

# MODELL FOR GROVKALKYLE FOR ANLEGGSKOSTNADER VED TIDLIG- FASE VEILEDNING

Skrevet av:  
Sivert Årestrup Roestad & Øyvind Heltne Alfsvåg

VEILEDER:  
Bernhard Fäßler

Universitetet i Agder, 2023  
Fakultet for teknologi og realfag  
Handelshøyskolen UiA

## Obligatorisk gruppeerklæring

Den enkelte student er selv ansvarlig for å sette seg inn i hva som er lovlige hjelpemidler, retningslinjer for bruk av disse og regler om kildebruk. Erklæringen skal bevisstgjøre studentene på deres ansvar og hvilke konsekvenser fusk kan medføre. Manglende erklæring fritar ikke studentene fra sitt ansvar.

1.	Vi erklærer herved at vår besvarelse er vårt eget arbeid, og at vi ikke har brukt andre kilder eller har mottatt annen hjelp enn det som er nevnt i besvarelsen.	Ja
2.	<b>Vi erklærer videre at denne besvarelsen:</b> <ul style="list-style-type: none"><li>• Ikke har vært brukt til annen eksamen ved annen avdeling/ universitet/høgskole innenlands eller utenlands.</li><li>• Ikke refererer til andres arbeid uten at det er oppgitt.</li><li>• Ikke refererer til eget tidligere arbeid uten at det er oppgitt.</li><li>• Har alle referansene oppgitt i litteraturlisten.</li><li>• Ikke er en kopi, duplikat eller avskrift av andres arbeid eller besvarelse.</li></ul>	Ja
3.	Vi er kjent med at brudd på ovennevnte er å betrakte som fusk og kan medføre annullering av eksamen og utestengelse fra universiteter og høgskoler i Norge, jf. Universitets- og høgskoleloven §§4-7 og 4-8 og Forskrift om eksamen §§ 31.	Ja
4.	Vi er kjent med at alle innleverte oppgaver kan bli plagiatkontrollert.	Ja
5.	Vi er kjent med at Universitetet i Agder vil behandle alle saker hvor det forligger mistanke om fusk etter høgskolens retningslinjer for behandling av saker om fusk.	Ja
6.	Vi har satt oss inn i regler og retningslinjer i bruk av kilder og referanser på biblioteket sine nettsider.	Ja
7.	Vi har i flertall blitt enige om at innsatsen innad i gruppen er merkbart forskjellig og ønsker dermed å vurderes individuelt. Ordinært vurderes alle deltakere i prosjektet samlet.	Nei

## Publiseringsavtale

Fullmakt til elektronisk publisering av oppgaven Forfatter(ne) har opphavsrett til oppgaven. Det betyr blant annet enerett til å gjøre verket tilgjengelig for allmennheten (Åndsverkloven. §2). Oppgaver som er unntatt offentlighet eller taushetsbelagt/konfidensiell vil ikke bli publisert.

Vi gir herved Universitetet i Agder en vederlagsfri rett til å gjøre oppgaven tilgjengelig for elektronisk publisering:	Ja
Er oppgaven båndlagt (konfidensiell)?	Nei
Er oppgaven unntatt offentlighet?	Nei

# Forord

Denne masteroppgaven gjennomføres som et avsluttende arbeid ved sivilingeniørstudiet Industriell Økonomi og Teknologiledelse ved Universitetet i Agder. Arbeidet er utført våren 2023 i fjerde og siste semester.

Valget av oppgave har bakgrunn i de to forfatternes tekniske bakgrunn i henholdsvis Fornybar Energi - Energiteknikk ved UiA og Elektroingeniør - Elkraftteknikk ved NTNU. Denne kunnskapen er satt sammen med opparbeidet økonomisk kompetanse ved masterstudiet ved UiA, og legger til rette for et studie i skjæringspunktet mellom teknologi og økonomi i Glitre Nett. Utviklingen av modellen i oppgaven antas å påvirke tilknytningsprosessen og ny distribusjon av strøm i Agder regionen i dag og i fremtiden.

Vi vil rette en stor takk til våre eksterne veiledere i Glitre Nett Per-Oddvar Osland, Morten Råna og Frode Karstein Novik for god oppfølging og nyttig sparring i forhold til utviklingen av vår oppgave. Samarbeidet har utvilsomt økt nyttefaktoren til produktet og har vært motiverende og lærerikt. Deltagelse på prosjektmøter i henhold til utviklingen av DataArena der ansatte i Glitre Nett har tatt seg tid til å komme med tilbakemeldinger på prosjektet vårt har også vært til stor hjelp. De gode diskusjonene som har oppstått i disse møtene har hatt stor verdi for oss i vårt arbeid. Vi vil også rette en takk til øvrige ansatte i Glitre Nett som har tatt seg tid til å svare og bidra med sin kunnskap. Sist men ikke minst vil vi takke vår interne veileder, Bernhard Fäßler. Takk for gode diskusjoner og konstruktive innspill til oppgaven.

Avslutningsvis vil vi rette en stor takk til familie og venner som har hjulpet oss med gjennomlesning av oppgaven for å gjøre den forståelig for et større publikum.

*Grimstad, 19.05.2023*



Sivert Årestrup Roestad



Øyvind Heltne Alfsvåg

# Sammendrag

Elektrifiseringen av samfunnet og fremvekst av ny næringsvirksomhet har gitt nettselskapene en stor økning i tilknytningsforespørsler til strømmettet. For at nettselskapene skal kunne håndtere det økende trykket er det nødvendig med en optimalisering av prosessen for nettilknytning. Digitalisering og effektivisering gjennom utviklingen av bransjenormer og stadig mer avanserte verktøy er under kontinuerlig utvikling i bransjen. I denne sammenheng er det for øyeblikket flere kapasitetskartløsninger under utvikling. Kapasitetskartene er verktøy kunden og nettselskap kan nyttegjøre seg av under de tidlige fasene av tilknytningsprosessen. Her vil det deles informasjon om nettstrukturen til konsesjonshavende nettselskap, og kunden kan bruke denne informasjonen som grunnlag for å vurdere tilknytningsalternativer.

Oppgaven omhandler muligheten for å implementere en automatisk grovkalkyle for anleggskostnader ved tilknytningsforespørsler. Dette skal gi kunden et tidlig og uforpliktende kostnadsestimat for nettilknytning. Denne tjenesten vil operere som en sparringspartner for kunden under de tidlige fasene av prosjektet.

For å besvare problemstillingen, gjennomføres en case studie for å estimere anleggskostnadene ved tilknytning gjennom bruken av grovkalkylen. Det brukes en induktiv tilnærming til kvalitative kostnadsdata fra REN for å bygge opp kostnadsmodellen. For å avgrense oppgavens størrelse er det gjort en vurdering om at oppgaven bare skal omhandle nettilknytninger i størrelsesorden 1-10 MW.

Utredningen viser at digitalisering og standardisering av tilknytningsprosessen gjennom en felles portal for nettilknytninger, gjør det lettere å sørge for likebehandling på tvers av nettselskap. Ved å tilby kunden kapasitetskart i samspill med et estimat for anleggskostnader tidlig i tilknytningsprosessen, vil kunden få et godt utgangspunkt for å vurdere flere tilknytningsalternativer og om det er aktuelt å gå videre med prosjektet. Et slikt verktøy vil kunne sørge for en mer oversiktlig tilknytningsprosess og frigjøre ressurser i nettselskapet.

# Abstract

The electrification of society and the emergence of new industries have resulted in a significant increase in connection requests to the power grid. To manage this increasing pressure, optimization of the grid connection process is necessary. Digitalization and efficiency through the development of industry standards and advanced tools are continuously evolving in the industry. In this context, there are currently several solutions for capacity maps under development. Capacity maps are tools that customers and grid companies can use during the early stages of the connection process. Information about grid structure of the licensed grid company is shared, and the customer can use this information as a foundation for the evaluation of connection alternatives.

The task at hand is to explore the possibility of implementing an automatic rough calculation of construction costs for connection requests, which will provide the customer with an early and non-binding cost estimate for grid connection. This service will operate as a training companion for the customer during the early stages of the project.

To address this issue, a case study is conducted to estimate construction costs using the rough calculation. An inductive approach is used to develop a cost model based on qualitative cost data from REN. To limit the scope of the task, grid connections in the range of 1-10 MW are considered.

The study shows that digitalization and standardization of the connection process through a common portal for grid connections make it easier to ensure equal treatment across grid companies. By providing the customer with capacity maps in conjunction with a construction cost estimate early in the connection process, the customer will have a good foundation for evaluating several connection alternatives and whether to proceed with the project. Such a tool can ensure a more manageable connection process and optimize resource allocation in the grid company.

# Innhold

<b>Forord</b>	<b>ii</b>
<b>Sammendrag</b>	<b>iii</b>
<b>Abstract</b>	<b>iv</b>
<b>Figurliste</b>	<b>ix</b>
<b>Tabelliste</b>	<b>x</b>
<b>1 Introduksjon</b>	<b>1</b>
1.1 Relevans . . . . .	2
1.2 Problemstilling . . . . .	3
1.3 Avgrensninger . . . . .	4
<b>2 Teoretisk rammeverk</b>	<b>6</b>
2.1 Kraftnettets oppbygging . . . . .	6
2.1.1 Begrensninger i strømmettet . . . . .	8
2.1.2 Transformatorens funksjon i strømmettet . . . . .	9
2.1.3 Glitre Nett som nettselskap . . . . .	10
2.1.4 Hvordan Glitre Nett bygger opp sitt nett . . . . .	10
2.2 Ansvarsområder og lovverk i strømmettet . . . . .	11
2.2.1 Nettselskapets rolle . . . . .	11
2.2.2 Anleggskonsesjon . . . . .	12
2.2.3 Kraftsensitiv informasjon . . . . .	12
2.2.4 Tilknytningsplikt . . . . .	13
2.2.5 Anleggsbidrag . . . . .	14
2.2.6 Anleggsbidrag vs. anleggskostnad . . . . .	14
2.2.7 Tilknytningsprosessen . . . . .	15
2.3 Eksisterende kapasitetskart . . . . .	17
2.3.1 Kapasitetskarttjenester i Norge og utland . . . . .	17
2.3.2 Glitre Netts målsetninger for kapasitetskartet . . . . .	19
2.4 Økonomiske modeller . . . . .	20
2.4.1 Modellering . . . . .	20
2.4.2 Risikostyring og usikkerhetsanalyse . . . . .	20
2.4.3 Kostnader og usikkerhet . . . . .	21
2.4.4 REN . . . . .	22

<b>3</b>	<b>Metode</b>	<b>23</b>
3.1	Forskningsdesign . . . . .	24
3.1.1	Intensivt forskningsdesign . . . . .	24
3.1.2	Forskningshensikt . . . . .	25
3.1.3	Forskningstilnærming . . . . .	26
3.1.4	Tidsperspektiv . . . . .	26
3.1.5	Hoveddesign . . . . .	27
3.2	Datainnsamling og databehandling . . . . .	27
3.2.1	Kvalitativ eller kvantitativ . . . . .	27
3.2.2	Primær- og sekundær data . . . . .	28
3.2.3	Databehandling . . . . .	28
3.3	Vurdering av empiri . . . . .	33
3.3.1	Reliabilitet . . . . .	33
3.3.2	Validitet . . . . .	34
<b>4</b>	<b>Tilknytningscaser</b>	<b>36</b>
4.1	Kundens tilknytningspunkt . . . . .	36
4.2	Case 1 . . . . .	37
4.3	Case 2 . . . . .	37
4.4	Case 3 . . . . .	38
4.5	Case 4 . . . . .	39
<b>5</b>	<b>Resultater</b>	<b>41</b>
5.1	Matematisk fremstilling av modell for anleggskostnad . . . . .	41
5.2	Caseresultater . . . . .	45
5.2.1	Case 1 . . . . .	45
5.2.2	Case 2 . . . . .	46
5.2.3	Case 3 . . . . .	48
5.2.4	Case 4 . . . . .	49
<b>6</b>	<b>Diskusjon</b>	<b>51</b>
6.1	Vurdering av oppgavens funn . . . . .	51
6.1.1	Grovkalkylens oppbygging . . . . .	51
6.1.2	Grovkalkylens samspill med DataArena . . . . .	52
6.1.3	Anleggsbidragets begrensninger ved tidligfase veiledning	53
6.2	Case diskusjon . . . . .	53
6.2.1	Case 1 . . . . .	53
6.2.2	Case 2 . . . . .	55
6.2.3	Case 3 . . . . .	57
6.2.4	Case 4 . . . . .	59
6.3	Tidligfase veiledning . . . . .	61

<b>7 Konklusjon</b>	<b>64</b>
7.1 Oppgavens funn . . . . .	64
7.2 Begrensninger ved oppgaven og forslag til videre utvikling . . .	65
<b>Referanseliste</b>	<b>66</b>
<b>Vedlegg</b>	<b>69</b>
<b>A Grovkalkyle for anleggskostnad</b>	<b>69</b>
<b>B Anleggskostnad case 1</b>	<b>70</b>
<b>C Anleggskostnad case 2</b>	<b>71</b>
<b>D Anleggskostnad case 3</b>	<b>72</b>
<b>E Anleggskostnad case 4</b>	<b>73</b>



# Figurer

1.1	Generisk koblings skjema som indikerer hvilket nettområde oppgaven omhandler . . . . .	5
2.1	Nettnivåene i det norske strømmettet med vanligste spenningsnivå og mengde utbygd strømmett (NOU, 2022) . . . . .	7
2.2	Eksempel på transformatorstasjon (Glitre Nett, 2023a) . . . . .	9
2.3	Eksempel på frittstående nettstasjon (Møre Trafo, 2013) . . . . .	10
2.4	Kraftsystemets oppbygging . . . . .	11
2.5	Den overordnede prosessen for tilknytning av større kunder til strømmettet (DNV, 2021) . . . . .	16
2.6	Brukergrensesnitt for DataArena slik det ser ut for Kristiansand sentrum mai 2023 (Glitre Nett, 2023b) . . . . .	19
2.7	Kundereise gjennom tilknytningsprosessen (DNV, 2021) . . . . .	20
2.8	Ramme for usikkerhet beskrevet ved hjelp av en S-kurve (Austeng, Midtbø mfl., 2005) . . . . .	22
3.1	Kriterier for oppbygging av en god problemstilling satt opp som et tankekart på bakgrunn av Busch (2018) sine 6 kriterier . . . . .	23
3.2	Kostnadsfordeling i grøfter med ulik lokasjon. Hentet fra Tabell 21 i Sintef Energi (2021). . . . .	30
3.3	Oppbygging av grøftekostnader ved legging av kabel i byområde. Hentet fra Tabell 22 i Sintef Energi (2021). . . . .	31
3.4	Oppbygging av grøftekostnader ved legging av kabel i terreng klassifisert som landsbygd. Hentet fra Tabell 23 i Sintef Energi (2021). . . . .	31
4.1	Hvordan nettstrukturen for kunde uten (venstre) og med (høyre) anleggskonsesjon kan se ut . . . . .	36
4.2	Koblings skjema viser tilknytning ved case 1 der kunde ikke har egen anleggskonsesjon . . . . .	37
4.3	Koblings skjema viser tilknytning ved case 2 der kunde har egen anleggskonsesjon . . . . .	38
4.4	Koblings skjema viser tilknytning ved case 3 der kunde ikke har egen anleggskonsesjon . . . . .	39
4.5	Koblings skjema viser tilknytning ved case 4 der kunde ikke har egen anleggskonsesjon . . . . .	40

5.1	Den økonomiske modellen fremstilt som et forenklet blokkdiagram for enkel forståelse av hvilke elementer som inngår i modellen	41
5.2	Kostnadsutvikling av de ulike leddene i modellen basert på kostnadsdriveren i hvert enkelt ledd	42
5.3	Kostnadsutviklingen ved utbygging av luft- og kabelanlegg i 22 kV DN i forhold til avstand. Grafen representerer leddet $[k_0+ax_1]$ i Ligning 5.1.	43
5.4	Kostnadstrinn ved utbygging av ulike kapasiteter i nettstasjon. Grafen representerer leddet $[F(x_2)]$ i Ligning 5.1.	44
5.5	Kostnadsutviklingen ved oppgradering av transformator i transformatorstasjon på nettnivå 22/132 kV. Grafen representerer leddet $[bx_3]$ i Ligning 5.1.	45
5.6	Illustrerer kostnadsfordelingen og usikkerheten mellom de forskjellige komponentpakkene for case 1	46
5.7	Illustrerer kostnadsfordelingen og usikkerheten mellom de forskjellige komponentpakkene for case 2	47
5.8	Illustrerer kostnadsfordelingen og usikkerheten mellom de forskjellige komponentpakkene for case 3	48
5.9	Illustrerer kostnadsfordelingen og usikkerheten mellom de forskjellige komponentpakkene for case 4	50
6.1	Visualisering av hvordan anleggsbidraget for scenariet i case 1 kan fordele seg	55
6.2	Visualisering av hvordan anleggsbidraget for scenariet i case 2 kan fordele seg	57
6.3	Visualisering av hvordan anleggsbidraget for scenariet i case 3 kan fordele seg	59
6.4	Visualisering av hvordan anleggsbidraget for scenariet i case 4 kan fordele seg	61
A.1	Grovkalkyle for anleggskostnad. I fremvisningen brukes det referanseverdier på 1 for å vise alle operasjonene som utføres. Modellen er dynamisk og produserer et estimat for anleggskostnaden utifra parametrene i øverste seksjon.	69
B.1	Grovkalkyle av anleggskostnad ved case 1	70
C.1	Grovkalkyle av anleggskostnad ved case 2	71
D.1	Grovkalkyle av anleggskostnad ved case 3	72
E.1	Grovkalkyle av anleggskostnad ved case 4	73

# Tabeller

2.1	Tabellen gir en oversikt over eksisterende kapasitetskartstjenester i inn- og utland. Tabellen er sist oppdatert 15.05.23. . . . .	18
5.1	Grovkalkyle av anleggskostnad for kunde i case 1. Fullstendig grovkalkyle kan ses i Vedlegg B. . . . .	46
5.2	Grovkalkyle av anleggskostnad for kunde i case 2. Fullstendig grovkalkyle kan ses i Vedlegg C. . . . .	47
5.3	Grovkalkyle av anleggskostnad for kunde i case 3. Fullstendig grovkalkyle kan ses i Vedlegg D. . . . .	48
5.4	Grovkalkyle av anleggskostnad for kunde i case 4. Fullstendig grovkalkyle kan ses i Vedlegg E. . . . .	49
6.1	Viser antatt anleggskostnad som vil beløpe seg for å gi kunden tilgang på søkt kapasitet for case 1 . . . . .	54
6.2	Viser antatt anleggskostnad som vil beløpe seg for å gi kunden tilgang på søkt kapasitet for case 2 . . . . .	56
6.3	Viser antatt anleggskostnad som vil beløpe seg for å gi kunden tilgang på søkt kapasitet for case 3 . . . . .	58
6.4	Viser antatt anleggskostnad som vil beløpe seg for å gi kunden tilgang på søkt kapasitet ved alternativt tilknytningspunkt for case 4 . . . . .	60
6.5	Viser antatt anleggskostnad som vil beløpe seg for å gi kunden tilgang på søkt kapasitet for case 4 . . . . .	60

# 1. Introduksjon

I dagens samfunn er klimaendringer, global oppvarming og det grønne skiftet sentrale tema i industrien og politikken. I Norge i dag er rundt 50 % av den samlede energibruken av elektrisk karakter. De nærmeste årene vil denne andelen økes dramatisk (NVE, 2021). Det er viktig at denne elektrifiseringen fortsetter med en grønn og bærekraftig karakter. Bærekraft defineres som: «... utvikling som imøtekommer dagens behov uten å ødelegge mulighetene for at kommende generasjoner skal få dekket sine behov»(Brundtland & Dahl, 1987). Et av nøkkelpunktene i definisjonen er: «Ideen om begrensningene som dagens teknologi og sosial organisering legger på miljøets muligheter til å imøtekomme dagens og fremtidens behov.»(Brundtland & Dahl, 1987)

Elektrifiseringen av samfunnet vil gi Norge en økning i forbruksvekst som er dobbelt så høy som de siste 20 årene. Med dette som grunnlag vil forbruket vokse med 36 TWh, fra 138 TWh i dag til 174TWh i 2040 (Statnett, 2023a). Mye av denne økningen kommer som en direkte konsekvens av at Norge innen 2030 skal ha gjort betydelige kutt i ikke-kvotepliktige utslipp. Dette er utslipp som i stor grad omfatter trafikksektor, bygg- og anlegg, energiforsyning og deler av industrien (Miljødirektoratet, 2020). En elektrifisering av samfunnet og kutt i sektorene som Klimakur rapporten 2030 beskriver, krever god koordinering i videre utbygging av strømmettet (Miljødirektoratet, 2020).

Dagens situasjon i strømmettet er slik at det produseres nok strøm til å møte nåværende etterspørsel, men strømmettet i Norge kan ikke dimensjoneres etter strømforbruket i seg selv. Nettet må dimensjoneres etter effekttoppene i forbruket. I Norge vil en slik dimensjonering påvirkes sterkt av årstider som gir et betydelig behov for oppvarming. Dette gjør at nettet må dimensjoneres etter en energiforespørsel som trolig bare forekommer et par ganger årlig. Denne kapasiteten må ytterligere utvides for å møte kravene i den eksisterende etterspørselen, samtidig som at det skal gi plass til nye tilknytninger. Skal elektrifiseringen i Norge fortsette må produksjonen økes i takt med tilknytningsfarten og utbyggingen av strømmettet. Skjer ikke dette sier prognosene i Statnett (2022a) at energioverskuddet kan være borte i løpet av fem år.

Forbruksveksten i dag består i stor grad av nye virksomheter og verdikjedeutvidelser i eksisterende prosesser. En av årsakene er at internasjonale aktører ønsker økt elektrifisering og kutting av utslipp, for å oppnå dette er flytting av industriell aktivitet fra utlandet til Norge et attraktivt alternativ. Dette gjø-

res i stor grad for å øke virksomhetenes praksis. Det kan i denne sammenheng forventes en forbruksøkning fra de involverte aktørene for å kutte utslipp i eksisterende virksomheter (Statnett, 2023a). Transportsektoren elektrifiseres også kraftig, noe som gir stort behov for ladepunkter langs veinettet (Miljødirektoratet, 2020). Forbruksplanene er flest og størst i Sør-Norge, der konsentrasjonen av utvikling skjer ved eksisterende industri og energiklynger i kystnære strøk (Statnett, 2023a).

## 1.1 Relevans

Det er et sikkert utviklingstrekk i bransjen at elektrifiseringen i Norge har gitt, og kommer til å gi en sterk økning i forespørsler om tilknytning til nettet. Det er en særlig økning i mellomstore tilknytninger i nettet som gjerne ligger i størrelsesorden 1-10 MW. Dette har ført til at det må bygges særlig kunnskap i bransjen om elektrifisering i dette tilkoblings sjiktet (Research Council of Norway, 2022). Nettselskapenes prosesser for behandling av tilknytningssaker er ikke tilpasset de foreliggende politiske ambisjonene og planer for utbygging (Research Council of Norway, 2022). For at nettselskapene skal kunne svare på det store tilknytningstrykket er det behov for utvikling av nye analyseverktøy som tilgjengeliggjør informasjon til utbyggere, og som hjelper nettselskapene med å få ressursene til å strekke til ved det økende effektbehovet. I denne sammenheng er hvordan midler som ny teknologi i form av datakilder og programvare kan utnyttes for bedre utbygging av strømmettet viktig å utforske.

Kunnskap og informasjon vil være viktige i den videre teknologiske utviklingen i håndteringen av tilknytningsprosessen. Ideen om kapasitetskart har i senere tid kommet frem i lyset som en måte å informere kunder om ledig kapasitet i strømmettet. Kapasitetskartet gir muligheten til effektiv deling av nettinformasjon med mulighet for kontinuerlig oppdatering (NOU, 2022). I arbeidet med utviklingen kreves det tydelige retningslinjer for deling av informasjon. Dette gjelder særlig hensyn til kraftsensitiv informasjon (NOU, 2022).

For å imøtekomme utviklingen i nettet og fortsette den teknologiske utviklingen satser Glitre Nett på sin egen kapasitetskart løsning DataArena. DataArena har til hensikt å gi informasjon og opplysninger om status for nettkapasitet til kunden i det elektriske strømmettet til Glitre Nett i deres konsesjonsområde i Agder (Research Council of Norway, 2022). Dette skal gjøres ved å utnytte og integrere data og modeller fra nettselskapet og ulike samfunnsaktører, presentere informasjonen i en kartbasert løsning der det tilbys en dialog rundt utbyggingsprosjekter (Research Council of Norway, 2022).

Kapasitetskartløsningen DataArena vil inngå i prosessen for tidligfase veiledning ved nettilknytning. Kapasitetskartet vil fremstå som et informasjonsinn-

hentings verktøy for tilkoblende kunde. Her vil det gis informasjon om utviklingen i nettet, reservasjoner i nettet og et estimat for anleggskostnader ved tilknytning av en oppgitt kapasitet og lokasjon. Automatiseringen og digitaliseringen av disse prosessene som tidligere foregikk manuelt vil øke nettselskapets ressurseffektivitet. For nettselskapet vil et kapasitetskart med en automatisk grovkalkyle for anleggskostnad spare tid, kostnad og tilby kunden veiledning i tidlig fase av prosjektet.

Prosjekt DataArena inngår som en del av FoU-prosjektet DataArena, støttet av Norges Forskningsråd (NFR) (Glitre Nett, 2023b). Forskningsrådets Energi X-programmet er rettet mot å støtte opp under regjeringens gjeldende energi og klimapolitikk. Det er en tilrettelegger for bedre forskning for å underbygge et helhetlig energisystem som ivaretar bærekraft og naturmiljø (Olje- og energidepartementet, 2021a). Resultatet fra oppgaven vil gi et vesentlig bidrag til videre arbeid med DataArena. Resultatet vil kunne danne grunnlaget for effektivisering av prosessen for tilknytning, noe som vil være positivt for både Glitre Nett og nettselskapets kunder.

## 1.2 Problemstilling

Med bakgrunn i omfang og avgrensninger er det formulert følgende problemstilling:

**Hvordan kan en automatisk grovkalkyle for anleggskostnader brukes i starten av tilknytningsprosessen i distribusjonsnett for å veilede mellomstore kunder og effektivisere prosessen for nettselskapet?**

For å svare på problemstillingen er det utarbeidet følgende forskningsspørsmål som svares på gjennom oppgaven:

1. Hva kjennetegner tilknytningsprosessen for mellomstore tilknytninger i dagens nett?
2. Hvilket utbytte gir kapasitetskart i samspill med et grovt kostnadsoverslag til kunder og nettselskap i tilknytningsprosessen?

Det vil gjennom oppgaven utarbeides en økonomisk modell som vil kunne gi en grovkalkyle for anleggskostnader ved kundens ønske om tilknytning til strømmettet. Modellen skal anvendes i case med konkrete kostnader for kobling mellom nettselskapets nett og kundens anlegg.

## 1.3 Avgrensninger

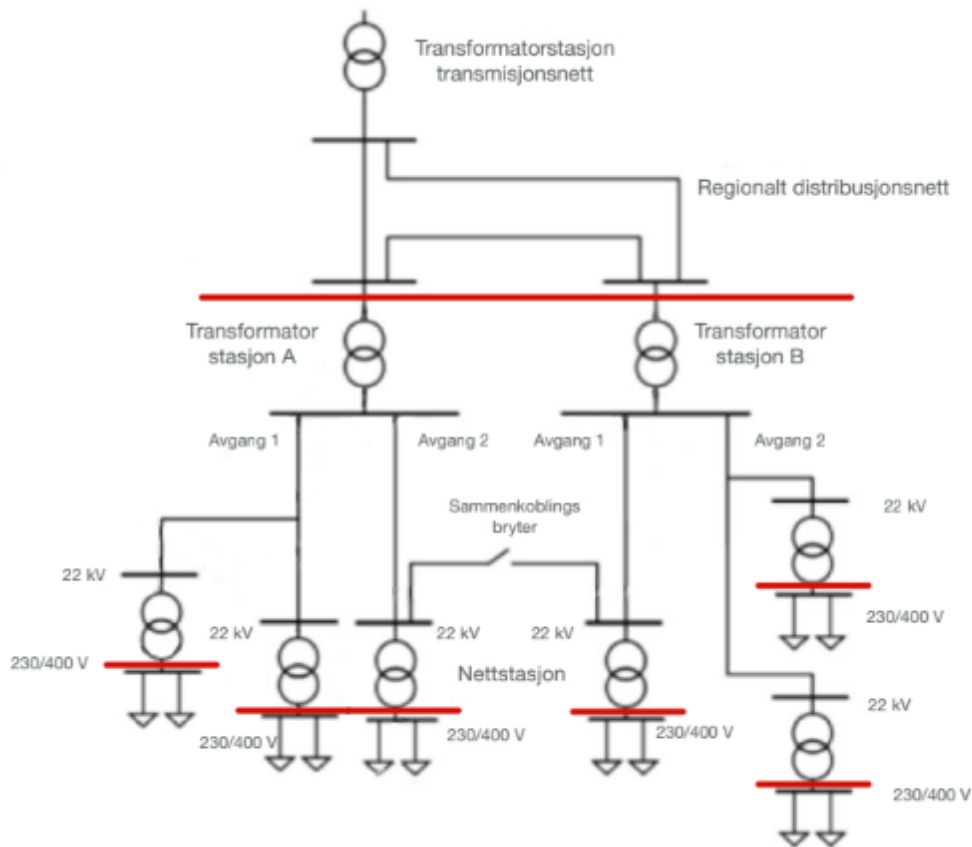
Oppgaven avgrenses til et fokus på større tilknytninger i nettselskapets distribusjonsnett og overgang til regionalnett, med et fokus på effektuttak i størrelsesorden fra 1-10 MW. Det er her hovedmålet å lage en økonomisk modell og grov kostnadskalkyle som er forenelig med tilknytningsprosessen av ny kunde. Dette skal være et verktøy til bruk i tidligfase veiledning, som ikke er bindende forespørsler om tilknytninger i nettet.

For å starte fra høyest til lavest nettnivå vil ikke oppgaven ta for seg oppgraderinger eller kapasitetøkning i overliggende transmisjonsnett eid og distribuert av Statnett da dette ligger utenfor ansvarsområdet til Glitre Nett. Heller ikke oppgradering av tverrsnitt i eksisterende regionalnettslinje eller utbygging av ny linje på dette nettnivået. Oppgavens kalkyle starter først å ta hensyn til oppgraderinger i nettstrukturen ved transformatorstasjon som omfatter skalering av spenning mellom 22/132 kV. Videre vil den omfatte oppgraderinger i distribusjonsnett og nettstasjoner. I Bransjenorm for nettilknytning av DNV (2021) defineres effektuttaksspennet oppgaven omhandler til å ligge i skjæringspunktet mellomstore til store tilknytninger, der majoriteten vil ligge i mellomstore tilknytninger. Bestemmelsen av tilknytningskategori er ikke alltid ensbetydende med stor effektutbygging, det handler i like stor grad om tiltakene som må gjøres i nettet før tilknytning, hvilke deler av det eksisterende nettet trenger oppgraderinger eller utbygging ved implementering av kunde. Oppgavens fokus på oppgradering i ligger spennet 1-10 MW effektuttak, noe som vil kreve inngrep i nettstrukturen. Dette er med å plassere oppgaven i mellomstore tilknytninger i strømmettet. Kategoriene begrunnes med at tilknytningen gjerne krever tiltak i distribusjonsnett og i noen tilfeller regionalt distribusjonsnett. Typiske utbygginger i disse kategoriene kan være kraftkrevende industri eller ladeinfrastruktur.

Alder på linjer og transformatorer vil ikke tas hensyn til i oppgaven. Denne problemstillingen blir først aktuell om utbyggingen går et steg videre og behandles av en saksbehandler som gir et spesifikt tilbud. Det skal tas hensyn til at oppgaven baserer seg på en grovkalkyle som naturlig nok vil være befestet med en god del usikkerhet. Oppgaven prøver på best mulig måte å kvantifisere usikkerheter tidlig i tilknytningen. Mye av denne usikkerheten er tilstede helt frem til det blir koblet på saksbehandler. Usikkerheten vil heller ikke da forsvinne, men den vil håndteres gjennom dialog mellom de involverte aktørene. Tilknytningssøknaden er da over i en fase der det er blitt et forpliktende tilbud. Tilknytningen er da utenfor oppgavens fokusområde.

Som en oppsummering vil oppgaven se på kostnader for utbygging i transformatorstasjon med transformering mellom spenningsstørrelsene 22-132 kV, distri-

busjonsnett, nettstasjon på distribusjonsnett nivå. Oppgavens avgrensning vises i koblingsskjema og omhandler strømmettet som ligger mellom de røde strekene i Figur 1.1. Den lange røde streken i toppen viser starten på avgrensningen og er tegnet inn mellom regionalt distribusjonsnett og transformatorstasjon i transformatorstasjon A og B. De kortere røde strekene skiller transformator i nettstasjon fra kundens tilknytningspunkt på lavspentsiden i nettstasjon.



Figur 1.1: Generisk koblingsskjema som indikerer hvilket nettområde oppgaven omhandler



## 2. Teoretisk rammeverk

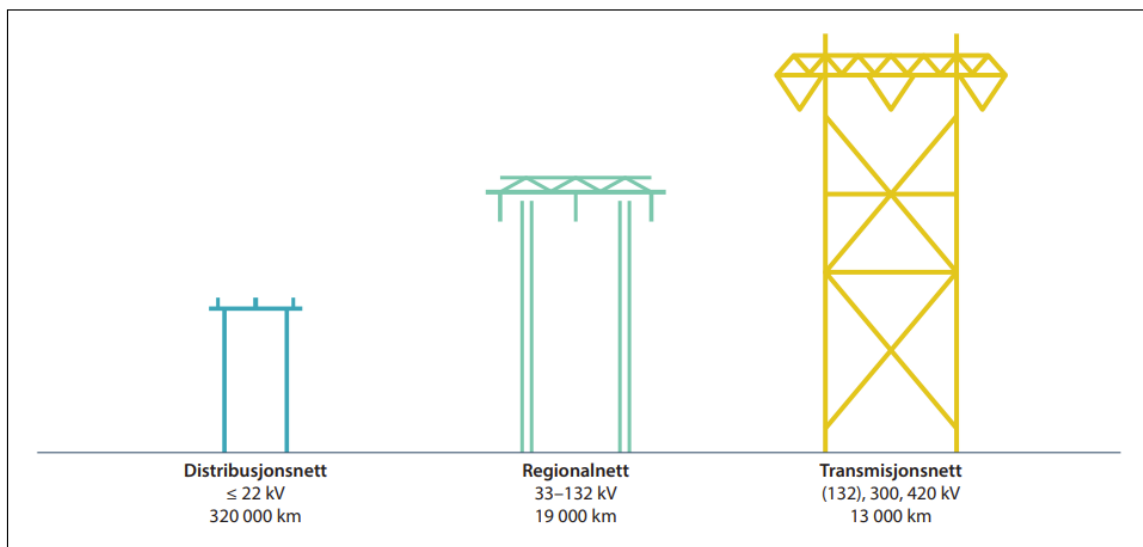
I dette kapitlet presenteres det nødvendige begrepsapparatet for å forstå, og kunne svare på problemstillingen. Det teoretiske rammeverket er delt i fire deler. Det vil starte med en beskrivelse av det norske kraftnett, der nødvendig struktur av strømmettet vil bli presentert og beskrevet. Del to belyser nettselskapets ansvarsområde og sentralt lovverk som omhandler tilknytninger i strømmettet. Del tre gir en oversikt over et utvalg kapasitetskartløsninger som er i bruk i dag. Her vil det bli presentert både norske og utenlandske løsninger. Den fjerde og siste delen vil bestå av nødvendige begreper og informasjon om faktorer som påvirker oppbyggingen av den økonomiske modellen i oppgaven. Sammen vil de fire delene i teoretisk rammeverk, og introduksjonen, gi en grunnleggende forståelse av dagens situasjon, og hvilken rolle oppgaven har for videre arbeid og utvikling på fagfeltet.

### 2.1 Kraftnettets oppbygging

Det norske strømmettet strekker seg over hele landet, med flere koblinger til utlandet (Olje- og energidepartementet, 2021b). Norge er en del av det nordiske kraftmarkedet Nord Pool med direkte kobling til blant annet Sverige, Danmark og Tyskland (Statnett, 2023b). Koblingen til et større kraftnett med mange ulike energikilder sikrer økt stabilitet og forutsigbarhet i strømmettet. Strøm er ferskvare, og må brukes i det øyeblikket det produseres (Olje- og energidepartementet, 2021b). Det må derfor være balanse mellom hvor mye strøm som produseres og forbrukes, noe som setter høye krav til strømmettet. Dette gjør seg spesielt gjeldende i dagens samfunn der det planlegges store mengder ikke regulerbar fornybar energi. Dette gjør at det må skje en omstilling i kraftnett der det går mot større fleksibilitet i forbruket, samtidig som eksisterende kapasitet bør økes og utnyttes bedre (Statnett, 2022b).

Det norske strømmettet er fordelt på tre nettnivå som på fagspråket kjennetegnes ved transmisjonsnett, regionalnett og distribusjonsnett (Olje- og energidepartementet, 2021b). Transmisjonsnettet utgjør hovedveiene i det norske strømmettet og er landsdekkende. Dette er også vår tilkobling til det nordiske kraftmarkedet for import og eksport av strøm. Import og eksport skjer etter hva det norske behovet er på det gitte tidspunktet (Energifakta Norge, 2019). Transmisjonsnettet (TN) har utelukkende høyt spenningsnivå, vanligvis 300-420 kV (Energifakta Norge, 2019). I Norge er det Statnett som er tildelt rollen

som transmisjonssystemoperatør. I et slikt ansvar ligger drift og utbygging av sentralnett, koordinering med utenlandske energimarked, samt et overordnet ansvar for driftssikkerhet i det norske kraftnettet (Statnett, 2022b). Distribusjonsnettet (DN) er det lokale nettet som fører strømmen ut til kunder, private husholdninger, skoler og arbeidsplasser. DN er delt i en høyspent del og en lavspent del. Høyspentdelen har gjerne en spenning i størrelsesorden 22 kV. Lavspent delen klassifiseres som det som ligger under 1 kV og ligger normalt på 230-400 V (Energifakta Norge, 2019). Regionalnettet (RN) er nettet som binder de to øvrige delene av nettet sammen og har vanligvis et spenningsnivå på 33-132 kV (Energifakta Norge, 2019).



Figur 2.1: Nettnivåene i det norske strømnettet med vanligste spenningsnivå og mengde utbygd strømnett (NOU, 2022)

Statnett er systemansvarlig i norsk kraftforsyning, det vil si at det er deres oppgave å sørge for at produksjon og forbruk er i balanse til enhver tid, samt at kvaliteten er tilfredsstillende (Energifakta Norge, 2019; Olje- og energidepartementet, 2021b). Bygging og investering i strømnettet er dyrt. Det vil heller ikke være lønnsomt med parallelle strømnett som konkurrerer om tjenesten. Dette resulterer i en enkelt netteier i hvert konsesjonsområde, der netteier har monopol (Olje- og energidepartementet, 2021b). For å forhindre utnyttelse er det etablert omfattende regulering av nettselskapene, med NVE som organ for regulering og tilsyn (Olje- og energidepartementet, 2021b).

En del av oppbyggingen av strømnettet omfatter leveringsplikt gjennom energiloven (Lovdata, 1991). Leveringsplikten er en forpliktelse som nettselskapet må følge for å sikre kundene tilgang til strømnettet innenfor deres konsesjonsområde. Leveringsplikten gjør at nettselskapet må gjøre nødvendige tiltak i nettet for å tilfredsstille kundenes rett til tilknytning. Dette gjør at strømnettet må bygges med alternative forsyningsveier som er kjent som et masket nett (Olje-

og energidepartementet, 2008). Hvis det likevel oppstår situasjoner i nettet som gjør at systemet som vanligvis leverer strømmen til kunden ikke kan gjøre det, skal andre deler av nettet kunne dekke behovet til kunden på en tilfredsstillende måte. I praksis betyr dette at om en linje ikke lenger kan forsyne et område skal andre linjer kunne ta over leveringsbyrden. På fagspråket er et slikt nett bygget etter N-1-prinsippet. Nettet vil ha en lav utnyttelse av termisk kapasitet og kan forsyne andre deler av nettet ved feil (NOU, 2022). Omkoblingen av nettet kan bestå av en fysisk bryter eller en digital bryter styrt fra nettsentralen. En omkobling i nettet kan innebære risiko og åpne for sårbarheter i andre deler av nettet. RME beskriver det slik i sin rapport om ansvar for driftskoordinering i kraftsystemet; omkobling kan innebære redusert forsyningssikkerhet og økninger av KILE-kostnader <sup>1</sup>. Har ikke strømmettet leveringssikkerheten etter N-1, kan nettet være bygget etter N-0 prinsippet. Da er det ingen sikring om deler av nettet plutselig skulle kobles ut og nettet vil utnytte den fulle tekniske kapasiteten til komponentene det er bygget opp av (NOU, 2022). Omkoblinger i nettet kan i noen tilfeller medføre utkobling av kunder, eller reduksjon i levering eller produksjon. Dette er noe som må tas hensyn til ved utbygging av nytt nett og gjør at det er viktig med sofistikerte styringsmetoder og digitalisering av et stadig mer komplekst strømnett (Bjørndalen mfl., 2020).

### 2.1.1 Begrensninger i strømmettet

Norge er et langstrakt land med store geografiske forskjeller. Dette gir visse begrensninger for hvordan vi kan bygge strømmettet vårt. I Norge har dette resultert i en budområde-inndeling for å løse utfordringene med overføringskapasitet. Grensesettingen i de fem norske budområdene er satt på en slik måte at de skal håndtere flaskehalsene i strømmettet. Grensene er satt slik at det er tatt høyde for langvarig begrenset kapasitet i nettet. De fysiske begrensningene i nettet er på denne måten tatt høyde for og områder som normalt sett trenger mindre strøm har mindre overføringskapasitet enn områder med behov for større strømflyt (NVE, 2022). Det er mellom budområdene flaskehalsene i det norske nettet oppstår. Flaskehalsene er et resultat av at strømmen ikke alltid produseres der den brukes, slik at den må overføres mellom områder (NVE, 2022). Prisene i de forskjellige budområdene gjenspeiler hvordan strømmen blir overført i strømmettet. Som hovedregel vil kraften flyte fra områder med lav pris til områder med høy pris (NVE, 2022). Prissignalet gir forbrukere og produsenter en pekepinn på hvordan de bør justere forbruket sitt. Over tid vil dette prissignalet gi en indikasjon på hvor oppgraderinger, ny produksjon eller nytt forbruk bør plasseres (NVE, 2022).

---

<sup>1</sup>Kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke-levert energi; reduksjon i inntektsrammen til nettselskap ved avbrudd i strømforsyningen til kundene

## 2.1.2 Transformatorens funksjon i strømnettet

Store deler av norsk kraftproduksjon kommer fra vannkraft. Beliggenheten til kraftverkene er ikke nødvendigvis der strømmen skal brukes. Dette gir Norge et langstrakt kraftnett som trenger løsninger for å minimere nettap. Overføring av kraft over lengre avstander krever høy spenning om det skal unngås store tap i overføringen (Energifakta Norge, 2019; Rosvold, 2022). Det er her transformatoren kommer inn i nettoppbyggingen. Hensikten med en transformator er å omgjøre en spenning fra ett spenningsnivå til et annet. Tapet i nettet øker eksponentielt med økning av energibruk. En dobling av strømmen vil føre til en firdobling av nettapet (NOU, 2022). Fysiske lover gjør at tapet også kan uttrykkes som omvendt proporsjonale med kvadratet av spenningen. Det vil i praksis si at høyere spenning fører til et mindre tap i nettet (Olje- og energidepartementet, 2012). Større avstander vil også gi økt tap på grunn av økt motstand under overføringen. Det samlede tapet i det norske kraftnettet ligger på om lag 10% (Rosvold, 2022). ’



Figur 2.2: Eksempel på transformatorstasjon (Glitre Nett, 2023a)

Utifra hvor i strømnettet transformatoren er plassert, benevnes stasjonene forskjellig. Er en transformator i grensesnittet mellom DN og RN går den som transformatorstasjon, mellom RN og TN vil den typisk omtales som innføringsstasjon mens transformatorene som transformerer spenningen fra høyspent til lavspent i DN vil omtales som nettstasjoner (Rosvold, 2019). Figur 2.2 viser et eksempel på hvordan en transformatorstasjon mellom DN og RN kan se ut. Figur 2.3 viser et eksempel på hvordan en frittstående nettstasjon kan se ut. Nettstasjoner kan også være integrert som en del av en bygning. Oppbyggingen

av nettet og samspillet mellom transformatorstasjoner, nettstasjoner og linjer illustreres senere ved Figur 2.4.



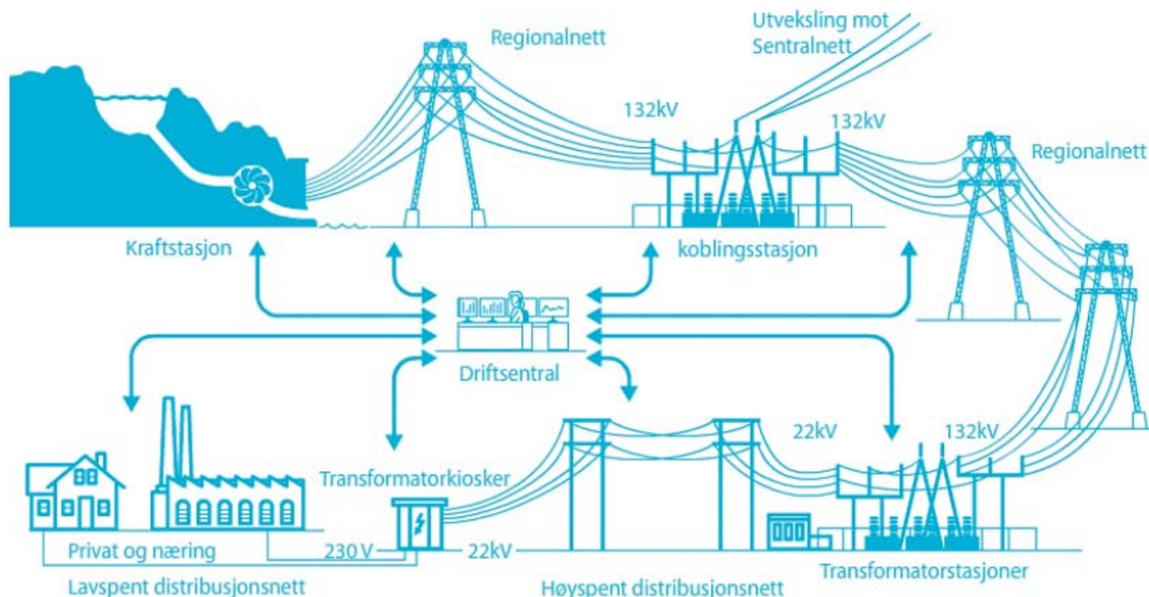
Figur 2.3: Eksempel på frittstående nettstasjon (Møre Trafo, 2013)

### 2.1.3 Glitre Nett som nettselskap

Agder Energi Nett fusjonerte i begynnelsen av 2023 med Glitre Energi Nett og har sammen blitt Glitre Nett. Sammenslåingen, gjør at Glitre Nett har blitt et av landets største nettselskaper med rundt 310 000 nettkunder (Glitre Nett, 2022). Dette gir Glitre Nett en sentral rolle i elektrifiseringen av sør-øst Norge. En stor økning i elektrifiseringstempo i Norge trengs for at klimamålene skal nås. Som sammenslått nettselskap har Glitre Nett mer enn 30 000 km kabel og linje i RN og DN, 133 transformatorstasjoner og mer enn 12 000 nettstasjoner (Glitre Nett, 2022). Arbeidet til Glitre Nett er å finne gode løsninger på å få grønn strøm frem til kundene sine (Glitre Nett, 2022). Økning i tilknytningssaker de siste årene har ført til at Glitre Nett trenger metoder for raskere saksbehandling. Det har resultert i utviklingen av DataArena. Dette skal gjøre det lettere med videre næringssetting i regionen og et viktig bidrag til det grønne skiftet.

### 2.1.4 Hvordan Glitre Nett bygger opp sitt nett

For å lettere kunne forstå casene som kommer i Kapittel 4 vil vi i dette delkapittelet vise hvordan Glitre Nett bygger opp sitt nettanlegg. Oppbyggingen er vist ved Figur 2.4.



Figur 2.4: Kraftsystemets oppbygging

Figur 2.4 viser hvordan nettet til Glitre Nett er koblet sammen. Strøm fra en kraftstasjon, som i illustrasjonens tilfelle er et vannkraftverk, går en høyspent RN-linje til en koblingsstasjon som distribuerer strømmen videre. Fra koblingsstasjonen kan det være tilkoblinger til TN eller andre RN-linjer. Den videre koblingen fra koblingsstasjonen er forsyningslinjer, som er ment å frakte energi over større avstander i overliggende RN og TN og vil med dette ha et høyt spenningsnivå på 33-132 kV. RN-linjen vil etter hvert kobles til en transformatorstasjon for nedjustering av spenning. Videre vil strømmen fraktes i høyspente DN-linjer frem til kunde, typisk skjer dette ved en spenning på 22 kV. Før strømmen når kunden må det ytterligere nedskalering av spenning til, noe som da skjer i nettstasjonen. Nettstasjonen kan være koblet til et boligfelt eller industriområde. Fra nettstasjonen kommer vi ned i det laveste nettnivået, lavspent DN, som ligger på 230-400 V. Dette er den delen av nettet som går rett ut til kunden. Spenningen i lavspent nettet vil være kundespesifikt, industrikunder kan ha behov for høyere spenning enn en vanlig husholdning.

## 2.2 Ansvarsområder og lovverk i strømmettet

Ansvarsområder ved drift og tilknytninger i strømmettet er strengt regulert gjennom lover og forskrifter. Gjennom dette kapitlet blir grunnleggende ansvarsområder og tilhørende lovverk presentert.

### 2.2.1 Nettselskapets rolle

Nettselskapet har ansvar for RN og DN i sitt konsesjonsområde (Energifakta Norge, 2019). Etter definisjon i Forskrift om kontroll av nettvirksomhet §1-3 av Olje- og energi departementet defineres et nettselskap som en «Konsesjonær

*som eier overføringsnett eller har ansvar for netttjenester»* (Lovdata, 1999). Nettselskapet har monopol i sitt område. Som tidligere omtalt er dette strengt regulert slik at nettselskapet har leveringsplikt og det stilles krav til riktig kvalitet og pris (Lovdata, 1999). Leveringskvalitet på kraftoverføring bestemmes av Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet (Leveringskvalitetsforskriften). Om ikke andre avtaler er gjort med nettselskapet er det denne forskriften som håndterer kvalitetsavvik og avbrudd i kraftleveranse gjennom strømmettet (Lovdata, 2004).

### **2.2.2 Anleggskonsesjon**

Et premiss for å vurdere hva som er nettselskapets ansvarsområde og hva som er kundens ansvarsområde ved utbygging, er om kunden skal ha anleggskonsesjon. Nettselskapene tilbyr i utgangspunktet tilknytning på spenningsnivåene 230 V, 400 V, 690 V, 1 kV, 11 kV og 22 kV (DNV, 2021). Dersom kunden etterspør en av disse spenningsnivåene vil nettselskapet normalt være bundet til å tilknytte kunden ved det forespurte spenningsnivået. Dette betyr ikke at nettselskapet er fritatt fra tilknytningsplikten om kunden ønsker et annet spenningsnivå, men heller at de kan tilby tilknytning ved en av de overnevnte spenningsnivåene (Lovdata, 2019). Anleggskonsesjon er en tillatelse til å bygge, eie og drifte et spesifikt nettanlegg (DNV, 2021; Lovdata, 1991). Ønsker kunden andre spenninger enn det nettselskapet tilbyr må kunden selv tilrettelegge for en transformator som tilfredsstillere deres behov. For å kunne gjøre dette kreves det at kunden får anleggskonsesjon etter § 3-1 i Energiloven (Lovdata, 1991).

Et eksempel på tilknytning der kunde trenger egen anleggskonsesjon ved tilknytning kan være ved utbygging av ladestasjoner for elbiler. Grunnen til dette er at enkelte ladestasjoner krever en type spenning som ikke er standard hos nettselskapene. Det kan også forekomme at kunden vil ha mulighet til å kontrollere nettstasjonene som forsyner virksomheten deres, da vil det også være nødvendig med anleggskonsesjon. I slike tilfeller eier nettselskapet nettanlegget fra tilknytningspunktet på høyspentsiden av nettstasjonen. I et tilfelle der kunden ikke ønsker anleggskonsesjon selv vil tilknytningspunktet være på lavspentsiden av nettstasjon. Nettselskapet leverer da nettstasjon med transformator og sørger for tilkobling av kundens lavspentanlegg til transformatorens lavspentside.

### **2.2.3 Kraftsensitiv informasjon**

Kraftsensitiv informasjon går under Forskrift om sikkerhet og beredskap i kraftforsyningen (Kraftberedskapsforskriften) og er underlagt taushetsplikt etter §9-3 i Energiloven (Lovdata, 2013). Her sies det at alle enheter i Kraftforsyningens beredskapsorganisasjon (KBO) skal vurdere sikkerheten ved all behandling av

informasjon om kraftforsyningen (Lovdata, 1991). Med KBO regnes virksomheter som eier og drifter anlegg, system eller annet som er klassifisert etter forskriften, sammen med kraftforsyningens distriktsjefer (KDS) og kraftforsyningens sentrale ledelse (KSL) (Lovdata, 2013). «*Enhetene skal kartlegge hvilken informasjon som er sensitiv, hvor den befinner seg og hvem som har tilgang til den. Det skal etableres effektiv avskjerming og beskyttelse av sensitiv informasjon*»(Lovdata, 1991). Etter Kraftberedskapsforskriften menes kraftsensitiv informasjon som: «*Spesifikk og inngående opplysninger om kraftforsyningen som kan brukes til å skade anlegg, system eller annet eller påvirke funksjoner som har betydning for kraftforsyningen*»(Lovdata, 2013). Med andre ord sikrer Kraftberedskapsforskriften at sensitiv informasjon om kraftforsyningen er forbeholdt aktørene i de ulike konsesjonsområdene. Dette hjelper med å opprettholde en forsvarlig drift, særlig ved avbrudd eller ekstraordinære situasjoner.

#### **2.2.4 Tilknytningsplikt**

Gjennom Energiloven heter det at alle som har konsesjon for nettanlegg har plikt til å tilknytte nye anlegg for produksjon av elektrisk energi og om nødvendig investering i nettanlegg (Lovdata, 1991). Tilknytningsplikten omfatter gjerne utbygging av større anlegg, der leveringsplikten omhandler vanlige forbrukskunder (DNV, 2021). For anlegg som øker energiproduksjon, noe som vil medføre behov for nettinvesteringer gjelder også tilknytningsplikten (NVE, 2015). Tilknytningsplikten medfører en investerings og utredningsplikt. Netteiere har da en plikt til å utrede og vurdere hvorvidt forespørselen er driftsmessig forsvarlig (Lovdata, 1999). I begrepet driftsmessig forsvarlig ligger det at tilknytningen ikke går ut over leveringskvaliteten til eksisterende kunder, med andre ord må forskrift om leveringskvalitet opprettholdes (Lovdata, 2004). Regelverket for uttak og produksjon er delt i hver sine bestemmelser for å klargjøre tilknytningspliktens innhold (NVE, 2015).

Der er både fritaksmuligheter og begrensninger ved tilknytning. I et tilfelle der netteier finner at nettilknytning ikke er samfunnsmessig rasjonelt kan det søkes til NVE om fritak fra tilknytningsplikten (DNV, 2021; NVE, 2015). Tilknytning med vilkår er også en mulig vei å gå ved tilknytning. Tilknytning med vilkår er en situasjon der det ikke er driftsmessig forsvarlig å knytte forbruks- eller produksjonskunden til nettet. Som et alternativ til utbygging av nettet kan kunden periodevis kobles ut, eller være tilkoblet med redusert kapasitet, i henhold til avtalevilkårene som inngås i hvert enkelt tilfelle. Dette er en mulighet for kunder til å elektrifisere uten å måtte dekke store kostnader til utbygging av nett. Kunden bruker av overskuddet i nettet og aksepterer at det vil være perioder med mindre tilgang enn det kunden etterspør når nettet er presset på kapasitet (Fornybar Norge, 2021).



### 2.2.5 Anleggsbidrag

Anleggsbidrag er en engangsbetaling tilkoblende ny kunde må betale nettselskapet ved tilknytning, eller en eksisterende kunde må betale om kunden ønsker utvidet kapasitet eller bedre strømkvalitet (NVE-RME, 2015). Regelverket rundt anleggsbidrag ble oppdatert i 2019 og er fastsatt at skal gjelde på alle nettnivåer (DNV, 2021). Måten anleggsbidraget blir beregnet på er at det skal dekke kundens forholdsmessige andel av investering for nettselskapet og baseres da på kundens etterspurte effekt, og da hvilke komponenter som trengs i nettet for å etterfølge forespørselen (DNV, 2021). Et vesentlig unntak for anleggsbidrag er tilknytninger under 1 MW som utløser investeringer i RN eller TN, kunden vil her være fritatt fra å betale anleggsbidrag for utbedringer i det overliggende nettet. For tilknytninger over 1 MW som utløser investeringer i RN eller TN vil det som hovedregel anvendes en reduksjonsfaktor på 0,5 (DNV, 2021).

Ved utløsning av anleggsbidrag er nettselskapet pliktig å dele opplysninger om hjemmel grunnlag for innkreving av anleggsbidrag, et grovt uforpliktende kostnadsestimat og informasjon om klagerett på vedtaket med kunde (DNV, 2021). Godtas betingelsene her vil saken om tilknytning gå til videre utredning. I den videre prosessen dekkes kostnadene av kunden selv. Dette kostnadsgrunnlaget vil gå frem av avtalen mellom nettselskapet og kunden om anleggsbidraget (DNV, 2021). Gjennom nye retningslinjer fra Statnett skal alle tilknytninger over 1 MW meldes inn til Statnett for godkjenning. Dette for at statnett som transmisjonsnettssystemoppråttør til en hver tid skal kunne vite om tilknytningene er driftsmessig forsvarlige (DNV, 2021). Dette kan potensielt gjøre beregninger av anleggsbidrag til en flaskehals i nettutbyggingen. Det foreligger ikke en bransjenorm for hvordan eller hvor ofte slike saker skal meldes inn fra nettselskapene til Statnett. Dette kan være en årsak til at flaksehalsen blir enda trangere og informasjonsflyten går sakte (DNV, 2021).

### 2.2.6 Anleggsbidrag vs. anleggskostnad

Anleggskostnadene er de kostnadene som kommer av oppgraderinger i nettet (NVE-RME, 2015). Dette er kostnadene for utbygging eller forsterkning av det eksisterende nettet som kunden benytter ved sin tilknytning (Lovdata, 1999). Anleggsbidrag er den delen av kostnaden investeringsutløsende kunde må dekke av anleggskostnadene. Skal kunden selv bruke hele den utbygde effekten er det da også tatt hensyn til at kunden må betale 100% av kostnadene som medfølger. Kan derimot andre kunder kobles til samme anlegg vil anleggsbidraget bli fordelt mellom dem. Anleggsbidraget blir da fordelt mellom kundene slik at hver kunde dekker kostnadene for sitt eget effektbehov (NVE-RME, 2015).

## 2.2.7 Tilknytningsprosessen

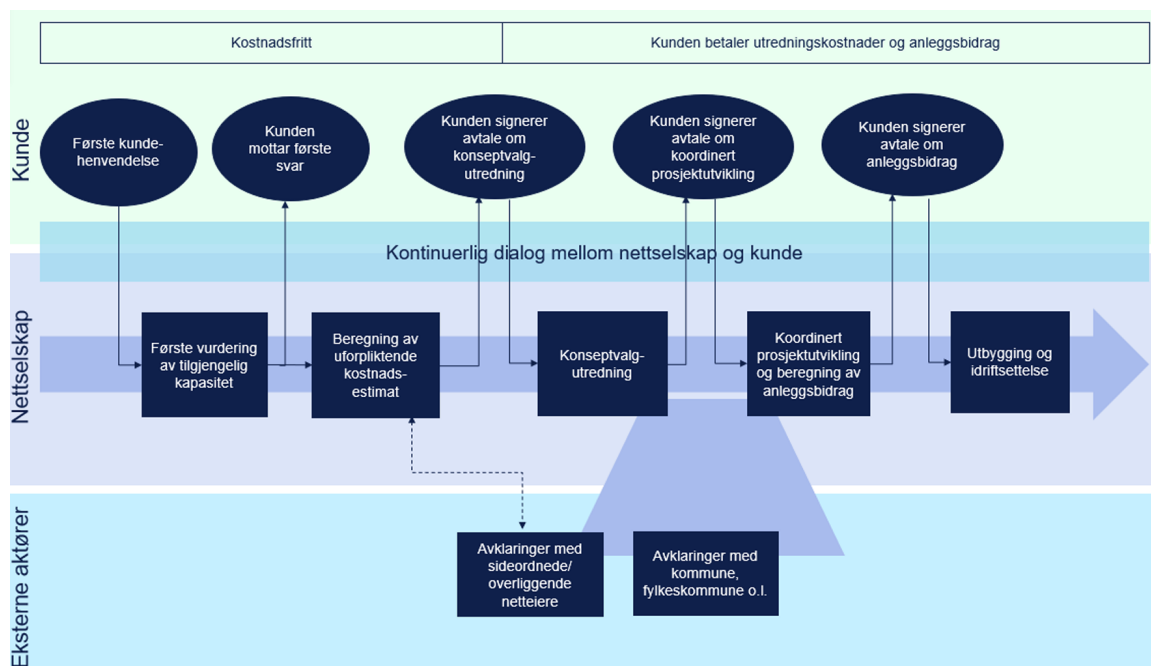
I forbindelse med tilknytning av nye kunder har Det Norske Veritas (DNV) utarbeidet en bransjenorm på oppdrag for Energi Norge. Denne skal fremme likebehandling av nettkunder på tvers av nettselskaper. Målet er at kunden skal møte samme prinsipper uavhengig av hvilket nettselskap som behandler søknaden (DNV, 2021). I Figur 2.5 ser vi hvordan tilknytningsprosessen illustreres av DNV. Diagrammet viser hvordan dialogen foregår mellom kunde, nettselskap og andre interessenter. Den tydeliggjør også hvor i prosessen kunden forplikter seg til å betale utredningskostnader.

Fra rapporten Nett i tide av NOU (2022)(Norges offentlige utredninger) kommer det frem at selv om nettselskapene har tilknytningsplikt, så er fortsatt tilknytningsprosessen åpen for tolkning. Ulik forståelse av hva som regnes som driftsmessig forsvarlig, hvem som skal prioriteres i tilknytningskøen når det er begrenset kapasitet og hvor raskt utredningen må skje for at den kan regnes som uten ugrunnet opphold. Dette åpner for at nettselskapene har forskjellige fremgangsmetoder og interne prosesser som legger grunnlaget for hvordan de håndterer ulike tilknytningssaker. Kunder vil derfor kunne oppleve å ikke få likebehandling på tvers av nettselskap. Når det mangler klare rammer for disse vilkårene, er det vanskelig for kundene å følge tilknytningsprosessen (NOU, 2022).

Nettselskapene har ulike tilknytningsprosesser, noe som kan utgjøre forskjeller i hvordan køordningen i tilknytningsprosessen håndteres. DNV (2021) kommer her med et forslag til bransjenorm der de setter krav for når en kunde kan anses å ha reservert kapasitet i nettet, som igjen bestemmer plass i køen. Ved mellomstore tilknytninger lyder forslaget at en plass skal anses som reservert når det er inngått avtale om koordinert prosjektutvikling etter en konseptvalgutredning. I diagrammet som illustrerer tilknytningsprosessen i Figur 2.5 vil kapasiteten reserveres i det kunden binder seg til avtale om konseptvalgutredning.

Ved første kundeforhold ved mellomstore til store tilknytninger kan kommunikasjon gjennom flere ulike kommunikasjonskanaler oppstå. Kommunikasjonskanaler som telefon eller e-post er ikke uvanlig. De fleste nettselskaper i dag arbeider for å standardisere prosessen. En standardisert prosess vil gjøre det lettere for nettselskapene å ha orden på tilknytningssaker. Det vil også for kundene oppleves bedre da standardiserte prosesser gir likebehandling for alle kunder. DNV (2021) mener at den beste måten å standardisere prosessen for alle nettselskaper vil være et nettskjema. Sentrale felter i et slikt nettskjema vil være lokasjon for tilknytning, energi- og effektbehov, når tilknytningen ønskes og eventuelt forventet brukstid (DNV, 2021). Deretter skal forespørselen vurderes utifra om det er tilgjengelig kapasitet i nettet, om det er driftsmessig

forsvarlig å koble til kunden og det skal tilbys et uforpliktende kostnadsestimat.



Figur 2.5: Den overordnede prosessen for tilknytning av større kunder til strømnettet (DNV, 2021)

DNV (2021) har kartlagt typiske utfordringer nettselskapene møter på i sammenheng med tilknytningsprosessen og kundekontakt:

- Kundene henvender seg til nettselskapet sent i utbyggingsfasen.
- Mangelfulle henvendelser, som kunne vært unngått ved en standard henvendelsesmal.
- Kunden etterspør mer kapasitet enn det aktiviteten tilsier at kunden trenger. Dette kan føre til unødvendige tiltak i nettet og reservert nettkapasitet som ikke tas i bruk.
- Kunden er hemmelighetsfull og kommer med flere henvendelser i samme konsesjonsområde.
- Henvendelser kommer i mange ulike kanaler. Dette øker sannsynligheten for tap av informasjon og forsinkelser i prosessen med tilknytning.

Det er ikke bare nettselskapene som synes prosessen er utfordrende. Kundene opplyser at de synes det er vanskelig å utføre tidligfaseundersøkelser for potensielle prosjekter. Dette fordi ikke alle nettselskaper i dag er villige til å bruke ressurser på uforpliktende veiledninger uten at det blir lagt inn konkrete bestillinger (DNV, 2021). Systemer som skiller på henvendelsene hadde gjort prosessen enklere for både kunde og nettselskap. Dette kan øke viljen for tidligere involvering av nettselskapene fra kundes side (DNV, 2021).

I sin gjennomgang kommer DNV (2021) med forslag til forbedringer av bransjenormen for tilknytning i segmentet mellomstore og store tilknytninger. De mener at tendensen i bransjen viser at det trengs en portal for digital registrering av nye forespørsler. Dette gjelder alle tilknytningsstørrelser. Et slikt standardisert skjema bør være universelt og enkelt utformet slik at både kunde og nettselskaps behov blir tilfredsstilt. Hovedmomentene i en bransjenorm mener DNV (2021) kan være slik:

- Kunden får fritt velge hvilken forespørsel de ønsker å komme med. Ønsker de en tidlig fase veiledning der prosjektet ikke er modent for gjennomføring enda, en forespørsel der kunden er sikker på tilknytning ved et aktuelt punkt, en bestilling eller et ønske om utredning.
- Skjema tilpasset ulike kundegrupper. Eksempel kan være: ladestasjon, industri, bygg- og anlegg.
- Bør inneholde obligatoriske felter som gir nettselskapet et minimumskrav av informasjon rundt omstendighetene.
- Om de er åpne for å vurdere alternative lokasjoner.
- Etter sendt henvendelse bør kunden umiddelbart få et svar på forventet behandlingstid av henvendelsen.

## 2.3 Eksisterende kapasitetskart

Kombinasjonen av teknologiutviklingen i nettbransjen de siste årene og et stadig mer presset strømmnett, har skapt et behov for å styrke kundekommunikasjonen og lette tilknytningsprosessen (DIGIN Energi, 2022). Dette har ført til en rekke kapasitetskarttjenester, både i Norge og utlandet, som i korte trekk skal formidle nettets tilstand til kundene sine. Felles for disse tjenestene er at de har som mål å øke bevisstheten rundt begrensninger i strømmettet. Dette skal påvirke kundene til å etablere seg i områder det allerede er kraftkapasitet eller hvor det er enklere å tilrettelegge for dette. Dette gagnar kunden gjennom økt forutsigbarhet og nettselskapet ved at de får en mer optimal utnyttelse av strømmettet. Noen av tjenestene gir et veldig enkelt inntrykk av hvor det er ledig kapasitet mens mer avanserte tjenester vil kunne tilby kunden mer konkret informasjon for hver enkelt tilknytningssak.

### 2.3.1 Kapasitetskarttjenester i Norge og utland

Flere av de største nettselskapene i Norge har gått sammen om å danne DIGIN Energi, dette er et initiativ for å digitalisere nettbransjen. Kapasitetskart er et av fokusområdene i DIGIN og per i dag har det kommet tjenester fra flere av samarbeidspartnerne herfra. Fra Tabell 2.1 kan det ses at i Norge leverer

Arva et overordnet kapasitetskart som gir kunden oversikt over nettstrukturen og fremtidige planer. De sier selv på sine nettsider at kapasitetskartet de viser ser på ledig kapasitet i RN. Dette betyr at kartet ikke gir et tilknytningsgrunnlag basert på kapasitetskartet alene. Her trengs det en egen prosess for større tilknytninger, som krever samhandling mellom Arva og kunde (Arva, 2022). I skrivende stund er det Elvia sin WattApp løsning som danner det mest innholdsrike kapasitetskartet i Norge i dag. De har samlet detaljert informasjon om tilgjengelig kapasitet og pågående utbygginger fra nettselskaper over hele landet, inkludert Statnett, og tilgjengeliggjort dette i sin kapasitetskartløsning. Flere av områdene har også gode forklaringer som gir et mer nyansert bilde av situasjonen i området. Dette bidrar til å gi kunden et bedre beslutningsgrunnlag for hvor det kan lønne seg å søke om tilknytning og når det kan forventes å få tilknytning.

Tabell 2.1: Tabellen gir en oversikt over eksisterende kapasitetskarttjenester i inn- og utland. Tabellen er sist oppdatert 15.05.23.

Nettselskap inn og utland/ Tjenestespesifikasjoner	Arva <sup>2</sup>	Elvia WattApp <sup>3</sup>	Dagens DataArena <sup>4</sup>	National Grid <sup>5</sup> , UK	Elering <sup>6</sup> , Estland	Western Power <sup>7</sup> , Australia
Generell kapasitetsoversikt i selskapets konsesjonsområde	x	x	x	x	x	x
Viser reservert kapasitet	x	x				x
Viser planlagte nettutbyggingsprosjekter	x	x	x		x	
Viser oversikt over planlagte kapasitetsutbedringer		x	x		x	x
Tilbyr informasjon relatert til kundens behov for effekt og tilknytnings-tidspunkt		x	x	x	x	
Tilbyr informasjon relatert til kundens tilknytningspunkt						
Inkluderer kostnadsestimat for tilknytning av nye kunder					x	
Viser DN	x		x			x
Viser RN	x		x		x	x
Viser TN			x		x	x
Tilbyr utdypende informasjon om nettstrukturen		x		x	x	
Tilrettelagt for forbruk og produksjon		x		x	x	

National grid UK viser en annen måte å vise kapasitetskart på. Her vises det grunnleggende kapasitetsoversikt, tilgjengelig informasjon ved tidspunktet kunden ønsker tilknytning og det er tilrettelagt for både forbruk og produksjon. Et annet kapasitetskart er levert av Western Power i Australia. Her vises det mer teknisk informasjon enn løsningen i UK, men denne er også mindre brukervennlig. Den mest utfyllende produsenten av kapasitetskart i utlandet i dag er Elering i Estland. Dette nettselskapet tilbyr oversikt over fremtidige planer i nettet, tidshorisont for oppgraderinger i nettet og et estimat for hva det vil koste å gjøre disse oppgraderingene. Ved denne løsningen får kunden enkelt tilgang til informasjon for hvor mye det kommer til å koste for tilgjengeliggjøring av mer kapasitet i nærmeste transformatorstasjon. Dette er de foreløpig alene om av de aktørene som er sammenlignet her.

<sup>2</sup>Arva (2022)

<sup>3</sup>Elvia (2023)

<sup>4</sup>Glitre Nett (2023b)

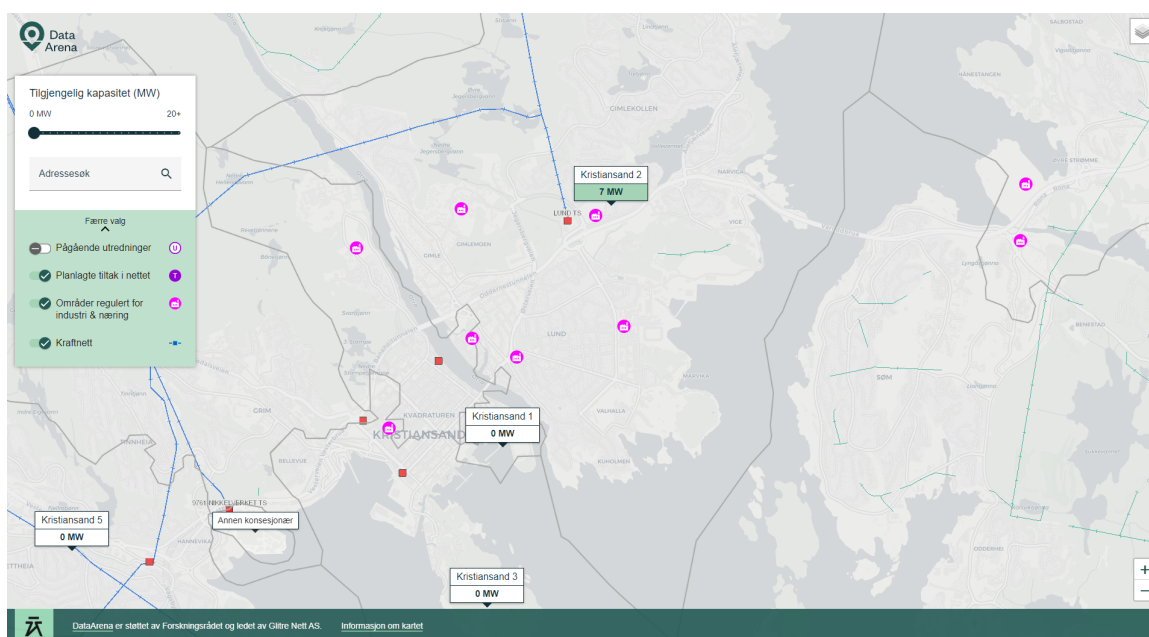
<sup>5</sup>National Grid (2023) har en løsning for tilknytning til TN og en til DN, vi har fokusert på deres løsning for DN.

<sup>6</sup>Elering (2023)

<sup>7</sup>Western Power (2023)

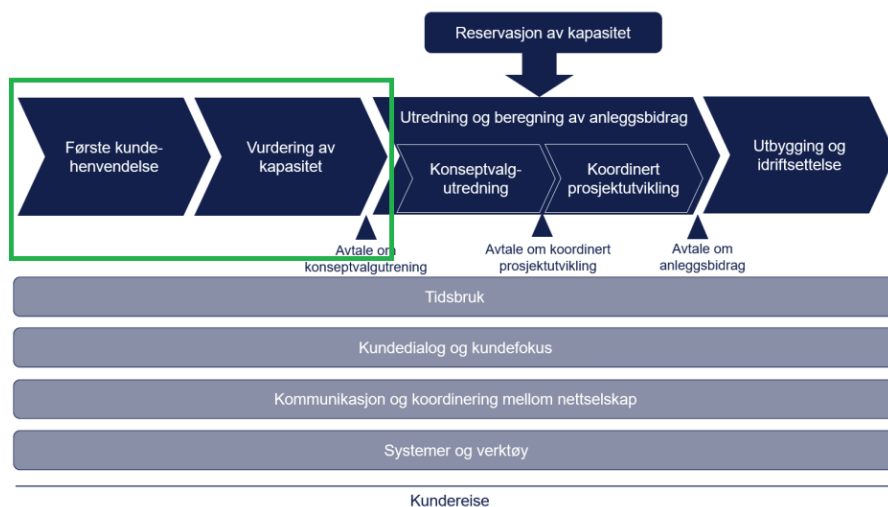
## 2.3.2 Glitre Netts målsetninger for kapasitetskartet

Kapasitetskart er i dag gjerne nyoppstartede prosjekter som er under hyppig utvikling. Noen funksjoner er enklere å implementere enn andre. Et kostnads-estimat for tilknytning vil være en av de mer utfordrende funksjonene å implementere. Dette er en funksjon DataArena ønsker å kunne tilby sine kunder. Kunden legger da inn sitt kapasitetsbehov, og får igjen et svar som indikerer tilgjengelig kapasitet og en grovkalkyle for anleggskostnad. Ved å kunne vise slik informasjon til kundene sine vil Glitre Nett og DataArena kunne komme med et godt bidrag til utviklingen av kapasitetskart i Norge. Ved Figur 2.6 vises det et utsnitt av kapasitetskartet og dets brukergrensesnitt i dag.



Figur 2.6: Brukergrensesnitt for DataArena slik det ser ut for Kristiansand sentrum mai 2023 (Glitre Nett, 2023b)

Hvis det på nytt ses på den overordnede kundeprosessen for nettilknytning i rapporten til DNV (2021), vil en videre utvikling av kapasitetskart i den retningen Glitre Nett ønsker, kunne bidra til at de to første leddene i tilknytningsprosessen effektiviseres. Tilknytningsprosessen og delene som grovkalkylen og DataArena forbedrer er markert i Figur 2.7. Kapasitetskartene kan brukes som en enkel kunnskaps og opplæringsportal for kunder i tidligfase veiledning (DNV, 2021; NOU, 2022).



Figur 2.7: Kundereise gjennom tilknytningsprosessen (DNV, 2021)

## 2.4 Økonomiske modeller

Økonomiske modeller ses i mange sammenhenger på som en metode for å systematisere informasjon om sammenhenger i økonomien, forklare drivere i økonomien og være et verktøy for å lage prognoser om økonomisk utvikling (Finansdepartementet, 2019). Andre bruksområder for økonomiske modeller kan være illustrering av usikkerhet og alternative økonomiske forløp (Finansdepartementet, 2019). En økonomisk modell defineres ut i fra hva bruksområdet den er ment å ha. Dette gjør at det finnes mange forskjellige økonomiske modeller med ulike bruksområder.

### 2.4.1 Modellering

For at en modell skal fungere etter det gitte formålet må det på en hensiktsmessig måte tas hensyn til korrelasjoner og sammenhenger mellom de ulike elementene (Austeng, Binz mfl., 2005). Det er viktig å sørge for at modellen omhandler riktig og relevant data. Denne dataen må også behandles slik at presentasjonen av resultatene gjenspeiler de virkelige forhold så langt det lar seg gjøre (Austeng, Midtbø mfl., 2005).

### 2.4.2 Risikostyring og usikkerhetsanalyse

I utbygging av strømnnett vil en hver oppgave inneholde mange av de samme fysiske sammensetningene og komponentene, men problemstillingene og betingelsene for et hvert prosjekt vil være forskjellige. Unike engangsoppgaver vil alltid ha en usikkerhetsfaktor. Begrepet usikkerhet kan forstås som mangel på nødvendig viten, differansen mellom nødvendig viten for en sikker beslutning og tilgjengelig viten på beslutningstidspunktet (Austeng, Midtbø mfl., 2005). Forholdet mellom disse to størrelsene kan medføre gevinst eller tap i forhold til

et forventet resultat, slik åpnes det for både risiko og muligheter i analyser og styringsprosesser (Klakegg, 2003). Risiko og mulighet uttrykker de to motpolene i usikkerhet der den ene siden gir inntrykk av positivt utfall og den andre negativt (Klakegg, 2003). Alle prosjekter vil ha noen grad av usikkerhet, men dette vil i mange tilfeller også bety muligheter.

Ulike prosjekter vil ha ulike forutsetninger, som igjen fører til ulike risikofaktorer. Bruksområde for en analyse bestemmer i stor grad hvor nøyaktig resultatet trenger å være for at det skal kunne anses som godt nok. Det viktige med en usikkerhetsanalyse er at de riktige spørsmålene blir stilt, og at usikkerhetselementene og deres årsaker kommer tydelig frem (Austeng, Midtbø mfl., 2005). Analysen består gjerne av en kvalitativ og en kvantitativ del. Den Kvalitative delen brukes til å fremme usikkerheten, beskrive elementene som inngår, deres årsaker og hvor de antas å virke, hvordan de kan påvirkes og en beskrivelse av deres utfallsrom om de inntreffer. For en komplett analyse trengs det en kvantitativ del som setter tall på sannsynligheter, utfallsrom og påvirkningsandeler. De to delene tjener forskjellige formål der den kvalitative gir oversikt og bevisstgjøring, samtidig som den lager grunnlaget for kvantifisering (Austeng, Midtbø mfl., 2005). Prosessen for gjennomføring av usikkerhetsanalyse varierer etter formål og hvem som utfører den (Austeng, Midtbø mfl., 2005).

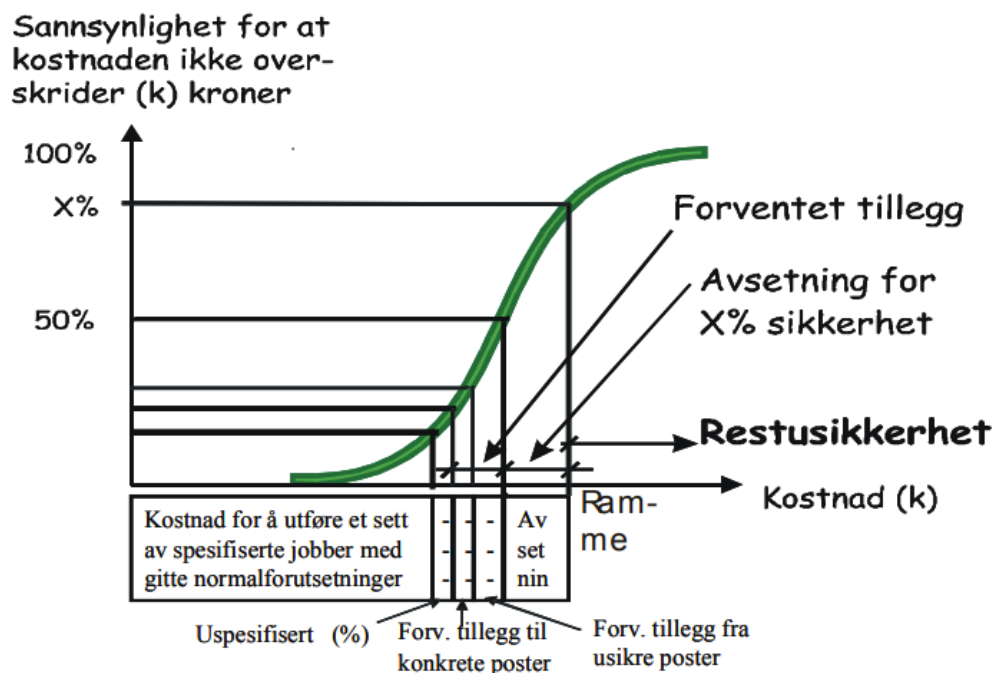
### **2.4.3 Kostnader og usikkerhet**

I de fleste usikkerhetsanalyser som vedrører prosjekter og deres mulighet for gjennomføring handler det om å uttrykke, avdekke og kvantifisere inntekts- og kostnadsusikkerhet. En slik kvantifisering kan inneholde investeringskostnader, brukskostnader, drifts- og vedlikeholdskostnader (Austeng, Midtbø mfl., 2005).

I utviklingen av strømnnett vil investeringskostnader i mange tilfeller være et dominerende element. Dette skyldes at det i stor grad vil bygges nye anlegg heller enn oppgraderinger av eksisterende nett. I noen tilfeller vil nye kunder være så store at det er nødvendig med egen forsyning. Investeringskostnadene kan bygges opp på bakgrunn av usikkerhet, og vil da fremstå som et spenn mellom verdier som bestemmes ved ulike usikkerhetsfaktorer. Kostander i prosjekt vil fremstå med direkte og indirekte kostnader tilknyttet ulike identifiserte kostnadsbærere. Disse inngår ofte i den såkalte basiskalkylen. En basiskalkyle er strippet for virkninger som skyldes spesielle forhold. Basiskalkylen skal være utarbeidet på grunnlag av et definert sett av normalforutsetninger. En slik kalkyle vil ofte være lavere enn total prosjektkostnad (Austeng, Midtbø mfl., 2005).

I tillegg til de definerte kostnadsbærere må det i et prosjekt være plass til de faktorene som ikke er identifiserte. Disse kostnadene beskriver usikkerheten i prosjektet. De to kategoriene kostnadsbærere (definerte og udefinerte) vil bli





Figur 2.8: Ramme for usikkerhet beskrevet ved hjelp av en S-kurve (Austeng, Midtbø mfl., 2005)

gitt en sannsynlighetsfordeling. Denne sannsynlighetsfordelingen er gjerne gjort med noe høyreskjevhet. Innvirkningen er da at forventet kostnad er satt noe større enn det som til slutt vil være sannsynlig pris for prosjektet. Figur 2.8 illustrerer hvordan en slik kalkyle kan uttrykkes som en S-kurve. Her gis det en oversikt over hvor store deler av kostnadene som er forbundet med usikkerhet. Det skilles på usikkerhet med bransjespesifikk forankring og usikkerhet med forankring i spesielle uspesifiserte forhold (Austeng, Midtbø mfl., 2005).

#### 2.4.4 REN

I denne oppgaven benytter vi bransjeveilederen Rasjonell Elektrisk Nettvirksomhet, forkortet til REN, for innhenting av kostnadsdata. Det norske selskapet REN ble etablert i 1998 og jobber med standardisering av materiell og arbeidsmetoder i norske nettselskaper. Fokusområdet i dag er rettet mot kunnskapsformidling og retningslinjer innen prosjektering, montasje, drift og vedlikehold (REN, 2020). Dette gjør at REN i dag kan ses på som et kunnskapscenter med bransjeveiledende kostnader for utbygginger i krafoverføringsnett. Medlemmer av REN har tilgang til veiledning og verktøy. Formidlingen av REN sin virksomhet skjer gjennom RENblader (REN, 2020). I Oppgaven er planleggingsbøker for kraftnett med kostnadskatalog for både DN og RN brukt for å gi et faglig og bransjeaktuelt grunnlag til resultatene og utviklingen av grovkalkylen. Planleggingsbøkene er utviklet av Sintef med data fra REN, de er deretter gitt ut av REN (Sintef Energi, 2014, 2021).

### 3. Metode

Dette kapitlet går gjennom oppgavens metodiske valg. Innledningsvis vil det være en gjennomgang av metodiske valg og prosesser for utvikling av problemstilling og forskerspørsmål. Videre tar vi for oss forskningsdesign, som senere går over i datainnsamling og databehandling. Deretter beskrives metodiske valg som er gjort knyttet direkte til utvikling av kostnadsmodellen. Avslutningsvis vil en vurdering av empirien og dets validitet og reliabilitet beskrives.

Glitre Nett har som innledningen beskriver et ønske om å få kontroll på tilknytningskøen. Problemstillingen er formulert slik at den tjene dette formålet. Digitaliseringsprosessen og utvikling av kapasitetskart for tidligfase tilknytning i energibransjen gjør det naturlig å implementere tanker fra om dette i formulering av tilhørende forskerspørsmål. Dette er med på å konkretisere problemstillingen som er formulert som et enkelt spørsmål. Dette er med på å avgrense oppgaven ytterligere og sette den inn i en større sammenheng, noe som hjelper med innhenting av empiri og å finne relevant teori (Busch, 2018, s. 28). Problemstillingen vil ha stor påvirkning på teorivalg, forskningsmetode, og hvordan behandle og samle data. Busch (2018, s. 32) nevner punktene i Figur 3.1 som viktige krav problemstillingen bør oppfylle for at den skal ha tilfredsstillende kvalitet.



Figur 3.1: Kriterier for oppbygging av en god problemstilling satt opp som et tankekart på bakgrunn av Busch (2018) sine 6 kriterier

Problemstillingen bør kunne være løsbart med tilgjengelige ressurser. For å få til dette har vi fått veiledning av Glitre Nett gjennom hele prosjektperioden. Dette har gjort det faglige påfyllet godt gjennom hele prosjektperioden. Sammen

med intern veileder har de vært viktige sparringspartnere for å holde oppgaven relevant og gjøre den praktisk anvendbar. Det er gitt tilgang til Glitre Nett sine systemer og andre systemer som krever innloggingsnøkkel slik at datainnhenting og forståelse av prosjektet har kunnet skje på en effektiv og god måte.

Utbygging og elektrifisering er som beskrevet i Kapittel 1 et viktig tema for en grønn samfunnsutvikling der vi skal nå klimamålene i FN's klimarapporter (United Nations Environment Programme, 2021). For å klare dette må prosessene som finnes i dag effektiviseres og gjøres enklere slik at omstillingen går raskere. Dette gir problemstillingen en god forankring i praksis, med et viktig samfunnsbidrag for en grønnere fremtid i ulike sektorer. Denne forankringen i virkeligheten gir en følelse av at det som utvikles er meningsfullt ikke bare for oss studenter, men en hel bransje. Det trigger også nysgjerrigheten og skaper evnen å kunne bidra til utviklingen av morgendagens verktøy i energiindustrien når det gjelder nettilknytning.

## **3.1 Forskningsdesign**

Forskningsdesign er et valg om perspektiv og metoder for å svare på problemstillingen. Det omhandler hvordan en undersøkelse skal gjennomføres, hvem og hva som studeres. Forskningsdesign handler om hvordan problemstillingen skal undersøkes fra start til mål (Johannesen mfl., 2010, s. 69) Her kan det skilles mellom ekstensivt og intensivt design, kvalitative eller kvantitative metoder, tidsperspektiv og hoveddesign (Busch, 2018, s. 52). I de neste delkapitlene vil ulike deler av forskningsdesignet for oppgaven beskrives.

### **3.1.1 Intensivt forskningsdesign**

De to typene design kan skilles ved hvordan og hvor mange kilder det samles informasjon fra. Et ekstensivt design samler data fra mange kilder, gjerne gjennom spørreundersøkelser. Et intensivt design går i dybden og samler data fra færre kilder (Busch, 2018, s. 52).

Opgaven bærer preg av et intensivt design. Vi innhenter empiri gjennom Glitre Nett sine systemer, planleggingsbøker for kraftnett fra Sintef sine databaser og gjennom samtaler med personell med et bredt erfaringsbasert faggrunnlag. Planleggingsbøkene fra Sintef omhandler kostnadsdata fra DN og RN. På grunnlag av ordlyden i Energiloven og kraftberedskapsforskriften om kraftsensitiv informasjon kan vi ikke frigi tallgrunnlag fra Glitre Nett sine systemer. Informasjonen som frigis i oppgaven er bearbeidet på en slik måte at det metodisk er korrekt oppsatt, men gjengir ikke nødvendigvis den reelle prissituasjonen i markedet i dag. Dette har også med hensyn til involverte aktører der Glitre

Nett har et ansvar for ikke å eksponere eksterne aktører.

Målet med oppgaven er å sitte igjen med et kostnadsgrunnlag til en grovkalkyle for anleggskostnader som videre kan brukes i effektiviseringen av ny nettilknytning. Først og fremst er dette laget for å passe situasjonen til Glitre Nett, men det er muligheter for andre nettselskaper å bruke grunnlaget videre i egne prosjekter. Intensivt design passer dermed som oppgavedesign på grunnlag av at undersøkelsen er basert på kun ett nettselskap, der empirien det bygges på er fra en ekstern kilde og informasjon i deres egne databaser. Vårt datagrunnlag bygger i stor grad på Sintef sine kostnadskataloger med innspill fra Glitre Netts egne data og erfaringer. Dette er et grep som gjøres for å ivareta konkurransehensyn, bruksverdi i Glitre Nett og overføringsverdi til andre nettselskaper. Det benyttes med dette et intensivt forskningsdesign for å best mulig svare på problemstillingen. Det er som beskrevet over analysert og gått i dybden på et utvalg kilder slik at alle aktørers hensyn er ivaretatt, noe som samsvarer med det valgte designets utforming.

### **3.1.2 Forskningshensikt**

Alle forskningsrapporter har som mål å svare på eller diskutere spørsmålene som ligger i problemstillingen (Busch, 2018, s. 28). Det handler her om å bestemme seg for bidraget, og om det er et eller flere mål med undersøkelsene som gjøres (Johannesen mfl., 2010, s. 53). Hensikten med en studie er å opparbeide seg ny kunnskap om et tema. Forskningen kan ha tre ulike karakteristikk; Forklarende (kausal), beskrivende (deskriptiv), eller utforskende (eksplorativ) (Sekaran & Bougie, 2016). Forklarende forskning tester hvorvidt en variabel får en annen til å endre seg, hvordan årsak virkning i hypotesen bekreftes eller avkreftes. Deskriptiv forskning beskriver karakteristikk ved et tema av interesse. Utforskende forskning er hvor det er lite kunnskap innen et tema, eksisterende forskning gir uklare svar, temaet er komplekst, eller det teoretiske grunnlaget for å rettlede er lite utviklet (Sekaran & Bougie, 2016).

Forskningen i denne oppgaven er utforskende da det som forskes på er nytt, og det ikke har vært forsøkt gjort i Norge før. En digital effektivisering av tidlig grovkalkyle ved nettilknytning gagnar alle. Det er antatt at det ikke bare er tidsbesparende for kunde, men også nettselskaper som skal behandle mange tilknytningssaker. Et verktøy som utfører presise grovkalkyler tidlig er med på å minske arbeidsmengden for nettselskapene. Resursene kan da settes inn på områder eller prosjekter der det vil være mer bruk for dem. En kalkyle som gir et tidlig estimat i tilknytningsprosessen vil gi seriøse aktører en raskere start ved at alle aktører får en uforpliktende retningslinje tidlig i prosessen. Tilknytninger som ikke er realiserbare vil kunne lukes ut og køen kortes ned, noe som gjør at prosessen går raskere for prosjekter med god rot i virkeligheten. Eksisterende

løsninger er forsøkt gjort på europeisk nivå, som vist i Kapittel 2.3.1, men ikke med samme kravspesifikasjoner som DataArena. Lykkes arbeidet med effektiviseringen, kan dette være et viktig steg for bransjen og en veivisende handling for andre aktører i bransjen.

### 3.1.3 Forskningstilnærming

Gjennom forskning kan man tilnærme seg teori og empiri på forskjellige måter. De to ytterpunktene her er deduktiv og induktiv tilnærming (Busch, 2018, s. 50-51). Ved deduktiv tilnærming har forskeren et utgangspunkt i eksisterende teori fra tidligere forskning, her beveger forskeren seg fra teori til empiri. I motsatt tilfelle ligger en induktiv tilnærming, hvor forskeren innhenter empiri uten å studere teorien på området. Her vil bevegelsen være fra empiri til teori (Busch, 2018, s. 50-51). En tredje og siste tilnærming er abduktiv tilnærming. Dette er et tilfelle hvor forskeren beveger seg mellom de to ytterpunktene, noe som gir en dynamisk prosess (Busch, 2018, s. 50-51).

Denne oppgaven har en induktiv tilnærming. Det finnes lignende prosjekter, men ikke i samme størrelsesorden eller detaljnivå som denne oppgaven tar for seg. For å teste hvordan grovkalkylen håndterer ulike scenarier og caser utvikles det gjennom oppgaven en kostnadsmodell. Modellen baserer seg på DataArena sine egenskaper og kundens input. Modellen presenterer kostnadsestimater med en sannsynlig øvre og nedre grense slik at kostnaden ikke oppfattes som en absolutte, men heller som et tidlig estimat. kostnadene som gis skal ikke være et bindende grunnlag for tilkobling, men mer en pekepinn på hvilken størrelsesorden kostnadene for ulike tilknytningssaker vil være.

Tilnærmingen til oppgaven kan ses på som en utforskende tilnærming til ny teknologi, i prosessen om å lage bedre kapasitetskart for effektivisering av nettutbygging. Etter en analyse av dataen som undersøkes fra Sintef og erfaringer fra Glitre Nett om oppbygging av nett forsøkes det i oppgaven å lage en ny tilnærming til nettilknytning. Modellen og utviklingen av den kan ses på som ny teori og forskningen som gjøres og oppgaven vil da gå fra empiri til teori.

### 3.1.4 Tidsperspektiv

Tidsperspektivet handler om dataene som innhentes inn samles inn på ett eller flere tidspunkt. Tid kan gjøre det enklere å legge merke til utviklingstrekk og kausalitet, men krever også tilgjengelige ressurser (Busch, 2018, s. 54).

Dataene i denne oppgaven er samlet fra kilder som har innhentet informasjonen sin over tid. Oppgaven har ikke tidshorisont til å kunne gjøre egne kostnadsinnhentinger. I forhold til konkurransehensyn og bestemmelsene i lovverk presentert i Kapittel 2.2 og belyst i Kapittel 3.1 kan ikke Glitre Netts egne data

presenteres. Dette gjør at grunnlaget må hentes fra Sintef sine kostnadskataloger. Datagrunnlaget som er tatt i bruk fra Sintef sine kostnadskataloger for RN og DN. Katalogene ble sist oppdatert i henholdsvis 2014 og 2021. Siden dataen er basert på en kilde fremstår det i oppgaven som en tverrsnittsundersøkelse (Busch, 2018, s. 54).

Innhentningsperspektivet gjør at oppgaven opererer med et noe utdatert kostnadsgrunnlag. Det er likevel grunnlag for å si at oppbyggingen av strømmettet ikke har endret hvilke komponenter som trengs i oppbyggingen, noe som gjør at integriteten til metoden og modellen er ivaretatt.

### **3.1.5 Hoveddesign**

Hoveddesignet i oppgaven klassifiseres som en casestudie. Case studier fokuserer på å samle informasjon om et spesifikt objekt, hendelse eller aktivitet, som for eksempel en forretningsenhet eller organisasjon (Sekaran & Bougie, 2016). Et case studie har gjerne en sterk kobling til kontekst som studeres (Busch, 2018, s. 56).

I denne oppgaven referer fenomenet eller problemet til verdien av å minske kø situasjonen som har oppstått i tilknytning til strømmettet. Dette vil ha en positiv påvirkning på effektivisering av elektrifiseringen av regionen der konteksten blir ett av Glitre Netts bidrag til det grønne skiftet. Case studiet sikter på å gi et klarere bilde av utfordringene organisasjonen står i ved nye tilknytninger til strømmettet, der regelverket og metodene ikke har utviklet seg i takt med teknologien og utviklingen i industrien. Problemets art vil ved casestudiet bli vurdert fra mange ulike perspektiv gjennom reelle situasjonsbeskrivelser, noe som er en målsetning ved bruk av denne typen studie (Jacobsen, 2005, s.90-93)(Sekaran & Bougie, 2016).

## **3.2 Datainnsamling og databehandling**

Under dette kapittelet presenteres det hvordan innhenting av data har vært, samt hvordan denne har blitt behandlet for å oppnå best mulig kvalitet. Det vil også bli forklart anvendelse av primær- og sekundær data.

### **3.2.1 Kvalitativ eller kvantitativ**

Det er flere mulige tilnæringsmetoder for innhenting av data. De to ytterpunktene som raskt dukker opp i samfunnsvitenskaplig metodelære, er kvalitative og kvantitative metode (Johannesen mfl., 2010, s. 34). En kvantitativ tilnærming baserer seg gjerne på innhenting av målbar data i stort, lett analytisk omfang, mens en kvalitativ metode vil samle empirien sin gjennom fordypning i et tema, gjerne gjennom intervju eller dokumentanalyser (Busch, 2018, s. 57).

Denne avhandlingen henter primært sitt datagrunnlag gjennom kvalitativ metode, der det er gjennomført dokumentundersøkelse (Jacobsen, 2005, s. 167). Dataen er i stor grad hentet fra kostnadskatalogene for DN og RN fra Sintef, men noe er også fremarbeidet gjennom samtaler med fagpersonell i Glitre Nett. Dette fordi det i enkelte tilfeller ikke er mulig å fremstille den spesifikke informasjonen direkte fra Sintef sine kostnadskataloger. Selv om innhenting av datagrunnlag gjennom samtaler med fagpersonell avviker fra den tradisjonelle fremgangsmetoden ved dokumentundersøkelse, beskriver vi det likevel som dokumentundersøkelse, siden det er snakk om en veldig liten del av beregningene som har denne fremgangsmetoden som innhentingsmetode. Grunnlaget for å bruke dokumentundersøkelse som fremgangsmetode sammenfatter mye med bestemmelser i Energiloven (Lovdata, 1991) og hvilken informasjon oppgaven kan vise. Dette er beskrevet i Kapittel 3.1.3.

### **3.2.2 Primær- og sekundær data**

Dataene kan være innsamlet av forskeren selv eller av andre, dette avgjør hvorvidt innsamlet data er primær- eller sekundærdata. Data samlet for spesifikke svar på problemstillingen, for eksempel gjennom intervju kan kalles primærdata. Annen informasjon som kvantitative registerdata, eller kvalitative tekster som forskeren ikke produserer selv kan kalles sekundær data (Jacobsen, 2005, s. 124).

Datainnsamling gjennom REN og Sintef sine databaser klassifiseres som sekundær data. Denne dataen har som formål å vise en generell komponentkostnad for oppbygging av strømmettet uavhengig av geografisk plassering i Norge. Dataen vil da være områdespesifikk og ikke fravike Glitre Netts egne data i for stor grad. Med dette sagt vil ikke Sintef sine kostnadsdata på noen måte gjengi interne data hos Glitre Nett eller de som utfører arbeid for Glitre Nett. Annen informasjon fra rapporter, bransjestandarder, forskning og artikler som inkluderes i oppgaven er også sekundær data.

### **3.2.3 Databehandling**

For å kunne teste hvordan kostnadsestimering vil fungere i ulike scenarier, er det i oppgaven utviklet en modell i Excel med justerbare parametre. Denne ligger vedlagt i Vedlegg A. Modellens hensikt er å fungere som en mal for implementering av en kostnadsmodell for nettselskapet. Med justerbare parametre kan nettselskapet tilpasse modellen for deres nettstruktur, erfaringer, geografiske forhold og interne kostnadskatalog. Modellens input blir hentet fra simulatorens beregninger som er gjort på bakgrunn av informasjonen kunden legger inn. Dette danner grunnlaget for modellens kostnadsestimat til kunden. Det har videre vært gjennomført en case-studie for å demonstrere hvordan kostnadsmo-

dellen vil håndtere et utvalg realistiske tilknytningsforespørsler, presentert i sin helhet i Kapittel 4.

Sintef har i sin *Planleggingsbok for kraftnett* laget tabeller som bryter ned kostnadene fra kostnadskatalogen for å gjennomføre nødvendige utbedringer i DN (Sintef Energi, 2021). Tabellene herfra har vært utgangspunktet for kostnadsmodellen. Det er viktig å merke seg at det brukes komponenter og et kostnadsnivå fra 2021, komponentene her er fortsatt i stor grad det som brukes i bransjen i dag, men kostnadsnivået har sett betydelige endringer, i hovedsak på grunn av stigende etterspørsel og råvarepriser. Med veiledning fra fagpersoner i Glitre Nett har vi vurdert hvilke komponentløsninger som vil fungere best i en standardisert modell for tilknytninger på 1-10 MW. I Vedlegg A kan dette studeres nærmere, kostnadene er her delt inn i fem grupper som inkluderer 24 kV høyspent luftanlegg, 24 kV høyspent kabelanlegg (med grøftkostnader), nettstasjonsanlegg, nytt bryterfelt og nødvendige utbedringer i transformatorstasjonen. Kostnadsmodellen bruker inputen den får til å gjennomføre beregninger av hvilke komponenter som vil være nødvendige for å møte kundens behov og produserer deretter et estimat for hva dette vil koste.

Fra simulatoren vil kostnadsmodellen få informasjonen 'Søkt effekt' som videre anvendes for å estimere hvor mange transformatorer som vil være nødvendig for å dekke den søkte effekten. Fra denne informasjonen finner modellen ut hvor mange nettstasjoner som trengs for å installere transformatorene. Siden denne oppgaven fokuserer på mellomstore tilknytningssaker anvendes det kun 1600 kVA transformatorer da dette i de fleste tilfeller vil være det beste alternativet. Dette betyr i praksis at anlegget vil trenge en ekstra transformator for intervaller på 1,6 MW økning i kapasitet. Modellen vil videre utifra antall transformatorer beregne antall nettstasjoner som trengs i det forespurte anlegget. Kostnadene for nettstasjonsanlegg i modellen er beregnet med utgangspunkt i Tabell 34 for nettstasjoner i bygg fra Sintef sin *Kostnadskatalog for distribusjonsnett*. Kostnadene i modellen medregner ikke byggekostnad av nettstasjon da dette er kundens ansvar og må tilrettelegges for etter utbyggingskrav som kan finnes i RENblad 6002 (REN, 2015). For å tilpasse kostnadstabellene til modellens behov har det blitt gjort noen justeringer fra tabellen. For nettstasjoner er grensen satt til tre transformatorer pr. nettstasjon, er det nødvendig med flere transformatorer må det da altså legges til rette for enda en nettstasjon. Modellen beregner automatisk alle de nødvendige komponentene for å tilpasse seg et anlegg med flere transformatorer og nettstasjoner. Nettstasjonskostnadene vil falle bort dersom kunden ønsker anleggskonsesjon, da kunden selv blir ansvarlig for utbygging og drift av nettstasjonsanlegget.

DataArena skal være i stand til å estimere hvor lang avstand det er fra kundens tilknytningspunkt til nærmeste tilknytningspunkt i nettet. Kostnadsmodellen



vil gjøre beregningene basert på DataArena estimerte avstand. Kostnadsmodellens utregning baseres da på hvor presist anslått avstand DataArena klarer å gi.

Ved bygging av strømnett vil nettselskapet vurdere de geografiske, kostnadsmessige og samfunnsmessige forholdene for å avgjøre om det skal bygges luftanlegg eller kabelanlegg, når strømmettet går over lengre avstander må det ofte benyttes begge deler. Etter diskusjoner med Glitre Nett ble det konkludert med at modellen kunne ha en 50/50 fordeling mellom luftanlegg og kabelanlegg (Glitre Nett, personlig kommunikasjon, 14. februar), men dette kan enkelt justeres i modellen for å tilpasses nettselskapets egne forhold. Modellen henter kostnadsgrunnlaget sitt fra tabell 10 og tabell 20 i Sintef Energi (2021). For kabelanlegget vil det i tillegg komme en kostnad for grøfter, denne vil variere etter hvor utfordrende underlag det graves i. I Tabell 21 i *kostnadskatalog for distribusjonsnett* er grøftkostnader fordelt i tre kategorier, landsbygd, forstad og byområde med hvert sitt kostnadsnivå (Sintef Energi, 2021). DataArena simulatoren vil etter stor sannsynlighet ikke være i stand til å analysere topografien for å estimere hva grøftkostnadene ville blitt. Med bakgrunn i dette er det valgt å bruke en lik fordeling mellom de tre grøftevariantene, dette skal gi et gjennomsnitt av bygningskostnaden for grøft (Glitre Nett, personlig kommunikasjon, 8. februar). Disse parametrene vil også være enkelt for nettselskapet å justere etter deres forhold. Kostnadsoppbyggingen av de tre kategoriene vises i Figur 3.2.

Type	Materiell [kr/km]	Montør [kr/km]	Maskin [kr/km]	Anlegg [kr/km]	Prosjektering [kr/km]	Andre [kr/km]	Totalt [kr/km]
Byområde			145 625	367 357	36 678	263 100	<b>812 760</b>
Forstad			121 100	165 825	36 678	206 468	<b>530 072</b>
Landsbygd			147 092	127 539	36 678	84 968	<b>396 278</b>

Figur 3.2: Kostnadsfordeling i grøfter med ulik lokasjon. Hentet fra Tabell 21 i Sintef Energi (2021).

De mest kostbare investeringene vil være i byområder, der det må tas hensyn til gjeldende infrastruktur og andre aktører. En beskrivelse av hvordan en slik oppbygging kan se ut er vist ved Figur 3.3 og 3.4. Det er betydelig flere faktorer knyttet opp mot graving i bystrøk enn ved mer landlige områder.

Kostnadselementer	Kostnad	Mengde	Enhet
Grøft inntil eksisterende kabel	22 249	0,57	km
Kryssende hindringer i bakken	17 295	10	stk
Dokumentasjon og måling - grøft	5 467	1	km
Prosjektering av kabelgrøft	31 212	1	km
Sikring av grøft og etablering av midlertidige kryssingspunkt	21 905	1	km
Skjære opp asfalt, bryte opp, fjerne asfaltdekke og legge ny asfalt	242 320	0,57	km
Bryte opp fortau-/gangveiheller, transport til lager og istandsetting	57 181	133	m <sup>2</sup>
Bryte opp gatestein, transport til lager og istandsetting	26 902	50	m <sup>2</sup>
Bryte opp hageheller/belegningsstein, transport til lager og istandsetting	51 725	95	m <sup>2</sup>
Graving og gjenfylling av kabelgrøft	250 488	1	km
Tillegg for masseutskifting	45 087	260	m <sup>3</sup>
Sprenging og pigging av fjell	40 930	20	m
<b>Totalt</b>	<b>812 760</b>		

Figur 3.3: Oppbygging av grøftkostnader ved legging av kabel i byområde. Hentet fra Tabell 22 i Sintef Energi (2021).

Kostnadselementer	Kostnad	Mengde	Enhet
Kryssende hindringer i bakken	1 730	1	stk
Dokumentasjon og måling - grøft	5 467	1	km
Prosjektering av kabelgrøft	31 212	1	km
Sikring av grøft og etablering av midlertidige kryssingspunkt	3 216	1	km
Skjære opp asfalt, bryte opp, fjerne asfaltdekke og legge ny asfalt	42 512	0,1	km
Graving og gjenfylling av kabelgrøft	264 968	1	km
Tillegg for masseutskifting	6 243	36	m <sup>3</sup>
Sprenging og pigging av fjell	40 930	20	m
<b>Totalt</b>	<b>396 278</b>		

Figur 3.4: Oppbygging av grøftkostnader ved legging av kabel i terreng klassifisert som landsbygd. Hentet fra Tabell 23 i Sintef Energi (2021).

Ved en tilknytningsforespørsel vil simulatoren finne nærmeste tilknytningspunkt med tilstrekkelig kapasitet for å håndtere forespørselen. Er det ikke kapasitet vil det være nødvendig å etablere en ny avgang i transformatorstasjonen. Dette vil utløse kostnader som omfatter et nytt bryterfelt og mer omfattende nettutbyggingskostnader da det må anlegges nett helt fra kundens tilknytningspunkt til transformatorstasjonen. Denne kostnaden er hentet fra Tabell 15 i Sintef Energi (2014) hvor vi har tatt utgangspunkt i kostnadene for ombygging av bryterfelt i transformatorstasjonens 22 kV anlegget. Her må det presiseres at denne dataen er innhentet fra forskjellige nettselskaper som gjennomførte tilsvarende prosjekter i 2013. Det kan derfor være vanskelig å si hva den reelle kostnaden for denne type utbedring ville kostet i dag, men metoden for utregning gjelder fortsatt (Sintef Energi, 2014).

Ved manglende tilgjengelig kapasitet i transformatorstasjon på nivået 22/132

kV, vil kunden måtte dekke sin del av kostnaden for å gjennomføre nødvendige utbedringer. Kostnaden beregnes som kundens andel av kostnaden for å utvide kapasiteten i transformatorstasjonen med 25 MVA. Mangler det 5 MW i stasjonen for å dekke kundens behov blir da anleggskostnaden for utbedringene i transformatorstasjonen beregnet til  $5/25$  av den totale kostnaden for å installere en ny 25 MVA transformator. Denne kostnaden er ikke hentet fra REN sin kostnadskatalog da dataen herfra ikke var dekkende for modellens behov. Kostandene for denne type utbedring er, etter samtaler med fagpersoner i Glitre Nett, estimert til 5 MNOK per MW og er basert på tidligere prosjekter i Glitre Nett (Glitre Nett, personlig kommunikasjon, 3. mars). Dette vil være et høyst usikkert estimat siden det er helt avhengig av hva slags tiltak som er nødvendig i transformatorstasjonen, men skal fungere som et grovt overslag for å gi kunden et inntrykk av hvor kostnadskrevende denne type utbedringer er.

For å kunne komme med et estimat som er nyttig og formålstjenlig for kunden er det bestemt at anleggskostnaden skal gis som et spenn. Denne skal gi et inntrykk av hva som er ansett som sannsynlig kostnadsspenn. For kunden vil dette presenteres som en antatt anleggskostnad med en nedre og øvre sannsynlig kostnadsgrense. Dette er på ingen måte bindende ovenfor kunden, men skal gi et inntrykk av hvor usikkert estimatet er med hensyn til arbeidet som må utføres.

I samarbeid med Glitre Nett har vi kommet frem til en øvre og nedre prosent-sats for hver komponentpakke. Dette er i stor grad erfaringsbaserte estimater uten datagrunnlag, men er ment å kunne justeres for å tilpasses det aktuelle nettselskapets forhold. For høyspent luftanlegg har vi satt en nedre grense på 20% lavere og 35% høyere enn den estimerte kostnaden. Dette er i hovedsak med tanke på at kabeltraseen vil være vanskelig for simulatoren å estimere og den faktiske avstanden vil derfor kunne være svært usikker. For kabelanlegg er den nedre grensen satt til 30% og den øvre grensen satt til 50%. Kostnadsspennet for kabelanlegg er større siden det her må tas hensyn til både usikkerhet av kabeltrase og grøftkostnader. For nettstasjonsanlegget er den nedre grensen 20% og den øvre grensen 40%, dette skal ta hensyn til usikkerheter rundt montering, utføring av arbeid og justeringer som må gjøres på anlegget for å tilpasses kundens behov. For nytt bryterfelt i transformatorstasjonen har det blitt brukt usikkerhetsgrenser på 20% for å ta hensyn til hva slags type bryterfelt som anvendes og forskjellige forhold i stasjonen som kan gå ut over installasjonen av bryterfeltet. Kostnadsspennet for utbedringer i transformatorstasjonen er satt til en nedre grense på 30% og øvre grense på 60% siden det er såpass usikkert hva som egentlig må utføres i transformatorstasjonen for å tilgjengeliggjøre den nødvendige effekten for å dekke kundens behov.

Oppbygging av luftanlegg, kabel i grøft, nettstasjonsanlegg, nytt bryterfelt og oppgradering i transformatorstasjon samt tilhørende usikkerhetsvurdering kan

ses i Vedlegg A. Nederst i Excel-malen er det laget en totaloversikt over kostnadene fra de ulike arbeidspakkene tilknytningen vil bestå av og til slutt total anleggskostnad med en sannsynlig nedre og øvre grense.

### **3.3 Vurdering av empiri**

Dette delkapittelet vurderer empirien som er samlet i oppgaven. Delkapittelet gjennomgår reliabilitet og validiteten til empirien.

#### **3.3.1 Reliabilitet**

Reliabilitet eller pålitelighet er knyttet til målekvalitet og i hvilken grad dataen i studien kan stoles på (Busch, 2018, s. 61-62). Metoden valgt i oppgaven vil kunne ha stor påvirkning på påliteligheten (Jacobsen, 2005, s. 20). I denne sammenheng vil dokumentundersøkelse ha mye å si for vår del. Sammenhengene kan ligge i hvordan vi har tilgang til ulike dokumenter. Andre faktorer som spiller inn kan være om dokumentenes bruk av data passer til problemstillingen og om kildene dataen hentes fra er pålitelige (Jacobsen, 2005).

Dataen presentert i kostnadskatalogene til Sintef Energi (2014, 2021) gir et bransjeaktuelt kostnadsgrunnlag for prosjektering, komponenter, og montasje. Det gjør at dataen er vurdert som et godt grunnlag for kostnadsestimering i vår modell. Kostnadskatalogene vil ha noe avvik fra et reelt estimat gitt av Glitre Nett, fordi metodene for kostnadsoppbygging hos Glitre Nett er basert på et annet kostnadsgrunnlag. Gjennom diskusjoner med veilederne i Glitre Nett, vil overføringsverdien av dataen bli best om den i størst grad er hentet fra en kilde fremfor flere forskjellige. Dette forsvarer bruken av Sintef Energi (2014, 2021) sine kostnadskataloger, og gjør også oppgaven lettere overførbar til andre aktører.

Dataen i utredningen er bransjespesifikk og oppdateres med jevne mellomrom. Dette er kunnskap som er analysert over tid og er retningsgivende for alle aktører i bransjen. Oppgaven er med dette bygget på et grunnlag av sekundær data. Vi vurderer likevel at kvaliteten og reliabiliteten er god. Dette begrunnes med at dataen er grunnlaget og retningsstyrende data for hele den norske kraftbransjen. Det har også gjennom hele skriveperioden vært gjennomført jevnlig møter med veiledere i Glitre Nett. I møtene har datagrunnlag, arbeidsmetoder og utfordringer vært hyppig diskutert. Dette sammen med prosjektmøter for DataArena har gitt oss et godt grunnlag med mye kunnskap- og erfaringsdeling fra mange fagområder.

### 3.3.2 Validitet

Validitet beskrives som i hvilken grad beslutningsgrunnlaget for et studie kan stoles på for den aktuelle problemstillingen, gyldigheten av slutningene som er tatt (Busch, 2018, s. 61-62). Det skilles gjerne på ytre og indre validitet (Johannesen mfl., 2010, s. 67).

Indre validitet beskrives som i hvilken grad studiets resultater gir en riktig gjengivelse av virkeligheten. Gjennom samtaler med interne og eksterne veiledere ble det bestemt at kostnadskatalogene ville gi det beste grunnlaget for videre bruk av modellen vi utvikler. Det er ikke de spesifikke kostnadene som vil være det utslagsgivende for overføringen til virkelige caser, det som er viktig er hvor godt modellen kan ta hensyn til usikkerhetene som er forbundet med tilknytningsprosessen. Modellen skal kunne se forskjeller i mange ulike caser som involverer flere deler av nettet, noe som gjør beregningene komplekse. Derfor er det viktig at modellen er bygget på et slikt detaljnivå at det er liten nok usikkerhet til at tilbudet som gis gjenspeiler situasjonen i nettet. Det er viktig at det kommer godt frem at dette bare er en tidligfase grovkalkyle som ikke klarer å ta hensyn til alle de samme faktorene som en saksbehandler. Kalkylen og modellen representerer tidligfase i tilknytningsprosessen og vil naturlig ha betydelig mindre informasjon å gjøre sine vurderinger på.

Virkelighetsgjengivningen i kostnadskatalogene minker med alderen, noe som blir en faktor vi ser på ved analyse av bladene. Dagens kostnader er spesielt høye på grunn av mange ulike variabler. Eksempel på hendelser som påvirker dagens kostnader er økende etterspørsel etter komponenter på grunn av det grønne skiftet der strømmettet ikke er klart for stor elektrifisering og trenger forsterkning. Det pågår for tiden krigshandlinger i Europa, noe som igjen påvirker råvarepriser. Disse faktorene gjør at kostnadene i kostnadskatalogene kan anses som dynamiske og kan raskt være utdaterte. Tallgrunnlaget må derfor jevnlig oppdateres, men dette mener vi at vil ha lite å si for modellens validitet. Modellens validitet bygger i større grad på faktorene som må tas hensyn til enn kostnadene til disse faktorene. Kostnadene er en del av et hyppig skiftende marked, som ikke kan tas hensyn til når det er snakk om validiteten til modellen. Tallgrunnlaget i seg selv anses som valid i det øyeblikket det genereres, siden det tar hensyn til alle aktører i hele den norske kraftindustrien. Med dette sagt er tallgrunnlaget noen år gamle og vil ikke gjengi den sanne kostnaden i et anlegg med dagens kostnader. Gjennom samtaler med veiledere i Glitre Nett er det vurdert at kostnadsgrunnlaget ikke vil påvirke modellens integritet, noe som da gjør at Sintefs kostnadsgrunnlag er det beste grunnlaget å bygge modellen på i forhold til oppgavens mål (Glitre Nett, personlig kommunikasjon, 24. januar).

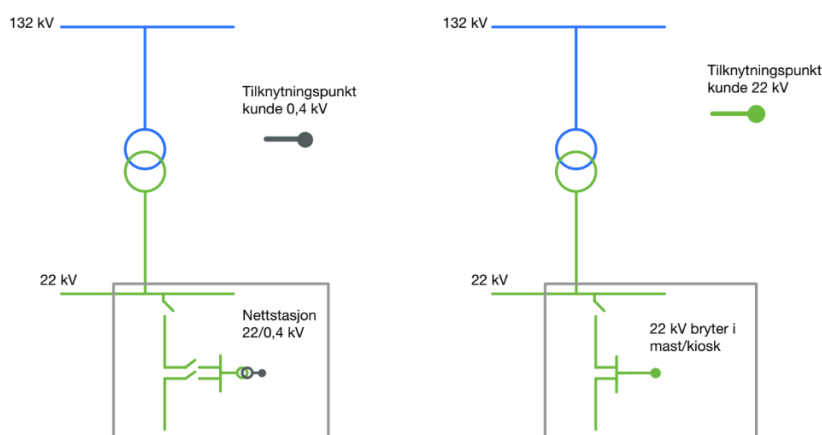
Ytre validitet er i hvilken grad resultatene er overførbare og generaliserbare og om det vi finner ut av kan gjenbrukes av andre (Sekaran & Bougie, 2016). Den største grunnen til å velge kostnadskatalogene som modellens utgangspunkt er nettopp for gjenbruk, hvordan informasjonen kan generaliseres. Dette gir modellens oppbygging et grunnlag som kan brukes av de fleste nettselskaper i Norge med deres egne kostnadsestimeringer for utbygginger. Gjennom samtaler med Glitre Nett har vi også diskutert hvilke komponenter i Sintef Energi (2021) som vil være mest aktuelle for en tilknytning i dagens situasjon. Dette gir en trygghet om at informasjonen som er hentet gir et riktig inntrykk av virkeligheten og kan brukes videre i nettselskapet.

## 4. Tilknytningscaser

Denne seksjonen av oppgaven presenterer caser som simulerer virkelige tilknytninger for å sette den økonomiske modellen på prøve. Casene spiller en sentral rolle for å sammenligne forskjellige tilknytningssituasjoner og illustrerer hva som vil være kostnadsdrivende faktorer. I dette kapittelet vil casene og deres relevans for dagens nettsituasjon presenteres. Beskrivelsene av casene her i Kapittel 4. danner grunnlaget for grovkalkyle for anleggskostnader av forespurt tilknytning i hver enkelt case. Total anleggskostnad for casene presenteres i Kapittel 5. Diskusjonspunkter og videre kommentering av casene vil skje i Kapittel 6.

### 4.1 Kundens tilknytningspunkt

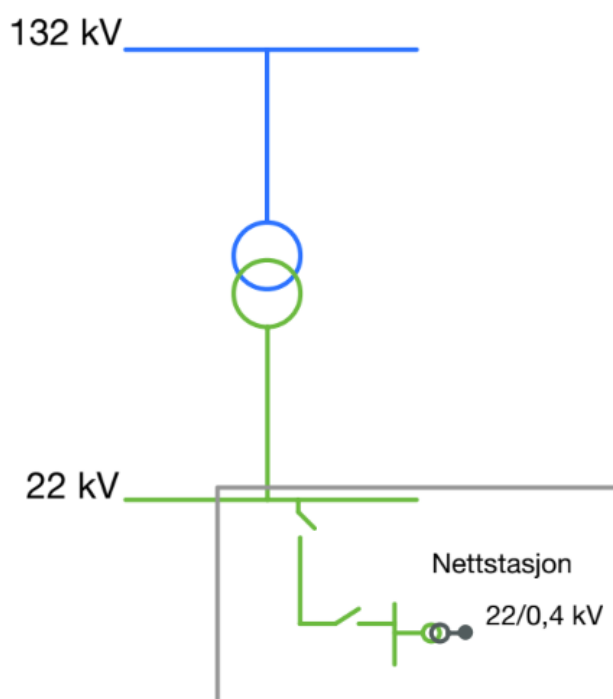
I praksis er det to aktuelle metoder å koble kunden til nettet på, som presentert i Kapittel 2.2.2. Om kunden har anleggskonsesjon eller ikke, vil ha betydning for kostnadsestimatet nettselskapet tilbyr kunden. For kunde med anleggskonsesjon vil ikke kostnader for nettstasjon medregnes da dette er kundens ansvar å få på plass. Uten anleggskonsesjon får kunden et kostnadsestimat som også inkluderer teknisk installasjon i nettstasjonen. Tilknytning av kunde med og uten anleggskonsesjon vises av Figur 4.1. Koblingsskjema til venstre i figuren viser en tilknytning av kunde uten anleggskonsesjon. Her vil tilkoblingspunktet til kunde være på lavspent siden av nettstasjonen. Koblingsskjema til høyre viser et anlegg der kunde har egen anleggskonsesjon. Kunde med egen anleggskonsesjon står selv for videre kobling til eget anlegg, og nettselskapet leverer derfor bare tilknytningspunkt direkte i 22 kV nettet.



Figur 4.1: Hvordan nettstrukturen for kunde uten (venstre) og med (høyre) anleggskonsesjon kan se ut

## 4.2 Case 1

Kunden ønsker å etablere en ny næringspark på sørlandet til diverse virksomhet. Dette er en vanlig forespørsel for nettselskap å få og vil fortsette å være aktuelt for å videreutvikle industri og et aktivt næringsliv i området. Kunden ønsker 2 MW til dette og vil heller ikke trenge anleggskonsesjon. Tilknytningspunktet blir derfor ved kundens lavspenning. Etter simulering i DataArena vet vi at det er tilstrekkelig kapasitet i nettet både i DN og den overliggende transformatorstasjonen, det er derfor ikke nødvendig med noen forsterknings tiltak i nettet. Kunden vil da trenge 0,5 km med strømnnett fra sitt anlegg til nærmeste tilknytningspunkt i DN. Nettselskapets koblingsanlegg for tilkobling av ny kunde vises ved den grå boksen i Figur 4.2:



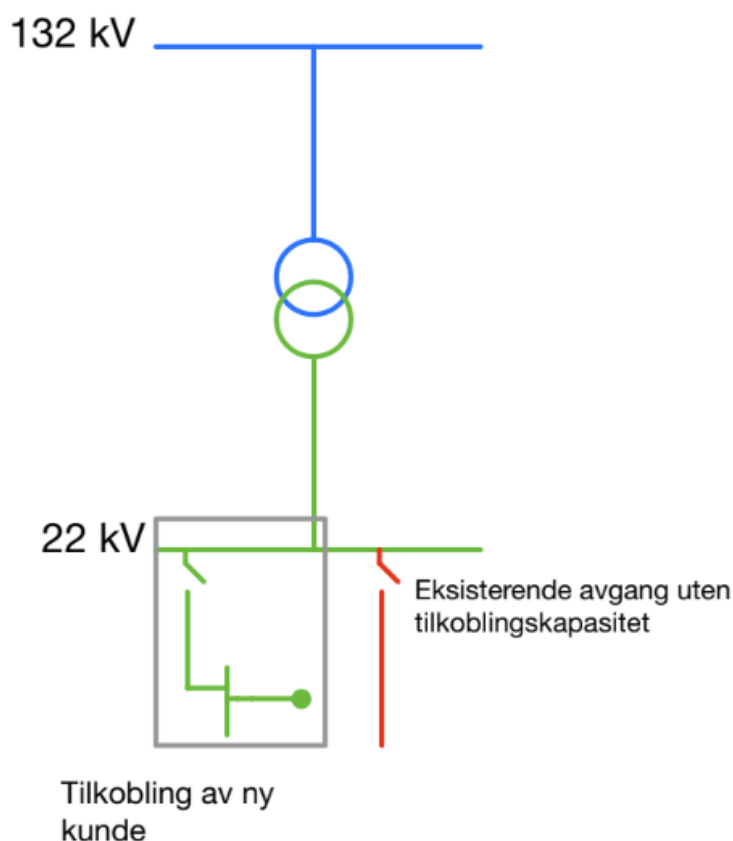
Figur 4.2: Koblings-skjema viser tilknytning ved case 1 der kunde ikke har egen anleggskonsesjon

## 4.3 Case 2

Kunden ønsker å åpne ny hurtiglادestasjon langs nye E39 på Sørlandet. I anledning den nye utbyggingen av veinettet, er det flere som ønsker å etablere seg langs denne strekningen. Et økende antall tilknytningsforespørsler legger et stort press på strømnettet i dette området. Hurtiglادestasjoner kan være svært effektkrevende og kunden har søkt om å få 5 MW til sitt anlegg. Ladestasjonen krever et spenningsnivå Glitre Nett ikke har anledning til å levere i sine standard oppsett for tilknytninger. Kunden ønsker derfor egen anleggskonsesjon. Tilknytningen vil med dette skje direkte i 22 kV nettet. Gjennom å simulere forespørselen i DataArena blir det funnet ut at det ikke er ledig kapasitet i DN



i det aktuelle området og det blir derfor nødvendig med en ny avgang i transformatorstasjonen for å møte behovet til kunden. Totalt ved dette prosjektet vil det bli bygget 2,5 km nytt strømmnett. I transformatorstasjonen er det tilstrekkelig kapasitet, og det vil derfor ikke bli gjort endringer i nettstrukturen på RN nivå. Nettselskapets koblingsanlegg for tilkobling av ny kunde vises ved den grå boksen i Figur 4.3:

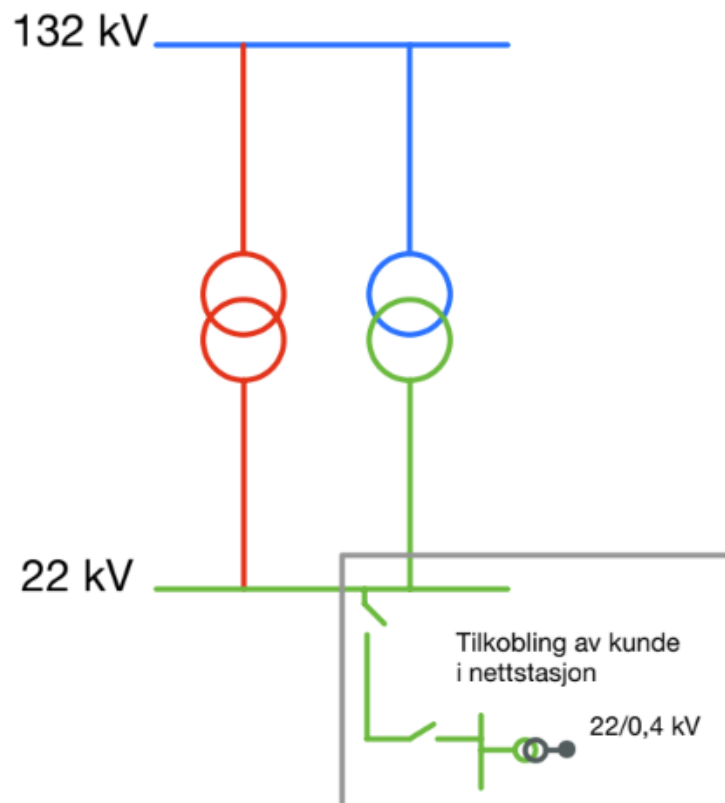


Figur 4.3: Koblingsskjema viser tilknytning ved case 2 der kunde har egen anleggskonsesjon

## 4.4 Case 3

Kunde ønsker å etablere en ny industribedrift i nærheten av havna i Arendal. Dette er en større produksjonsbedrift som vil være avhengig av enkel tilgang til havn for å frakte varene sine videre til Europa. EN betingelse for lokasjon blir da enkel havnetilgang. Kunden har kommet frem til at den vil trenge 8 MW kapasitet, men klarer seg uten anleggskonsesjon. Det er i dag tilstrekkelig kapasitet i DN, men grunnet den store økningen i etterspørselen etter kraft i Arendals området, er det ikke tilstrekkelig kapasitet i transformatorstasjonen. I Figur 4.4 vises dette ved en rød transformator mellom 132 kV nettet og 22 kV nettet. Det er lagt til en ekstra transformator i koblingsskjema for å øke kapasiteten ettersom det av simuleringen i DataArena kreves forsterkning. Kapasitetsforsterkende transformator er tegnet i blått og grønt. I dette tilfellet må det bygges ut 6 MW ny kapasitet i transformatorstasjonen for å etterkomme

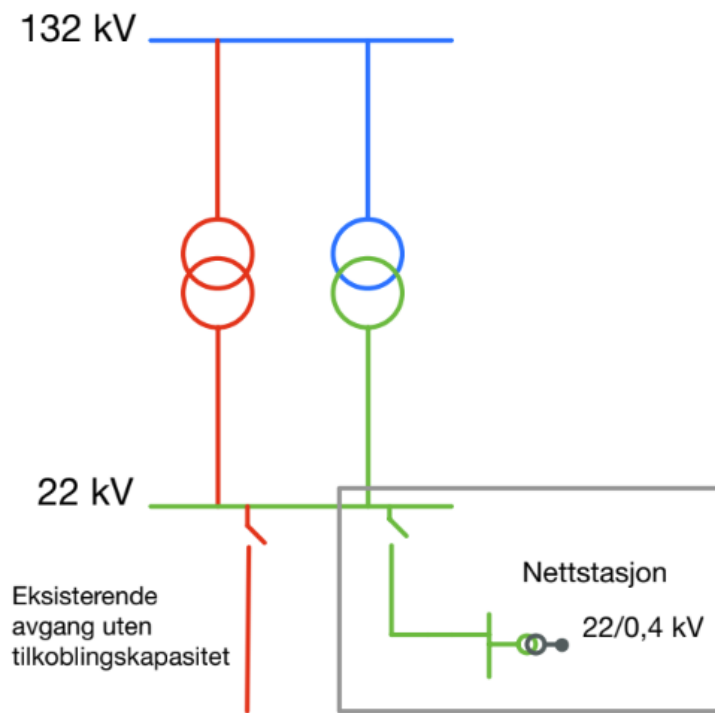
kundens krav. I prosjektet vil det bli en utbygging av strømmnett på totalt 1 km fra kundens tilkoblingspunkt i nettstasjon til nærmeste tilknytningspunkt i tilgrensende DN. Nettselskapets koblingsanlegg for tilkobling av ny kunde vises ved den grå boksen i Figur 4.4:



Figur 4.4: Koblings skjema viser tilknytning ved case 3 der kunde ikke har egen anleggskonsesjon

## 4.5 Case 4

En kunde Ønsker å åpne et nytt datasenter på Sørlandet for å imøtekomme den voksende etterspørselen av datalagring. Til dette har kunden søkt om 1 MW kapasitet. Kunden skal ikke ha anleggskonsesjon og tilknytningspunktet blir derfor på lavspentsiden av nettstasjonen. Nettet i dette området er allerede overbelastet og det er derfor hverken kapasitet i tilgrensende DN eller overliggende transformatorstasjon. Dette utløser omfattende utbedringstiltak og det må bygges 4 km nytt strømmnett i DN i tillegg til at det må tilrettelegges for mer kapasitet i transformatorstasjonen. På samme måte som i case 3 er transformator uten tilgjengelig kapasitet tegnet i rødt i koblings skjema i Figur 4.5. Kapasitetsforsterkende transformator er tegnet i blått og grønt. Eksisterende avgang uten tilkoblingskapasitet i DN er vist ved rød linje til venstre for den ny tilknytningsforespørselen. Nettselskapets koblingsanlegg for tilkobling av ny kunde vises ved den grå boksen i Figur 4.5:



Figur 4.5: Kablingsskjema viser tilknytning ved case 4 der kunde ikke har egen anleggskon-  
sesjon

## 5. Resultater

I dette kapittelet presenteres en detaljert utredning av den matematiske fremstillingen av modellen for anleggskostnader. Videre anvendes grovkalkylen, som presenteres i Kapittel 3.2.3, for å estimere anleggskostnadene med usikkerhetsmargin for hver enkelt av casene presentert i Kapittel 4. Resultatene presentert her representerer ikke reelle tilbud gitt av Glitre Nett, men representerer heller fremgangsmåten, metodikken og tankegangen i modellen. Dette tallgrunnlaget vil senere være utgangspunktet for diskusjonen i Kapittel 6.

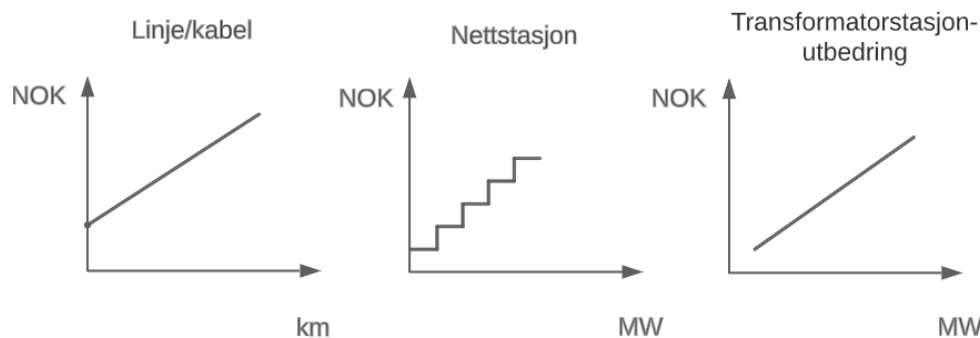
### 5.1 Matematisk fremstilling av modell for anleggskostnad

Kostnadsmodellen er basert på de nødvendige komponenter som trengs for å møte kundens forespørsel innenfor oppgavens avgrensninger. Kostnadene vil også inkludere utførelsen av arbeidet for montering. Kostnadsestimatet kunden får vil være en antatt anleggskostnad som skal dekke alle nødvendige utbedringer for å møte kundens behov.



Figur 5.1: Den økonomiske modellen fremstilt som et forenklet blokkdiagram for enkel forståelse av hvilke elementer som inngår i modellen

Hvordan de ulike leddene i modellen utvikler seg kostnadsmessig vil variere i henhold til arbeidet som må utføres. Kostnaden for linje/kabel vil ha en lineær kostnadsutvikling med en startkostnad, der avstanden i kilometer vil være drivende for anleggskostnaden. Nettstasjonen vil ha en trinnvis kostnadsutvikling, der kostnaden vil være avhengig av forespurt effekt. Kostnader for utbedringer i transformatorstasjonen vil være lineære og avhengig av antall MW oppgradering som er nødvendig. Grafer som viser hvordan kostnadene vil forløpe seg er vist av Figur 5.2.



Figur 5.2: Kostnadsutvikling av de ulike leddene i modellen basert på kostnadsdriveren i hvert enkelt ledd

I Ligning 5.1 er den samme modellen fremstilt matematisk. Her blir også utregningen for de ulike leddene i modellen forklart. I den matematiske modellen tilsvarer boksen for utbygging av linje/kabel i Figur 5.1, av det matematiske uttrykket  $[k_0 + ax_1]$  i Ligning 5.1.  $[k_1 I_T]$  er kostnaden for nytt bryterfelt og representerer kostnad for ny avgang i transformatorstasjonen og representeres av boks merket bryterfelt. Boksen for nettstasjonens kostnader er representert ved  $[F(x_2)I_n]$  i Ligning 5.1. Siste boksen i Figur 5.1 representerer utbedring i transformatorstasjonen og uttrykkes som  $[bx_3]$  i Ligning 5.1.

$$K_{(x_1, x_2, x_3)} = k_0 + ax_1 + k_1 I_T + F(x_2)I_n + bx_3 \quad (5.1)$$

$K_{(x_1, x_2, x_3)}$  = Kostnad som varierer med hensyn til variablene  $x_1$ ,  $x_2$  og  $x_3$ , der  $x_1$  representerer avstand med nett som må bygges ut [km],  $x_2$  representerer ønsket effekt i nettstasjon [MW], og  $x_3$  viser hvor mye kapasitet transformatorstasjonen må utbedres for å møte kundens behov [MW].

$k_0$  = Er en konstant kostnad som uttrykker faste oppstartskostnader ved nettutbygging.

$a$  = Dette er en gitt kilometerkostnad for luft- og kabelanlegg.

$x_1$  = Er en variabel, den uttrykker hvor mye nett som bygges ut i antall kilometer.

$k_1$  = Representerer en konstant kostnad ved utbygging av ny avgang i transformatorstasjonen, som innebærer installasjonen av et nytt bryterfelt.

$I_T$  = Dette er en variabel verdi i modellen som bestemmer om et ledd blir tatt med i utregningen eller ikke. Verdien til  $I_T$  er enten 0 eller 1, som bestemmes av om det må bygges nytt bryterfelt i nettet for å koble til kunden eller ikke. Det vil si at om verdien  $I_T = 1$  vil bryterfelt legges inn i beregningen, er  $I_T = 0$  vil dette elementet ikke medregnes.

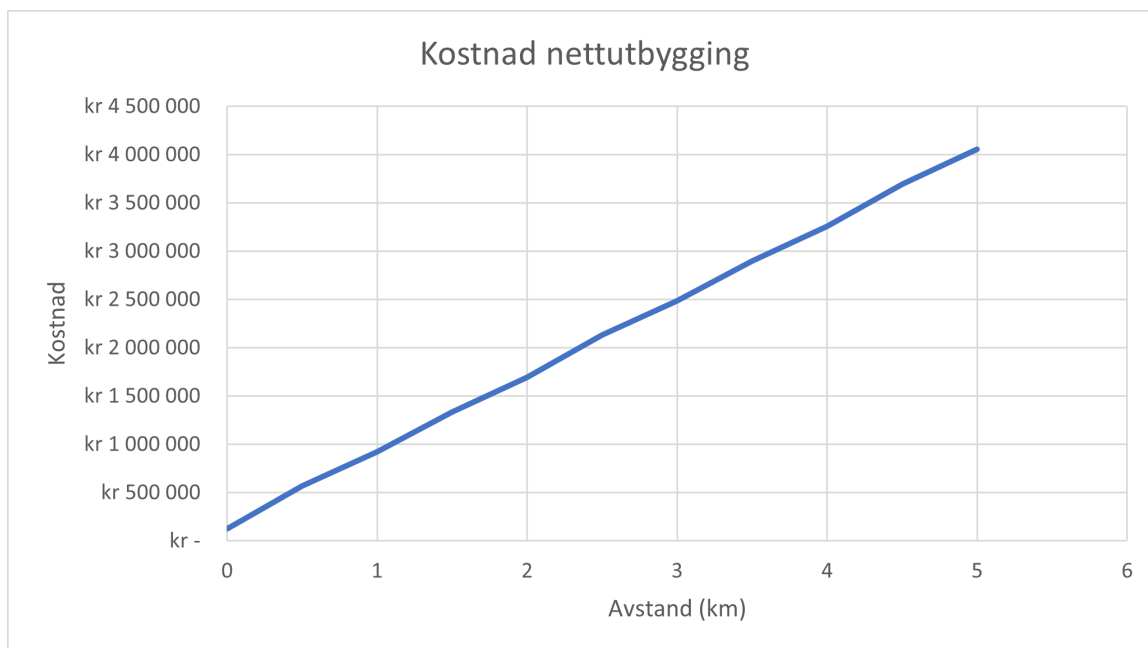
$F(x_2)$  = Dette er en funksjon som uttrykker utbygd kapasitet i nettstasjon. Kapasiteten i stasjonen bestemmes av hvor mye kapasitet kunden ønsker der variabelen  $x_2$  er kapasiteten kunden etterspør. Funksjonens oppbygging illustreres i Figur 5.4 og er uttrykt matematisk ved Ligning 5.3.

$I_n$  = Dette er en variabel verdi i modellen som nuller ut kostnadene for nettstasjonsanlegg dersom kunden skal ha egen anleggskonsesjon.  $I_n = 0$  dersom kunden skal ha anleggskonsesjon. Dersom kunden derimot ikke skal ha anleggskonsesjon vil  $I_n = 1$ .

$b$  = Konstant som representerer pr. MW kostnaden for utbedringer i transformatorstasjonen.

$x_3$  = Variabel som bestemmer hvor mye kapasitet som må bygges ut i transformatorstasjon. Skal det ikke bygges ut noe kapasitet i transformatorstasjonen vil verdien settes til 0 og leddet påvirker da ikke kostnadsestimateret.

Kostnadsutviklingen for linje og kabel utbygging vises ved Figur 5.3. Det vil her være en oppstartskostnad som gjør at grafen ikke starter ved nullpunktet i grafen. Kostnadene kan uttrykkes lineært ved Ligning 5.2.



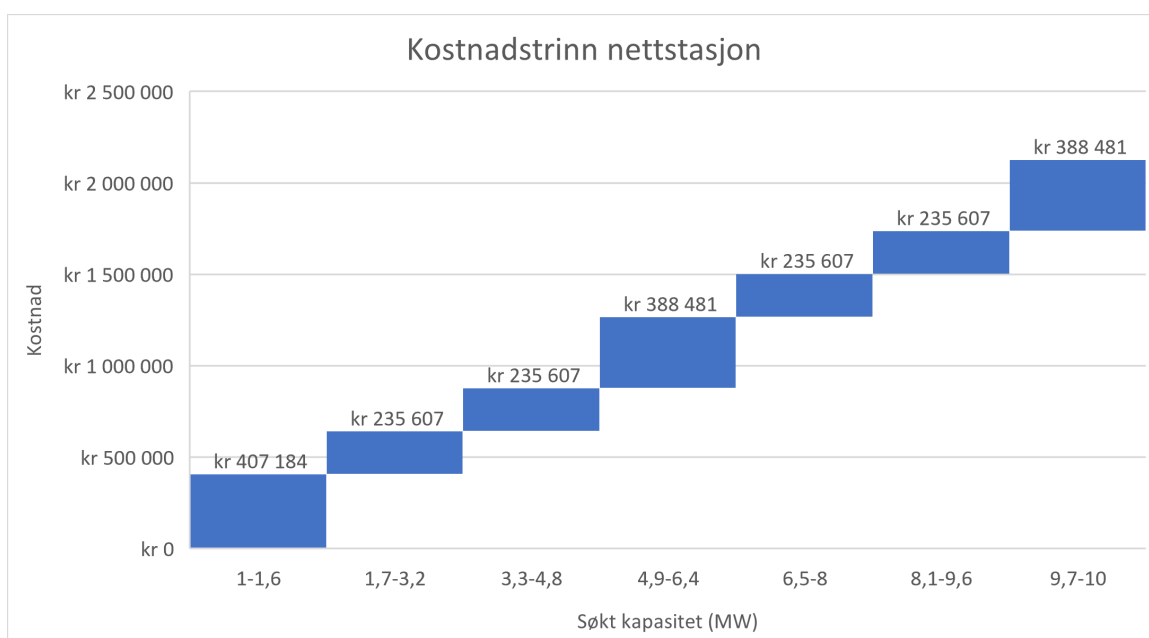
Figur 5.3: Kostnadsutviklingen ved utbygging av luft- og kabelanlegg i 22 kV DN i forhold til avstand. Grafen representerer leddet  $[k_0 + ax_1]$  i Ligning 5.1.

$$f(x_1) = 783\,436x_1 + 149\,625 \quad (5.2)$$

Kostnadsutviklingen for bryterfelt bestemmes av hvilken verdi  $I_T$  gir. Om utbygging av nytt anlegg til kunden utløser bygging av nytt bryterfelt vil  $I_T = 1$ . Da utløses kostnad for nytt bryterfelt der  $k_1$  har en verdi på 290 000 kr. Ved

utbygging av ny kunde der det må etableres nytt bryterfelt tar modellen bare hensyn til at det kan lages et bryterfelt pr. nye kunde. Kostnaden vil da variere mellom å være 0 eller 290 000 kr siden  $k_1$  regnes som en konstant kostnad.

Kostnadsstegene for utbygging av nettstasjon bestemmes av kundens effektbehov. Matematisk utledes kostnadene som vist ved Ligning 5.3 og grafisk ved Figur 5.4. Av dette kan vi se at utbyggingene i nettstasjonen ikke vil gi et lineært uttrykk. Ligning 5.3 gir oss en trappefunksjon som hopper et steg for hver 1,6 MW stigning i søkt kapasitet. Årsaken til dette er at det anvendes transformatorer med en kapasitet på 1,6 MW, dette gir et hopp i kostnader for hver ekstra transformator som må installeres for å dekke kundens behov. Det vil også bli ekstra kostnader for hver nettstasjon som må tilrettelegges for, dette er tilfellet for hver tredje transformator siden nettstasjonene har en kapasitetsgrense på tre transformatorer.

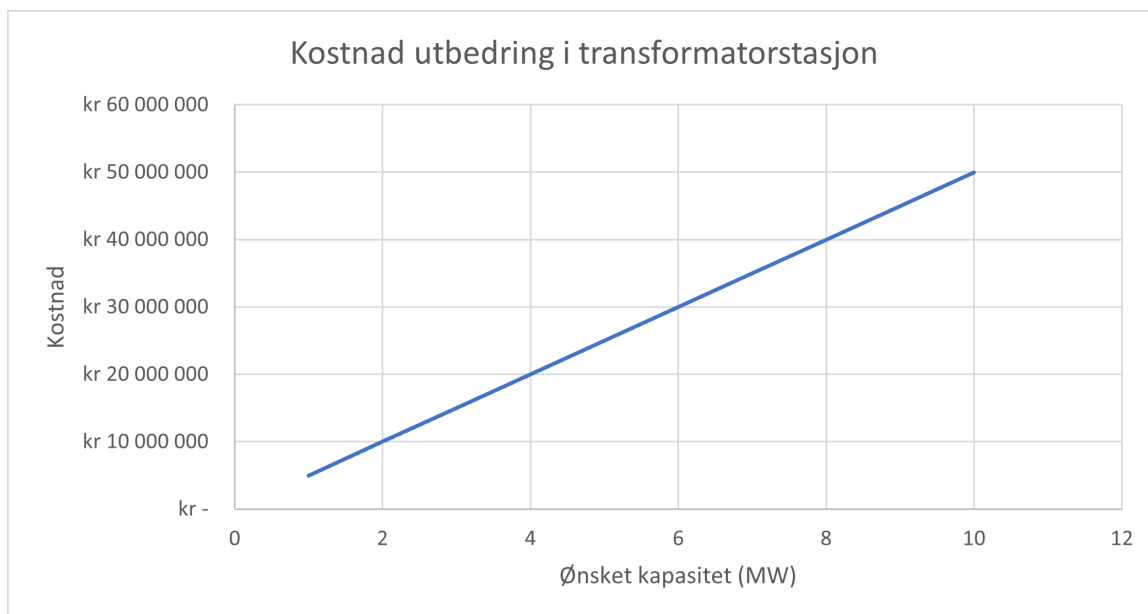


Figur 5.4: Kostnadstrinn ved utbygging av ulike kapasiteter i nettstasjon. Grafen representerer leddet  $[F(x_2)]$  i Ligning 5.1.

$$F(x_2) = \begin{cases} 407\,184 \text{ kr} & \text{når } 1 \text{ MW} \leq x_2 \leq 1,6 \text{ MW} \\ 642\,791 \text{ kr} & \text{når } 1,6 \text{ MW} < x_2 \leq 3,2 \text{ MW} \\ 878\,398 \text{ kr} & \text{når } 3,2 \text{ MW} < x_2 \leq 4,8 \text{ MW} \\ 1\,266\,879 \text{ kr} & \text{når } 4,8 \text{ MW} < x_2 \leq 6,4 \text{ MW} \\ 1\,502\,486 \text{ kr} & \text{når } 6,4 \text{ MW} < x_2 \leq 8 \text{ MW} \\ 1\,738\,093 \text{ kr} & \text{når } 8 \text{ MW} < x_2 \leq 9,6 \text{ MW} \\ 2\,126\,574 \text{ kr} & \text{når } 9,6 \text{ MW} < x_2 \leq 10 \text{ MW} \end{cases} \quad (5.3)$$

Kostnadsdataen for utbedringer av kapasiteten i transformatorstasjonen er gitt

ved en pr. MW kostnad som reserveres for kunden. Startpunktet vil være ved en oppgradering på 1 MW siden dette er den minste oppgraderingen som vil utløse kostnadskrevende tiltak. Av Ligning 5.1 kan det sees at grafen vil ha en lineær stigning. Dette vises matematisk i Ligning 5.4.



Figur 5.5: Kostnadsutviklingen ved oppgradering av transformator i transformatorstasjon på nettnivå 22/132 kV. Grafen representerer leddet  $[bx_3]$  i Ligning 5.1.

$$f(x_3) = 5\,000\,000x_3, \quad 1\text{ MW} \leq x_3 \leq 10\text{ MW} \quad (5.4)$$

## 5.2 Caseresultater

I dette delkapittelet presenteres resultatene fra hver av de fire casene. Med bakgrunn i informasjonen gitt i Kapittel 4 og grovkalkylen vil det gis en oversikt over nødvendige utbedringer som må gjennomføres. Estimater for oppbygging av anleggskostnadene gis som total anleggskostnad. For å ta hensyn til usikkerhetene i estimatet gis det samtidig en øvre og nedre sannsynlig grense for estimatet.

### 5.2.1 Case 1

På bakgrunn av informasjonen gitt i case beskrivelsen fra Kapittel 4.2 og grovkalkylens oppbygging, som er presentert i Kapittel 3.2.3, blir det nødvendig med følgende utbedringer:

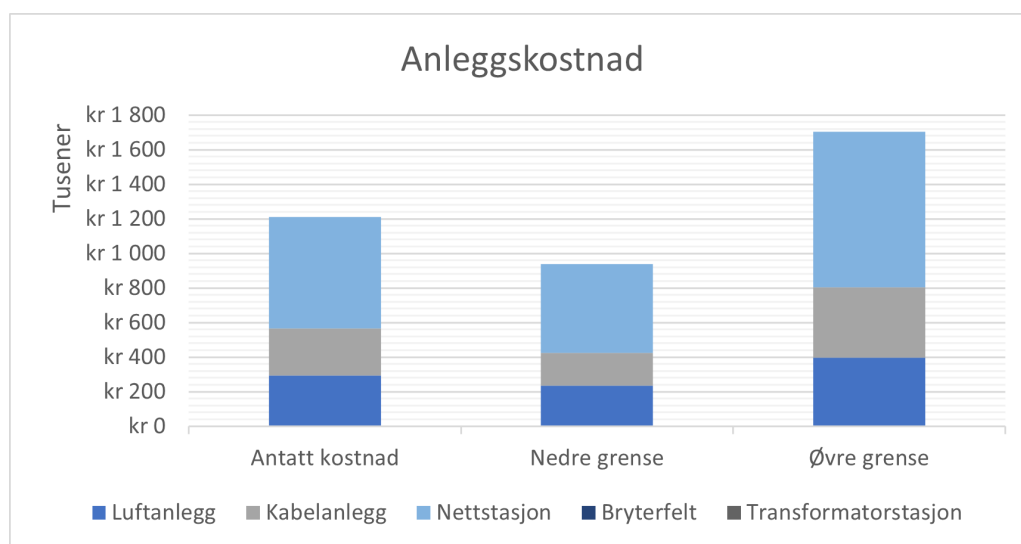
- 0,25 km høyspent luftanlegg
- 0,25 km høyspent kabelanlegg
- 1 nettstasjonsanlegg med 2 transformatorer



I denne casen var det ikke nødvendig med en ny avgang eller effektøkning i transformatorstasjonen, det blir derfor ingen kostnader for dette. Kostnadene for tilknytning ved case 1 vil da forløpe seg slik:

Tabell 5.1: Grovkalkyle av anleggskostnad for kunde i case 1. Fullstendig grovkalkyle kan ses i Vedlegg B.

Anleggskostnad					
Antall	Enhet	Benevnelse	Antatt kostnad	Usikkerhet	
				Nedre grense	Øvre grense
0,25	km	24 kV høyspent luftanlegg	294 352	235 482	397 375
0,25	km	24 kV høyspent kabelanlegg (inkl. grøft)	271 865	190 306	407 798
1	stk	Nettstasjonsanlegg	642 791	514 233	899 907
0	stk	Nytt bryterfelt	0	0	0
0	MW	Utbedring i transformatorstasjon	0	0	0
<b>Total anleggskostnad</b>			<b>1 209 008</b>	<b>940 020</b>	<b>1 705 080</b>



Figur 5.6: Illustrerer kostnadsfordelingen og usikkerheten mellom de forskjellige komponentpakkene for case 1

Fra tabellen kan vi se at den estimerte anleggskostnaden kommer på 1,2 millioner kroner for at kunden skal få tilgang på 2 MW ved den forespurte lokasjonen. Med hensyn til usikkerheter har vi beregnet at kostnadene trolig vil lande i området 0,94-1,7 millioner kroner. Fra Figur 5.6 kan vi se at nettstasjonsanlegget vil være den største kostnadsdriveren og representerer også den største usikkerheten.

## 5.2.2 Case 2

På bakgrunn av informasjonen gitt i case beskrivelsen fra Kapittel 4.3 blir det nødvendig med følgende utbedringer:

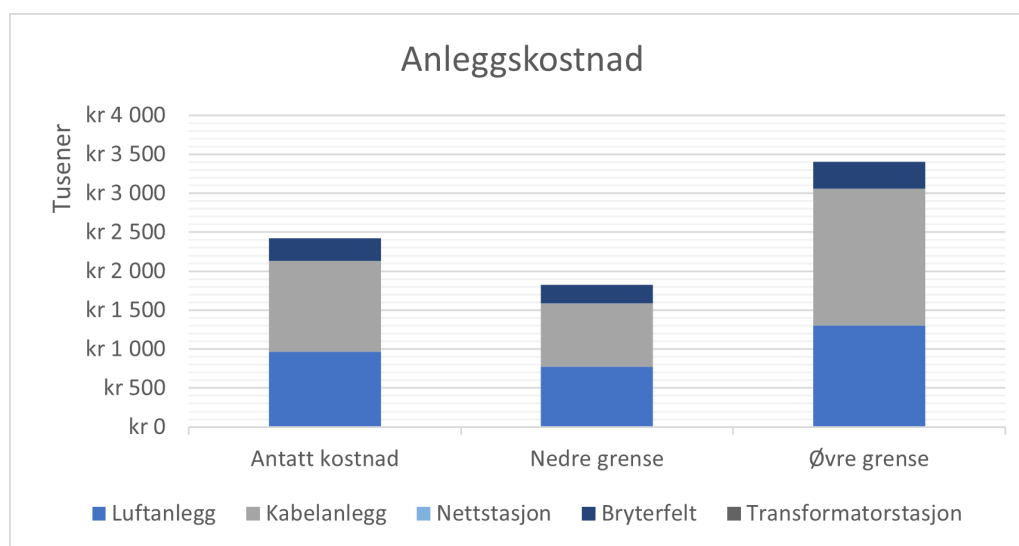
- 1,25 km høyspent luftanlegg

- 1,25 km høyspent kabelanlegg
- 1 ny avgang fra transformatorstasjonen

I denne casen var det ingen kost for nettstasjonsanlegg, siden kunden selv skulle ha anleggskonsesjon. Det vil heller ikke være nødvendig med utbedringer i transformatorstasjonen. Modellen legger derfor ikke inn kostnader for disse postene. Kostnadene for tilknytning ved case 2 vil da forløpe seg slik:

Tabell 5.2: Grovkalkyle av anleggskostnad for kunde i case 2. Fullstendig grovkalkyle kan ses i Vedlegg C.

Anleggskostnad					
Antall	Enhet	Benevnelse	Antatt kostnad	Usikkerhet	
				Nedre grense	Øvre grense
1,25	km	24 kV høyspent luftanlegg	966 636	773 309	1 304 959
1,25	km	24 kV høyspent kabelanlegg (inkl. grøft)	1 166 971	816 880	1 750 457
0	stk	Nettstasjonsanlegg	0	0	0
1	stk	Nytt bryterfelt	290 000	232 000	348 000
0	MW	Utbedring i transformatorstasjon	0	0	0
<b>Total anleggskostnad</b>			<b>2 423 607</b>	<b>1 822 189</b>	<b>3 403 415</b>



Figur 5.7: Illustrerer kostnadsfordelingen og usikkerheten mellom de forskjellige komponentpakkene for case 2

Fra tabellen kan vi se at den estimerte anleggskostnaden kommer på 2,4 millioner kroner for at kunden skal få tilgang på 5 MW ved den forespurte lokasjonen. Med hensyn til usikkerheter har vi beregnet at kostnadene trolig vil lande i området 1,8-3,4 millioner kroner. Fra Figur 5.7 kan vi se at mengden strømnnett som må bygges ut vil være den største kostnadsdriveren og representerer også den største usikkerheten.

### 5.2.3 Case 3

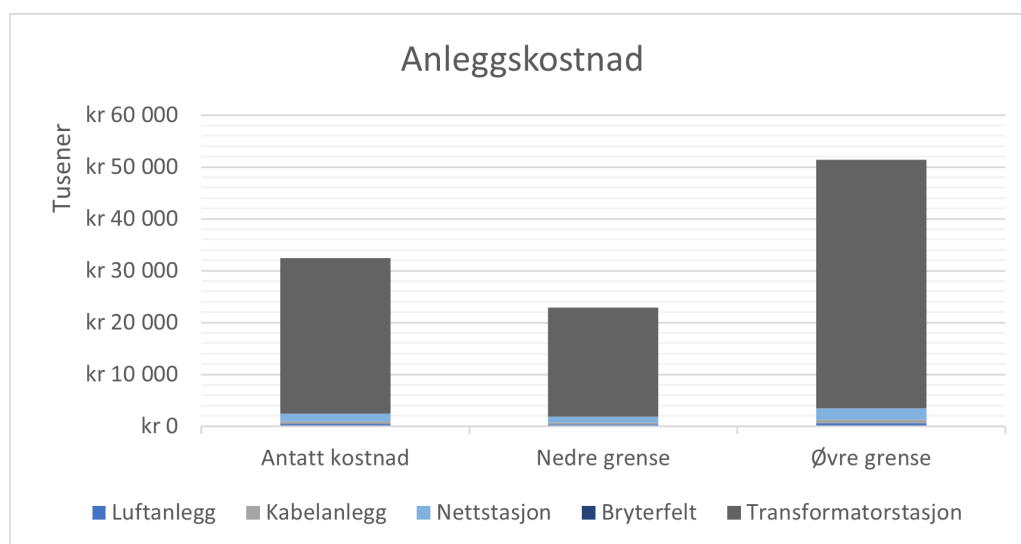
På bakgrunn av informasjonen gitt i case beskrivelsen fra Kapittel 4.4 blir det nødvendig med følgende utbedringer:

- 0,5 km høyspent luftanlegg
- 0,5 km høyspent kabelanlegg
- 2 nettstasjonsanlegg med totalt 5 transformatorer
- 6 MW økning i kapasitet i transformatorstasjonen

I denne casen var det tilstrekkelig kapasitet i tilgrensende DN og derfor ikke nødvendig med noen ny avgang fra transformatorstasjonen, det blir derfor ingen kostnader for dette. Kostnadene for tilknytning ved case 3 vil da forløpe seg slik:

Tabell 5.3: Grovkalkyle av anleggskostnad for kunde i case 3. Fullstendig grovkalkyle kan ses i Vedlegg D.

Anleggskostnad					
Antall	Enhet	Benevnelse	Antatt kostnad	Usikkerhet	
				Nedre grense	Øvre grense
0,5	km	24 kV høyspent luftanlegg	428 613	342 890	578 628
0,5	km	24 kV høyspent kabelanlegg (inkl. grøft)	495 642	346 949	743 462
2	stk	Nettstasjonsanlegg	1 502 486	1 201 989	2 103 480
0	stk	Nytt bryterfelt	0	0	0
6	MW	Utbedring i transformatorstasjon	30 000 000	21 000 000	48 000 000
<b>Total anleggskostnad</b>			<b>32 426 741</b>	<b>22 891 828</b>	<b>51 425 570</b>



Figur 5.8: Illustrerer kostnadsfordelingen og usikkerheten mellom de forskjellige komponentpakkene for case 3

Fra tabellen kan vi se at den estimerte anleggskostnaden kommer på 32 millioner kroner for at kunden skal få tilgang på 8 MW ved den forespurte lokasjonen. Med hensyn til usikkerheter har vi beregnet at kostnadene trolig vil lande i området 23-51 millioner kroner. Fra Figur 5.8 kan vi se at den desidert største kostnadsdriveren er utbedringene som må utføres i transformatorstasjonen for å tilrettelegge for at kunden skal få ytterligere 6 MW kapasitet i transformatorstasjonen.

#### 5.2.4 Case 4

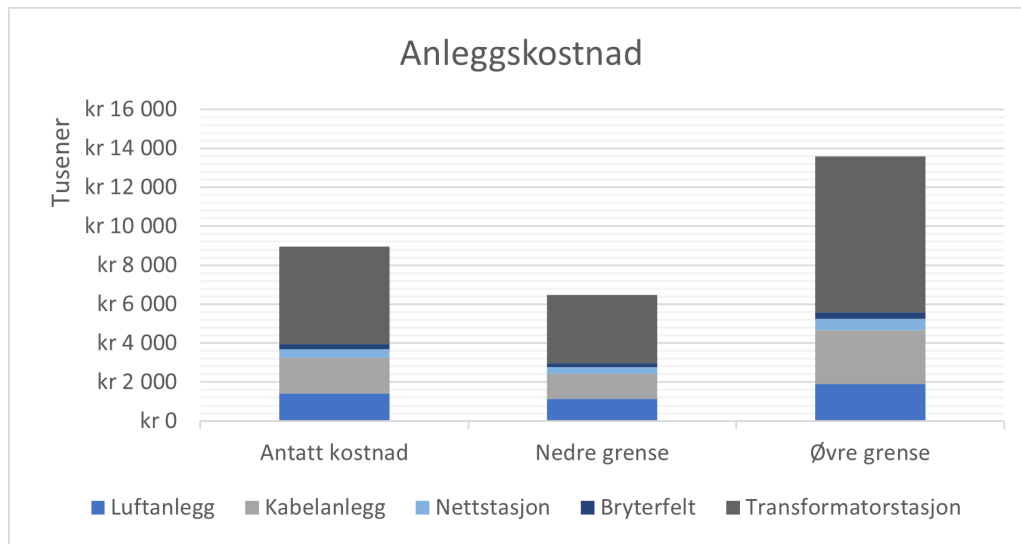
På bakgrunn av informasjonen gitt i case beskrivelsen fra Kapittel 4.5 blir det nødvendig med følgende utbedringer:

- 2 km høyspent luftanlegg
- 2 km høyspent kabelanlegg
- 1 nettstasjonsanlegg med 1 transformator
- 1 ny avgang fra transformatorstasjonen
- 1 MW økning i kapasitet i transformatorstasjonen

Kostnadene for tilknytning ved case 4 vil da forløpe seg slik:

Tabell 5.4: Grovkalkyle av anleggskostnad for kunde i case 4. Fullstendig grovkalkyle kan ses i Vedlegg E.

Anleggskostnad					
Antall	Enhet	Benevnelse	Antatt kostnad	Usikkerhet	
				Nedre grense	Øvre grense
2	km	24 kV høyspent luftanlegg	1 421 747	1 137 398	1 919 358
2	km	24 kV høyspent kabelanlegg (inkl. grøft)	1 838 301	1 286 810	2 757 451
1	stk	Nettstasjonsanlegg	407 184	325 747	570 058
1	stk	Nytt bryterfelt	290 000	232 000	348 000
1	MW	Utbedring i transformatorstasjon	5 000 000	3 500 000	8 000 000
<b>Total anleggskostnad</b>			<b>8 957 232</b>	<b>6 481 955</b>	<b>13 594 867</b>



Figur 5.9: Illustrerer kostnadsfordelingen og usikkerheten mellom de forskjellige komponentpakkene for case 4

Fra tabellen kan vi se at den estimerte anleggskostnaden kommer på 9,0 millioner kroner for at kunden skal få tilgang på 1 MW ved den forespurte lokasjonen. Med hensyn til usikkerheter har vi beregnet at kostnadene trolig vil lande i området 6,5-14 millioner kroner. Fra Figur 5.9 kan vi se at den største kostnadsdriveren er utbedringene som må utføres i transformatorstasjonen, i tillegg utgjør også nettutbyggingene en betydelig kostnad.

## 6. Diskusjon

Dette kapitlet drøfter resultatene fra Kapittel 5 med hensyn til problemstillingen og besvarer forskningsspørsmålene:

1. Hva kjennetegner tilknytningsprosessen for mellomstore tilknytninger i dagens nett?
2. Hvilket utbytte gir kapasitetskart i samspill med et grovt kostnadsoverslag til kunder og nettselskap i tilknytningsprosessen?

### 6.1 Vurdering av oppgavens funn

I dette kapitlet vil vi se nærmere på grovkalkylens oppbygging og samhandling med DataArena, samt å vurdere utfordringene ved å estimere anleggsbidrag under tidligfase veiledning. Dette vil gi et mer nyansert bilde av om grovkalkylen vil kunne bidra som et nyttig verktøy for å anslå kundens tilknytningskostnader tidlig i tilknytningsprosessen.

#### 6.1.1 Grovkalkylens oppbygging

Grovkalkylen har ikke som hensikt å estimere reelle anleggskostnader for å gjennomføre nødvendige utbedringer i dagens nett, men skal heller fungere som en mal for hvordan dette kan gjøres. Nytteverdien i grovkalkylen ligger i fremgangsmetoden for å finne kostnadsestimatet og muligheten til å kunne justere parametrene etter nettselskapets egne forhold. Ved å bruke offentlig tilgjengelig data gjennom Sintef Energi (2014, 2021), tilrettelegges det for at resultatene kan følges opp og anvendes utenfor Glitre Nett sitt bruksområde.

Kapittel 3.2.3 belyser utfordringene ved å estimere kostnader for kabelanlegg og tilhørende grøftkostnader. I blant vil det ikke være annet valg enn å ha strømføringsveien under bakken, som i bynære strøk, og da kan dette bli svært kostbart. Uten mulighet til å skille mellom grunnforhold vil det være nødvendig med en tilnærmet kostnad som er årsaken til at vi har valgt en snittkostnad mellom grøft i landsbygd, forstad og byområde fra Sintef Energi (2021). Dette kompenseres for med en høyere usikkerhetsfaktor. Videre utvikling av DataArena tjenesten bør implementere kartlag som kan skille mellom grunnforhold og hvor det vil passe med kabelanlegg kontra luftanlegg. Dette vil unngå store kostnadsoverraskelser og gi et mer presist kostnadsestimat.

Det er utfordrende å estimere kostnadene for å gjennomføre nødvendige ut-

bedringer i transformatorstasjonen. Som nevnt i Kapittel 3.2.3 ble det derfor besluttet å bruke en fast pr. MW kostnad for hver MW kapasitet som manglet i transformatorstasjonen for å møte kundens behov. En tilsvarende løsning kunne vært brukt for å inkludere utbedringer i RN-linjer, nå som det er implementert for transformatorstasjoner. Vi har valgt å unngå dette med hensyn til de høye kostnadene og kompleksiteten av utbedringer i RN som gjør det utfordrende å estimere anleggskostnadene. RN-linjene er laget for å frakte store mengder energi over lange avstander og en kunde vil typisk bare få en liten del av de totale anleggskostnadene gjennom sitt anleggsbidrag. Det vil derfor være lite hensiktsmessig å inkludere kostnader for RN utbygginger uten en metode for å estimere kundens anleggsbidrag. For å komme frem til et mer presist estimat ville det vært nødvendig å kartlegge potensielle tiltak i hver enkelt transformatorstasjon, hvor mange MW kapasitet dette ville frigjort og kostnadene for disse tiltakene. Elering (2023) sin kapasitetskartløsning er et godt eksempel på et nettselskap som har fått til nettopp dette og tilbyr kundene sine en oversikt over nødvendige tiltak for å frigjøre etterspurt effekt med en tilhørende kostnadsoversikt. Dette vil imidlertid være en ressurskrevende prosess for nettselskapet og er utenfor denne oppgavens omfang.

### **6.1.2 Grovkalkylens samspill med DataArena**

Et av målene med DataArena er å være et verktøy som hjelper kundene å utvikle sin kunnskap og forståelse av tilknytningsprosessen, samt å gi innsikt i hvilke tiltak deres forespørsel vil utløse. Dette vil føre til en økt forståelse av hvilken informasjon som er nødvendig for rask nettilknytning. Videre innebærer dette målet også en forståelse for hvilke utbedringer kundens forespørsel vil utløse i nettselskapet og hva som kan gjøres for å få en mer kostnadseffektiv løsning som fortsatt møter kundens behov.

Kapasitetskartets oppgave er å visualisere oppbyggingen av nettet og tilkoblingsmuligheter for kunden. Grovkalkylen skal hente nødvendig informasjon fra DataArena og bruke dette til å gi kunden informasjon om kostnadene og nødvendige tiltak for nettilknytning. DataArena viser til slutt et grovt kostnadsoverslag for anleggskostnadene. Deretter vil kunden kunne vurdere om den ønsker å ta prosjektet videre og opprette en tilknytningsforespørsel hos nettselskapet.

I samspill med DataArena vil grovkalkylen måtte vurdere flere alternative tilknytningsforespørsler for å dekke tilsvarende behov hos en kunde. På grunn av kalkylens oppbygging og at den i utgangspunktet ikke tar hensyn til anleggsbidrag, kan en svakhet være at kunden får et feil inntrykk av hvilken løsning som vil være mest lønnsom. Det alternativet med lavest anleggskostnad av to tilknytningsalternativer som skal dekke samme behov hos en kunde trenger ikke

nødvendigvis å være det alternativet som gir lavest anleggsbidrag for kunden. Dette er i hovedsak fordi større utbedringer kan være svært kostbare, men fordelt over flere kunder vil anleggsbidraget bare utgjøre en liten andel av dette. Den reelle kostnaden for kunden kan da ende opp med å bli lavere enn alternativet som ga lavest anleggskostnad.

### **6.1.3 Anleggsbidragets begrensninger ved tidligfase veiledning**

I Kapittel 6.2 ser vi hvordan anleggsbidraget kan utgjøre en stor forskjell for hva som vil utgjøre kundens kostnader ved utbygging. Formålet med dette kapitlet er å diskutere utfordringene ved å estimere et anleggsbidrag for kunden ved tidligfase veiledning.

Utfordringene ved å estimere et anleggsbidrag tidlig i prosjektet vil være at usikkerhetsfaktoren fortsatt er svært høy. Det er enda ikke avgjort hva slags teknisk løsning kunden faktisk vil trenge for sitt anlegg, hvordan kabeltraseen vil foreligge eller om det er sammenfallende prosjekter i området som vil kunne redusere kostnadene. Disse faktorene vil være vanskelig å estimere uten å tilknytte en saksbehandler, og selv da vil ikke anleggsbidraget faktisk bestemmes før sent i tilknytningsprosessen som illustrert ved Figur 2.7.

Ovenfor kunden er det viktig å være tydelig rundt de usikkerhetene som eksisterer ved de tidlige fasene av prosjektet. Det må formidles at kundens anleggsbidrag blir en andel av den totale anleggskostnaden, men at begge deler vil kunne endre seg betydelig etterhvert som tilknytningsforespørselen behandles. En tydelig og ærlig tilnærming til dette vil bygge tillit mellom kunde og nettselskap og redusere risikoen for konflikt og misforståelser senere i prosessen.

## **6.2 Case diskusjon**

Dette kapitlet vil foreta seg resultatene fra casene og gå i dybden på hvordan kunden kan redusere tilknytningskostnadene sine gjennom tiltak som ivaretar kundens interesser. Tilknytningens usikkerhetsmargin og et anslag for anleggsbidrag vil også diskuteres for å gi et mer nyansert bilde av hva kundens reelle kostnad vil kunne bli.

### **6.2.1 Case 1**

Som presisert i resultatene for case 1 i Kapittel 5.2.1 er det i den aktuelle utbyggingsforespørselen ikke nødvendig med nye avganger eller effektøkninger av transformatorstasjon for denne utbyggingen. Fra et nettilknytningsperspektiv har kunden funnet en god lokasjon for sin tilknytning av næringspark med 0,5 km til nærmeste tilknytningspunkt og tilstrekkelig kapasitet i overliggende nett. Med tanke på at næringsparker typisk trenger et større område for å etableres



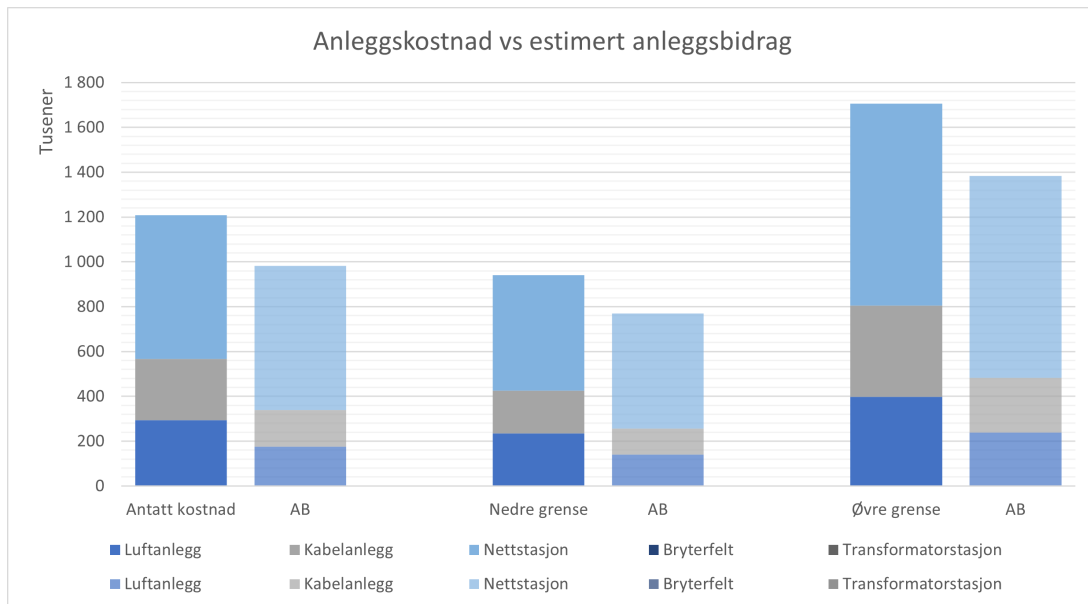
kan man ikke regne med å komme så mye nærmere enn dette og det kan derfor antas at det ikke vil være så mye å spare inn ved å endre næringsparkens lokasjon. Det kan fortsatt være aktuelt for kunden å vurdere om den klarer seg med mindre kapasitet da det er mulig å kutte nettstasjonsanlegg kostnadene ved å begrense seg til 1,6 MW som illustrert i Figur 5.4. Dette minsker kundens effektbehov til en transformator istedenfor to, som vil være nødvendig for å møte kundens forespørsel på 2 MW. Dette er naturligvis en vurdering kunden må gjøre da en struping av tilgjengelig kapasitet i næringsparken også vil kunne begrense hvem og hvor mange som kan etablere seg her.

Tatt i betraktning at det estimerte kostnadsspennet for å gjennomføre de nødvendige utbedringene er på 0,94-1,7 millioner, kan det antas at kundens anleggsbidrag også kan variere med et tilsvarende spenn. Dette gir kunden et inntrykk av kostnadsnivået for den forespurte tilknytningen og kunden må deretter vurdere om dette står i tråd med prosjektets avkastningskrav.

Å beregne anleggsbidrag for tilknytninger er som nevnt i Kapittel 6.1.3 ikke fokusområde for DataArena simulatoren i første omgang. Det vil allikevel ha stor innvirkning på de reelle kostnadene for kunden og vil være viktig for å ta en investeringsbeslutning. Det presenteres derfor et forslag til hvordan anleggsbidraget kan fordele seg i Figur 6.1 og Tabell 6.1. Dette skal gi et inntrykk av hvordan anleggsbidraget kan se ut og hvor mye det utgjør i praksis. Anleggsbidraget er estimert etter innspill fra Glitre Nett, og representerer ikke en bergening av et faktisk anleggsbidrag. Dette er gjeldende for alle fire caser.

Tabell 6.1: Viser antatt anleggskostnad som vil beløpe seg for å gi kunden tilgang på søkt kapasitet for case 1

Anleggskostnad						
Antall	Enhet	Benevnelse	Antatt kostnad	Risikoprofil		Anleggsbidrag (%)
				Nedre grense	Øvre grense	
0,25	km	24 kV høyspent luftanlegg	294 352	235 482	397 375	60%
0,25	km	24 kV høyspent kabelanlegg (inkl. grøft)	271 865	190 306	407 798	60%
1	stk	Nettstasjonsanlegg	642 791	514 233	899 907	100%
0	stk	Nytt bryterfelt	0	0	0	-
0	MW	Utbedringer i transformatorstasjon	0	0	0	-
<b>Total anleggskostnad</b>			<b>1 209 008</b>	<b>940 020</b>	<b>1 705 080</b>	
<b>Anleggsbidrag</b>			<b>982 521</b>	<b>769 705</b>	<b>1 383 011</b>	<b>81%</b>



Figur 6.1: Visualisering av hvordan anleggsbidraget for scenariet i case 1 kan fordele seg

Anleggsbidraget legger seg på 60% for nødvendig utbygging av strømmnett siden det vil være mye kapasitet igjen i kablene etter næringsparken har fått den kapasiteten de har behov for. For nettstasjonsanlegget er anleggsbidraget 100% siden dette kan anses som eksklusivt tilgjengelig for næringsparken og det er lite trolig at noen andre kunder vil få muligheten til å tilknytte seg til denne stasjonen. Dette gir et totalt anleggsbidrag på omtrent 81% og vi kan da se at de estimerte reelle kostnadene for kunden vil bli 0,98 millioner med et kostnadsspenn på 0,77-1,4 millioner. Dette er ment for å gi kunden et inntrykk av hva deres andel av kostnadene blir og vi kan her se at de sitter igjen med et relativt høyt anleggsbidrag. Dette er begrunnet med den høye andelen kapasitet de reserverer i sin tilknytning i nettstasjonen. Med mulighet for tilknytning av flere kunder kan anleggsbidraget bli noe mindre.

## 6.2.2 Case 2

For case 2, presentert i Kapittel 4.3, vil situasjonen være en litt annen enn for case 1. Kunden har her egen anleggskonsesjon som vil bety at de får en annen kostnadsprofil. Siden strømmettet i området også er presset må det opprettes en ny avgang i transformatorstasjonen og bygges ut en ny kabeltrasé, fra Kapittel 5.2.2 ser vi at dette gir høye kostnader for å møte kundens behov. Siden kunden ønsker å åpne en hurtigladdestasjon er de begrenset til å etablere seg i nærheten av et veinett med en betydelig mengde trafikk. Nye E39 kan her være et godt alternativ som lokasjon, siden det etter all sannsynlighet vil oppstå etterspørsel av lademuligheter langs strekningen. For å begrense tilknytningskostnadene vil det være mest hensiktsmessig for kunden å vurdere en tilknytning i nærheten av transformatorstasjonen eller et annet tilgjengelig tilknytningspunkt langs E39.

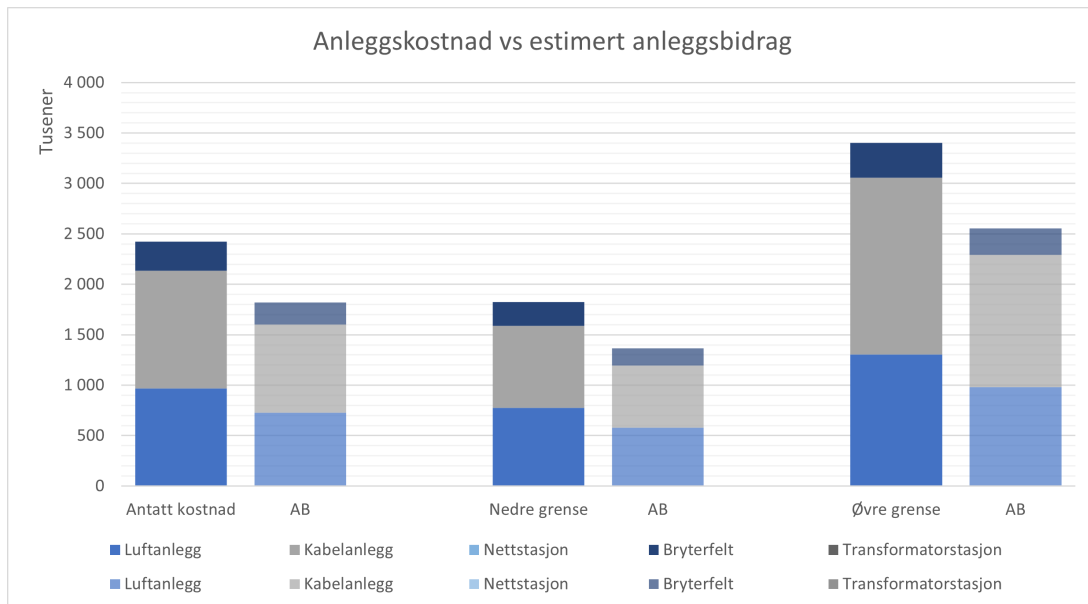
Det estimeres at total kostnaden vil bli 1,8-3,4 millioner, dette vil representere en stor usikkerhet for kunden i tidlig fase av prosjektet, men gir et inntrykk av hva slags utbedringer forespørselen utløser og vil kunne fungere som et sammenligningsgrunnlag mellom alternative tilknytningspunkt.

Ved å endre tilknytningssted åpnes muligheten for å redusere total kostnaden av utbyggingen. Ved en lokasjon som har 5 MW ledig tilknytningskapasitet vil en tilknytning føre til at mye av nettutbyggingen kan kuttes. Total kostnaden ville i realiteten kun blitt fra tilknytningspunktet i nettet til kundens anlegg. Siden hele kostnaden her kommer fra utbygging av strømnnett og en ny avgang i transformatorstasjonen, er det her det må kuttes for å gjøre tilknytning billigere for kunden. Fra Formel 5.2 og kostnaden for nytt bryterfelt ser vi at det vil være mulig å redusere de totale kostnadene med 1-2 millioner dersom kunden velger å etablere seg i et område med tilgjengelig kapasitet i DN.

For dette scenariet kan vi anta at det er andre aktører som også er interessert i tilkobling langs den nye veistrekningen. Dette kan redusere anleggsbidraget ytterligere om nettselskapet vurderer det som nødvendig å sette i gang et større prosjekt. En hurtigladestasjon vil kunne utgjøre en mindre andel av den totale kapasiteten som tilgjengeliggjøres her i form av for eksempel utbyggingen av en ny kabeltrasé langs den nye veien.

Tabell 6.2: Viser antatt anleggskostnad som vil beløpe seg for å gi kunden tilgang på søkt kapasitet for case 2

Anleggskostnad						
Antall	Enhet	Benevnelse	Antatt kostnad	Risikoprofil		Anleggsbidrag (%)
				Nedre grense	Øvre grense	
1,25	km	24 kV høyspent luftanlegg	966 636	773 309	1 304 959	75%
1,25	km	24 kV høyspent kabelanlegg (inkl. grøft)	1 166 971	816 880	1 750 457	75%
0	stk	Nettstasjonsanlegg	0	0	0	-
1	stk	Nytt bryterfelt	290 000	232 000	348 000	75%
0	MW	Utbedringer i transformatorstasjon	0	0	0	-
<b>Total anleggskostnad</b>			<b>2 423 607</b>	<b>1 822 189</b>	<b>3 403 415</b>	
<b>Anleggsbidrag</b>			<b>1 817 705</b>	<b>1 366 641</b>	<b>2 552 561</b>	<b>75%</b>



Figur 6.2: Visualisering av hvordan anleggsbidraget for scenariet i case 2 kan fordele seg

Vi har estimert at anleggsbidraget for denne utbyggingen vil komme på 75% med grunnlag i at 5 MW er en større tilknytning som vil oppta en betydelig andel av den nyutbygde traseen. Vi ender da opp med at kundens anleggsbidrag vil kunne ende på 1,4-2,6 millioner. Anleggsbidraget her er påvirket av at kunden skal ha anleggskonsesjon selv, i praksis blir kundens reelle kostnader for å få tilknytning til nettet og transformere spenningen til sitt ønskede nivå derfor betydelig høyere. Som ladeaktør kan det derimot antas at kunden har et godt inntrykk av kostnadene dette innebærer og derfor har fått det kunnskapsgrunnlaget den var ute etter for å vurdere prosjektets lønnsomhet og lokasjon.

### 6.2.3 Case 3

I denne tilknytningssaken ønsker kunden å koble seg til strømmettet med en større mengde kapasitet på 8 MW. Med denne forespørselen må kunden ha to separate nettstasjonsanlegg for de 5 transformatorene. Manglende kapasitet i transformatorstasjonen vil også utløse kostbare utbedringer i stasjonen hvor kunden blir nødt til å ta en del av kostnaden. Størrelsen på produksjonsbedriften og ønsket om nærhet til havna begrenser kundens muligheter for alternative tilknytningspunkt.

Fra Kapittel 5.2.3 ser vi at totalkostnadene er tungt påvirket av at nettselskapet blir nødt til å gjøre større utbedringer i transformatorstasjonen. Kostnaden for å tilrettelegge for ytterligere 6 MW kapasitet i nærheten av Arendal Havn vil kunne utgjøre over 90% av de totale kostnadene, de resterende kostnadene blir derfor nærmest ubetydelige i sammenligning. Alternativene for å redusere tilknytningskostnadene blir da enten å finne en alternativ lokasjon i nær tilknytning til en havn som har mer ledig kapasitet i nettet eller å vurdere om det

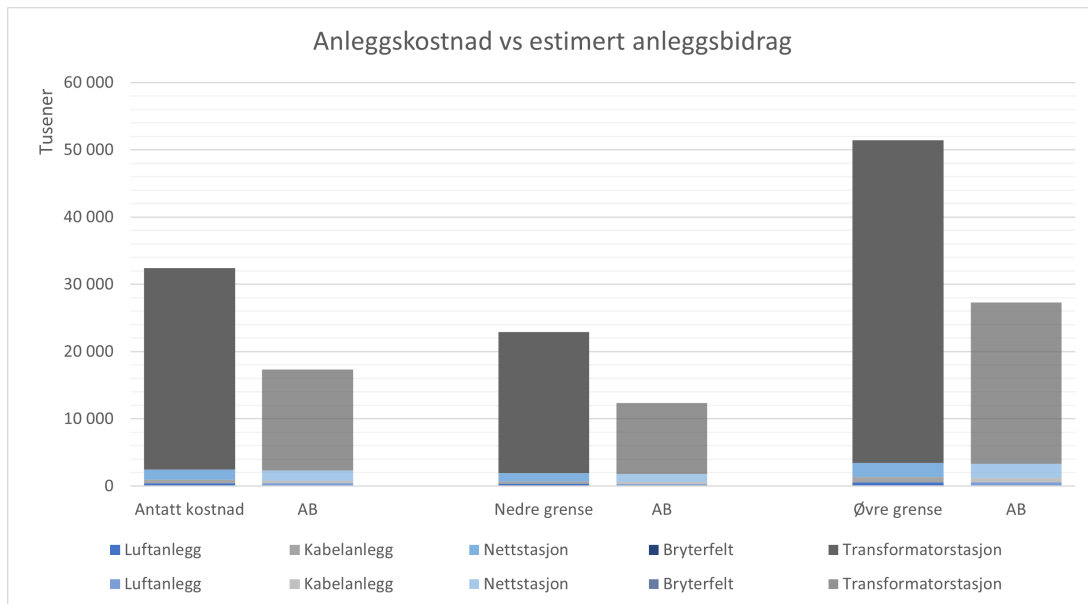
kan kuttes ned på den søkte kapasiteten.

Når tilknytningskostnadene er så høye er det flere alternativer som kan være mer gunstige. Hva slags løsning kunden ender opp med vil være avhengig av kundens forbruksprofil. Bruker kunden for eksempel mye energi over kortere perioder eller jevnt mye energi gjennom hele døgnet vil være faktorer som kan påvirke hva slags løsning som vil være mest gunstig for kunden. For å håndtere et høyt forbruk over kortere perioder kan en løsning være å installere lokal produksjon av solcelleanlegg eller lignende i kombinasjon med en større batteripakke for å takle topplastene i forbruket, under perioder med lite sol vil det da også være mulig å lade opp batteriene fra strømmettet i periodene hvor forbruket er lavere for så å tilføre dette inn i produksjonen igjen når det trengs. Dersom kunden har jevnt høyt forbruk vil det fortsatt kunne anvendes en løsning med solcelleanlegg og batteripakke. Det må da kompenseres for perioder med lite sol. Kunden blir da nødt til å supplere med en mer stabil og pålitelig energikilde som kan ta over når solcelleanlegget ikke produserer tilstrekkelig energi. Denne løsningen vil være i strid med målet om elektrifisering i industrien, men kan være nødvendig for å redusere tilknytningskostnadene.

Kunden må vurdere mulighetene sine og om dette er en investeringskostnad de er villige til å ta for å tilrettelegge for bedriften sin. Denne størrelsen av utbedringer kan også ta lang tid om de ikke allerede er igangsatt, dette vil kunne ha betydning for kunden og belyser verdien av å opprette en dialog med nettselskapet i en tidlig fase av prosjektet.

Tabell 6.3: Viser antatt anleggskostnad som vil beløpe seg for å gi kunden tilgang på søkt kapasitet for case 3

Anleggskostnad						
Antall	Enhet	Benevnelse	Antatt kostnad	Risikoprofil		Anleggsbidrag (%)
				Nedre grense	Øvre grense	
0,5	km	24 kV høyspent luftanlegg	428 613	342 890	578 628	90%
0,5	km	24 kV høyspent kabelanlegg (inkl. grøft)	495 642	346 949	743 462	90%
2	stk	Nettstasjonsanlegg	1 502 486	1 201 989	2 103 480	100%
0	stk	Nytt bryterfelt	0	0	0	-
6	MW	Utbedringer i transformatorstasjon	30 000 000	21 000 000	48 000 000	50%
<b>Total anleggskostnad</b>			<b>32 426 741</b>	<b>22 891 828</b>	<b>51 425 570</b>	
<b>Anleggsbidrag</b>			<b>17 334 315</b>	<b>12 322 844</b>	<b>27 293 361</b>	<b>53%</b>



Figur 6.3: Visualisering av hvordan anleggsbidraget for scenariet i case 3 kan fordele seg

For å oppfylle kundens forespørsel på 8 MW vil det være nødvendig å ta opp det meste av kapasiteten i nettet som blir bygd ut, vi har derfor landet på et anleggsbidrag på 90% for kunden. Nettstasjonsanlegget er også her eksklusivt for kunden og anleggsbidraget blir derfor 100%. For å møte kundens behov på ytterligere 6 MW i transformatorstasjonen vil det mest sannsynlig være nødvendig å introdusere enda en transformator. Dette vil gi nye 25 MW tilgjengelig effekt i nettet som også vil være til nytte for andre i området, etter § 16-10 i kontrollforskriften vil det da anvendes en reduksjonsfaktor på 0,5 (Lovdata, 1999). Av totalkostnadene for å installere en ny transformator må kunden da betale for 50% av sin andel i transformatoren. I dette tilfellet utgjør det et anleggsbidrag på 50% av 6/25 deler av hele transformatoren. Fra Tabell 6.3 ser vi at kundens reelle anleggsbidrag er estimert til 53%, det vil si at omtrent halvparten av kostnadene for å gjennomføre de nødvendige utbedringene vil bli dekket av nettselskapet. Kundens anleggsbidrag estimeres da til å ende på 12-27 millioner. Dette vil være informasjon som bør formidles til kunden for å tilrettelegge for at de kan vurdere alternativene sine på riktig grunnlag.

#### 6.2.4 Case 4

Kunden i case 4 forespør en mindre tilknytning på 1 MW for å opprette et datasenter på Sørlandet, men for å imøtekomme kundens forespørsel ser vi at det vil kreve relativt store inngrep. Kjernen av problemet i denne casen er at kunden forespør tilknytning i et område hvor nettet er svært presset. Dette fører til at det må bygges 4 km strømmnett og utbedringer i transformatorstasjonen som innebærer et nytt bryterfelt og tilgjengeliggjøring av ytterligere 1 MW siden kapasiteten allerede er sprengt. Et datasenter er heller ikke spesielt lokasjonsavhengig og vil med fordel kunne etableres der det er mest gunstig

med tanke på arbeidskraft, kostnader og tidshorisont.

Fra Kapittel 5.2.4 ser vi at de estimerte anleggskostnadene blir svært høye for denne type tilknytning. Det vil derfor være rimelig å anta at kunden vil være interessert i alternative lokasjoner å etablere seg for å få ned tilknytningskostnadene. Kunden bør først og fremst se etter transformatorstasjoner hvor det allerede er tilgjengelig effekt og deretter aktuelle lokasjoner som dekker deres behov, når dette er kartlagt kan kunden vurdere hvilken lokasjon som passer best med hensyn til nærmeste tilknytningspunkt.

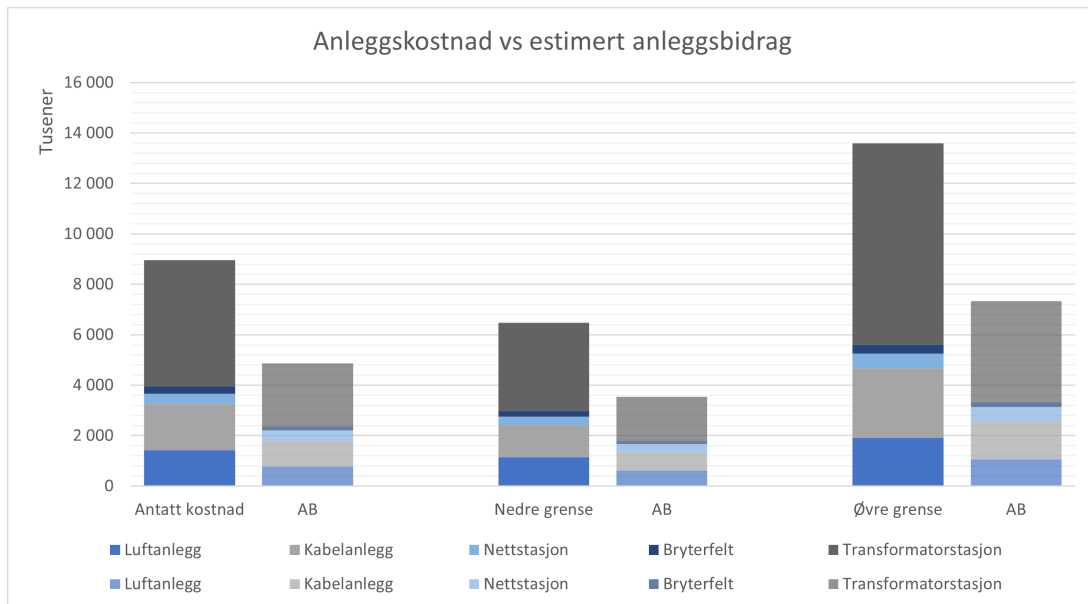
Tabell 6.4: Viser antatt anleggskostnad som vil beløpe seg for å gi kunden tilgang på søkt kapasitet ved alternativt tilknytningspunkt for case 4

Anleggskostnad					
Antall	Enhet	Benevnelse	Antatt kostnad	Risikoprofil	
				Nedre grense	Øvre grense
0,5	km	24 kV høyspent luftanlegg	428 613	342 890	578 628
0,5	km	24 kV høyspent kabelanlegg (inkl. grøft)	495 642	346 949	743 462
1	stk	Nettstasjonsanlegg	407 184	325 747	570 058
0	stk	Nytt bryterfelt	0	0	0
0	MW	Utbedring i transformatorstasjon	0	0	0
<b>Total anleggskostnad</b>			<b>1 331 439</b>	<b>1 015 587</b>	<b>1 892 147</b>

I Tabell 6.4 ser vi et eksempel på hvordan kostnadene kan fordele seg ved en bedre lokasjonen for tilknytning. Her vil det trolig være mulig å redusere de totale anleggskostnadene ned til 1-2 millioner, altså en reduksjon på 80-90% av det opprinnelige estimatet.

Tabell 6.5: Viser antatt anleggskostnad som vil beløpe seg for å gi kunden tilgang på søkt kapasitet for case 4

Anleggskostnad						
Antall	Enhet	Benevnelse	Antatt kostnad	Risikoprofil		Anleggsbidrag (%)
				Nedre grense	Øvre grense	
2	km	24 kV høyspent luftanlegg	1 421 747	1 137 398	1 919 358	55%
2	km	24 kV høyspent kabelanlegg (inkl. grøft)	1 838 301	1 286 810	2 757 451	55%
1	stk	Nettstasjonsanlegg	407 184	325 747	570 058	100%
1	stk	Nytt bryterfelt	290 000	232 000	348 000	55%
1	MW	Utbedringer i transformatorstasjon	5 000 000	3 500 000	8 000 000	50%
<b>Total anleggskostnad</b>			<b>8 957 232</b>	<b>6 481 955</b>	<b>13 594 867</b>	
<b>Anleggsbidrag</b>			<b>4 859 710</b>	<b>3 536 662</b>	<b>7 333 703</b>	<b>54%</b>



Figur 6.4: Visualisering av hvordan anleggsbidraget for scenariet i case 4 kan fordele seg

I Tabell 6.5 har vi satt opp en oversikt over hvordan anleggsbidraget kan fordele seg. Med en tilknytning på 1 MW vil det være mye tilgjengelig kapasitet igjen på den nye avgangen som bygges, derfor har vi satt anleggsbidraget på 55% for nettanlegget. Det kan argumenteres for at denne kunne vært enda lavere siden kunden kun bruker en liten del av kapasiteten av den tilgjengeliggjorte effekten i det utbygde strømmettet. Vi valgte likevel å holde anleggsbidraget relativt høyt for å ta hensyn til kontrollforskriften som sier at kundens anleggsbidrag skal beregnes ut i fra hvor mange andre som vil tilknyttes det utbygde anlegget i løpet av ti år (Lovdata, 1999). Med et anleggsbidrag for nettstasjonsanlegg på 100% og utbedringene i transformatorstasjonen på 50% gir det et totalt estimert anleggsbidrag på 54% for kunden som vil kunne utgjøre en betydelig forskjell for kunden.

### 6.3 Tidligfase veiledning

Fra Kapittel 2.2.7 presenteres dagens opplevelser av tilknytningsprosessen, både for kunde og nettselskap fra forskjellige deler av landet. Det som spesielt trekkes frem i NOU (2022), som forøvrig støttes av DNV (2021), er uklarheter rundt forståelse av tilknytningsprosessen i strømmettet.

DNV (2021) trekker frem at flere kunder opplever at det er liten velvillighet fra nettselskapene til å gi veiledning i prosjekter uten at de forplikter seg til tilknytning. Gjennom Energiloven, som presentert i Kapittel 2.2.4, har alle nettselskap utredningsplikt ved forespørsler, men for å gjennomføre utredningene er nettselskapet avhengig av at kunden er tydelig på hva den ønsker. Dette fremstår som et kunnskapshull hvor oppfatningen av nettselskapet fra kundens side er at de ikke er villige til å bruke ressurser på en kunde som ikke vet dens egne



behov. Kunden på sin side vet ikke hva den trenger fordi den har behov for grundigere veiledning fra nettselskapet. Her kan tjenester som kapasitetskart fungere som et verktøy for kunden til å tilegne seg kunnskap på området uten direkte involvering fra nettselskapet før kunden er moden for tilknytning.

Digitaliseringsprosessen med implementering av kapasitetskart som veileder for tidligfase prosjekter kan fungere som en læringsportal og veileder for kunde. Dette vil for nettselskapet være positivt for frigjøring av ressurser, da det vil øke kundens forståelse for premissene som ligger til grunn for å få rask nettilknytning. Dette fører til at første kundeforhold vil være mer moden for tilknytning. DataArena vil ikke kunne erstatte tidligfase veiledning, men være et verktøy for at kunde skal kunne tilegne seg mer og bedre forankret kunnskap i prosessen. For nettselskapet skal DataArena også bidra til å få skikk på tilknytningskøen som de senere årene har vokst i takt med økende forespørsler og mindre ledig kapasitet. Innsending av nettskjema vil fortsatt være den første offisielle forespørselen for tilknytning, der kapasitetskartet er et supplement for å hjelpe med forståelsen og hvilken informasjon nettselskapet trenger av tilknyttende kunde.

Som beskrevet i DNV (2021) sitt forslag til bransjenorm, vil ikke en tidligfase veiledning i seg selv kunne utløse en reservasjon av kapasitet. I beskrivelsen om tilknytningsprosessen som vist i Figur 2.7 vil en reservasjon i nettet typisk skje når signering av prosjektutvikling finner sted. Kalkylen og DataArena i seg selv vil nok ikke kunne gjøre mye for å endre hvordan det blir sett på reservasjon i nettet, men det kan hjelpe på hvor hurtig kunden får informasjon og redusere tidsbruken i prosessen frem til signering av prosjektutvikling. Verktøyene som utvikles og digitaliseringen av tilknytningsprosessen vil hjelpe på informasjonsflyt og med dette effektivisere dagens kø-ordning og kunne endre retningslinjer for nettilknytning.

En felles kapasitetskartløsning vil kunne standardisere og effektivisere tilknytningsprosessen på tvers av nettselskaper, men vil også kreve mye ressurser av nettselskapene. I dag er det flere løsninger for kapasitetskart som kontinuerlig oppdateres, det kan bli utfordrende for nettselskapene å skulle bestemme seg for en felles løsning og hvem som skal ha ansvaret for å administrere denne tjenesten. Det vil også være ressurskrevende for mindre nettselskap å skulle tilrettelegge for denne typen tjeneste når de typisk har betydelig færre av de større tilknytningsforespørslene enn de store nettselskapene. En løsning for å håndtere disse bekymringene kunne vært å opprette en selvstendig gruppe som har som ansvar for å administrere tjenesten og bidra med veiledning mot nettselskapene og kunder. Dette ville sørget for likebehandling av kunder på tvers av nettselskaper og sørget for kontinuerlig utvikling av tjenesten.

Fra et samfunnsøkonomiske perspektiv vil det være gunstig å utnytte allerede utbygd kapasitet i nettet fremfor å gjøre nye kostbare utbedringer. Med det grønne skiftet og økt elektrifisering som står foran samfunnet, vil optimal utnyttelse av tilgjengelig kapasitet være sentralt for effektiv utbygging av nettet. Kapasitetskartene vil på sikt kunne hjelpe til i optimal utnyttelse og utbygging av ny kapasitet. Ved å gi kunder et godt kunnskapsgrunnlag tidlig i tilknytningsprosessen vil umodne forespørsler lukes ut av prosessen, og ikke ta opp plass i tilknytningskøen. Ved å benytte digitale verktøy som samhandler, er det rimelig å anta at det er mulig å optimalisere utbyggingen av kapasitet samt utnytte eksisterende kapasitet. Dette kan i sin tur legge grunnlaget for flere industrielle klynger og sentralisering av nettilknytninger. En slik utvikling kan potensielt ha positive effekter på miljøet og lokalsamfunnet gjennom økt industriell vekst og elektrifisering.

## 7. Konklusjon

Med denne utredningen har formålet vært å undersøke hvordan en automatisk grovkalkyle for anleggskostnader kan anvendes for å veilede mellomstore kunder under de tidlige fasene av tilknytningsprosessen, og på den måten også effektivisere arbeidet for nettselskapet. Oppgaven har sett på utfordringer ved dagens tilknytningsprosess, utviklingen av en grovkalkyle for anleggskostnad, grovkalkylens rolle i samspill med DataArena, estimering av anleggskostnad og anleggsbidrag og hvordan det kan tilrettelegges for en standardisert og oversiktlig tilknytningsprosess. I dette kapitlet er de viktigste funnene i oppgaven oppsummert med utgangspunkt i de gitte forskningsspørsmålene. Kapitlet avsluttes med å diskutere studiens begrensninger og forslag til videre utvikling av kapasitetskarttjenester.

### 7.1 Oppgavens funn

I Kapittel 2.2.7 kommer det frem at verken kunden eller nettselskapet er spesielt fornøyd med dagens tilknytningsprosess. Det er få verktøy kundene kan anvende for å navigere seg gjennom tilknytningsprosessen. Resultatet blir at de ofte kontakter nettselskapet før de egentlig er klare for å starte tilknytningsprosessen. På den andre siden har ikke nettselskapet kapasitet til å veilede kunder som enda er tidlig i prosessen og ikke kan forplikte seg til tilknytning. Ved å tilgjengeliggjøre verktøy som kapasitetskart for kunden vil kunden selv kunne få et inntrykk av sine behov og muligheter i forkant av første kundeforhold.

Ved å implementere en grovkalkyle for anleggskostnader i samspill med en kapasitetskartløsning vil kunden få et inntrykk av hvilket kostnadsområde forespørselen deres ligger i, hvilke tiltak i nettet den vil utløse og tidshorisont for tilknytning. Dette vil kunne være et nyttig verktøy for kunden å anvende tidlig i prosjekter for å vurdere sine muligheter med hensyn til kostnader, lokasjon og tidshorisont. Det er allikevel flere utfordringer ved å tilby et slikt estimat som må formidles ovenfor kunden for å gi et riktig bilde av situasjonen. En velfungerende løsning skal tilrettelegges for kostnadsgunstig utnyttelse av nettet og forbedre dialogen med kunden gjennom forventningsstyring og økt kunnskap rundt tilknytningsprosessen.

For at Norge skal klare å møte klimamålene og henge med i elektrifiseringen av industrien må vi ligge i forkant. Det må tilrettelegges for rask og pålitelig tilknytning til strømmettet ved hjelp av standardisering og digitale verktøy.

Dette vil føre til økonomisk vekst ved å gjøre Norge til et attraktivt alternativ blant internasjonale aktører som ønsker å etablere kraftkrevende industri.

## 7.2 Begrensninger ved oppgaven og forslag til videre utvikling

Oppgaven er en tidlig undersøkelse for mulighetene til å implementere en grovkalkyle for anleggskostnader i kapasitetskart. DataArena som prosjekt er fortsatt under utvikling og det er usikkert hvordan sluttproduktet vil se ut. Det vil derfor være viktig å videreutvikle kostnadskalkylen for å tilpasses DataArena-tjenestens egenskaper og begrensninger. Modellen må deretter implementere nettselskapets egen kostnadskatalog og det må gjøres nødvendige justeringer på parametrene for å tilpasses nettselskapets forhold.

Videre kan det utvikles følgende egenskaper i grovkalkylen for å gjøre tilbakemeldingen til kunden mer dekkende og presis:

- Estimering av anleggskostnad for tilknytninger på over 10 MW
- Estimering av kostnader for utbedringer i RN
- Kartlegging av ledig kapasitet i TN
- Tilrettelegge for en mer presis estimering av anleggskostnader for utbedringer i transformatorstasjonen
- Estimat for anleggsbidrag ved hver enkelt tilknytningsforespørsel
- Kostnadsestimat for alternative løsninger for å kutte ned på tilknytningskostnad som solcelleanlegg i kombinasjon med batteripakke
- En mer presis modell for estimering av kostnadsspenn

Videre vil en implementering av kartlag som skiller mellom topografiske forhold være gunstig for DataArena, da det vil åpne for muligheten til å estimere et alternativ for kabeltrase og et estimat for avstand til nærmeste tilknytningspunkt. Det vil også gjøre det mulig å avgjøre om det er mest hensiktsmessig med luftanlegg eller kabelanlegg, samt å skille mellom krevende og enkle forhold for grøftegraving. Dette vil føre til en forbedring av grovkalkylens kostnadsestimat.

På sikt bør det også være mulig å implementere en samlet kapasitetskartløsning for alle nettselskap for å tilrettelegge for en løsning som gir kunden et komplett inntrykk av alternativene sine. Dette vil fremme likebehandling for kunden på tvers av nettselskap og sørge for en transparent tilknytningsprosess.

# Referanseliste

- Arva. (2022). *Kapasitetskart, Arva*. <https://arva.no/Kapasitetskart>
- Austeng, K., Binz, V. & Drevland, F. (2005). *Usikkerhetsanalyse - Feilkilder i metode og beregning*. <https://ntnuopen.ntnu.no/ntnu-xmlui/handle/11250/228076>
- Austeng, K., Midtbø, J. T., Jordanger, I., Magnussen, O. M. & Torp, O. (2005). *Usikkerhetsanalyse - Kontekst og grunnlag*. <https://ntnuopen.ntnu.no/ntnu-xmlui/handle/11250/228067>
- Bjørndalen, J., Bye, I., Berntsen, C. L., Bjørkli, R. B., Gimmedstad, I. & Sletten, K. (2020). EKSPERTGRUPPEN FOR ORGANISERINGEN AV DRIFTSKOORDINERING I KRAFTSYSTEMET - Fra brettet til det smarte nettet - Ansvar for driftskoordinering i kraftsystemet RME.
- Brundtland, W. G. H. & Dahl, O. (1987). *Vår felles framtid*. Tiden Norsk forlag. [https://urn.nb.no/URN:NBN:no-nb\\_digibok\\_2007080601018](https://urn.nb.no/URN:NBN:no-nb_digibok_2007080601018)
- Busch, T. (2018). *Akademisk Skrivning for bachelor- og masterstudenter*. Fagbokforlaget.
- DIGIN Energi. (2022). *Se webinar: Lede og Elvia lagde kapasitetskart i sommer*. <https://diginenergi.no/se-webinar-lede-og-elvia-lagde-kapasitetskart-i-sommer/>
- DNV. (2021). *Bransjenorm-for-nettilknytning-v2*. <https://www.fornybarnorge.no/publikasjoner/rapport/2021/bransjenorm-for-nettilknytning/>
- Elering. (2023). *Kapasitetskart, Elering*. <https://vla.elering.ee/?lang=en>
- Elvia. (2023). *Kapasitetskart, Wattapp*. <https://www.wattapp.no/>
- Energifakta Norge. (2019). *Strømnettet*. Olje- og energidepartementet. <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftnett/>
- Finansdepartementet. (2019). *Økonomiske modeller - regjeringen.no*. [https://www.regjeringen.no/no/no/tema/okonomi-og-budsjett/norsk\\_okonomi/modellbruk/id2576075/](https://www.regjeringen.no/no/no/tema/okonomi-og-budsjett/norsk_okonomi/modellbruk/id2576075/)
- Fornybar Norge. (2021). *Nye vilkår for tilknytning legger til rette for elektrifisering*. <https://www.fornybarnorge.no/nyheter/2021/nye-vilkar-for-tilknytning-av-forbruk-legger-til-rette-for-elektrifisering/>
- Glitre Nett. (2022). *Glitre Nett blir navnet på det fusjonerte nettselskapet*. <https://www.glitreenergi-nett.no/glitre-nett-blir-navnet-pa-fusjonert-nettselskap/>
- Glitre Nett. (2023a). *Glitre Nett vil ta en sentral rolle i elektrifiseringen av samfunnet*. <https://kommunikasjon.ntb.no/pressemelding/glitre-nett-vil-ta-en-sentral-rolle-i-elektrifiseringen-av-samfunnet?publisherId=17848433&releaseId=17958833>
- Glitre Nett. (2023b). *Kapasitetskart, DataArena*. <https://kart.dataarena.no/>
- Jacobsen, D. I. (2005). *Hvordan gjennomføre undersøkelser?* (2. utg.). Høyskoleforlaget.
- Johannesen, A., Tufte, P. A. & Christoffersen, L. (2010). *Introduksjon til Samfunnsvitenskapelig metode* (4. utg.). Abstrakt forlag.

- Klakegg, O. J. (2003). *Kvalitetssikring av kostnadsoverslag, herunder risikoanalyse for store statlige investeringer - Felles begrepsapparat*. Finansdepartementet.
- Lovdata. (1991). *Lov om produksjon, omforming, overføring, omsetting, fordeling og bruk av energi m.m (Energiloven)*. <https://lovdata.no/dokument/NL/lov/1990-06-29-50/>
- Lovdata. (1999). *Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffen*. <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/1999-03-11-302>
- Lovdata. (2004). *Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet*. <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2004-11-30-1557>
- Lovdata. (2013). *Forskrift om sikkerhet og beredskap i kraftforsyningen (Kraftberedskapsforskriften)*. <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2012-12-07-1157>
- Lovdata. (2019). *Forskrift om nettregulering og energimarkedet (NEM)*. <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2019-10-24-1413>
- Miljødirektoratet. (2020). *Klimakur 2030: Slik kan utslippene kuttes - Miljødirektoratet*. <https://www.miljodirektoratet.no/aktuelt/nyheter/2020/januar-2020/klimakur-2030-slik-kan-utslippene-kuttes/>
- Møre Trafo. (2013). *FLEX 2*. <https://moretrafo.no/produkter/flex2/>
- National Grid. (2023). *Kapasitetskart, National Grid*. <https://www.nationalgrid.co.uk/our-network/network-capacity-map-application>
- NOU. (2022). *NOU 2022: 6 Nett i tide - om strømmettet*. <https://www.regjeringen.no/contentassets/9dabbb7fb58e4bb297f4388696570460/no/pdfs/nou202220220006000dddpdfs.pdf>
- NVE. (2015). *Tilknytningsplikt*. <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/nettilknytning/tilknytningsplikt/>
- NVE. (2021). *Langsiktig Kraftmarkedsanalyse 2021-2040*. [https://publikasjoner.nve.no/rapport/2021/rapport2021\\_29.pdf](https://publikasjoner.nve.no/rapport/2021/rapport2021_29.pdf)
- NVE. (2022). *Hva er budområder og flaskehals*. <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/slik-fungerer-kraftsystemet/hva-er-budomraader-og-flaskehals/>
- NVE-RME. (2015). *Anleggsbidrag*. <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/anleggsbidrag/>
- Olje- og energidepartementet. (2008). *Fakta 2008 om energi og vannressurser i Norge*. Regjeringen. <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/fakta-2008-om-energi-og-vannressurser-i-/id536186/>
- Olje- og energidepartementet. (2012). *Vi bygger Norge - om utbygging av strømmettet*. Regjeringen. <https://www.regjeringen.no/contentassets/19472ee2fcc54a0eaae169972fd61c98/no/pdfs/stm201120120014000dddpdfs.pdf>
- Olje- og energidepartementet. (2021a). *ENERGIX – utvikling av et helhetlig energisystem - regjeringen.no*. <https://www.regjeringen.no/no/tema/energi/energi-og-petroleumsforskning/renergi--fremtidens-rene-energisystem/id439229/>
- Olje- og energidepartementet. (2021b). *Strømforsyning og strømmettet*. <https://www.regjeringen.no/no/tema/energi/stromnett/stromforsyning-og-stromnett/id2353792/>
- REN. (2015). *Nettstasjon*. <https://www.ren.no/renbladserie/serie-6000-nettstasjoner>
- REN. (2020). *Om REN*. <https://www.ren.no/om-oss/om-ren>

- Research Council of Norway. (2022). *Simuleringstjeneste for elektrifisering - DataArena*. <https://prosjektbanken.forskningsradet.no/en/project/FORISS/332323?Kilde=FORISS&distribution=Ar&chart=bar&calcType=funding&Sprak=no&sortBy=date&sortOrder=desc&resultCount=30&offset=0&TemaEmne.2=M%5C%C3%5C%A5l+11+B%5C%C3%5C%A6rekraftig+byer+og+samfunn>
- Rosvold, K. A. (2019). *transformatorstasjon - Store norske leksikon*. <https://snl.no/transformatorstasjon>
- Rosvold, K. A. (2022). *nettap - Store norske leksikon*. <https://snl.no/nettap>
- Sekaran, U. & Bougie, R. (2016). *Research Methods for Business - A Skill-Building Approach* (7. utg.). Wiley.
- Sintef Energi. (2014). *Planleggingsbok for kraftnett - Kostnadskatalog regionalnett*. REN.
- Sintef Energi. (2021). *Planleggingsbok for kraftnett - Kostnadskatalog distribusjonsnett*. REN.
- Statnett. (2022a). *Det eksepsjonelle kraftåret 2021*. <https://www.statnett.no/om-statnett/nyheter-og-pressemedinger/nyhetsarkiv-2022/det-eksepsjonelle-kraftaret-2021/>
- Statnett. (2022b). *Et kraftsystem i endring krever nye grep*. <https://www.statnett.no/om-statnett/nyheter-og-pressemedinger/nyhetsarkiv-2022/et-kraftsystem-i-endring-krever-nye-grep/>
- Statnett. (2023a). *Forbruksutvikling i Norge 2022-2050 - delrapport til Langsiktig Markedsanalyse 2022-2050*. <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/lma/forbruksutvikling-i-norge-2022-2050---delrapport-til-lma-2022-2050.pdf>
- Statnett. (2023b). *Tall og data fra kraftsystemet*. <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/tall-og-data-fra-kraftsystemet/#nordisk-kraftflyt>
- United Nations Environment Programme. (2021). *EGR21*. <https://www.unep.org/resources/emissions-gap-report-2021>
- Western Power. (2023). *Kapasitetskart, Western Power*. <https://westernpower.maps.arcgis.com/apps/webappviewer/index.html?id=21af5edc59034456b59c35be31365cdf>

# A. Grovkalkyle for anleggskostnad

Grovkalkyle for anleggskostnad						
Ant	Enhet	Benevnelse	Enhetspris	Antatt kostnad	Risikoprofil	
					Nedre grense	Øvre grense
1	MW	Søkt effekt				
1	stk	Antall trafoer 1600 kVA				
1	stk	Antall NS				
1	MW	Oppgradering i transformatorstasjon (132/22 kV)				
1	km	Nettanlegg				
NEI		Er det ledig kapasitet i tilgrensende DN				
NEI		Skal kunden ha anleggskonsesjonen selv				
50 %		Andel luftnett				
50 %		Andel kabelanlegg				
33 %		Andel grøft byområde				
33 %		Andel grøft forstad				
34 %		Andel grøft landsbygd				
<b>24kV høyspent luftanlegg</b>						
0,5	km	24 kV AXCES AI 3x95 mm				
1	stk	Oppstarts- og avviklingsarbeid nyanlegg HS luft	34 448	34 448		
0,2	km	Universalkabel, skogrydding i barskog	13 000	2 600		
0,15	km	Universalkabel, skogrydding i lauvskog	10 400	1 560		
2	stk	Universalkabel, frakte og montere 1 trommel	3 341	6 682		
0,5	km	Trekke ut universalkabel	20 480	10 240		
0,5	km	Registrering av nettdata HS linje	1 430	715		
0,5	km	Grunnerstatning universalkabel	23 544	11 772		
0,5	km	Projektering HS linje universalkabel	42 402	21 201		
0,525	km	AXCES 95 mm2 AI	322 000	169 050		
3	stk	E-bæremast i rettlinje AXCES 95	9 065	27 195		
1	stk	E-bæremast i rettlinje, 2-sidig avspenning AXCES 95	19 867	19 867		
2	stk	E-mast i vinkel < 30 g, 1 ledning og bardun AXCES 95	13 286	26 572		
1	stk	E-mast i vinkel < 30 g, 1 ledning og strever AXCES 95	26 737	26 737		
1	stk	E-mast i vinkel, avspenning og bardun AXCES 95	23 902	23 902		
1	stk	E-endemast med 2 barduner AXCES 95	18 621	18 621		
1	stk	E-endemast med strever AXCES 95	27 451	27 451		
		<b>Totalt</b>		<b>428 613</b>	<b>20 %</b>	<b>35 %</b>
<b>24kV høyspent kabelanlegg (inkl. grøft)</b>						
0,5	km	24 kV TSLE/TSLF 3x1x240 mm AI				
1	stk	Oppstart- og avviklingsarbeid nyanlegg HS kabel	23 896	23 896		
1,5	stk	Registrering av nettdata i NIS	421	632		
1,5	delstrekk	Projektering HS kabel	8 332	12 498		
0,5	km	Utdragning av kabel > 4,5 <= 7,0 kg/m	7 003	3 502		
0,5	km	Kabelmarkering/kabelbeskyttelse/kabelskilleplater	13 189	6 595		
0,525	km	24 kV kabel TSLE/TSLF 1x240 AI (snodd)	282 900	148 523		
1	stk	Skjøt PEX 3x1x240 24 kV	11 063	11 063		
0,17	km	Grøft - Byområde	812 760	134 105		
0,17	km	Grøft - Forstad	530 072	87 462		
0,17	km	Grøft - Landsbygd	396 278	67 367		
0,5	km	Tillegg for jordledning (50 mm2 Cu) forlagt i grøft	48 052	24 026		
		<b>Totalt</b>		<b>495 642</b>	<b>30 %</b>	<b>50 %</b>
<b>Nettstasjonsanlegg</b>						
NEI		Skal kunden ha anleggskonsesjonen selv				
1	stk	1600 kVA transformatorer				
1	stk	Nettstasjoner				
1	stk	Oppstarts- og avviklingsarbeid nyanlegg nettstasjon	18 703	18 703		
1	stk	Dokumentasjon og måling nettstasjon	3 950	3 950		
1	stk	Projektering nettstasjon i bygg	23 843	23 843		
1	stk	Hsp. koblingsanlegg i bygg 24 kV	116 956	116 956		
1	stk	Forbindelse fra transformator til hsp. koblingsanlegg	12 248	12 248		
1	stk	Transformator 1600 kVA, 24/0,42 kV	223 359	223 359		
1	stk	Jording av nettstasjon i bygg	8 125	8 125		
		<b>Totalt</b>		<b>407 184</b>	<b>20 %</b>	<b>40 %</b>
<b>Nytt bryterfelt</b>						
NEI		Ledig kapasitet i tilgrensende DN				
1	stk	22 kV avgang - ombygging inne	290 000	290 000		
		<b>Totalt</b>		<b>290 000</b>	<b>20 %</b>	<b>20 %</b>
<b>Nødvendige utbedringer i transformatorstasjon</b>						
1	MW	Oppgradering i transformatorstasjon (132/22 kV)	5 000 000	5 000 000		
		<b>Totalt</b>		<b>5 000 000</b>	<b>30 %</b>	<b>60 %</b>
<b>Anleggskostnad</b>						
0,5	km	24kV høyspent luftanlegg		428 613	342 890	578 628
0,5	km	24kV høyspent kabelanlegg (inkl. grøft)		495 642	346 949	743 462
1	stk	Nettstasjonsanlegg		407 184	325 747	570 058
1	stk	Nytt bryterfelt		290 000	232 000	348 000
1	MW	Nødvendige utbedringer i transformatorstasjon		5 000 000	3 500 000	8 000 000
		<b>Total anleggskostnad</b>		<b>6 621 439</b>	<b>4 747 587</b>	<b>10 240 147</b>

Figur A.1: Grovkalkyle for anleggskostnad. I fremvisningen brukes det referanseverdier på 1 for å vise alle operasjonene som utføres. Modellen er dynamisk og produserer et estimat for anleggskostnaden utifra parametrene i øverste seksjon.



## B. Anleggskostnad case 1

Grovkalkyle for anleggskostnad						
Ant	Enhet	Benevnelse	Enhetspris	Antatt kostnad	Usikkerhet	
					Nedre grense	Øvre grense
<b>2</b>	<b>MW</b>	<b>Søkt effekt</b>				
<b>2</b>	<b>stk</b>	<b>Antall trafoer 1600 kVA</b>				
<b>1</b>	<b>stk</b>	<b>Antall NS</b>				
<b>0</b>	<b>MW</b>	<b>Oppgradering i transformatorstasjon (132/22 kV)</b>				
<b>0,5</b>	<b>km</b>	<b>Nettanlegg</b>				
<b>JA</b>		<b>Er det ledig kapasitet i tilgrensende DN</b>				
<b>NEI</b>		<b>Skal kunden ha anleggs-konsesjonen selv</b>				
<b>50 %</b>		<b>Andel luftnett</b>				
<b>50 %</b>		<b>Andel kabelanlegg</b>				
<b>33 %</b>		<b>Andel grøft byområde</b>				
<b>33 %</b>		<b>Andel grøft forstad</b>				
<b>34 %</b>		<b>Andel grøft landsbygd</b>				
<b>24kV høyspent luftanlegg</b>						
0,25	km	24 kV AXCES AI 3x95 mm				
1	stk	Oppstarts- og avviklingsarbeid nyanlegg HS luft	34 448	34 448		
0,1	km	Universalkabel, skogrydding i barskog	13 000	1 300		
0,075	km	Universalkabel, skogrydding i lauvskog	10 400	780		
1	stk	Universalkabel, frakte og montere 1 trommel	3 341	3 341		
0,25	km	Trekke ut universalkabel	20 480	5 120		
0,25	km	Registrering av nettdata HS linje	1 430	358		
0,25	km	Grunnerstatning universalkabel	23 544	5 886		
0,25	km	Prosjektering HS linje universalkabel	42 402	10 601		
0,2625	km	AXCES 95 mm2 AI	322 000	84 525		
2	stk	E-bæremast i rettlinje AXCES 95	9 065	18 130		
1	stk	E-bæremast i rettlinje, 2-sidig avspenning AXCES 95	19 867	19 867		
1	stk	E-mast i vinkel < 30 g, 1 ledning og bardun AXCES 95	13 286	13 286		
1	stk	E-mast i vinkel < 30 g, 1 ledning og strever AXCES 95	26 737	26 737		
1	stk	E-mast i vinkel, avspenning og bardun AXCES 95	23 902	23 902		
1	stk	E-endemast med 2 barduner AXCES 95	18 621	18 621		
1	stk	E-endemast med strever AXCES 95	27 451	27 451		
		<b>Totalt</b>		<b>294 352</b>	<b>20 %</b>	<b>35 %</b>
<b>24kV høyspent kabelanlegg (inkl. grøft)</b>						
0,25	km	24 kV TSLE/TSLF 3x1x240 mm AI				
1	stk	Oppstart- og avviklingsarbeid nyanlegg HS kabel	23 896	23 896		
1,5	stk	Registrering av nettdata i NIS	421	632		
1,5	delstrekk	Prosjektering HS kabel	8 332	12 498		
0,25	km	Utdragning av kabel > 4,5 <= 7,0 kg/m	7 003	1 751		
0,25	km	Kabelmarkering/kabelbeskyttelse/kabelskilleplater	13 189	3 297		
0,2625	km	24 kV kabel TSLE/TSLF 1x240 AI (snodd)	282 900	74 261		
1	stk	Skjøt PEX 3x1x240 24 kV	11 063	11 063		
0,08	km	Grøft - Byområde	812 760	67 053		
0,08	km	Grøft - Forstad	530 072	43 731		
0,09	km	Grøft - Landsbygd	396 278	33 684		
0,25	km	Tillegg for jordledning (50 mm2 Cu) forlagt i grøft	48 052	12 013		
		<b>Totalt</b>		<b>271 865</b>	<b>30 %</b>	<b>50 %</b>
<b>Nettstasjonsanlegg</b>						
NEI		<b>Skal kunden ha anleggs-konsesjonen selv</b>				
2	stk	<b>1600 kVA transformatorer</b>				
1	stk	<b>Nettstasjoner</b>				
1	stk	Oppstarts- og avviklingsarbeid nyanlegg nettstasjon	18 703	18 703		
1	stk	Dokumentasjon og måling nettstasjon	3 950	3 950		
1	stk	Prosjektering nettstasjon i bygg	23 843	23 843		
1	stk	Hsp. koblingsanlegg i bygg 24 kV	116 956	116 956		
2	stk	Forbindelse fra transformator til hsp. koblingsanlegg	12 248	24 496		
2	stk	Transformator 1600 kVA, 24/0,42 kV	223 359	446 718		
1	stk	Jording av nettstasjon i bygg	8 125	8 125		
		<b>Totalt</b>		<b>642 791</b>	<b>20 %</b>	<b>40 %</b>
<b>Nytt bryterfelt</b>						
JA		<b>Ledig kapasitet i tilgrensende DN</b>				
0	stk	22 kV avgang - ombygging inne	290 000	0		
		<b>Totalt</b>		<b>0</b>	<b>20 %</b>	<b>20 %</b>
<b>Nødvendige utbedringer i transformatorstasjon</b>						
0	MW	Oppgradering i transformatorstasjon (132/22 kV)	5 000 000	0		
		<b>Totalt</b>		<b>0</b>	<b>30 %</b>	<b>60 %</b>
<b>Anleggskostnad</b>						
0,25	km	24kV høyspent luftanlegg		294 352	235 482	397 375
0,25	km	24kV høyspent kabelanlegg (inkl. grøft)		271 865	190 306	407 798
1	stk	Nettstasjonsanlegg		642 791	514 233	899 907
0	stk	Nytt bryterfelt		0	0	0
0	MW	Nødvendige utbedringer i transformatorstasjon		0	0	0
		<b>Total anleggskostnad</b>		<b>1 209 008</b>	<b>940 020</b>	<b>1 705 080</b>

Figur B.1: Grovkalkyle av anleggskostnad ved case 1

## C. Anleggskostnad case 2

Grovkalkyle for anleggskostnad						
Ant	Enhet	Benevnelse	Enhetspris	Antatt kostnad	Usikkerhet	
					Nedre grense	Øvre grense
5	MW	Søkt effekt				
4	stk	Antall trafoer 1600 kVA				
2	stk	Antall NS				
0	MW	Oppgradering i transformatorstasjon (132/22 kV)				
2,5	km	Nettanlegg				
NEI		Er det ledig kapasitet i tilgrensende DN				
JA		Skal kunden ha anleggskonsesjonen selv				
50 %		Andel luftnett				
50 %		Andel kabelanlegg				
33 %		Andel grøft byområde				
33 %		Andel grøft forstad				
34 %		Andel grøft landsbygd				
<b>24kV høyspent luftanlegg</b>						
1,25	km	24 kV AXCES AI 3x95 mm				
1	stk	Oppstarts- og avviklingsarbeid nyanlegg HS luft	34 448	34 448		
0,5	km	Universalkabel, skogrydding i barskog	13 000	6 500		
0,375	km	Universalkabel, skogrydding i lauvskog	10 400	3 900		
5	stk	Universalkabel, frakte og montere 1 trommel	3 341	16 705		
1,25	km	Trekke ut universalkabel	20 480	25 600		
1,25	km	Registrering av nettdata HS linje	1 430	1 788		
1,25	km	Grunnerstatning universalkabel	23 544	29 430		
1,25	km	Prosjektering HS linje universalkabel	42 402	53 003		
1,3125	km	AXCES 95 mm2 AI	322 000	422 625		
8	stk	E-bæremast i rettlinje AXCES 95	9 065	72 520		
3	stk	E-bæremast i rettlinje, 2-sidig avspenning AXCES 95	19 867	59 601		
5	stk	E-mast i vinkel < 30 g, 1 ledning og bardun AXCES 95	13 286	66 430		
3	stk	E-mast i vinkel < 30 g, 1 ledning og strever AXCES 95	26 737	80 211		
2	stk	E-mast i vinkel, avspenning og bardun AXCES 95	23 902	47 804		
1	stk	E-endemast med 2 barduner AXCES 95	18 621	18 621		
1	stk	E-endemast med strever AXCES 95	27 451	27 451		
		<b>Totalt</b>		<b>966 636</b>	<b>20 %</b>	<b>35 %</b>
<b>24kV høyspent kabelanlegg (inkl. grøft)</b>						
1,25	km	24 kV TSLE/TSLF 3x1x240 mm AI				
1	stk	Oppstart- og avviklingsarbeid nyanlegg HS kabel	23 896	23 896		
1,5	stk	Registrering av nettdata i NIS	421	632		
1,5	delstrekk	Prosjektering HS kabel	8 332	12 498		
1,25	km	Utdragning av kabel > 4,5 <= 7,0 kg/m	7 003	8 754		
1,25	km	Kabelmarkering/kabelbeskyttelse/kabelskilleplater	13 189	16 486		
1,3125	km	24 kV kabel TSLE/TSLF 1x240 AI (snodd)	282 900	371 306		
1	stk	Skjøt PEX 3x1x240 24 kV	11 063	11 063		
0,41	km	Grøft - Byområde	812 760	335 264		
0,41	km	Grøft - Forstad	530 072	218 655		
0,43	km	Grøft - Landsbygd	396 278	168 418		
1,25	km	Tillegg for jordledning (50 mm2 Cu) forlagt i grøft	48 052	60 065		
		<b>Totalt</b>		<b>1 166 971</b>	<b>30 %</b>	<b>50 %</b>
<b>Nettstasjonsanlegg</b>						
JA		Skal kunden ha anleggskonsesjonen selv				
0	stk	1600 kVA transformatorer				
0	stk	Nettstasjoner				
0	stk	Oppstarts- og avviklingsarbeid nyanlegg nettstasjon	18 703	0		
0	stk	Dokumentasjon og måling nettstasjon	3 950	0		
0	stk	Prosjektering nettstasjon i bygg	23 843	0		
0	stk	Hsp. koblingsanlegg i bygg 24 kV	116 956	0		
0	stk	Forbindelse fra transformator til hsp. koblingsanlegg	12 248	0		
0	stk	Transformator 1600 kVA, 24/0,42 kV	223 359	0		
0	stk	Jording av nettstasjon i bygg	8 125	0		
		<b>Totalt</b>		<b>0</b>	<b>20 %</b>	<b>40 %</b>
<b>Nytt bryterfelt</b>						
NEI		Ledig kapasitet i tilgrensende DN				
1	stk	22 kV avgang - ombygging inne	290 000	290 000		
		<b>Totalt</b>		<b>290 000</b>	<b>20 %</b>	<b>20 %</b>
<b>Nødvendige utbedringer i transformatorstasjon</b>						
0	MW	Oppgradering i transformatorstasjon (132/22 kV)	5 000 000	0		
		<b>Totalt</b>		<b>0</b>	<b>30 %</b>	<b>60 %</b>
<b>Anleggskostnad</b>						
1,25	km	24kV høyspent luftanlegg		966 636	773 309	1 304 959
1,25	km	24kV høyspent kabelanlegg (inkl. grøft)		1 166 971	816 880	1 750 457
0	stk	Nettstasjonsanlegg		0	0	0
1	stk	Nytt bryterfelt		290 000	232 000	348 000
0	MW	Nødvendige utbedringer i transformatorstasjon		0	0	0
		<b>Total anleggskostnad</b>		<b>2 423 607</b>	<b>1 822 189</b>	<b>3 403 415</b>

Figur C.1: Grovkalkyle av anleggskostnad ved case 2

# D. Anleggskostnad case 3

Grovkalkyle for anleggskostnad						
Ant	Enhet	Benevnelse	Enhetspris	Antatt kostnad	Usikkerhet	
					Nedre grense	Øvre grense
8	MW	Søkt effekt				
5	stk	Antall trafoer 1600 kVA				
2	stk	Antall NS				
6	MW	Oppgradering i transformatorstasjon (132/22 kV)				
1	km	Nettanlegg				
JA		Er det ledig kapasitet i tilgrensende DN				
NEI		Skal kunden ha anleggskonsesjonen selv				
50 %		Andel luftnett				
50 %		Andel kabelanlegg				
33 %		Andel grøft byområde				
33 %		Andel grøft forstad				
34 %		Andel grøft landsbygd				
<b>24kV høyspent luftanlegg</b>						
0,5	km	24 kV AXCES AI 3x95 mm				
1	stk	Oppstarts- og avviklingsarbeid nyanlegg HS luft	34 448	34 448		
0,2	km	Universalkabel, skogrydding i barskog	13 000	2 600		
0,15	km	Universalkabel, skogrydding i lauvskog	10 400	1 560		
2	stk	Universalkabel, frakte og montere 1 trommel	3 341	6 682		
0,5	km	Trekke ut universalkabel	20 480	10 240		
0,5	km	Registrering av nettdata HS linje	1 430	715		
0,5	km	Grunnerstatning universalkabel	23 544	11 772		
0,5	km	Prosjektering HS linje universalkabel	42 402	21 201		
0,525	km	AXCES 95 mm2 AI	322 000	169 050		
3	stk	E-bæremast i rettlinje AXCES 95	9 065	27 195		
1	stk	E-bæremast i rettlinje, 2-sidig avspenning AXCES 95	19 867	19 867		
2	stk	E-mast i vinkel < 30 g, 1 ledning og bardun AXCES 95	13 286	26 572		
1	stk	E-mast i vinkel < 30 g, 1 ledning og strever AXCES 95	26 737	26 737		
1	stk	E-mast i vinkel, avspenning og bardun AXCES 95	23 902	23 902		
1	stk	E-endemast med 2 barduner AXCES 95	18 621	18 621		
1	stk	E-endemast med strever AXCES 95	27 451	27 451		
		<b>Totalt</b>		<b>428 613</b>	<b>20 %</b>	<b>35 %</b>
<b>24kV høyspent kabelanlegg (inkl. grøft)</b>						
0,5	km	24 kV TSLE/TSLF 3x1x240 mm AI				
1	stk	Oppstart- og avviklingsarbeid nyanlegg HS kabel	23 896	23 896		
1,5	stk	Registrering av nettdata i NIS	421	632		
1,5	delstrekk	Prosjektering HS kabel	8 332	12 498		
0,5	km	Utdragning av kabel > 4,5 <= 7,0 kg/m	7 003	3 502		
0,5	km	Kabelmarkering/kabelbeskyttelse/kabelskilleplater	13 189	6 595		
0,525	km	24 kV kabel TSLE/TSLF 1x240 AI (snodd)	282 900	148 523		
1	stk	Skjøtt PEX 3x1x240 24 kV	11 063	11 063		
0,17	km	Grøft - Byområde	812 760	134 105		
0,17	km	Grøft - Forstad	530 072	87 462		
0,17	km	Grøft - Landsbygd	396 278	67 367		
0,5	km	Tillegg for jordledning (50 mm2 Cu) forlagt i grøft	48 052	24 026		
		<b>Totalt</b>		<b>495 642</b>	<b>30 %</b>	<b>50 %</b>
<b>Nettstasjonsanlegg</b>						
NEI		Skal kunden ha anleggskonsesjonen selv				
5	stk	1600 kVA transformatorer				
2	stk	Nettstasjoner				
1	stk	Oppstarts- og avviklingsarbeid nyanlegg nettstasjon	18 703	18 703		
2	stk	Dokumentasjon og måling nettstasjon	3 950	7 900		
2	stk	Prosjektering nettstasjon i bygg	23 843	47 686		
2	stk	Hsp. koblingsanlegg i bygg 24 kV	116 956	233 912		
5	stk	Forbindelse fra transformator til hsp. koblingsanlegg	12 248	61 240		
5	stk	Transformator 1600 kVA, 24/0,42 kV	223 359	1 116 795		
2	stk	Jording av nettstasjon i bygg	8 125	16 250		
		<b>Totalt</b>		<b>1 502 486</b>	<b>20 %</b>	<b>40 %</b>
<b>Nytt bryterfelt</b>						
JA		Ledig kapasitet i tilgrensende DN				
0	stk	22 kV avgang - ombygging inne	290 000	0		
		<b>Totalt</b>		<b>0</b>	<b>20 %</b>	<b>20 %</b>
<b>Nødvendige utbedringer i transformatorstasjon</b>						
6	MW	Oppgradering i transformatorstasjon (132/22 kV)	5 000 000	30 000 000		
		<b>Totalt</b>		<b>30 000 000</b>	<b>30 %</b>	<b>60 %</b>
<b>Anleggskostnad</b>						
0,5	km	24kV høyspent luftanlegg		428 613	342 890	578 628
0,5	km	24kV høyspent kabelanlegg (inkl. grøft)		495 642	346 949	743 462
2	stk	Nettstasjonsanlegg		1 502 486	1 201 989	2 103 480
0	stk	Nytt bryterfelt		0	0	0
6	MW	Nødvendige utbedringer i transformatorstasjon		30 000 000	21 000 000	48 000 000
		<b>Total anleggskostnad</b>		<b>32 426 741</b>	<b>22 891 828</b>	<b>51 425 570</b>

Figur D.1: Grovkalkyle av anleggskostnad ved case 3

# E. Anleggskostnad case 4

Grovkalkyle for anleggskostnad						
Ant	Enhet	Benevnelse	Enhetspris	Antatt kostnad	Usikkerhet	
					Nedre grense	Øvre grense
1	MW	Søkt effekt				
1	stk	Antall trafoer 1600 kVA				
1	stk	Antall NS				
1	MW	Oppgradering i transformatorstasjon (132/22 kV)				
4	km	Nettanlegg				
NEI		Er det ledig kapasitet i tilgrensende DN				
NEI		Skal kunden ha anleggskonsesjonen selv				
50 %		Andel luftnett				
50 %		Andel kabelanlegg				
33 %		Andel grøft byområde				
33 %		Andel grøft forstad				
34 %		Andel grøft landsbygd				
<b>24kV høyspent luftanlegg</b>						
2	km	24 kV AXCES AI 3x95 mm				
1	stk	Oppstarts- og avviklingsarbeid nyanlegg HS luft	34 448	34 448		
0,8	km	Universalkabel, skogrydding i barskog	13 000	10 400		
0,6	km	Universalkabel, skogrydding i lauvskog	10 400	6 240		
7	stk	Universalkabel, frakte og montere 1 trommel	3 341	23 387		
2	km	Trekke ut universalkabel	20 480	40 960		
2	km	Registrering av nettdata HS linje	1 430	2 860		
2	km	Grunnerstatning universalkabel	23 544	47 088		
2	km	Prosjektering HS linje universalkabel	42 402	84 804		
2,1	km	AXCES 95 mm2 AI	322 000	676 200		
12	stk	E-bæremast i rettlinje AXCES 95	9 065	108 780		
4	stk	E-bæremast i rettlinje, 2-sidig avspenning AXCES 95	19 867	79 468		
8	stk	E-mast i vinkel < 30 g, 1 ledning og bardun AXCES 95	13 286	106 288		
4	stk	E-mast i vinkel < 30 g, 1 ledning og strever AXCES 95	26 737	106 948		
2	stk	E-mast i vinkel, avspenning og bardun AXCES 95	23 902	47 804		
1	stk	E-endemast med 2 barduner AXCES 95	18 621	18 621		
1	stk	E-endemast med strever AXCES 95	27 451	27 451		
		<b>Totalt</b>		<b>1 421 747</b>	<b>20 %</b>	<b>35 %</b>
<b>24kV høyspent kabelanlegg (inkl. grøft)</b>						
2	km	24 kV TSLE/TSLF 3x1x240 mm AI				
1	stk	Oppstart- og avviklingsarbeid nyanlegg HS kabel	23 896	23 896		
1,5	stk	Registrering av nettdata i NIS	421	632		
1,5	delstrekk	Prosjektering HS kabel	8 332	12 498		
2	km	Utdragning av kabel > 4,5 <= 7,0 kg/m	7 003	14 006		
2	km	Kabelmarkering/kabelbeskyttelse/kabelskilleplater	13 189	26 378		
2,1	km	24 kV kabel TSLE/TSLF 1x240 AI (snodd)	282 900	594 090		
1	stk	Skjøt PEX 3x1x240 24 kV	11 063	11 063		
0,66	km	Grøft - Byområde	812 760	536 422		
0,66	km	Grøft - Forstad	530 072	349 848		
0,68	km	Grøft - Landsbygd	396 278	269 469		
2	km	Tillegg for jordledning (50 mm2 Cu) forlagt i grøft	48 052	96 104		
		<b>Totalt</b>		<b>1 838 301</b>	<b>30 %</b>	<b>50 %</b>
<b>Nettstasjonsanlegg</b>						
NEI		Skal kunden ha anleggskonsesjonen selv				
1	stk	1600 kVA transformatorer				
1	stk	Nettstasjoner				
1	stk	Oppstarts- og avviklingsarbeid nyanlegg nettstasjon	18 703	18 703		
1	stk	Dokumentasjon og måling nettstasjon	3 950	3 950		
1	stk	Prosjektering nettstasjon i bygg	23 843	23 843		
1	stk	Hsp. koblingsanlegg i bygg 24 kV	116 956	116 956		
1	stk	Forbindelse fra transformator til hsp. koblingsanlegg	12 248	12 248		
1	stk	Transformator 1600 kVA, 24/0,42 kV	223 359	223 359		
1	stk	Jording av nettstasjon i bygg	8 125	8 125		
		<b>Totalt</b>		<b>407 184</b>	<b>20 %</b>	<b>40 %</b>
<b>Nytt bryterfelt</b>						
NEI		Ledig kapasitet i tilgrensende DN				
1	stk	22 kV avgang - ombygging inne	290 000	290 000		
		<b>Totalt</b>		<b>290 000</b>	<b>20 %</b>	<b>20 %</b>
<b>Nødvendige utbedringer i transformatorstasjon</b>						
1	MW	Oppgradering i transformatorstasjon (132/22 kV)	5 000 000	5 000 000		
		<b>Totalt</b>		<b>5 000 000</b>	<b>30 %</b>	<b>60 %</b>
<b>Anleggskostnad</b>						
2	km	24kV høyspent luftanlegg	1 421 747	1 137 398	1 919 358	
2	km	24kV høyspent kabelanlegg (inkl. grøft)	1 838 301	1 286 810	2 757 451	
1	stk	Nettstasjonsanlegg	407 184	325 747	570 058	
1	stk	Nytt bryterfelt	290 000	232 000	348 000	
1	MW	Nødvendige utbedringer i transformatorstasjon	5 000 000	3 500 000	8 000 000	
		<b>Total anleggskostnad</b>	<b>8 957 232</b>	<b>6 481 955</b>	<b>13 594 867</b>	

Figur E.1: Grovkalkyle av anleggskostnad ved case 4

