i kWh-forbruket i f.eks. februar, $E_{forbruk}^{feb}$, gir økning i nettleien på $c_E^{i,feb}$, alt annet likt. Effektleddet er uttrykt som en funksjon av effektuttaket, hvor $\frac{\partial Nettleie^i}{\partial P_{maks}^j} > 0$. Dersom effektleddet øker lineært med økt effektuttak, er $\frac{\partial^2 Nettleie^i}{\partial (P_{maks}^j)^2} = 0$. Dersom effektleddet avtar, som typisk skjer ved noen effekt-trinn, vil $\frac{\partial^2 Nettleie^i}{\partial (P_{maks}^j)^2} \leq 0$.

Nettleiefunksjon med flere tilknytningspunkt

For ladeanlegg med flere tilknytningspunkt defineres antall tilknytningspunkt som t . De tre leddene uttrykkes da som

$$Fastledd = t \cdot F^i \quad (11)$$

$$Energiledd = \sum_j \sum_{n=1}^t c_E^{ij} \cdot E_{forbruk,n}^j \quad (12)$$

$$Effektledd = \sum_j \sum_{n=1}^t C_{P,n}^{ij}(P_{maks,n}^j) \quad (13)$$

Likning 11 sier at årlig fastledd er lik fastleddsprisen for den gitte tilknytningen multiplisert med antall tilknytningspunkt på ladeanlegget. Likning 12 sier at energileddet er lik summen av forbruket hver måned for hvert tilknytningspunkt, multiplisert med kWh-prisen for den gitte måneden. Likning 13 sier at effektleddet er lik summen av hvert tilknytningspunkt sitt effektledd i hver måned. Nettleien er da gitt ved

$$\begin{aligned} Nettleie^i &= t \cdot F^i + \sum_j \sum_{n=1}^t c_E^{ij} \cdot E_{forbruk,n}^j + \sum_j \sum_{n=1}^t C_{P,n}^{ij}(P_{maks,n}^j) \\ i &= H, L \\ j &= jan, feb, \dots, des \\ n &= 1, 2, \dots, t \end{aligned} \quad (14)$$

B Elbuss

Under er tabellen med elbussleverandører gitt.

Elbuss					
Leverandør	Teknologi	Modell	Ladeeffekt [kW]	Inngangsspenning [V]	Kilder
ABB	Plug-in	Terra 54 HV	50	400	[55]
		Terra 94 C HVC	90	400**	
			100	400**	
		Terra 120 C HVC*	120	400**	
			150	400**	
		Terra 184 C HVC*	180	400**	
		Terra HP 350 med CP500*	350	400**	
	Pantograf (PU) Pantograf (PU, PD)	HVC 100PU-S	100	400, 480, 600	
		HVC 150PU(PD, PU-S) kit	150	400, 480, 600	
		HVC 300PU(PD) kit	300	400, 480, 600	
		HVC 450PU(PD) kit	450	400, 480, 600	
HVC 600PU(PD) kit		600	400, 480, 600		
Heliox	Plug-in, Pantograf	Flex 180 kW	180 kW	480 +6/-13 %, 60 Hz	[56]
		Flex 360 kW	360 kW	480 +6/-13 %, 60 Hz	[57] [58]
	Plug-in, Pantograf	Ultra-fast 450 kW	450 kW	400 +/- 10%, 50 Hz	[59]
		Ultra-fast 600 kW	600 kW	400 +/- 10%, 50 Hz	[60]
Siemens	Plug-in	Sincharge UC	125	400 +/- 10%, 50 Hz	[61]
			200	400 +/- 10%, 50 Hz	
	Plug-in, Pantograf		400	400 +/- 10%, 50 Hz	[62]
			600	400 +/- 10%, 50 Hz	
			800	400 +/- 10%, 50 Hz	
Kempower	Plug-in	C-station C800	40, 80, 120, 160, 200, 240, 280, 320, 360, 400, 440, 480	380 - 480 + - 10%, 50 - 60 Hz	[63]
Medcom	Plug-in stasjonær Plug-in, Pantograf Pantograf	EBC	30, 50, 100	400 V +/- 10%, 50 Hz	[64]
			150	400 V +/- 10%, 50 Hz	
			200, 250	400 V +/- 10%, 50 Hz	
			350, 500, 650		

Tabell 5: Leverandører av hurtigladere til elbuss.

Modeller, levert effekt og inngangsspenning for hver modell

*Kan også få med dobbel kabel

**Ved 60 Hz kan den være 480V eller 600V

C Ladekonsesjoner

Begrunnelse 1: Trafo har en spesiell utførelse på sekundærsiden med 6 stk. separate sekundærviklinger med 480V. Områdekonsensjonær ønsker ikke å eie disse spesialtrafoene med tilhørende utstyr. Partene er enig om teknologisk løsning.

Begrunnelse 2: Løsningen presentert i denne søknaden er en løsning med et lavere energibehov, er enklere rent teknisk og fører til mindre utstyr på lokasjonen. Mindre utstyr gir også et lavere arealbehov, som igjen vil være bedre fra et miljømessig og estetisk synspunkt.

Hvor	ID	Type anlegg	Antall trafo [stk]	Spenningsnivå [kV]	Ytelse [kVA]	Aktører	Begrunnelse spenningsnivå	Forskjell i valgt spenningsnivå [V]	Lade-teknologi	Område-konsesjonær
Agder næringspark	4858	ELBIL	2	24/0,48 (6 viklinger med 0,48 og én med 0,4) *2	1250	Ionity	Trafoen de vil bruke er spesialtilpasset til ladeanlegget deres. Ved bruk av dette blir det mindre arealbruk.	480 vs 400	Plug	Agder Energi Nett
Rygge, Dal, Dombås, Gol, Sira, Ringdalskogen	4958	ELBIL	1	17,5/0,48 22/0,48	1250	Ionity	Trafoen de vil bruke er spesialtilpasset til ladeanlegget deres. Ved bruk av dette blir det mindre arealbruk.	480 vs 400	Plug	Hafslund Nett, Hafslund Nett, Eidefoss Nett, Hallingdal kraftnett, Agder Energi Nett, Skagerak Nett
Sandnes	4961	ELBIL	1	24/0,48	1250	Ionity	Trafoen de vil bruke er spesialtilpasset til ladeanlegget deres. Ved bruk av dette blir det mindre arealbruk.	480 vs 400	Plug	Lyse Elnett
Haukås (Circle K)	5002	ELBIL	1	22/0,48	1250	Ionity	Begrunnelse 1. Grensesnitt vil være på undersiden av bryter i Ionitys anlegg.	480 vs 400	Plug	BKK Nett
Aurland (Circle K)	5043	ELBIL	1	22/0,48	1250	Ionity	Begrunnelse 1. Områdekonsesjonær har ingen innvendinger mot at Ionity selv eier og driver anlegget. De opplyser om at det er tilgjengelig kapasitet i nettet.	480 vs 400	Plug	Aurland Energiverk
Leirvik (Circle K)	5054	ELBIL	1	11/0,48	1250	Ionity	Begrunnelse 1. Områdekonsesjonær har ingen innvendinger mot at Ionity selv eier og driver anlegget. De opplyser om at det er tilgjengelig kapasitet i nettet.	480 vs 400	Plug	Haugaland Kraft Nett
Høydalsmo (Circle K)	5167	ELBIL	1	22/0,48	1250	Ionity	Begrunnelse 1. Ionity mener derfor at det er best at de selv eier anlegget.	480 vs 400	Plug	Vest Telemark Kraftlag
Odda (Rødal Servicesenter)	5206	ELBIL	1	22/0,48	1250	Ionity	Begrunnelse 1. Ionity mener derfor at det er best at de selv eier anlegget	480 vs 400	Plug	Odda Energi
Elverum (Circle K)	7244	ELBIL	1	11/0,48	1250	Ionity	Begrunnelse 1. Områdekonsesjonær har ingen innvendinger mot at Ionity selv eier og driver anlegget.	480 vs 400	Plug	Eidsiva Nett (Elvia)
Bagn, Circle K	7249	ELBIL	1	22/0,48	1250	Ionity	Begrunnelse 1	480 vs 400	Plug	Sør Aurdal Energi
Klett, Circle K	7254	ELBIL	1	22/0,48	1250	Ionity	Begrunnelse 1	480 vs 400	Plug	Tensio Trøndelag Sør AS
Jaren Energipark	7324	ELBIL	1	22/0,48	1250	Ionity	Trafo har en spesiell utførelse på sekundærsiden med 6 stk. separate sekundærviklinger med 480V. Områdekonsesjonær synes det er unødvendig omfattende med en transformering til en av deres normerte spenningsverdier for deretter å transformere til ønsket driftspenning og møte effektmengden som kreves.	480 vs 400	Plug	Elvia
Aspøya Fjordsenter	7345	ELBIL	1	22/0,48	1250	Ionity	Begrunnelse 1. Ionity mener derfor at det er best at de selv eier anlegget	480 vs 400	Plug	NEAS
Skei Serviscenter	7346	ELBIL	1	22/0,48	1250	Ionity	Begrunnelse 1. Ionity mener derfor at det er best at de selv eier anlegget	480 vs 400	Plug	BKK Nett
Alvdal, Circle K	7349	ELBIL	1	22/0,48	1250	Ionity	Begrunnelse 1. Ionity mener derfor at det er best at de selv eier anlegget	480 vs 400	Plug	Nord Østerdal Kraftlag
Nebbenes i Viken	4433	ELBIL	1	22/0,48 kV	1600	Tesla	Høyt effektbehov (1600kVA) og behov for 480 V til Teslas likerettere. Heller en 480 V trafo enn små autotrafoer med høyere startstrømmer og tap.	480 vs 400	Plug	Hafslund Nett

Lavik, Skibotn	4703 ELBIL	1 22/0,48 kV	1000 Tesla	Høyt effektbehov (1000kVA eller 500kVA) og behov for 480 V til Teslas likerettere. Heller en 480 V trafo enn små autotrafoer med høyere startstrømmer og tap.	480 vs 400	Plug	BKK Nett Troms Kraft Nett
Eiker senter, Holmestrandtoppen	4745 ELBIL	1 22/0,48 kV	1600 Tesla	Høyt effektbehov (1600kVA) og behov for 480 V til Teslas likerettere	480 vs 400	Plug	Øvre Eiker Nett Skagerak Energi
Rygge, Berkåk, Larvik	4777 ELBIL	1 17,5/0,48 22/0,48 22/0,48	1250 Tesla	Nettselskap vil ikke tilby 480 V, som ladestasjonene har behov for. Tilkobling til høyspent unngår mange små step up transformatorer	480 vs 400	Plug	Hafslund Nett Kvikne-Rennebu kraftlag Skagerak Nett
Lyngdal i Agder	4847 ELBIL	1 22/0,48	1000 Tesla	Nettselskap vil ikke tilby 480 V, som ladestasjonene har behov for. Tilkobling til høyspent unngår mange små step up transformatorer	480 vs 400	Plug	Agder Energi Nett
Kjerlingland i Lillesand	4881 ELBIL	1 23/0,48	1800 Tesla	Nettselskap vil ikke tilby 480 V, som ladestasjonene har behov for. Tilkobling til høyspent unngår mange små step up transformatorer	480 vs 400	Plug	Agder Energi Nett
Åndalsnes	4882 ELBIL	1 22/0,48	1000 Tesla	Høyt effektbehov (1000kVA eller 500kVA) og behov for 480 V til Teslas likerettere. Heller en 480 V trafo enn små autotrafoer med høyere startstrømmer og tap.	480 vs 400	Plug	Rauma Energi
Arna, Øyrane torg i Bergen	4883 ELBIL	1 11/0,48	1600 Tesla	Høyt effektbehov (1000kVA eller 500kVA) og behov for 480 V til Teslas likerettere. Heller en 480 V trafo enn små autotrafoer med høyere startstrømmer og tap.	480 vs 400	Plug	BKK Nett
Os	4899 ELBIL	1 22/0,48	1600 Tesla	Begrunnelse 2	480 vs 400	Plug	BKK Nett
Brummundal	4962 ELBIL	2 11/0,48	1250 Tesla	Begrunnelse 2	480 vs 400	Plug	Eidsiva Nett (Elvia)
Bamble	5056 ELBIL	1 11/0,48	1250 Tesla	Begrunnelse 2	480 vs 400	Plug	Skagerak Energi
Hernes	5093 ELBIL	1 22/0,48	1600 Tesla	Begrunnelse 2	480 vs 400	Plug	Eidsiva Nett (Elvia)
Jaren	5094 ELBIL	2 22/0,48	1250 Tesla	Begrunnelse 2	480 vs 400	Plug	Hafslund Nett
Levanger	5118 ELBIL	1 22/0,48	1250 Tesla	Begrunnelse 2	480 vs 400	Plug	Nord-Trøndelag Elektrisitetssverk
Skarnes	5123 ELBIL	1 22/0,48	1600 Tesla	Begrunnelse 2	480 vs 400	Plug	Eidsiva Nett (Elvia)
Skei	5155 ELBIL	1 22/0,48	1250 Tesla	Begrunnelse 2	480 vs 400	Plug	Sunnfjord Energi
Mosjøen	5191 ELBIL	1 11/0,48	1250 Tesla	Begrunnelse 2	480 vs 400	Plug	Helgelad Kraftnett
Liertoppen	5218 ELBIL	2 22/0,48	1600 Tesla	Begrunnelse 2	480 vs 400	Plug	Glitre Energi Nett
Langrønningen i Bamble	7291 ELBIL	1 22/0,48	2000 Tesla	Begrunnelse 2	480 vs 400	Plug	Skagerak Energi
Aksdal i Tysvær	7347 ELBIL	1 22/0,48	1600 Tesla	Begrunnelse 2	480 vs 400	Plug	Haugaland Kraft Nett
Leira i Nord-Aurdal	7364 ELBIL	1 22/0,48	1600 Tesla	Begrunnelse 2	480 vs 400	Plug	Valdres Energi
Vestby	7369 ELBIL	1 22/0,48	2000 Tesla	Begrunnelse 2	480 vs 400	Plug	Elvia
Notodden	7425 ELBIL	1 11/0,48	2000 Tesla	Begrunnelse 2	480 vs 400	Plug	Everket
Brokelandsheia i Gjerstad	7540 ELBIL	1 22/0,48	2000 Tesla	Begrunnelse 2	480 vs 400	Plug	Agder Energi Nett
Kløfta i Ullensaker	7541 ELBIL	1 22/0,48	2000 Tesla	Begrunnelse 2	480 vs 400	Plug	Elvia
Brekkvasselv i Namsskogan	7542 ELBIL	1 22/0,48	1250 Tesla	Begrunnelse 2	480 vs 400	Plug	Tensio TN
Gjøvik	7543 ELBIL	1 11/0,48	2000 Tesla	Begrunnelse 2	480 vs 400	Plug	Elvia
Fokserød	7553 ELBIL	1 11/0,48	2000 Tesla	Begrunnelse 2	480 vs 400	Plug	Lede Nett
Lyngdal i Agder	7563 ELBIL	1 22/0,48	2000 Tesla	Begrunnelse 2	480 vs 400	Plug	Agder Energi Nett