

Forbrukerfleksibilitet: Et alternativ til nettinvesteringer i regionalnettet?

En casestudie på Agder Energi Nett og
potensialet av forbrukerfleksibilitet

Eirik Stokke

Baste Johan Kvivik

For mastergrad i
Industriell Økonomi og Teknologiledelse

VEILDER

Trond Bjørnenak

Universitetet i Agder, 2022

Fakultetet for teknologi og realfag

Handelshøyskolen

Forord

Denne masteroppgaven avslutter forfatternes sivilingeniørstudium i industriell økonomi og teknologiledelse under fakultet for ingeniør- og realfag ved Universitetet i Agder. Avhandlingen er skrevet i løpet av våren 2022, med fordypningstema innen emnet Strategisk Økonomistyring.

Valg av oppgave har bakgrunn i forfatternes tekniske bachelorgrad fra studiet Fornybar Energi – Elkraft. Dette, kombinert med det økonomiske aspektet fra mastergraden, legger til rette for en interessant studie i skjæringspunktet mellom teknologi og økonomi i Agder Energi Nett sine transformatorstasjoner.

Vi vil rette en stor takk til våre veiledere i Agder Energi Nett, Geir Magne Abusdal og Per-Oddvar Osland, for god oppfølging og stort engasjement. Samarbeidet har vært motiverende og lærerikt. I tillegg ønsker vi å rette en stor takk til øvrige ansatte i Agder Energi konsernet som har tatt seg tid til å bidra på ulike plan i vår utredning.

Avslutningsvis vil vi også rette en stor takk til vår veileder, Trond Bjørnenak. Tusen takk for interessante diskusjoner og gode konstruktive tilbakemeldinger.

Sammendrag

Behovet for elektrisitet er forventet å øke kraftig søm følge av elektrifisering og fremvekst av ny næringsvirksomhet. Strømnettet må følgelig oppgraderes for å håndtere den økte belastningen, og må dimensjoneres for å håndtere de høyeste effekttoppene. Disse toppene oppstår som regel bare et par ganger i året ved lave temperaturer hvor behovet for oppvarming er stort. Dette medfører at strømnettet har ledig kapasitet store deler av året. For å redusere effekttoppene og kostbare investeringer i strømnettet, er det fordelaktig å jevne ut strømforbruket. En løsning for å lykkes med dette er forbrukerfleksibilitet. Med forbrukerfleksibilitet menes både endringer i kundeadferd som følge av prissignaler (implisitt forbrukerfleksibilitet), samt fysiske utkoblinger av forbrukslaster (eksplisitt forbrukerfleksibilitet). Lavere kostnader for nettselskaper vil også gagne vanlige sluttbrukere i form av redusert økning av nettleie.

Denne utredningen undersøker verdien av eksplisitt forbrukerfleksibilitet for å kunne utsette investeringer på transformatorstasjoner (trafostasjoner) i regionalnettet. Utredningen har følgende problemstilling:

Hva er den økonomiske verdien av å utsette investeringer i regionalnettet ved bruk av forbrukerfleksibilitet?

Videre er det utarbeidet følgende forskerspørsmål for å besvare problemstillingen:

1. Utvikle modell for å vurdere fremtidig kapasitetsutfordring og muligheten for investeringsutsettelse på trafostasjoner i regionalnettet.
2. Anvende modellen på trafostasjoner i Agder Energi Netts Regionalnett.
 - a. Hvor omfattende er kapasitetsutfordringer frem mot 2040?
 - b. Hva er verdien av å utsette investeringer ved bruk av forbrukerfleksibilitet?
3. Hva er forutsetningene for å realisere utsettelse av investering ved bruk av forbrukerfleksibilitet?

Problemstillingen besvares ved å gjennomføre en casestudie på Agder Energi Nett sine trafostasjoner. Utredningen bruker en kvantitativ tilnærming for å undersøke verdien av å utsette investeringer. Utvalget av trafostasjoner ble gjennomført på grunnlag av prognoser utarbeidet av Agder Energi Nett. Ifølge prognosene vil 12 av 56 trafostasjoner oppleve overbelastning frem mot 2040. Det er prognosert tre scenarioer med ulike forbruksøkninger. Utredningens modell har

undersøkt 8 av disse 12. De resterende er ekskludert fra utredningen da de hadde målefeil eller ikke ble overbelastet ved belastningsverdiene modellen la til grunn. Modellen beregner årlig verdi av å utsette investeringen og perioden investeringsutsettelse er mulig for hvert scenario. Det forutsettes at tilstrekkelig forbrukerfleksibilitet alltid er tilgjengelig.

Resultatene viser at verdien av å utsette investeringer er sterkt case-avhengig. Verdien avhenger hovedsakelig av investeringskostnaden, forbruksøkningen og forbruksmønsteret. Den årlige verdien av å utsette investeringer varierte fra 0,40 til 4,81 millioner kroner. Antall år med mulig investeringsutsettelse varierte fra ett til 20 år. Trafostasjoner med høy investeringskostnad, lav forbruksøkning, og lavt energiforbruk med kortvarige effekttopper, egner seg best til å utnytte forbrukerfleksibilitet.

Den viktigste forutsetning for å realisere utsatte investeringer i praksis er forutsigbarhet. Nettselskapet er avhengig av langsiktige fleksibilitetskontrakter med store volum dersom de skal vurdere forbrukerfleksibilitet som alternativ til nettinvesteringer.

Innholdsfortegnelse

1 Introduksjon	1
1.1 Problemstilling	3
1.2 Relevans	3
1.3 Avgrensinger	4
1.4 Utredningens oppbygning	5
2 Kraftnettet og aktører	6
2.1 Kraftnettet i Norge	6
2.2 Nettselskapets rolle	7
2.3 Dagens nettleiemodell	8
2.4 HAN og AMS	9
2.5 Transformatorstasjon	9
2.5.1 Transformatorens virkemåte og oppbygning	9
2.5.2 Overbelastning og levetid på transformatorer	12
2.6 Agder Energi Nett – Casebedrift	14
3 Teoretisk rammeverk	17
3.1 Forbrukerfleksibilitet	17
3.2 Implisitt forbrukerfleksibilitet	21
3.3 Aggregatorrollen	26
3.4 Eksplisitt forbrukerfleksibilitet	26
3.5 Reservemarkeder	31
3.6 Beregning av økonomiske effekter	32
3.6.1 Kapitalkostnad	32
3.6.2 Realopsjon	38
4 Metode	40

4.1 Utdypning av problemstilling	40
4.2 Studieobjekt	41
4.3 Forskningsdesign	42
4.3.1 Ekstensivt eller intensivt design.....	42
4.3.2 Forskningshensikt	43
4.3.3 Forskningstilnærming	43
4.3.4 Tidsperspektiv	44
4.3.5 Hoveddesign	44
4.4 Metode for datainnsamling og databehandling.....	45
4.4.1 Kvalitativ eller kvantitativ	45
4.4.2 Primær- og sekundærdata	46
4.4.3 Databehandling	46
4.5 Vurdering av empiri.....	47
4.5.1 Reliabilitet.....	47
4.5.2 Validitet.....	48
5 Modell og filtrering.....	51
5.1 Beskrivelse av de tre ulike scenarioene	52
5.1.1 Datagrunnlaget for scenarioene	54
5.2 Ideell modell og antagelser	56
5.3 Tilnærming for kartlegging av verdien av forbrukerfleksibilitet.....	58
6 Resultater og analyse	62
6.1 Resultat av å anvende modellen på en trafostasjon i AEN	62
6.2 Hvor omfattende er kapasitetsutfordringer frem mot 2040 med reelle 2021 belastningsverdier?	65
6.3 Verdien av å utsette investeringer.....	67

6.3.1	Analyse av momenter for å øke verdien av å utsette investeringer	68
6.3.2	Analyse av momenter som reduserer verdien av å utsette investeringer	69
6.4	Sensitivitetsanalyse	71
7	Forutsetninger for å realisere utsettelse av investering	76
7.1	Forutsetninger for å realisere utsettelse av investering i praksis	78
8	Konklusjon	82
8.1	Utvikle modell for å vurdere fremtidig kapasitetsutfordring og muligheten for investeringsutsettelse på trafostasjoner i regionalnettet.....	82
8.2	Anvende modellen på trafostasjoner i Agder Energi Netts Regionalnett	83
8.3	Hva er forutsetningene for å realisere utsettelse av investering ved bruk av forbrukerfleksibilitet?	85
8.4	Utredningens begrensninger og forslag til videre studier	86
	Bibliografi	87

Figur Liste

Figur 1 - Ideelt strømforbruk for husstander (Glitre Energi, udatert-b)	2
Figur 2 - Utredningens oppbygning	5
Figur 3 - Kraftsystemets oppbygning (BKK Nett, udatert)	10
Figur 4 - Transformatorens oppbygning (Chapman, 2005, s. 77)	11
Figur 5 - Overbelastningskurve for oljefylt trafo fra ABB (Kraft ABB, 2017, s.11)	14
Figur 6 - Konsernstruktur Agder Energi (Agder Energi, udatert-a)	15
Figur 7 - AEN organisasjonskart (Agder Energi, udatert-b).....	15
Figur 8 - USEF eksplisitt forbrukerfleksibilitet verdikjede (Veen et al., 2018)	19
Figur 9 - Eksempel på innvirkning av implisitt og eksplisitt fleksibilitet på forbruksmønster og laststyring.....	20
Figur 10 - Tre alternativer til nettutbygging (Lislebø et al., 2012, s.12)	21
Figur 11 - Den nye nettleiemodellen og priser for kunder av nettselskapet Lede (Viseth, 2021b)	23
Figur 12 - Det totale forbruket i Norden og systempris 6.-8. januar 2010. Det oppsto høye priser i Norden 8. januar, men det var ingen synlig respons i forbruket (Kringstad et al., 2018).....	25
Figur 13 - Eksempel på omkobling i nettet.....	27
Figur 14 - Sammenheng mellom respons og aktiveringstid for de tre reservene. Den lilla linjen illustrer kraftsystemets naturlige.....	31
Figur 15 - Kapitalkostnad for en transformatorstasjon med nyverdikostnad på 100 millioner kroner	37
Figur 16 - Kapitalkostnad for en transformatorstasjon med nyverdikostnad på 100 millioner kroner justert for 2 % årlig inflasjon.....	38
Figur 17 - Caser AEN vil gjennomføre for å utforske forbrukerfleksibilitet.....	42
Figur 18 - Temperatur målt i Kjevik (hentet fra Power BI).....	49
Figur 19 - Befolkningsvekst for de tre scenarioene (KSU - Grunnlagsrapport, 2020, s.94)	54
Figur 20 - Filtreringssteg for å velge trafostasjoner.....	59
Figur 21 - Modellens metodikk.....	60
Figur 22 - Belastningsdata for en trafostasjon vist i Power BI.....	60
Figur 23 - Belastning på en trafostasjon de siste 10 årene vist i Power BI.....	60
Figur 24 - Eksempel på beregninger utført på Trafo 20 fra Tabell 5.....	63

Figur 25 - Trafo 20 sin prognoserte timesbelastning frem mot 2040	63
Figur 26 - Gjennomsnittsbekastningen på trafo 20 over et døgn.....	64
Figur 27 - Oversikt over regionalnettsanlegg med mulig behov for tiltak på grunn av økt fremtidig belastning 1(KSU - Grunnlagsrapport, 2020, s. 108)	66

Tabell Liste

Tabell 1 - Oppsummering av de ulike fleksibilitets-virkemidlene for flaskehalshåndtering gjennomgått i teoretisk rammeverk	30
Tabell 2 - Kapitalkostnader ved bruk av nominell lineær metode.....	35
Tabell 3 - Kapitalkostnad ved bruk av nominell annuitet metode	36
Tabell 4 - Kapitalkostnad ved bruk av realannuitet metode	36
Tabell 5 – Trafoer utsatt for overbelastning frem mot 2040 (KSU - Grunnlagsrapport, 2020, s.106). Cellene i grønt markerer trafoene denne utredningen utforsker. Enkelte trafostasjoner inneholder flere trafoer	52
Tabell 6 – Elbil utviklingen i Agder fra 2020-2039 (KSU - Grunnlagsrapport, 2020, s.95).....	55
Tabell 7 - Utvikling av hurtigløstasjoner, el-busser, lastebiler, el-ferjer og landstrøm (KSU - Grunnlagsrapport, 2020, s.96)	56
Tabell 8 - Investeringskostnad for transformatorstasjon 20. Beløpene er oppgitt i hele tusen (NOK)	65
Tabell 9 - Oversikt over transformatorstasjoner som ble undersøkt videre med utgangspunkt i Tabell 5	66
Tabell 10 - Årlig verdi for de tre scenarioene, samt tidsintervallet for utsatte investeringer	68
Tabell 11 – Endring i investeringsutsettelse ved 10 % økning av belastningsverdiene i 2021	72
Tabell 12 - Endring i antall år investeringsutsettelse ved 10 % reduksjon av belastningsverdiene i 2021.....	73
Tabell 13 - Endring i antall år investeringsutsettelse ved 50 % økning av forbruksøkningen	73
Tabell - 14 Endring i antall år investeringsutsettelse ved 50 % reduksjon av forbruksøkningen.	74
Tabell 15 - Årlig verdi av å utsette investeringer ved forskjellig økonomisk levetid.....	75
Tabell 16 - Oversikt over fleksibilitetsbehovene for hver trafostasjon i scenario 1	77
Tabell 17 - Oversikt over fleksibilitetsbehovene for hver trafostasjon i scenario 2	77
Tabell 18 - Oversikt over fleksibilitetsbehovene for hver trafostasjon i scenario 3	78
Tabell 19 - Trafostasjon 7 Scenario 3. Årlig verdi sammenlignet mot årlig pris for forbrukerfleksibilitet (utklipp av de første 8 årene av perioden for utsatt investering)	80
Tabell 20 - Trafostasjon 8 Scenario 3. Årlig verdi sammenlignet mot årlig pris for forbrukerfleksibilitet	80

1 Introduksjon

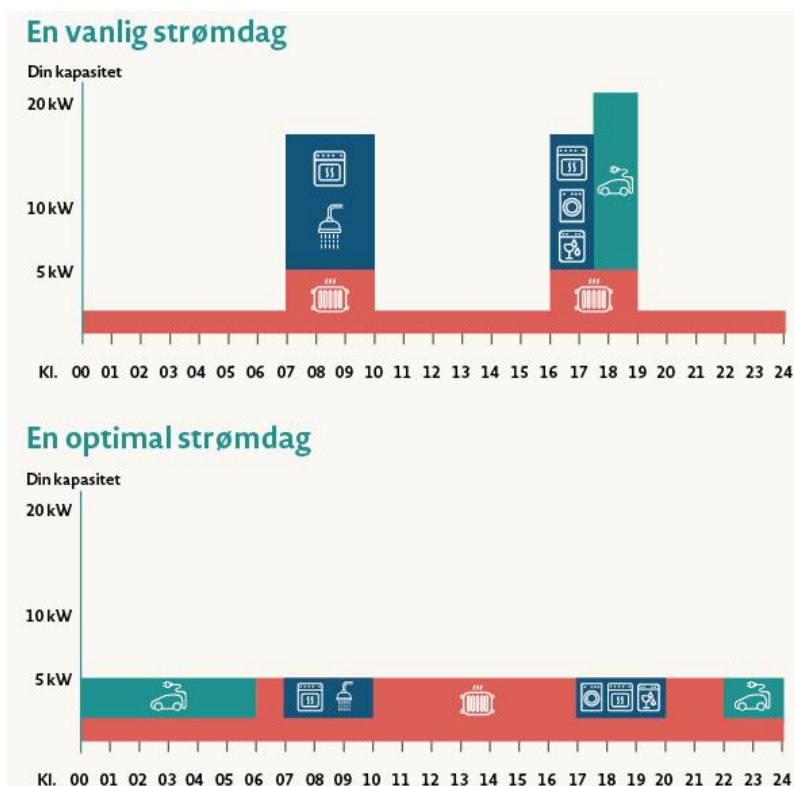
Strømforbruket i Norge er ventet å øke svært mye frem mot 2040. Fra et strømforbruk på 138 TWh i Fastlands-Norge i 2021, er strømforbruket estimert til å nå 174 TWh i 2040, noe som tilsier en årlig vekst på cirka 1,37 % (Haukeli et al., 2021). Drivkraften til denne økningen er ny kraftkrevende industri og elektrifiseringen av transportsektoren. Kraftintensive næringer som vil gi økt strømforbruk er for eksempel datasentre, batterifabriker, og produksjon av grønn hydrogen. Elektrifiseringen av transportsektoren inkluderer også busser, lastebiler, tog, båter, fly og maskiner i tillegg til personbiler (Horne et al., 2020).

Dagens kraftsystem er i stand til å produsere mer enn nok strøm for nåværende etterspørsel. I 2021 ble 157,2 TWh produsert i Norge, noe som er langt over årlige energiforbruk (Statnett, 2022b). Utfordringen er at strømmettet må dimensjoneres etter effekttoppene. Nederst i Figur 1 ser man det ønskelige mønsteret i strømforbruk til en husholdning. Ved vanlig strømforbruk (øverst i figuren), må strømmettet dimensjoneres for en effekttopp fire ganger høyere enn det som teoretisk ville vært tilstrekkelig med jevnt forbruk (nederst i figuren) (Glitre Energi, udatert-b). I et land som Norge blir dimensjoneringen av toppeffekten forsterket for å håndtere oppvarmingen på kalde dager og dermed unngå flaskehalsproblematikk. Strømmettet dimensjoneres for å kunne møte en etterspørsel som kun foreligger én eller få ganger i året. Dette betyr at strømmettet har en betydelig overkapasitet og påfølgende kapitalkostnad store deler av året. Denne kostnaden er forbrukere med å betale via nettleien.

Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) skriver at nettselskapene ikke har utviklet eller mangler tilstrekkelig virkemidler og rutiner for å håndtere flaskehalsproblematikk (Bjørndalen et al., 2020). Dette skyldes at flaskehalsproblematikk ikke har vært spesielt utbredt eller har vært løst med tradisjonell nettførsterkning. Flaskehalsproblematikk er en økende utfordring som nettselskapene må finne nye løsninger for dersom man skal unngå å håndtere dette med tradisjonelle nettinvesteringer.

En løsning som kan være aktuell for å redusere effekttoppene og håndtere flaskehalsene er forbrukerfleksibilitet (Haukeli et al., 2021). Med forbrukerfleksibilitet menes det hovedsakelig enkeltstående laster som kan kobles ut ved behov. Eksempler på dette er panelovner og elbilladere

(Type 2¹) som blir aggregert opp til større, utslagsgivende volum. Tidligere har forbrukerfleksibilitet kun vært knyttet til utkobling av store industrilaster (THEMA Consulting, 2016).



Figur 1 - Ideelt strømforbruk for husstander (Glitre Energi, udatert-b)

I enkelte situasjoner kan fleksibilitet også brukes for å koble til laster i strømmettet for å opprettholde balansen i strømmettet (Berglund & Lam, 2020). Dersom det forekommer ubalanse (over- eller underproduksjon av strøm) kan det føre til at strømmettet blir satt ut av drift. I denne utredningen ser vi utelukkende på utkobling av laster for å håndtere effekttopper og dermed kunne utsette investeringer på transformatorstasjoner (trafostasjoner). Denne utredningen vil forsøke å kartlegge verdien av forbrukerfleksibilitet som virkemiddel for å utsette nevnte investeringer på regionalnettsnivå for Agder Energi Nett (AEN). For å svare på dette vil vi utarbeide en modell, basert på historiske belastningsverdier på trafostasjoner og aktuelle fremtidsscenarioer for endring i strømforbruk.

¹ Type 2 er elbillading opptil 22 kW, og er det de fleste husholdninger, næringsbygg og parkeringsplasser benytter (Norsk elbilforening, udatert). Omtalelse av elbillading og elbilladere gjelder utelukkende Type 2 i utredning. Type 2 omfatter ikke hurtiglading.

Før utkobling av laster blir aktuelt, styres atferden til forbrukere ved hjelp av prissignaler og effekttariffer. Et tiltak som innføres for å begrense effekttoppene er den nye nettleiemodellen. Nettleien vil beskrives i detalj i delkapittel 2.3, men kort oppsummert er hensikten med den nye nettleiemodellen å redusere effekttoppene. Mange nettselskap planla å innføre den nye nettleien fra 1. januar 2022, men på grunn av de høye strømprisene mot slutten av 2021 har innføringen blitt utsatt til juli 2022 (Buggeland & Hattrem, 2021; Regjeringen, 2022b).

Tidligere studier på potensialet til forbrukerfleksibilitet i distribusjonsnettet indikerer at det er lite besparelser på dette nettnivået (Baretto & Eide, 2018; Stea & Våge, 2021). Forslag til videre studier har vært å undersøke det økonomiske potensiale et nivå opp i strømmettet (regionalnettet). Her er oppgraderingen av infrastrukturen vesentlig mer kostbar, noe som kan gjøre de mulige besparelsene ved bruk av forbrukerfleksibilitet større.

1.1 Problemstilling

Utredningens problemstilling er som følger:

Hva er den økonomiske verdien av å utsette investeringer i regionalnettet ved bruk av forbrukerfleksibilitet?

Problemstillingen vil ta for seg verktøyene implisitt og eksplisitt forbrukerfleksibilitet som virkemiddel for å utsette investeringer i strømmettet. Implisitt og eksplisitt forbrukerfleksibilitet vil beskrives i kapittel 3. Det vil utarbeides en modell for å kartlegge verdien av å utsette investeringer og muligheten til dette ved bruk av forbrukerfleksibilitet.

1.2 Relevans

Fleksibilitet er et hett tema i energibransjen og omtales som et av flere viktige verktøy for å tilpasse seg fremtidens energibehov. I en rapport fra Statnett SF (2021) konkluderes det at strømmettet er avhengig av en økning av tilgjengelig fleksibilitet. Det nevnes også i rapporten at strømprodusenter og storskala industri allerede er flinke til å tilby fleksibilitet, men at det er behov for enda mer, og da spesielt fra «vanlige» forbrukere. Her vil rollen som aggregator være avgjørende, noe utredningen utdyper i delkapittel 3.3.

I en stortingsmelding om langsiktig verdiskapning fra norske energiresurser ønsker regjeringen å «legge til rette for bedre utnyttelse av forbrukerfleksibilitet» (OED, 2021, s. 10). Videre sier stortingsmeldingen at de fremtidige utfordringene til strømmettet er todelt: «Om kraftsystemet har nok effekt til å dekke det maksimale forbruket, og om det er fleksibilitet til å balansere ut variasjoner hos ikke-fleksible aktører» (OED, 2021, s. 57).

1.3 Avgrensinger

Beregninger for verdien av å utsette investeringer gjelder utelukkende for trafostasjoner i regionalnettet. Andre potensielle besparelser forbrukerfleksibilitet kan bidra til er ekskludert fra utredningen.

Trafostasjonene undersøkt er lokalisert i Agder. For å identifisere hensiktsmessige Trafostasjoner, er det tatt utgangspunkt i prognoser gjennomført av AEN for å estimere hvilke transformatorstasjoner som vil bli overbelastet frem mot 2040. Utredningen har videre prognosert belastningen på trafostasjonene, med belastningsverdier fra 01.10.2020 til 15.04.2021. Dette var en kald vinter med historisk høyt strømforbruk.

Utredning ser bort ifra trafostasjonens tilstand og undersøker ikke mulighetene for investeringsutsettelse etter 2040.

1.4 Utredningens oppbygning

<p>Kapittel 1 Introduksjon</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Gir en kort beskrivelse av utredningens hovedtema, bakgrunn, problemstilling, relevans og avgrensninger.
<p>Kapittel 2 Kraftnettet og aktører</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Gjennomgår oppbygningen av kraftnettet, trafostasjoner og aktørene i strømmettet.
<p>Kapittel 3 Teoretisk rammeverk</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Presenterer det teoretiske rammeverket.
<p>Kapittel 4 Metode</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Gjennomgår de metodiske valgene benyttet utredningen.
<p>Kapittel 5 Modell og filtrering</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Modellens oppbygning, variabler og virkemåte presenteres, i tillegg til scenarioer utarbeidet av AEN.
<p>Kapittel 6 Resultat on analyse</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Modellen anvendes på et utvalg av trafostasjoner. Funnene presenteres og analyseres før det blir gjennomført en sensitivitetsanalyse.
<p>Kapittel 7 Forutsetninger for å realisere utsettelse av investering</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Drøfter forutsetninger for at forbrukerfleksibilitet kan utsette investinger.
<p>Kapittel 8 Konklusjon</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Konkluderende avslutning med begrensninger og forslag til videre studier.

Figur 2 - Utredningens oppbygning

2 Kraftnettet og aktører

Dette kapittelet beskriver utredningens relevans i kraftbransjen med Agder Energi Nett (AEN) som case-utgangspunkt. Det gis en innføring i kraftnettets oppbygning, DSO's² rolle i Norge, nettleiemodellen, transformatorer og AEN.

2.1 Kraftnettet i Norge

Kraftnettet, eller overføringsnettet, består av tre nettnivå med ulike spenningsnivåer med frekvens på 50 Hz (Energifakta Norge, 2019a; Rosvold, 2021). For å sikre pålitelig strømleveranse opererer overføringsnettet med N-1 prinsippet, som vil si at selv om det er feil på en komponent i kraftnettet skal det ikke gi avbrudd for sluttbruker eller overbelastning på andre komponenter (Statnett, 2016). De tre nettnivåene er beskrevet under:

Transmisjonsnettet opererer med det høyest spenningsnivået som vanligvis er mellom 300 til 420 kV. Enkelte linjer på 132 kV regnes også som transmisjonsnettet. Statnett er operatør av transmisjonsnettet i Norge og eier selv 98 % (Energifakta Norge, 2019b; Rosvold, 2022). Transmisjonsnettet inkluderer også utenlandsforbindelser, som gjør det mulig å importere og eksportere strøm når det er underskudd eller overskudd av norsk produksjon (Regjeringen, 2021).

Regionalnettet har et spenningsnivå mellom 33 og 132 kV. Regionalnettet binder ofte sammen transmisjonsnettet og distribusjonsnettet, men kan også omfatte produksjons- og forbruksradialer³ på høyere spenningsnivå (Energifakta Norge, 2019b). Utredningen utforsker utsettelse av investeringer på dette nettnivået.

Distribusjonsnettet er det siste leddet i kraftnettet og skilles mellom høyspent (fra en til 22 kV og lavspent distribusjonsnett (som regel 400 eller 230 V). Det er distribusjonsnettet som leverer strøm til alminnelig forbruk (Energifakta Norge, 2019b).

Som nevnt har overføringsnettet i Norge en frekvens på 50 Hz, med en normalvariasjon på $\pm 0,1$ Hz. Frekvensfall oppstår når strømforbruket er høyere enn strømproduksjonen, og vice versa for frekvensøkning. Kraftnettet er synkronisert med resten av Norden, og ubalanser i et område vil

² DSO = Distribution System Operator er faguttrykket for nettselskap.

³ Forbruksradialer vil si linje fra et forbruksuttak til nettet.

påvirke hele synkronområdet (Energifakta Norge, 2019a). Det finnes diverse reservemarkeder hvor TSO⁴ kan handle kraft for å opprettholde balansen i overføringsnettet. Reservemarkedene er beskrevet i delkapittel 3.5.

2.2 Nettselskapets rolle

Overføringsnettet kan sammenlignes med veisystemet hvor sentralnettet anses som motorveiene, regionalnettet som fylkesveiene, og distribusjonsnettet som de kommunale veiene, hvorav nettselskapet har ansvar for regional- og distribusjonsnettet i et avgrenset område (Rosvold, 2019b). For å knytte veikategoriene sammen brukes kryss, flettefelt eller akselerasjonsfelt. I overføringsnettet brukes transformatorer og koblingsanlegg for å knytte sammen nettene. Forskrift om kontroll av nettvirksomhet (1999, § 1-3), utviklet av Olje- og energidepartementet, definerer et nettselskap som en «*konsesjonær som eier overføringsnett eller har ansvar for nettjenester*».

Nettjenester omfatter en eller flere av følgende punkter:

- Overføring av kraft, herunder drift, vedlikehold og investering i nettanlegg
- Tariffering
- Kundehåndtering, måling og avregning
- Sikkerhet og tilsyn
- Driftskoordinering
- Pålagte beredskapstiltak
- Pålagt energiutredning

Utfordringen med leveranse av strøm er at den er «ferskvare» og dermed må brukes straks den er produsert. Per i dag finnes det ikke utbredte løsninger for lagring av strøm som allerede er produsert. Nettselskapene må derfor følge punktene nevnt over for å sikre leveringspålitelighet og spenningskvalitet i deres område (Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet, 2004, § 1-1). Nettselskapene plikter også å drive effektivt og sikkert på en samfunnsmessig rasjonell måte (Forskrift om kontroll av nettvirksomhet, 1999 § 1-1).

⁴ TSO = Transmission System Operator er faguttrykket for aktøren ansvarlig for transmisjonsnettet. I Norge er Statnett TSO.

2.3 Dagens nettleiemodell

Den årlige kostnaden for å drifte strømmettet er rundt 27 milliarder kroner. 90 % av disse kostnadene er faste kostnader upåvirket av kundens bruk av nettet. De resterende kostnadene er knyttet til overføring av strøm til nettkundene, og oppstår på grunn av varmetap i strømmettet. Varmetapet er større ved høy belastning av strømmettet (Rune Verlo et al., 2020).

Nettselskapene i Norge opererer i naturlig monopol, og kostnadene til strømmettet blir i sin helhet betalt av forbrukerne gjennom nettleien. På grunn av det naturlige monopolet er nettselskapenes inntekt strengt regulert av Reguleringsmyndighetene for energi (RME) i det som kalles inntektsreguleringen (også kalt inntektsrammen) (NVE, 2021e). Gjennom inntektsreguleringen sørges det for at nettkundene ikke betaler mer en nødvendig for tjenesten, i tillegg til at tjenesten har en tilfredsstillende kvalitet. Inntektsreguleringen sørger også for at nettselskapene får en rimelig avkastning på sine investeringer (NVE, 2021e).

Nettleien består av energiledd, fastledd og effektledd. Energileddet skal reflektere kostnaden ved kundens bruk av nettet, og gjenspeiler minimum den marginale tapskostnaden ved overføring av strøm som følge av varmetap. Dog er ikke energileddet tilstrekkelig for å dekke de faste kostnadene til nettselskapene. Derfor bruker nettselskapene fastledd og effektledd for å dekke resterende kostnader. Fastleddet er en definert sum per år for kundespesifikke kostnader, for eksempel måling, avregning, fakturering og øvrige faste kostnader i nettet, herunder investeringer. Effektledd belastes hovedsakelig næringskunder, mens husholdninger belastes med fastledd (NVE, 2019). Nettselskapene har noe frihet til å bestemme hvordan de skal dekke sine kostnader og kan for eksempel ta en høyere sats i energileddet. For mange nettselskaper har energileddet utgjort 70 % av hva husholdningskunder har betalt i nettleie (Rune Verlo et al., 2020). Som nevnt tidligere må strømmettet dimensjoneres etter effekttoppene og da gjenspeiler ikke nødvendigvis energileddet de faktiske kostandene for å drifte strømmettet. NVE mener derfor at nettleien må justeres og skriver: «*En nettleie som sterkere er knyttet til kundens effektbruk vil bedre reflektere nettselskapets kostnader enn en nettleie knyttet til kundens strømforbruk.*» (Rune Verlo et al., 2020, s. 7). Den nye nettleiemodellen vil beskrives i delkapittel 3.2.1.

2.4 HAN og AMS

Avanserte Måle- og Styringssystemer (AMS) er smarte strømmålere installert hos alle med tilknytning til strømmettet (NVE, 2021d). Utrulling av AMS ble ferdigstilt i løpet av 2018. De nye strømmålerne har flere fordeler, hvor den mest relevante for denne utredningen er at de gir en mer detaljert oversikt over kraftflyten i nettet (THEMA Consulting, 2016). Alle AMS er utstyrt med en Home Area Network (HAN) port. Fra HAN porten er det mulig for nettkunden å hente ut data om effekt- og energibruken. Kunder kan for eksempel koble elektriske apparater til HAN porten for å igangsette dem når strømmen er rimeligst (NVE, 2021d).

2.5 Transformatorstasjon

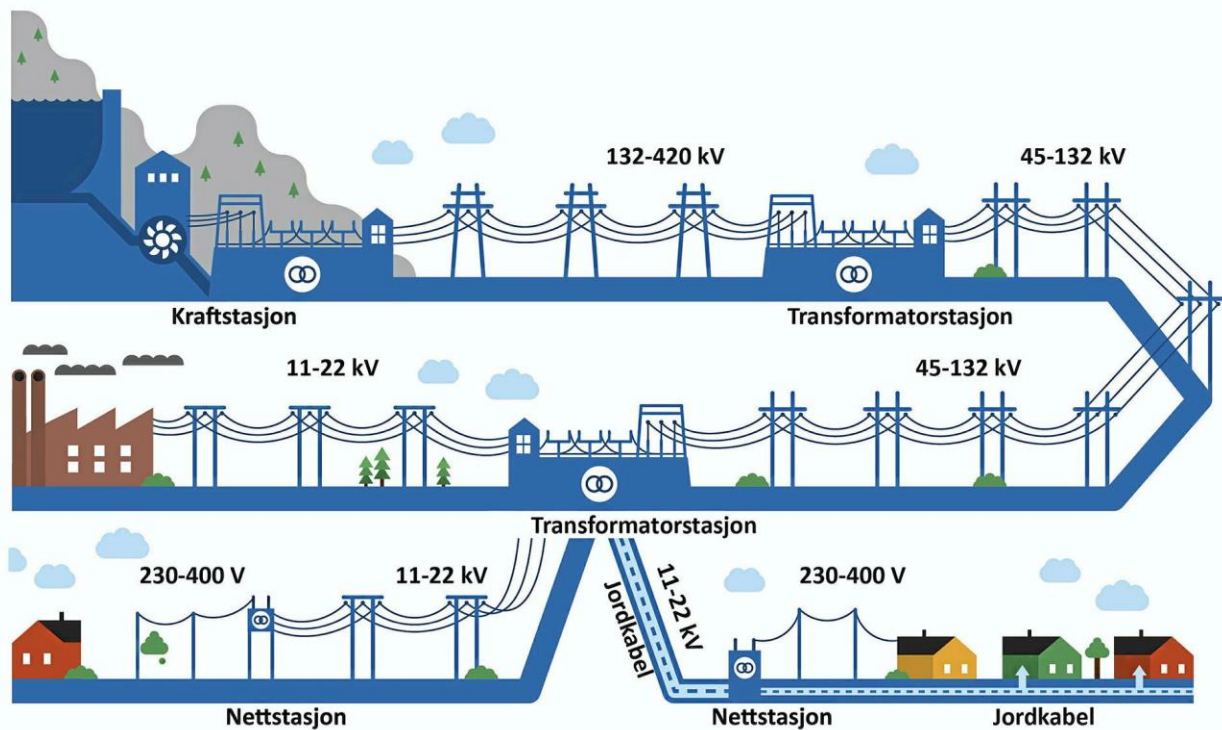
Utredningen tar for seg mulige besparelser i kapitalkostnader på infrastruktur knyttet til transformatorstasjoner. Innledningsvis gis det en innføring av transformatorens virkemåte og oppbygning. Videre presenteres transformorteorier knyttet til sammenhengen mellom levetid og overbelastning.

2.5.1 Transformatorens virkemåte og oppbygning

Overføring av kraft krever høy spenning. Samtidig må spenningen justeres for at den kan bli håndterbar for sluttkunden. Hensikten til en transformator, ofte kalt trafo, er å omgjøre spenningen fra ett spenningsnivå til et annet. Når en trafo er plassert sammen med et koblingsanlegg⁵ kalles det en trafostasjon (Rosvold, 2019a). Utredningen studerer trafostasjoner på regionalnettsnivå hvor spenningen transformeres fra 33-132 kV ned til 11-22 kV. Trafoer i dette sjiktet omtales ofte som en forsyningstransformator. Disse trafoene brukes til å forsyne større energikrevende industri, eller forsyne videre til mindre trafoer (nettstasjoner) i distribusjonsnettet (BKK Nett, udatert). Trafoer på distribusjonsnettnivå transformerer så spenningen ytterligere ned slik at den kan forbrukes av

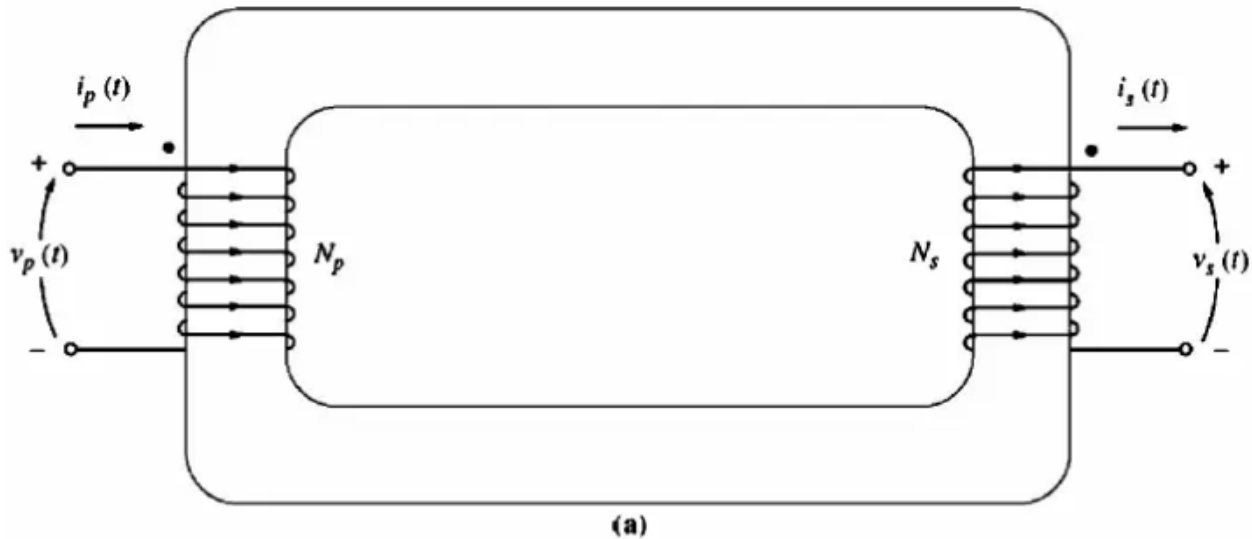
⁵ Koblingsanlegg kan sammenlignes med et sikringsskap man har hjemme. Det inkluderer apparat- og kontrollanlegg. Apparatet omfatter komponenter for måling av strøm og spenning, samt brytere og skinneforbindelser. Kontrollanlegget er utstyrt med komponenter for avlesing av strøm, spenning og effekt, samt kontroll- og reguleringsutstyr (Riibe & Weyergang-Nielsen, 2010, s. 76).

husholdninger eller mindre energikrevende næringsvirksomhet, illustrert i Figur 3. I Agder er det 56 trafostasjoner i regionalnettet (AEN trafostasjon informant, 2022).



Figur 3 - Kraftsystemets oppbygning (BKK Nett, udatert)

Omgjøringen av spenning skjer ved bruk av elektromagnetisk induksjon, hvor det vanligvis er en kjerne med to viklinger, illustrert med en enkel skisse i Figur 4. Hovedkomponentene består av kjernen (a) og viklingene (N_p) og (N_s). Vikling (N_p), kalt primærvikling, er koblet til nett med høy spenning og består av flere viklinger. Vikling (N_s), kalt sekundærvikling, er koblet til nett med lavere spenning og færre viklinger. Begge viklinger er av et elektrisk ledende materiale, vanligvis kobber.



Figur 4 - Transformatorens oppbygning (Chapman, 2005, s. 77)

Når primærviklingen fører varierende strøm, dannes et varierende magnetfelt i kjernen. Dette induserer så en spenning i sekundærviklingen (Chapman, 2005). Kjernen bevirker at den induserte spenningen per vikling blir tilsvarende like stor i primær- som i sekundærvikling. Dette betyr at spenningen blir proporsjonal med antall viklinger, og produktet av strøm og spenning fra hver side blir like stort, vist i Formel 1. Det er likevel noe tap i en trafo, men store trafoer har virkningsgrad oppimot 99% (Keulenaer et al., 2001).

$$\frac{V_s}{V_p} = \frac{N_s}{N_p} \rightarrow V_s = V_p \frac{N_s}{N_p}$$

Formel 1 - Transformatorens spenning- og vinkligningsforhold

V_s = Spenningen på sekundærside

V_p = Spenningen på primærside

N_s = Antall viklinger på sekundærsiden

N_p = Antall viklinger på primærsiden

Som illustrert i formelen er det mulig å justere på spenningen ved å endre på antall viklinger. Dette kalles å trinne en trafo, og kan være nyttig for å holde spenningen innenfor gitte verdier tross endring i belastning.

Trafoer brukes i en rekke forskjellige applikasjoner; alt fra enorme trafoer på mange hundre tonn på høyspent nivå, til små trafoer i en PC-lader (ENTSO-E, udatert). Prinsippet er det samme, spenning skal omformes til et hensiktsmessig nivå. I kraftverkene som produserer strøm brukes step-up trafoer for å omgjøre spenning til et høyere spenningsnivå. Overføring av strøm med høy spenning, kontra lav spenning, har store fordeler knyttet til tap, spesielt over lengre distanser. Ved hjelp av trafoer kan altså strøm overføres over lange avstander uten å lide store energitap. På forbrukssiden justeres spenningen ned (step-down), først til regionalnettsnivå, deretter til distribusjonsnettnivå, før det til slutt blir 230 volt og tilfredsstillende for en PC-lader, som igjen inneholder en trafo som omgjør spenningen til rundt 20 volt før den treffer PCen.

På lik linje med andre elektroniske komponenter opererer en trafo best innenfor et bestemt temperaturområde. Ved optimal temperatur unngår man unødvendig slitasje og redusert virkningsgrad (Waluyo et al., 2018). For å kjøle kategorien trafoer denne utredningen utforsker, benyttes transformatorolje. Oljen er en høyraffinert mineralolje som sirkulerer inni transformortanken hvor formålet er å kjøle viklingene og fungere som en isolator. Slik ledes varmen som utvikles som følge av tap bort. Isolatoren sikrer at strømmen ikke villedes utenfor viklingene. Fast stoff i form av et spesialprodusert papir benyttes også som isolator for viklingene (Riibe & Weyergang-Nielsen, 2010). Dette er et organisk materiale og nedbrytingen av det er sterkt temperaturavhengig (Sneve, 2005). Temperatursvingninger medfører utvidelse og sammentrekninger av viklematerialet og kan resultere i at papiret sprekker (Longva, 1999). Høy omgivelsestemperatur og høy belastning med påfølgende temperaturøkning, er altså de kritiske faktorene som påvirker en transformators levetid.

2.5.2 Overbelastning og levetid på transformatorer

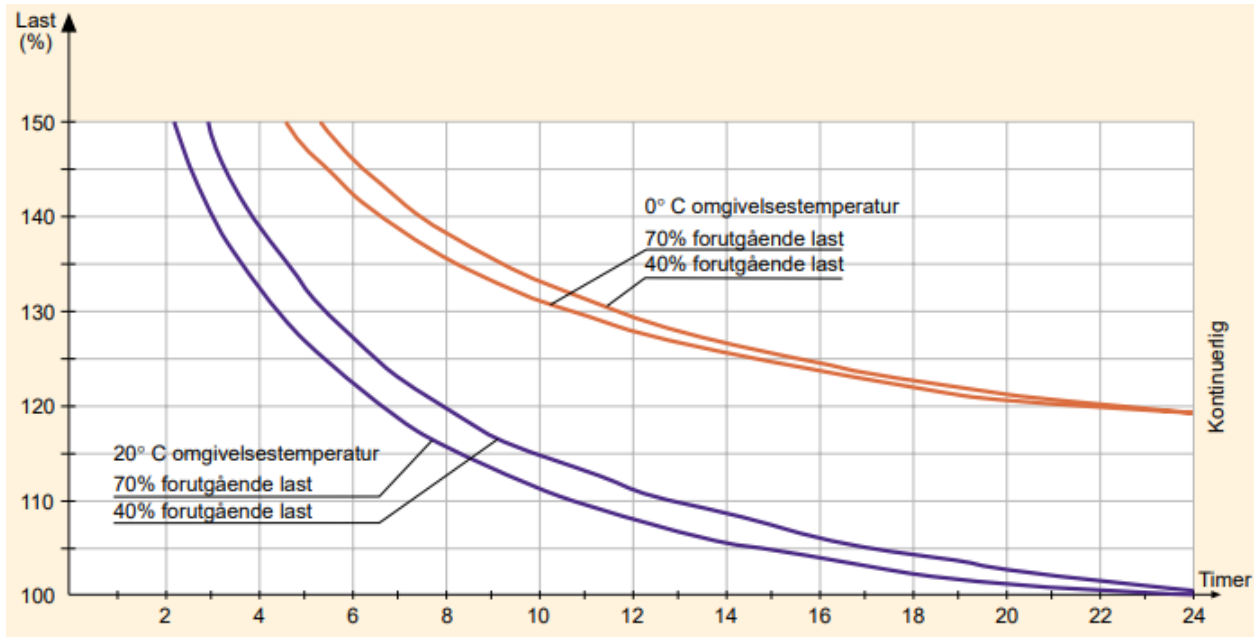
Nominell levetid på en transformator er gjerne 30 år. Det vil si levetiden ved nominell last, driftstemperatur 90°C , gjennomsnittlig omgivelsestemperatur 30°C og maks omgivelsestemperatur 40°C (Longva, 1999; Sneve, 2005). AEN opererer med en levetid på 60 år på sine trafostasjoner i regionalnettet (Agder Energi, 2020). Likevel har AEN opplevd at trafoer kan være i drift utover dette. Hovedårsakene er Norges kalde omgivelsestemperatur, samt generell lav gjennomsnittsbelastning relativt til merkeeffekt grunnet konsekvent overdimensjonering. I

tillegg opplever trafoene i Norge størst belastningen på vinteren hvor trafoen har fordel av lave omgivelsestemperaturer. Dermed har flere transformatorer overgått den nominelle levetiden.

Dersom belastningen overgår merkeeffekt, vil levetiden falle dramatisk (Amrita et al., 2018). En økning på 7°C i driftstemperatur kan være nok til å halvere trafoens levetid (Walling & Bruce, 2007). Faktorer som avgjør levetiden er:

- Omgivelsestemperatur
- Driftstemperatur i transformatoroljen
- Raske lastvekslinger og resulterende hyppige temperaturendring
- Belastning relativt til merkeeffekt

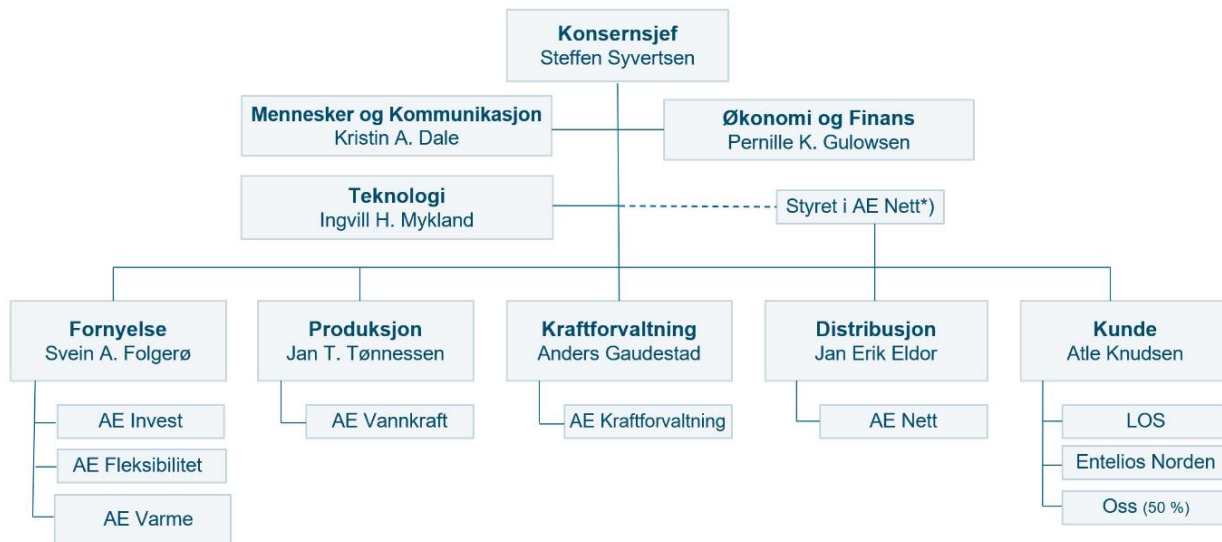
Slark som oppstår i skjøter o.l. muliggjør fuktighetsinntrenging når trafoen «puster» som følge av utviding eller sammentrekning ved temperaturveksling. Da papirisolasjonen er av et organisk materiale vil fukt og luft akselerere cellulosen, og papiret blir sprøere. Dersom papiret når 20-25% av opprinnelig bruddstyrke, risikerer man at det går i oppløsning selv under normal drift på merkeeffekt (Longva, 1999). Kurven i Figur 5 illustrerer et eksempel på hvordan omgivelsestemperatur påvirker perioden en trafo kan operere under overbelastning uten å forringe forventet levetid. X-aksen viser antall timer, mens y-aksen viser belastning i (%). Rød linje refererer til omgivelsestemperatur på 0°C, mens blå linje refererer til omgivelsestemperatur på 20°C. Vi ser at ved kaldere temperatur kan trafoen overbelastes omtrent dobbelt så lenge uten at det forringer forventet levetid. Figuren er for en type trafo på distribusjonsnettsnivå, men prinsippene og kurvens utforming er tilsvarende for en trafo på regionalnettsnivå (Kraft ABB, 2017).



Figur 5 - Overbelastningskurve for oljefylt trafo fra ABB (Kraft ABB, 2017, s.11)

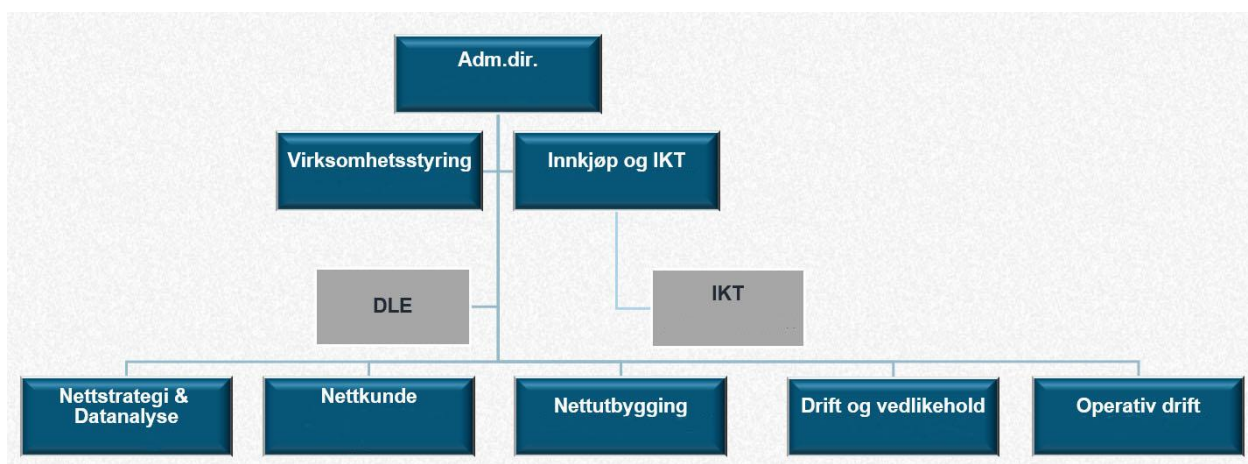
2.6 Agder Energi Nett – Casebedrift

Denne utredningen skrives i samarbeid med Agder Energi Nett. AEN har hovedkontor på Stoa i Arendal, og er per nå Norges fjerde største nettselskap. Det er en pågående fusjonsprosess med Glitre Energi, noe som vil gjøre AEN til det nest største nettselskapet i Norge med ca 300 000 nettkunder (Glitre Energi, udatert-a). AEN har i dag 170 ansatte og leverer energi til 207 200 nettkunder, samt drifter det elektriske regional- og distribusjonsnettet i Agder, tilsvarende 22 100 km linjer og kabler (Agder Energi, udatert-b). AEN er et selvstendig selskap i Agder Energi konsernet, som eies av 30 kommuner i Agder. Konsernstrukturen er illustrert i Figur 6.



Figur 6 - Konsernstruktur Agder Energi (Agder Energi, udatert-a)

Nærmere utdypning av AEN er illustrert i Figur 7, hvorav Nettutbygging og Nettstrategi & Datanalyse er avdelingene denne utredningen har mest tilknytning til. Samtidig vil aspekter fra AE Flexibilitet innkorporeres, avbildet i Figur 6. Siden 2019 har AE Flexibilitet kjørt fleksibilitetsprosjektet NorFlex, hvor AEN har vært en sentral deltaker og operert som kjøper av forbrukerfleksibilitet. Læring fra NorFlex vil gi utredningen verdifull innsikt om hvordan forbrukerfleksibilitet kan anvendes i praksis for AEN, og andre nettselskap.



Figur 7 - AEN organisasjonskart (Agder Energi, udatert-b)

AEN drifter 80 koblingsstasjoner⁶ i regionalnettet i Agder, hvorav 56 av disse er trafostasjoner. Dataen fra AEN viser belastningsgraden på de aktuelle trafostasjonene. Kombinert med AEN sine kostnadsanslag vil det danne grunnlag for en økonomisk modell som estimerer verdien av å utsette investeringer. I løpet av perioden for denne utredningen har vi hatt tilgang til fagpersoner og spesialister som har gitt oss relevant informasjonen og løpende assistanse.

⁶ Hensikten til en koblingstasjon er å distribuere kraft til ulike områder, fra- og påkoble elektriske anlegg som trafoer, kompenseringanlegg og generatorer. Inneholder koblingstasjonen en trafo kalles det en trafostasjon (Riibe & Weyergang-Nielsen, 2010).

3 Teoretisk rammeverk

Her presenteres det teoretiske rammeverket og det nødvendige begrepsapparatet for å besvare problemstillingen. Rammeverket er to-delt og gjennomgår begreper og modeller for forbrukerfleksibilitet, samt modeller for beregning av økonomiske effekter. I tillegg gjennomgås tidligere studier som har sett på effekten av forbrukerfleksibilitet. Innledningsvis presenteres informasjon knyttet til forbrukerfleksibilitet, hvor det går nærmere inn på typene forbrukerfleksibilitet (implisitt og eksplisitt), samt teori på reservemarkeder og aggregatorrollen. Til slutt beskrives de økonomiske aspektene som er relevant for å utrede verdien av å utsette investeringer.

3.1 Forbrukerfleksibilitet

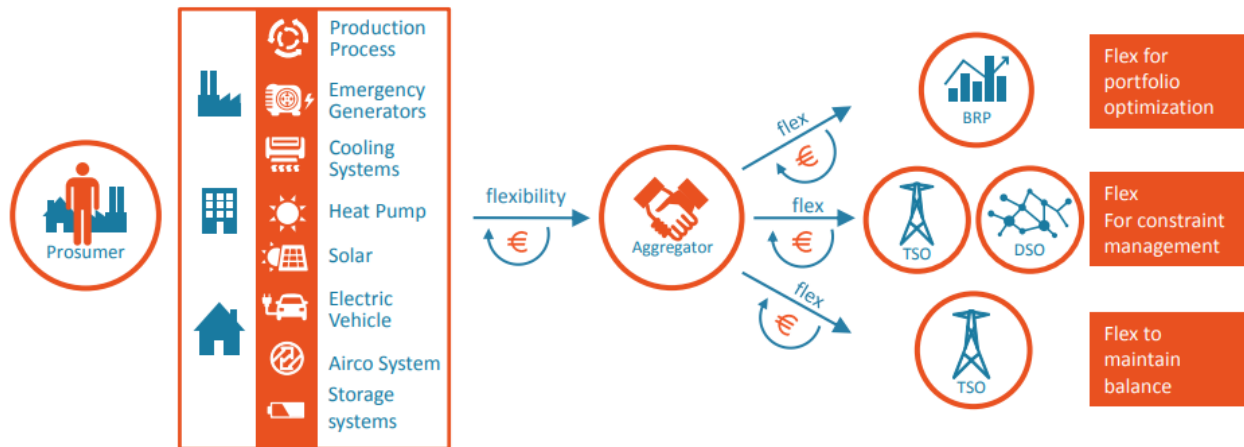
Wang Høiem et al., (2021) definerer forbrukerfleksibilitet som «*Fleksibilitet er evne og vilje til modifisering av produksjons- og/eller forbruksmønstre, på et individuelt eller aggregert nivå, ofte som en reaksjon på et eksternt signal, for å kunne tilby en tjeneste til kraftsystemet eller opprettholde stabil nettdrift*» Evne refererer til forbrukerens mulighet til å regulere eller substituere sitt effekt- eller energiforbruk, for eksempel koble ut elbillading eller skru av oppvarming. Forbrukerens *vilje* refererer til hvordan forbrukeren responderer på prissignaler på ulike energiprodukter, også kjent som priselastisitet. Forbrukerfleksibilitet kan skilles i to kategorier: implisitt og eksplisitt (Smart Energy Demand Coalition, 2016):

- Implisitt forbrukerfleksibilitet er samlebetegnelsen på forbrukerens atferdsendring som følge av forskjellige typer prissignaler, for eksempel effekttariffer og spotpris. Implisitt fleksibilitet kan automatiseres ved hjelp av teknologi, eller oppnås ved at en forbruker for eksempel utsetter å sette på en klesvask til strømprisen er lavere. Den nye nettleiemodellen introduserer en form for implisitt forbrukerfleksibilitet, da man forsøker å styre lastene til gunstige tidspunkt for nettselskapet ved hjelp av prissignaler. Men nettselskapet har ingen garanti for at kundene faktisk lystrer prissignalene og flytter/kobler ut sin last. Derfor kan eksplisitt forbrukerfleksibilitet være et nødvendig tilleggsværktøy. De ulike typene implisitt forbrukerfleksibilitet utdypes i delkapittel 3.2.

- Eksplisitt forbrukerfleksibilitet betyr at utkobling blir aktivert av en kontrakt mellom nettselskap og forbruker. Med eksplisitt forbrukerfleksibilitet er det mulig å sikre at tilstrekkelig lastreduksjon oppnås. Tilbydere av eksplisitt forbrukerfleksibilitet får kompensasjon for at de stiller med fleksibilitet. De ulike typene eksplisitt forbrukerfleksibilitet forklares i delkapittel 3.4.

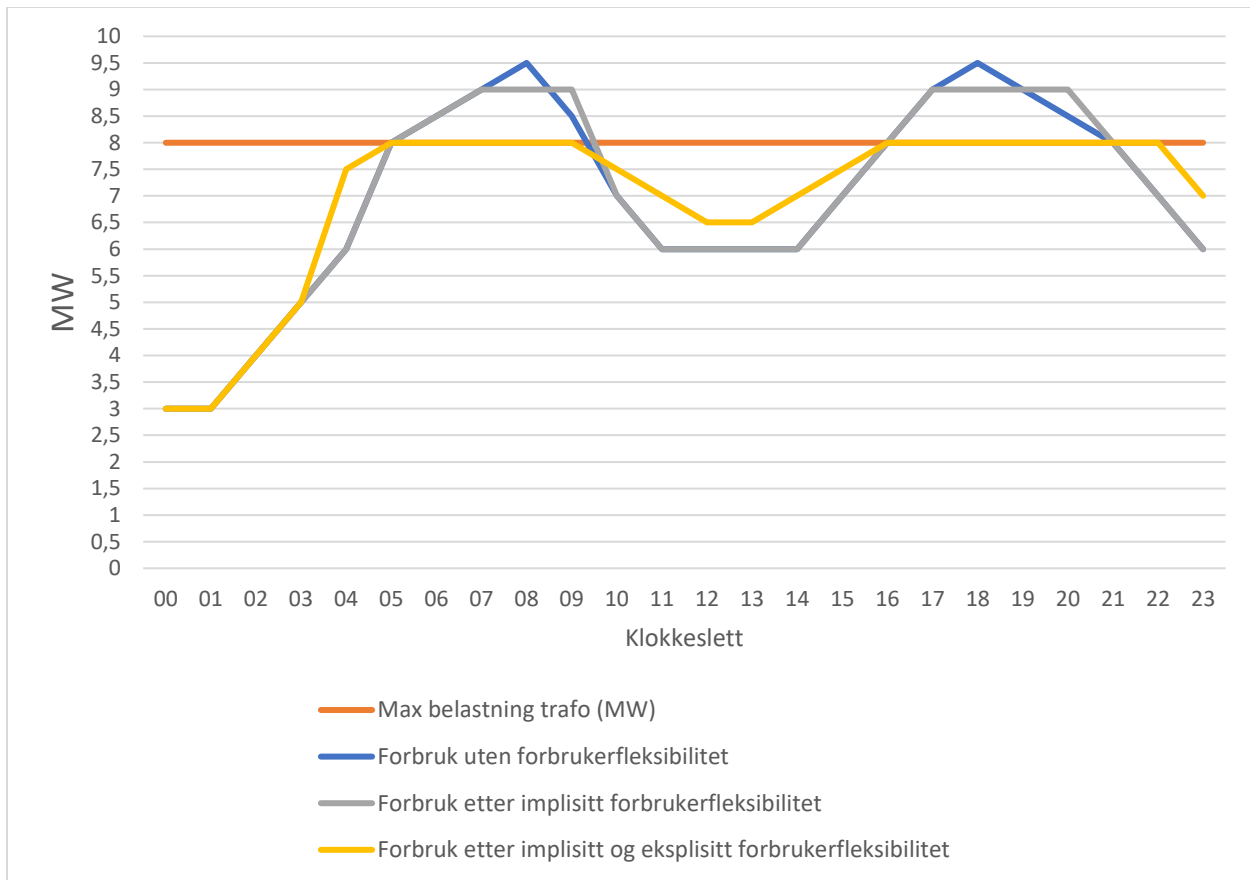
For å utnytte hele spekteret av forbrukerfleksibilitet, samt å gjøre strømmettet så effektivt som mulig, er det fordelaktig at både eksplisitt og implisitt virkemidler blir brukt parallelt (Smart Energy Demand Coalition, 2016). En rapport fra NVE konkluderer med at samlet potensiale for forbrukerfleksibilitet i Norge for lastreduksjon ligger på mellom 2 000 og 5 900 MW i timene med topplast (Horne et al., 2020). Dette tilsvarer mellom 8 og 24 % av Norges makslast.

For å fremme forbrukerfleksibilitet ble organisasjonen Universal Smart Energy Framework (USEF) grunnlagt av sentrale aktører innen energibransjen i 2014. USEF sitt formål er å akselerere smarte energi systemer som gagnar både selskaper og forbrukere, og de har utgitt diverse rapporter som danner et rammeverk for hvordan Europa kan implementere forbrukerfleksibilitet (USEF, 2021). Mye av tilnærmingen AE har til forbrukerfleksibilitet er basert på retningslinjene utviklet av USEF. I Figur 8 kan man se den tiltenkte verdikjeden til eksplisitt forbrukerfleksibilitet utviklet av USEF. Figuren viser et individ som både forbruker og produserer verdi (prosumer), enten for eget eller andres forbruk. En prosumer kan også motta implisitte eller eksplisitte insentiver fra organisasjoner involvert i utvekslingen (Lang et al., 2021). Videre illustreres tre typiske kundekategorier: industri, næringsbygg og husholdning, med tilhørende laster. En aggregator aggregerer lastene til et tilfredsstillende volum og tilbyr fleksibiliteten til kjøperne til høyre i figuren. Aggregatorrollen utdypes i delkapittel 3.3. Eksempelvis ville AEN vært DSOen i verdikjeden og dermed kjøper av fleksibilitet for flaskehalshåndtering.



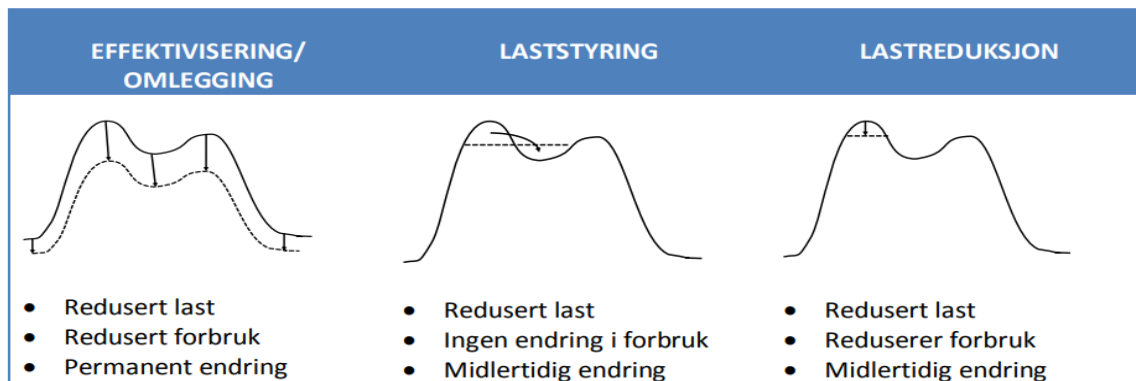
Figur 8 - USEF eksplisitt forbrukerfleksibilitet verdikjede (Veen et al., 2018)

Figur 9 illustrerer et eksempel på innvirkningen av implisitt og eksplisitt fleksibilitet på forbruksmønsteret i løpet av et typisk døgn. Den oransje linja viser trafostasjonens kapasitetsgrense, den blå linjen viser forbruksmønster uten forbrukerfleksibilitet, mens grå og gul linje viser forbruksmønsteret etter implisitt og eksplisitt forbrukerfleksibilitet. Hvis implisitte virkemidler ikke er tilstrekkelig, som vi ser ved at den grå linja fremdeles overskrider kapasitetsgrensen, kan de eksplisitte virkemidlene bli aktivert, illustrert med den gule linja. Mengden energi i løpet av døgnet er identisk, men tidspunktet for lasten er forflyttet. Å forflytte last omtales som laststyring.



Figur 9 - Eksempel på innvirkning av implisitt og eksplisitt fleksibilitet på forbruksmønster og laststyring

Figur 10 viser de tre alternativene for å redusere effekttopper. I tillegg til laststyring som er vist mer detaljert i Figur 9, kan energieffektivisering og lastreduksjon også muliggjøre topplastreduksjon og dermed utsettelse av nettutbygging. Energieffektivisering er i denne sammenheng å installere utstyr som senker det totale energiforbruket. Eksempler på dette er varmepumper, LED-pærer og isolering. Fordelen med energieffektivisering er at reduksjonen er permanent. Med lastreduksjon menes det at man tar i bruk alternative kilder til energi, for eksempel å bruke en vedovn istedenfor en elektrisk panelovn til oppvarming i de kritiske periodene.



Figur 10 - Tre alternativer til nettutbygging (Lislebø et al., 2012, s.12)

3.2 Implisitt forbrukerfleksibilitet

I underkapitlene i 3.2 vil det bres ut om de forskjellige typene implisitt forbrukerfleksibilitet. Det vil omfatte effekttariffene kapasitetsledd og energiledd, samt strømpris. I tillegg gjennomgås det resultater fra studier som har undersøkt prisfølsomheten (priselastisiteten) til strømforbrukere.

3.2.1 Effekttariffer

Tidligere har kunder som bruker 30 kWh på én time, og kunder som bruker 30 kWh over 30 timer, blitt fakturert den samme summen av nettselskapet. Dette reflekter ikke de reelle kostnadene et slikt strømforbruk påfører nettselskapet. Effekttariffer er en del av den nye nettleiemodellen som er planlagt innført i Norge i juli 2022. Denne forventer å redusere effekttoppene i strømmettet ved at forbrukere insentivstyres til å endre sitt energi- og effektbruk (Agder Energi, 2020). Dermed vil nettleien på strømregning i større grad gjenspeile de faktiske kostnadene strømkunden påfører nettselskapet. Effekttariffing har lenge vært i bruk av nettselskap inn mot større industri- og næringskunder, men utrulling av AMS-målere i husholdninger har muliggjort at også disse kan respondere på tariffene. Dette er svært viktig da mange trafostasjoner i har tilnærmet utelukkende husholdningskunder.

I den nye nettleiemodellen vil det som i dag beskrives som fastledd skifte navn til kapasitetsledd (Viseth, 2021b). Som sagt er hensikten med den nye nettleien å bedre gjenspeile hvor kostnadene i nettet oppstår. For å oppnå dette er prisingen av kapasitetsleddet stegvis. Stegvis prising vil si at

en kunde med maks effekt på 11 kW en måned vil ha høyere nettleie pris sammenlignet med noen som har en effekttopp på 9 kW, så lenge energi forbruket er likt. Effekttoppen avregnes ved å ta gjennomsnitt av de tre timene i måneden med høyest strømforbruk. Ved å bruke gjennomsnittet av de tre høyeste målingene har forbrukeren fortsatt insentiver til å redusere effekttoppene selv om man har hatt en høy effekttopp tidligere i måneden. Den nye nettleiemodellen gjelder kun for kunder med forbruk under 100 000 kWh/år, og en typisk norsk husholdning bruker 16 000 kWh/år (SSB, 2014). Innføringen av kapasitetsleddet er verdifullt for nettselskapet fordi det insentiverer kunden til å kontinuerlig holde seg under en gitt kapasitet (effektbruk), noe som reduserer effekttoppene.

Noen nettselskap gir også avslag på energileddet på kveldstid når belastningen på overføringsnettene generelt er lav. Denne tariffen varierer gjennom døgnet, og er type ToU⁷-tariff. Figur 11 illustrerer den nye nettleiemodellen basert på prisene fra nettselskapet Lede. Tidligere var energileddet en fast sum per kWh, uavhengig av både tidspunkt på døgnet og årstid. Dermed hadde kundene ingen insentiv til å jevne ut effekttoppene utover strømprisen. I tillegg reflekterer ikke strømprisen nødvendigvis flaskehalsene nettselskapet opplever (Regjeringen, 2022a). I den nye nettleiemodellen har energileddet inkorporert en ToU-tariff med hensikt å jevne ut effekttopper slikt at behovet for nytt nett reduseres.

Effekttariffer er en sentral del av den nye nettleiemodellen og medfører som nevnt mange goder for nettselskapet. Likevel har innføringa av effekttariffer møtt kritikk for ekstrakostnadene på strømrregninga dette medfører for folk flest, spesielt at den ble introdusert midt i tidenes strømpriskrise (Lorvik & Solli, 2021; NVE, 2020). Argumenter som taler mot den nye nettleiemodellen, er for eksempel at det rammer dem som allerede sliter mest økonomisk. Individuer med lav inntekt kan ha vanskeligheter med å investere i kostbare styringssystemer som for eksempel smartlader, smart varmtvannsbereder eller smarte varmekabler. Dette vil være nødvendig for å optimalisere forbruket mot alle former for eksplisitt og implisitt fleksibilitet, deriblant effekttariffene, noe som er komplisert og tidskrevende å gjøre manuelt.

Det kan også settes spørsmåltegn ved hvor prissensitive forbrukere blir til effekttariffene dersom strømprisen holder seg høy og volatil. Dersom strømpriskostnaden er veldig høy relativt til

⁷ Time of Use (ToU) er tariffer som endrer seg basert på tidspunkt i døgnet.

nettleiekostnaden er det denne som vil i størst grad avgjøre energiatferden til forbrukerne, ikke nettleiemodellen. Man risikerer at besparelsen ved å forbruke strøm hvor energileddet er rimelig blir overskygget av endringer i en dyr og volatil strømpris.

En annen ulempe med den nye nettleiemodellen er at alle kunder må forholde seg til effekttariffene, uavhengig av om de befinner seg i et område hvor det er kapasitetsutfordringer i nettet. Dermed betaler en stor andel av forbrukere for en effekttariff som ikke har noen hensikt for nettselskapet, fordi det ikke er differensiert basert på hvilke trafostasjoner som har kapasitetsutfordringer.

Nettleie (N100) - Priser for kunder med forbruk under 100 000 kWh/år			
Energiledd	Inkl. mva	Ekskl. mva	
Energiledd vinter (oktober-mars)	16,00	12,80	øre/kWh
Reduksjon energiledd natt (kl 22 - kl 06)	-8,00	-6,40	øre/kWh
Energiledd sommer (april-september)	13,50	10,80	øre/kWh
Reduksjon energiledd natt (kl 22 - kl 06)	-6,75	-5,40	øre/kWh
Offentlige avgifter	Inkl. mva	Ekskl. mva	
Forbruksavgift*	20,86	16,69	øre/kWh
Avgift Energifondet (Privat)	1,25		øre/kWh
Avgift Energifondet (Næring)		800,00	kr/år
Kapasitetsledd**	Inkl. mva	Ekskl. mva	
0-5 kW	266,25	213,00	kr/mnd
5-10 kW	478,75	383,00	kr/mnd
10-15 kW	691,25	553,00	kr/mnd
15-20 kW	905,00	724,00	kr/mnd
20-25 kW	1117,50	894,00	kr/mnd
25-50 kW	1755,00	1404,00	kr/mnd
50-75 kW	2818,75	2255,00	kr/mnd
75-100 kW	3882,50	3106,00	kr/mnd
100-150 kW	5477,50	4382,00	kr/mnd
150-200 kW	7605,00	6084,00	kr/mnd
200 kW -	10795,00	8636,00	kr/mnd

Figur 11 - Den nye nettleiemodellen og priser for kunder av nettselskapet Lede (Viseth, 2021b)

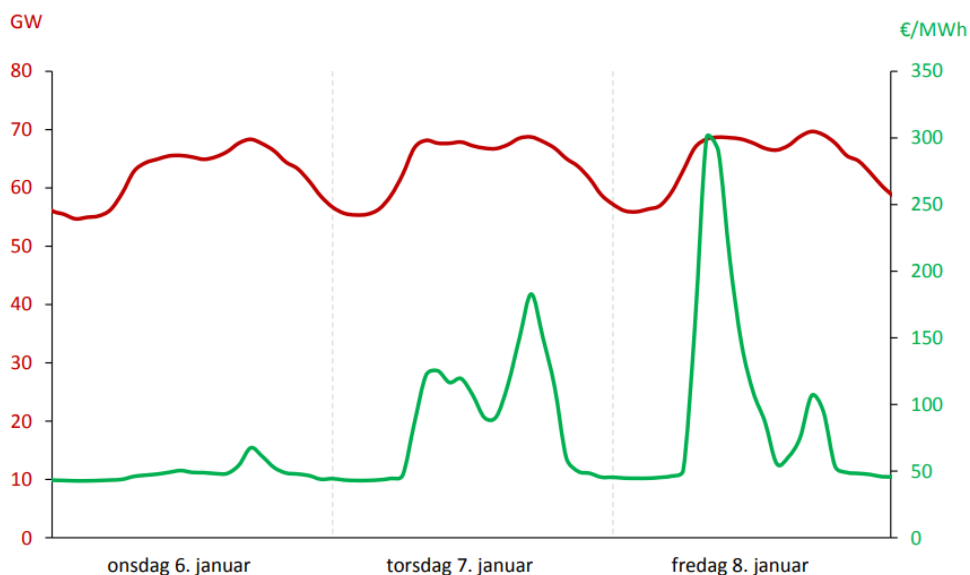
3.1.2 Strømpris og priselastisitet

Priselastisitet er betegnelsen på hvor mye etterspørselen for en vare eller tjeneste varierer ved en prisendring (Andresen, 2021). Videre skiller det mellom:

- Elastisk gode – prosentvis endring i etterspørsel er større enn prosentvis endring i pris og priselastisitet er mindre enn -1.
- Nøytralelastisk gode – prosentvise endring i etterspørsel er lik prosentvis endring i pris og priselastisitet er -1.
- Uelastisk gode - prosentvis endring i etterspørsel er mindre enn prosentvis endring i pris og priselastisitet er mellom -1 og 0.

Generelt sett har strøm vært en uelastisk gode i Norge. En rapport fra SSB fant den norske priselastisiteten til å være -0,65 for husholdninger (SSB, 2012). En annen studie fant at elektrisitetsforbruket i alminnelig forsyning ble redusert med 0,05 % når spotprisen for Norge som helhet økte med 1 % fra en måned til den neste (Holstad & Pettersen, 2011). Norske strømkunder er altså generelt lite sensitive til strømpris, noe Figur 12 illustrerer. Den manglende responsen norske strømkunder har på endringer i strømpris må ses i sammenheng med flere aspekter. Blant annet beregnes strømrregningen med månedlig avregning av det totale forbruket, uten sammenhengen mellom forbruk og høye spotpriser fremkommer. Fakturaen kommer naturlig nok i etterkant av de høye spotprisene, noe som gjør at forbrukerne bruker tid til å tilpasse seg. Strømrregningen utgjør fortsatt få prosenter av en gjennomsnittlig nordmanns inntekt. Det er rimelig å anta at når inntekten er høy blir priselastisiteten lavere.

Videre kan det være utfordrende å tilpasse seg strømprisene da husholdningskundene enda mangler brukervennlige og utbredte verktøy for å til enhver tid kunne se spotprisen, sitt eget forbruk, og hvilke laster som trekker mest elektrisitet. Dermed vil de ikke ha den nødvendige informasjonen for å tilpasse sin atferd til prissignalene. På dette området er det heldigvis mye utvikling på gang, noe som vil forenkle tilpasning mot både strømpris og effekttariffer (Viseth, 2021a).



Figur 12 - Det totale forbruket i Norden og systempris 6.-8. januar 2010. Det oppsto høye priser i Norden 8. januar, men det var ingen synlig respons i forbruket (Kringstad et al., 2018)

Statnett har gjennomført et pilot prosjekt, kalt iFleks, for å studere implisitt forbrukerfleksibilitet, (Statnett, 2022a). Prosjektet undersøkte prissfølsomheten til husholdningskunder. Hovedfunnene var at cirka 50 % responderte på prissignaler, men selv med høye prissignaler resulterte det kun i rundt 3 % reduksjon av strømforbruk. Dette betyr at en stor andel husholdninger reduserer strømbruket som følge av høye strømpriser, men det som kobles ut gir lite utslag relativt til husstandens totale forbruk. Rapporten mener videre at forbruksreduksjonen i høypristimer må være større enn 10 % for å kunne anse implisitt forbruksfleksibilitet som alternativ til nettutbygging. Derfor vil eksplisitt forbrukerfleksibilitet være nødvendig for nettselskapet hvis det har som hensikt å utsette investeringer.

En interessant observasjon ville vært kundenes atferdsendring på energiforbruket under vinteren 2021/22, hvor strømprisene var usedvanlig høye og volatile. Dette ville trolig gitt et godt grunnlag for ny empiri om hvordan implisitt forbrukerfleksibilitet påvirker effekttoppene. Dessverre er det ikke gjort noen offisielle studier på dette ennå. Med bakgrunn i vinterens ekstreme strømpriser har det vært diskutert om det skal settes en makspris på strøm for å skjerme kunder mot høye strømregninger (Sættem, 2022). Innføring av dette kan medføre utfordringer for nettselskapet fordi man mister prissignalet som verktøy til å styre etterspørselen.

3.3 Aggregatorrollen

Laster som tilbys av vanlige husholdninger vil isolert sett ikke kunne utgjøre en forskjell for å redusere effekttopper. For å kunne skaffe mengden effekt som kreves er man avhengig av en aggregator. Aggregatoren er ansvarlig for å tilegne seg fleksibilitet fra forbrukere og aggregere disse i en portefølje som kan tilby fleksibilitet til forskjellige markeder (Veen et al., 2018). Forbrukere som tilbyr fleksibilitet, får kompensasjon fra nettselskapet via aggregatoren. Ifølge Vennemo et al. (2017) er det tre aktører som egner seg til aggregatorrollen:

- **DSO** har et fortrinn ved at de eier AMS-målerne og forvalter en del av strømmettet. I tillegg blir det lettere for forbrukerne å forholde seg til én aktør. I og med DSO har et naturlig monopol som følge av hovedvirksomheten (drift av regional- og distribusjonsnettet), er det viktig å være klar over problemstillingene dette medfører i rollen som aggregator.
- **Strømselskap** egner seg som aggregator da de allerede har eksisterende kontrakter med forbrukeren. I dette tilfelle blir det også færre aktører forbrukeren må forholde seg til. Flere strømselskap inkluderer allerede nettleien i fakturaen, og kan i tillegg inkludere inntekter på fleksibilitetskontrakter.
- **Tredjeparter** opprettet for å innta aggregatorrollen. Dette kan være selskaper som selger produkter som brukes som fleksibilitetskilde. For eksempel kan en varmtvannsbereder produsent innlemme forbrukerfleksibilitet funksjoner i produktet deres for å bygge opp en portefølje med forbrukerfleksibilitet.

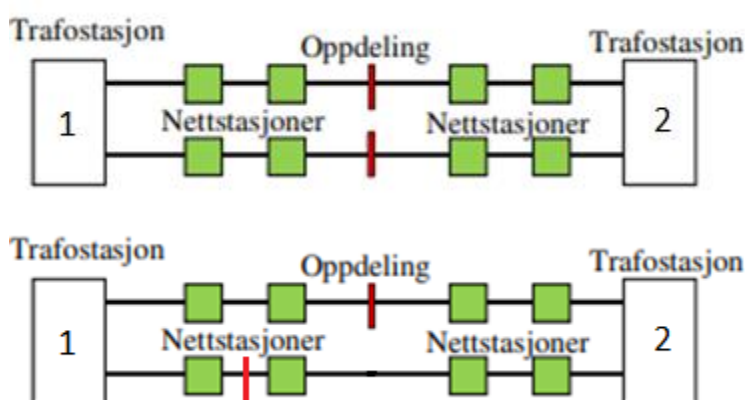
3.4 Eksplisitt forbrukerfleksibilitet

I situasjoner hvor implisitt forbrukerfleksibilitet ikke er tilstrekkelig til å redusere effekttoppene, altså hvor kunder ikke responderer nok på implisitt forbrukerfleksibilitet, vil eksplisitt forbrukerfleksibilitet være nødvendig. Eksplisitt forbrukerfleksibilitet blir hovedsakelig beskrevet som husholdninger og næringsbygg som stiller spesifikke laster disponible for utkobling i et fleksibilitetsmarked. Det finnes også andre virkemidler tilgjengelig som kan klassifiseres som eksplisitt forbrukerfleksibilitet. Disse er: tilknytning på vilkår og utkoblbar tariff, og vil sammen med fleksibilitetsmarked bli beskrevet i avsnittene under. Før de eksplisitte typene forbrukerfleksibilitet presenteres, gis det en innledning i omkobling i nettet. Dette er også en

fleksibilitetsløsning, men klassifiseres ikke som forbrukerfleksibilitet. Avslutningsvis vil det gjennomgå informasjon om Statnetts reservemarkeder for å gi et bilde av hvordan et etablert fleksibilitetsmarked kan se ut for nettselskapet.

Omkobling i nettet

Strømnettet er satt opp slik at det kan kobles om ved behov. Dette er det strenge krav og reguleringer forbundet med for å sikre levering til forbrukerne ved driftsstans i trafostasjoner eller ved utfall av andre komponenter i strømnettet (Regjeringen, udatert). Dersom en trafostasjon opplever overbelastning, kan altså nettselskapet forsyne sluttbrukeren via en annen trafostasjon. Dette skiller seg fra forbrukerfleksibilitet hvor forbrukslaster kobles ut. En illustrasjon av dette er vist i Figur 13. Hvis trafostasjon 1 opplever overbelastning kan oppdelingen (markert med en rød strek) flyttes, og dermed kan deler av lasten forsynes av Trafostasjon 2.



Figur 13 - Eksempel på omkobling i nettet

Til sammenligning kan man tenke på omkobling i strømnettet som trafikale omkjøringsveier. Opplever en fylkesvei trafikkork eller veiarbeid, med andre ord en flaskehals, er det eksempelvis skiltet en alternativ rute via en kommunal vei.

Omkobling i nettet kan innebære bruk av en fysisk bryter og/eller en digital bryter styrt fra nettsentralen. Handlingen kan innebære betydelig risiko, og det er derfor ønskelig å benytte andre tryggere metoder initialt for å sikre levering. RME skriver i sin rapport om ansvar for driftskoordinering i kraftsystemet, at omkobling kan innebære redusert forsyningssikkerhet og økning av KILE-kostnader⁸ (Bjørndalen et al., 2020). Eventuelt kan omkobling føre til at kunder

⁸ KILE-kostnader er kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke-levert energi; reduksjon i inntektsrammen til nettselskap ved avbrudd i strømforsyningen til kundene (Bjørndalen., 2020).

må kobles ut, eller redusere last eller produksjon. Selv om overbelastningen i første omgang kan håndteres ved å flytte deler av belastningen over på en annen trafo, vil man kunne oppleve nye flaskehalsar med ytterligere belastningsøkning. RME skriver at dette eksempelvis kan håndteres ved utkobling av kunder tilknyttet på vilkår, utkoblbar tariff, eller utnyttelse av fleksibilitet fra et fleksibilitetsmarked.

Tilknytning på vilkår

I Norge er utgangspunktet at alle har rett til å bli koblet på strømmettet, enten for å produsere strøm eller som forbruker av strøm. Likevel er det ikke alltid ledig kapasitet i strømmettet, og et hjelpemiddel for å håndtere slike hendelser er tilknytning på vilkår. Det innebærer at nettselskap og kunder som ønsker tilknytning kan inngå en avtale med forbruksbegrensninger (NVE, 2021a). Nettselskapene kan kreve at slike kunder må justere ned på forbruket eller kobles ut for å opprettholde driften i strømmettet. Om nye kunder ønsker å koble seg til uten begrensninger kan nettselskapene pålegge dem å betale inntil 100 % av investeringskostnadene ved nettutbygging for den utvidede kapasiteten, såkalt anleggsbidrag (NVE, 2021b). Hensikten med tilknytning på vilkår er i hovedsak at næringsvirksomhet kan etableres raskere og uten omfattende anleggsbidrag. Som et resultat av dette blir kunden med tilknytning på vilkår en kilde til eksplisitt forbrukerfleksibilitet for nettselskapet. Kostnaden og kravene for å koble ut kunder med tilknytning på vilkår vil variere i henhold til avtale, men standarden er at nettselskapet ikke må betale for å koble ut disse (Energi Norge, 2021).

Utkoblbar tariff

Utkoblbar tariff (UKT) eller fleksibel tariff, innebærer redusert nettleie mot at kunden kan kobles ut ved behov, og er rettet mot industrikunder som kan klare seg uten forsyning i perioder (Wang Høiem et al., 2021). De reduserte nettleieinntektene fra UKT-kunder blir omfordelt til økt nettleie på andre kunder. UKT kan også kombineres med tilknytning på vilkår. Undersøkelser utført av Cineldi, Sintef sitt senter for intelligent strømforsyning, avdekket at nettselskaps bruk av fleksibilitet i driften av nettet er svært begrenset i dag, og utover pilotprosjekter er det stort sett kun UKT kontrakter som benyttes for å utløse fleksibilitet (Wang Høiem et al., 2021). Dersom kunder med UKT kontrakter stiller med fleksibilitet som er tilstrekkelig og pålitelig nok til å møte den forventede forbruksøkningen i nettet, kan dette bidra til å utsette nettinvesteringer.

Hvorvidt det er rasjonelt å fokusere på utkoblbar tariff som et satsningsområde for fleksibilitetsløsninger er likevel svært usikkert. For det første vil slike avtaler være rettet mot store laster, sannsynligvis utelukkende industri, som ikke nødvendigvis er den mest kostnadseffektive fleksibilitetsressursen. Andre utfordringer med UKT er risikoen for «gratispassasjerer». Nettselskapet er pålagt å tilby UKT til alle kunder som ønsker det om man først har en aktiv ordning innenfor er definert område. Det medfører at andre aktører kan få redusert nettleie ved å binde seg til UKT avtalen selv om nettselskapet ikke trenger fleksibiliteten deres, noe som potensielt gjør UKT til et dyrt verktøy (Wang Høiem et al., 2021). Likevel anbefales det at UKT avtaler bør beholdes inntil andre fleksibilitetsløsninger representerer et reelt alternativ (EnergiNorge, udatert).

Det har vært hevdet at UKT avtaler hindrer modning av markedsløsninger for fleksibilitet, men dette er ikke riktig (Wang Høiem et al., 2021). En last tilknyttet UKT kan også aktiveres på et fleksibilitetsmarked så lenge den ikke er aktivert for den samme timen. Dermed kan kunder på UKT delta i kortsiktige fleksibilitetsmarkeder og samtidig være tilgjengelig for utkobling på langsikt for nettselskapet.

Fleksibilitetsmarked

I fleksibilitetsmarkeder er det tiltenkt at husstander, næringsbygg og industri skal kunne bidra til å balansere og håndtere flaskehalsen i strømmettet. For å utforske et slikt fleksibilitetsmarked startet Agder Energi NorFlex-prosjektet i 2019 (Agder Energi, 2019). Prosjektet er delt opp i tre demo-piloter i avgrensede geografiske områder kalt Demo Møre, Demo Glitre og Demo Agder. Formålet med prosjektet er å teste ulike teknologiske løsninger og forretningsmodeller for å legge til rette for et mer effektivt og bærekraftig strømmett. I prosjektet bruker aggregatorer og nettselskap markedsplassen Nodes for kjøp og salg av fleksibilitet. I Nodes kan man inngå to ulike kontrakter for handel av fleksibilitet, LongFlex og ShortFlex. LongFlex er en kontrakt hvor fleksibiliteten blir bundet over lengre tid (Agder Energi, 2021b). Ved en slik avtale får tilbydereren en betaling for fleksibiliteten de stiller til rådighet. I tillegg får de betalt hvis fleksibiliteten blir aktivert. En LongFlex avtale innebærer en stor fordel for nettselskapene da fremtidig tilgjengelig fleksibilitet er kartlagt. Denne forutsigbarheten gir bedre grunnlag for investeringsbeslutninger. Den andre kontrakten som kan inngås er ShortFlex, hvor fleksibilitetsordren blir matchet noen dager eller timer før selve utkoblingen (Agder Energi, 2021a).

Typiske laster egnet for forbrukerfleksibilitet er elbilladere og apparater knyttet til termisk lagringskapasitet (elkjeler, panelovner, varmpumper, ventilasjonsanlegg varmtvannsbereder, gulvvarme, kjøle- og fryseapparater). Disse apparatene kan kobles ut i korte perioder uten at det går utover komforten eller i det hele tatt merkes (Agder Energi, 2022a; Horne et al., 2020).

Prisen for forbrukerfleksibilitet i et fleksibilitetsmarked er fortsatt usikker. Så langt i NorFlex-piloten har nettselskapet betalt mellom 4 000 og 30 000 NOK per MWh fleksibilitet, men denne prisen kan endre seg betydelig etter hvert som markedet modner (nodesmarket, 2022). Prisene i NorFlex har per i dag som hensikt å stimulere til flere fleksibilitetskilder og opparbeide kompetanse på verdikjeden. Det emulerer ikke nødvendigvis prisene i et fremtidig etablert og utbredt marked.

Så langt har noen nettselskap gitt uttrykk for at det har gått mye tid til å prate om fleksibilitetsmarkeder uten at man faktisk initierer testing og bruk (Wang Høiem et al., 2021). Det fremkommer også at de trenger økt kunnskap og kompetanse om hvordan fleksibilitet rent praktisk tas i bruk. I tillegg må de ha tilstrekkelig tillit til at fleksibilitetskontrakten overholdes når behovet oppstår (Wang Høiem et al., 2021). Pilotprosjektet NorFlex og markedsplassen Nodes vil forhåpentligvis demonstrere for nettselskapene hvor nyttig forbrukerfleksibilitet kan være for å jevne ut effekttopper.

Oppsummering på kategorier på forbrukerfleksibilitet

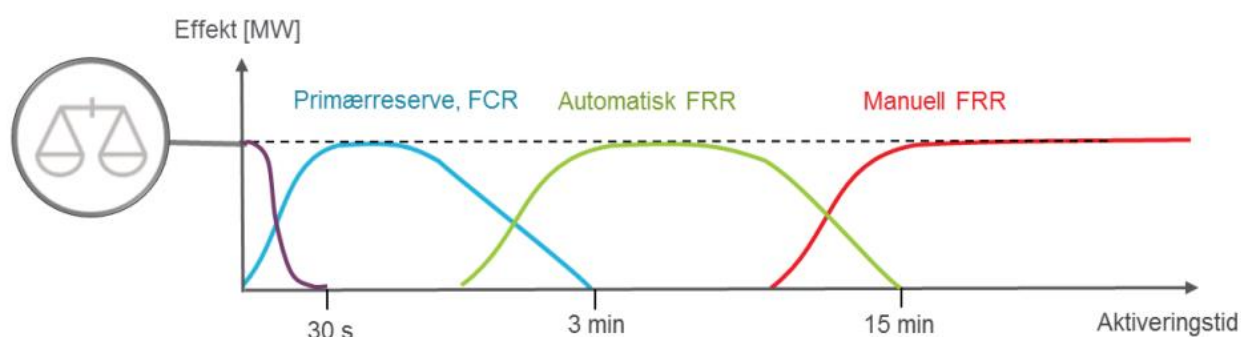
En oppsummering av de implisitte og eksplisitte virkemidlene er gitt i tabellen under med tilhørende kostnad.

Tabell 1 - Oppsummering av de ulike fleksibilitets-virkemidlene for flaskehalshåndtering gjennomgått i teoretisk rammeverk

Fleksibilitetsløsning	Kategori	Kostnad for nettselskapet
Effekttariffer	Implisitt forbrukerfleksibilitet	Ingen kostnad
Strømpris	Implisitt forbrukerfleksibilitet	Ingen kostnad
Omkobling i nettet	Annet	Case-avhengig kostnad + risiko
Tilknytning på vilkår	Eksplisitt forbrukerfleksibilitet	Ingen kostnad
Fleksibel tariff	Eksplisitt forbrukerfleksibilitet	Ingen kostnad
Fleksibilitetsmarked	Eksplisitt forbrukerfleksibilitet	Ukjent

3.5 Reservemarkeder

Reservemarkeder er inkludert i det teoretiske rammeverk fordi dette er et etablert verktøy Statnett bruker for å opprettholde balansen i kraftsystemet. Lenge har ressursene i reservemarkeder vært reservert Statnett, men dette er i ferd med å gjøres tilgjengelig også for nettselskaper (Agder Energi, 2022b). Dermed kan nettselskaper kjøpe fleksibilitet fra fleksibilitetskilder som tidligere var utelukkende forbeholdt TSO. Det er hovedsakelig tre reservemarkeder som benyttes for å holde balansen i strømmettet. Forskjellen på de tre reservemarkedene er aktiveringstiden, illustrert i Figur 14. De tre markedene utdypes under.



Figur 14 - Sammenheng mellom respons og aktiveringstid for de tre reservene. Den lilla linjen illustrer kraftsystemets naturlige frekvensregulering/treghet (Statnett, 2016, s.6)

Primærreserver – Frequency Containment Reserves (FCR)

Primærreservene er det første leddet for å regulere ubalanse i kraftsystemet. Det er etablert et eget marked for å sikre at det er tilstrekkelig primærrespons i kraftsystemet. Reguleringen er fullt og helt knyttet til automatiske funksjoner (Statnett, 2021d).

Sekundærreserver – automatic Frequency Restoration Reserves (aFRR)

aFRR blir aktivert for å frigjøre primærreservene og bringe frekvensen tilbake til 50 Hz. Ved å frigjøre primærreserven blir den tilgjengelig for å håndtere nye feil og ubalanser. Responstiden for aFRR er på maksimalt to minutter etter mottatt signal fra TSO, og er i likhet med primærreservene en automatisk reguleringsfunksjon. aFRR ble først implementert i 2013 og de nordiske TSOene bestemmer i felleskap hvilke volumer som anskaffes. Typiske tider TSOene vil kjøpe aFRR er ramping-timene på morgenen og kvelden, og i forbindelse med døgnskift (Statnett, 2021b).

Tertiærreserver – manual Frequency Restoration Reserves (mFRR)

Tertiærreserver blir oftest omtalt som regulerkraft markedet, eller RK-markedet. Disse reservene har en aktiveringstid på opptil 15 minutter. Mengden tertiærreserver er ulikt mellom de nordiske landene, men må være lik dimensjonerende feil for sitt delsystem. I Norge er dimensjonerende feil 1 200 MW, men Statnett har vurdert det nødvendig å sikre ytterligere 500 MW tertiærreserve for å kunne håndtere regionale flaskehals og ubalanser. Regulerkraftopsjonsmarkedet (RKOM) sikrer at tilstrekkelig oppreguleringsressurser er tilgjengelig i den norske delen av RK-markedet. Deltakere i opsjonsmarkedet mottar en opsjonspremie for å stille lastene sine til rådighet over en gitt periode (tilsvarende LongFlex). Effekt fra både produksjon og forbruksutkobling kan tilbys i RKOM (Statnett, 2018). Det vanlige RK-markedet er et timesmarked hvor man melder inn tilgjengelig volum og pris for de neste 24 timene (tilsvarende ShortFlex) (Enfo, 2021).

3.6 Beregning av økonomiske effekter

Dette delkapittelet vil danne grunnlaget for hvordan utredningen estimerer den økonomiske verdien av å utsette investeringer. Verdien vil indikere nettselskapets øvre betalingsvillighet for forbrukerfleksibilitet. Kapitlet presenterer sentrale begrepsapparater for å kunne drøfte økonomiske effekter av å utsette investeringer. Nøkkelbegreper som gjennomgås er kapitalkostnader, avskrivninger, kalkulatorisk rentekostnader, realannuitet og realopsjoner.

3.6.1 Kapitalkostnad

Investeringer krever økt kapitalbruk og dette medfører en kostnad (kapitalkostnad). For det første kunne kapitalen vært anvendt til andre formål (alternativkostnad). For det andre har investeringer vanligvis en gitt levetid, og verdien av investeringen faller derfor over denne levetiden (Bjørnenak, 2019). Det er viktig å skille mellom økonomisk levetid og teknisk levetid. Dette utdypes i avsnittet om Avskrivninger. Kapitalkostnad består av to komponenter, avskrivninger og kalkulatorisk rente, og har følgende formel (Bjørnenak, 2019):

$$\text{Kapitalkostnad} = \text{avskrivninger} + \text{kalkulatorisk rentekostnad}$$

Formel 2 - Kapitalkostnad

Avskrivninger

Den første komponenten i formelen for kapitalkostnad er avskrivninger, som er en periodisering av investeringsutgiften. Avskrivninger skal således være et kalkulatorisk uttrykk for investeringsobjektets periodiserte verdifall, noe majoriteten av investeringer opplever på grunn av tid og slitasje. Avskrivninger gjør dermed at hele investeringsutgiften ikke kostnadsføres ved kjøp, men fordeles over investeringsobjektets levetid. Restverdien av et investeringsobjekt synliggjøres etter en avskrivning, og når restverdien blir lav signaliserer dette ofte et behov for reinvestering. Dog forutsetter dette at økonomisk levetid og avskrivningstid er likeartet, noe som er en forutsetning for de fleste nettselskap (Wiig et al., 2009). Økonomisk levetid refererer til den forventede økonomiske levetiden til et varig driftsmiddel, og tilsvarer den forventede tiden driftsmiddelet er lønnsomt før det eventuelt må erstattes (Gårseth-Nesbakk, 2017).

For en trafostasjon i regionalnettet til AEN benyttes en økonomisk levetid på 60 år. Dette er svært lenge. Det er rimelig å anta at den tekniske levetiden vil være på 60 år, men den økonomisk levetid kan raskt endre seg. Forestill deg at AEN investerer i trafostasjoner i dag med en forventet økonomisk levetid på 60 år, og baserer avskrivningssatsen på dette. Videre er det sjans for at markedet endrer seg og ny teknologi gjør at behovet og lønnsomheten for disse trafostasjonene opphører.

To sentrale begrep for å fastsette avskrivningen er kapitalgrunnlag og avskrivningssats (Bjørnenak, 2019). Kapitalgrunnlaget er beløpet som legges til grunn for beregningen av periodens avskrivning. Videre skiller det mellom historisk anskaffelseskost, gjenanskaffelseskost og nyverdikost. Ved historisk anskaffelseskost legges det til grunn hva det kostet å anskaffe eiendelen, mens gjenanskaffelseskost ser på hva det ville kostet å anskaffe eiendelen i dag. Disse er relevant for å vurdere eksisterende anleggsmidlers kapitalgrunnlag. I utredningens tilfelle gjelder det en planlagt investeringskostnad for et nytt driftsmiddel og vi vil derfor bruke nyverdikost som kapitalgrunnlag.

Avskrivningssats forteller hvor mye som skal skrives av eiendelen hvert år. Det finnes diverse avskrivningsprofiler, blant annet konstantstrømtilpasset, progressiv, lineær og degressiv, hvor det i denne utredningen benyttes progressiv avskrivningsprofil (Bjørnenak, 2019). Denne avskrivningsprofilen brukes i realannuitetsberegning, som det går nærmere inn på i slutten av delkapittelet. En utfordring med en progressiv avskrivningsprofil basert på nyverdi, er at den kan

føre til for lave avskrivninger i starten av perioden. Hvis teknologiutviklingen er høy eller produktiviteten til driftsmiddelet faller, betyr dette at kapitalkostnadene burde vært høyere ved starten av den økonomiske levetiden for å samsvare med sammenstillingsprinsippet⁹ (Wiig & Waage, 2009). Dette er også et argument for at verdien ved å utsette investeringer kanskje undervurderes ved bruk av denne avskrivningsprofilen.

Kalkulatorisk rentekostnad

Kalkulatorisk rente er den andre komponenten for å beregne kapitalkostnad. Den beregner renten på den totale investerte kapitalen med følgende formel (Bjørnenak, 2019):

$$\text{Kalkulatorisk rentekostnad} = \text{kapitalbinding} * \text{avkastningskrav}$$

Formel 3 - Kalkulatorisk rentekostnad

Kapitalbinding er beløpet bundet opp i investeringen, for eksempel en trafostasjon, og anses som en kostnad ettersom man ikke får renter på bundet kapital. Avkastningskravet er et uttrykk for alternativkostnaden (Bjørnenak, 2019). Kapital er en begrenset ressurs som virksomheter har til rådighet og de må derfor kontinuerlig vurdere alternative anvendelser av kapitalen. Den kalkulatoriske rentekostnaden indikerer derfor alternativkostnaden for anvendelse av kapital til andre formål med tilsvarende risiko.

Avkastningskravet bør ta høyde for risikoen tilknyttet investeringen. I praksis bruker imidlertid mange virksomheter samme avkastningskrav for alle prosjekter (Bjørnenak, 2019). Avkastningskravet kan bruke nominell- eller realrente, og forskjellen på disse to er at realrenten er korrigert for inflasjon. Realrenten gir et klarere bilde på hvor mye rentekostnaden reelt koster virksomheten, men det avhenger av at inflasjonsraten benyttet er nøyaktig.

Metoder for å beregne kapitalkostnad

Det finnes ulike metoder for å beregne kapitalkostnader, og valget av metode vil påvirke den årlige beregnede kapitalkostnaden ved en investering. Tre aktuelle metoder for denne utredningen er nominell lineær, nominell annuitet og realannuitet med generell prisstigning. Disse tre metodene tar utgangspunkt i en gitt investering, og basert på denne beregner en årlig kapitalkostnad. En

⁹ Sammenstillingsprinsippet er et prinsipp som dreier seg om å få til en fornuftig sammenstilling av kostnader med tilhørende inntekter. Periodens økonomiske resultat blir da differansen mellom kostnadene som har medgått til å generere inntektene, og de respektive inntektene (Gårseth-Nesbakk, 2022).

beskrivelse av de tre metodene vil bli gitt under. I tillegg presenteres et eksempel på kapitalkostnadsutviklingen for en ny trafostasjon med følgende variabler:

- Nyverdikost transformatorstasjon: 100 millioner kroner
- Økonomisk levetid: 60 år
- Inflasjon: 2 %
- Referanserenten/nominell rente fra NVE er estimert til å være 5,5 % for 2022 (NVE, 2022).
Justert for inflasjon blir realavkastningskrav: $(0,055-0,02)/(0,02+1) \approx 3,5 \%$

Nominell lineær

I nominell lineær metode blir renten beregnet på investeringens restverdi (bokført verdi). Etersom restverdien er synkende, vil også kapitalkostnadene reduseres over investeringens levetid. Metoden bruker nominell rente. Tabell 2 viser at kapitalkostnaden de første årene er betydelig høyere sammenlignet med de siste årene.

Tabell 2 - Kapitalkostnader ved bruk av nominell lineær metode

Nominell lineær					
År	Bokført verdi	Avskrivning	Rente (5,5 %)	Kapitalkostnad	Kapitalkostnad (justert for inflasjon)
1	100 000 000	1 666 667	5 500 000	7 166 667	7 026 144
2	98 333 333	1 666 667	5 408 333	7 075 000	6 800 269
3	96 666 667	1 666 667	5 316 667	6 983 333	6 580 551
4	95 000 000	1 666 667	5 225 000	6 891 667	6 366 835
5	93 333 333	1 666 667	5 133 333	6 800 000	6 158 970
59	3 333 333	1 666 667	183 333	1 850 000	575 124
60	1 666 667	1 666 667	91 667	1 758 333	535 909
Nåverdi (etter 60 år)				100 000 000	

Nominell annuitet

I nominell annuitet metode blir årlig kapitalkostnad lik over hele investeringens levetid, som vist i Tabell 3. Avskrivningen i nominell annuitet er progressiv, og vil si at avskrivningen øker hvert år. Det kan sammenlignes med et boliglån, hvor avdragene (avskrivningene) utgjør en større andel av betalingen til banken for hvert år.

Tabell 3 - Kapitalkostnad ved bruk av nominell annuitet metode

Nominell annuitet					
År	Bokført verdi	Avskrivning	Rente (5,5 %)	Kapitalkostnad	Kapitalkostnad (justert for inflasjon)
1	99 769 293	230 707	5 500 000	5 730 707	5 618 340
2	99 525 897	243 396	5 487 311	5 730 707	5 508 177
3	99 269 114	256 783	5 473 924	5 730 707	5 400 173
4	98 998 208	270 906	5 459 801	5 730 707	5 294 287
5	98 712 403	285 805	5 444 901	5 730 707	5 190 478
59	10 580 693	5 148 769	581 938	5 730 707	1 781 550
60	5 431 924	5 431 924	298 756	5 730 707	1 746 618
Nåverdi (etter 60 år)				100 000 000	

Realannuitet – generell prisstigning

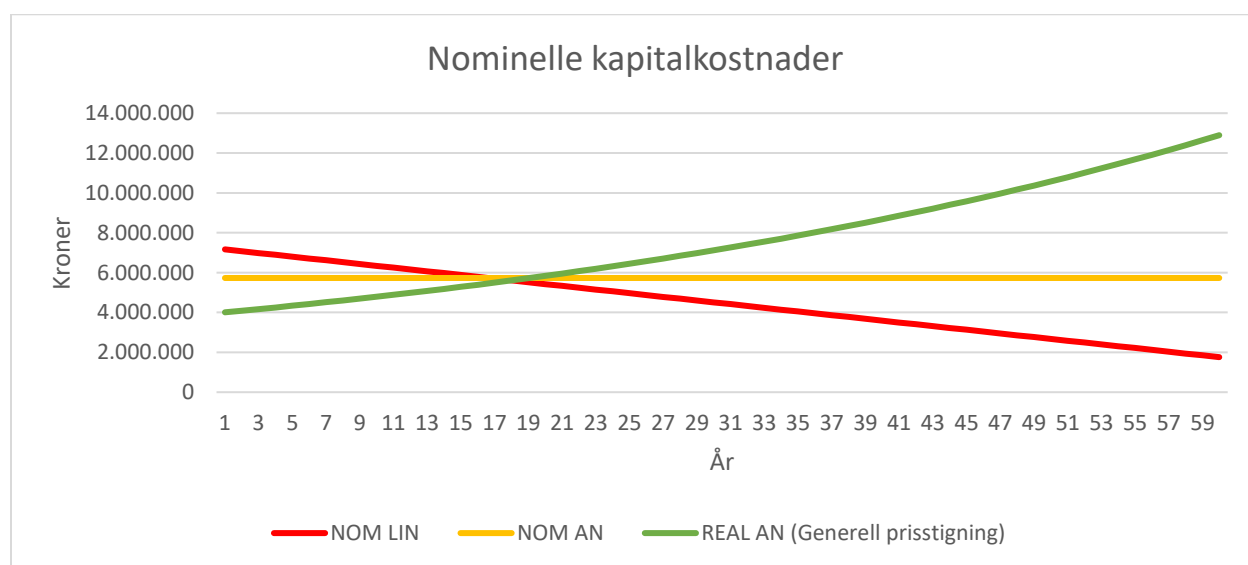
I realannuitetsmetode stiger kapitalkostnaden årlig med inflasjonsraten (generell prisstigning) etter beregning av den årlige annuiteten. Dette fører til en jevn årlig økning i kapitalkostnaden, som vist i Tabell 4. I likhet med nominell annuitet er avskrivningen progressiv. Som følge av den lange økonomiske levetiden vil renten føre til en økning av bokført verdi frem til år 31, siden kapitalkostnaden er lavere enn rentekostnaden i disse årene. Summen av avskrivningene er likevel 100 millioner kroner over 60 år.

Tabell 4 - Kapitalkostnad ved bruk av realannuitet metode

Real annuitet (generell prisstigning)					
År	Bokført verdi	Avskrivning	Rente (5,5 %)	Kapitalkostnad	Kapitalkostnad (justert for inflasjon)
1	100 000 000	-1 467 334	5 500 000	4 032 666	3 953 594
2	101 467 334	-1 467 384	5 580 703	4 113 319	3 953 594
3	102 934 718	-1 465 824	5 661 409	4 195 586	3 953 594
4	104 400 542	-1 462 532	5 742 030	4 279 497	3 953 594
5	105 863 074	-1 457 382	5 822 469	4 365 087	3 953 594
31	132 852 424	-2 267	7 306 883	7 304 616	3 953 594
32	132 854 692	143 701	7 307 008	7 450 709	3 953 594
33	132 710 991	300 618	7 299 105	7 599 723	3 953 594
59	23 709 118	11 413 512	1 304 001	12 717 514	3 953 594
60	12 295 606	12 295 606	676 258	12 971 864	3 953 594
Nåverdi (etter 60 år)				100 000 000	

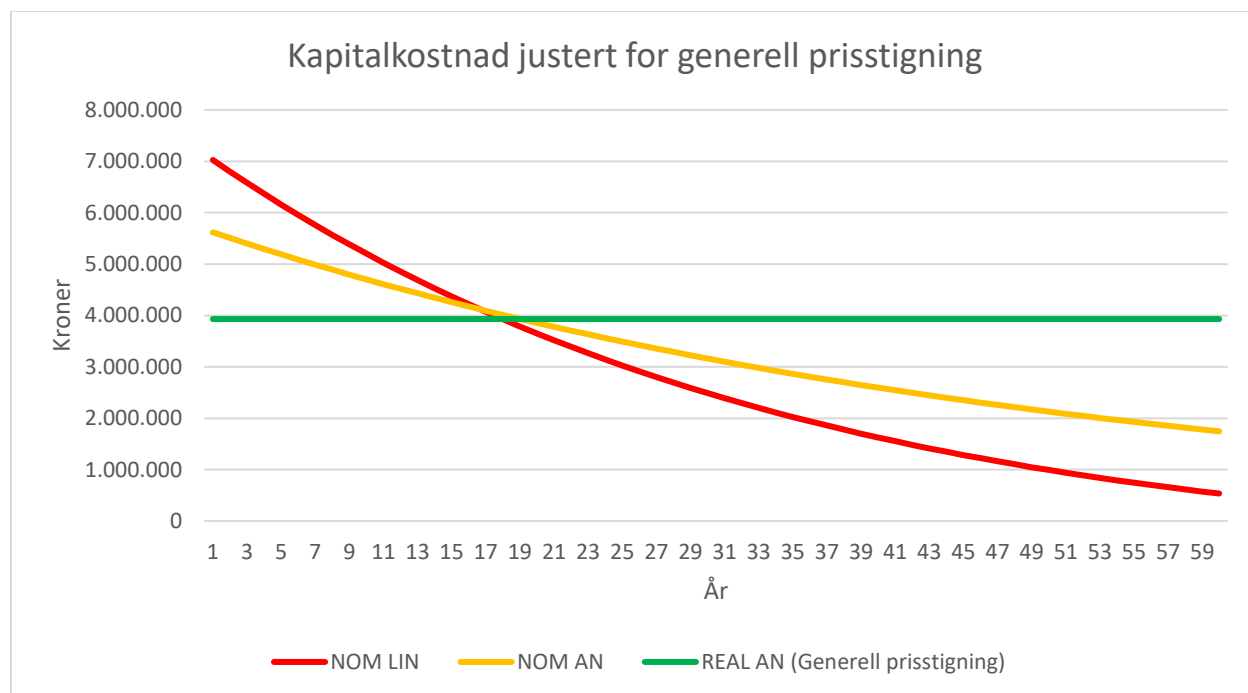
Valg av metode for beregning av kapitalkostnad

Som vist i tabellene over blir kapitalkostnadene varierende ut ifra hvilken metode som benyttes. Det kan være utfordrende å definere en «riktig» metode for å beregne kapitalkostnad, og derfor er en helhetsvurdering viktig for å finne den mest hensiktsmessige metoden for den aktuelle investeringen. Figur 15 viser kurvene til kapitalkostnaden for de ulike metodene fra tabellene over. Kurvene illustrerer metodene i nominelle termer, altså kronebeløpet ved hvert år. Som det fremkommer av kurvene, gir nominell lineær metode en høyere kapitalkostnad i starten av perioden, mens realannuitet gir en høyere kapitalkostnad mot slutten av perioden. Videre vil nominell annuitet tilsynelatende gi en jevn kapitalkostnad. Dette blir svært annerledes i reelle termer, noe Figur 16 illustrerer.



Figur 15 - Kapitalkostnad for en transformatorstasjon med nyverdikostnad på 100 millioner kroner

Figur 16 illustrerer kapitalkostnadene til de tre metodene justert for en årlig inflasjon på 2 %. Det betyr at alle årlige kapitalkostnader vises i nåverdi med utgangspunkt i år 0. Fordi stigningen til realannuitet i Figur 15 kroner er forårsaket av inflasjon, vil den i Figur 16 vises som en rett linje med jevn årlig kapitalkostnad. I praksis gjør dette at kapitalkostnaden gir den samme belastningen hvert eneste år relativt til virksomhetens kjøpekraft. Når vi deler beløpet over 60 år i reelle termer, får vi altså den mest reelle årlige kapitalkostnaden. Dette blir utredningens metode for å beregne verdien av å utsette investeringer.



Figur 16 - Kapitalkostnad for en transformatorstasjon med nyverdikostnad på 100 millioner kroner justert for 2 % årlig inflasjon

Vi ønsker å signalisere en kapitalkostnad som er uavhengig av hvilket år vi måler kostnadene. I noen tilfeller vil utsettelsen av investeringen være ett år, i andre tilfeller kan det være betydelig lengre. Det vil også være ønskelig å måle verdien i faste kroner, siden inflasjonen kan variere over tid. En realannuitet har denne egenskapen og vil derfor bli benyttet i utredningen. Nominell lineær eller nominell annuitet vil få en kapitalkostnad som varierer med hvilket år vi måler.

3.6.2 Realopsjon

Et selskap har ulike muligheter til å endre sin nåværende drift: «*Det kan ekspandere eller redusere dagens virksomhet, det kan utvikle ny virksomhet i forlengelsen av dagens drift, det har muligheten for å legge helt ned, og det kan endre måten det investerer på*» (Strøm, 2017, s. 384). Alle disse mulighetene ligger i selskapets drift i dag og baseres på hva de observerer i markedet (Damodaran, 2012). Dette er reelle muligheter som ledelsen må forholde seg til, og er eksempler på realopsjoner selskapet har. Realopsjoner er nært knyttet til investeringsprosjektets fleksibilitet. Dersom investeringen har en fleksibilitet sier vi at investeringen inneholder en realopsjon. *Opsjon* betyr valg, og *real* betyr at valget faktisk foreligger. Bedriften kan med andre ord foreta tilpasninger ved bruk av kapital- og arbeidskraft.

Det finnes mange typer realopsjoner, og den som er mest relevant for denne utredningen er opsjonen ved å utsette. En opsjon til å utsette en investering er et alternativ til å investere i dag. For eksempel kan det være verdifullt å kunne utsette investeringsbeslutninger for å fjerne eller redusere risikomomenter.

Som nevnt er hypotesen for forbrukerfleksibilitet at dette kan forlenge levetiden til eksisterende trafostasjoner og dermed utsette nyinvesteringer. Ved utsettelse av investeringen får også virksomheten en verdi utover besparelser på kapitalkostnader, dette ved at de har et bredere datagrunnlag for å ta mer informerte investeringsavgjørelser. Fra opprinnelig investeringstidspunkt til utsatt investeringstidspunkt er kunnskapen oppdatert, og risikoer knyttet til investering kan ha blitt redusert. For et nettselskap vil det for eksempel være verdi i at selskapet kan avvende investeringsavgjørelsen, og dermed prognosere fremtidig belastning med høyere nøyaktighet. Dermed kan det tas en bedre beslutning på hvor stor transformorkapasitet det faktisk er hensiktsmessig å installere. Det kan også tenkes at det er kommet andre teknologiske gjennombrudd som gjør at en annen type transformator ville vært gunstigere.

Verdien av denne realopsjonen ligger i fleksibiliteten i valg av investeringstidspunkt. Å tallfeste en verdi på denne realopsjonen vil derimot være svært komplisert (Bredesen, 2019). Denne verdien vil ikke bli inkorporert i summen for nettselskapets verdi av å utsette investeringer i utredningens resultat, men det er et viktig aspekt som vil øke verdien av forbrukerfleksibilitet.

4 Metode

Dette kapitlet gjennomgår utredningens metodiske valg. Det gjøres ved å innledningsvis utdype problemstillingen og definere studieobjektet. Deretter gjennomgås forskningsdesign og datainnsamling før validiteten og reliabiliteten til resultatene drøftes.

4.1 Utdypning av problemstilling

Problemstillingen ble hovedsakelig utformet av AEN. Utredningens problemstilling bidrar til et høyaktuelt tema som ikke bare kommer AEN til gode, men også samfunnet for øvrig i form av lavere økning av nettleie. Aktualiteten vises også ved at regjeringen har lagt frem en stortingsmelding om langsiktig verdiskapning fra norske energiressurser, hvor det fremkommer at regjeringen ønsker at nettselskap skal arbeide med effektivisering av strømmettet (Norwegian Ministry of Petroleum and Energy, 2021). Problemstillingen bidrar til dette ved å undersøke verdien av å utsette investeringer slik at kostnadene knyttet til strømmettet holdes så lave som mulig og eksisterende infrastruktur kan benyttes lengre.

Problemstillingen er:

Hva er den økonomiske verdien av å utsette investeringer i regionalnettet ved bruk av forbrukerfleksibilitet?

Ifølge Busch (2013) vil alle problemstillingene som skal formuleres som et enkelt spørsmål bli, til en viss grad, ganske generelle. Derfor kan man utlede noen mer konkrete forskerspørsmål. Dette vil bidra til å presisere og avgrense problemstillingen ytterligere. På bakgrunn av problemstillingen er det utledet følgende forskerspørsmål:

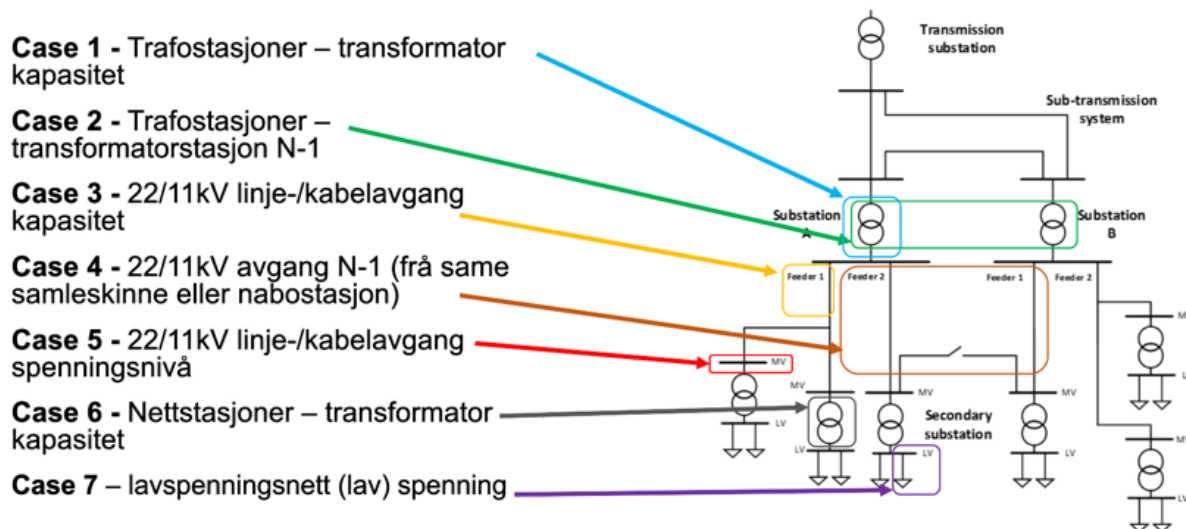
1. Utvikle modell for å vurdere fremtidig kapasitetsutfordring og muligheten for investeringsutsettelse på trafostasjoner i regionalnettet.
2. Anvende modellen på trafostasjoner i Agder Energi Netts Regionalnett.
 - a. Hvor omfattende er kapasitetsutfordringer frem mot 2040?
 - b. Hva er verdien av å utsette investeringer ved bruk av forbrukerfleksibilitet?
3. Hva er forutsetningene for å realisere utsettelse av investering ved bruk av forbrukerfleksibilitet?

Busch (2013) skriver at man kan skille mellom seks forskjellige formuleringer til en problemstilling. Disse er: beskrivende-, problemidentifiserende-, problemløsende-, diagnostiserende-, handlingsorienterte-, og forklarende problemstillinger. Denne utredningen benytter formuleringen problemløsende, hvor formålet er å gi anbefalinger om hvordan et gitt problem kan løses. I utredningens tilfelle er problemet at det sannsynligvis kreves store fremtidige investeringer i strømmettet, og dermed er det ønskelig å undersøke om forbrukerfleksibilitet kan utsette disse. Ifølge Busch (2013) er problemløsende problemstillinger ikke velegnet for student oppgaver. For å fremme gode løsningsforslag kreves grundig analyse av årsakene til problemet, og tidsbegrensningen til studentoppgaver kan hindre grundig analyse. Til tross for utfordringene med en problemløsende tilnærming kan det muliggjøres gjennom tett samarbeid og gode kontakter i bedriften, noe vi har hatt tilgang til.

4.2 Studieobjekt

AEN sine transformatorstasjoner i regionalnettet er studieobjektet i denne utredningen. AEN drifter 56 transformatorstasjoner i regionalnettet lokalisert i Agder. Et utvalg av transformatorstasjonene vil bli valgt i henhold til kriterier beskrevet senere i utredning. Figur 17 viser 7 caser som AEN vurderer å gjennomføre for å utforske forbrukerfleksibilitet, og denne utredningen tar for seg Case 1. Som nevnt har det tidligere blitt foretatt studier på forbrukerfleksibilitet på et lavere nettnivå i andre masteroppgaver (Baretto & Eide, 2018; Stea & Våge, 2021). Disse svarer på case 6 og 7 i figuren.

Testscenarier AEN NorFlex 2020-2022



Figur 17 - Caser AEN vil gjennomføre for å utforske forbrukerfleksibilitet

4.3 Forskningsdesign

Ifølge Busch (2013) innebærer forskningsdesign å ta stilling til hvilke metoder som benyttes for å besvare problemstillingen. Det omhandler hvordan en undersøkelse skal gjennomføres og hvem og hva som studeres. Jacobsen (2015) skriver at «valg av undersøkelsesopplegg vil ha store konsekvenser for undersøkelsens validitet». De prinsipielle spørsmålene som inngår i forskningsdesign besvares i delkapitlene under.

4.3.1 Ekstensivt eller intensivt design

Forskjellen på ekstensivt eller intensivt design ligger i om man bruker mange eller få kilder (Busch, 2013). Ved intensivt design har man få kilder, men går gjerne mer i dybden på dataen sammenlignet med et ekstensivt design. Intensiv datainnsamling gjøres ofte gjennom intervjuer mens ekstensiv datainnsamling benytter virkemidler som spørreundersøkelser.

Utredningen bærer preg av et intensivt design. Vi innhenter empiri fra trafostasjoner i kun ett studieobjekt (AEN). Antall transformatorstasjoner undersøkt avhenger av hvor mange som oppfyller kriteriene beskrevet i delkapittel 5.3. Når utvalget er bestemt, går vi i dybden for å

undersøke antall år forbrukerfleksibilitet kan utsette de aktuelle investeringene, samt verdien av dette. For å gjøre utredningen om til et mer ekstensivt design ville det vært fordelaktig å undersøke trafostasjoner utenfor AEN sitt ansvarsområde. Hvis utredningens metode og fremgangsmåte kan generaliseres, vil den forhåpentligvis kunne benyttes for å undersøke forbrukerfleksibilitet i andre regionalnett.

4.3.2 Forskningshensikt

En studies hensikt er å opparbeide ny kunnskap om et tema, hvor forskningen kan ha forskjellige karakteristikk. Dette kan være forklarende (kausal), beskrivende (deskriptiv) eller utforskende (eksplorativ). Forklarende forskning refererer til hvorvidt årsak-virkning i hypotesen bekreftes, mens beskrivende forskning beskriver diverse karakteristikk ved et fenomen. Utforskende forskning er hvor man studerer områder innenfor et tema som i liten grad er blitt forsket på tidligere (Sekaran, 2003).

Forskningen i denne utredningen er utforskende da den forsøker å utforske om forbrukerfleksibilitet kan bidra til å utsette investeringer på et høyere spenningsnivå enn det som er gjort tidligere. Fremdeles er nettselskapenes betalingsvillighet til forbrukerfleksibilitet usikker, og denne utredningen er dermed et bidrag til å tette et kunnskapshull i et område hvor det ellers er lite forskning. Et av forskerspørsmålene drøfter forutsetningene for å realisere utsettelse av investeringen, og bærer derfor preg av beskrivende forskning.

4.3.3 Forskningstilnærming

Det kan skilles mellom to forskningstilnærminger: deduktiv og induktiv. Ved deduktiv tilnærming vil forskeren ta utgangspunkt i eksisterende teorier utviklet fra tidligere forskning, altså beveger man seg fra teori til empiri. I motsatt ende er induktiv tilnærming, hvor forskeren innhenter empiri uten å studere teorien på området, altså beveger man seg fra empiri til teori (Busch, 2013). En siste tilnærming er abduktiv tilnærming. Da beveger forskeren seg mellom teori og empiri. Som følge av dette justeres det teoretiske utgangspunktet etter hvert som empirien samles, samt at datainnsamlingen endres når nye teorier utvikles (Busch, 2013).

Denne utredningen har en induktiv tilnærming. Det finnes noe forskning på området, men ikke spesifikt til transformatorer på regionalnettsnivå. Et mål for utredningen er å utvikle kunnskap om hvordan forbrukerfleksibilitet kan utsette investeringer på større transformatorer enn det som har blitt forsket på tidligere.

4.3.4 Tidsperspektiv

Ideelt sett vil man ha et langt tidsperspektiv når man gjennomfører undersøkelser. Det gjør at man kan samle inn data på flere tidspunkter og får muligheten til å analysere komplekse utviklingstrekk (Busch, 2013). Hvis man kun henter data på fett tidsintervall, blir det kalt en tverrsnittsundersøkelse. Studenter gjennomfører som regel en tverrsnittsundersøkelse fordi oppgavene ikke strekker seg over mer enn ett semester (Busch, 2013).

Tidsperspektivet til denne utredningen er en form for tverrsnittsundersøkelse da det kun brukes data fra én periode (fra 1.10.2020 til 15.04.2021). Belastningen på transformatorstasjoner påvirkes av utetemperaturen, og dersom dataen er hentet fra en mild vinter kan det gi et feilaktig bilde av behovet for forbrukerfleksibilitet.

4.3.5 Hoveddesign

Hoveddesignet til utredningen klassifiseres som en casestudie. Særpreget med casestudier er at fenomenet eller problemet som studeres er sterkt knyttet til konteksten (Busch, 2013). I denne utredningen refererer fenomenet eller problemet til muligheten og verdien av å utsette investeringer, mens konteksten er AEN. Casestudier sikter å oppnå et klart bilde av et problem ved å undersøke problemets art i en reell situasjon, og derfor egner casestudier seg godt til å studere fenomen eller problemer i en organisasjon (Sekaran, 2003).

4.4 Metode for datainnsamling og databehandling

Dette delkapittelet omhandler hvordan utredningen innhenter data, samt hvordan den behandles for å oppnå best mulig validitet og reliabilitet til resultatene. I tillegg forklares anvendelsen av primær- eller sekundærdata.

4.4.1 Kvalitativ eller kvantitativ

Datainnsamlingen kan basere seg på kvantitativ eller kvalitativ metode (Busch, 2013). En kvantitativ tilnærming baserer seg på innhenting av tall og målbar data for å beskrive en virkelighet, mens kvalitative metoder innsamler empiri gjennom ord, for eksempel observasjon, intervjuer eller dokumentanalyser (Busch, 2013). Som hovedregel er kvantitativ metode best egnet for ekstensivt forskningsdesign og kvalitativ for intensivt forskningsdesign. Dog er det fullt mulig å avvike fra denne regelen, noe som er tilfelle for datainnsamlingen i denne utredningen.

Det er også mulig å kombinere metoder for datainnsamling og databehandling. Dette vil være nyttig for problemstillinger som ikke lar seg besvare av kvalitative eller kvantitative metoder alene. Kombinasjonen av kvalitativ og kvantitativ metode kalles kombinasjonsstudier og lar forskerne kombinere induktiv og deduktiv forskningstilnærming, samt bruke mer enn én forskningsmetode for å besvare problemstillingen ved hjelp av forskjellig type data. Det negative med kombinasjonsstudier er at det kompliserer forskningsdesignet og krever derfor et tydelig skille for at leseren skal sortere ut de forskjellige komponentene (Sekaran, 2003).

Den kvantitative delen av studien er bearbeidelsen og analysen av belastningsdata på utvalgte trafostasjoner. For å tilegne oss de nødvendige økonomiske dataene, samt informasjon knyttet til forutsetningene for å realisere investeringsutsettelse, benyttet vi kvalitativ data fra semi-strukturerte intervjuer og dokumentanalyser.

Vanligvis vil det ikke være mulig å samle data fra alle aktuelle kilder for å besvare en problemstilling (O’leary, 2017). Eksempelvis ville det tatt for lang tid å gjennomgå mulighetene og verdien av å utsette investeringer på alle trafostasjonene i AEN. Derfor må man ofte plukke ut en populasjon hvor resultatene forhåpentligvis kan generaliseres for hele populasjonen. I utredningen er populasjonen av trafostasjoner valgt på bakgrunn av rapporter utarbeidet av AEN som prognoserer trafostasjoner som må oppgraderes frem mot 2040.

Det viser seg at verdien av å utsette investeringer er svært varierende for hver enkel trafostasjon. Resultatene er derfor utfordrende å generalisere til tross for at kvantitativ metode egner seg godt for å generalisere funnene utover det analyserte studieobjektet (Jacobsen, 2015). Dette blir drøftet i større omfang i delkapittel 4.5.2.

4.4.2 Primær- og sekundærdata

Det kan skilles mellom primær- og sekundærdata. Primærdata er data innsamlet av forskeren selv, med formål om å besvare en avgrenset problemstilling (NDLA, 2017). Sekundærdata er datakilder som allerede eksisterer. Typiske eksempler på dette er data hentet fra offentlige databaser eller rapporter (O’leary, 2017). Ofte er det fordelaktig å samle primær- og sekundærdata samtidig i de tidlige fasene av forskningsprosessen. På den ene siden kan sekundærdata bidra med å forbedre intervjuer med mer relevante aspekter knyttet til problemet, på den annen side kan intervjuer hjelpe forskerne å søke etter mer relevant informasjon i sekundære kilder (Sekaran, 2003).

Den største andelen av data bearbeidet i utredningen er klassifisert som sekundærdata. Belastningsdataene fra transformatorene er ikke hentet spesifikt for å gjennomføre undersøkelsen. Det må påpekes at om belastningen til transformatoren skulle innsamles kun med formål for å besvare problemstillingen, ville dataen vært lik, så lenge måleapparatene var like. Andre sekundærdata benyttet i utredningen er kostnaden for å oppgradere transformatorstasjoner. For å øke forståelsen for hvordan kostandene ble beregnet har vi fått tilgang til Excel-arket som viser kostnadsgrunnlaget. Primærdataen benyttet i utredningen omfatter semi-strukturerte intervju med ansatte i AEN.

4.4.3 Databehandling

Belastningsdataen på trafostasjoner er hentet fra Power BI. Power BI er et verktøy fra Microsoft som muliggjør visualisering og filtrering av data som AEN mottar fra sine måleinstrumenter. Viderebehandling av dataen fra Power BI ble utført i Excel. En nærmere beskrivelse av hvordan dataen fra Power BI ble bearbeidet er beskrevet i delkapittel 5.3. Opplysninger som kan identifisere hvor i Agder transformatoren befinner seg er anonymisert ettersom det er fortrolig informasjon.

4.5 Vurdering av empiri

Dette delkapittelet vurderer empirien innsamlet i utredningen. Delkapittelet vil gjennomgå reliabiliteten og validiteten av empirien, samt hvorvidt funnene kan generaliseres.

4.5.1 Reliabilitet

Reliabilitet, eller pålitelighet, er knyttet til målekvalitet og i hvilken grad man kan stole på dataen i studien (Busch, 2013). Det finnes flere metoder for å teste reliabiliteten i en studie, og de mest relevante for denne type studie er interrater- reliabilitet og test-retest reliabilitet. Interrater-reliabilitet er når det samme fenomenet måles av ulike personer. Test-retest reliabilitet er hvor godt målingene samsvarer hvis man gjør samme test, med like betingelser, på forskjellige tidspunkt (Svartedal, 2020).

Dataen benyttet i utredningen er hentet fra kilder veilederne fra AEN anså mest hensiktsmessig (hovedsakelig Power BI og rapporter utgitt av AEN). Målingene vi henter fra Power BI blir også brukt av AEN for å ta beslutninger i bedriften, og derfor vurderes reliabiliteten til disse som svært god. Utstyret benyttet for å samle inn målinger i trafostasjoner er ikke kjent for oss. I tillegg vet vi ikke om reliabiliteten til dataen er forsterket ved at det måles av forskjellige måleutstyr. Dette ville vært en tilpasset gjennomføring av interrater-reliabilitet. Videre ble metoden for hvordan dataen ble filtrert og bearbeidet i Excel vist frem til flere i AEN for å sikre en pålitelig og gyldig fremgangsmåte for utredningens modell.

Selv om det i hovedsak benyttes sekundærdata for å besvare problemstillingen, vurderer vi at reliabiliteten til dataen er svært god. Dette begrunnes med at dataen er den samme som AEN bruker for å utføre sitt arbeid, og målefeil ville høyst sannsynlig blitt raskt oppdaget. Men det må nevnes at i noen få timer i løpet av perioden for datagrunnlaget har måleverdiene ikke blitt registrert i Power BI for enkelte trafoer. Likevel anser vi denne mangelen som uproblematisk da tidspunktene for målefeilene ikke har vært på typiske tidspunkt for effekttopper.

I løpet av utredningen har det blitt gjennomført møter annenhver uke med veiledere fra AEN og UiA. Her ble arbeidsmetoder, datagrunnlag og utfordringer diskutert. I tillegg fikk vi muligheten til å delta i arrangementene listet under, samt presentere funn fra utredning i et av seminarene:

- Fagmøte i NorFlex-prosjektet - Demo Glitre – aggregatorerfaringer – arrangert av AE
- Fagseminar: Kan fleksibilitet bidra til å unngå eller utsette nettinvesteringer? – arrangert av Centre for Intelligent Electricity Distribution
- Fagseminar: Fleksibilitet – teknologien som finnes og hvordan vi kan ta den i bruk – arrangert av Centre for Intelligent Electricity Distribution
- Fagmøte i NorFlex prosjektet – NODES – arrangert av AE
- Stormøte NorFlex – arrangert av AEN, Statnett og Glitre Energi

Hovedformålet for arrangementene var kunnskapsdeling rundt erfaringer knyttet til forbrukerfleksibilitet som virkemiddel i det fremtidige strømnettet.

4.5.2 Validitet

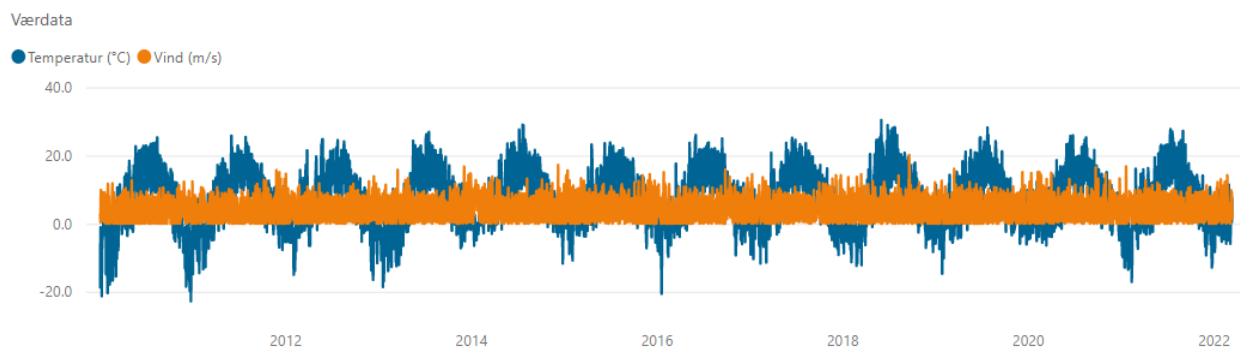
Validitet, eller gyldighet, beskriver hvor gyldig innsamlet data er for den aktuelle problemstillingen (Busch, 2013). God validitet er viktig for at man kan trekke gyldige slutninger om det man har satt seg som formål å undersøke. Videre kan de skilles mellom indre og ytre validitet. Dette beskrives nedenfor.

Indre validitet, eller intern validitet, er i hvilken grad forsøket eller studiens resultater gir et riktig bilde av det som undersøkes, med andre ord at slutningene forskerne trekker gir en sann beskrivelse av virkeligheten (Dahlum, 2021). For å forsikre god indre validitet har vi forhørt oss med veilederne fra AEN om hvor det er mest hensiktsmessig å hente data til problemstillingen. Om veilederne var usikre ble vi henvist videre til andre fagpersoner i AEN.

Den interne validiteten til de kvantitative dataene avhenger av hvor godt måleapparatene til AEN måler den informasjonen vi ønsker å hente ut. Dette kalles begrepsmessig validitet (Jacobsen, 2015). I utredningens tilfelle er dette måleapparater som måler belastningen på trafoer i timesverdier oppgitt i MW, mens informasjonen man ønsker å hente ut er hvorvidt trafoen tåler belastningen uten at levetiden forringes. I og med AEN benytter samme måleapparater vil vi si at validiteten til dataen er god. Hvordan AEN sikrer at måleapparatene er nøyaktig vet vi ikke, men det antas at de har gode rutiner på dette da unøyaktig belastningsrapportering kan få store økonomiske konsekvenser.

Den økonomiske dataen i utredningen er hentet fra rapporter (Kraftsystemutredningen) utarbeidet av AEN. Formålet med kraftsystemutredningen (KSU) er å «bidra til en samfunnsøkonomisk rasjonell utbygging av regional- og sentralnettet gjennom koordinerte, langsiktige vurderinger av kraftsystemets utvikling» (NVE, 2021c). Basert på KSU sitt uttalte formål, er vi trygge på at den inneholder gyldige data for vår utredning. Vi har i tillegg vært i kontakt med forfatteren av kraftsystemutredningen for å innhente nødvendige detaljer knyttet til investeringskostnadene.

Den største kilden til usikkerhet vedrørende indre validitet er valg av periode for målinger av trafoens belastning. Grunnet påvirkningen årstidene har på forbruk, vil valg av tidsperiode påvirke resultatet. Strømnettet dimensjoneres for å kunne håndtere de høyeste effekttoppene, som normalt oppstår på de kaldeste dagene. Derfor er det fordelaktig å velge transformator belastningsdata fra en kald periode. Belastningsdataen er som nevnt henter fra perioden mellom 1.10.2020 til 15.04.2021. Figur 18 viser temperaturen fra 1.03.2010 registrert på Kjevik. Fra figuren ser vi at temperaturen for vinteren 2020/2021 er den kaldeste siden 2016/2017. For øvrig var også 2020/2021 den vinteren med historisk høyest forbruk på landsbasis, med forbruk på 25 230 MWh i løpet av én time den 12. februar 2021 (David Bach, 2021). Agder opplevde også sin historisk høyeste effekttopp denne vinteren med et forbruk på 1 250 MWh/h (Vidar Udjus, 2022).



Figur 18 - Temperatur målt i Kjevik (hentet fra Power BI)

Ytre validitet, eller ekstern validitet, er i hvilken grad resultatene er overførbare og om det kan generaliseres (Dahlum, 2021). Utredningens modell er tilpasset for at analyser av tilsvarende trafostasjoner kan gjennomføres, med forbehold om at de har tilgang til samme variabler som AEN.

Resultatene fra denne utredningen er avhengig av en del variabler som påvirker generaliseringen. AEN har bygget ut strømnettet for å tilpasse deres ansvarsområde. Oppbygging vil ikke

nødvendigvis være tilsvarende i andre områder (valg av komponenter som trafo og linjer). Resultatene er basert på historisk belastningsdata til transformatorer, og er preget av regionens temperatur i perioden (1.10.2020-15.04.2021). I tillegg bygger resultatene på scenarioer som har estimert fremtidig forbruksøkning av strøm. Dette er estimer som ikke nødvendigvis vil bli realitet verken hos AEN, eller hos andre nettselskap. Under arbeidet med å analysere de ulike transformatorene ble det klart at mulighetene for å utsette investeringer ved bruk av forbrukerfleksibilitet er svært avhengig av forbruksøkningen i de ulike scenarioene.

5 Modell og filtrering

Dette kapitlet besvarer forskerspørsmål 1: *Utvikle modell for å vurdere fremtidig kapasitetsutfordring og muligheten for investeringsutsettelse på trafostasjoner i regionalnettet.* Kapitlet omhandler også KSUens scenarier og parametere. I tillegg presenteres antagelser i forbindelse med vår modell, og hvordan en mer ideell modell kunne blitt utformet. Avslutningsvis presenteres metodikken anvendt for å utvikle egen modell.

Ifølge Kraftsystemutredningen fra AEN er det med dagens strømforbruk få transformatorstasjoner i Agder som utsettes for overbelastning. AEN undersøker derfor verdien av forbrukerfleksibilitet til å håndtere den forventede økningen i effekttopper frem mot 2040. Store deler av økningen skyldes elektrifisering av transportsektoren, befolkningsvekst og ny industrietablering. For å undersøke de forventede effekttoppene er det utarbeidet tre ulike scenarier i KSUen med betegnelsene: Lav vekst, Moderat elektrifisering og Høy elektrifisering. Scenarioene legger til grunn rapporter om befolkningsvekst fra blant annet SSB, søknader om industrietablering, og prognoser for elektrifiseringen av transportsektoren fra NVE.

Scenarioene er basert på historisk belastningsdata, med utgangspunkt fra vinteren 2018/2019. Videre er belastningen temperaturkorrigert for å demonstrere en svært kald 2020/2021, som til slutt danner den estimerte topplasten i 2039/2040. Altså er ikke belastningen i basisåret 2020/2021, vist i Tabell 5, basert på reelle målinger, men estimerer. Vi har innhentet informasjon om prognosert forbruksøkning fra KSUens grunnlagsrapport. AEN utgir også en hovedrapport for KSUen som alle har tilgang til (Agder Energi, 2020). Grunnlagsrapporten er unntatt offentligheten, og derfor blir informasjon som kan identifisere trafostasjonene anonymisert. I KSUen er kun topplasten i 2020/2021 og 2039/40 inkludert, og den forklarer dermed ikke noe angående årlig beregnet belastningsøkning. I utredningens modell har vi valgt å benytte lineær årlig belastningsvekst.

Tabell 5 – Trafouer utsatt for overbelastning frem mot 2040 (KSU - Grunnlagsrapport, 2020, s.106). Cellene i grønt markerer trafogene denne utredningen utforsker. Enkelte trafostasjoner inneholder flere trafouer

Transformator	Merke-spenn ing (KV)	Merke-ytelse (MVA)	Belastning 2020/21	Belastning 2039/2040 (%)		
				Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3
Trafo 1	132/23	25	113 %	122 %	127 %	129 %
Trafo 2	60,5/22	15	113 %	121 %	133 %	136 %
Trafo 3	132/60/23,5	50/50/25	112 %	131 %	142 %	152 %
Trafo 4	107,5/22	25	97 %	105 %	119 %	124 %
Trafo 5	107,5/22	25	91%	98 %	112 %	116 %
Trafo 6	9/22	10	91%	95 %	99 %	99,3
Trafo 7	132/23	25	90 %	96 %	102 %	106 %
Trafo 8	60/23	25	88 %	100 %	109 %	117 %
Trafo 9	55/22	16	76 %	88 %	96 %	100 %
Trafo 10	55/22	10	72 %	83 %	92 %	97 %
Trafo 11	55/22	16	86 %	98 %	104 %	107 %
Trafo 12	55/22	15	86 %	97 %	103 %	106 %
Trafo 13	48/10,5	25	66 %	84 %	89 %	91%
Trafo 14	48/10,5	25	90 %	84 %	89 %	91 %
Trafo 15	58,8/22	25	65 %	70 %	85 %	98 %
Trafo 16	132/23	25	71%	80 %	89 %	92 %
Trafo 17	132/23	25	63 %	79 %	88 %	92 %
Trafo 18	132/23	25	87 %	78 %	88 %	92 %
Trafo 19	132/23	25	39 %	41%	94 %	95%
Trafo 20	132/23	25	80 %	104 %	120 %	132%
Trafo 21	66/23/6,2	25/25/7,5	73 %	80 %	87 %	90 %
Trafo 22	132/23	25	84 %	90 %	96 %	100 %
Trafo 23	132/23	25	84 %	90 %	96 %	100 %
Trafo 24	132/23	25	89 %	91%	94 %	94 %
Trafo 25	100/22	25	79 %	83 %	88 %	88%
Trafo 26	107,5/22	25	80 %	86 %	90 %	91%
Trafo 27	100/22	25	74 %	77 %	80 %	81%
Trafo 28	100/22	25	83 %	88 %	91%	92 %
Trafo 29	100/22	25	55 %	83 %	92 %	97 %
Trafo 30	107,5/22	25	94 %	89 %	98 %	104 %
Trafo 31	100/22	25	80 %	88 %	140 %	182 %
Trafo 32	107,5/22	25	88 %	95 %	100 %	163 %
Trafo 33	107,5/22	25	88 %	98 %	112 %	124%

5.1 Beskrivelse av de tre ulike scenarioene

Videre i utredningen vil scenarioene bli kalt scenario 1 (lav vekst), scenario 2 (moderat elektrifisering) og scenario 3 (høy elektrifisering). Scenario 2 benyttes av AEN som basis-scenario. AEN mottar stadig forespørslers fra ny industrietablering for tilknytning av store effektuttak, som kan utgjøre flere hundre MW. Ny industrietablering er for eksempel Morrow batterifabrikk som

kan ha behov for 320 MW ved full produksjon (Valmot, 2022). Ifølge KSUen realiseres erfaringsmessig få av disse forespørslene. Scenarioene inkluderer derfor kun nye effektuttak som er besluttet realisert, eller er vurdert som overveiende sannsynlig at de vil bli realisert (KSU - Grunnlagsrapport, 2020).

Scenario 1

Ved scenario 1 er det lav elektrifiseringsgrad for transport og andelen elbiler er lavere enn i scenario 2 og 3. En slik utvikling kan bli aktuell om politiske støtteordninger for elbiler forsvinner. Det legges også til grunn reduserte støtteordninger for energieffektivisering, som for eksempel vil resultere i mindre etterisolering av boliger. Scenario 1 legger også til grunn at nye effekt-tariffer innføres med relativt lave kostnader for høyt effektforbruk. I tillegg forutsettes det noe økning i forbruk til landstrømmanlegg¹⁰ i Kristiansand Havn, og svært begrenset ny industrietablering i Agder (KSU - Grunnlagsrapport, 2020).

Scenario 2

Ved scenario 2 opprettholdes dagens interesse og incentivordninger for elbiler, men utviklingen tar noe lengre tid enn forespeilet i regjeringens strategi. Støtteordninger for energieffektivisering holdes på dagens nivå og medfører moderat interesse for etterisolering av boliger. Effekt-tariffer innføres med middels høye kostnader for høyt effektforbruk. Scenario 2 etablerer økt kapasitet for landstrømforsyning i noen av de større havnene langs Agder-kysten og noen mindre ferjesamband elektrifiseres. Det er moderat mengde med ny industrietablering (KSU - Grunnlagsrapport, 2020).

Scenario 3

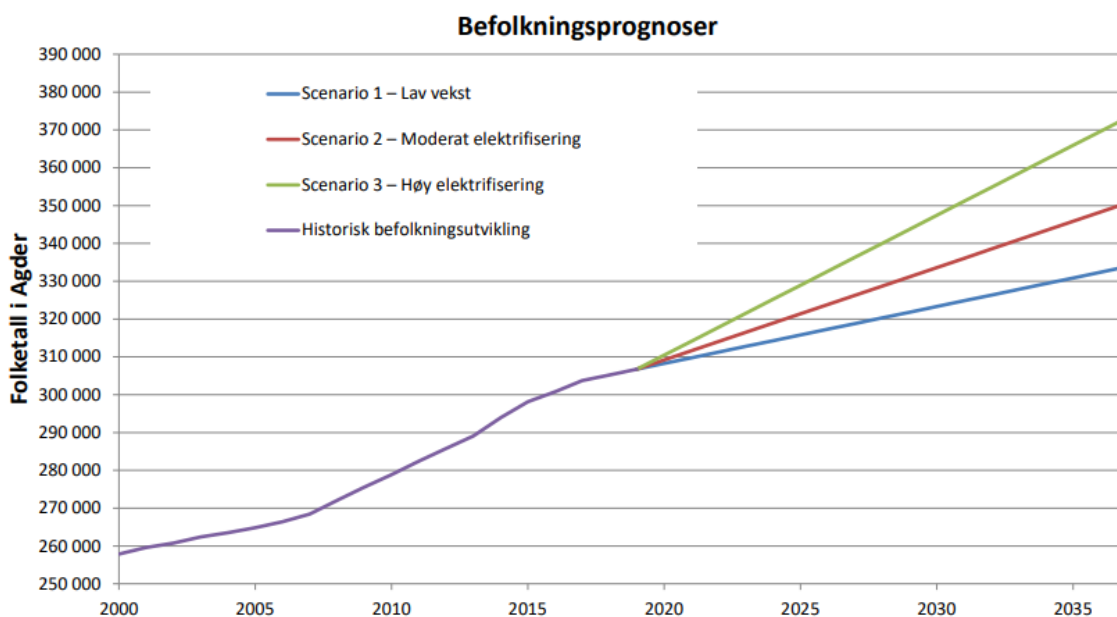
Ved scenario 3 er det stor interesse for elbil, og det satses generelt stort på elektrifiseringen av transportsektoren. Støtteordninger for energieffektivisering økes noe i forhold til dagens nivå og medfører stor interesse for etterisolering av boliger. Effekt-tariffer innføres med høye kostnader for høyt effektforbruk. Det etableres økt kapasitet for landstrømforsyning til cruiseskip i Kristiansand, samt en del mindre landstrømmanlegg i de større havnene langs Agder-kysten. Det er relativ stor mengde ny industri etablering (KSU - Grunnlagsrapport, 2020).

¹⁰ Forsyne båter med strøm når de ligger til kai

5.1.1 Datagrunnlaget for scenarioene

Dette delkapittelet presenterer tallene lagt til grunn i scenarioene. KSUen har benyttet prognoser om elektrifisering av transport fra NVE som strekker seg fram til 2030. Da KSU strekker seg til 2040 har AEN utarbeidet egne prognoser for perioden 2030-2040, basert på tall fra Sintef og Transportøkonomisk institutt.

Figur 19 illustrerer prognosert befolkningsutvikling i Agder, og er benyttet som prognosegrunnlag på forbruk av alminnelig last. Befolkningsveksten danner grunnlag for hvor mange nye boliger som tilkobles strømmettet. Det er antatt at nye kunder (nye hus) vil ha en forbedret energi- og effekteffektivitet på 90 % i forhold til dagens kundemasse (bygningssmasse) fra starten av grunnet dagens bygningskrav (KSU - Grunnlagsrapport, 2020).



Figur 19 - Befolkningsvekst for de tre scenarioene (KSU - Grunnlagsrapport, 2020, s.94)

Transportøkonomisk institutt og Sintef sine prognoser viste en elbilandel i Agder på 46,5 % i 2030 og 76,7 % i 2050. Dette tilsvarer en årlig vekst på 2,53 % og vil ifølge prognosen bety at elbilandelen i Agder vil være på 59,7 % i 2040. Tabell 6 viser økningen av elbiler og effekt for de tre scenarioene (KSU - Grunnlagsrapport, 2020).

Tabell 6 – Elbil utviklingen i Agder fra 2020-2039 (KSU - Grunnlagsrapport, 2020, s.95)

Scenario	Periode	Antall El-biler (personbiler) i slutten av perioden	Effektøkning (MW)
Scenario 1	2020 – 2030	59 842	41,9
	2020 – 2039	80 648	56,5
Scenario 2	2020 – 2030	79 290	55,5
	2020 – 2039	106 857	74,8
Scenario 3	2020 – 2030	91 674	64,2
	2020 – 2039	123 547	86,5

Tabell 7 viser effekt-økningen for transport sektoren, ekskludert elbiler. For å etablere realistiske scenarioer blir effekt-økningen fordelt på hver enkel transformatorstasjon med følgende lagt til grunn (KSU - Grunnlagsrapport, 2020, s.97):

«• *Informasjon om eksisterende kundefordeling og kundesammensetning under hver transformatorstasjon.*

• *Elektrifisering av varebiler/lastebiler er i hovedsak fordelt på de stasjonene hvor det er mye næringskunder.*

• *Plassering av hurtigladerstasjoner er sett i sammenheng med næringsområder og pågående og planlagt utbygging av E18 og E39.*

• *Utbygging av landstrømanlegg baserer seg på samtaler med kundene og informasjon om plassering av større havner i Agder.*

• *Utbygging av ny industri baserer seg i hovedsak på informasjon fra spesifikke industriaktører og kommuneplaner (eksisterende eller planlagte næringsområder)»*

Effektøkningen i Tabell 7 viser installert effekt i slutten av perioden. For eksempel i scenario 1 er det en økning på 21,6 MW for hurtigladerstasjoner. En Tesla hurtigladerstasjon med 10 ladere har typisk makskapasitet på 2,5 MW, og vil si at det er kommet cirka 8 nye hurtigladerstasjoner (Tesla, udatert). Den teoretiske maksbelastningen som påføres strømmettet, er følgelig 21,6 MW, og nettselskapet må dimensjonere deretter.

Tabell 7 - Utvikling av hurtiglادestasjoner, el-busser, lastebiler, el-ferjer og landstrøm (KSU - Grunnlagsrapport, 2020, s.96)

Scenario 1	Periode	Effektøkning (MW)
Hurtiglادestasjoner	2020 - 2030	16
	2020 - 2039	21,6
Busser	2020 - 2030	5
	2020 - 2039	10
Lastebiler	2020 - 2030	0
	2020 - 2039	0
Landstrøm og el-ferjer	2020 - 2030	14
	2020 - 2039	14
Scenario 2	Periode	Effektøkning (MW)
Hurtiglادestasjoner	2020 - 2030	19,5
	2020 - 2039	26,3
Busser	2020 - 2030	7,5
	2020 - 2039	15
Lastebiler	2020 - 2030	10,5
	2020 - 2039	14,2
Landstrøm og el-ferjer	2020 - 2030	14
	2020 - 2039	24
Scenario 3	Periode	Effektøkning (MW)
Hurtiglادestasjoner	2020 - 2030	23
	2020 - 2039	31
Busser	2020 - 2030	10
	2020 - 2039	20
Lastebiler	2020 - 2030	21
	2020 - 2039	28,3
Landstrøm og el-ferjer	2020 - 2030	24
	2020 - 2039	34

5.2 Ideell modell og antagelser

For å gi et svar på den totale økonomiske verdien av forbrukerfleksibilitet måtte man vurdert besparelsene dette medfører på alle områder, i transmisjons-, regional-, og distribusjonsnett, samt alle tilhørende komponenter. For eksempel vil utkoblinger på distribusjonsnettnivå også gi ringvirkninger og potensielle besparelser oppover i nettet, men å kvantifisere verdien av dette er komplisert. Desto mer komplisert er det å inkludere alle aspektene av verdi forbrukerfleksibilitet kan tilføre. Forbrukerfleksibilitet kan benyttes i driftssammenheng for å opprettholde spenningskvalitet og leveringssikkerhet for å unngå KILE-kostnader, det kan utsette investeringen på andre kostbare komponenter i kraftsystemet som linjer og kabler, og industri kan etableres

raskere til tross for begrenset nettkapasitet (Baretto & Eide, 2018; Energi Norge, 2021). Om en investering kan unngås er det også en verdi av at naturen ikke rammes av ytterligere utbygging.

For å få en full oversikt over verdien av forbrukerfleksibilitet må vi ta hensyn til veldig mange ulike komponenter. Dette er så krevende at det per i dag ikke finnes en slik helhetlig oversikt, selv om dette er viktig. Utredningen tar derfor for seg én slik komponent av den helhetlige modellen, og bidrar til en bit av puslespillet. For å dele opp temaet i håndterbare størrelser fokuserer denne utredningen på besparelsene ved å utsette investeringer på trafostasjoner i regionalnettet. Trafostasjonene denne utredning undersøker er svært kostbare, og resultatene er dermed et bidrag til å avdekke en betydelig bit av det totale bildet. Modellen benyttet har dog noen usikkerheter, og vi ønsker å belyse dette ved å presentere hvordan en ideell modell kunne ha sett ut.

En ideell modell ville for eksempel tatt hensyn til alle variabler som fører opp til punktet hvor isolasjonen i transformatoren begynner å degradere. Som nevnt i delkapittel 2.5.2, er det en rekke faktorer som spiller inn på trafoens levetid. Omgivelsestemperatur, modell og merke, kjølingssystemer, vind og belastning er alle med å påvirke oljetemperaturen, som er den utløsende faktoren for degradering av isolasjonen. Ved kalde omgivelsestemperaturer, og tatt i betraktning den store tidskonstanten en har for temperaturstigning, kan en trafo i regionalnettet tillate kortvarig overbelastning på opptil 40 % i en halv time (AEN trafostasjon informant, 2022; KSU - Grunnlagsrapport, 2020). Langvarig overbelastning på 20 % kan tillates i opptil 2 måneder i situasjoner med presset transformeringsbehov, eksempelvis ved omkoblinger i nettet, feil, eller i kalde vinterperioder.

På nye trafoer kan det tas målinger av oljetemperaturen. Ved forbehold om at denne holdes under 90 °C, kan trafoen overbelastes betraktelig, uten at det går på bekostning av levetiden. Vi har ikke tilgang til målinger på oljetemperatur, og overbelastning i utredningen defineres derfor som belastning over merkeeffekt. Til tross for muligheten av overbelastning i visse perioder på 20% og 40 % vil dette heller ikke inkorporeres i utredningens modell. Dette er fordi avdelingen for nettstrategi og -utbygging dimensjonerer trafoer gitt dens merkeeffekt og belastningskurve uten å hensynta «godtatte» perioder med overbelastning (AEN trafostasjon informant, 2022).

Modellen baserer seg utelukkende på målinger av belastning. Disse er hentet fra AENs Power BI system og er oppgitt i timesverdier basert på gjennomsnittsbelastningen. En ideell modell ville benyttet mer detaljerte intervaller, for eksempel 15 minutters intervaller. Slik ville en ideell modell

fanget opp effekttoppene som ikke kommer frem i gjennomsnittsverdiene fra Power BI. Teoretisk sett kan det være skyhøye effekttopper over få minutter som ikke kommer frem i dataen fordi det er basert på gjennomsnitt. Likevel gir gjennomsnittsverdiene på en time et riktig nok bilde av belastningsgraden på grunn av tidskonstanten for temperatursvingninger tillater høye effekttopper over kort tid.

Videre ville en ideell modell vurdert om fleksibiliteten nødvendig for å utsette investeringen faktisk kan leveres til den aktuelle trafostasjonen. Faktum er at en rekke kriterier må møtes for å realisere dette, noe vi går nærmere inn på i kapittel 7.

Til slutt vil vi kommentere bruken av lineær stigning for å estimere den årlige forbruksøkningen. Trafostasjon 31 og 32 fra Tabell 5 har store sprang i forbruksøkningen i scenario 2 og 3. Dette skyldes tilkoblingen av ny industri. Den reelle forbruksøkningen er derfor betydelig lavere i årene frem til den nye industrien blir tilkoblet strømmettet, og en ideell modell ville derfor fremstilt forbruksøkningen intermitterende fremfor lineær. Egenskapene til kundesammensetningen under hver trafostasjon kan også gjøre det vanskelig å finne nok forbrukerfleksibilitet til å dekke overbelastningen, et tema som vil bli drøftet nærmere i kapittel 7.

5.3 Tilnærming for kartlegging av verdien av forbrukerfleksibilitet

AEN planlegger for hvordan endringer i strømforbruket vil påvirke deres strømmett. Derfor har AEN allerede en oversikt over hvilke trafostasjoner som er utsatt for overbelastning i fremtiden, basert på scenarioene beskrevet i delkapittel 5.1. Figur 20 viser hvordan utredningen har valgt trafostasjoner hensiktsmessige for videre undersøkelse, og har utgangspunkt i Tabell 5.

Trafostasjoner med tilgjengelig forbruksdata i den studerte perioden (1.10.2020-15.4.2021)

Trafostasjoner med over 100 % belastning i minst ett scenario

Trafostasjoner med manglende investeringskostnader filtreres bort

Figur 20 - Filtreringssteg for å velge trafostasjoner

Etter samtaler med AEN ble det bestemt at alder til transformatoren ikke skulle bli hensyntatt for utvalg av transformatorstasjoner. Det begrunnes med at nøyaktig levetid på trafostasjoner i regionalnettet er vanskelig å forutse da variablene som påvirker levetiden varierer mellom transformatorene. Så lenge vedlikehold utføres i tråd med gjeldende rutiner, og omfattende effekttopper unngås, kan trafostasjonene ofte operere utover den økonomiske levetiden forutsatt på 60 år. Økonomisk levetid vil altså ikke nødvendigvis samsvare med teknisk levetid (AEN trafostasjon informant, 2022). Etter utvalget av trafostasjoner, ble neste steg å utvikle en modell i Excel som kunne automatisere mest mulig av beregningene for problemstillingen.

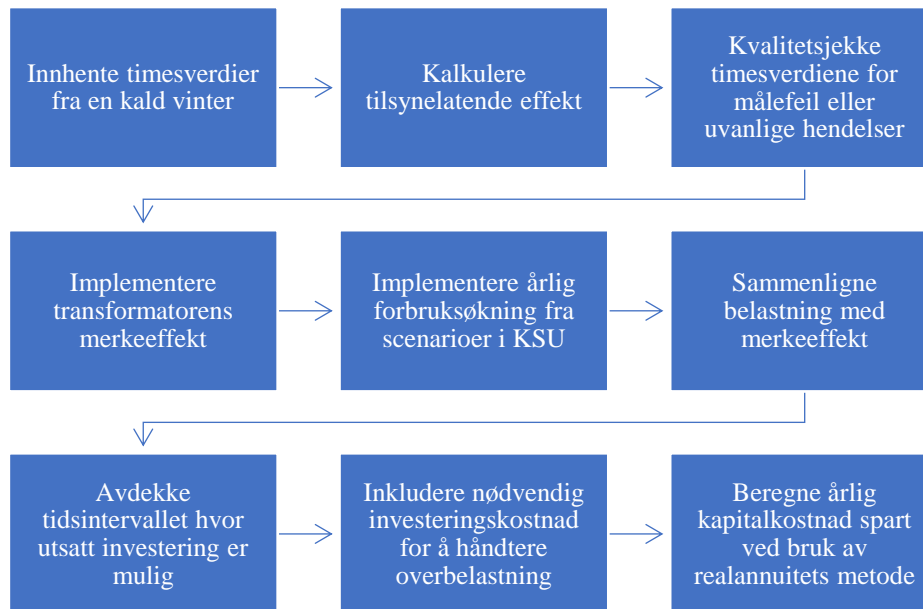
Etter filtreringstegene i Figur 20 blir de aktuelle trafostasjonene anvendt i modellen med metodikken vist i Figur 21. Timesverdier fra en kald vinter hentes fra Power BI, og illustrert i Figur 22 og Figur 23 ser man en grafisk fremstilling av dataen i Power BI. Timesverdiene eksporteres så til Excel, hvor de fire målingsverdiene er: Forbruk, Produksjon, Reaktiv¹¹ produksjon og Reaktivt forbruk. For å kalkulere den totale belastningen (tilsynelatende effekt¹²) på transformatoren benyttes følgende formel:

$$Total\ belastning = \sqrt{Forbruk^2 + (Reaktiv\ forbruk + Reaktiv\ produksjon)^2}$$

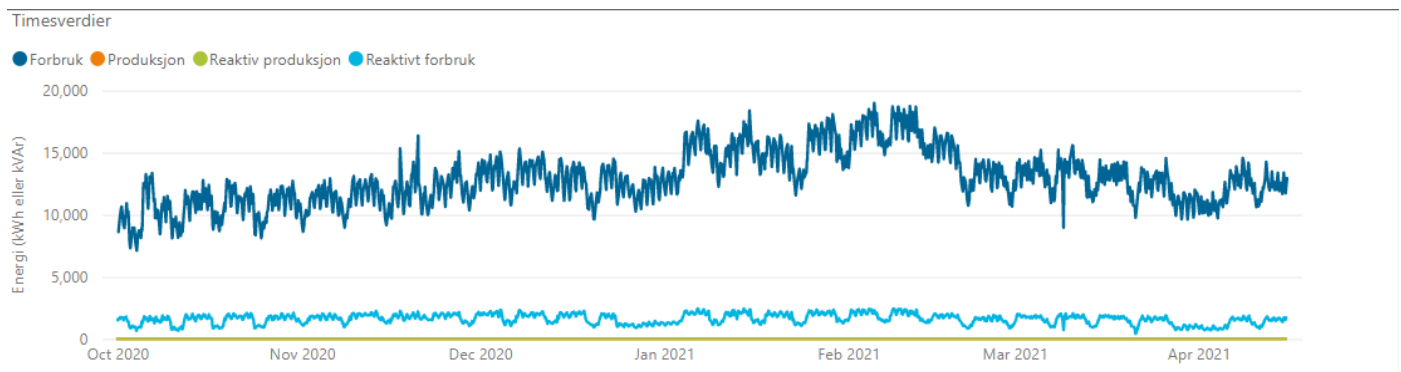
Formel 4 - Total belastning (tilsynelatende effekt)

¹¹ Reaktiv effekt oppstår i vekselstrømkretser og sirkulerer bare i kraftsystemet. Siden det bare sirkulerer i kraftsystemet kan ikke reaktiv effekt brukes til nyttig arbeid og betraktes som tap (Hofstad, 2019).

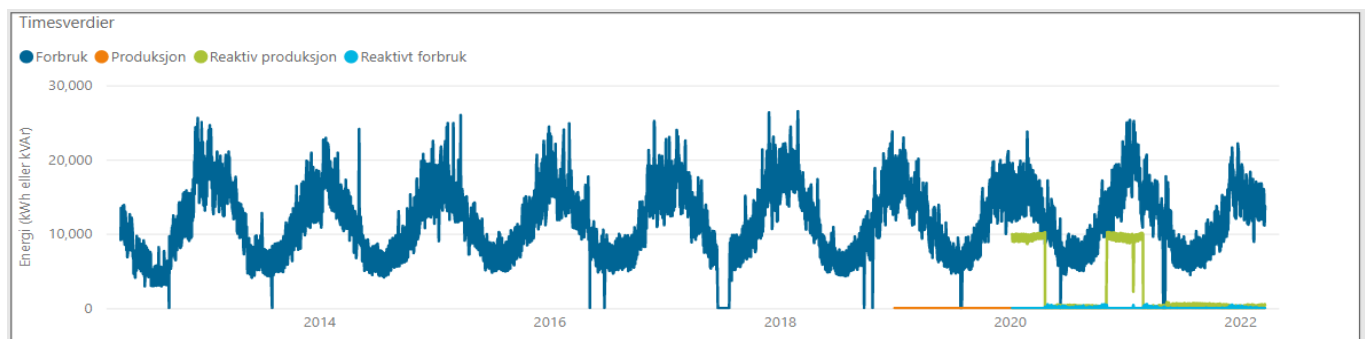
¹² Tilsynelatende effekt måles i VA (volt-ampere), og er betegnelsen for en transformators ytelse. Transformatorer av størrelsesorden denne utredningen omhandler, måles i MVA (megavolt-ampere).



Figur 21 - Modellens metodikk



Figur 22 - Belastningsdata for en trafostasjon vist i Power BI



Figur 23 - Belastning på en trafostasjon de siste 10 årene vist i Power BI

Videre kvalitetssjekkes timesverdiene for å unngå målefeil eller uvanlige driftssituasjoner, og merkeeffekt implementeres. Et separat regneark for hvert scenario multipliserer trafostasjonens timesverdier med den lineære årlige forbruksøkningen frem mot 2040, og belastningen sammenlignes mot trafoens merkeeffekt for å identifisere overbelastning. Tidsintervallet hvor utsatt investering er mulig starter ved første time belastningen overstiger merkeeffekten, og avsluttes hvor forbrukerfleksibilitet teoretisk sett ikke kan jevne ut effekttoppene i løpet av et døgn. For å beregne det økonomiske aspektet inkluderes realavkastningskravet og investeringskostnaden for den aktuelle trafostasjonen. Den årlige verdien av å utsette disse investeringene defineres til kapitalkostnaden investeringen ville medført. Verdien av investeringsutsettelse estimeres basert på realannuitetsmetoden, beskrevet i delkapittel 3.6.1.

6 Resultater og analyse

Dette kapittelet inneholder utredningens resultater i lys av problemstillingen og besvarer forskerspørsmål 2:

Anvende modellen på trafostasjoner i Agder Energi Netts Regionalnett.

- a. *Hvor omfattende er kapasitetsutfordringer frem mot 2040?*
- b. *Hva er verdien av å utsette investeringer ved bruk av forbrukerfleksibilitet?*

Utredningen har gjennom kapittel 5 besvart forskerspørsmål 1: *Utvikle modell for å vurdere fremtidig kapasitetsutfordring og muligheten for investeringsutsettelse på trafostasjoner i regionalnettet.* I kapittel 6 anvendes modellen på utvalgte trafostasjoner i AEN sitt regionalnett, og funnene presenteres i delkapitlene under. Avslutningsvis presenteres en sensitivitetsanalyse.

Fremgangsmåten er identisk for alle undersøkte trafostasjoner. Av den grunn blir trafostasjon 20 gjennomgått i detalj, mens presentasjonen av de resterende trafostasjonene er mer kortfattet.

6.1 Resultat av å anvende modellen på en trafostasjon i AEN

I dette delkapittelet anvendes og forklares modellen presentert i 5.3 på AENs trafostasjon 20 fra Tabell 5. De samlede resultatene presenteres i delkapittel 6.3 før de analyseres i delkapittel 6.3.1 og 6.3.2. Som følge av at utgangspunktet for belastningsverdiene er fra perioden 1.10.2020-15.04.2021, er tabellene laget som om vi er i 2021. Perioden 1.10.2020-15.04.2021 omtales som 2021 for enkelthets skyld, og neste periode (1.10.2021-15.04.2022) omtales som 2022 osv. Dette gjelder for kapittel 6 og 7.

Figur 24 og 25 viser et utklipp av modellen. Variablene markert i gult er: *Merkeeffekt* på transformatoren, *årlig forbruksøkning*, *investeringskostnad* og *realavkastningskrav*. Belastningsverdiene modellen baserer seg på er fra 2021, men disse kan også justeres med en gitt faktor, og kan anses som en variabel. Videre er det en rekke uttrykk fra kolonnen ytterst til venstre i Figur 24 som forklares i avsnittene under.

Forbruksøkning: viser den akkumulerte forbruksøkningen i prosent for det aktuelle året.

Årsaken til at investeringen ikke kan utsettes ytterligere, er at i 2035 vil den gjennomsnittlige belastningen over et døgn være større enn merkeeffekten. Når dette er tilfelle anses det i modellen at forbrukerfleksibilitet ikke lenger er teoretisk mulig for å håndtere overbelastningen på transformatoren. I Figur 26 vises gjennomsnittsbeklastningen per døgn, og de rosa cellene representerer døgn hvor gjennomsnittsbeklastningen overstiger merkeeffekten. Vi ser at i år 2035 er det ikke teoretisk mulig å laststyre ytterligere, og en investering for ny trafostasjon med økt kapasitet må foretas for å møte den økte beklastningen.

Tidspunkt (CET)	Type	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
21.01.2021	Average MVA per døgn	15,27	15,67	16,07	16,47	16,87	17,28	17,68	18,08	18,48	18,88	19,28	19,69	20,09	20,49	20,89	21,29	21,70	22,10	22,50	22,90
22.01.2021	Average MVA per døgn	14,22	14,60	14,97	15,35	15,72	16,09	16,47	16,84	17,22	17,59	17,97	18,34	18,71	19,09	19,46	19,84	20,21	20,59	20,96	21,33
23.01.2021	Average MVA per døgn	14,12	14,49	14,86	15,23	15,60	15,97	16,35	16,72	17,09	17,46	17,83	18,20	18,57	18,95	19,32	19,69	20,06	20,43	20,80	21,17
24.01.2021	Average MVA per døgn	14,49	14,87	15,26	15,64	16,02	16,40	16,78	17,16	17,54	17,93	18,31	18,69	19,07	19,45	19,83	20,21	20,60	20,98	21,36	21,74
25.01.2021	Average MVA per døgn	15,20	15,60	16,00	16,40	16,80	17,20	17,60	18,00	18,40	18,80	19,20	19,60	20,00	20,40	20,80	21,20	21,60	22,00	22,40	22,81
26.01.2021	Average MVA per døgn	16,22	16,64	17,07	17,50	17,92	18,35	18,78	19,20	19,63	20,06	20,48	20,91	21,34	21,76	22,19	22,62	23,04	23,47	23,90	24,32
27.01.2021	Average MVA per døgn	16,62	17,06	17,49	17,93	18,37	18,81	19,24	19,68	20,12	20,55	20,99	21,43	21,87	22,30	22,74	23,18	23,62	24,05	24,49	24,93
28.01.2021	Average MVA per døgn	16,97	17,42	17,86	18,31	18,76	19,20	19,65	20,10	20,54	20,99	21,44	21,88	22,33	22,78	23,22	23,67	24,12	24,56	25,01	25,46
29.01.2021	Average MVA per døgn	17,49	17,95	18,41	18,87	19,33	19,79	20,25	20,71	21,17	21,63	22,09	22,55	23,01	23,47	23,93	24,39	24,85	25,31	25,77	26,23
30.01.2021	Average MVA per døgn	17,45	17,91	18,37	18,82	19,28	19,74	20,20	20,66	21,12	21,58	22,04	22,50	22,96	23,42	23,88	24,33	24,79	25,25	25,71	26,17
31.01.2021	Average MVA per døgn	17,04	17,49	17,94	18,39	18,84	19,28	19,73	20,18	20,63	21,08	21,53	21,98	22,42	22,87	23,32	23,77	24,22	24,67	25,11	25,56
01.02.2021	Average MVA per døgn	17,20	17,66	18,11	18,56	19,02	19,47	19,92	20,37	20,83	21,28	21,73	22,19	22,64	23,09	23,54	24,00	24,45	24,90	25,35	25,81
02.02.2021	Average MVA per døgn	17,23	17,68	18,13	18,59	19,04	19,49	19,95	20,40	20,85	21,31	21,76	22,21	22,67	23,12	23,57	24,03	24,48	24,93	25,39	25,84
03.02.2021	Average MVA per døgn	17,89	18,37	18,84	19,31	19,78	20,25	20,72	21,19	21,66	22,13	22,60	23,07	23,55	24,02	24,49	24,96	25,43	25,90	26,37	26,84
04.02.2021	Average MVA per døgn	18,09	18,57	19,04	19,52	19,99	20,47	20,95	21,42	21,90	22,37	22,85	23,33	23,80	24,28	24,75	25,23	25,71	26,18	26,66	27,13
05.02.2021	Average MVA per døgn	18,62	19,11	19,60	20,09	20,58	21,07	21,56	22,05	22,54	23,03	23,52	24,01	24,50	24,99	25,48	25,97	26,46	26,95	27,44	27,93
06.02.2021	Average MVA per døgn	17,80	18,27	18,74	19,21	19,68	20,14	20,61	21,08	21,55	22,02	22,49	22,95	23,42	23,89	24,36	24,83	25,30	25,77	26,23	26,70
07.02.2021	Average MVA per døgn	17,79	18,26	18,72	19,19	19,66	20,13	20,60	21,06	21,53	22,00	22,47	22,94	23,40	23,87	24,34	24,81	25,28	25,75	26,21	26,68
08.02.2021	Average MVA per døgn	18,32	18,80	19,28	19,76	20,25	20,73	21,21	21,69	22,17	22,66	23,14	23,62	24,10	24,58	25,07	25,55	26,03	26,51	26,99	27,48
09.02.2021	Average MVA per døgn	18,10	18,57	19,05	19,53	20,00	20,48	20,95	21,43	21,91	22,38	22,86	23,34	23,81	24,29	24,76	25,24	25,72	26,19	26,67	27,15
10.02.2021	Average MVA per døgn	18,15	18,63	19,11	19,58	20,06	20,54	21,02	21,49	21,97	22,45	22,93	23,41	23,88	24,36	24,84	25,32	25,79	26,27	26,75	27,23
11.02.2021	Average MVA per døgn	18,39	18,88	19,36	19,85	20,33	20,81	21,30	21,78	22,27	22,75	23,23	23,72	24,20	24,69	25,17	25,65	26,14	26,62	27,11	27,59
12.02.2021	Average MVA per døgn	18,24	18,72	19,20	19,68	20,16	20,64	21,12	21,60	22,08	22,56	23,04	23,52	24,00	24,48	24,95	25,43	25,91	26,39	26,87	27,35
13.02.2021	Average MVA per døgn	17,70	18,16	18,63	19,09	19,56	20,03	20,49	20,96	21,42	21,89	22,35	22,82	23,29	23,75	24,22	24,68	25,15	25,61	26,08	26,55
14.02.2021	Average MVA per døgn	17,69	18,16	18,62	19,09	19,55	20,02	20,48	20,95	21,42	21,88	22,35	22,81	23,28	23,74	24,21	24,67	25,14	25,60	26,07	26,54
15.02.2021	Average MVA per døgn	17,42	17,88	18,33	18,79	19,25	19,71	20,17	20,63	21,08	21,54	22,00	22,46	22,92	23,38	23,83	24,29	24,75	25,21	25,67	26,13
16.02.2021	Average MVA per døgn	16,84	17,29	17,73	18,17	18,62	19,06	19,50	19,95	20,39	20,83	21,28	21,72	22,16	22,61	23,05	23,49	23,94	24,38	24,82	25,26
17.02.2021	Average MVA per døgn	16,82	17,26	17,70	18,15	18,59	19,03	19,47	19,92	20,36	20,80	21,24	21,69	22,13	22,57	23,01	23,46	23,90	24,34	24,79	25,23
18.02.2021	Average MVA per døgn	16,42	16,85	17,28	17,72	18,15	18,58	19,01	19,44	19,88	20,31	20,74	21,17	21,60	22,04	22,47	22,90	23,33	23,76	24,20	24,63
19.02.2021	Average MVA per døgn	15,53	15,94	16,35	16,76	17,17	17,58	17,98	18,39	18,80	19,21	19,62	20,03	20,44	20,85	21,25	21,66	22,07	22,48	22,89	23,30
20.02.2021	Average MVA per døgn	14,73	15,12	15,51	15,89	16,28	16,67	17,06	17,44	17,83	18,22	18,61	18,99	19,38	19,77	20,16	20,55	20,93	21,32	21,71	22,10
21.02.2021	Average MVA per døgn	14,48	14,86	15,24	15,62	16,00	16,39	16,77	17,15	17,53	17,91	18,29	18,67	19,05	19,43	19,82	20,20	20,58	20,96	21,34	21,72

Figur 26 - Gjennomsnittsbeklastningen på trafo 20 over et døgn

Investeringskostnaden er hentet fra et Excel-dokument som viser beregningene for kostnadsestimatene gitt i KSU. I Tabell 8 presenteres et eksempel på hvilke kostnader som kan inngå i en trafostasjon oppgradering. Modellen benytter Nyverdi sitt basisestimat som investeringskostnad.

Tabell 8 - Investeringskostnad for transformatorstasjon 20. Beløpene er oppgitt i hele tusen (NOK)

Tiltak	Type (ny)	Utb. tidspunkt	Antall (km/antall)	Enhetspris (kNOK)	Nyverdi (kNOK)
Bygningsarbeider for transformatorstasjon 20		2025	1	11 650	11 650
132 kV anlegg inkl. Innstrek og kabler		2025	1	20 400	20 400
22 kV anlegg inkl. kontrollanlegg og jordspole		2025	1	11 950	11 950
Trafo	25 MVA	2025	1	6 200	6 200
22 kV kabler		2025	1	2 500	2 500
Sum entreprisekostnad					52 700
Prosjektering og adm. kostnad (15 %)					7 905
Riggkostnad (10 %)					5 270
Bygge og prosjekteringskostnad før usikkerhet					65 875
Uforutsette kostnader (15 %)					9 881
Sum investeringskostnad (basisestimat)					75 756
Sum investeringskostnad med usikkerhet + 20 %					90 908
Sum investeringskostnad med usikkerhet - 10 %					68 181

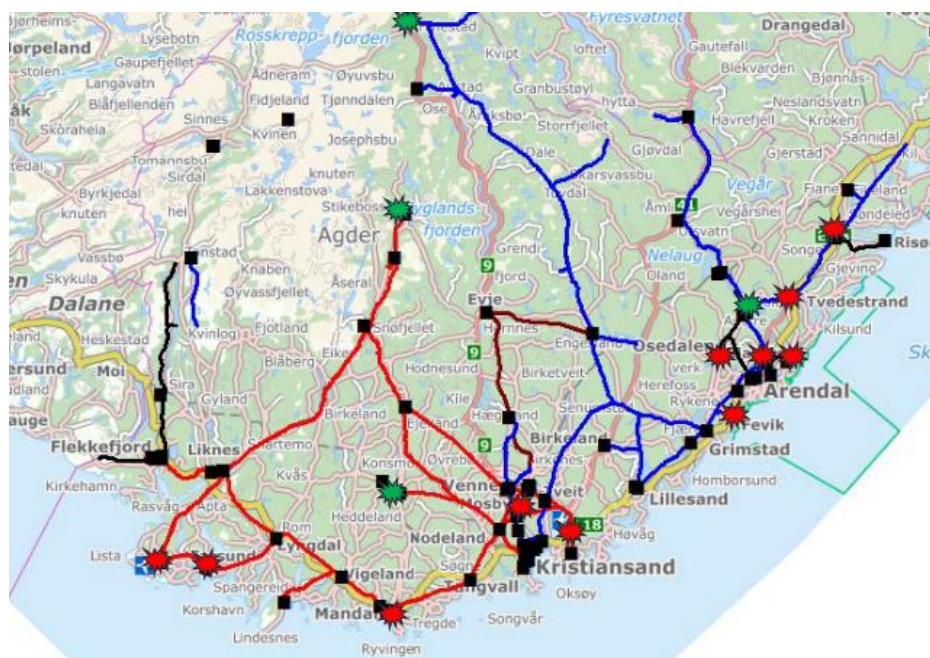
6.2 Hvor omfattende er kapasitetsutfordringer frem mot 2040 med reelle 2021 belastningsverdier?

AEN har kartlagt at 14 transformatorer (12 trafostasjoner) vil oppleve overbelastning frem mot 2040 i scenario 3 (se Tabell 5). Ved vår simulering, basert på reelle belastningsverdier fra vinteren 2021, ble antallet redusert til 10 transformatorer da transformator 5, 11, 12 og 30 ikke opplevde overbelastning i noen av scenarioene. I tillegg er transformator 3 og 33 utelatt på grunn av feil i datagrunnlaget. Tabell 9 viser hvilke 8 transformatorer knyttet til 8 ulike trafostasjoner som ble undersøkt videre.

I tillegg er det varierende kapasitetsutfordringer som følge av de ulike scenarioene. Dersom scenario 1 blir realitet, vil 4 av de 8 undersøkte trafostasjonene oppleve overbelastning. I scenario 2 blir 7 trafostasjoner overbelastet, mens i scenario 3 er antallet 8. Figur 27 viser en oversikt over hva som kan bli aktuelt å oppgradere av regionalnettsanlegg i Agder, inkludert både linjer, kabler og trafostasjoner.

Tabell 9 - Oversikt over transformatorstasjoner som ble undersøkt videre med utgangspunkt i Tabell 5

Transformatorstasjon	Kommentar	Investeringskostnad (millioner NOK)
Trafo 1	Ok	35,8
Trafo 2	Ok	10,5
Trafo 3	Data ikke tilgjengelig i Power BI	N/A
Trafo 4	Ok	50,3
Trafo 5	Blir ikke overbelastet	N/A
Trafo 7	Ok	120,0
Trafo 8	Ok	10,0
Trafo 11	Blir ikke overbelastet	N/A
Trafo 12	Blir ikke overbelastet	N/A
Trafo 20	Ok	75,7
Trafo 30	Blir ikke overbelastet	N/A
Trafo 31	Ok	39,5
Trafo 32	Ok	28,8
Trafo 33	Brann i trafostasjon førte til feil i data	N/A



Figur 27 - Oversikt over regionalnettsanlegg med mulig behov for tiltak på grunn av økt fremtidig belastning (KSU - Grunnlagsrapport, 2020, s. 108)

Ettersom utredningen har basert sine prognoser på andre belastningsverdier enn KSU, resulterte det i fire trafostasjoner som ikke ble overbelastet frem mot 2040. På den annen side var det enkelte trafoer som opplevde mer belastning enn hva KSU verdiene fremstilte. Dette underbygger hvor

avgjørende belastningsverdiene modellen baserer seg på er for å vurdere fremtidig overbelastning, og dermed verdien av forbrukerfleksibilitet til å utsette investeringer.

6.3 Verdien av å utsette investeringer

I dette delkapitlet vil verdien av å utsette investeringer i de tre scenarioene presenteres. Deretter kommer en analyse av hvilke momenter som vil øke eller redusere verdien. Verdien av utsatte investeringer estimeres ved bruk av realannuitetsmetoden.

Tabell 10 viser antall år forbrukerfleksibilitet kan utsette investeringen for hver trafostasjon, samt årlig verdi av å utsette. Den årlige verdien er i 2021 kroner. Felles for alle scenarioene er at trafostasjon 7 har muligheten til å utsette investeringen i 20 år. Samlet antall år forbrukerfleksibilitet kan utsette investeringer er 52 år i scenario 1, 48 år i scenario 2, og 50 år i scenario 3.

Samlet antall år er relativt jevnt for alle scenarioene. Dette kommer av at færre trafostasjoner får behov for forbrukerfleksibilitet i scenario 1, mens perioden for investeringsutsettelse er lengre fordi forbruksøkningen er lav. Det tar altså lengre tid før trafostasjonene når teoretisk maksgrense for forbrukerfleksibilitet, som illustrert i Figur 26. I scenario 3, der forbruksøkningen er høyest, opplever alle 8 trafostasjoner overbelastning, men tidsintervallene for investeringsutsettelse er kortere per trafostasjon.

I utredningen er verdien av å utsette investeringer definert som kapitalkostnaden for å oppgradere trafostasjonen. I praksis vil derimot anvendelsen av forbrukerfleksibilitet medfølge andre momenter som kan øke eller redusere den årlige kapitalkostnaden (årlig verdi). Dette vil bli diskutert i de kommende delkapitlene.

Tabell 10 - Årlig verdi for de tre scenarioene, samt tidsintervallet for utsatte investeringer

Scenario	1		2		3		Alle Scenarioer	
Trafostasjon	Antall år og tidsintervall fleks kan utsette investering						Årlig verdi (millioner NOK)	Investeringskostnad (millioner NOK)
Trafo 1	2	2021-2022	1	2021	1	2021	1,44	35,8
Trafo 2	20	2021-2040	8	2021-2028	7	2021-2027	0,42	10,5
Trafo 4	0	0	1	2040	5	2036-2040	2,02	50,3
Trafo 7	20	2021-2040	20	2021-2040	20	2021-2040	4,81	120,0
Trafo 8	0	0	7	2034-2040	8	2031-2038	0,40	10,0
Trafo 20	10	2031-2040	8	2027-2034	6	2026-2031	3,03	75,7
Trafo 31	0	0	3	2029-2031	1	2024-2024	1,58	39,5
Trafo 32	0	0	0	0	2	2027-2028	1,15	28,8
SUM	52		48		50			

6.3.1 Analyse av momenter for å øke verdien av å utsette investeringer

Det medfølger andre momenter som vil øke verdien av å utsette investeringer ved bruk av forbrukerfleksibilitet som ikke fremkommer i resultatene. Noen momenter som øker verdien, men er krevende å kvantifisere, er:

- Realopsjon
- Redusert tap i nettet (høyere energitap ved høy belastning)
- Besparelser på andre komponenter enn bare trafostasjoner i regionalnettet
- Unngåelse av naturinngripen

I tillegg til kapitalkostnader spart, er det en stor verdi knyttet til muligheten en utsettelse gir for å få et bedre datagrunnlag, en type realopsjon. Energibehovet kan avvike fra det man først antok. Dermed kan man foreta mer informerte investeringsavgjørelser ved å utsette. For eksempel kan man redusere sjansen for overdimensjonering, investering i utdatert teknologi eller at investeringen ikke var nødvendig i det hele tatt. Derfor kan man argumentere for at verdien bør være høyere enn hva som fremkommer i Tabell 10.

Et annet argument for å øke verdien, er at ved å redusere effekttopper i strømmettet blir det mindre energitap. Som nevnt tidligere gir høyere effektbelastning høyere energitap (Rune Verlo et al., 2020).

Utjevning av effekttopper på trafostasjoner i regionalnettet vil også gi ringvirkninger oppover og potensielt nedover i nettet, avhengig av hvilket spenningsnivå forbrukslasten kobles ut på. Følgelig vil også andre deler av strømmettet oppleve potensielle investeringsbesparelser som følge av at effekttoppene kuttes, altså et moment som potensielt øker verdien.

Oppgradering av trafostasjoner kan medføre inngrep i naturen for å utvide husingen til transformatorene eller trekking av nye kabler. Unngåelse eller utsettelse av dette har også en samfunnsøkonomisk verdi. Basert på pågående diskusjoner i forbindelse med bærekrafts mål vil det trolig også på sikt innføres direkte økonomiske konsekvenser av naturinngripen, noe som vil øke verdien (Aftenposten, 2020).

6.3.2 Analyse av momenter som reduserer verdien av å utsette investeringer

Ved fremvisning av funnene til ansatte i AEN har tilbakemeldingen generelt vært at verdien var høy. Videre har de foreslått at i praksis bør det legges inn en margin for å kompensere for risikoen knyttet til anvendelsen av forbrukerfleksibilitet i drift i praksis, samt andre momenter som bidrar til å redusere verdien. Noen av disse momentene er:

- Risiko for økte KILE-kostnader
- Negativ innvirkning på inntektsrammen
- Ved investeringer hvor spenningsnivået på nettet også øker, vil det bli mindre energitap
- Høyere vedlikeholdskostnader

Som nevnt i delkapittel 3.1 er det mange ledd og aktører i verdikjeden i et fleksibilitetsmarked. Det er alltid en sjanse for at fleksibilitetskilder ikke blir aktivert som følge av utstyrsfeil, brukerfeil, cyberangrep osv. Oppstår det omfattende feil i et av leddene i prosessen hvor nettselskapet bestiller en utkobling, risikerer man at effekttoppen ikke blir jevnet ut, trafostasjonen blir overbelastet, og deler av strømforsyningen ikke leveres. Nettselskapet har leveringsplikt og KILE-kostnaden som medfølger et avbrudd, kan være svært kostbar. Fordeling av denne kostnaden kan dog påvirkes av føringer i kontrakter mellom aktørene i fleksibilitetsmarkedet. De pågående prosjektene rundt forbrukerfleksibilitet vil forhåpentligvis gi anslag på påliteligheten for leveranse av dette via et fleksibilitetsmarked (Agder Energi, 2019; Statnett, 2021b). Et anslag på fornuftig risikopremie blir ikke drøftet i utredningen, men det er viktig at AEN tar høyde for dette. Risikopremien kan

innledningsvis ta høyde for eventuell økning i KILE-kostnader frem til påliteligheten av verdikjeden er kjent.

KILE-kostnaden vil også avhenge av hvilken kundesammensetning som mister strømmen eller opplever lav spenningskvalitet, samt perioden det varer. Skal nettselskapet for eksempel aktivere forbrukerfleksibilitet for å sikre leveranse til en verdiskapende industri, bør det være en større risikomargin fordi KILE-kostnadene for avbrudd til industrikunder er betydelig mer kostbare enn KILE-kostnadene for et boligfelt. Risikomarginen på den øvre betalingsvilligheten for å anvende forbrukerfleksibilitet bør med andre ord tilpasses kundesammensetningen og den tilhørende KILE-kostnaden dersom feil skulle oppstå.

Prisen på forbrukerfleksibilitet er fremdeles ukjent. Ved høye priser i et fleksibilitetsmarked blir kanskje de andre eksplisitte virkemidlene nevnt i kapittel 3.4 rimeligere å anvende. Trafo 1 i Tabell 5 har historisk opplevd noe overbelastning over flere vintre. Løsningen for å håndtere dette er at den avlastes av en nærliggende trafostasjon som forsyner samme område, altså en omkobling i nettet. En slik løsning kan være mulig for andre overbelastede trafostasjoner også. Omkobling i nettet medfører en case-avhengig kostnad for AEN, og det må tas en vurdering for hvilken fleksibilitetsløsning nettselskapet skal ta i bruk for hver trafostasjon, som alternativ til nettinvestering.

«Nettselskapene kjemper om å være mest mulig effektive, siden de da vil kunne få en høyere inntektsramme på bekostning av andre nettselskaper sin inntektsramme. På denne måten har vi innført en form for konkurranse blant nettmonopolene. Denne konkurransen gir sterke insentiver til å være kostnadseffektiv.» (NVE, udatert, s. 2). Som følge av det naturlige monopolet nettselskaper opererer i, har de en fastsatt inntektsramme de reguleres etter. Dette fører til en regulatorisk barriere for at nettselskaper vil ta i bruk forbrukerfleksibilitet i stor skala. Per i dag er det insentiver for å holde driftskostnadene lave og heller bygge ut nett (Wang Høiem et al., 2021). Forbrukerfleksibilitet bokføres per i dag som en driftskostnad og høye driftskostnader reduserer nettselskaps effektivitet og dermed den tillatte inntekten. Investeringer gir derimot nettselskaper økt inntektsramme (Wang Høiem et al., 2021).

Et annet argument for å redusere verdien av forbrukerfleksibilitet er at i enkelte trafooppgraderinger er det også planlagt og øke spenningen på nettet. Ved høyere spenning på

linjene reduseres energitapet. Denne mulige besparelsen utsettes når man forlenger levetiden på eksisterende trafostasjoner og tilhørende nett.

Hele hensikten med forbrukerfleksibilitet er å forlenge levetiden til eksisterende infrastruktur i strømmettet. Vedlikeholdskostnadene som medfølger aldrende trafostasjoner, er ikke tatt hensyn til i utredningen. Om det viser seg at disse øker vesentlig i perioden for utsatt investering, vil det redusere verdien av forbrukerfleksibilitet.

6.4 Sensitivitetsanalyse

Sensitivitetsanalysen har som hensikt å fremheve hvordan endring av variabler gir utslag på resultatene. Analysen avgrensers seg til de 8 undersøkte trafostasjonene fra Tabell 9. Utredningens resultat har allerede analysert deler av sensitiviteten via scenario 1-3, hvor forbruksøkningen har variert. Den faktiske fremtidige forbruksøkningen er svært utfordrende å forutse, og kan avvike betydelig fra prognoser. Derfor har vi valgt å analysere sensitiviteten av forbruksøkning ytterligere ved å justere på scenarioene i dette delkapittelet. I sensitivitetsanalysen vil den aktuelle variabelen justeres, mens de andre variablene holdes konstante. Følgende variabler endres:

- Justere på 2021 belastningsverdiene med $\pm 10\%$
- Justere på forbruksøkning med $\pm 50\%$ fra hva KSU anslår. For eksempel er forbruksøkningen for trafostasjon 20 i scenario 1 30% i 2040. Sensitivitetsanalysen ser på resultatene for 15% og 45% forbruksøkning i 2040.
- Økonomisk levetid reduseres fra 60 år til 40 og 20

Årsaken til at belastningsverdiene i 2021 er justert med $\pm 10\%$ er at vi har sett på variasjonen de foregående 10 årene. Forbruksøkningen på $\pm 50\%$ er benyttet fordi fremtidig forbruksøkning er veldig uforutsigbart. Økonomisk levetid er kun justert kortere fordi vi anser det som mest sannsynlig basert på den raske teknologiutvikling innen energiløsninger.

Den første variabelen analysert er økning av belastningsverdiene i 2021. I praksis betyr dette at vi har simulert modellen med utgangspunkt i belastningsverdier fra en enda kaldere vinter. Dette påvirker det prognoserte behovet for forbrukerfleksibilitet, og resultatene for scenarioene vises i Tabell 11. Når belastningsverdiene i 2021 stiger med 10% , øker samlet antall år med

forbrukerfleksibilitet fra 48 til 55 i scenario 2. Scenario 1 økte fra 52 til 59 år. I scenario 3 ble det redusert fra 50 til 49 år.

Tabell 11 – Endring i investeringsutsettelse ved 10 % økning av belastningsverdiene i 2021

10 % økning av belastningsverdiene i vinteren 2021												
Scenario	1				2				3			
	Basis år		Nye fleks år		Basis år		Nye fleks år		Basis år		Nye fleks år	
Trafo 1	2	2021-2022	0	0	1	2021	0	0	1	2021	0	0
Trafo 2	20	2021-2040	8	2021-2028	8	2021-2028	8	2021-2028	7	2021-2027	7	2021-2027
Trafo 4	0	0	11	2030-2040	1	2040	11	2030-2040	5	2036-2040	12	2029-2040
Trafo 7	20	2021-2040	18	2021-2038	20	2021-2040	18	2021-2038	20	2021-2040	14	2021-2034
Trafo 8	0	0	10	2026-2035	7	2034-2040	10	2026-2035	8	2031-2038	8	2026-2031
Trafo 20	10	2031-2040	5	2025-2029	8	2027-2034	5	2025-2029	6	2026-2031	4	2024-2027
Trafo 31	0	0	3	2026-2028	3	2029-2031	3	2026-2028	1	2024-2024	2	2023-2024
Trafo 32	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2027-2028	2	2025-2026
SUM	52		55		48		55		50		49	

Tabell 12 viser resultatene for 10 % reduksjon av belastningsverdiene i 2021. Ifølge modellen er basis belastningsverdiene såpass høye at trafostasjon 1 allerede er overbelastet i 2021, og investeringen kan bare utsettes ett år i scenario 2 og 3. Dersom de kommende vintrene er milde, strømprisene fortsetter å være høye, forbruksøkning flater ut eller vi får en varig energieffektivisering, vil altså forbrukerfleksibilitet potensielt kunne utsette investeringen for trafostasjon 1 i opptil 13 år i scenario 2. I motsatt tilfelle endres trafostasjon 7 fra 20 år til 9 år, fordi det ikke blir behov for forbrukerfleksibilitet før 2032 ved 10 % reduksjon i belastningsverdiene i 2021. I scenario 1 var det en betydelig reduksjon i samlet antall år forbrukerfleksibilitet kunne utsette investeringen, fra 52 til 13 år. Dette skyldes at både trafostasjon 2 og trafostasjon 7 kan utsette investeringer i 20 år, men ved 10 % belastningsreduksjon opplevde de ingen overbelastning. Scenario 3 fikk en reduksjon fra 50 til 47 år.

Tabell 12 - Endring i antall år investeringsutsettelse ved 10 % reduksjon av belastningsverdiene i 2021

10 % reduksjon av belastningsverdiene i vinteren 2021												
Scenario	1				2				3			
	Basis år		Nye fleks år		Basis år		Nye fleks år		Basis år		Nye fleks år	
Trafostasjon												
Trafo 1	2	2021-2022	11	2030-2040	1	2021	13	2027-2040	1	2021	11	2026-2036
Trafo 2	20	2021-2040	0	0	8	2021-2028	12	2029-2040	7	2021-2027	11	2028-2038
Trafo 4	0	0	0	0	1	2040	0	0	5	2036-2040	0	0
Trafo 7	20	2021-2040	0	0	20	2021-2040	9	2032-2040	20	2021-2040	12	2029-2040
Trafo 8	0	0	0	0	7	2034-2040	7	2034-2040	8	2031-2038	3	2038-2040
Trafo 20	10	2031-2040	2	2039-2040	8	2027-2034	8	2032-2039	6	2027-2032	6	2030-2035
Trafo 31	0	0	0	0	3	2029-2031	3	2033-2035	1	2024	1	2026
Trafo 32	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2027-2028	3	2030-2032
SUM	52		13		48		52		50		47	

Den neste variabelen vi analyserer er sensitiviteten av forbruksøkningen frem mot 2040. Tabell 13 viser resultatene av 50 % økning i forbruksøkning for scenarioene. Forbruksøkningen førte ikke til en endring i samlet antall år i scenario 2. Scenario 1 opplevde redusert antall år fra 52 til 46 år, og scenario 3 fra 50 til 45 år.

Tabell 13 - Endring i antall år investeringsutsettelse ved 50 % økning av forbruksøkningen

50 % økning av forbruksøkning frem mot 2040												
Scenario	1				2				3			
	Basis år		Nye fleks år		Basis år		Nye fleks år		Basis år		Nye fleks år	
Trafostasjon												
Trafo 1	2	2021-2022	1	2021	1	2021	1	2021	1	2021	1	2021
Trafo 2	20	2021-2040	13	2021-2033	8	2021-2028	6	2021-2026	7	2021-2027	5	2021-2025
Trafo 4	0	0	0	0	1	2040	7	2034-2040	5	2036-2040	10	2031-2040
Trafo 7	20	2021-2040	20	2021-2040	20	2021-2040	20	2021-2040	20	2021-2040	17	2021-2037
Trafo 8	0	0	5	2036-2040	7	2034-2040	8	2030-2037	8	2031-2038	5	2028-2032
Trafo 20	10	2031-2040	7	2028-2034	8	2027-2034	5	2025-2029	6	2027-2032	4	2024-2027
Trafo 31	0	0	0	0	3	2029-2031	1	2027	1	2024	1	2023
Trafo 32	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2027-2028	2	2025-2026
SUM	52		46		48		48		50		45	

Tabell 14 viser resultatene ved 50 % forbruksreduksjon for alle scenarioene. Samlet antall år forbrukerfleksibilitet kan utsette investeringen økte fra 48 til 50 år i scenario 2. Scenario 1 fikk en reduksjon fra 52 til 43 år. Dette skyldes i hovedsak at trafostasjon 20 ikke får behov for forbrukerfleksibilitet. For scenario 3 økte antall år med forbrukerfleksibilitet fra 50 til 55 år.

Tabell - 14 Endring i antall år investeringsutsettelse ved 50 % reduksjon av forbruksøkningen

50 % reduksjon av forbruksøkning frem mot 2040												
Scenario	1				2				3			
	Basis		Nye fleks år		Basis		Nye fleks år		Basis		Nye fleks år	
Trafo 1	2	2021-2022	3	2021-2023	1	2021	2	2021-2022	1	2021	2	2021-2022
Trafo 2	20	2021-2040	20	2021-2040	8	2021-2028	16	2021-2036	7	2021-2027	14	2021-2034
Trafo 4	0	0	0	0	1	2040	0	0	5	2036-2040	0	0
Trafo 7	20	2021-2040	20	2021-2040	20	2021-2040	20	2021-2040	20	2021-2040	20	2021-2040
Trafo 8	0	0	0	0	7	2034-2040	0	0	8	2031-2038	1	2040
Trafo 20	10	2031-2040	0	0	8	2027-2034	8	2033-2040	6	2027-2032	11	2030-2040
Trafo 31	0	0	0	0	3	2029-2031	4	2037-2040	1	2024	2	2027-2028
Trafo 32	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2027-2028	5	2033-2037
SUM	52		43		48		50		50		55	

Den siste variabelen undersøkt i sensitivitetsanalysen er økonomisk levetid. Kortere økonomisk levetid gir høyere avskrivninger som resulterer i høyere årlig kapitalkostnad. Vi har tidligere nevnt at 60 år er en lang økonomisk levetid. Levetiden kan forkortes ved at for eksempel ny teknologi eller samfunnsutviklingen generelt medfører at nyinvesterte trafostasjoner ikke vil være lønnsomme 60 år frem i tid. Nye teknologiske løsninger kan eksemplifiseres ved elbiler som benyttes som batteri og forsyner husstander med strøm når strømmettet opplever effekttopper. Om dette utspiller seg, kan den økonomiske levetiden bli betydelig kortere enn først antatt, og avskrivningene skulle vært mer degressive i starten av perioden. Dette hadde økt den årlige kapitalkostnaden knyttet til investeringen, som igjen gjenspeiler at verdien av å utsette investeringer ved bruk av forbrukerfleksibilitet kanskje undervurderes ved å basere seg på en så lang økonomisk levetid.

Tabell 15 viser resultatene for årlig verdi av å utsette investeringer ved 60, 40 og 20 års økonomisk levetid. Verdien økes med 16,6 % ved å benytte 40 års økonomisk levetid fremfor 60 års. Endring til 20 års økonomisk levetid gjør at verdien øker med 75 % sammenlignet med 60 år økonomisk levetid.

Tabell 15 - Årlig verdi av å utsette investeringer ved forskjellig økonomisk levetid

	Økonomisk levetid 60 år	Økonomisk levetid 40 år	Økonomisk levetid 20 år
Trafostasjon	Årlig verdi (millioner NOK)	Årlig verdi (millioner NOK)	Årlig verdi (millioner NOK)
Trafo 1	1,44	1,68	2,52
Trafo 2	0,42	0,49	0,74
Trafo 4	2,02	2,36	3,54
Trafo 7	4,81	5,62	8,44
Trafo 8	0,40	0,47	0,70
Trafo 20	3,03	3,53	5,33
Trafo 31	1,58	1,85	2,78
Trafo 32	1,15	1,35	2,03

Sensitivitetsanalysen viser at det generelt er minst variasjon i samlet antall år med forbrukerfleksibilitet i scenario 2, mens scenario 1 hadde størst variasjon. Variabelen som ga størst utslag på alle scenarioene var 10 % reduksjon i belastningsverdiene for vinteren 2021. Dette tilsier at hvis belastningsverdiene på trafostasjonene er lavere enn målingene fra vinteren 2021, vil verdien av forbrukerfleksibilitet reduseres.

Uavhengig av hva forbruksøkningen faktisk blir frem mot 2040, er det stor verdi og behov for forbrukerfleksibilitet. Dette demonstreres ved at til tross for 50 % økning eller reduksjon i forbruksøkningen, har alle scenarioene samlet behov for over 40 år med forbrukerfleksibilitet. En viktig usikkerhet i sensitivitetsanalysen er at den ikke tar i betraktning alle trafostasjonene i Tabell 5. Det er sannsynlig at flere trafostasjoner enn de 8 vi har avgrenset oss til, ville ha opplevd overbelastning dersom de hadde vært inkludert i sensitivitetsanalysen hvor det ble justert på forbruksøkning eller økt belastningsverdier i 2021. Andre variabler som også vil påvirke årlig verdi av å utsette investeringer er ulike realavkastningskrav, hvor høyere avkastningskrav øker verdien.

7 Forutsetninger for å realisere utsettelse av investering

Dette kapitlet drøfter det siste forskerspørsmålet: *Hva er forutsetningene for å realisere utsettelse av investering ved bruk av forbrukerfleksibilitet?* Først presenteres de teoretiske forutsetningene beregnet i modellen. Videre diskuteres funnene i lys av hvordan nettselskapet kan realisere det i praksis.

Tabell 16, 17 og 18 viser de beregnede teoretiske verdiene på forbrukerfleksibilitet som kreves i perioden for investeringsutsettelse. Disse er Maks fleksbehov (MWh/h), Antall timer fleksbehov, Akkumulert fleksbehov og Average fleksbehov, tidligere forklart i delkapittel 6.1. Tabellene gir en pekepinn på hvor mye fleksibilitet nettselskapet må ha tilgjengelig fremover. Aggregatorer og andre tilbydere av forbrukerfleksibilitet kan også få indikasjon på hvor mye salg av forbrukerfleksibilitet de kan forvente under de aktuelle trafostasjonene. I hovedsak viser tabellene at dersom nettselskapet skal kunne utsette investeringer, er de avhengig av mye fleksibilitet tilgjengelig under de fleste trafostasjonene.

Maks fleksbehov (MWh/h) viser maks effekt som må kobles ut for å unngå overbelastning i perioden for utsatt investering. For eksempel krever trafostasjon 20 i Tabell 17 opptil 4,17 MWh/h for å kunne utsette investeringen i 8 år. I modellen øker årlig Maks fleksbehov lineært i takt med forbruksøkningen. Det vil si at for å utsette investering på trafostasjon 20 i 4 år, vil 1,88 MWh/h forbrukerfleksibilitet være nødvendig, illustrert i Figur 24.

Scenario 1 har behov for flest timer forbrukerfleksibilitet, etterfulgt av scenario 3. Det maksimale behovet for forbrukerfleksibilitet i løpet av en time (5,53 MWh/h) er i scenario 3 for trafostasjon 7. Det Akkumulerte fleksbehovet er lavest i scenario 2, og høyest i scenario 3.

Tabell 16 - Oversikt over fleksibilitetsbehovene for hver trafostasjon i scenario 1

Scenario 1 (for perioden 2021-2040)						
Trafostasjon	Merkeeffekt (MVA)	Fleks år	Maks fleksbehov (MWh/h)	Antall timer fleksbehov	Akkumulert fleksbehov (MWh)	Average fleksbehov (MWh/h)
Trafo 1	25	2	1,94	196	137,20	0,70
Trafo 2	16	20	1,66	1078	466,20	0,43
Trafo 4	25	0	0	0	0	0
Trafo 7	25	20	2,65	112	121,64	1,09
Trafo 8	25	0	0	0	0	0
Trafo 20	25	10	3,25	113	89,25	0,79
Trafo 31	25	0	0	0	0	0
Trafo 32	25	0	0	0	0	0
Sum				1499	814,29	

Tabell 17 - Oversikt over fleksibilitetsbehovene for hver trafostasjon i scenario 2

Scenario 2 (for perioden 2021-2040)						
Trafostasjon	Merkeeffekt (MVA)	Fleks år	Maks fleksbehov (MWh/h)	Antall timer fleksbehov	Akkumulert fleksbehov (MWh)	Average fleksbehov (MWh/h)
Trafo 1	25	1	1,83	94	63,40	0,67
Trafo 2	16	8	1,58	394	168,90	0,43
Trafo 4	25	1	0,24	3	0,40	0,13
Trafo 7	25	20	4,38	226	229,00	1,01
Trafo 8	25	7	1,77	55	25,90	0,47
Trafo 20	25	8	4,17	157	155,53	0,99
Trafo 31	25	3	1,69	101	51,18	0,51
Trafo 32	25	0	0	0	0	0
Sum				1030	694,31	

Tabell 18 - Oversikt over fleksibilitetsbehovene for hver trafostasjon i scenario 3

Scenario 3 (for perioden 2021-2040)						
Trafostasjon	Merkeeffekt (MVA)	Fleks år	Maks fleksbehov (MWh/h)	Antall timer fleksbehov	Akkumulert fleksbehov (MWh)	Average fleksbehov (MWh/h)
Trafo 1	25	1	1,83	94	63,40	0,67
Trafo 2	16	7	1,56	347	145,50	0,42
Trafo 4	25	5	1,30	69	28,00	0,41
Trafo 7	25	20	5,53	362	504,00	1,39
Trafo 8	25	8	2,99	227	153,10	0,67
Trafo 20	25	6	4,17	130	128,80	0,99
Trafo 31	25	1	0,38	4	0,60	0,15
Trafo 32	25	2	1,14	24	10,20	0,42
Sum				1257	1033,51	

7.1 Forutsetninger for å realisere utsettelse av investering i praksis

I dette delkapittelet diskuteres forutsetningene for å realisere utsatte investeringer i praksis. Diskusjonen vil omhandle forutsetninger som ikke kommer frem i tabellene i kapittel 7. Deler av diskusjonen er på bakgrunn av samtaler med ansatte i AEN. Avslutningsvis gjennomgås beregninger på hva forbrukerfleksibilitet kan koste med tall fra NorFlex-piloten.

En stor utfordring for å kunne utsette investeringer, er å fastslå om det blir tilstrekkelig fleksibilitet tilgjengelig under hver trafostasjon fremover i tid. En løsning på dette er langsiktige kontrakter som sikrer tilgjengelig forbrukerfleksibilitet, noe som vil være vesentlig dersom nettselskapet skal vurdere forbrukerfleksibilitet som alternativ til nettinvesteringer. Et etablert og modent fleksibilitetsmarked eller andre fleksibilitetsløsninger vil tilrettelegge for dette.

Tabellene i forrige delkapittel viser at i den mest overbelastete timen i scenario 3 må 5,53 MWh/h laststyres eller utkobles. Med en varmeovn som kan laststyres for å redusere effekten med 1 kW, ville det krevd 5530 varmeovner utkoblet i 1 time. På den annen side kunne utkobling av en stor industrilast også tilsvart 5 MWh/h (Agder Energi, 2022b). Derfor er det viktig å kartlegge kundesammensetningen under hver transformatorstasjon. Med dette menes det at man må skille mellom husholdninger og diverse næringsbygg og industri, da disse har ulike fleksibilitets egenskaper og fleksibilitetsmengde. For eksempel vil trafostasjoner med mye husholdninger trolig

ha større utfordringer med å levere fleksibilitet på visse tidspunkt sammenlignet med andre kundetyper. Her hadde også langsiktige fleksibilitetskontrakter løst problemet.

I KSUen kommer det frem at scenario 2 og 3 vil være mest aktuell for anvendelsen av forbrukerfleksibilitet. Utredningens resultater viser derimot at det er scenario 1 som har flest antall år med behov for forbrukerfleksibilitet. Forskjellen mellom scenarioene er for øvrig kun 4 år. I scenario 2 og 3 er det enkelte trafostasjoner som kun kan utsette investeringen i få år, og det kan tenkes at så kort utnyttelse av forbrukerfleksibilitet kan føre til at nyinvestering blir den mest aktuelle løsningen. Med få års bruk av forbrukerfleksibilitet kommer et annet moment; investeringen i utstyr for å kunne tilby fleksibilitet.

Dersom ansvaret for å betale for styringssystemene som tilrettelegger for fleksibilitetshandel faller på den enkelte husholdningen eller næringsbygg, vil det forutsette at behovet og inntjeningen er til stede over en lengre periode. Prosumers vil trolig ikke bidra med fleksibilitet dersom investeringen på nødvendige styringssystemer ikke inntjenes. Løsningen kan være at Statnett utnytter prosumers sin forbrukerfleksibilitet i RK-markedet, beskrevet i delkapittel 3.5. Om AEN ikke har behov for fleksibiliteten, kan det hende at Statnett vil få nytte av den for å balansere deres ansvarsområde. Pilot-prosjektet eFlex undersøker om en slik løsning er mulig (Statnett, 2021a).

Forbruksøkningen i denne utredningen er basert på KSUens prognoser utarbeidet i 2020. Mye har skjedd i etterkant som trolig gjør scenarioene mindre treffsikre. Blant annet har det vært en enorm økning av søknader om industri etablering (AEN trafostasjon informant, 2022). Dersom denne industrien etableres, vil forbruksøkningen være langt høyere enn hva denne utredningen har basert resultatene på, også utover det sensitivitetsanalysen har undersøkt.

Ifølge utredningens modell er ikke trafostasjon 1 egnet for å utsette investeringer fordi den allerede er betydelig overbelastet i 2021, og i 2022 må en oppgradering foretas. I realiteten gjenstår det fremdeles 4 år før den er planlagt å oppgraderes (AEN trafostasjon informant, 2022). Trafostasjon 1 bruker per i dag omkobling i nettet for å håndtere overbelastning. For øvrig ble det faktiske forbruket i vinteren 2022 betydelig lavere enn hva modellen la til grunn, og trafostasjonen opplevde ikke en eneste overbelastning. Dette understreker usikkerheten i utredningens modell.

Data fra NorFlex-piloten viser at det dyreste innkjøpet av forbrukerfleksibilitet var på 30 000 NOK/MWh (nodesmarket, 2022). Tabellene under viser utklipp fra trafostasjon 7 og 8 hvor den

årlige verdien (øvre betalingsvillighet) sammenlignes mot en årlig pris for forbrukerfleksibilitet på 30 000 NOK/MWh. Sammenligningen finner sted i de to nederste radene i tabellene, mens forutsetningene for å oppnå den utsatte investeringen kommer frem over disse. Forutsetningene har vi inkludert i tabellene for å gi en forståelse av hvorfor prisen for forbrukerfleksibilitet varierer mellom de forskjellige trafostasjonene.

Tabell 19 - Trafostasjon 7 Scenario 3. Årlig verdi sammenlignet mot årlig pris for forbrukerfleksibilitet (utklipp av de første 8 årene av perioden for utsatt investering)

Årstall	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Maks fleksbehov (MWh/h)	0,92	1,10	1,28	1,47	1,65	1,83	2,01	2,19
Average fleksbehov (MWh/h)	0,48	0,66	0,84	0,82	0,84	1,02	1,20	1,37
Antall timer fleksbehov	4	4	4	5	6	6	6	6
Akkumulert fleksbehov (MWh)	1,93	2,64	3,36	4,10	5,06	6,12	7,18	8,24
Årlig verdi av å utsette (millioner NOK)	4,81	4,81	4,81	4,81	4,81	4,81	4,81	4,81
Årlig pris forbrukerfleksibilitet (millioner NOK)	0,06	0,08	0,10	0,12	0,15	0,18	0,22	0,25

Tabell 20 - Trafostasjon 8 Scenario 3. Årlig verdi sammenlignet mot årlig pris for forbrukerfleksibilitet

Årstall	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Maks fleksbehov (MWh/h)	0,37	0,74	1,12	1,49	1,86	2,24	2,61	2,99
Average fleksbehov (MWh/h)	0,25	0,62	0,41	0,48	0,56	0,62	0,79	0,73
Antall timer fleksbehov	2	2	7	14	24	39	51	88
Akkumulert fleksbehov (MWh)	0,50	1,25	2,88	6,70	13,41	24,22	40,18	63,98
Årlig verdi av å utsette (millioner NOK)	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40
Årlig pris forbrukerfleksibilitet (millioner NOK)	0,01	0,04	0,09	0,20	0,40	0,73	1,21	1,92

Med forutsetning om fast pris på 30 000 NOK/MWh for forbrukerfleksibilitet, vil prisen for forbrukerfleksibilitet være lavere enn den årlige verdien (øvre betalingsvilligheten) for trafostasjon 8 for hvert år gjennom hele perioden. For eksempel i det åttende året av perioden er den årlige verdien 4,81 millioner kroner, mens prisen for forbrukerfleksibilitet er på 0,25 millioner kroner, en betydelig differanse. For trafostasjon 8 derimot, er årlig verdi 0,40 millioner kroner, mens kostnaden for forbrukerfleksibilitet er på 1,92 millioner kroner i det åttende året. For trafostasjon 8 er det altså ikke lønnsomt å utsette investeringen i hele perioden. Investeringen er kun lønnsom å utsette ved bruk av forbrukerfleksibilitet de fire første årene.

Den store lønnsomhetsdifferansen mellom trafostasjon 7 og trafostasjon 8, er resultat av store forskjeller i investeringskostnad og belastningsmønster. For trafostasjon 7 er det svært få effekttopper i løpet av vinteren, energiforbruket er generelt lavt, og de få effekttoppene trafostasjonen opplever er kortvarige. Dette resulterer i lavt Akkumulert fleksbehov sammenlignet med trafostasjon 8. Kombinert med en høy investeringskostnad gjør dette at investeringsutsettelse for trafostasjon 7 er svært økonomisk gunstig. Vi finner dermed at det ikke vil være lønnsomt med forbrukerfleksibilitet for alle trafostasjoner da hver trafostasjon har ulike behov for forbrukerfleksibilitet, og veldig ulik investeringskostnad.

I eksempelet over er det benyttet en fast pris på forbrukerfleksibilitet per MWh. Dette er veldig forenklet sammenlignet med hvordan det vil utspille seg i praksis. Faktum er at prisen for forbrukerfleksibilitet avhenger av en rekke faktorer. Blant annet vil prisen variere ut ifra effekttoppenes størrelse. For eksempel vil en utkobling på 3 MWh/h være betydelig mer kostbar enn en utkobling på 1 MWh/h, selv om antall MWh er identisk. Dette forklares med at lavere effekttopper kan nettselskapet håndtere med å koble ut de rimeligste fleksibilitetskildene, for eksempel elbilladere i husholdninger. For å oppnå 3 MWh/h forbrukerfleksibilitet må kanskje nettselskapet betale for å koble ut en kostbar industrilast.

Det må også påpekes at prisene anvendt i Norflex-prosjektet ikke nødvendigvis er representative for hva det vil koste å kjøpe forbrukerfleksibilitet i et modent marked. Ettersom dette ikke finnes, er det ikke mulig å vite hva det vil koste å kjøpe forbrukerfleksibilitet. I teorien kan det hende at prisen på forbrukerfleksibilitet blir så høy at å foreta investeringer for nye transformatorstasjoner blir det foretrukne økonomiske valget.

8 Konklusjon

Formålet med denne utredningen har vært å undersøke den økonomiske verdien av å utsette investeringer ved bruk av forbrukerfleksibilitet. For å gjennomføre dette ble følgende forskerspørsmål introdusert:

1. Utvikle modell for å vurdere fremtidig kapasitetsutfordring og muligheten for investeringsutsettelse på trafostasjoner i regionalnettet.
2. Anvende modellen på trafostasjoner i Agder Energi Netts Regionalnett.
 - a. Hvor omfattende er kapasitetsutfordringer frem mot 2040?
 - b. Hva er verdien av å utsette investeringer ved bruk av forbrukerfleksibilitet?
3. Hva er forutsetningene for å realisere utsettelse av investering ved bruk av forbrukerfleksibilitet?

Videre i dette kapittelet vil utredningens viktigste funn til hvert forskerspørsmål oppsummeres og konkluderes, før begrensninger til utredningen og forslag til videre studier presenteres.

8.1 Utvikle modell for å vurdere fremtidig kapasitetsutfordring og muligheten for investeringsutsettelse på trafostasjoner i regionalnettet

Modellen utviklet i utredningen benytter Excel som verktøy for å kunne beregne følgende:

- Prognosert fremtidig belastning
- Maksimalt effektbehov for forbrukerfleksibilitet
- Akkumulert behov for forbrukerfleksibilitet
- Antall timer transformatoren blir overbelastet
- Periode for mulig investeringsutsettelse
- Verdien av å utsette investering

Fremtidig belastning følger en årlig lineær stigning basert på forbruksøkningen gitt scenarioene i KSU. Maksimalt effektbehov, akkumulert behov for forbrukerfleksibilitet og antall timer transformatoren er overbelastet, gir et estimat på hvor mye forbrukerfleksibilitet som kreves for

hver trafostasjon. Perioden for investeringsutsettelse defineres fra første år trafostasjonen opplever overbelastning, og stopper når den gjennomsnittlige belastningen over et døgn overstiger merkeeffekten til trafostasjonen. I modellen defineres verdien av å utsette investeringer som kapitalkostnaden spart. Kapitalkostnadene blir beregnet ved bruk av realannuitetsmetoden. Modellens viktigste forutsetning er at forbrukerfleksibilitet er tilgjengelig til enhver tid og til et hvert volum.

For å kvalitetssikre modellen og tilhørende variabler er respondentvalidering tatt i bruk. Dette øker den indre validiteten. Modellens variabler, utforming og resultater er presentert og diskutert med sentrale personer i Nettstrategi, Nettutbygging, NorFlex-prosjektet og Drift & Vedlikehold. En av utredningens forfattere har jobbet parallelt i NorFlex-prosjektet, og dermed sikret løpende oppfølging og oppklaringer via nøkkelpersoner. Respondentvalideringen bekrefter at utredningens modell vil bedre deres beslutningsgrunnlag.

Selv om utredningen kun har undersøkt transformatorstasjoner tilhørende AEN, er modellen utarbeidet slik at den kan anvendes av andre nettselskap dersom de besitter variablene beskrevet i neste delkapittel.

8.2 Anvende modellen på trafostasjoner i Agder Energi Netts Regionalnett

AEN har i sin KSU prognosert hvilke trafostasjoner som sannsynligvis vil oppleve overbelastning frem mot 2040. Det er lagt til grunn økt elektrifisering, befolkningsvekst og industrietablering, fordelt på tre scenarioer. I korte trekk prognoserer scenario 1 lav forbruksøkning, scenario 2 moderat forbruksøkning, og scenario 3 høy forbruksøkning. Hver trafostasjon har individuell vurdering per scenario. For å undersøke verdien av forbrukerfleksibilitet, tok utredningen utgangspunkt i trafostasjonene prognosert for å bli overbelastet innen 2040. For å beregne punktene nevnt i delkapittel 8.1 må følgende variabler defineres (utredningens verdier i parentes):

- Belastningsverdier fra en kald vinter (1.10.2020 – 15.04.2021)
- Årlig forbruksøkning (lineær årlig stigning basert på scenarioene fra KSU)
- Investeringskostnad for ny/oppgradert trafostasjon (ulik for hver trafostasjon)

- Økonomisk levetid for ny/oppgradert trafostasjon (60 år)
- Realavkastningskrav (3,5 %)

Ifølge KSU vil 12 av 56 trafostasjoner i AEN sitt område oppleve overbelastning innen 2040. Antallet ble redusert til 10 trafostasjoner med utgangspunkt i reelle belastningsverdier fra vinteren 2020/2021. Dette understreker usikkerheten som medfølger hvilke verdier man benytter som grunnlag for å prognosere fremtidig belastning. Videre var det feil i måledata på to trafostasjoner for vinteren 2020/2021. Dette resulterte i at 8 trafostasjoner ble undersøkt videre.

Verdien av å utsette investeringer viser seg å være sterkt case-avhengig. Det avhenger i hovedsak av investeringskostnaden, forbruksøkningen og forbruksmønsteret. Investeringskostnaden for ny eller oppgradert trafostasjon varierte fra 10-120 millioner kroner, og antall år med mulig investeringsutsettelse varierte fra 1-20 år. Et viktig funn er at trafostasjoner som har høy investeringskostnad, lav forbruksøkning, og lavt energiforbruk med kortvarige effekttopper, egner seg best til å utnytte forbrukerfleksibilitet. Tabell 10 viser årlig verdi av å utsette investeringer, samt perioden forbrukerfleksibilitet kan muliggjøre dette.

Verdien av å utsette investeringer er i denne utredningen utelukkende definert som kapitalkostnaden spart. Modellen og resultatene kvantifiserer dermed ikke andre momenter som vil påvirke verdien av å utsette investeringer. Det viktigste momentet som øker verdien er realopsjonen ved å utsette. Det er en stor verdi knyttet til muligheten en utsettelse gir for å få et bedre datagrunnlag. Energiforbruket kan avvike fra det man først antok. Dermed kan man foreta mer informerte investeringsavgjørelser ved å utsette. For eksempel kan man redusere sjansen for overdimensjonering eller investering i utdatert teknologi. Derfor kan man argumentere for at verdien bør være høyere enn hva som kommer frem i utredningens resultat. På den annen side er risikoen knyttet til selve driften av forbrukerfleksibilitet i praksis et argument for å redusere verdien. Enda viktigere er kanskje at dagens inntektsramme for nettselskap gir sterke insentiver til å investere i infrastruktur, fremfor å ta i bruk driftstiltak som forbrukerfleksibilitet.

Det ble utført en sensitivitetsanalyse i delkapittel 6.4 hvor den prognoserte forbruksøkningen i 2040 ble justert med $\pm 50\%$. Dette ga relativt lite endring i samlet antall år man kunne utsette investeringer, og antyder at potensielle besparelser er vesentlige selv om prognosene i scenarioene i KSU «bommer» med $\pm 50\%$. En annen variabel analysert var belastningsverdiene utredningen la til grunn fra vinteren 2020/2021. Disse ble justert med $\pm 10\%$. Ved 10 % reduksjon i

belastningsverdiene i scenario 1, så vi en betydelig reduksjon i samlet antall år forbrukerfleksibilitet kunne utsette investeringer, fra 52 til 13 år. Dette tilsier igjen at modellens resultat er svært utsatt for hvilke belastningsverdier den tar utgangspunkt i. Resultatet antyder også at dersom de kommende vintrene er milde, strømprisene fortsetter å være høye, eller en varig energieffektivisering finner sted, vil verdien og behovet for forbrukerfleksibilitet reduseres.

Utredningens resultater er vanskelig å generalisere mot andre nettselskap og andre trafostasjoner. Derimot antyder resultatene og sensitivitetsanalysen at det sannsynligvis er flere nettselskap i Norge som vil finne verdi i å utnytte forbrukerfleksibilitet for å utsette investeringer.

Strømforbruk er svært utfordrende å forutse langt frem i tid. Dette ser vi tydelig på avvikene mellom prognosert og faktisk effektbehov for vinteren 2020/2021. Å planlegge for når overbelastning vil inntreffe, samt tidspunktet når overbelastningen blir for omfattende til å kunne håndteres med forbrukerfleksibilitet, er langt mer komplisert av hva som fremkommer i utredningens resultater. Likevel gir det et bilde på mulighetene og de besparelser som potensielt kan realiseres.

8.3 Hva er forutsetningene for å realisere utsettelse av investering ved bruk av forbrukerfleksibilitet?

Den viktigste forutsetningen for å kunne realisere utsettelse av investering er at det finnes tilstrekkelig forbrukerfleksibilitet under hver trafostasjon. Kapittel 7 gjennomgår dette i detalj, og det viser seg at for flere trafostasjoner er det store effekttopper som må kuttes for å oppnå maksimalt antall år investeringsutsettelse. Den mest overbelastede timen finner sted i scenario 3 for trafostasjon 7, hvor hele 5,53 MWh/h må utkobles. Med en varmeovn som kan laststyres for å redusere effekten med 1 kW, ville det krevd 5530 varmeovner utkoblet i 1 time.

I samtaler med ansatte i Nettstrategi ble det påpekt at dersom forbrukerfleksibilitet skal vurderes som alternativ til nettinvesteringer, trenger de forutsigbarhet. Det må finnes langsiktige kontrakter som sikrer at tilstrekkelig mengde fleksibilitet vil være tilgjengelig for utkobling mange år frem i tid. For å muliggjøre dette er man avhengig av et etablert og modent fleksibilitetsmarked eller andre fleksibilitetsløsninger.

8.4 Utredningens begrensninger og forslag til videre studier

Utredningen bidrar til forskning på muligheten og verdien av å utsette investeringer i strømmettet ved bruk av forbrukerfleksibilitet. Forbrukerfleksibilitet og dets totale potensiale og bruksområde er komplekst, og kan være verdifullt i flere sammenhenger enn hva denne utredningen undersøker. Derfor er ikke denne utredningen et svar på det totale økonomiske potensiale av forbrukerfleksibilitet, men bidrar likevel til å svare på deler av det.

For å ha tilstrekkelig med tid til å validere og analysere resultatene ble prognosering av fremtidig belastning på trafostasjoner begrenset til belastningsverdier fra én vinterperiode (1.10.2020-15.04.2021). Perioden lagt til grunn hadde historisk høy belastning. Det ville bedret utredningens generaliserbarhet ved å legge til grunn belastningsmønster fra flere vinterperioder.

Det er svært sannsynlig at flere trafostasjoner enn de 8 vi har avgrenset oss til, ville ha opplevd overbelastning dersom de hadde vært inkludert i sensitivitetsanalysen. På grunn av tidsbegrensninger ble ikke sensitivitetsanalysen gjennomført på disse trafostasjonene.

Som nevnt forutsetter utredningens modell at tilstrekkelig forbrukerfleksibilitet er tilgjengelig til enhver tid. For å kunne realisere verdien av å utsette investeringer er nettselskapet avhengig av å koble ut laster i de høyest belastede timene. I realiteten er det usikkert om det vil være tilstrekkelig fleksibilitet tilgjengelig fra egnede laster selv om alle kunder under trafostasjonen deltar med forbrukerfleksibilitet. Et forslag til videre studier er dermed å kartlegge hvor mye fleksibilitet det teoretisk blir tilgjengelig under hver trafostasjon dersom alle kunder hadde deltatt i et fleksibilitetsmarked.

Verdien av å utsette investeringer i utredningen baserer seg utelukkende på kapitalkostnaden spart, og hensyntar ikke andre momenter som kan øke eller redusere verdien. Disse momentene vil være utfordrende å kvantifisere, men forslag til videre studier er å gjøre nettopp dette.

Utredningen har ikke undersøkt den årlige prisen knyttet til forbrukerfleksibilitet utover et svært forenklet eksempel i delkapittel 7.1. Etersom det ikke finnes modne markeder for kjøp av forbrukerfleksibilitet, er det utfordrende å beregne prisen på den nødvendige fleksibiliteten for å utsette investeringer. Et forslag til videre studier er å undersøke denne årlige prisen.

Bibliografi

AEN trafostasjon informant. (2022). *Aen trafostasjon informant*.

Aftenposten. (2020, juli 13). *Aftenposten mener: Ta naturavgift på alvor*.

<https://www.aftenposten.no/meninger/leder/i/wPwqk1/aftenposten-mener-ta-naturavgift-paa-alvor>

Agder Energi. (udatert-a). *Konsernstruktur | Organisasjon og ledelse | Om Agder Energi | AE.no*. Hentet 11. januar 2022, fra <https://www.ae.no/om-agder-energi/organisasjon-og-ledelse/artikkelside/>

Agder Energi. (udatert-b). *Vår virksomhet | Agder Energi Nett*. Hentet 11. januar 2022, fra <https://www.aenett.no/virksomhet/om-ae-nett/var-virksomhet/>

Agder Energi. (2019, august 27). *Hva er NorFlex? | NorFlex-prosjektet | Fornyelse | Vår virksomhet | AE.no*. <https://www.ae.no/var-virksomhet/fornyelse/norflex-prosjektet2/hva-er-norflex/>

Agder Energi. (2020). *Hovedrapport - Regional kraftsystemutredning for Agder*. www.aenett.no

Agder Energi. (2021a, oktober). *Utviklingen | NorFlex-prosjektet* .

Agder Energi. (2021b, oktober 28). *Utviklingen | NorFlex-prosjektet* . <https://www.ae.no/var-virksomhet/fornyelse/norflex-prosjektet2/utviklingen/>

Agder Energi. (2022a). *Optimaliserer strømmettet med over 1 500 elbilladere | Aktuelt fra prosjektet | NorFlex-prosjektet | Fornyelse | Vår virksomhet | AE.no*. <https://www.ae.no/var-virksomhet/fornyelse/norflex-prosjektet2/aktuelt-fra-prosjektet/optimaliserer-stromnettet-med-over-1-500-elbilladere/>

Agder Energi. (2022b, mars 24). *Glencore Nikkelverk deltar i innovativt Agder Energi prosjekt | Aktuelt fra prosjektet | NorFlex-prosjektet | Fornyelse | Vår virksomhet | AE.no*. <https://www.ae.no/var-virksomhet/fornyelse/norflex-prosjektet2/aktuelt-fra-prosjektet/glencore-nikkelverk-deltar-i-innovativt-agder-energi-prosjekt/>

Amrita, A. A. N., Ariastina, W. G., & Manuaba, I. B. G. (2018). Study of Transformer Lifetime Due to Loading Process on 20 KV Distribution Line. *Journal of Electrical, Electronics and*

- Informatics*, 2(2), 25. <https://doi.org/10.24843/jeei.2018.v02.i02.p01>
- Andresen, M. E. (2021, desember 20). *elastisitet – økonomi – Store norske leksikon*.
https://snl.no/elastisitet_-_ekonomi
- Baretto, S., & Eide, Ø. (2018). *Forbrukerfleksibilitet : Et alternativ til nettinvesteringer ?*
- Berglund, F., & Lam, J. (2020). *Lagringsteknologier for fleksibilitet i energisystemet* (Nummer november).
- Bjørndalen, J., Bye Løken, I., Landro Berntsen, C., Bjørkli, R. B., Gimmestad, I., & Sletten, K. (2020). *Fra brettet til det smarte nettet Ansvar for driftskoordinering i kraftsystemet*.
- Bjørnenak, T. (2019). *Strategiske Lønnsomhetsanalyser*. Fagbokforlaget.
- BKK Nett. (udatert). *Strømmens reise | BKK Nett*. Hentet 27. januar 2022, fra
<https://nett.bkk.no/artikkel/7f59a21f-cdbd-454e-a5c0-d13173cb6bd4>
- Bredesen, I. (2019). *Investering og finansiering*. Gyldendal.
<https://www.gyldendal.no/faglitteratur/oekonomi-og-administrasjon/samfunnsøkonomi/bedriftsøkonomi-og-regnskap/investering-og-finansiering/p-10024448-no/>
- Buggeland, S. A., & Hattrem, H. (2021, desember 20). *1,4 millioner får utsatt ny nettleieordning: – Ulempe for kundene – VG*.
<https://www.vg.no/nyheter/innenriks/i/g6ypxq/14-millioner-faar-utsatt-ny-nettleieordning-ulempe-for-kundene>
- Busch, T. (2013). *Akademisk skriving for bachelor- og masterstudenter*. Fagbokforlaget.
- Chapman, S. J. (2005). *Electric Machinery Fundamentals (4th Edition) - Stephen J. Chapman*. McGraw-Hill Higher Education.
- Dahlum, S. (2021, mars 9). *validitet*. <https://snl.no/validitet>
- Damodaran, A. (2012). *Investment Valuation: Tools and Techniques for Determining the Value of Any Asset, 3rd Edition | Wiley*. <https://www.wiley.com/en-us/Investment+Valuation%3A+Tools+and+Techniques+for+Determining+the+Value+of+Any+Asset%2C+3rd+Edition-p-9781118011522>

- David Bach, K. M. H. (2021). *Kulden førte til rekordhøyt strømforbruk i dag tidlig – E24*.
<https://e24.no/olje-og-energi/i/jBKmv9/kulden-foerte-til-rekordhoeyt-stroemforbruk-i-dag-tidlig>
- Energi Norge. (2021, april 21). *Nye vilkår for tilknytning legger til rette for elektrifisering*.
<https://www.energinorge.no/nyheter/2021/nye-vilkar-for-tilknytning-av-forbruk-legger-til-rette-for-elektrifisering/>
- Energifakta Norge. (2019a, april 8). *Forsyningssikkerhet - Energifakta Norge*.
<https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/forsyningssikkerhet/>
- Energifakta Norge. (2019b, april 10). *Strømnettet - Energifakta Norge*.
<https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftnett/>
- EnergiNorge. (udatert). *Transmisjonstariff - fleksibel tariff (UKT)*. Hentet 25. mars 2022, fra
<https://www.energinorge.no/publikasjoner/dokument/posisjonsflak---transmisjonstariff/>
- Enfo. (2021). *Balanser nettet og tjen penger i mFRR markedet Hvorfor skal din*.
<https://enfo.no/wp-content/uploads/2021/12/mFRR-flyer.pdf>
- ENTSO-E. (udatert). *AC Power Transformers (with Tap Changer)*. Hentet 30. mai 2022, fra
<https://www.entsoe.eu/Technopedia/techsheets/ac-power-transformers-with-tap-changer>
- Forskrift om kontroll av nettvirksomhet. (1999). *Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffen - Lovdata*.
<https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/1999-03-11-302>
- Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet. (2004, desember 10). *Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet - Lovdata*. <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2004-11-30-1557>
- Gårseth-Nesbakk, L. (2022). *sammenstillingsprinsippet – Store norske leksikon*.
<https://snl.no/sammenstillingsprinsippet>
- Glitre Energi. (udatert-a). *Fusjonsprosess Glitre Energi og Agder Energi - glitreenergi-konsern.no*. Hentet 4. februar 2022, fra <https://www.glitreenergi.no/konsern/fusjonsprosess/>
- Glitre Energi. (udatert-b). *Smart nettleie • Glitre Energi Nett AS*. Hentet 18. januar 2022, fra

<https://www.glitreenergi-nett.no/smart-nettleie/>

Haukeli, I. E., Ueland, I., Birkelund, H., Arnesen, F., Hole, J., Spilde, D., Jelsness, S., Aulie, F. H., & Oldani, S. (2021). *LANGSIKTIG KRAFTMARKEDSANALYSE* (Bd. 29). www.nve.no

Hofstad, K. (2019, august 30). *voltampere – Store norske leksikon*. <https://snl.no/voltampere>

Holstad, M., & Pettersen, F. E. L. (2011). Hvordan reagerer strømforbruket i alminnelig forsyning på endringer i spotpris? *Økonomiske Analyser*, 2, 27–31.

http://www.ssb.no/a/publikasjoner/pdf/rapp_201115/rapp_201115.pdf

Horne, H., Roos, A., Magnussen, I. H., Buvik, M., & Langseth, B. (2020). *Norge har et betydelig potensial for forbrukerfleksibilitet i sektorene bygg, transport og industri (NVE Fakta Nr. 7/2020)* (Nummer 7). https://publikasjoner.nve.no/faktaark/2020/faktaark2020_07.pdf

Jacobsen, D. I. (2015). *Hvordan gjennomføre undersøkelser?*

Keulenaer, H. De, Chapman, D., Fassbinder, S., & Mcdermott, M. (2001). *Energy-Efficient Electricity Distribution Transformers Energy-Efficient Electricity Distribution Transformers*. http://www.cired.net/publications/cired2001/4_27.pdf

Kraft ABB. (2017). *ABB Kraft Oljefylte fordelingstransformatorer*. 1–72.

Kringstad, A., Holmefjord, V., & Aarstad, J. (2018). *Fleksibilitet i det nordiske kraftmarkedet*.

KSU - Grunnlagsrapport. (2020). *KSU - Grunnlagsrapport*.

Lang, B., Dolan, R., Kemper, J., & Northey, G. (2021). Prosumers in times of crisis: definition, archetypes and implications. *Journal of Service Management*, 32(2), 176–189.

<https://doi.org/10.1108/JOSM-05-2020-0155>

Lislebø, O., RenéeNaper, L., Havskjold, M., & Bakken, E. (2012). *Nettplan Stor-Oslo: Alternativer til nettinvesteringer*. <https://www.statnett.no/globalassets/her-er-vare-prosjekter/region-ost/nettplan-stor-oslo/alternativer-til-nettinvesteringer-2011.pdf>

Longva, K. (1999). *Fordelingstransformatorer og levetid*.

Lorvik, N., & Solli, M. (2021). *Strøm, Nettleie | Prisene er klare: Så dyr blir nettleien for nesten én million nordmenn*. <https://www.nettavisen.no/okonomi/prisene-er-klare-sa-dyr-blir->

nettleien-for-nesten-n-million-nordmenn/s/12-95-3424213734

NDLA. (2017, oktober 11). *Primære og sekundære datakilder*.

<https://ndla.no/nb/subject:1:433559e2-5bf4-4ba1-a592-24fa4057ec01/topic:2:183191/topic:2:105795/resource:1:93370>

nodesmarket. (2022). *NorFlex - NODES*. <https://nodesmarket.com/norflex/>

Norsk elbilforening. (udatert). *Normallading*. Hentet 1. juni 2022, fra <https://elbil.no/lade/lade-elbilen-pa-farta/normallading/>

Norwegian Ministry of Petroleum and Energy. (2021). *Energi til arbeid – langsiktig verdiskaping fra norske energiresurser.pdf*.

<https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/meld.-st.-36-20202021/id2860081/>

NVE. (udatert). *Om reguleringen av strømnetselskapenes inntekter*. Hentet 10. mai 2022, fra <https://www.nve.no/media/8368/om-reguleringen-av-strømnetselskapenes-inntekter.pdf>

NVE. (2019, februar 15). *Nettleie for forbruk - NVE*.

<https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/nettleie/nettleie-for-forbruk/>

NVE. (2020). *RME HØRINGS-DOKUMENT - Endringer i nettleiestrukturen*.

www.reguleringsmyndigheten.no

NVE. (2021a, juni 16). *Tilknytning av produksjon med vilkår - NVE*.

<https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/nettilknytning/tilknytning/tilknytning-av-produksjon-med-vilkar/>

NVE. (2021b, juni 27). *Anleggsbidrag - NVE*.

<https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/anleggsbidrag/>

NVE. (2021c, juni 28). *Kraftsystemutredninger - NVE*.

<https://www.nve.no/energi/energisystem/nett/kraftsystemutredninger/>

NVE. (2021d, desember 2). *Smarte strømmålere (AMS) - NVE*.

<https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/kunde/strom/stromkunde/smar-te-strommalere-ams/>

- NVE. (2021e). *Om reguleringen av strømnetselskapenes inntekter Nr. 1/2021*.
<https://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/3a569609-2421-4535-8e78-08d956e63ee0/202119109/3425688>
- NVE. (2022, februar 3). *Referanserenten*.
<https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/økonomisk-regulering-av-nettselskap/om-den-okonomiske-reguleringen/referanserenten/>
- O’leary, Z. (2017). *The Essential Guide to Doing Your Research Project* (3. utg.). Sage.
- Odd Richard Valmot. (2022, februar 19). *Høye strømpriser stopper ikke norsk batteriproduksjon*.
<https://www.tu.no/artikler/hoye-strompriser-stopper-ikke-norsk-batteriproduksjon/517436>
- OED. (2021). *Energi til arbeid – langsiktig verdiskaping fra norske energiresurser*. 36.
- Regjeringen. (udatert). *Overføringsnettet*. Hentet 25. mars 2022, fra
https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/oed/pdf_filer/faktaheftet/evfakta08/evfakta08_kap06_no.pdf
- Regjeringen. (2021, oktober 12). *Strømforsyning og strømnettet - regjeringen.no*.
<https://www.regjeringen.no/no/tema/energi/stromnettet/stromforsyning-og-stromnettet/id2353792/>
- Regjeringen. (2022a, januar 26). *Syv spørsmål og svar om strømprisen*.
<https://www.regjeringen.no/no/tema/energi/stromnettet/syv-sporsmal-og-svar-om-stromprisen/id2873517/>
- Regjeringen. (2022b, mai 6). *Justerer innføringen av ny nettleiemodell - regjeringen.no*.
<https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/justerer-innforingen-av-ny-nettleiemodell/id2911788/>
- Riibe, S., & Weyergang-Nielsen, H. (2010). *Kraftoverføringens kulturminner*.
- Rosvold, K. A. (2019a, januar 21). *transformatorstasjon – Store norske leksikon*.
<https://snl.no/transformatorstasjon>
- Rosvold, K. A. (2019b, september 23). *nettselskap – Store norske leksikon*.
<https://snl.no/nettselskap>

- Rosvold, K. A. (2021). *overføringsnett – Store norske leksikon*. <https://snl.no/overføringsnett>
- Rosvold, K. A. (2022, januar 7). *transmisjonsnettet – Store norske leksikon*.
<https://snl.no/transmisjonsnettet>
- Rune Verlo, K., Araberg Fladen, B., Annhild, M., & Sira, U. (2020). *Oppsummering av høring og anbefaling til endringer i nettleiestrukturen Reguleringsmyndigheten for energi-RME*.
www.nve.no
- Sættem, J. (2022, mars 18). *Vil ha omkamp om makspris på strøm – Konkurransetilsynet advarer – NRK Norge – Oversikt over nyheter fra ulike deler av landet*.
<https://www.nrk.no/norge/vil-ha-omkamp-om-makspris-pa-strom--konkurransetilsynet-advarer-1.15893943>
- Sekaran, U. (2003). *Research Methods for Business: A Skill-Building Approach*. John Wiley & Sons.
- Smart Energy Demand Coalition. (2016). *Explicit and Implicit Demand-Side Flexibility Complementary Approaches for an Efficient Energy System*. www.smartenergydemand.eu
- Sneve, T. M. (2005). *Aldersfordeling for komponenter i kraftsystemet*.
- SSB. (2012). *Utviklingen i strømforbruket, prisfølsomheten og strømmarkedet*. www.ssb.no
- SSB. (2014, juli 14). *Energibruk i husholdningene*. <https://www.ssb.no/energi-og-industri/statistikker/husenergi/hvert-3-aar/2014-07-14>
- Statnett. (2016). *Dagens løsninger i systemdriften*. <https://www.statnett.no/globalassets/foraktorer-i-kraftsystemet/systemansvaret/om-systemansvaret/dagens-losninger-i-systemdriften-2016.pdf>
- Statnett. (2021a). *Results from the eFleks pilot in the mFRR-market 2019/2020 - Distributed balancing of the power grid. February, 1–48*.
- Statnett. (2021b, februar 25). *eFleks - Sikrer strømforsyningen med bidrag fra elbiler, panelovner og ventilasjonsanlegg | Statnett*. <https://www.statnett.no/om-statnett/nyheter-og-pressemedlinger/nyhetsarkiv-2021/sikrer-stromforsyningen-med-bidrag-fra-elbiler-panelovner-og-ventilasjonsanlegg/>

- Statnett. (2022a). *Framtidig prisfølsomhet til sluttbrukerne*.
https://www.statnett.no/contentassets/deb90f27658e4d6eb473dabb508983b8/ifleks_sluttrapport-4.pdf
- Statnett. (2022b, januar 6). *Det eksepsjonelle kraftåret 2021 | Statnett*.
<https://www.statnett.no/om-statnett/nyheter-og-pressemeldinger/nyhetsarkiv-2022/det-eksepsjonelle-kraftaret-2021/>
- Stea, H., & Våge, J. (2021). *Tiltak for håndtering av spenningsavvik : Kan fleksibilitet løse problemet ?*
- Strøm, Ø. (2017). *Foretaksfinans*. universistetsforlaget.no.
<https://www.akademika.no/foretaksfinans/strom-oystein/9788215029535>
- Svartedal, F. (2020, april 3). *reliabilitet – Store norske leksikon*. <https://snl.no/reliabilitet>
- Tesla. (udatert). *Supercharger*. Hentet 2. juni 2022, fra <https://www.tesla.com/supercharger>
- THEMA Consulting. (2016). *Teoretisk tilnaerming til en markedsløsning for lokal fleksibilitet*.
www.nve.no
- USEF. (2021). *USEF Foundation – Usef Energy*. <https://www.usef.energy/usef-foundation/>
- Veen, A. van der, Laan, M. van der, Heer, H. de, Klaassen, E., & Reek, W. van den. (2018). *Flexibility Value Chain*.
- Vennemo, H., Erlandsen, A., Grorud, C., & Skjelvik, J. (2017). *Flexible demand for electricity and power: Barriers and opportunities For Nordic Energy Research*. www.vista-analyse.no
- Vidar Udjus. (2022, mai 20). «Det er helt vilt!»
<https://www.fvn.no/mening/kommentar/i/34872M/det-er-helt-vilt>
- Viseth, E. S. (2021a). *Ny nettleie: Hvordan styre effektforbruket? - Tu.no*.
<https://www.tu.no/artikler/ny-nettleie-hvordan-styre-effektforbruket/515299>
- Viseth, E. S. (2021b, november 12). *Slik blir den nye nettleia: Pris-grenser på 5 og 10 kW - Tu.no*. Tu.no. <https://www.tu.no/artikler/slik-blir-den-nye-nettleia-pris-grenser-pa-5-og-10-kw/514897>

- Walling, R., & Bruce, S. (2007). DISTRIBUTION TRANSFORMER THERMAL BEHAVIOR AND AGING IN LOCAL-DELIVERY DISTRIBUTION SYSTEMS. *CIRE*D, 21–24.
https://web.archive.org/web/20140512214930/http://www.gepower.com.cindmz.gecompany.com/prod_serv/plants_td/en/downloads/cired_dist_transformer.pdf
- Waluyo, W., Saodah, S., & Rohana. (2018). Investigation of transformer losses and temperature rise. *EEA - Electrotehnica, Electronica, Automatica*, 66, 37–44.
- Wang Høiem, K., Mathiesen, V., Bakken Sperstad, I., & Sæle, H. (2021). Mulighetsstudie Bruk av fleksibilitet i nettselskap. *Cineldi*, 1–49.
- Wiig, L., & Waage, T. (2009). *Kapitalkostnader i strømnnettbransjen*.