

Markus Andersen, Christoffer Kanck Ripegutu og
Live Kristine Bartnes Skott-Myhre

Flaskehalshåndtering i kraftsystemet med fleksibilitet som virkemiddel

Bacheloroppgave i ingeniørfag, fornybar energi

Veileder: Kristian Myklebust Lien

Medveileder: Atle Ripegutu

Mai 2022

Markus Andersen, Christoffer Kanck Ripegututu og Live
Kristine Bartnes Skott-Myhre

Flaskehalshåndtering i kraftsystemet med fleksibilitet som virkemiddel

Bacheloroppgave i ingeniørfag, fornybar energi
Veileder: Kristian Myklebust Lien
Medveileder: Atle Ripegututu
Mai 2022

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet
Fakultet for ingeniørvitenskap
Institutt for energi- og prosessteknikk



Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet
Fakultet for ingeniørvitenskap
Institutt for energi- og prosesssteknikk
Fornybar energi, ingeniør, bachelor

INSTITUTT FOR ENERGI- OG PROSESSTEKNIKK

FENT2900 - BACHELOROPPGAVE FORNYBAR ENERGI

Flaskehalshåndtering i kraftsystemet med fleksibilitet som virkemiddel

Forfatter:

Markus Andersen, Christoffer Kanck Ripegutu og Live Kristine Bartnes
Skott-Myhre

Mai, 2022

Bacheloroppgave

Oppgavens tittel: Flaskehalshåndtering i kraftsystemet med fleksibilitet som virkemiddel Project title: Handling of Bottlenecks in the Power System With Flexibility as a Tool	Gitt dato: 29. november 2021
	Innlevingsdato: 20. mai 2022
	Antall sider/bilag: 68/1
Gruppedeltakere: Markus Andersen Christoffer Kanck Ripegut Live Kristine Bartnes Skott-Myhre	Veileder: Kristian Myklebust Lien kristian.m.lien@ntnu.no 924 16 942
Studieretning: Ingeniørfag fornybar energi	Prosjektnummer: 22BIFOREN-004 / FENT2900
Oppdragsgiver: Agder Energi Nett AS	Kontaktperson hos oppdragsgiver: Atle Ripegut atlip@ae.no 908 50 072

Fritt tilgjengelig Tilgjengelig etter avtale med oppdragsgiver Rapporten frigitt etter 
Markus Andersen
Christoffer K Ripegut
Live K B Skott-Myhre

Forord

Dette er en bacheloroppgave i faget *FENT2900 Bacheloroppgave Fornybar Energi*. Oppgaven utgjør 20 studiepoeng, og avslutter det treårige bachelorstudiet *Ingeniørfag fornybar energi*. Studiet ble gjennomført ved Institutt for energi- og prosesssteknikk ved Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet i Trondheim. Dette har vært et gruppeprosjekt mellom tre studenter.

Den økte belastningen på kraftnettet fører til at det oftere oppstår flaskehals. Nye teknologiske løsninger gjør det mulig å utforske fleksibilitet til å forebygge og håndtere slike flaskehalssituasjoner bedre, både nå, og i fremtiden.

Gruppen vil rette en stor takk til vår eksterne veileder Atle Ripegut, som er avdelingsleder for prosesskontroll i Agder Energi Nett (AEN). Videre vil gruppen rette en stor takk til intern veileder Professor Kristian Myklebust Lien ved institutt for energi- og prosesssteknikk. En takk rettes deretter til resten av teamet i AEN som jobbet med NorFlex prosjektet Demo Agder, bestående av Henning Stea, Mads Alfer og Kristoffer Sletten. I tillegg vil gruppen takke bidragsyterne i NODES, ved Daniel Stølsbotn og Hallstein Hagen, samt Morrow Batteries ved Asbjørn Hilde. Vi ønsker også å takke Tibber, Statnett og Glencore Nikkelverk. Til slutt vil vi takke Aage Bartnes for gode råd og veiledning.

Sammendrag

Det grønne skiftet fører til en økende elektrifisering av samfunnet. Et større forbruk av elektrisitet fører til en økt belastning på nettet. Denne raske utviklingen kombinert med et aldrende nett, som har en for lav dimensjonert kapasitet, skaper flaskehals og andre utfordrende driftssituasjoner. Dermed kan det være nødvendig med nye virkemidler for å håndtere kraftbehovet i fremtidens strømmnett. I bacheloroppgaven utforskes det om utnyttelse av tilgjengelig kapasitet i nettet, i form av fleksibilitet, kan være et av de nye virkemidlene.

Hensikten med rapporten er å diskutere de ulike virkemidlene, før de rangeres basert på en flaskehalssituasjon. Først blir det diskutert hvorvidt det nye virkemiddelet, fleksibilitet, kan bidra i drift av et flaskehalsområdet. Deretter blir fleksibilitet satt opp mot utkoblbare kunder og omkoblinger, som er virkemidlene et nettselskap har for tilsvarende situasjoner. Resultatene i rapporten blir presentert i form av en handlingsplan, hvor de ulike virkemidlene rangeres basert på en flaskehalssituasjon i Kristiansand.

Handlingsplanen er basert på pilotprosjektet NorFlex Demo Agder, hvor Agder Energi Nett testet ut fleksibilitet i sin operative drift. I prosjektet ble handel av fleksibilitet på en markeds plass benyttet som et virkemiddel på lik linje med de allerede eksisterende virkemidlene. Hensikten med Demo Agder var å bruke fleksibilitet i et scenario hvor det var behov for ekstra virkemidler for å opprettholde driften. Underveis i prosjektet oppstod det et havari på en transformator som skapte en flaskehals inn mot Kristiansand, hvor nettselskapet kunne teste fleksibilitet i sin faktiske operative drift.

For å undersøke om fleksibilitet kunne benyttes under operativ drift, måtte markedet i Demo Agder stimuleres for å oppnå et betydelig volum. Det gjør at prosjektet til en viss grad er preget av at det er en demonstrasjon, hvor kunstige markedskrefter har påvirket deler av handelen. Dermed må ikke resultatene fra Demo Agder benyttet som en nøyaktig gjenspeiling, men som en god antydning til hvordan handel av fleksibilitet ville sett ut. Prosjektet er testet ut så nært realiteten som AEN mener er mulig.

Resultatene fra Demo Agder skal vise i hvilken grad fleksibilitet kan benyttes under drift av utfordrende situasjoner på strømmettet. I tillegg til nytten av de resterende virkemidlene benyttet av AEN.

Resultatet viser at omkoblinger av forsyningsveien til Elkem og, produksjonen i Steinsfoss, er de mest effektive virkemidlene for å håndtere flaskehals. Det er fordi omkoblingene flytter mest last av alle virkemidlene, i tillegg til at det er billig og tilgjengelig.

Utkoblbare kunder har muligheten til å tilby en betydelig mengde kapasitet, men usikkerheten rundt tilgjengeligheten av de fleksible kildene gjør virkemiddelet mindre nyttig enn omkoblinger. Handel av fleksibilitet på en markeds plass kan ikke utkonkurrere de andre virkemidlene nettselskapet har for flaskehalshåndtering per dags dato. Det er i hovedsak grunnet mangel av volum, utfordringer med leveringssikkerhet, og ulike krav om hviletid for fleksibilitetskildene. Det kan likevel fungere som et av flere virkemidler under operativ drift, og kan bidra til å redusere behovet for investeringer i kraftnettet. Omkoblinger i lavspentnettet er det siste anbefalte virkemiddelet å bruke, ettersom det innebærer en høy risiko for feilkoblinger, sett opp mot den potensielle gevinsten.

Virkemiddelet systemvern er utelukkende tilgjengelig for TSO per dags dato. Det ble ikke testet av DSO under Demo Agder, men det er mulig at dette er et virkemiddel som kan være relevant å innføre i deres nett i fremtiden.

Summary

The green transition leads to an increase in the electrification of the society. The increase in consumption of electricity, leads to an increase in the grid load. This rapid development combined with an aging grid, which has a too low capacity, creates bottlenecks and other challenging situations. This makes it likely to be necessary with new tools to deal with the power demand in near future. The bachelor thesis explores whether the utilisation of available capacity in the network, in the form of flexibility, can be one of the new tools.

The purpose of the report is to discuss the various instruments, before they are ranked based on a bottleneck situation. First it is discussed whether the new tool, flexibility, can contribute to the handling of a bottleneck area. Flexibility is then compared to interruptible customers, and change of the operating power systems, which are the tools a network company already has available for similar situations. The results in the report are presented in the form of a ranked recommended list, where the various tools are ranked based on a bottleneck situation in Kristiansand.

The ranked list is based on the pilot project NorFlex Demo Agder, where Agder Energi Nett tested flexibility in their daily operations. In the project, trading of flexibility in a marketplace was used as a tool on the same level as the already existing tools. The purpose of Demo Agder was to use flexibility in a scenario where extra tools were needed to maintain daily operations. During the project, a breakdown occurred on a transformer that created a bottleneck in towards Kristiansand. This situation made it possible for the grid company to test flexibility in their actual operations.

To investigate whether flexibility could be used during daily operations, the market in Demo Agder had to be stimulated to achieve a significant volume. The project is to a certain extent characterised by the fact that it is a demonstration, where artificial market forces have affected parts of the trade. Therefore the results from Demo Agder must not be used as an accurate reflection, but as a good indication of what trading of flexibility would look like. The project has been tested as close to reality as AEN believes is possible.

The results from Demo Agder will show the extent to which flexibility can be used during the handling of challenging situations in the power grid. This is in addition to the usefulness of the remaining tools used by AEN.

The results show that change of the operating power systems in the supply route to Elkem and, production in Steinsfoss, are the most effective tools for dealing with bottlenecks. This is because they move the most load of all the tools, in addition to being cheap and accessible.

Interruptible customers have the opportunity to offer a significant amount of capacity, but the uncertainties surrounding the availability of the flexible sources, makes the tool less useful than changing the operating power systems. As of today trading of flexibility on a marketplace cannot outperform the other instruments the network company has for bottleneck management. This is mainly due to a lack of volume, challenges with security of delivery, and various requirements for resting time required by the various flexibility sources. However it can function as one of several tools during daily operations, and can help reduce the necessity of investments in the power grid. Change of operating power systems in the low-voltage grid is the last recommended tool to use, because it involves a high risk of disconnection, compared to the potential gain.

A tool called system protection, is currently only available for the TSO. It was not tested by the DSO during Demo Agder, but it is possible that it could be a tool that can be relevant to implement in their grid in the future.

Innhold

Forord	ii
Sammendrag	iii
Summary	v
Forkortelser	ix
Begrepsforklaringer	x
Liste over figurer	xi
Liste over tabeller	xiii
1 Innledning	1
2 Metode	3
2.1 Skala for vurdering	4
2.2 Handlingsplan	5
3 Dagens kraftsystem	6
3.1 N-1-kriteriet	7
3.1.1 Moderne N-1	8
3.2 Kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke-levert energi	8
3.3 Regulerkraftmarkedet	9
3.4 Distribusjons- og transmisjons system operatør	11
3.5 Inn mot driftstimen	12
4 Fleksibilitet i nettet	14
4.1 Effekttopper	15
4.2 Tilgjengelig fleksibilitet	17
4.2.1 Innlemming av aggregatorer i nettet	18
4.3 NorFlex prosjektet - Demo Agder	20
4.3.1 Verktøy	22
4.3.2 Gjennomføring	23
4.3.3 Resultater	27
4.3.4 Videreføring	28
5 Prissetting av fleksibilitet	29
5.1 Anbud fra nettselskapet	29
5.2 Øvre betalingsvillighet	29
5.3 Bakgrunn for pris	30
5.4 Prisforskjell LongFlex og ShortFlex	32
5.5 Baseline	34
5.6 Hviletid og varighet av aggregatorer	35
6 Virkemidler for flaskehalshåndteringer	37
6.1 Omkoblinger	38

6.1.1	Omkoblinger i nettet	38
6.1.2	Omkoblinger i nettet - Demo Agder	40
6.1.3	Omkobling av produksjon	42
6.1.4	Omkoblinger av produksjon - Demo Agder	42
6.1.5	Resultater fra omkoblinger - Demo Agder	43
6.2	Utkoblbare kunder	44
6.2.1	Utkoblbare tariffkunder	44
6.2.2	Utkoblbare tariffkunder - Demo Agder	45
6.2.3	Kunder på vilkår	46
6.2.4	Kunde på vilkår - Demo Agder	46
6.2.5	Resultater fra utkoblbare kunder - Demo Agder	47
6.3	Handel i markedsplassen for fleksibilitet	47
6.3.1	Markedsplass for fleksibilitet - Demo Agder	49
6.3.2	Resultater fra handel i markedsplassen - Demo Agder	49
6.4	Systemvern	54
7	Diskusjon	55
7.1	Omkoblinger	55
7.1.1	Omkoblinger i nettet	55
7.1.2	Omkobling av produksjon	56
7.2	Utkoblbare kunder	56
7.2.1	Utkoblbare tariffkunder	56
7.2.2	Kunder på vilkår	58
7.3	Handel av fleksibilitet på markedsplass	59
7.3.1	Potensialet for fleksibilitet	59
7.3.2	Tilgjengelighet og hviletid	60
7.3.3	Leveringssikkerhet	61
7.3.4	Tilgjengelighetspris og opsjonspremie	61
7.4	Rangering i T-11 havari	62
7.4.1	1. Virkemiddel: Omkobling av Elkem sin forsyning	62
7.4.2	2. Virkemiddel: Omkobling av produksjon i Steinsfoss	63
7.4.3	3. Virkemiddel: Omkobling av kunder	63
7.4.4	4. Virkemiddel: Handel av fleksibilitet	64
7.4.5	5. Virkemiddel: Omkoblinger i 11 kV og 22 kV nettet	64
7.5	Samhandling mellom TSO og DSO	65
8	Konklusjon	67
	Vedlegg	69
A	Informasjon om bidragsyterne	69
A.1	Agder Energi Nett	69
A.2	NODES	69
A.3	Statnett	69
A.4	Morrow Batteries	69
B	Beregninger for Aggregator X	69

Forkortelser

AE	Agder Energi
AEN	Agder Energi Nett
aFRR	Automatic Fast Frequency Reserves
AMS	Avanserte Måle- og Styringssystemer
BRP	Balanseansvarlig
CEP	Clean Energy Package
DSO	Distribusjons system operatør
FCR	Frequency Containment Reserves
Fleks	Fleksibilitet
FN	De forente nasjoner
h	Time
Hz	Hertz
IKT	Informasjons- og kommunikasjonsteknologi
KRS	Kristiansand
KWh	Kilowatttime
mFRR	Manual Frequency Restoration Reserve
MW	Megawatt
MWh	Megawatttime
NOK	Norske kroner
NVE	Norges vassdrags- og energidirektorat
RK	Regulerkraftmarked
RKOM	Regulerkraftopsjonsmarked
RKSU	Regional kraftsystemutredning
RME	Reguleringsmyndigheten
SSB	Statistisk sentralbyrå
TSO	Transmisjons system operatør

Begrepsforklaringer

Agder Energi	Et energiselskap. De er Norges fjerde største energiprodusent og eies av 30 kommuner i Agder, samt Statkraft.
Agder Energi Nett	Nettselskapet i Agder. De er ansvarlige for den operative driften av kraftnettet i Agder.
Demo Agder	Pilotprosjektet er et underprosjekt i NorFlex, hvor blant annet Agder Energi, NODES og Statnett tester ut bruk av fleksibilitet som et virkemiddel for drift av nettet i Agder.
Gridtools	Et verktøy utviklet for å handle fleksibilitet i NODES automatisk, basert på belastning i nettet.
NorFlex	Prosjekt med mål om å utvikle fremtidens strømmnett ved å legge til rette for et mer fleksibelt strømforbruk.
NODES	Et selskap som har utviklet en uavhengig markedsplass for handel av fleksibilitet.
Smarthusteknologi	Elektronikk som arbeider sammen og automatisk utfører oppgaver i en bolig.

Liste over figurer

Figur 2.1	Figuren viser et eksempel på en handlingsplan ved overlast.	5
Figur 3.1	Figuren viser de tre ulike nivåene strømmettet i Norge er delt opp i. [10] .	6
Figur 3.2	Figuren viser en forenklet skisse av hvordan driftsdøgnet ser ut med kraftbalansering og frekvenshåndtering for Statnett.	11
Figur 3.3	Figuren viser hvilke oppgaver AE har som DSO i den regionale systemdriften med ulike tidsperspektiv. [A. Ripegut, AEN, Personlig kommunikasjon, 2022]	12
Figur 3.4	Figuren viser fristen AEN har for å benytte seg av ulike virkemidler inn mot driftstimen.	13
Figur 4.1	Figuren viser dagens verdikjede for handel av kapasitet i RK. [H. Hagen, NODES, Personlig kommunikasjon, 2022]	14
Figur 4.2	Figuren viser hvordan fleksibilitet kan benyttes til å kutte effekttopper, og hvordan det kan fordele det totale energiforbruket over resten av driftsdøgnet.	15
Figur 4.3	Figuren viser tre ulike scenarier for hvordan effektbelastning i Agder kan se ut, basert på ønsket tilkoblingen av industri frem til 2040.[A. Ripegut, AEN, Personlig kommunikasjon, 2022]	17
Figur 4.4	Figuren viser en oversikt over hvilken rolle de ulike aktørene har i NODES sin markeds plass. [32]	21
Figur 4.5	Figuren viser et bilde av markeds plassen til NODES. Hver rad symboliserer et bud fra en aggregator. [H. Hagen, NODES, Personlig kommunikasjon, 2022]	22
Figur 4.6	Figuren viser et bilde av Gridtools med lastprognose og handlet fleksibilitet under Demo Agder. [H. Stea, AEN, Personlig kommunikasjon, 2022]	23
Figur 4.7	Bildet viser en del av transporten av den 120 tonn tunge lasten med den havarete T-11.	25
Figur 5.1	Figuren viser de faktorene som påvirker prissetting av fleksibilitet.	31
Figur 5.2	Figuren viser to aggregatorer som tilbyr lik kapasitet, men som oppnår ulik fortjeneste dersom de blir aktivert.	32
Figur 5.3	Figuren viser baseline ved uendret energiforbruk	34
Figur 5.4	Figuren viser baseline ved økt energiforbruk	34
Figur 5.5	Figuren viser baseline ved redusert energiforbruk	34
Figur 5.6	Figuren viser baseline ved variabelt energiforbruk	34
Figur 6.1	Figuren viser fristen AEN hadde for å benytte seg av ulike virkemidler inn mot driftstimen under NorFlex Demo Agder.	37
Figur 6.2	Figuren viser en skisse av koblingsbildet til de ulike spenningsnivåene, samt hvordan de er koblet sammen. [A. Ripegut, AEN, Personlig kommunikasjon, 2022]	39
Figur 6.3	Figuren viser et bilde av hvordan omkoblingene ble gjennomført i Kristiansand under testdagen 1. desember 2021.	41
Figur 6.4	Figuren viser en skisse av verdikjeden for fleksibilitet, inkludert en markeds plass for handel. [H. Hagen, NODES, Personlig kommunikasjon, 2022]	48
Figur 6.5	Figuren viser hvor mye fleksibilitet i MWh som ble handlet av aggregatorene i Kristiansandsområdet i de syv siste månedene av Demo Agder.	50

Figur 6.6	Figuren viser de høyeste volumene frigjort energi per time i Demo Agder [MWh].	52
Figur 6.7	Figuren viser et bilde av effektkurven fra den første utkoblingen av Aggregator X, 26. Jan 2022.	53
Figur 7.1	Figuren viser utviklingstrenden for volumet på budene til Aggregator 2 i Kristiansandsområdet i de syv siste månedene av Demo Agder [MWh].	59
Figur 7.2	Figuren viser en rangering av virkemidlene fra Demo Agder ved havari av T-11 og flaskehalssituasjon inn mot Kristiansand Sentrum.	65

Liste over tabeller

Tabell 2.1	Tabellen viser vurderingsskalaen benyttet i kapittel 7 og 8, samt pro-sentsatsen som følger med ved bruk av vurderingsbeskrivelsen.	4
Tabell 5.1	Tabellen viser varighetsfaktoren som blir benyttet ved beregning av ut-betaling i LongFLex.	36
Tabell 5.2	Tabellen viser hviletidsfaktoren som blir benyttet ved beregning av ut-betaling i LongFLex.	36
Tabell 6.1	Tabellen viser resultater fra omkoblingene under testdagen 1. desember.	44
Tabell 6.2	Tabellen viser en oversikt over de ulike tariffreduksjonene som følger med hver enkelt avtale for utkoblbar tariff.	45
Tabell 6.3	Tabellen viser hvor mye fleksibilitet som ble handlet gjennom ShortFlex avtaler på NODES, samt hvor mye som faktisk ble levert og utbetalt. [D. Stølsbotn, NODES, Personlig kommunikasjon, 2022]	50
Tabell 6.4	Tabellen viser statistikk for kjøpstallene fra LongFlex avtaler i Demo Agder. [D. Stølsbotn, NODES, Personlig kommunikasjon, 2022]	51
Tabell 6.5	Tabellen viser hvor mye fleksibilitet som ble handlet gjennom LongFlex avtaler på NODES, samt hvor mye som faktisk ble levert og utbetalt. [D. Stølsbotn, NODES, Personlig kommunikasjon, 2022]	52

1 Innledning

Norge går mot å bli et fornybart og fullelektrisk samfunn. Hensikten med dette å redusere de menneskeskapte klimaendringene. Den norske regjeringen la frem i Hurdalsplattformen at de skal redusere 55% av de norske klimagassutslippene innen 2030, målt opp mot utslippstallene i 1990 [38]. For å få til utslippskuttene må fossilt brensel fases ut av både industri, oppvarming, transport og elektrisitetsproduksjon. Dette er en omfattende og kompleks utfordring. En del av løsningen kan være et økt forbruk av grønn energi. Ettersom den norske energien i hovedsak er grønn, er elektrifisering og utnyttelse av allerede tilgjengelig kapasitet, to viktige klimatiltak som kan gjennomføres for at Norge skal nå sine klimamål. [8, 28]

Et økende energiforbruk har i perioder ført til at det oftere oppstår høye effekttopper, i tillegg til en generelt høy belastning på nettet. Dette resulterer i en mer krevende driftshverdag for nettselskapene. Så langt har denne utfordringen blitt løst ved å bygge ut nettet. Den enorme opprustningen av nettet har ført til store kostnader, både for kundene som betaler nettleien, men også for samfunnet generelt. Dersom energiforbruket fortsetter å øke, er det lite økonomisk og samfunnsmessig bærekraftig å skulle løse fremtidens kapasitetsproblem utelukkende gjennom utbygging. I tillegg tar utbyggingen tid, og den vil med stor sannsynlighet ikke bli ferdigstilt hurtig nok for å takle det økte behovet for kapasitet på kraftnettet. Dermed kan det være interessant å se på flere løsninger samtidig for å kunne håndtere fremtidens energiforbruk.

En av løsningene kan være å benytte ny teknologi for å kutte effekttoppene, og flytte energiforbruket til perioder med lav nettbelastning. Ved å legge til rette for at nettkunder kan ha et fleksibelt strømforbruk, kan nettselskapet lettere flytte laster når det er fare for overlaster på nettet. Det vil etter planen bli innført en ny effekttariff i løpet av 2022 som vil bidra til en økt interesse for strømkunder til å investere i automatisk utrustning i hjem og bedrift. Slik kan de fordele effekttoppene og dermed redusere strømregningen. Dette vil igjen medføre at kundene kan aggregere dette opp til et produkt som nettselskapet er villig til å kjøpe for å redusere effekttopper i nettet. Produktet heter fleksibilitet, og vil kunne bidra til å styrke nettet og gjøre det mer bærekraftig. Motivasjonen til nettkundene er at det vil lønne seg økonomisk å redusere strømforbruket sitt når belastningen på nettet er høy. Det finnes flere ordninger for å legge til rette for et fleksibelt strømforbruk. I denne bacheloroppgaven blir fleksibilitet testet både ved at kunder inngår avtaler hvor de får en reduksjon i nettleien sin, og gjennom handel av fleksibilitet i en markeds plass. [9, 39]

Hensikten med bacheloroppgaven er å rangere tre overordnede virkemidler for å håndtere flaskehals. Virkemidlene er handel av fleksibilitet i en markeds plass, utkølbare kunder og omkoblinger. Hver av disse inneholder ulike varianter av virkemidlene som igjen påvirker flaskehalssituasjoner ulikt. De fleste virkemidlene ble benyttet i pilotprosjektet NorFlex Demo Agder, mens de resterende er tilgjengelige for nettselskapet under vanlig operativ drift. Pilotprosjektet testet ut nye teknologiske løsninger og forretningsideer for å legge til rette for et mer effektivt og bærekraftig strømnett. I Demo Agder testet AEN hvordan handel av fleksibilitet i en markeds plass kunne benyttes for å håndtere flaskehals på lik linje med virkemidlene de allerede har. [27]

Det økende energiforbruket, kombinert med en høy forespørsel fra blant annet ny industri for å få koblet seg til kraftnettet i Agder, skaper utfordringer for et aldrende nett. Basert på den økte etterspørselen har AEN antatt å måtte doble effektuttaket i deres nett de neste 10 årene. For å muliggjøre denne effektøkningen kan en løsning være å utnytte tilgjengelig kapasitet i nettet i form av fleksibilitet. [A.Ripegut, AEN, Personlig Kommunikasjon, 2022]

Bacheloroppgaven tar for seg problematikk rundt driften av kraftsystemet når det oppstår flaskehals i strømnettet. I løpet av Demo Agder oppsto det en situasjon i Kristiansand hvor en transformator havererte, og hele byen havnet i perioder under anstrengt drift. Den havarete transformatoren skapte en flaskehalssituasjon, som blir brukt som utgangspunkt for den nevnte rangeringen. På bakgrunn av dette tar bacheloroppgaven hovedsaklig for seg resultatene fra Demo Agder som er relevant for snittet inn mot Kristiansand.

Denne oppgaven starter med å se på metoden for hvordan bachelorgruppen har behandlet informasjonen i oppgaven. Teoridelen av oppgaven er delt opp i fire kapitler og består av dagens kraftsystem, fleksibilitet i nettet, prissetting av fleksibilitet og prosjektets virkemidler. AEN sine resultater fra Demo Agder blir presentert under prosjektets virkemidler. Bachelorgruppen sine resultater kommer frem i diskusjon, hvor handlingsplanen blir utformet og begrunnet. Til slutt i oppgaven blir de viktigste konklusjonene presentert.

2 Metode

Kvalitativ metode er en forskningsmetode for databehandling, og benyttes for å behandle mye ulik data for å oppnå dybdekunnskap om få enheter. Produktet fra kvalitativ metode blir ofte formulert som tekst. De ulike metodene for å opparbeide seg data til å gjennomføre en kvalitativ analyse er ved å gjennomføre ustrukturerte intervjuer, deltakende observasjon og innholdsanalyse. Målet med kvalitativ metode er å formulere en teoretisk generalisering. [20, 24]

I denne oppgaven er det gjennomført flere ustrukturerte intervjuer med ulike aktører som har tilknytning til Demo Agder. Pilotprosjektet Demo Agder er et underprosjekt i NorFlex og har som mål å legge til rette for et mer effektivt og bærekraftig strømnett, ved å teste ut og utvikle teknologiske løsninger og forretningsmodeller. Dialogen har hovedsaklig vært med aktører fra Agder Energi Nett (AEN) som har hatt et overordnet ansvar for prosjektet, men det er også blitt gjennomført intervjuer med aktører fra NODES og Morrow Batteries. NODES er en uavhengig markedsplass for handel av fleksibilitet i energimarkedet. Morrow Batteries er et firma som skal bygge gigafabrikk i Arendal.

I forkant av intervjuene ble det forberedt spørsmål som var relevante for aktøren som skulle intervjues, og som kunne hjelpe til med å gi oppgaven en helhetlig forståelse av hvordan kraftsystemet fungerer. Hensikten har vært å finne ut hvilken rolle de ulike aktørene har hatt, både før, og underveis i NorFlex Demo Agder. [24]

AEN gjennomførte en simulering av virkemiddelet omkoblinger i nettet som var mulig å følge i en videokonferanse. I konferansen tilegnet bachelorgruppen seg kunnskap om et av de viktigste virkemidlene AEN har for flaskehalshåndtering gjennom å observere simuleringen. I tillegg til simuleringen inviterte selskapet til en åpen dag hvor noen av de viktigste delene av det distribuerte regionalnettet inn til Kristiansand, og nettsentralen ble besøkt. Bachelorgruppen var fysisk til stede under hele dagen, og fikk blant annet muligheten til å se en transformator som var lik transformator T-11. [24]

Kvalitativ innholdsanalyse er en kildekritisk metode for å tolke innholdet i skriftlige og muntlige kilder. I oppgaven er det behandlet mye data fra forskjellige kilder. Hensikten med databehandlingen har vært å få en helhetlig forståelse av hvordan det distribuerte regionalnettet fungerer, og hvilken rolle fleksibilitet kan spille i flaskehalshåndtering for et nettselskap. Majoriteten av kildene er fra AEN og handler om NorFlex Demo Agder. Bachelorgruppen har også deltatt på konferanser hvor andre relevante aktører som Statnett, NODES og Tibber har holdt foredrag. Statnett er systemansvarlig på det norske kraftnettet, og Tibber er et innovativt strømselskap som legger til rette for at strømkundene kan ha et mer fleksibelt strømforbruk.

En utfordring under innholdsanalysen har vært å stille kritiske spørsmål for å hente ut god og relevant informasjon som ikke er preget av synet til de relevante aktørene. Hensikten har vært å skille ut informasjon som har bidratt til å produsere et resultat som er uavhengig, og gir det faktisk beste resultatet. Eksempler på kritiske spørsmål som har blitt stilt er om man kan stole på resultatet og om metodene brukt for å få resultatet er velegnet for å besvare problemstillingen i oppgaven. [23, 24]

Målet med oppgaven har vært å presentere en anbefaling for hvilke virkemidler AEN skal benytte seg av for å håndtere flaskehalsen under anstrengt drift. De tidligere avsnittene beskriver hvordan bachelorgruppen har jobbet for å danne grunnlaget for anbefalingen til AEN. Resultatet i oppgaven er et produkt av kvalitativ metode for behandling av data.

Bacheloroppgaven dekker et stort tema. På bakgrunn av dette er det mange ulike faktorer og tema som kunne ha blitt tatt med, men som ikke er nevnt. I løpet av arbeidet med rapporten har gruppen sett seg nødt til å gjennomføre begrensninger på hva som skulle inkluderes. Det er ikke utelukket at gruppen kan ha valgt bort informasjon som kunne ha vært interessant for oppgaven, og som kunne ha påvirket resultatet.

2.1 Skala for vurdering

I kapittel 7 fremkommer resultatene til bachelorgruppen. Påstandene som blir presentert, blir rangert etter en egenkomponert skala. Hensikten med skalaen er å komme med en standardisering på målet av vurderingen som fremkommer, slik at det er lett å veie resultatene opp mot hverandre. Hvert vurderingsord har en prosentsats som skal tilsvare et subjektivt mål på hvor sikre bachelorgruppen er på at utfallet i påstandene som blir presentert stemmer. Meget sannsynlig tilsvare mer enn eller lik 80%, sannsynlig tilsvare mellom 60% og 80 %, mulig tilsvare mellom 40% og 60 %, usannsynlig tilsvare mellom 20% og 40% og meget usannsynlig tilsvare mindre enn eller lik 20%. Skalaen blir presentert i Tabell 2.1.

Tabell 2.1: Tabellen viser vurderingsskalaen benyttet i kapittel 7 og 8, samt prosentsatsen som følger med ved bruk av vurderingsbeskrivelsen.

Meget sannsynlig	80% - 100 %
Sannsynlig	60% - 80 %
Mulig	40% - 60%
Usannsynlig	20% - 40%
Meget usannsynlig	0% - 20%

2.2 Handlingsplan

For at de ulike virkemidlene skal benyttes under operativ drift, må de samles og presenteres på en informativ måte. Målet med bacheloroppgaven er at virkemidlene skal rangeres i et scenario og samles i en handlingsplan. Scenarioet skal være fra nettsentralen sitt perspektiv i en situasjon med anstrengt drift grunnet en flaskehals. Handlingsplanen vil ligne på planen fremstilt i Figur 2.1. De ulike virkemidlene skal presenteres i en anbefalt rangert rekkefølge.

Handlingsplan: Overlast Vis dokument

Beskrivelse: Forslag til aksjon og rekkefølge ved overlast

Aksjonspunkter::

Status	Navn	Beskrivelse
1	Styre produksjon	Kjøre ned produksjonen på oppsiden av snittet. G1, G2 og G3
2	Mulige avlastninger	Legge over avgang . Y og Z X i TS-1 ti TS-2
3	Stor industri -1	Legge inn oljekjelen i stor industri bedrift
4	Fleksible ressurser	Koble ut last med fleksibel tariff F1, F2, F3 i prioritert rekkefølge
5	Legge om stor last	Flytte lasten i punkt Ind fra innmating A til Innmating B. Koble brytere A-BE1, B-BE2...
6	Kjøpe fleksibilitet	Beskrivelse av hvordan operatøren kan benytte fleksibilitet

Vis detaljer... Alarm status: Detektert

Hendelser: Prøvekobling... Legg til saksopplysning...

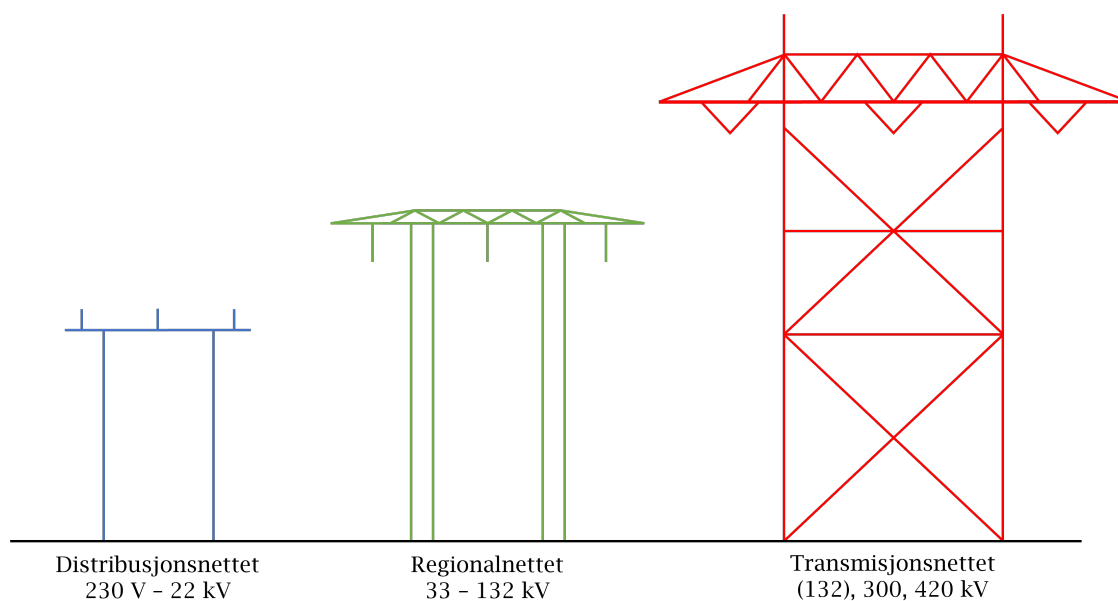
Opprettet	Navn	Verdi	Beskrivelse	Bruker	Stasjon	Radial	#NS	#AB	Plassering	Kobli

KILE-beregning... FASIT-registrering... Skriv ut... Lagre Lukk

Figur 2.1: Figuren viser et eksempel på en handlingsplan ved overlast.

3 Dagens kraftsystem

Et kraftsystem omfatter alle komponentene som til sammen sørger for at kraft produseres og overføres hele veien til nettkunden. Strømnettet er infrastrukturen som sørger for strømovertføring mellom produsent og forbruker. I denne infrastrukturen skilles det mellom transmisjonsnett, regionalnett og distribusjonsnett. Dette er vist i Figur 3.1 med de tilhørende spenningsnivåene. Sentralnettet er et annet ord for transmisjonsnettet, og har som funksjon å binde sammen de største produsentene og strømkundene. Distribusjonsnettet leverer energi til de minste strømkundene tilknyttet strømnettet. Regionalnettet er ofte overgangen mellom sentral- og distribusjonsnettet, men det kan også omfatte aktører som opererer på et høyere spenningsnivå enn distribusjonsnettet. [47]



Figur 3.1: Figuren viser de tre ulike nivåene strømnettet i Norge er delt opp i. [10]

Nettet må tåle høye effekttopper, og det må ha høy kapasitet for å kunne frakte energi over lengre distanser. Statnett har et systemansvar for koordinering og drift av kraftsystemet i sentralnettet, og deler av det regionale distribusjonsnettet. Nettselskapene er ansvarlige for håndtering av driften i distribusjonsnett og lavspenningsnett hvor de er konsesjonær. Det er samfunnsøkonomisk mest gunstig å ha kun ett strømnett, og dermed blir nettselskapene naturlige monopoler. Det gjør at strømnettet er et felles spleiselag hvor alle som bruker det må betale nettleie [57]. Nettselskapene har hovedsaklig hatt to virkemidler for å frigjøre kapasitet og unngå overlast: [47] [A. Ripegut, AEN, Personlig kommunikasjon, 2022]

1. Omkoblinger
2. Utkoblbare kunder

Statnett er både eier av transmisjonsnettene og systemansvarlig for det norske kraftsystemet. Som systemansvarlig har Statnett det overordnede ansvaret for forsyningssikkerheten i Norge. Forsyningssikkerheten dreier seg om kraftsystemets evne til kontinuerlig å levere elektrisk kraft av en gitt kvalitet til sluttbruker. Statnett ivaretar forsyningssikkerheten ved å sørge for riktig spenning og lav avbruddsfrekvens i transmisjonsnettene. I tillegg er Statnett ansvarlig for riktig dimensjonering og vedlikehold av kraftnettet, og beredskap ved ulike feilsituasjoner, samt en sikker IKT-infrastruktur. [12, 41]

Nettselskapene er ansvarlige for hver sin del av det distribuerte regionalnettet. Tilsvarende til Statnett sørger de for blant annet kvalitet til sluttbruker, forebygging av strømbrudd, beredskap ved feil i nettet, en sikker IKT-infrastruktur, riktig dimensjonering og vedlikehold av sine nettområder. De bidrar derfor, på lik linje med Statnett, til å ivareta forsyningssikkerheten gjennom beredskap, håndtering av feil og spenningsregulering. [33]

3.1 N-1-kriteriet

N-1 er et begrep som forklarer at strømmettet skal tåle feil på en komponent uten at det oppstår en overlast på andre komponenter, som igjen fører til at forbrukere kobles ut. Det gjelder uavhengig av hvilken komponent det er feil på, og det kan for eksempel være utfall av en transformator, kabel, generator eller kraftledning. Dette prinsippet benyttes for å dimensjonere og drifte sentralnettet samt regionalt distribusjonsnett. Dersom hele nettet oppfyller N-1-kriteriet kan det oppstå en feil hvor som helst i nettet uten at det oppstår overlast. Dermed har alle nettkundene forsyningssikkerhet. En konsesjonær er pliktig til å sørge for at det er forsyningsikkerhet i utredningsområdet deres. Dersom utredningsområdet ikke oppfyller N-1-kriteriet er det ikke forsyningsikkerhet, og konsesjonæren er pliktig å utbedre området. Nettkonsesjonærene er pliktige til å gjennomføre en kraftsystemsutredning hvert andre år. Utredningen skal presenteres som en grunnlagsrapport, og inneholde en plan for hvordan konsesjonæren skal utbedre nettet i et 20 års perspektiv for å sikre at N-1-kriteriet er oppfylt. Grunnlagsrapporten er spesifisert i *Forskrift om energiutredning*, og N-1-kriteriet fremkommer av §3-13 (1990) [17]. [22, 47]

For å drifte et kraftsystem etter N-1 må den største enheten tåle å falle ut, uten at det forstyrrer driften av nettet. Definisjonen på at et nett driftes etter N-1 er at det er tilgjengelig kapasitet, både hos energiproducent og generelt i nettet, som er minst like høy som kapasiteten til komponenten som kan falle ut. Dersom en slik komponent faller ut er ikke driften av nettet dekket av N-1 og nettet er under anstrengt drift frem til komponenten er reparert eller erstattet. For at strømselskapene skal vite at de overholder kriteriet, kan man beregne snittkapasiteter. Det vil si at det blir beregnet kapasitetsgrenser for summen av flere linjer inn til et geografisk begrenset område. Ved å gjøre dette kan man finne ut om nettet tåler at den sterkeste komponenten faller ut. [11, 14]

3.1.1 Moderne N-1

N-1 har frem til i dag vært basert på kapasiteten til enkeltkomponenter. I moderne tid blir definisjonen til N-1 utfordret, og det undersøkes om det er mulig å opprettholde kriteriet gjennom å benytte seg av ledig kapasitet i nettet. Dette kalles for et moderne N-1. Det er viktig å skille hvor på nettet man ønsker å modernisere N-1-kriteriet. På strømmnett over 50 kV er det spesielt kritisk med den tradisjonelle definisjonen på N-1. Dersom det oppstår feil som kobler ut kunder på sentral- og regionalnettet kan store områder kobles ut om gangen, og det kan få store samfunnsøkonomiske konsekvenser.

Et eksempel på hva som kan skje når sentralnettet ikke er dekket av N-1 er strømbruddet i Italia i 2003. Problemet startet da strømlinjen mellom Italia og Sveits ble skadet under en storm. I utgangspunktet var det en liten hendelse, men siden nettet ikke var dekket av N-1 oppsto det en kaskadeeffekt som til slutt førte til et nasjonalt strømbrudd. Bruddet varte i omtrent 12 timer, og fikk flere store konsekvenser. Flere hundre mennesker ble fanget i tog på undergrunnsbanen, og mange mennesker måtte søkte tilflukt på togstasjoner for å ha et sted å sove for natten. Dette er et ekstremt eksempel, men det får frem de potensielle konsekvensene ved driftsforstyrrelser på sentralnettet. [34, 26]

På grunn av de potensielt store konsekvensene som kan forekomme ved slike driftsforstyrrelser, er det hovedsaklig aktuelt å utforske det moderne N-1 som en trygghet på lik linje med N-1 i det distribuerte regionalnettet. Fleksibilitet gir en mulighet til å unngå driftsforstyrrelser på nettet uten å være avhengige av andre enkeltkomponenter. Ved å benytte seg av det nye virkemiddelet blir det sett på muligheten til å utnytte ledig kapasitet i nettet som tilsvarer kapasiteten til komponenten som havarerer. [22, 26]

3.2 Kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke-levert energi

Kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke-levert energi (KILE) er en kompensasjon til nettkunder som blir koblet ut av nettet. Formålet med KILE er å gi nettselskapene et intensiv for å opprettholde en optimal leveringspålidelighet til alle tilknyttede sluttkunder [29]. Kompensasjonen er i form av penger, og den skal representere kundens kostnad ved utkobling. KILE kostnader er spesifisert i *Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomhet og tariff*, og de spesifikke avbruddskostnadene fremkommer av §9-2 (1999) [19]. Kompensasjonen blir påvirket av om utkoblingen blir varslet på forhånd, tiden på døgnet og året den skjer, hvor lenge utkoblingen varer og hvilken kundegruppe kunden tilhører. De ulike kundegruppene er:

- Jordbruk
- Husholdning
- Industri
- Handel og tjenester
- Offentlig virksomhet
- Industri med el-drevne prosesser

Et nettselskap har mulighet til å inngå egne avtaler med nettkunder om utbetaling av avbruddskostnader. For å kunne inngå slike avtaler må kunden ha et forventet energituttak på over 400 000 kWh [19]. Avtalen må være skriftlig og inngått før avbruddet finner sted dersom den skal være gyldig, og den må inneholde hvilke forutsetninger beregningene for satsene skal bygge på. Dersom en nettkunde ikke har egen avtale for kompensasjon ved utkobling, får nettkunden en prosentandel av det totale årlige KILE-beløpet i nettet kunden er tilknyttet. Reguleringsmyndighetene er ansvarlige for å sikre at nettkundene får den prosentandelen de skal ha i henhold til kapittel 9 i *Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomhet og tariff*, og det blir gjort en gang i året [19]. Kunder som inngår egne avtaler får kompensasjon direkte fra nettselskapet, og utbetalingene har blitt gjort direkte til kunden innen tre måneder [A. Ripegut, AEN, Personlig kommunikasjon, 2022].

Den økonomiske motivasjonen til nettselskapene for å redusere KILE er høy ettersom det kan være en betydelig kostnad for dem. For å få ned kostnadene må nettselskapet sørge for at nettet er godt rustet til å tåle høye laster. I et optimalt system ville hele nettet til nettselskapet vært dekket av N-1. Dermed ville ingen bli koblet ut av nettet dersom det skulle skje en feil, eller oppstå en overlast i en komponent. Dette gjelder for alle delene av nettet hvor det faktisk er mulig å ha N-1. Slike tiltak gjør at nettselskapet kan utbedre feil i nettet uten at kunder kobles ut, og dermed ikke må betale kompensasjon. Et virkemiddel for å unngå overlast er fleksibilitet. Aktivisering av fleksibilitet i perioder med høy aktivitet kan jevne ut effektoppene som oppstår, og dermed sikre at det ikke skjer en overlast. Med andre ord kan nettselskapene redusere KILE kostnadene sine ved å forsterke nettet gjennom handel av fleksibilitet. [A. Ripegut, AEN, Personlig kommunikasjon, 2022]

3.3 Regulerkraftmarkedet

Det er grunnleggende for alle samfunnsfunksjoner å ha en sikker tilgang på strøm. Sentralnettet er den bærende delen av kraftnettet, og det er kritisk at det fungerer feilfritt for å kunne levere strøm til nettkunden. Aktøren som er ansvarlig for sentralnettet, også kjent som transmisjonsnettet, kalles for transmisjons system operatør (TSO). Statnett er TSO på det norske sentralnettet. Alle store aktører på kraftnettet kan kjøpe og selge energi for de neste 24 timene på Day-ahead markedet til NordPool. Fristen for å handle på dette markedet er elleve timer og 15 minutter før driftsdøgnet starter. Når driftsdøgnet starter er det TSO sin rolle å sørge for at alle kunder får den energien de har betalt for underveis i driftstimen. Med andre ord er TSO sin viktigste oppgave å sørge for forsyningssikkerhet av strøm på kraftnettet. Begrepet forsyningssikkerhet kan deles opp i tre dimensjoner: Energisikkerhet, effektsikkerhet og driftssikkerhet. [21, 50]

Energisikkerhet er evnen kraftsystemet har til å dekke den totale energibruken. I det norske kraftsystemet er vannkraft den energikilden som står for den største delen av energiproduksjonen. Usikkerhet i nedbør, eller andre faktorer som som kan føre til energiknapphet er de vanligste tilfellene som utfordrer energisikkerheten. Utfordringene knyttet til energisikkerheten skaper ofte problemer som påvirker kraftsystemet i lengre perioder. [21]

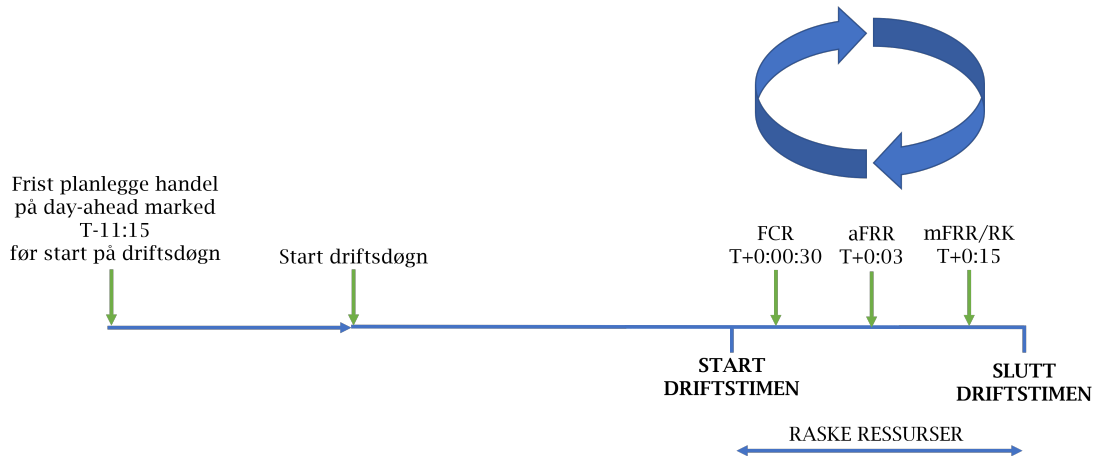
Effektsikkerhet er evnen kraftsystemet har til å tåle momentan belastning. For å tåle momentan belastning er kraftsystemet avhengig av å ha tilgjengelig kapasitet installert i nettet eller i produksjonen. utfordringene for effektsikkerheten er når det oppstår et høyt energiforbruk over korte perioder. Dersom det i perioder blir et effektforbruk høyere enn det nettet er dimensjonert for, vil det føre til strømvbrudd. [21]

Driftsikkerhet er evnen kraftsystemet har til å motstå driftsforstyrrelser. Med driftsforstyrrelser menes avvik i frekvens og spenning som igjen kan føre til strømvbrudd. Dette oppstår ofte når det er feil i komponenter i nettet. Statnett er ansvarlig for å oppnå sikker en drift av sentral-, og deler av distribusjonsnettet, og jobber kontinuerlig med flaskehåndtering for å dette i kraftsystemet. Den vanligste årsaken til avvik i frekvens og spenning er at det ikke er balanse mellom produksjon og forbruk. [21]

I et tilfelle hvor det oppstår en ubalanse som umiddelbart utfordrer driftssikkerheten i sentralnettet etter at driftstimen har startet, har Statnett ulike kapasitetsreserver tilgjengelig for å rette den opp. Hvilke reserver som blir benyttet er avhengig av hvor tidskritisk problemet er, og om det er behov for økt produksjon, eller nedjustering av forbruk. Frequency Containment Reserves (FCR), også kjent som primærreservene til Statnett, er de raskeste reservene og kan aktiveres mellom fem og 30 sekunder etter det er behov for de. Automatic Fast Frequency Reserves (aFRR) er sekundærreservene til Statnett og aktiveres automatisk for å frigi den allerede aktiverte primærreserven slik at den er tilgjengelig dersom nye problemer skulle oppstå. aFRR har en aktiveringstid på minimum tre minutter. [43]

Det tredje og siste virkemiddelet Statnett har for håndtering av ubalanser på nettet ved hjelp av raske reserver er manual Fast Frequency Reserves (mFRR). mFRR er kapasitetsreserver Statnett har tilgjengelig for å raskt rette opp i ubalanser på kraftnettet. De raske reservene gjøres tilgjengelig av nettkunder med et stort energiforbruk på regulerkraftmarkedet (RK). For å sikre at det er tilstrekkelig med ressurser på regulerkraftmarkedet får aktører betalt av Statnett for å garantere at de stiller med kapasitet over en lengre periode. Aktører som fyller kravene til dette opsjonsmarkedet får dermed muligheten til å bli med på regulerkraftopsjonsmarkedet (RKOM). Den viktigste forskjellen på markedene er at aktørene i RKOM inngår en avtale med Statnett om å stille med fleksibel produksjon eller forbruksutkobling til opsjon over en lengre periode, mens i RK blir ressursen kun gjort tilgjengelig for de neste 24 timene. I tillegg er det et lavere krav om hvor mye kapasitet hver aktør minimum må bidra med i RKOM enn i RK. Kravet for å delta i RKOM er 1 MW, mens det i RK er 10 MW. [5, 13, 44, 53]

Figur 3.2 viser de viktigste faktorene som påvirker den daglige driften til Statnett som TSO på sentralnettet. Handelen på Day-ahead markedet til NordPool legger grunnlaget for hvordan driftsdøgnet kommer til å se ut før driftstimen starter. Dersom det skulle oppstå uregelmessigheter eller feil på nettet underveis i driftstimen, har Statnett ulike raske ressurser tilgjengelig for å bedrive frekvenshåndtering, kjent som FCR, aFRR og mFRR. RK-markedet er et balansemarked hvor Statnett handler kapasitet manuelt fra kapasitetsreserver.



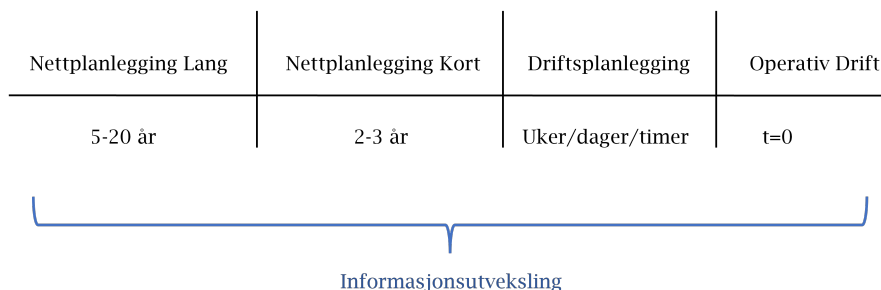
Figur 3.2: Figuren viser en forenklet skisse av hvordan driftsdøgnet ser ut med kraftbalansering og frekvenshåndtering for Statnett.

3.4 Distribusjons- og transmisjons system operatør

Som nevnt i kapittelet over er Statnett TSO i det norske kraftsystemet. De er statlig eid og har ansvar for det høyeste spenningsnivået som benyttes for å transportere effekt over lengre distanser. I sentralnettet ligger spenningen på 420 kV og 300 kV. Spenningsnivåene under dette er en del av regionalnettet, og har spenningsnivå mellom 132 kV og 33 kV. Delen av nettet med det laveste spenningsnivået heter distribusjonsnettet er eid av nettselskapene rundt om i landet. Distribusjonsnettet spenner fra 22 kV og ned til 230 V. Nettselskapene blir kalt distribusjons system operatør (DSO). DSO har monopol i sine ansvarsområder i det distribuerte regionalnettet. DSO og TSO sin lovgivning blir regulert av reguleringsmyndigheten for energi (RME) i Norge. RME er organisert som en egen enhet i Norges Vassdrags- og energidirektorat (NVE). [56]

3.5 Inn mot driftstimen

Nettselskapene sine oppgaver som DSO i regional systemdrift kan deles opp i fire ulike tidsperspektiv. De ulike tidsperspektivene er beskrevet i Figur 3.3.



Figur 3.3: Figuren viser hvilke oppgaver AE har som DSO i den regionale systemdriften med ulike tidsperspektiv. [A. Ripegut, AEN, Personlig kommunikasjon, 2022]

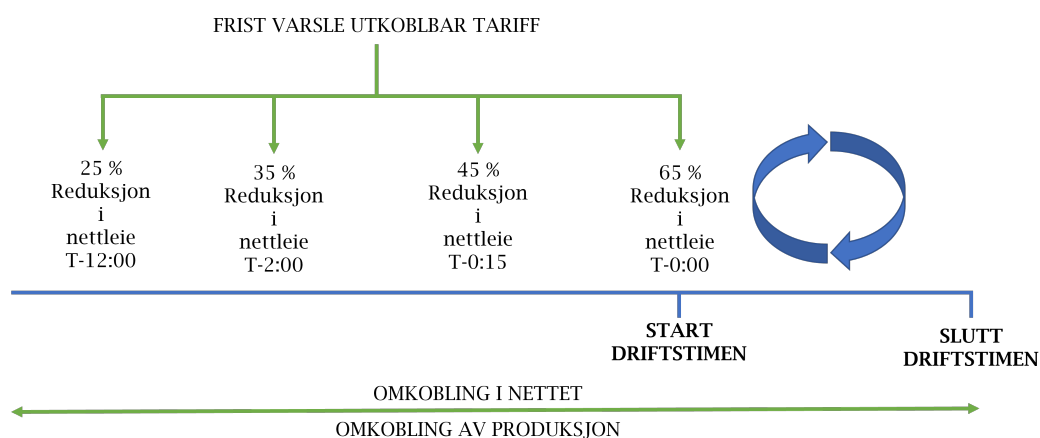
Nettplassering lang er planlegging av regionale kraftsystemutredninger (RKSU) i fem til 20 år frem i tid. De ulike nettselskapene i Norge er utnevnt til å være utredningsansvarlig for regionalnettet i sine ansvarsområder av Norges Vassdrags- og Energidirektorat. Det innebærer et ansvar for å planlegge utbedring av regionalnettet i lang tid frem i tid. Alle nettselskap er pliktig til å gjennomføre RKSU hvert andre år. [17] [A. Ripegut, AEN, Personlig kommunikasjon, 2022]

Nettplassering kort er den delen av nettplasseringen hvor utredningsansvarlig begynner å iverksette tiltak for å få gjennomført det som er beskrevet i utredningsrapportene fra nettplassering lang. Herunder ligger godkjenning av produksjonstilknytning og innføring av større nettkunder på det regionale distribusjonsnettet. I tillegg blir det planlagt tydelige investeringsplaner og nye beredskapskoordineringer. [A. Ripegut, AEN, Personlig kommunikasjon, 2022]

Driftsplanlegging er den daglige driften av distribusjonsnettet, og omhandler for det meste planlegging og koordinering av stanser grunnet vedlikehold av nettet, men også planlegging for å sørge for lastbalanse når driftstimen starter. Planleggingen gjelder alt fra det som blir gjort flere uker i forveien, og helt frem til driftstimen starter. I denne tidsperioden ser nettselskapene på prognoser og gjennomfører simuleringer av fremtidsbildet for å finne ut hvilke tiltak som må iverksettes for å unngå overlast og utkoblinger i nettet. Dette gjelder stort sett fastsetting av koblingsbildet med tanke på hvilke omkoblinger som er nødvendige å gjennomføre, samt hvilke energireserver som er tilgjengelig på nettet. [A. Ripegut, AEN, Personlig kommunikasjon, 2022]

Den operative driften er alt av arbeid som blir gjennomført av nettselskapene i nåtid. Det omhandler blant annet flaskehalshåndtering, lastbalansering, spenningsregulering, feilsøking og generell koordinering ved driftsforstyrrelser. Selv om de ulike tidsperspektivene er delt inn i fire ulike kategorier i Figur 3.3 er det viktig med informasjonsutveksling mellom dem. Ved å se på driftsbildet som er i dag, og som har vært tidligere, vil det gi et bedre grunnlag for å utbedre nettet til fremtiden. [A. Ripegut, AEN, Personlig kommunikasjon, 2022]

Figur 3.4 viser virkemidlene nettselskapet AEN har for å balansere laster i nettet sitt inn mot driftstimen. Virkemiddelet utkoblbare kunder er spesifisert i *Forskrift om endring i forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffen*, og kriteriene for redusert tariff fremkommer av §15-2 (2005) [16]. Nettselskapet kan inngå individuelle tariffavtaler med nettkunder hvor de får en reduksjon i nettleien sin mot at de kan bli koblet ut kostnadsfritt av nettselskapet. Lengden på varslingsperioden før utkobling påvirker reduksjonen kunden får i nettleien. Omkoblinger kan derimot bli benyttet når som helst i hele driftsdøgnet, også under driftstimen. Figuren viser en kontinuerlig repeterende syklus for hvordan driftsdøgnet ser ut for AEN, med virkemidlene de har for å sikre lastbalanse på nettet sitt. Det vanligste virkemidlet for å oppnå dette er å koble om i nettet. Utkoblbar tariff og justering av energiproduksjon har blitt brukt i liten grad.

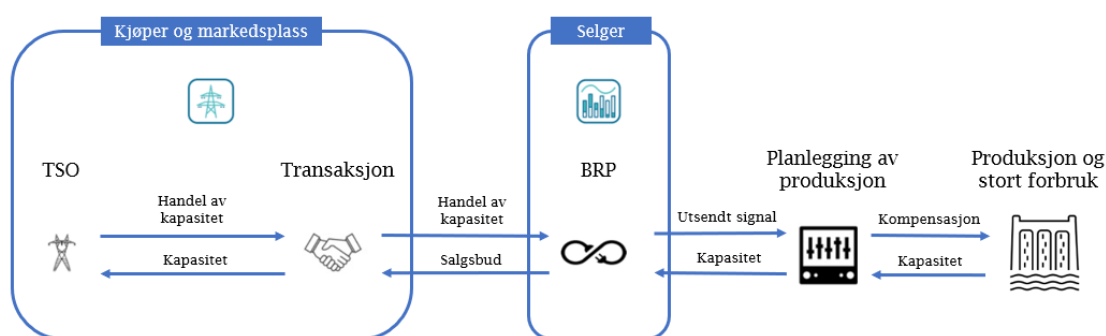


Figur 3.4: Figuren viser fristen AEN har for å benytte seg av ulike virkemidler inn mot driftstimen.

4 Fleksibilitet i nettet

I dette kapittelet skal det redegjøres for et nytt virkemiddel for flaskehalshåndtering i det distribuerte regionalnettet. Fleksibilitet kan defineres som evnen og viljen til å justere energiforbruk eller produksjon for å unngå overlast på kraftnettet, og for å opprettholde forsyningsikkerheten. Fleksibilitet i seg selv er et homogent produkt, og det er de ytre faktorene som differensierer produktet. Eksempler på ytre faktorer er tilgjengelig kapasitet, hvor lang tid det tar før fleksibiliteten er tilgjengelig, geografisk beliggenhet og prisen på den aggregerte fleksibiliteten.

I kapittel 3.3 er handel av kapasitet benyttet ved frekvenshåndtering på sentralnettet. I Figur 4.1 vises dagens verdikjede for denne typen handel. Et nytt begrep som introduseres her er BRP, som vil si balanseansvarlig for fleksibilitetskilden. Balanseansvar innebærer å etterstrebe balanse mellom forbruk, produksjon og handel av elektrisitet i balanseområdet. I et tilknytningspunkt skal det til enhver tid være en kraftleverandør og det skal være en BRP i avgrensingsområdet av nettet hvor tilknytningspunktet er lokalisert. Det vil dermed alltid være en BRP i hvert tilknytningspunkt. Kraftleverandør kan selv ha denne rollen, eller de kan inngå en avtale med en eksisterende BRP. Balanseansvar registreres separat for produksjon og forbruk i hvert avregningsområdet i nettet.



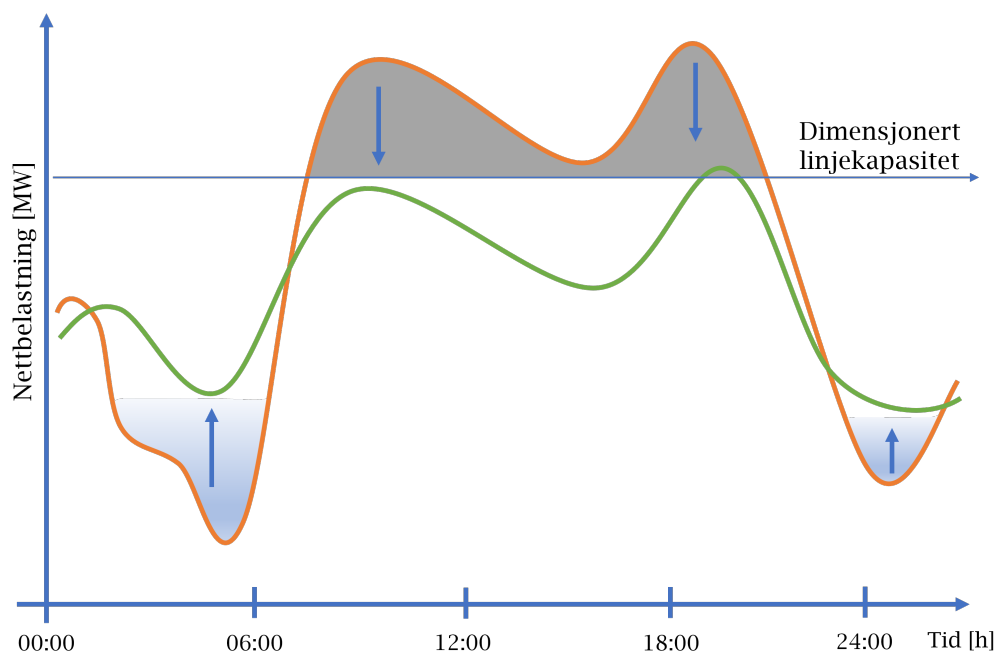
Figur 4.1: Figuren viser dagens verdikjede for handel av kapasitet i RK. [H. Hagen, NODES, Personlig kommunikasjon, 2022]

Den teknologiske utviklingen i de senere årene har gjort det mulig å benytte seg av fleksibilitet som et virkemiddel for flaskehalshåndtering i kraftnettet. Hensikten med å bruke fleksibilitet som et virkemiddel er å få mer kapasitet i nettet, slik at behovet for å oppgradere, og bygge ut mer nett reduseres. Målet er at det nye virkemiddelet kan bidra til å redusere de samfunnsøkonomiske kostnadene ved overlast, og de økonomiske kostnadene for nettselskapet ved oppgradering av nettet. [54]

4.1 Effekttopper

En effekttopp er et fenomen som oppstår når den momentane nettbelastningen er høy. Dersom en effekttopp blir høyere enn den dimensjonerte linjekapasiteten, øker sannsynligheten for driftsforstyrrelser og flaskehals. En viktig del av nettdriften er derfor å forsøke og kutte ned effekttoppene, samt fordele energiforbruket over resten av døgnet. Ved å legge til rette for at forbrukere kan ha et fleksibelt energiforbruk, kan DSO redusere behovet for å investere i nettet, og dermed unngå en høy nettleie. Fleksible nettkunder er kunder som er villige til å redusere, eller flytte lasten sin til andre tidspunkt for å kutte effekttoppene. Ved å gi nettkunden en mulighet til å flytte lasten, kan den totale nettbelastningen forbli uendret, samtidig som kapasiteten nettet utnyttes bedre. [7]

Figur 4.2 viser et eksempel på hvordan en DSO kan redusere effekttoppene i nettet, samtidig som nettkapasiteten benyttes bedre i perioder med lav nettbelastning. Den oransje linjen illustrerer nettbelastningen uten fleksible kunder. Den grønne linjen illustrerer nettbelastningen med fleksible kunder. Det grå området illustrerer perioden hvor nettbelastningen er høyere enn nettet er dimensjonert til å tåle. Pilene viser hvordan nettbelastningen reduseres fra de høye effekttoppene, og flyttes til perioder med lav nettbelastning. [42] [A. Ripegututu, AEN, Personlig kommunikasjon, 2022]

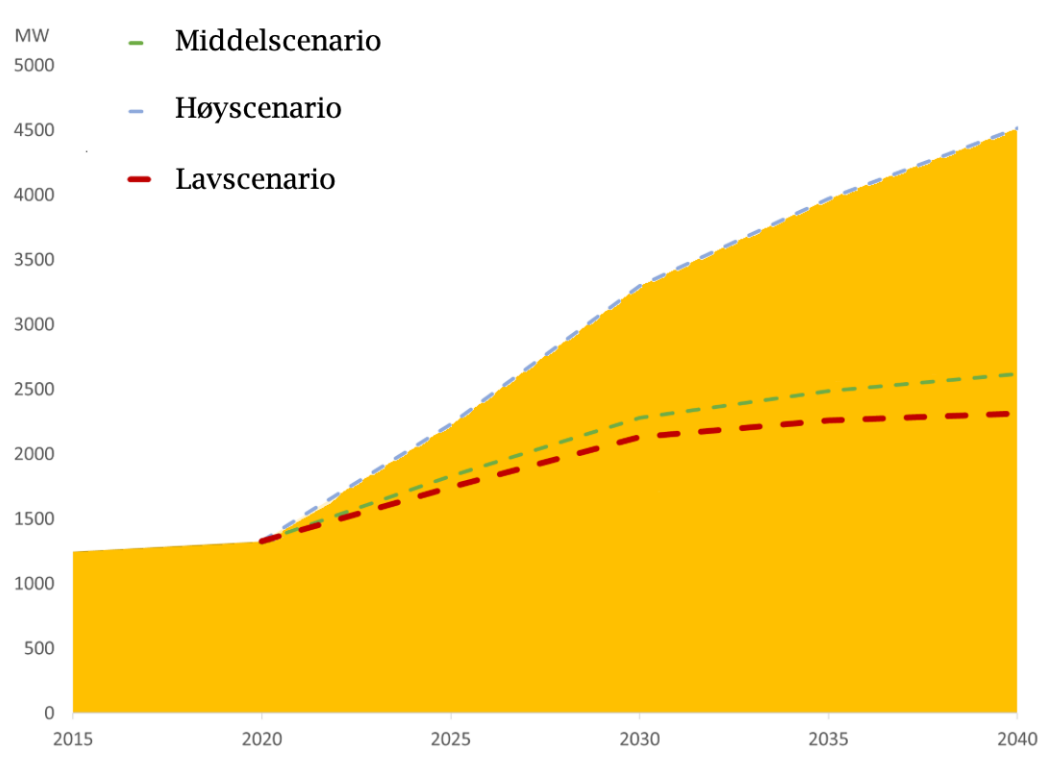


Figur 4.2: Figuren viser hvordan fleksibilitet kan benyttes til å kutte effekttopper, og hvordan det kan fordele det totale energiforbruket over resten av driftsdøgnet.

I Norge består strømregningen av nettleie, energiforbruk, skatter og avgifter. Nettselskapene har fokus på at elektrifiseringen ikke skal bli unødvendig dyr både for privatkunder og næringslivskunder. Ny prismodell for nettleie er en viktig del av dette, og målet er at en ny prismodell skal gjøre det mer lønnsomt for kundene å fordele strømforbruket ut over flere av døgnets timer. For eksempel bør man unngå å vaske klær, lage middag og lade el-bil samtidig. [39]

Med den nye tariffavtalen som er forventet å inntre i løpet av 2022, vil strømprisen være avhengig av effekttoppene til hver enkelt nettkunde. Dersom effekttoppen overstiger et gitt nivå, vil hele tariffen øke og strømregningen vil være dyrere for nettkunden den måneden. Dette er en motivasjon for nettkunden til å unngå at effekttoppene overstiger nivåene i tariffavtalen. Den nye avtalen skal fremkomme av *Forskrift om endring i forskrift om endring i forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffen* (2022) [15], og er en forskriftsendring fra *Forskrift om endring i forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffen* (2021) [16]. Den nye forskriften skal motivere nettkunder til å fordele energiforbruket sitt over døgnet, og unngå en unødvendig høy momentan nettbelastning. [9]

Figur 4.3 viser tre forskjellige scenarier for hvordan AEN beregner at den maksimale belastningen på strømmettet i Agder kan utvikle seg frem mot 2040. De ulike scenariene er basert på ønsket effektuttak fra industri som har gitt uttrykk for at de vil etablere seg i Agderregionen. Høyscenariet representerer belastningen hvis all ønsket tilkobling er reell og blir godkjent av AEN. I middels- og lavscenariet er det benyttet en viss selektivitet når det gjelder hvem som får godkjent tilknytning og ønsket effektuttak. Figuren viser at selv ved lavscenario vil den maksimale belastningen i nettet øke med mer enn 50% innen 2030. Det betyr at hvis ikke kapasiteten i nettet økes betraktelig vil fleksibilitet få en økende betydning i fremtidens kraftnett. Dette viser at uansett hvilket scenario som blir en realitet, vil det kreves en oppgradering av kraftnettet for å takle den økte etterspørselen i Agder. [A. Ripegut, AEN, Personlig kommunikasjon, 2022]



Figur 4.3: Figuren viser tre ulike scenarier for hvordan effektbelastning i Agder kan se ut, basert på ønsket tilkoblingen av industri frem til 2040. [A. Ripegut, AEN, Personlig kommunikasjon, 2022]

4.2 Tilgjengelig fleksibilitet

Ny informasjons- og kommunikasjonsteknologi har gitt mulighet for avregning og prising av energi i nåtid ved hjelp av avanserte måle- og styringssystemer (AMS). Smarthusteknologi og AMS har lagt et grunnlag for at husholdninger og næringsbygg kan bidra indirekte med fleksibilitet til strømmettet. Det gjøres ved at de tilpasser strømforbruket sitt etter kraftprisene, og dermed bruker strømmen smartere. Det er mulig for små aktører å delta på et fleksibilitetsmarked ved hjelp av aggregatorer. Tibber er en aggregator som benytter IT-løsninger for styring av ulike husholdningsartikler dersom kunden har nødvendig teknologi. Til nå har Tibber hovedsaklig styrt el-billadere for aggregering av fleksibilitet i det distribuerte regionalnettet i Agder. Andre kilder for fleksibilitet som kan styres hos nettkunder er oppvarming av vann og inneluft. Dette kan skje uten at det vil få merkbare konsekvenser komfortmessig for kunden. Næringsbygg og husholdninger er eksempler på små aktører som samlet sett kan gi et betydelig bidrag av fleksibilitet til strømmettet. [31, 40]

Kraftintensiv industri utgjør en fjerdedel av det nordiske energiforbruket [40]. Denne industrien kan bidra til å balansere strømmettet i stramme situasjoner ved å ha en kortvarig reduksjon av energiforbruket. Fleksibilitet fra kraftintensive industrikunder er ofte store ressurser som kan være kostnadskrevende å aktivere. Grunnen er at det ofte medfører store tapte inntekter for bedriften å være fleksibel. I tillegg er det uønsket for de fleste i industrien å regulere driften. Dette gjelder også når det er spesielt høye kraftpriser i korte perioder. Årsaken til dette er at det ofte koster mer å stoppe opp industrien i den korte perioden, kontra det bedriften sparer på strømreregningen. For å motivere slike kunder til å delta i et fleksibilitetsmarked må de som kjøper fleksibilitet dekke den totale tapte kostnaden ved å regulere driften. Kraftintensiv industri er en viktig fleksibilitetsreserve ved at det sikrer store balanseresserver i driftstimen. Det er flere fleksibilitetskilder innenfor produksjon av varme og energilagring i industrien som kan være interessante, men de vil ikke bli behandlet i denne oppgaven. [40]

Et eksempel på kraftintensiv industri er Aggregator X som ligger i Kristiansand. I NorFlex Demo Agder ble fleksibilitet fra Aggregator X lagt inn i NODES sin markedsplass. NODES er et selskap som tilbyr en plattform for handel av fleksibilitet, og blir videre gått inn på i kapittel 6.3. Aggregator X kunne eksempelvis redusere strømforbruket i deler industrien sin. Den kunne allikevel ikke nedjusteres mer enn én time i hvert døgn, ettersom det vil ha en for stor negativ påvirkning på driften deres. For at det skulle være aktuelt å være med i fleksibilitetsmarkedet, ble det utarbeidet en pris for fleksibilitet mellom AEN og aggregatoren som gjorde det økonomisk lønnsomt for kunden å være fleksibel. [46]

Produksjon av vannkraft som er regulert med kraftmagasiner, er normalt veldig fleksible. Fleksibiliteten kommer av at kraftproduksjonen raskt kan reguleres, og dermed gjør det mulig å endre produksjonen uten at det oppstår store kostnader [40]. I oppgaven er vannkraft nevnt som fleksibilitetskilde i kapittel 6.1.3 hvor spesialregulering av et vannkraftverk kan benyttes for å justere overføringskapasiteten inn mot et flaskehalsområdet. [40]

4.2.1 Innlemming av aggregatorer i nettet

En aggregator er en aktør som kan samle opp fleksibilitet. Aggregatorer som samler fleksibilitet fra andre aktører, er normalt en kraftleverandør med BRP-ansvar for sin kundeportefølje. En del av kundene i porteføljen vil kunne ha fleksibilitet i sitt forbruk. Avhengig av hvordan kraftleverandøren bygger sin kunderelasjon, kan det ved hjelp av teknologi aggregeres opp fleksibilitet som kan leveres inn i et fleksibilitetsmarked. Dersom en aggregator som samler opp sin egen fleksibilitet, kan de selv ta innta en BRP-rolle uten å gå via et mellomledd. I et slikt tilfelle er de ansvarlige for hele verdikjeden for fleksibiliteten de tilbyr. [4]

Noen av de vanligste fleksibilitetskildene i det distribuerte regionalnettet hvor AEN er nettkonsesjonær, er justering av industri, el-kjeler, el-billadere og ventilasjonsanlegg. Dersom det skulle oppstå en flaskehals i nettet, kan en aggregator få betalt av nettselskapet for å skru ned energiforbruket sitt med den aggregerte effekten de har tilbudt på markedet. Hver enkelt aggregator bestemmer selv hvor mye fleksibilitet de ønsker å tilby, prisen for fleksibiliteten og når den er tilgjengelig. [A. Ripegut, AEN, Personlig kommunikasjon, 2022]

En aggregator kan samle opp fleksibilitet på ulike måter. I bacheloroppgaven blir det sett på to eksempler av dette. Den ene måten er ved å justere energiforbruket til store energikrevende komponenter, mens den andre er ved å samle opp effekt fra flere små komponenter. Industrikunder har gjerne et høyt energiforbruk på få komponenter, mens det for mindre aktører er mulig å samle opp fleksibilitet fra flere små komponenter og legge den sammen som ett produkt på fleksibilitetsmarkedet.

Motivasjonen til en aggregator for å delta på et fleksibilitetsmarked er at de kan tjene penger på å justere energiforbruket sitt etter behovet til nettselskapet som drifter nettet. Ved å finne sin egen marginalkostnad kan aggregatorene sette en pris for fleksibiliteten slik at de kan tjene penger på å ikke bruke energi. Etersom fleksibilitet er et homogent produkt vil nettselskapet alltid handle den billigste fleksibiliteten først. Ved å sammenligne prisen med resten av fleksibiliteten på markedet kan en aggregator påvirke hvor sannsynlig det er at deres fleksibilitet blir handlet. Nettselskapet har en grense for hvor mye de maksimalt er villig til å betale for fleksibilitet. Den øvre kostnaden nettselskapene er villig til å betale vil variere basert på utfordringen som skal løses, men vil normalt ikke overstige en eventuell KILE dersom det oppstår et utfall. KILE er forklart i kapittel 3.2. Dersom det ikke er fare for anstrengt drift på nettet, vil ikke nettselskapet handle fleksibilitet, og belastningen i kraftnettet vil være som planlagt. [A. Ripegut, AEN, Personlig kommunikasjon, 2022]

Et fleksibilitetsmarked er et ukjent konsept for mange aktører, og det kan være utfordrende å forstå gevinsten ved å delta på markedet. For de største nettkundene kan justering av energiforbruket påvirke den daglige driften, og dermed virke unødvendig og strevsomt. Det er viktig å få frem at det er aktørene som selv bestemmer hvor mye, når og hvor lenge fleksibiliteten skal være tilgjengelig. Dette vil gjøre at konseptet fleksibilitet kan oppfattes som mer forutsigbart. Det viktigste virkemiddelet for å få med aktørene vil allikevel være at de forstår at fleksibilitet kan være lønnsomt. Det er to lønnsomhetsaspekter som skal motivere de ulike aktørene til å tilby fleksibilitet. Det ene aspektet er lønnsomhet for aggregatoren i form av penger fra enkelttransaksjoner. Det andre aspektet er lønnsomhet for nettselskapet ettersom det kan bidra til å redusere samfunnskostnadene som forekommer ved økt investering i nettet. For å få til dette er det viktig med god kommunikasjon mellom nettselskap, aggregator og fleksibilitetsmarkedet.

Det finnes en del større industrikunder som allerede deltar i RKOM. Det er forventet å være en enklere prosess å få aktører til og forstå den nye markedsplassen ettersom de allerede deltar i et likt konsept. Samtidig kan det vært kunder som opplever det utfordrende å delta i to ulike markeder for fleksibilitet.

Morrow er et eksempel på en bedrift som ser muligheten til å tilrettelegge anleggene sine for en fleksibel drift. I et intervju med Asbjørn Hilde, Senior Project Manager i Morrow Batteries, forklarte han hvordan batterifabrikken deres i Arendal skal tilrettelegge for å kunne delta i et fremtidig fleksibilitetsmarked. Hvordan de har tenkt å gjøre dette blir gått mer inn på i kapittel 6.2.3 og 7.2.1. [A. Hilde, Morrow Batteries, Personlig kommunikasjon, 2022]

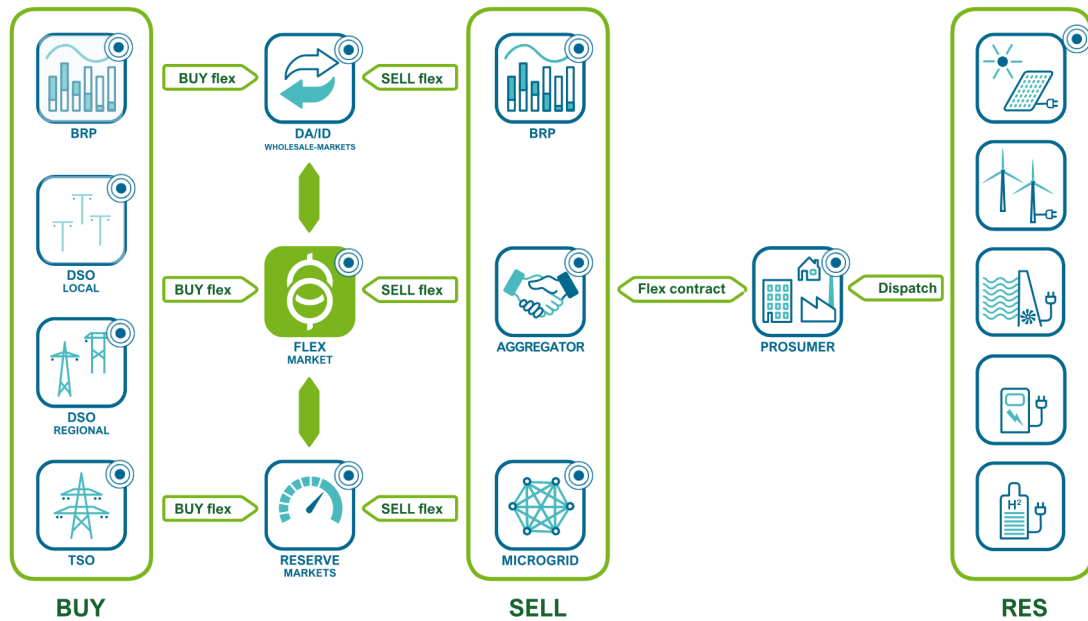
4.3 NorFlex prosjektet - Demo Agder

NorFlex var et prosjekt med mål om å utvikle fremtidens strømnnett ved å legge til rette for et mer fleksibelt strømforbruk. Prosjektet hadde en varighet på tre år, fra forsommeren i 2019 til slutten av mars i 2022. Prosjektdeltakerne var Agder Energi, Glitre Energi, NODES og Statnett, og prosjektet ble finansiert med støtte fra Enova. [37] Dette prosjektet er et av åtte storskala demoprojekter Enova støtter, med hensikt om å forme fremtidens energisystemer. Agder Energi er leder av NorFlex prosjektet som består av tre demonstrasjonsprosjekter. I det ene prosjektet har det blitt testet aggregering opp mot Statnett. Bakgrunnen for pilotprosjektet har vært å se om fleksibilitet kan bidra til å balansere det norske og nordiske kraftsystemet. Demo Agder og Demo Glitre er de to resterende prosjektene. Hensikten med prosjektene har vært å bruke markedsplassen NODES til å teste ut ulike teknologiske løsninger for handel av fleksibilitet på flere nettområder, fra det distribuerte regionalnettet, og ned til lavspentnettet. [2, 27, 36, 37]

Hensikten med å gjennomføre NorFlex prosjektet var å teste ut ulike teknologiske løsninger for å få et mer fleksibelt strømforbruk. Ved å gjøre dette ønsker pilotprosjektet å være med å utvikle verktøy for å håndtere utfordringer i driften av nettet. Behovet for å gjennomføre prosjektet kommer av at samfunnet går mot å bli fullelektrisk. Dette gir et økt totalt strømforbruk i kraftnettet som kan utfordre forsyningssikkerheten [27]. Hittil har løsningen på utfordringene med økt forbruk vært å bygge ut kapasitet i nettet. Denne løsningen er kostbar, både for utbygger og kunder, på grunn av økt nettleie. I tillegg er det et lite bærekraftig alternativ å foreta de store naturinngrepene som må til for å bygge ut deler av nettet tilstrekkelig.

NorFlex Demo Agder var en pilotering styrt av AE, og omhandlet strømmettet i Agder-regionen. Det er dette prosjektet oppgaven tar utgangspunkt i. Grunnen til at prosjektet ble startet opp, var for å teste ut bruken av fleksibilitet hos strømkunden. Målet med prosjektet var at løsningen skulle være til nytte for alle som er tilknyttet kraftnettet. Det nye virkemiddelet, fleksibilitet, ble testet ved at aggregatorer som har samlet opp nok fleksibilitet fikk delta på NODES. Deretter handlet AEN fleksibiliteten de hadde behov for. I pilotprosjektet ble hele verdikjeden for fleksibilitet simulert. Verdikjeden tilsvarer alt fra tilbud og prissetting av fleksibilitet fra aggregatorene, til handel og oppgjør på NODES sin plattform. Hypotesen til AE var at det nye virkemiddelet skulle hjelpe både med behovet for nettforsterkninger, og med å redusere KILE. Bachelorgruppen har i oppgaven fokusert på tallene fra Demo Agder som har påvirket flaskehalssituasjonen inn mot Kristiansand. [A. Ripegutu, AEN, Personlig kommunikasjon, 2022]

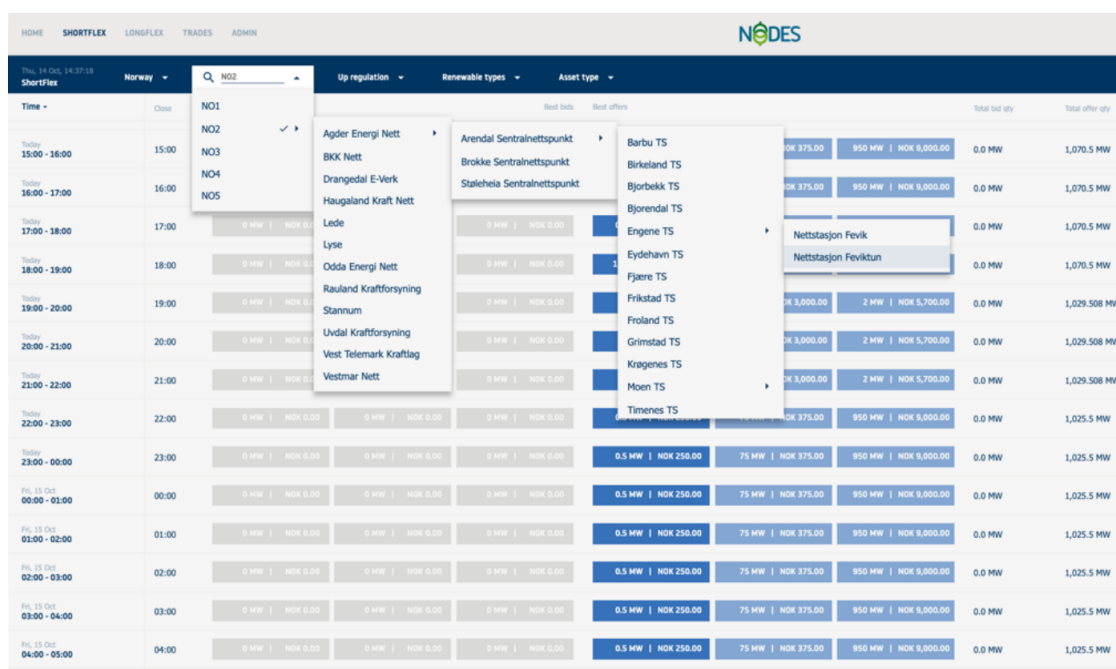
Strukturen rundt NODES er vist i Figur 4.4, og viser alle aktørene som kan delta i markedsplassen. Nettkonsesjonærene er de som handler på markedet, mens aggregatorer selger fleksibiliteten. NODES er markedsplassen som er ansvarlig for transaksjonen mellom kjøper og selger.



Figur 4.4: Figuren viser en oversikt over hvilken rolle de ulike aktørene har i NODES sin markedsplass. [32]

4.3.1 Verktøy

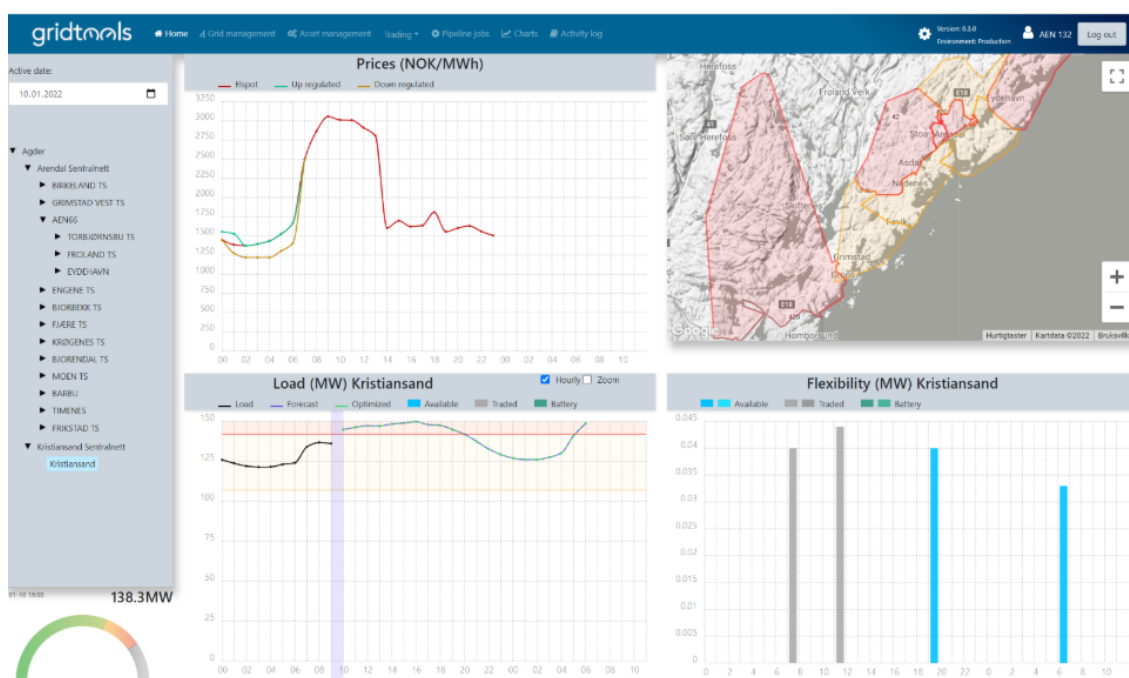
I Demo Agder ble verktøyene NODES og Gridtools benyttet av AEN. NODES tilbyr en markeds plass for handel av fleksibilitet. Alle aktørene i nettet som hadde mulighet til å samle opp nok fleksibilitet, fikk lov til å selge den på markedet. Kriteriene for å delta på markeds plassen er definert i kapittel 6.3. AEN var DSO som handlet fleksibilitet i pilotprosjektet. NODES sin modell for å oppnå fortjeneste var ved å ta en prosentsats av transaksjonene som ble gjennomført. Figur 4.5 viser hvordan verktøyet visualiserer tilgjengelige bud i plattformen til NODES. [A. Ripegut, AEN, Personlig kommunikasjon, 2022]



Figur 4.5: Figuren viser et bilde av markeds plassen til NODES. Hver rad symboliserer et bud fra en aggregator. [H. Hagen, NODES, Personlig kommunikasjon, 2022]

Enfo er et selskap som har utviklet teknologi for å selge og kjøpe forbrukerfleksibilitet i kraftmarkedet. Selskapet har et samarbeid med AE, og har utviklet Gridtools. Det er et verktøy som håndterte handelen i NODES mer konkret mot lastbildet til nettselskapet. Programmet brukes til å overvåke kjøpene gjort i markeds plassen for fleksibilitet, sett opp mot lasten de opplever i nettet. Figur 4.6 viser grensesnittet til Gridtools. [M. Alfer, AEN, Personlig kommunikasjon, 2022]

Gridtools ble utviklet for å handle fleksibilitet automatisk, basert på hvilket nivå lasten i snittet ligger på. Denne programvaren har kjøpt fleksibilitet kontinuerlig gjennom prosjektet. Verktøyet opererte med tre forskjellige nivåer, hvor lasten inn mot Kristiansand bestemte villigheten til å handle. Det første nivået hvor det skjedde minimalt med handel var opp til 105 MW last. Fra 105 MW til 135 MW økte både betalingsvilligheten i form av pris per volum og mengden volum. Det siste nivået var for last over 135 MW. Her kjøpte Gridtools det meste av fleksibilitet tilgjengelig, også til høy pris. Underveis i prosjektet ble terskelen for de ulike nivåene endret for å sikre at handelen og aktiveringen ble gjennomført på planlagt måte. Det er skrevet mer om hvordan Gridtools ble utviklet og brukt under pilotprosjektet i kapittel 4.3.2. [M. Alfer, AEN, Personlig kommunikasjon, 2022]



Figur 4.6: Figuren viser et bilde av Gridtools med lastprognose og handlet fleksibilitet under Demo Agder. [H. Stea, AEN, Personlig kommunikasjon, 2022]

4.3.2 Gjennomføring

Demo Agder startet forsommeren 2019 ved å sende ut en forespørsel om deltagelse til mulige aggregatorer. Gjennom høsten pågikk arbeidet med å ferdigstille anskaffelsesprosessen av relevante aktører til prosjektet. Aktørene som ble forsøkt anskaffet var selskap som viste interesse, og som hadde tilgjengelige fleksibilitetskilder, samt teknologisk modenhet. [3]

newpage I 2020 ble ”proof of concept” og ”proof of market” gjennomført. Hensikten med ”proof of concept” var å demonstrere en teknisk integrasjon av hvordan Norflex prosjektet skulle fungere i praksis, med ende-til-ende tester for alle involverte parter. Utviklingen og testing av sentrale verktøy, med behandling av data fra fleksibilitetskildene og mar-

kedsplassen, ble utført på en vellykket måte. ”Proof of market” hadde som mål å validere prosjektet som en gunstig forretningsidé. Målet var å demonstrere at det faktisk finnes et reelt marked for kjøp og salg av fleksibilitet. Det ble testet en forenklet versjon av den digitale forretningsmodellen. Resultatet viste at det krevdes en del videre arbeid med utvikling av tjenester for å drive analyser og simuleringer som grunnlag for prognosering. [3]

EU’s Clean Energy Package (CEP) sine retningslinjer innebærer blant annet krav om at alle land sine TSO/DSO skal være ansvarlige for lagring, innsamling og utveksling av data knyttet til balansering og flaskehalshåndtering i kraftsystemet. Dette ble i 2020 lagret i et fleksibilitetsregister i forbindelse med NorFlex prosjektet. Her ble det laget en database som ga en oversikt, og synliggjorde alle distribuerte fleksibilitetskilder for de relevante markedsaktørene i en trygg datainfrastruktur. Dette omfattet fleksibilitet i forbindelse med produksjon, lagring og utkobling. Etersom aktørene TSO/DSO har monopol på områdene hvor de er konsesjonærer, kreves det regulering fra høyere hold som setter rammene for verdiskapning i de nye markedsplassene. EU har behov for erfaringer og anbefalinger fra prosjekter som NorFlex, for å kunne utforme slike reguleringer på en god måte. [3]

I starten av 2021 ble det åpnet for handel av fleksibilitet i NODES. Handelen kunne gjennomføres på to ulike avtaler, enten gjennom LongFlex eller ShortFlex. LongFlex er en type tilgjengelighetsavtale hvor kunden kunne binde seg over en lengre tidsperiode. Gjennom avtalen kunne fleksibilitetskilden deres aktiveres av nettselskapet. Aktiveringen av fleksibilitetskilden til kunden ble behandlet etter hvordan avtalen med AE var utformet. Faktorer som spiller inn på avtalene er hviletid og varighet til aggregatoren. Hviletid betyr hvor lenge det må gå mellom være aktivering, mens varighet betyr hvor lenge aggregatoren kan være aktivert. Kriteriene om hviletid og varighet i avtalene er beskrevet i kapittel 5.6. [A. Ripegut, AEN, Personlig kommunikasjon, 2022]

LongFlex avtalene i NODES deles inn i LongFlex uke og LongFlex sesong. Forskjellen mellom avtalene er hvor lenge kunden gjør seg tilgjengelig på markedet. Her ble det avtalt en pris på forhånd som kunden fikk utbetalt hver gang de ble aktivert. I tillegg fikk de kontinuerlig betalt for å ha kilden sin tilgjengelig for utkobling i de timene som ble spesifisert i kontrakten, selv om de ikke ble koblet ut. Både tilgjengelighetsprisen og aktiveringsprisen i LongFlex avtalene ble satt i samarbeid med nettselskapet. Det fremkommer flere faktorer i prissettingen som blir gjennomgått i kapittel 5.6. [3]

ShortFlex avtalene ble lagt inn i NODES sin markedsplass, og kunden stod fritt til å legge inn volum effekt, pris og hvor lenge de kunne være fleksible. Disse avtalene var mer aktuelle i perioder hvor det på kort sikt ble mangel på kapasitet i nettet, hvor nettselskapet hadde vanskeligheter med å forsyne kunder i ett området. Fristen for å gjennomføre handel av både LongFlex og ShortFlex var to timer før driftstimen, men den kunne også avtales før. Med ShortFlex ble kunden kun betalt ved aktivering av bud, mens kunder med LongFlex ble betalt for å være tilgjengelige for utkobling i tillegg. [3]

I prosjektet var det planlagt å sette opp et fiktiv scenario, hvor en flaskehals førte til anstrengt drift. Underveis i Demo Agder dukket det opp en feil på en av de største transformatorstasjonene (T-11) inn til Kristiansand, hvor en transformator på Krossen havarerte. Den måtte sendes til reparasjon i Drammen, som var en krevende prosess når totalvekten på frakten var på over 120 tonn. Selve reparasjonen varte fra mars til desember i 2021. Konsekvensene av feilen ble anstrengt drift av nettet inn mot Kristiansand når lasten var høy. Den anstrengte driften kunne igjen føre til havari av andre komponenter som til slutt kunne gjort at kraftnettet ville knelt og Kristiansand sentrum hadde gått i svart. Figur 4.7 viser en del av transporten til transformator T-11 på vei til Drammen for reparasjon. Frem til transformatoren var tilbake og installert i desember 2021 ble situasjonen hovedsakelig håndtert ved hjelp av omkoblinger i nettet, samt testing av de andre virkemidlene i prosjektet. [A. Ripegutu, AEN, Personlig kommunikasjon, 2022]



Figur 4.7: Bildet viser en del av transporten av den 120 tonn tunge lasten med den havarerte T-11.

På testdagen 1. desember 2021 ble det gjennomført tester av flere virkemidler samtidig. AEN hadde Christianssand Bryggeri, Glencore Nikkelverket, Hennig Olsen Is og landstrømsanleggene til fergeselskapet Color Line og Kristiansand Havn på utkoblbar Tariff denne dagen. Av disse ble det gjort én utkobling. Glencore Nikkelverket sin el-kjel ble ikke koblet ut ettersom de allerede driftet anlegget sitt på olje-kjel grunnet høye strømpriser. Andre årsaker til at enkelte kunder ikke ble koblet ut, blir gjennomgått i kapittel 6.2.5. Av omkoblinger ble det totalt lagt om 35,6 MW last denne dagen. Elkem ble lagt over på 110 kV nettet som flyttet 30 MW vekk fra 50 kV snittet hvor flaskehalsen lå. Det siste virkemiddelet som ble utført på testdagen var en simulering av omkobling i produksjon, hvor overføringskapasiteten inn til Kristiansand ble økt med over 20 MW. Denne dagen var det tilgjengelig små volum fleksibilitet på NODES. Summen av fleksibilitet som ble handlet var dermed på under 0.05 MW. Fleksibilitetshandelen tok seg derimot opp gjennom vinteren. Årsaken til det økte volumet av fleksibilitet er forklart i kapittel 6.3.2, og var hovedsaklig på grunn av innlemming av nye aggregatorer. [A. Ripegut, AEN, Personlig kommunikasjon, 2022]

Transformatoren T-11 var tilbake i drift i starten av desember 2021, og var operativ under de største periodene med høylast gjennom vinteren. [A. Ripegut, AEN, Personlig kommunikasjon, 2022]

De digitale verktøyene Gridtools og Flextools ble tatt i bruk for første gang i starten av januar 2021. Gridtools, som er presentert i kapittel 4.3.1, brukes av nettselskapet for å identifisere flaskehalsområder i strømmettet. Figur 4.6 viser et bilde av hvordan plattformen til Gridtools ser ut. Verktøyet gir et verdifullt bilde av forventet belastning i hver flaksehals, samt en oversikt over tilgjengelig fleksibilitet. Gridtools var nødvendig for å automatisere verdikjeden, fordi programvaren handlet fleksibilitet automatisk etter behovet til AEN. Flextools ble i motsetning til Gridtools brukt av aggregatorene, og skulle knytte fleksibilitetskilder opp mot NODES. Verktøyet ble brukt til innsamling av data som ga prognoser for det planlagt forbruket i NODES, og gjennomførte beregninger av baseline. Baseline er det forventede energiforbruket til en aggregator, og blir forklart i kapittel 5.5. [52]

I 2022 ble det observert en økende trend av handel til og med mars måned. Denne økende trenden i handler kan ses i Figur 7.1. Pilotprosjektet Demo Agder ble avsluttet ved månedsskifte Mars/April. [A. Ripegut, AEN, Personlig kommunikasjon, 2022]

4.3.3 Resultater

Resultatene presentert i dette kapittelet er AEN sine resultater fra Demo Agder. AEN ønsket å få fleksibilitet til å bli sett på som en handelsvare som kunne tjene både kundene og nettselskapet. Tallene fra handelsplassen viser at dette har vært vellykket for dem, vist ved den stigende trenden utover i prosjektet når det kommer til både mengde volum og antall handler. Dette kan ses i Figur 6.5. Dette tyder på at fleksibilitet ligger tilgjengelig, så lenge det er økonomiske gevinster å hente for de som må aggregere den opp. Det krevde allikevel omstillinger fra enkelte aggregatorer, som etter hvert viste seg å gi resultater. Totalt sett er det likevel aggregert et begrenset volum. Per dags dato er det for lite fleksibilitet til å håndtere flaskehalsproblematikk, men det er ikke usannsynlig at dette kan endre seg dersom den økende trenden fortsetter. [A. Ripegut, AEN, Personlig kommunikasjon, 2022]

Et annet virkemiddel som allerede var etablert er omkoblinger i nettet. Virkemiddelet har vist seg å være enkle og effektive i noen scenarier, men tidvis kompliserte og lite effektive i andre. Generelt sett har det vist seg veldig lokasjonsavhengig. Ved enkelte tilfeller hadde det vært fordelaktig å benytte seg av andre virkemidler enn omkobling, eksemplifisert ved simulering av koblingene i Lund-Elvegata, gjennomgått i kapittel 6.1.2. Når det kommer til omkobling av produksjon, er det krevende ettersom det må flyttes en del last. Samtidig gir det store gevinster som kan ses i kapittel 6.1.3. Ved spesialregulering, som krever villighet fra statnett sin side, er det mulig å øke kapasiteten ytterligere når det kommer til omkobling av produksjon. [A. Ripegut, AEN, Personlig kommunikasjon, 2022]

Utkoblinger av kunder har vist seg dyrt og uforutsigbart for enkelte kunder. Kundene som har vært på fleksibelt forbruk, også kalt kunder på utkoblbare tariffkunder, har frem til dette prosjektet nesten ikke opplevd å bli koblet ut. Det betyr at de har levd med en reduksjon i nettleien, uten å oppleve og bli utkoblet. Den andre formen for kunder som kan kobles ut er de som er lagt inn i nettet på vilkår, ettersom de har etablert seg i et område hvor det allerede er anstrengt drift. Det er foreløpig ingen kunder som lagt inn på vilkår ettersom dette er et nytt virkemiddel som ble lovfestet i mai 2021. Det vil fremover bli en del kunder på vilkår slik som nevnt i kapittel 4.3.4. Resultatene fra Demo Agder som omhandler hvert virkemiddel vil bli utdypet ytterligere i kapittel 6. [A. Ripegut, AEN, Personlig kommunikasjon, 2022]

Det ble underveis i prosjektet gjort andre interessante funn. Det var blant annet ikke kjent for nettselskapet at fleksibilitetskilder allerede var tilknyttet RK under AEN sitt nett. Elkem og Nikkelverket deltok før Demo Agder på Statnett sitt marked, RKOM, med hver sin fleksibilitetskilde. Dette var av stor interesse for nettselskapet hvor de oppdaget allerede fleksible aktører i nettet. Eksempelet visualiserer litt av problemstillingen som tas opp senere i rapporten rundt transparens og koordinering mellom henholdsvis TSO og DSO. Andre faktorer har også påvirket mengden fleksibilitet som har vært tilgjengelig å aggregere opp. Eksempelvis har kraftprisen ført til at ulike industrier har benyttet seg av olje-kjeler fremfor el-kjeler, som har ført til at det har vært mindre fleksibilitet å benytte seg av når lasten skulle styres. [A. Ripegut, AEN, Personlig kommunikasjon, 2022]

4.3.4 Videreføring

Demo Agder ble en god læringsarena for AEN, og har banet vei for flere muligheter til å styre strømmettet i et lokalt område. Prosjektet har lagt til rette for kompetanseheving i testing av hardware, software, forretningsmodeller og markedsmodeller i nye verdikjeder. Per dags dato ser AEN på måter de kan videreføre prosjektet. Grunnen er at nettselskapet mener fleksibilitet kommer til å bli en viktig komponent for å styrke strømmettet, og at de ønsker det når de skal forme fremtiden. Ved å gjennomføre pilotprosjekt på nye teknologiske løsninger, slik som bruken av fleksibilitet som en handelsvare, utvikles det bærekraftige løsninger på morgendagens problemer. Det ble bestemt våren 2022 at Norflex prosjektet overordnet skulle videreføres til våren 2023, selv om Demo-Agder ble ferdig månedsskiftet mars-april 2022. [A. Ripegut, AEN, Personlig kommunikasjon, 2022]

Villigheten til fleksibilitet hos forbrukere er en viktig del for videreføring av konseptet. Det er viktig å forklare potensielle aggregatorer at nettselskapet er villig til å betale for produktet. Nye bedrifter med en viss mengde installert effekt kan se på fleksibilitet som del av inntektskilden, dersom de klarer å ha et fleksibelt forbruk og tilrettelegger driften for å tåle utkoblinger. Gruppen hadde i starten av mai et møte med Asbjørn Hilde, Senior Project Manager for high voltage systems ved Morrow batteries. Hilde kunne fortelle om villighet hos Morrow til å tilrettelegge for fleksibilitet i deres nye gigafabrikk i Arendal, som skal være en battericellefabrikk. Allerede i pilotfabrikken som er under konstruksjon, legges det til rette for et fleksibelt forbruk. Morrow må i starten være tilkoblet som en kunde på vilkår, som forklares i kapittel 6.2.3. Dette betyr at de må være klare for å bli koblet ut dersom nettselskapet ser det nødvendig, frem til nettet rundt fabrikk er rustet opp og utbygd for å takle effektmengdene de krever. Morrow planlegger å benytte batteribanker og nødaggregat for å takle disse eventuelle utkoblingene. Senere er det planlagt at fleksibilitet også kan være en inntektskilde for den store fabrikk, ettersom produksjonen deres passer godt til å justeres og kobles ut. Totalt er det planlagt et effektuttak på 315 MW inn til gigafabrikken, som kan bety betydelig mengder fleksibilitet. [A. Hilde, Morrow Batteries, Personlig kommunikasjon, 2022]

5 Prissetting av fleksibilitet

Fleksibilitet er et homogent produkt. Det betyr at fleksibiliteten som blir tilbudt på et fleksibilitetsmarked i utgangspunktet er identisk i nettselskapets øyne. Faktorer som differensierer fleksibilitet er hvor stor kapasitet som blir tilbudt om gangen, plassering av fleksibilitetskilden, og hvor mye som er tilgjengelig på markedet. I et fleksibilitetsmarked er det kun nettselskapet som handler fleksibilitet. Motivasjonen til nettselskapet for å handle er å unngå overinvestering i nettet. KILE er et mål på den øvre betalingsvilligheten til nettselskapet dersom alternativet er utkobling. Dermed blir KILE den maksimale grensen ved prising av fleksibilitet. Denne grensen varierer avhengig av hvilken kundegruppe nettkundene som blir koblet ut tilhører. De ulike kundegruppene er beskrevet i kapittel 3.3. Ettersom det er få kjente fleksibilitetsmarkeder, blir markedsmodellen og prinsippene til NODES brukt til å beskrive prissettingen av fleksibilitet. [25]

5.1 Anbud fra nettselskapet

I NODES har nettselskapet mulighet til å legge ut egne anbud hvor de etterspør fleksibilitet. I en slik prosess vil nettselskapet etterspørre mengde fleksibilitet (MW), samt prisen på fleksibiliteten (NOK/MW). Dersom en aggregator godtar tilbudet, vil de få det beløpet nettselskapet la frem i budet. En aggregator som har kapasiteten tilgjengelig, men ønsker en høyere pris, kan legge inn et motbud. Aggregatoren kan også selge deler av fleksibiliteten som nettselskapet etterspør dersom de legger seg på samme prisnivå som nettselskapet. Den første aggregatoren som kommer til enighet med nettselskapet vinner anbudet. Det kan være flere aggregatorer på samme anbud så lenge ikke en annen aggregator selger hele den etterspurte fleksibiliteten først. Dette er mulig dersom det er litt fleksibilitet igjen etter at første aggregator har solgt sin del. [H. Stea, AEN, Personlig kommunikasjon, 2022]

5.2 Øvre betalingsvillighet

I kapittel 3.2 blir KILE presentert som en kostnad nettselskapet betaler hver enkelt nettkunde dersom de blir koblet ut. Dersom det oppstår en overlast på nettet, vil ofte flere kunder bli koblet ut samtidig. KILE blir dermed en kostnad for nettselskapet som tilsvarende summen av alle som blir koblet ut. Det er den samlede KILE som legger grunnlaget for den øvre betalingsvilligheten til et nettselskap. Dermed vil en aggregator i noen tilfeller kunne selge fleksibiliteten sin for mer enn kompensasjonen de hadde fått for å bli koblet ut.

En annen viktig faktor for betalingsvilligheten til nettselskapet er hvilke kundegrupper som blir koblet ut. Dersom ett lite nabolag mister strømtilførselen sin, vil de ha en lavere KILE enn hvis en industrikunde blir koblet ut. Nettselskapet vil derfor ha en høyere betalingsvillighet for å unngå en overlast hvor industrikunden faller ut, enn nabolaget.

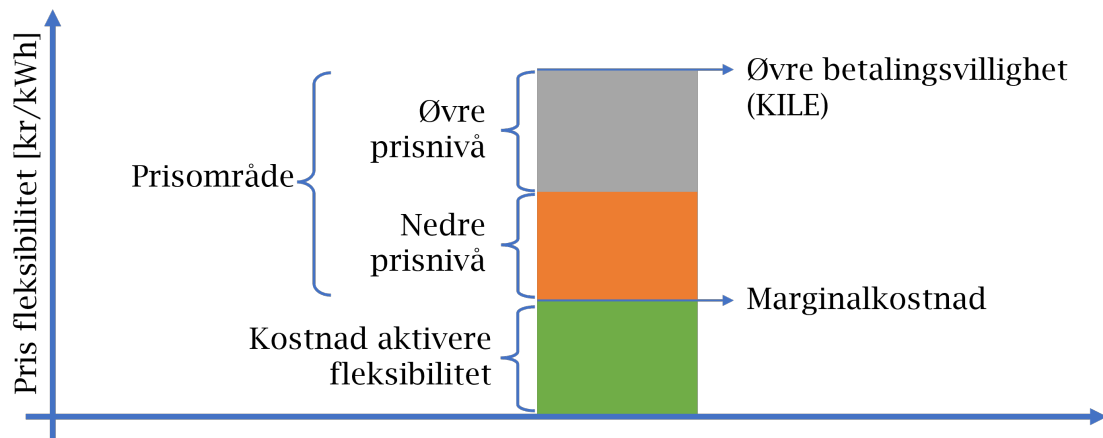
5.3 Bakgrunn for pris

Den mest sentrale faktoren ved prissetting av aktiveringsprisen til fleksibilitet, er marginalkostnaden til aggregatoren ved utkobling. Marginalkostnaden er den økonomiske belastningen en aggregator blir påført ved å være fleksibel. Dersom prisen på fleksibilitet er lavere enn denne kostnaden, vil det ikke lønne seg å være fleksibel, og det er ikke lenger en motivasjon til å delta på fleksibilitetsmarkedet. Begrensningene for hvor en aggregator kan sette prisen på fleksibiliteten sin er mellom marginalkostnaden deres, og KILE som nettselskapet må betale dersom det oppstår en overlast som fører til utkoblinger av nettet. I NODES hadde ikke aggregatorene kunnskap om prisen på de andre budene i fleksibilitetsmarkedet, eller den samlede KILE ved utkobling. Dermed oppstod det aldri en konkurranse hvor aggregatorene sammenlignet pris med hverandre under prissettingen. [A. Ripegut, AEN, Personlig kommunikasjon, 2022]

I NorFlex Demo Agder handlet AEN alltid den totale fleksibiliteten i budet til aggregatoren. Dersom de hadde hatt behov for 1 MWh fleksibilitet, men det kun var et tilbud på 1,2 MWh på markedet, ville AEN handlet hele fleksibiliteten. Dermed ville de betalt for 0,2 MWh de ikke hadde behov for. En aggregator som aggregerer fleksibilitet fra mange små kilder kan være villig til å godta bud på deler av det de i utgangspunktet har tilbudt. Dersom aggregatoren fra eksempelet over hadde lagt inn et bud på 1,2 MWh fleksibilitet fra el-billadere, er det ingen store utfordringer ved å kun aktivere deler av budet. Det kan derimot være en utfordring for en industrikunde som for eksempel et smelteverk. Ved å aktivere fleksibiliteten sin, vil de ha en marginalkostnad som nesten er like stor uavhengig av om de aktiverer hele eller deler av fleksibiliteten. I et slikt tilfelle vil det ikke lønne seg å bare aktivere den mengden AEN har behov for. Ettersom budene i NODES kan ha ulik størrelse, vil prisen per KWh være den avgjørende faktoren dersom det blir mulig å aktivere deler av de ulike budene.

Når en aggregator skal legge inn et bud i et fleksibilitetsmarked må de beregne marginalkostnaden sin ved aktivering. Deretter må de vurdere hvor mye høyere de er villig til å sette prisen for å maksimere sin egen nytte med å delta på markedet. Aggregatorene kan sammenligne budene sine med andre aktører som har allerede har lagt inn bud ved å se på kapasiteten og tilgjengeligheten til de andre budene i samme området.

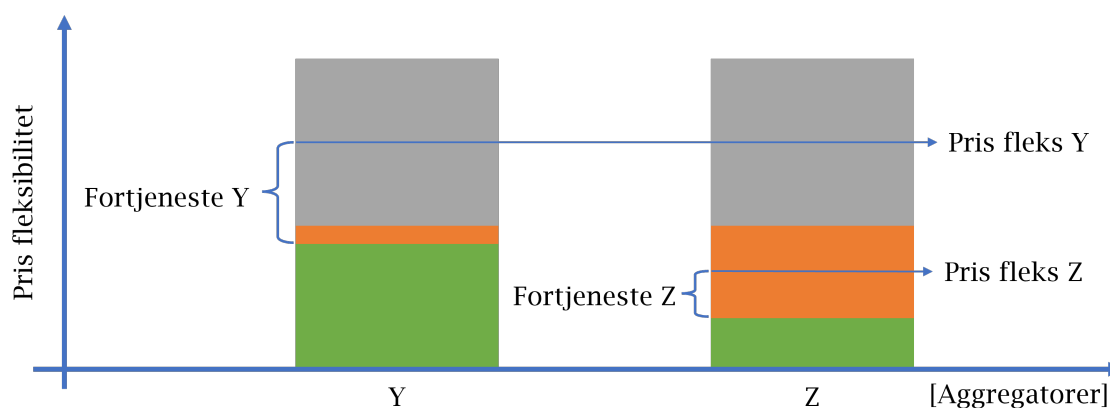
Figur 5.1 illustrer de ulike faktorene som avgrenser prisområdet på fleksibilitet. Det oransje området symboliserer prisområdet hvor det er sannsynlig at budet blir handlet ofte. Ved å legge prisen sin i dette området vil man øke sannsynligheten for at fleksibiliteten blir handlet, men man risikerer å ikke få maksimal fortjeneste på salget. Det grå området symboliserer det høyeste prisområdet hvor det er mindre sannsynlig at budet blir handlet hyppig. Det er likevel mulig at disse budene blir aktivert hvis nettselskapet er i en prekær situasjon hvor de ønsker å aktivere all tilgjengelig kapasitet. Aggregatorer som prissetter seg i dette området vil bli aktivert mer sjelden enn aktører under, og vil dermed redusere sannsynligheten for at budet deres blir handlet. De vil derimot få en høyere enkeltfortjeneste hver gang de blir koblet ut. Valget av prissetting er en måte hvor en aggregator kan skape mer forutsigbarhet ved at de kan kontrollere sannsynligheten for at de må være fleksible.



Figur 5.1: Figuren viser de faktorene som påvirker prissetting av fleksibilitet.

Hver enkelt aggregator har ofte ulike marginalkostnader. Det gjør at dersom to aggregatorer prissetter budene sine likt, vil aktøren med lavest marginalkostnad ha den høyeste fortjenesten ved aktivering av bud. I realiteten kjenner ikke aktørene til konkurrerende priser. Dermed vil den individuelle prissettingen ikke direkte påvirke hvordan konkurrentene prissetter sitt bud. Derfor må de ulike aggregatorene først og fremst se på hvilken fortjeneste, i forhold til deres individuelle marginalkostnad, som gir den økonomiske kompensasjonen de ønsker for å delta. [A. Ripegutū, AEN, Personlig kommunikasjon, 2022]

Figur 5.2 viser et eksempel på to aggregatorer med ulik marginalkostnad. Aggregator Y har i dette tilfellet en høyere marginalkostnad enn Z. Basert på figuren vil begge aggregatorene oppnå en fortjeneste ved aktivering av fleksibilitetskilden, selv om prisen på budene er ulik. I en situasjon hvor det er fare for store utkoblinger, er betalingsvilligheten til nettselskapet høy. Da vil både budet til Z og Y bli handlet til tross for at Y har plassert budet sitt i det øvre prisområdet. I eksempelet har begge aggregatorene satt en aktiveringspris hvor de oppnår en ønsket fortjeneste dersom de blir aktivert. Etersom de ikke har kunnskap om konkurrerende priser er begge aktørene fornøyd med handelen til tross for ulik fortjeneste på like bud.



Figur 5.2: Figuren viser to aggregatorer som tilbyr lik kapasitet, men som oppnår ulik fortjeneste dersom de blir aktivert.

5.4 Prisforskjell LongFlex og ShortFlex

Selv om både LongFlex og ShortFlex er avtaler som tillater en aggregator å selge fleksibilitet på det samme markedet, legger avtalene to ulike grunnlag for prissetting av fleksibilitet. I LongFlex forplikter aggregatorene seg til å kunne levere fleksibilitet i en lengre periode. Ved å inngå en slik avtale får de betalt for å være tilgjengelige. Betaling for tilgjengelighet blir utarbeidet i samarbeid med nettselskapet. Måten dette utføres på er at nettselskapet kommer med ett forslag til pris for tilgjengelighet i NOK/MW. Deretter kan aggregatoren velge å godta eller komme med et motbud. Dette motbudet kan nettselskapet godta, eller de kan komme med et nytt motbud. Slik fortsetter det til partene har kommet til enighet, eller til det ikke blir en avtale.

Formel 5.1 viser de ulike faktorene som påvirker tilgjengelighetsprisen. Den blir utarbeidet gjennom dialog mellom nettselskapet og aggregatoren, og ved å bruke prinsippene fra kapittel 5.3. I tillegg spiller kapasiteten og tilgjengeligheten til fleksibilitetskilden inn på prisen. Hviletidsfaktor (Hf) og varighetsfaktor (Vf) blir forklart i kapittel 5.6. [H. Stea, AEN, Personlig kommunikasjon, 2022]

$$\text{Tilgjengelighetspris} = Vf \times Hf \times \text{pris pr time} \left[\frac{NOK}{MWh} \right] \times \text{kapasitet} [MW] \times \text{timer i kontrakt} [h] \quad (5.1)$$

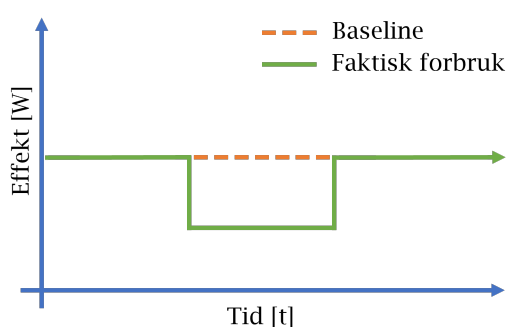
Når fleksibiliteten i LongFlex skal aktiveres, får aggregatoren en aktiveringspris i form av en opsjonspremie. Dette er i tillegg til at de får betalt for å være tilgjengelige. Formelen for beregning av opsjonspremien står beskrevet i kapittel 5.6. I ShortFlex får aggregatoren kun betalt dersom budet deres blir aktivert. Dermed blir forskjellene på de to avtalene at aggregatører med ShortFlex kan legge inn ulike bud hver gang de legger inn et nytt bud, men at de risikerer å ikke få betalt i det hele tatt dersom ikke budet blir handlet. Prisen på budene i ShortFlex blir beregnet basert på de samme prinsippene som i formel 5.1. En annen forskjell på prissettingen i de to avtalene er at betingelsene ved en inngått LongFlex er gjeldene i hele perioden, uavhengig av antall aktiveringer, mens i ShortFlex kan aggregatoren selv variere prisingen mellom hvert bud. [H. Stea, AEN, Personlig kommunikasjon, 2022]

Tabell 6.3 og 6.5 viser kjøpstall fra NODES i NorFlex Demo Agder. Kontraktene viser at aggregatorene som deltok i prosjektet hovedsaklig benyttet seg av ShortFlex ved salg av fleksibilitet. I ShortFlex fikk aggregatorene betalt 100% av beløpet dersom de leverte 82% eller mer av fleksibiliteten de tilbydde. I bud hvor det ble levert mindre enn 82%, ble utbetalingen redusert med 2% av aktiveringsprisen for hver 1% som ikke ble levert. I LongFlex fikk alle aggregatører som leverte mer enn 1% fleksibilitet utbetalt 100% av aktiveringsprisen. Årsaken til de gode betingelsene i LongFlex var for å motivere aggregatører til å inngå disse avtalene. Nettselskapet ønsket kunder på LongFlex ettersom det skapte en trygghet med at de fleksible ressursene forpliktet seg til å være tilgjengelige. [D. Stølsbotn, NODES, Personlig kommunikasjon, 2022]

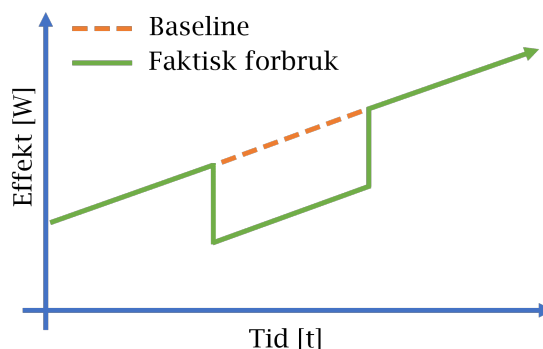
5.5 Baseline

Baseline er det forventede energiforbruket til en aggregator dersom fleksibiliteten ikke blir aktivert. Når en aggregator tilbyr en gitt mengde fleksibilitet på en markeds plass, må aktøren redusere energiforbruket sitt med den samme mengden i forhold til baseline ved en eventuell aktivering. Det blir gjort i løpet av hele aktiveringstiden til handelen.

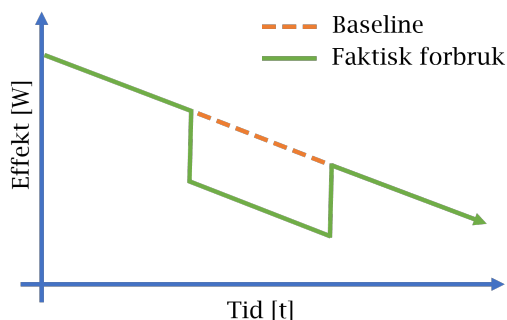
Figur 5.3, 5.4, 5.5 og 5.6 illustrerer hvordan fleksibilitet skal aktiveres i forhold til baseline. Figur 5.3 viser en aggregator som planlegger å ha et konstant energiforbruk i løpet av aktiveringstiden. Figur 5.4 og 5.5 viser en aggregator som henholdsvis planlegger å øke og redusere energiforbruket sitt i løpet av aktiveringstiden, mens Figur 5.6 viser en aggregator som forventer å ha et variabelt energiforbruk. Den siste figuren illustrerer en av utfordringene ved beregning av baseline. Selv om energiforbruket ser ut til å være konstant inn mot aktiveringen av fleksibilitet, endrer energiforbruket seg mye underveis i aktiveringstiden. Det er nødvendig med en god samhandling mellom nettselskap og aggregator for å komme med gode prognoser for energiforbruket under aktiveringen av fleksibilitet. [A. Ripegut, AEN, Personlig kommunikasjon, 2022]



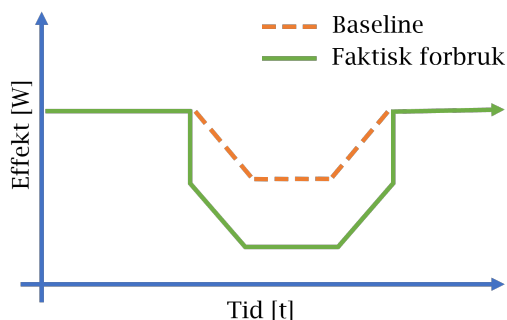
Figur 5.3: Figuren viser baseline ved uendret energiforbruk



Figur 5.4: Figuren viser baseline ved økt energiforbruk



Figur 5.5: Figuren viser baseline ved redusert energiforbruk



Figur 5.6: Figuren viser baseline ved variabelt energiforbruk

5.6 Hviletid og varighet av aggregatorer

To viktige faktorer som påvirker tilgjengeligheten til fleksibilitet er hviletid og varighet. Varighet er hvor lenge fleksibiliteten er tilgjengelig om gangen, mens hviletid er hvor lang tid det minimum må gå før den samme fleksibilitetskilden kan aktiveres etter at den allerede har vært aktivert. Den vanligste årsaken til begrensninger i varighet, er at det påvirker driften til aktører som tilbyr fleksibilitet negativt over en lengre periode. Dersom en aggregator må nedjustere energiforbruket sitt ved å kjøre komponenter på redusert drift, kan det på kort sikt være lønnsomt å være fleksibel, mens det etter en lengre periode kan gå over til å bli svært ulønnsomt. I tillegg kan enkelte komponenter havarere dersom de ikke opererer etter dimensjonert drift over en for lang tid. For å rette opp i ulempene en aggregator kan bli påført ved at fleksibiliteten deres blir aktivert, kreves det ofte en hviletid hvor de får gjenopprettet normal drift. Det er opp til hver enkelt aggregator å finne ut av hvor lenge de kan være fleksible om gangen, og hvor lang hviletid de trenger. Ved å kommunisere dette til nettselskapet kan aggregatorene påvirke når de skal være fleksible, og det kan dermed virke mindre uforutsigbart å delta i et fleksibilitetsmarked. [A. Ripegutu, AEN, Personlig kommunikasjon, 2022]

Hviletidsfaktor og varighetsfaktor blir tatt hensyn til når tilgjengelighetsprisen og opsjonspremien i LongFlex skal fastsettes. Opsjonspremien tilsvarer aktiveringsprisen i LongFlex avtaler. Formel 5.2 viser hvordan opsjonspremien blir beregnet. De mest signifikante faktorene for opsjonspremien er tilbudt effekt og marginalprisen til den aktuelle fleksibiliteten. Vf og Hf er faktorer som påvirker hvor stor del av den potensielt maksimale opsjonspremien til aggregatoren som blir utbetalt.

$$\text{Opsjonspremie} = V_f \times H_f \times (\text{Tilbudt effekt}) \times (\text{marginalpris i aktuelt produkt}) \quad (5.2)$$

Faktorene som er benyttet i NorFlex Demo Agder er presentert i Tabell 5.1 og 5.2, og er verdier fra 0 til 1. Hensikten med faktorene er å motivere aggregatoren til å redusere hviletiden og varigheten til fleksibilitetskilden sin, samt differensiere fleksibilitetskildene som har ulik grad av tilgjengelighet. For å maksimere opsjonspremien må fleksibilitetskilden kunne aktiveres i mer enn 4 timer om gangen, og ha ingen hviletid. Faktorene presentert i tabellene er inspirert av faktorene som er benyttet i RKOM, opsjonsmarkedet til Statnett. Forskjellen mellom faktorene fra de to markedene er at det i NODES er lagt til et ekstra ledd for hviletid på 0,7 som tillater en hviletid på opp mot 23 timer, mens det i RKOM er en maksimal hviletid på 8 timer. [H. Stea, AEN, Personlig kommunikasjon, 2022]

Varighet	Varighet > 4 time(r)	4 time(r)	3 time(r)	2 time(r)	1 time(r)
Vf	1,00	0,98	0,95	0,90	0,80

Tabell 5.1: Tabellen viser varighetsfaktoren som blir benyttet ved beregning av utbetaling i LongFLex.

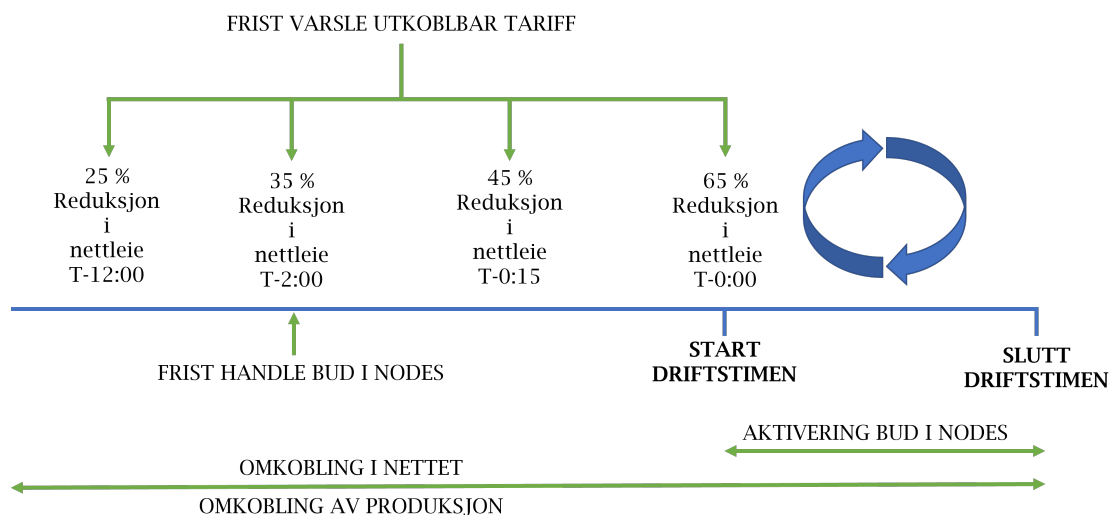
Hviletid (Hele timer)	Ingen hviletid	1 eller 2	3 eller 4	5 eller 6	7 eller 8	8h + (8-23h)
Hf	1,00	0,98	0,95	0,90	0,80	0,7

Tabell 5.2: Tabellen viser hviletidsfaktoren som blir benyttet ved beregning av utbetaling i LongFLex.

6 Virkemidler for flaskehalshåndtering

I dette kapittelet blir det utredet om ulike virkemidler for flaskehalshåndtering. AEN har som DSO i NorFlex Demo Agder hatt tre overordnede virkemidler for å håndtere flaskehals i nettet. Disse tre er omkoblinger i nettet, utkoblbare kunder og nykommeren fleksibilitet. I tillegg vil det bli sett på systemvern, som er et virkemiddel TSO har, og er bestående av automatiske funksjoner i kraftsystemet.

Fleksibilitet er forklart i kapittel 4, og kan defineres som evne og vilje blant nettkunder til å justere energiforbruk, eller produksjon. Figur 6.1 viser en illustrasjon av de ulike virkemidlene AEN kunne benytte seg av under håndteringen av flaskehalssituasjoner i Demo Agder. Det er den samme figuren som Figur 3.4 fra kapittel 3.5, med fleksibilitet introdusert som et virkemiddel. Alle virkemidlene vil bli gjort rede for i dette kapittelet. Resultatene fra bruken av de ulike virkemidlene i Demo Agder blir presentert under hvert virkemiddel.



Figur 6.1: Figuren viser fristen AEN hadde for å benytte seg av ulike virkemidler inn mot driftstimen under NorFlex Demo Agder.

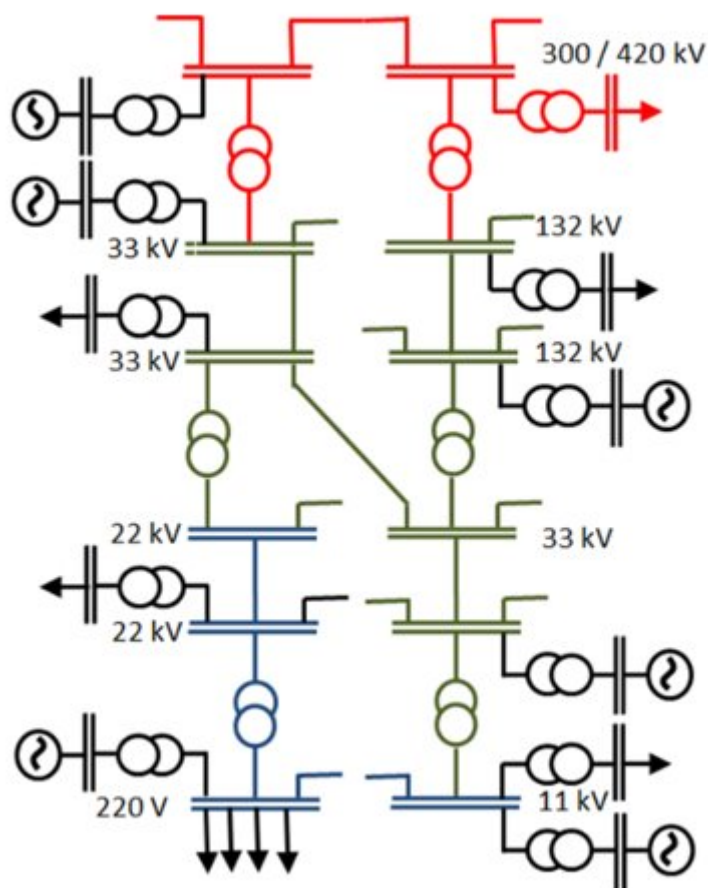
6.1 Omkoblinger

Virkemiddelet omkoblinger deles inn i to overordnede kategorier: omkoblinger i nettet, og omkoblinger av produksjon. Omkoblinger i nettet benyttes daglig til å flytte laster for å optimalisere driften av nettet. Grunnen til dette er at det generelt sett er en enkel og effektiv operasjon. Ettersom koblingsbildet er ulikt for de fleste deler i nettet, er det enkelte omkoblinger som kan være mer kompliserte operasjoner enn andre. Dette gjelder spesielt for lavere spenningsnivå hvor det er mange trinn som må gjennomføres riktig for å utføre en omkobling. Omkoblinger som fører til justering av produksjon er ofte mer omfattende prosesser enn omkoblinger i nettet, og krever en involvering av Statnett. [A. Ripegut, AEN, Personlig kommunikasjon, 2022]

6.1.1 Omkoblinger i nettet

Omkoblinger i nettet gjøres for å flytte last fra et område til et annet, hvor hensikten er å redusere belastningen på en del av nettet. Det er ikke risikofritt å gjennomføre omkoblinger ettersom det kan være utfordrende operasjoner som krever mange steg, samt at det kan oppstå transitt mellom to ulike nett. Transitt er et fenomen som oppstår når to regionalnett kobles sammen på distribusjonsnettet, hvor det ene nettet er i underskudd på energi og det andre i overskudd. Omkoblinger kan være spesielt utfordrende når de utføres i lavere spenningsnivå som 22 kV- og 11 kV-nettet, ettersom sannsynligheten for utfall øker. [A. Ripegut, AEN, Personlig kommunikasjon, 2022]

Figur 6.2 illustrerer hvordan nettet er satt sammen i ulikt spenningsnivå, vist ved forskjellige farger. Rød viser sentralnett, grønn viser regionalnett og blå distribusjonsnettet. Det er i den blå delen av nettet hvor det er mest utfordrende å gjøre omkoblinger. De laveste spenningsnivåene er radielt oppbygget, i motsetning til det maskede regionale distribusjonsnettet. Radiell oppbygning betyr at strømmen kommer inn via kun én vei, og masket nett betyr at det er flere veier inn. Ved feil i et radielt nett vil nettkundene på den andre siden av driftsforstyrrelsen bli koblet ut.



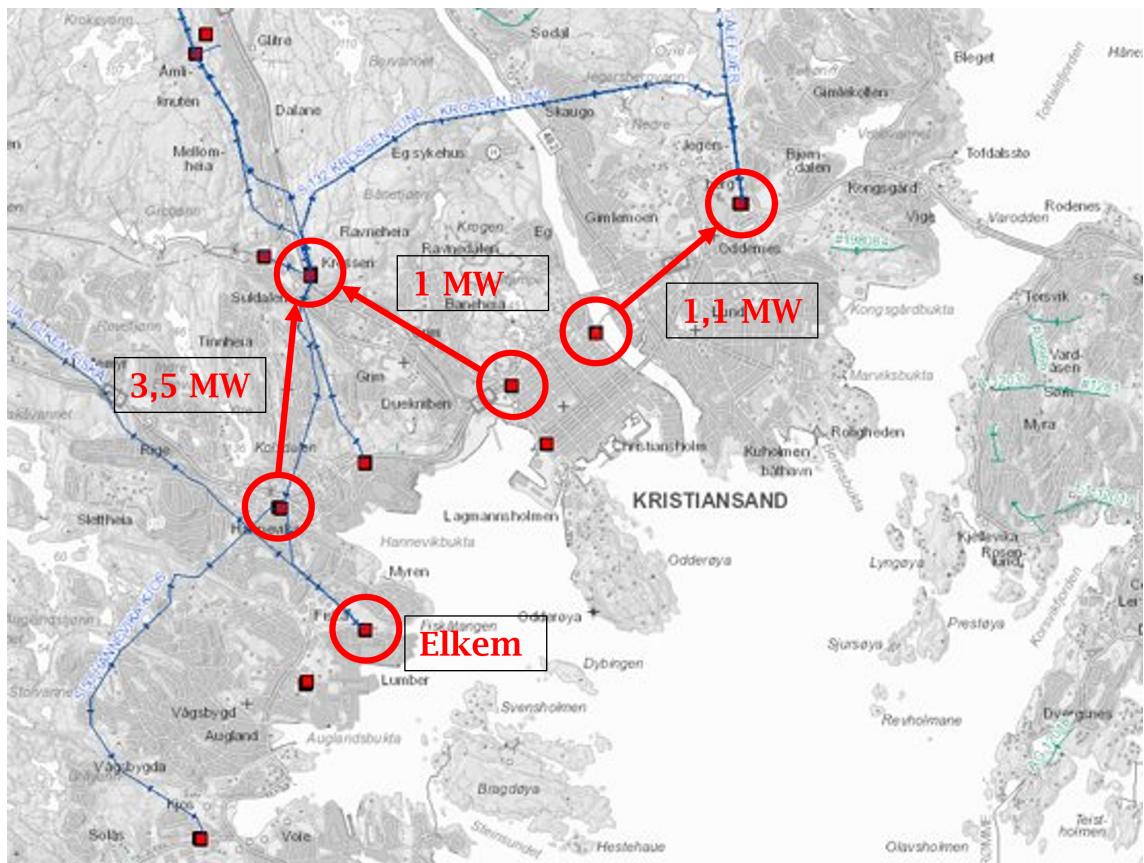
Figur 6.2: Figuren viser en skisse av koblingsbildet til de ulike spenningsnivåene, samt hvordan de er koblet sammen. [A. Ripegut, AEN, Personlig kommunikasjon, 2022]

Endringer i koblingsbilde kan gi problemer for lavere nettnivå i form av transitt. Fenomenet kan oppstå når to regionalnett kobles sammen. Hvis eksempelvis regionalnett A er i stort underskudd og regionalnett B er i stort overskudd så vil strømmen flytte seg etter der lasten er, og dermed finne den letteste veien. Dette kan sammenlignes med vann under høyt og lavt trykk i et rørsystem. Transitt kan skape for store strømmer i det underliggende nettet, og det kan føre til kritisk overlast og kaskaderende utfall. Transitt kan forekomme etter kolbinger i både sentral og regionalnett. Slike situasjoner håndteres i dag ved pålegg fra Statnett om deling av nettet fra masket til radiell drift. Det samme skjer på sentralnettsnivå når statnett eksempelvis mister en hovedline på 420kV. Det kan føre til at de mister stor overføringskapasitet, som plutselig kan ta veien gjennom regionalnettet til en DSO. Videre kan det føre til at DSO mister sine nett dersom de ikke er dimensjonert for dette. Det finnes sammenkoblingsprosedyrer for hvordan en operatør skal legge sammen distribusjonett som ligger under to regionalnett. Slike situasjoner er utfordrende å håndtere, ettersom det er vanskelig å lage en generell prosedyre som passer alle ulike situasjoner. [30]

6.1.2 Omkoblinger i nettet - Demo Agder

Den 1. desember 2021 testet AEN omkoblinger i Demo Agder. Denne dagen ble flere av de aktuelle omkoblingene testet i forbindelse med flaskehalsen forårsaket av transformator T-11. Omkoblingene ble gjennomført i Kristiansandssnittet, hvor driften til tider har vært anstrengt. Her ble det først gjort en omkobling hvor industrikunden Elkem ble lagt over på 110 kV-nettet. Årsaken til at omkoblingen er gjennomførbar, er fordi de blir forsynt fra to ulike nett. Det er i henhold til N-1 prinsippet. Dette er en teknisk enkel omkobling, og krever kun en liten lastreduksjon fra Elkem sin side. Her ble 30MW flyttet fra 50 kV-snittet hvor flaskehalsen ligger. [A. Ripegut, AEN, Personlig kommunikasjon, 2022]

Det er flere transformatorstasjoner i Kristiansandsområdet som kan benyttes for lasthåndtering ved omkoblinger i nettet. Transformator T-12, som ligger i nærheten av den havarerte T-11, overtok 1 MW last fra Gartnerløkka ved en omkobling. Den samme T-12 overtok også 3,5 MW last fra Hannevika. I den siste omkoblingen som ble gjennomført ble 1,1 MW overført fra Elvegata til Lund transformatorstasjon. Både Gartnerløkka, Hannevika og Elvegata ligger i utgangpunktet under den havarerte trafo T-11, som gjør at den nærmeste transformatoren T-13 opplevde stor belastning i forkant av omkoblingene. Figur 6.3 viser et kart med oversikt over omkoblingene som ble gjort på testdagen. [A. Ripegut, AEN, Personlig kommunikasjon, 2022] [45]



Figur 6.3: Figuren viser et bilde av hvordan omkoblingene ble gjennomført i Kristiansand under testdagen 1. desember 2021.

Den 7. februar 2022 ble det gjennomført simuleringer av enkelte omkoblinger som var relevante for å senke lasten inn mot Kristiansand sentrum, og dermed redusere lasten inn mot flaskehalsen. Simuleringene som ble gjort her var i utgangspunktet de samme som ble gjennomført 1. desember 2021. Planen var å gjennomføre en ekstra omkobling, i tillegg til de som ble gjennomført forrige testdag. Under den simulerte omkoblingen mellom Elvegata og Lund oppsto det en utkobling. Denne feilen førte til at den siste planlagte simuleringen ble avlyst. [A. Ripegut, AEN, Personlig kommunikasjon, 2022]

6.1.3 Omkobling av produksjon

Omkoblinger i nettet kan brukes for å sikre en tilfredstillende forsyningsikkerhet i forbindelse med flaskehalshåndtering. Når omkoblingene blir brukt for å justere produksjonen, fungerer det som et eget virkemiddel. Omkoblingen gjøres ved å legge om nettet inn mot et produksjonsapparat for å øke overføringskapasiteten i et spesifikt snitt. [A. Ripegut, AEN, Personlig kommunikasjon, 2022]

Omkobling av produksjon kan benyttes for å unngå spesialregulering, som er et produksjonsapparatene styrt av landssentralen til Statnett. Virkemiddelet kan benyttes under anstrengt drift etter samhandling med TSO. Spesialregulering kan være både økning og demping av produksjonsapparatene. Anleggene melder inn produksjonskjøring dagen i forkant, men Statnett kan gå inn å spesialregulere utover den opprinnelige kjøreplanen dersom det er behov. Dette må igjen utjevnes andre steder for å opprettholde kraftbalanse i nettet. I og med at kraftproduksjonen som meldes inn er markedsstyrt, overstyres de i prinsippet markedet for å ikke gå i mørket med nettet. Det er systemansvarlig for spesialreguleringen, TSO, som må betale for denne reguleringen. Dersom driftsbildet er svært utfordrende, kan omkoblinger av produksjon og spesialregulering kombineres. [A. Ripegut, AEN, Personlig kommunikasjon, 2022]

6.1.4 Omkoblinger av produksjon - Demo Agder

Det finnes en spesifikk mulighet for å øke overføringskapasiteten inn til Kristiansand ved å legge om et produksjonsapparat, som blir benyttet i Demo Agder. Ved å legge om 50 kV nettet inn mot vannkraftverket på Steinsfoss i Vennesla, kan produksjonen styres til en viss grad. Teknisk gjennomføres det ved å legge ut en effektbryter som gjør at produksjonen styres ned mot 50 kV nettet til Kristiansand, i stedet for ut på 132 kV nettet som det normalt sett leverer effekt til. Statnett må være involvert i en slik prosess, og det må søkes om tillatelse for å justere produksjonen, ettersom det vil påvirke produksjonsplanen fra dagen i forveien. Justeringen av produksjon er i dette tilfellet kun mulig så lenge alle produksjonsapparatene ikke kjøres samtidig. Under testdagen 1. desember ble det gjennomført en vellykket simulering av produksjonsstyring ved kraftstasjonen i Steinsfoss. [A. Ripegut, AEN, Personlig kommunikasjon, 2022]

6.1.5 Resultater fra omkoblinger - Demo Agder

Koblingene som ble gjennomført i 11 kV og 22 kV nettet var risikofylt, ettersom det krevdes flere ulike steg for å få gjennomføre de. Under testdagen 1. desember overtok T-12 en last på 3,5 MW fra Gartnerløkka, og det oppsto en transittstrøm som gjorde at relèvernet på den ene siden ble aktivert og en bryter ble lagt ut. Relèvernet er systemer som oppdager feil og umiddelbart kobler ut tilknyttede deler for å unngå skader på anlegg, og forebygge farlige situasjoner. Totalt under testdagen ble 5,6 MW last flyttet vekk fra den aktuelle flaskehalsen, i tillegg til de 30 MW som ble fjernet fra hele snittet gjennom omkoblingen av forsyningen inn mot Elkem. Denne omkoblingen av Elkem sin forsyning krever at kunden tar ned lasten sin noe underveis i koblingen når AEN ber om det. Koblingen har sjeldent vært gjennomført i forkant av prosjektet, på grunn av at den andre forsyningsveien er der for å opprettholde N-1 kriteriet. Det blir ikke utbetalt noen form for kompensasjon til Elkem for reduksjon av last de må gjennomføre. [A. Ripegut, AEN, Personlig kommunikasjon, 2022]

Under testdagen 7. februar oppsto det en feil under simuleringen av omkoblingen mellom Elvegata og Lund. På grunn av de tekniske utfordringene, viste simuleringen at det ville oppstått en overlast dersom den hadde vært reell. Den tiltenkte kostnaden til den simulerte overlasten var på 550 000 kroner. Eksempelet viser de potensielle konsekvensene som kan oppstå ved feil i bruk av dette virkemiddelet. Ideelt sett var det bare 1,1 MW å hente på denne omkoblingen. Det viser et misforhold mellom nytteverdi og konsekvenser ved utfall. Ettersom testdagen 7. februar kun var en simulering, oppsto det ingen fysiske utkobling, men testen viser hvilken risiko som er forbundet med å gjøre slike omkoblinger. [A. Ripegut, AEN, Personlig kommunikasjon, 2022]

Resultatene knyttet til omkoblinger av produksjon på Steinsfoss, var en økt overføringskapasiteten mot Kristiansand på omtrent 20 MW. Kapasiteten kunne vært enda høyere dersom AEN hadde fått innvilget spesialregulering fra TSO. DSO har ikke hjemmel i loven for å foreta slik spesialregulering på egenhånd. Ved å benytte seg av denne omkoblingen, mister AEN N-1 i produksjonsområdet til Steinsfoss, men ikke i forbruksområdet. Årsaken til tapet av N-1 i produksjonsområdet er at nettet deles slik at hele produksjonen blir ført mot Krossen, og linjen blir radielt driftet. [A. Ripegut, AEN, Personlig kommunikasjon, 2022]

Tabell 6.1 presenterer mengden last som ble flyttet under testdagen 1. desember 2021. Flyttet last inkluderer både den totale mengden økt kapasitet inn til snittet, og mengden last flyttet bort fra det aktuelle flaskehalsområdet. Summen av flyttet last var 55,6 MW.

Tabell 6.1: Tabellen viser resultater fra omkoblingene under testdagen 1. desember.

Type omkobling	Flyttet last (MW)
Koblinger i 11 kV/22 kV	5,6 MW
Elkem fra 50 kV til 110 kV	30 MW
Steinsfoss produksjonsstyring	20 MW
Sum omkoblinger	55,6 MW

6.2 Utkoblbare kunder

Utkobling av energikrevende kunder er et virkemiddel for å unngå overlast i en flaskehals. Overordnet er det to ulike avtaler for utkoblbare kunder i Demo Agder. Den ene avtalen er energikrevende nettkunder lovpålagt å inngå dersom de ønsker å etablere seg i områder med anstrengt drift, og kalles for tilknytning på vilkår. Den andre avtalen kalles utkoblbar tariff, og er tilgjengelig for kunder som ønsker å få en reduksjon i nettleien, mot at nettselskapet kan koble kunden ut ved behov. AEN har hatt mulighet til å inngå begge avtalene før Demo Agder, men det var ingen kunder på vilkår i Kristiansandsområdet under pilotprosjektet. [A. Ripegut, AEN, Personlig kommunikasjon, 2022]

6.2.1 Utkoblbare tariffkunder

Utkoblare tariffkunder er en kundegruppe som har sagt seg villig til å inngå en avtale om et fleksibelt forbruk. Fordelen med avtalen for kunden er at de får en reduksjon i effektledet på strømrregningen deres. Tariffavtalen egner seg godt for forbrukere som kan kobles bort hurtig. Det er opp til hvert enkelt nettselskap å utforme hvilke kriterier de ønsker å legge til grunn i en slik avtale. Frem til 1. juli 2012 var alle nettselskap i Norge pliktige til å tilby en tariffavtale til sine nettkunder. De ulike nettselskapene kan fortsatt tilby slike avtaler dersom nettselskapet har relevant behov for utkoblbare reserver på nettet. [35, 51]

6.2.2 Utkoblbare tariffkunder - Demo Agder

AEN tilbyr reduserte tariffer til utkoblbare kunder. Deres tariffavtale innebærer en reduksjonen på fire ulike nivå, basert på hvor kort varslings tid nettkunden trenger før utkobling. De ulike nivåene er presentert i Tabell 6.2. Kunden har ingen bindingstid i en slik avtale. Det gjør at de har frihet til å si opp avtalen når de ønsker det uten videre konsekvenser. Dersom kunden ikke oppfyller kriteriene har AEN mulighet til å kansellere avtalen. [48]

Tabell 6.2: Tabellen viser en oversikt over de ulike tariffreduksjonene som følger med hver enkelt avtale for utkoblbare tariff.

Varslingstid før utkobling	Tariffreduksjon i % (effektledet)
0 minutter	65 %
15 minutter	45 %
2 timer	35 %
12 timer	25 %

En kunde som er på utkoblbare tariff får ikke KILE så lenge de blir koblet ut innenfor rammene til avtalen. Dersom en kunde blir koblet ut før de er varslet, eller underveis i varslings tiden, får de utbetalt KILE som tilsvarer denne utkoblingen. Når varslings tiden har passert, er det avtalen for utkoblbare tariff som er gjeldende, og det betales ikke KILE. Kunder som har en varslings tid på 0 minutter vil ikke få KILE så lenge de blir varslet etter avtalen. I praksis vil det si at de ikke vil få KILE i det hele tatt ved utkobling. [A. Ripegut, AEN, Personlig kommunikasjon, 2022]

AEN har flere kriterier som må oppfylles for å kunne bli en utkoblbare tariffkunde. Hensikten med disse er å sørge for at nettkunden faktisk kan levere produktet de lover i avtalen, i tillegg til at AEN skal ha nytte av å inngå samarbeidet. De mest sentrale kriteriene er at nettkunden må ha et minimum installert effektuttak på 200 kW, samt at AEN ikke må stille med en alternativ energiforsyning. Kombinasjonen av disse kriteriene gjør at AEN faktisk får en redusert last på nettet dersom de kobler ut kunden. Det stilles videre krav til at kunden selv er ansvarlig for å installere nødvendig utstyr, slik at AEN kan gjennomføre en utkobling. Til slutt må kunden godta at de kan bli koblet ut på ubestemt tid dersom avtalen blir aktivert. [49]

Nettleie er felles for alle som er tilknyttet kraftnettet. Reduksjonen i nettleien til kundene som knytter seg til en utkoblbare tariffavtale forsvinner ikke fra det totale regnskapet. AEN hadde en inntektsramme på ca. 1,1 Mrd i 2021 knyttet til nettleie [6]. Det betyr at reduksjonen til kundene på fleksibelt forbruk faller over til de resterende betalende kundene. [A. Ripegut, AEN, Personlig kommunikasjon, 2022]

6.2.3 Kunder på vilkår

15 April 2021 kom det en ny forskriftsregulering som gjorde at nettselskap kunne tilby tilkobling av forbrukskunder på vilkår. Forskriftsreguleringen er spesifisert i *Forskrift om nettregulering og energimarkedet (NEM)* og fremkommer i §3-1 og §3-2 (2021) [18]. En slik avtale kan gjennomføres dersom forbrukskunder ønsker å etablere anlegg på et område av nettet som allerede er under anstrengt drift. Kunder på vilkår har ikke en bestemt grense for installert effekt. Hvis nettet ikke er dimensjonert for en slik stor kunde, eller kunden skaper problemer i nettet med sin tilknytning på grunn av overskriding av kapasitet, må kunden på vilkår. De to viktigste forskjellene fra kunder på utkoblbar tariff er valgfriheten til å inngå en avtale, samt et minimumskravet for installert effektuttak. Dersom kunder på vilkår inngår en avtale om et fleksibelt forbruk, er det mulig at de i enkelte tilfeller kan redusere lasten sin litt, istedenfor å bli koblet helt ut. Dette vil avhenge av driftssituasjonen, og av hvilken type kunde det er snakk om.

Dersom en kunde ønsker et installert effektuttak på over 1 MW ved tilknytning til kraftnettet, må det bli godkjent av Statnett før de får koble seg til. Hensikten med tiltaket er et forsøk på å kontrollere den økende belastningen på kraftnettet. Kunder på vilkår er innført sammen med dette tiltaket for å sikre forsynings sikkerheten på lengre sikt. [53]

Morrow Batteries er nevnt i kapittel 4.3.4, og er en planlagt kraftintensiv bedrift som skal knytte seg til nettet i Agder. Nettet i området de skal etablere seg er ikke dimensjonert til å tåle det planlagte installerte effektuttaket til bedriften. Underveis i byggeprosessen mot å bli en gigafabrikk, vil deres installerte effektuttak være så høy at de er nødt til å være tilknyttet på vilkår. Det er planlagt å bygge ut nettet inn mot Morrow slik at det i fremtiden er dimensjonert til å tåle produksjonen ved fabrikk. Når nettet er ferdig utbygd, vil Morrow ha et installert effektuttak på 315 MW uten å være tilknyttet på vilkår. [A. Hilde, Morrow Batteries, Personlig kommunikasjon, 2022]

6.2.4 Kunde på vilkår - Demo Agder

Det var ingen kunder på vilkår i Demo Agder, men AEN startet utviklingen av verktøyet Kritisk matevei for å forbedre bruken av virkemiddelet når det kommer kunder slike kunder i fremtiden. Verktøyet oppdager mateveier hvor det oppstår overlast, og blir benyttet for å sørge for at kunden tilknyttet på vilkår blir koblet ut, uten at det forstyrrer den generelle driften av nettet i området. Hvis en kunde på vilkår blir koblet ut, har de ikke krav på å bli forsynt med energi fra andre forsyningsveier. Dersom de resterende forsyningsveiene hadde vært dimensjonert til å tåle lasten fra den utkoblede forsyningsveien, ville ikke nettkunden blitt tilkoblet på vilkår i utgangspunktet. [A. Ripegut, AEN, Personlig kommunikasjon, 2022]

6.2.5 Resultater fra utkoblbare kunder - Demo Agder

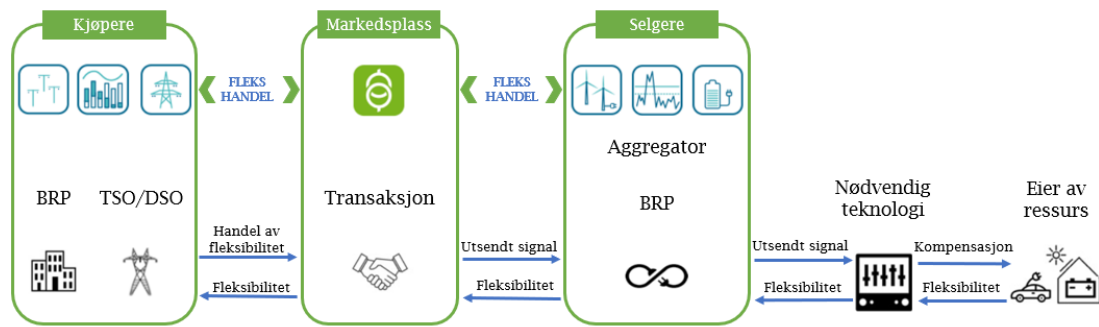
I prosjektet ble det kun utført utkobling av kunder på tariffavtale for fleksibelt forbruk ved ett tilfelle. Prosjektet startet med en kapasitet på omtrent 13 MW fra utkoblbare kunder i Kristiansandsområdet. Enkelte forbrukere oppfylte ikke alle de tekniske kravene i tariffavtalen sin ovenfor AEN, og ble dermed fjernet som utkoblbar kunde. Dermed endte de med en total kapasitet på 10 MW for utkoblbare kunder i Kristiansand. [A. Ripegut, AEN, Personlig kommunikasjon, 2022]

På testdagen 1. desember 2021 ble det gjennomført en vellykket utkobling av Christiansands Bryggeri. Det var også planlagt utkobling av Hennig-Olsen Is, fergeselskapet Color line, Kristiansand Havn og Nikkelverket. AEN avlyste utkoblingen av Hennig-Olsen is på grunn av interne problemer i fabrikk på testdagen. Landstrømsanleggene til Color Line og Kristiansand havn var ikke aktuelle å koble ut ettersom ingen skip lå til havn og trakk strøm under tidspunktet for testen. Den siste kilden som var planlagt på testdagen var Nikkelverket sin el-kjel. Denne kjelen ble driftet på olje gjennom vinteren grunnet høye kraftpriser, og var dermed allerede koblet ut. Den totale utkoblede kapasiteten på testdagen ble 1 MW, i motsetning til planen på omtrent 10 MW dersom alle kildene hadde vært tilgjengelige og hadde trukket maksimal installert effekt. Det har ikke vært kunder tilknyttet på vilkår underveis i pilotprosjektet. [A. Ripegut, AEN, Personlig kommunikasjon, 2022]

6.3 Handel i markedsplassen for fleksibilitet

Fleksibilitet er beskrevet i kapittel 4. For å benytte handel av fleksibilitet i en markedsplass som et virkemiddel, slik det er presentert i bacheloroppgaven, er det nødvendig med tre parter. Nettkonsesjonæren handler og aggregatoren selger fleksibilitet på et fleksibilitetsmarked. I kapittel 4.2.1 blir det forklart hvordan en aggregator kan bidra med fleksibilitet. Den siste parten er en BRP som er ansvarlig for å sikre at handelen på fleksibilitetsmarkedet er gjennomførbar, ved at det opprettholdes balanse i kraftsystemet.

NODES tilbyr en markedsplass for handel av fleksibilitet mellom nettkonsesjonær og aggregator. Dagens verdikjede for fleksibilitet er vist i Figur 4.1, mens Figur 6.4 viser hvordan det ser ut når markedsplassen til NODES for fleksibilitet er lagt til i verdikjeden. Markedsplassen legger et grunnlag for at handel av fleksibilitet skal kunne bidra til flaskehåndtering i nettet, transparenss mellom kjøper og selger, samt utnytte eksisterende kapasitet i nettet.



Figur 6.4: Figuren viser en skisse av verdikjeden for fleksibilitet, inkludert en markeds plass for handel. [H. Hagen, NODES, Personlig kommunikasjon, 2022]

NODES gjør det mulig for ulike teknologier å konkurrere på like vilkår, så lenge kunden kan ha et fleksibelt strømforbruk. Det er fordi fleksibilitet er et homogent produkt. Fleksibilitetsmarkedet er et "Pay as Bid" marked, som betyr at aggregatoren får betalt tilsvarende prisen på budet som blir aktivert. På markedet rangeres priser med tilhørende volum, og laster helt ned til 1 KW kan delta. Handelen blir gjennomført når ordrene fra kjøper og selger samsvarer, og da blir fleksibiliteten aktivert i den aktuelle tidsperioden. Aggregatoren bestemmer selv mengden kapasitet og prisen på fleksibiliteten i budet de tilbyr. [37]

NODES verifiserer leveransen av fleksibilitet ved å sjekke måledataene de har tilgjengelig i fleksibilitetsregisteret. I tillegg blir det på forhånd levert inn prognoser fra nettselskapet. Disse prognosene legger grunnlag for baseline. Prissetting ved bruk av baseline, blir utdypet i kapittel 5.5. På bakgrunn av dette blir nettselskapet fakturert av NODES. I tillegg tar NODES en prosentsats av hver handel som betaling for å drifte markeds plassen. [37]

Handel av fleksibilitet og utkoblbare kunder er begge eksempler på fleksibelt energiforbruk, men de differensierer seg fra hverandre på viktige prinsipper. Fleksibilitet blir handlet på en markeds plass, mens utkoblbare kunder er direkte avtaler mellom DSO og nettkunde. I tillegg blir aggregatorene på fleksibilitetsmarkedet, i motsetning til de utkoblbare kundene, betalt for aktivering av fleksibilitet. Fleksibilitet i NODES gir muligheten for aggregatorer til å legge inn enkeltbud gjennom ShortFlex, mens utkoblbare kunder er tilgjengelige for aktivering så lenge de har en avtale med DSO. Likheten mellom virkemidlene er at både utkoblbare kunder, og aggregatorene som stiller fleksibilitet gjennom LongFlex, får betalt for å ha fleksibilitet tilgjengelig for aktivering.

6.3.1 Markeds plass for fleksibilitet - Demo Agder

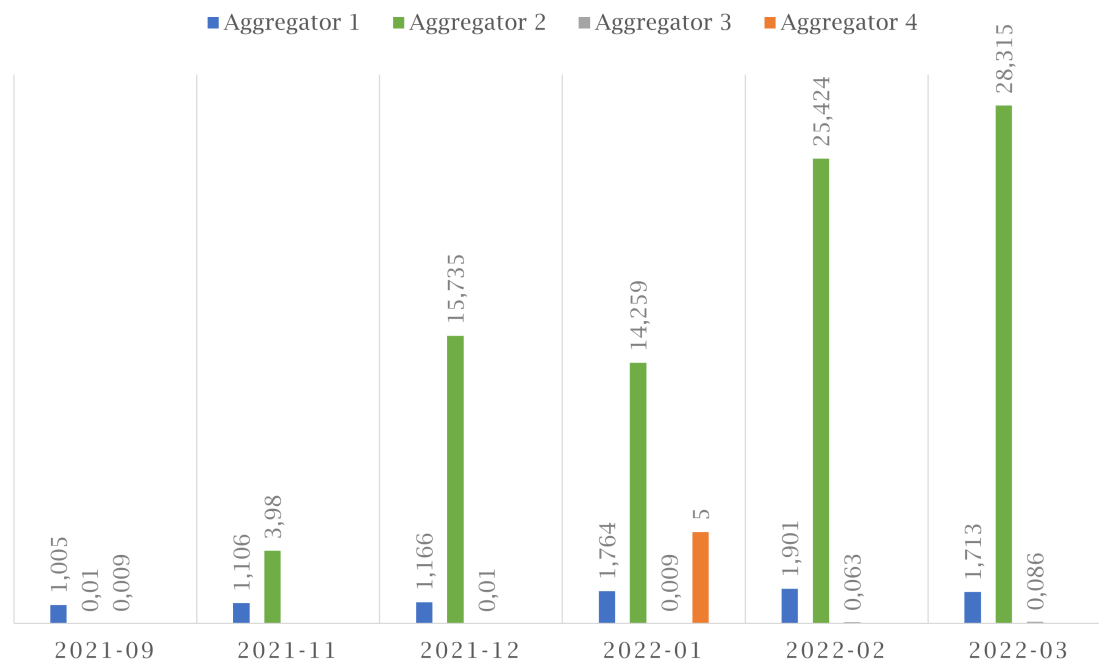
Handel av fleksibilitet på en felles markeds plass er et nytt konsept, og ble testet ut i NorFlex Demo Agder med NODES som markeds plass. For å gjennomføre handler i markeds plassen benyttet AEN seg av verktøyet GridTools. Verktøyet analyserte strømnettet og identifiserte forventede flaskehalsområder. Disse områdene ble publisert på NODES sin markeds plass, slik at aggregatorene fikk kunnskap om hvor AEN ønsket å handle fleksibilitet. I tillegg utførte GridTools handel på NODES automatisk ved å akseptere salgsbud innenfor retningslinjene som er beskrevet i kapittel 4.3.1. AEN kunne etterspør kjøpsbud for å signalisere hvor er sterkt behovet var for fleksibilitet. I perioder hvor AEN ikke hadde behov for fleksibilitet, var planen i prosjektet at NODES skulle aggregere og tilby den samme fleksibiliteten på RK. Et annet mål AEN hadde i prosjektet var å aggregere 10 MW fleksibilitet, og aktivere den i en time. [37]

I NODES finnes det to ulike avtaler for handel: ShortFlex og LongFlex. Disse er definert i kapittel 4.3.2 og 5.4. I prosjektet ble det aktivert kunder med begge avtalene. LongFlex avtaler skulle sikre at det var tilgjengelige fleksible ressurser over tid på markedet. Det ble hovedsaklig handlet bud på ShortFlex i pilotprosjektet. [A. Ripegut, AEN, Personlig kommunikasjon, 2022]

6.3.2 Resultater fra handel i markeds plassen - Demo Agder

Resultat levert av aggregatorene i prosjektet viste at startkostnadene deres for å anskaffe nødvendig teknologi til å delta på markedet varierte mellom 20 000 til 30 000 kroner. [A. Ripegut, AEN, Personlig kommunikasjon, 2022]

Mengden handlet fleksibilitet i Demo Agder hadde en økende trend i løpet av prosjektet. Figur 6.5 viser hvor mye som ble handlet per måned fra de ulike aggregatorene i de syv siste månedene av prosjektet. Økningen skyldes hovedsaklig at aggregator 2 oppnådde en eskalering i antall fleksibilitetskilder. Oktober 2021 er ikke presentert i tabellen ettersom det var en pause fra handel i NODES den måneden. [D. Stølsbotn, NODES, Personlig kommunikasjon, 2022]



Figur 6.5: Figuren viser hvor mye fleksibilitet i MWh som ble handlet av aggregatorene i Kristiansandsområdet i de syv siste månedene av Demo Agder.

Tabell 6.3 viser de totale handelstallene for ShortFlex i Agderregionen i Demo Agder. Det ble handlet for 5 374 297 kroner i løpet av handelsperiodene i 2021 og 2022. Av den totale fleksibiliteten som ble handlet, leverte aggregatorene 74 % fleksibilitet. Kapittel 5.4 forklarer bakgrunnen for utregningen av prosentandel levert fleksibilitet i ShortFlex. NODES fakturerte AEN basert på prosentandelen av ShortFlex avtalene som ble levert. Det fakturerte beløpet ble 3 986 183 kroner. [D. Stølsbotn, NODES, Personlig Kommunikasjon, 2022]

Tabell 6.3: Tabellen viser hvor mye fleksibilitet som ble handlet gjennom ShortFlex avtaler på NODES, samt hvor mye som faktisk ble levert og utbetalt. [D. Stølsbotn, NODES, Personlig kommunikasjon, 2022]

Kontrakt ShortFlex 21/22	Lvert %	Fakturert beløp
NOK 5 374 297	74 %	NOK 3 986 183

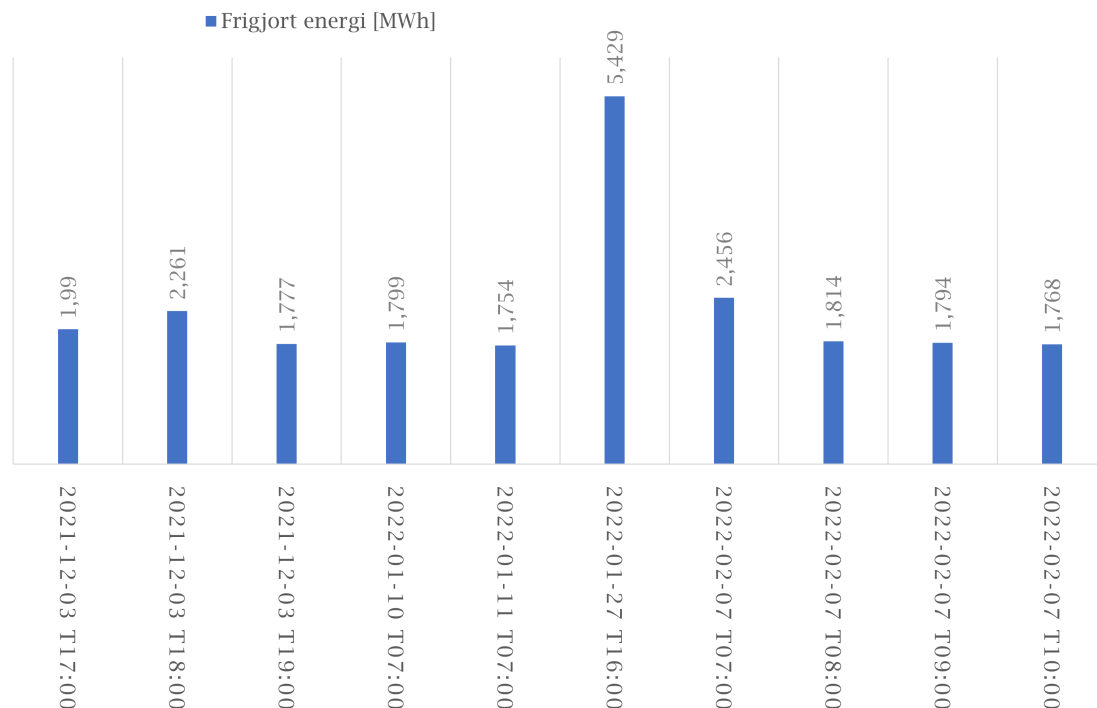
Det ble gjennomført en testdag 1. Desember 2021, hvor alle de tilgjengelige ShortFlex budene på dagen ble aktivert. Totalt ble 0,041 MW aktivert ettersom det ikke var med fleksibilitet tilgjengelig ved testtidspunktet. [A. Ripegut, AEN, Personlig kommunikasjon, 2022]

Tabell 6.4 presenterer data fra LongFlex avtalene for hele Agderregionen i Demo Agder. I Agder ble det laget 44 avtaler, hvorav 23 var LongFlex uke og 21 var LongFlex sesong. Den avtalte kapasiteten på 23,4 MW tilsvarer den totale mengden kapasitet som potensielt kunne blitt tilgjengeliggjort samtidig av de ulike aggregatorene. Den maksimale kapasiteten som var tilgjengelig samtidig i løpet av en dag var 8 MW. Den maksimale kapasiteten var ikke nødvendigvis tilgjengelige samtidig i løpet av hele døgnet. Den gjennomsnittlige tilgjengelighetsprisen var på 494 kroner per MWh, og den maksimale opsjonspremien for fleksibilitet lå på mellom 5 000 og 16 000 kroner per MW. [D. Stølsbotn, NODES, Personlig kommunikasjon, 2022]

Tabell 6.4: Tabellen viser statistikk for kjøpstallene fra LongFlex avtaler i Demo Agder. [D. Stølsbotn, NODES, Personlig kommunikasjon, 2022]

Punkt	Verdi	Enhet
Antall kontrakter	44	Kontrakter
LongFlex uke	23	Kontrakter
LongFlex sesong	21	Kontrakter
Avtalt kapasitet	23.4	MW
Avtalt kapasitet dag	8	MW
Volumveid gjennomsnittspris	494	NOK/MWh
Maks opsjonspremie	5000-16000	NOK/MW

Kapittel 6.3.1 beskriver et av målene før prosjektet startet, som var aktivering av 10 MW i en time. Figur 6.6 viser de høyeste volumene frigjort energi per time [MWh]. Det høyeste volumet var på 5,429 MWh og ble aktivert fra 16:00-17:00 den 27. Jan 2022. AEN oppnådde dermed ikke målet om å aktivere 10 MWh fleksibilitet samtidig. [D. Stølsbotn, NODES, Personlig kommunikasjon]



Figur 6.6: Figuren viser de høyeste volumene frigjort energi per time i Demo Agder [MWh].

I uke 23 i 2021 ble det gjennomført en simuleringsuke for å se hva som skjer om et nettselskap tilbyr veldig høye priser for handel. Det ble på det meste tilbudt 30 000 NOK/MWh for fleksibilitet denne uken. Gjennomsnittsprisen for året var på 7397 NOK/MWh. Volumet på tilbudt fleksibilitet denne uken ble høyere enn tidligere i prosjektet, men det var fortsatt relativt lavt i forhold til forventningene til NODES før simuleringen. [D. Stølsbotn, NODES, Personlig kommunikasjon, 2022]

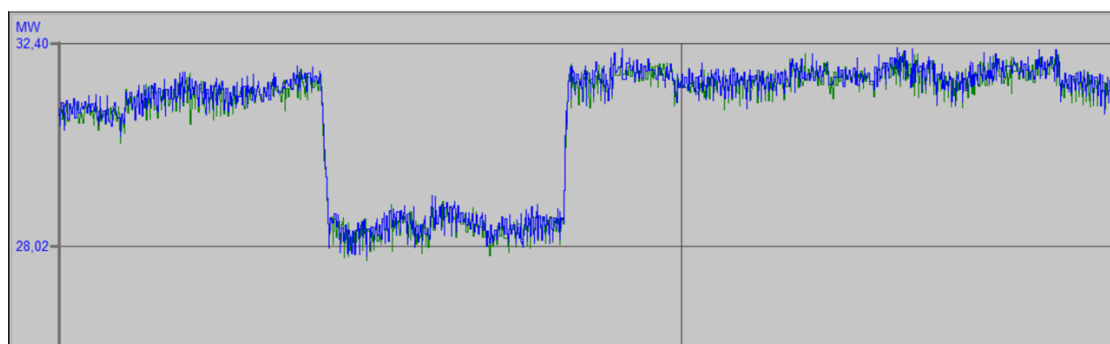
Tabell 6.3 viser de totale handelstallene for LongFlex i Agderregionen i Demo Agder. Det ble handlet for 240 383 kroner i løpet av handelsperiodene i 2021 og 2022. Av den totale fleksibiliteten som ble handlet, leverte aggregatorene 96% fleksibilitet. Kapittel 5.4 forklarer bakgrunnen for utregningen av prosentandel levert fleksibilitet i LongFlex. I kapittelet fremkommer det at NODES registrerte alle aggregatorer som forsøkte å levere fleksibiliteten i avtalen sin til å levere 100% uavhengig av hvor mye de faktisk leverte. Dermed er tallet for levert fleksibilitet i LongFlex kunstig høyt. NODES fakturerte AEN basert på prosentandelen av ShortFlex avtalene som ble levert. Det fakturerte beløpet ble dermed 231 315 kroner. [D. Stølsbotn, NODES, Personlig kommunikasjon, 2022]

Tabell 6.5: Tabellen viser hvor mye fleksibilitet som ble handlet gjennom LongFlex avtaler på NODES, samt hvor mye som faktisk ble levert og utbetalt. [D. Stølsbotn, NODES, Personlig kommunikasjon, 2022]

Kontrakt LongFlex 21/22	Levert %	Fakturert beløp
NOK 240 383	96 %	NOK 231 315

LongFlex avtaler innebærer både en tilgjengelighetspris og en opsjonspremie. I kapittel 5.4 presenteres beregningen både ved formel 5.1 for utregning av denne tilgjengelighetprisen, og ved formel 5.2 for opsjonspremien av aktivering. Aggregator X har underveis i prosjektet stilt sin fleksibilitetskilde tilgjengelig for aktivering i henholdsvis 40 og 45 timer i de ulike ukene. Denne avtalen opererer med en tilgjengelighetspris på 500 NOK/MWh. Dette førte til at Aggregator X ble betalt 56 000 kr i uken for å stille sin fleksibilitetskilde tilgjengelig. [A. Ripegut, AEN, Personlig kommunikasjon, 2022]

Aggregator X var en kraftintensiv industri som hadde en LongFlex avtale i Demo Agder med opsjon på 5 MW. Avtalen spesifiserte at utkoblingen kunne ha en maksimal varighet på en time. Etter aktiveringstimen krevde de en hviletid på 23 timer før fleksibilitetskilden ble tilgjengelig igjen. Kapittel 5.6 forklarer mer grundig begrepene varighet og hviletid, samt deres påvirkning på LongFlex avtaler. Figur 6.7 viser effektkurven til den første utkoblingen av denne fleksibilitetskilden. Av de planlagte 5 MW ble kun 3,2 MW frigjort. I henhold til betingelsene for opsjonspremien beskrevet i kapittel 5.4, ble AEN fakturert for hele opsjonen på 5 MW, som var på 80 000 kr ettersom kunden leverte mer enn 1 %. [A. Ripegut, AEN, Personlig kommunikasjon, 2022]



Figur 6.7: Figuren viser et bilde av effektkurven fra den første utkoblingen av Aggregator X, 26. Jan 2022.

Overskuddet av fleksibilitet på NODES var planlagt å bli tilbudt på RK, men det ble ikke gjennomført. Årsaken til at ikke hele verdikjeden ble benyttet, var at det ikke ble aggregert opp nok fleksibilitet, og dermed aldri var relevant å tilby det på Statnett sitt frekvenshåndteringsmarked. Kravet for å delta i begge markedene var en aggregert kapasitet på mer enn 10 MWh. [D. Stølsbotn, NODES, Personlig kommunikasjon, 2022]

Underveis i Demo Agder ble AEN klar over fleksibilitetsressursene i Kristiansand som allerede var med på RKOM, slik som Elkem og Nikkelverket. Disse tilbydde kapasitet på til sammen 43 MW. Muligheten for å integrere disse ressursene i samme marked som ressursene benyttet i Demo Agder har vært en tanke AEN og NODES har ønsket å se på. Målet er å forenkle prosessen for aggregatoren, slik at de ikke behøver forholde seg til to markeder. [A. Ripegut, AEN, Personlig kommunikasjon, 2022]

6.4 Systemvern

Det eksisterer andre virkemidler for håndtering av flaskehals, som ikke er en del av Demo Agder, en DSO ikke har i dag. Systemvern er et virkemiddel som kun er tilgjengelig for TSO. Det benyttes både i sentralnettet, og i det regionale distribusjonsnettet. Operatørene av systemvernet sitter på landssentralen til Statnett. De tre mest hyppig brukte funksjonene til systemvernet er produksjonsfrakobling, forbruksfrakobling og nettsplitt. [30]

Systemvern er ulike automatiske funksjoner i kraftsystemet som aktiveres dersom det er fare for at komponenter havarerer, eller for å øke overføringsgrenser. Bruken av systemvern kan forekomme i situasjoner hvor et utfall av en ledning gir stoppsignal til store forbrukere eller generatorer. Det vil avlaste nettet i det gjeldende snittet, slik at kapasiteten opprettholdes, og nettet driftes i henhold til N-1-kriteriet. Denne utkoblingen skjer så hurtig som mulig for å bevare ledningene, gjerne på under ett sekund. [30]

Aktivering og deaktivering av systemvernet skjer når flyten, og dermed belastningen i nettet endres. Hvis et systemvern står ubrukt vil det virke mot sin hensikt ved å øke belastningen på gjenværende linjer, i motsetning til å avlaste der hvor flytretningen har snudd. Landssentralen til Statnett aktiverte deres systemvern 2679 ganger i 2018. Et systemvern øker kompleksiteten til både drift og overvåking av nettet, ettersom det stilles svært strenge krav til sambandssløsninger, samt testing og overvåking av sambandet. Disse kravene stilles grunnet store konsekvenser, slik som mørklegging av områder ved eventuelle feil i systemvernet. [30]

For å installere et systemvern konkluderte ekspertgruppen for organisering av driftskoordinering i kraftsystemet i rapporten ”Fra brettet til det smarte nettet” med at et systemvern skal ha en nytte i et nett som er intakt, ikke bare ved linjeutfall og andre uforutsette situasjoner. Nyttien ligger i at systemvern jobber forebyggende for å unngå at feilene skjer i utgangspunktet. Det argumenteres i rapporten for at systemvern burde installeres i DSO sitt nett for å unngå investeringskostnader. [30]

7 Diskusjon

Dette kapittelet er en diskusjon av resultatene som ble presentert i kapittel 6, kombinert med bachelorgruppen sin egen resultatdel med en forslått rangeringen av virkemidlene. Først blir svakhetene og styrkene til de ulike virkemidlene diskutert hver for seg, før de til slutt blir satt opp mot hverandre i en rangering. Rangeringen er basert på havariet av transformator T-11. Til slutt diskuteres viktigheten av samhandling mellom TSO og DSO for å utnytte kapasiteten i nettet bedre, og dermed utvikle fleksibilitet som et virkemiddel.

7.1 Omkoblinger

Omkoblinger er virkemiddelet AEN benytter mest for å håndtere flaskehalsen i operativ drift. Resultatene presentert i kapittel 6.1.5 viste at det var mulig for dette virkemiddelet å flytte store laster. Omkoblingen hadde en ulik grad av risiko avhengig hvor i nettet de blir gjennomført. Mengden risiko involvert, sett opp mot mengde flyttet last, skaper bakgrunnen for vurderingene gjort om virkemiddelet.

7.1.1 Omkoblinger i nettet

Tabell 6.1 viser at vellykkede omkoblinger har gitt stor gevinst i form av 55,6 MW last flyttet og frigjort under testdagen 1. desember. Ved å legge om Elkem fra 50 kV til 110 kV på testdagen, ble det flyttet en totalt last på 30 MW vekk fra snittet. Omkoblingen viser hvor virkningsfulle omkoblinger kan være som virkemiddel. Dette krevde kun en liten nedjustering av last hos kunden i koblingsperioden. De andre koblingene gjennomført på testdagen ga en mye lavere gevinst på totalt 5,6 MW. Koblingene krevde hver for seg mange steg, som økte sannsynligheten for feil. Forskjellen i gevinst fremhever hvor situasjonsspesifikt omkoblinger er, og gjør det komplisert å vurdere omkoblinger som et samlet virkemiddel.

Kapittel 6.1.5 tydeliggjør hvilken risiko som er involvert ved omkoblinger, hvor simulering av de samme omkoblingene i 11 kV og 22 kV nettet ga en simulert feil på 550 000 kr i KILE grunnet et feilsteg underveis i simuleringen. Dette viser at omkoblinger i utgangspunktet er et rimelig virkemiddel å benytte seg av, så lenge det ikke utløser feil og utkoblinger. Det kan derimot bli det dyreste virkemiddelet hvis det utløser feil. I områdene hvor det er komplisert å gjennomføre omkoblinger, kan det være mer aktuelt å benytte seg av andre virkemidler for å redusere risiko for utkobling.

7.1.2 Omkobling av produksjon

Omkoblingen av produksjon fra Steinsfoss er et eksempel på en fleksibel regulering av driften som kan løse flaskehals, og andre utfordrende driftssituasjoner. Som forklart i kapittel 6.1.3, er en av konsekvensene ved omkobling av produksjon i Steinsfoss at AEN mister N-1 i produksjonsområdet. Det å miste N-1 i produksjonsområdet, er en risiko AEN veier opp mot det å ikke øke overføringskapasiteten inn mot Kristiansand med 20 MW. I tilfeller hvor belastningen inn mot flaskehalsen ikke er veldig anstrengt, vil vurderingsgrunnlaget til AEN variere basert på graden av belastning. Dersom belastningen skulle være svært høy, er det mulig å både gjennomføre omkoblingene på Steinsfoss, og i tillegg be om spesialregulering fra Statnett. Dette vil igjen få konsekvenser for Statnett ettersom de er ansvarlige for å holde en overordnet balanse i kraftnettet. Det vil si at hvis de regulerer opp Steinsfoss, må et annet produksjonsapparat reguleres ned. I kapittel 6.1.5 nevnes den økonomiske kostnaden systemansvarlig må ta ved spesialregulering, ettersom mengden er satt ut ifra produksjonsplanene fra dagen i forveien. Det krever en god samhandling mellom TSO og DSO for å gjøre dette virkemiddelet effektivt. Involveringen av en ekstra aktør, i form av TSO, gjør det til en mer tidkrevende prosess å koble om produksjon.

7.2 Utkoblbare kunder

Begrepet utkoblbare kunder er i dette prosjektet delt i utkoblbar tariff og kunder på vilkår. AEN har kunne benyttet seg av begge variantene før Demo Agder. Kunder med utkoblbar tariff ble brukt i svært liten grad, og kunder på vilkår ble ikke brukt i det hele tatt i Kristiansand under pilotprosjektet. Resultatene presentert i kapittel 6.2.5 viste at den maksimale kapasiteten fra kunder på vilkår var relativt høy, men at det var problematisk å få utnyttet den optimalt. Usikkerhet rundt tilgjengeligheten til fleksibilitetskildene er den viktigste faktoren i diskusjonen om virkemiddelet.

7.2.1 Utkoblbare tariffkunder

Utkoblbare tariffkunder kan være komplekst å forstå for kundene. AEN har hittil hatt avtaler som skjeldent er blitt aktivert. Gjennom erfaringer fra Demo Agder kom det frem at flere utkoblbare tariffkunder har følt det uforutsigbart når de blir koblet ut. For at AEN skal kunne bruke avtalen mer aktivt, er det viktig at kundene skjønner nytteverdien og de fulle konsekvensene av utkoblingene. Dette ved at det både gir en økonomisk og en samfunnsmessig gevinst. Økonomisk med at de får en redusert nettleie, og samfunnsmessig med at det reduserer behovet for å bygge ut strømmettet.

For at en kunde kan være på utkoblbar tariffavtale, har AEN kriterier for å få inngå avtalen. Disse er nevnt i kapittel 6.2.2. AEN startet med 13 MW kapasitet for utkoblbare kunder i Demo Agder, men de ble redusert til 10 MW tidlig i pilotprosjektet. Grunnen til reduksjonen var at kundene ikke oppfylte de tekniske kravene. Dette viser at det stilles krav til kunden som ønsker en slik avtale, men også til AEN som må være tydelig på å kommunisere kriteriene i avtalen. Dersom begge parter forstår sin del av avtalen, er det meget sannsynlig at det vil være mindre problematisk å bruke virkemiddelet, uten at nettkunden blir misfornøyd og forlater avtalen.

Utkoblbare kunder hadde varierende tilgjengelighet under Demo Agder. Et eksempel på det var under testdagen 1. desember hvor kun en av fem ble koblet ut. Ettersom den utkoblede effekten ble på 1 MW, istedenfor de planlagte 10 MW, viser dette at virkemiddelet er en usikker kilde til fleksibilitet. Det er viktig å få frem at Color Line og industrikunden Glencore Nikkelverket ikke var koblet til strømmettet under testtidspunktet. Dette betydde at lasten allerede var senket en god del fra den maksimale effekttoppen. Dersom aktørene hadde belastet nettet, ville de ha blitt koblet ut sammen med kilden som ble aktivert. Det ville ha gitt AEN et større handlingsrom under testdagen.

I Kristiansand har AEN landstrømsanleggene til Color Line og Kristiansand Havn tilgjengelig på utkoblbar tariff. Nettselskapet er avhengig av at skipene ligger til kai og trekker strøm for at utkoblingen skal ha en nytte. Cruiseskipene har aggregater ombord som kan benyttes hvis det skulle være aktuelt mens de ligger til kai. Det kan argumenteres for at det i høylastperioder er bedre at cruiseskipene produserer sin egen energi fra dieselaggregat, fremfor at de trekker strøm. Ettersom en ytterste konsekvens kan være at store nettområder går i mørket. Slike kunder som har en alternativ energikilde er godt egnet til å være på utkoblbar tariff, fordi de vil takle en eventuell utkobling godt.

Andre eksterne faktorer slik som en høy strømpris førte til at Glencore Nikkelverk sin kjele ble driftet på olje, i stedet for strøm gjennom vinteren. Dette er et eksempel på at kildene blir utilgjengelig i hele sesonger. Den maksimale effekten fra utkoblbare kunder kan være høy, men eksemplene fra landstrømsanleggene og Nikkelverket viser at det er meget sannsynlig at den reelle effekten er lavere ved ulike tidspunkt på døgnet, og i ulike perioder i løpet av året.

En fordel for AEN ved å ha utkoblbare kunder, er at det legger til rette for et fleksibelt forbruk. Ved å benytte seg av det kan AEN lette belastningen på nettet under anstrengt drift, og dermed utsette eller sløfye deler av behovet for utbyggingen. Fordelen for kundene er at de får reduksjon i nettleien, ut ifra hvilken avtale de har med AEN. Når utkoblbare kunder får reduksjon i nettleie, er det de andre strømkundene som må betale det de får i reduksjon. Det er fordi inntektsrammen til nettselskapet forblir uendret uavhengig av denne tariffavtalen. Dette kan derimot totalt sett føre til en reduksjon i nettleien. Årsaken er at en eventuell utbygging av strømmettet er en reell konsekvens hvis ikke kunder blir med på fleksibelt forbruk. Dette ville kostnadsmessig falt tilbake på strømkundene, i form av økt inntektsramme for nettleien. Det kan også oppstå en problemstilling dersom majoriteten av nettkundene inngår en avtale om fleksibelt forbruk. Da vil den største delen av nettleien falle på få aktører. Det er meget usannsynlig at et slikt scenario vil forekomme på grunn av kriteriene i avtalen som er satt til omtrent 200 kW installert effekt. Dermed er det meget sannsynlig at det vil lønne seg med en slik avtale for alle som er koblet til strømmettet, uavhengig om de er med på fleksibelt forbruk, eller ikke.

AEN har ingen krav om å tilby alternativ energiforsyning når kunder på utkoblbar tariffavtale blir koblet ut. For at det være mer fordelaktig for kunder å delta, kan de selv gjøre det fordelaktig å delta ved å investere i alternativ energiforsyning. Morrow er et eksempel på en aktør som planlegger å investere i det, ettersom de skal være på vilkår under utbyggingen av gigafabrikken i Arendal. For dem kan det være fordelaktig å installere batteribanker slik at de kan takle eventuelle utkoblinger på en best mulig måte. Batteribanken kan fortsette å være lønnsom når de er ferdige med å være på vilkår, ettersom den gjør det enklere å delta i en markedsplass for fleksibilitet på en lønnsom måte.

7.2.2 Kunder på vilkår

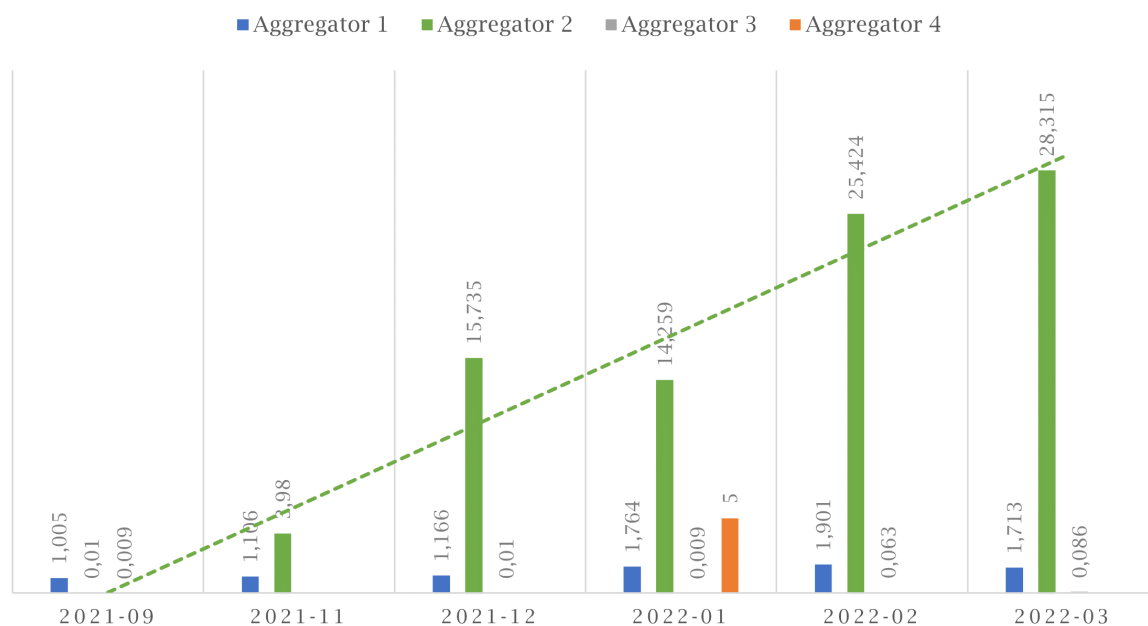
I kapittel 6.2.3 spesifiseres kravene for tilkobling til ulike deler av kraftnettet ved høyt effektuttak. Problemet rundt tåleevnen til nettet fremkommer ved at Statnett må godkjenne alle kunder som tilknyttes med en installert effekt på over 1 MW. Dersom kunden ønsker en installert effekt som fører til en anstrengt drift i området, må de tilknyttes på vilkår. Kunder på vilkår kan kun bli koblet ut hvis problemet er relatert til den årsaken de ble lagt inn for. Her er det mulighet for å kombinere kunder på vilkår med fleksibelt forbruk. Dersom de to avtalene kombineres, er det enklere for nettselskapet å koble ut kunden uten at de må sjekke om det gjøres etter vilkårene. I tillegg medfører det ingen KIILE for nettselskapet om nettkunden blir koblet ut før varslingstiden. Det er sannsynlig at virkemiddelet kunder på vilkår blir mer brukervennlig for AEN, dersom avtalen kombineres med en avtale om et fleksibelt forbruk.

7.3 Handel av fleksibilitet på markedsplass

Resultatene fra kapittel 6.3.2 er preget av at det i store deler av prosjektet var få aggregatorer, og at de fleste aggregatorene tilbød et lavt volum av fleksibilitet. Mot slutten av prosjektet ble flere aggregatorer innlemmet, og det ble en eskalering i både antall handler og tilbudt volum. Disse trendene preger diskusjonen rundt handel av fleksibilitet på en markedsplass som virkemiddel.

7.3.1 Potensialet for fleksibilitet

Figur 7.1 viser den totale mengden fleksibilitet som ble tilbudt og handlet i de syv siste månedene i Demo Agder. Figuren viser de samme verdiene som Figur 6.5, men fremhever i tillegg den voksende trenden til Aggregator 2. Når aggregatoren ble bedre kjent med betingelsene i fleksibilitetsmarkedet, og forstod hvordan det kunne være lønnsomt å delta, klarte de å aggregere opp mer fleksibilitet på kort tid. Det krevde små tekniske justeringer for aggregatoren å aggregere opp fleksibiliteten, og det var en lite krevende prosess.



Figur 7.1: Figuren viser utviklingstrenden for volumet på budene til Aggregator 2 i Kristiansandsområdet i de syv siste månedene av Demo Agder [MWh].

Elektrifiseringen av samfunnet er en av årsakene til den økte nettbelastningen i Kristiansand. Aggregator 2 solgte fleksibilitet gjennom ShortFlex avtaler, og aggregerte opp fleksibilitet fra el-billadere. Tallene fra aggregatoren i Figur 7.1 viser at ved å samle fleksibiliteten til mange el-billadere, ble det mulig å aggregere opp store mengder fleksibilitet. De siste to månedene av prosjektet leverte aggregatoren fleksibilitet som snittet på omtrent 26,9 MWh i Kristiansandsområdet. Dersom andre lignende aktører får bedre kunnskap om konseptet med en markeds plass for fleksibilitet, vil de også forstå lønnsomheten som kan følge med å være fleksible. Det er sannsynlig at det vil komme frem mer fleksibilitet på markedet, dersom prosjektet blir videreført.

7.3.2 Tilgjengelighet og hviletid

tabell 6.4 viser at dersom alle de ulike fleksibilitetskildene fra LongFlex avtalene i Demo Agder ble aktivert samtidig, ville det blitt frigjort 23,4 MW fleksibilitet. Til tross for at de ble registrert en høy mengde fleksibilitet, var det maksimalt 8 MW som var tilgjengelig for opsjon i løpet av det samme døgnet. Dette viser at det er et stort potensiale for å ha fleksible reserver på opsjon. En utfordring med fleksible kilder i Demo Agder, var at det var usikkerhet rundt når kildene var tilgjengelige.

Selv om det ble registrert 8 MW fleksibilitet tilgjengelig i løpet av et døgn, var ikke denne fleksibiliteten tilgjengelig samtidig. Årsaken til dette var at aggregatorene av ulike årsaker har spesifisert i hvilke tidspunkt de kunne være fleksible. Det høyeste målte volum med fleksibilitet som ble aktivert samtidig var derfor bare 5,429 MWh. Figur 6.6 viser de ti høyeste volum aktivert fleksibilitet per time. Snittet av de aktivert volumene var på 2,2 MWh. Alle de nevnte budene ble aktivert i perioden 3. desember 2021 til og med 7. februar 2022. Ettersom handelen av fleksibilitet startet januar 2021, viser dette at det tok tid å få aggregert opp store volum av fleksibilitet. AEN klarte ikke å nå målet sitt på å aktivere 10 MWh, men det er sannsynlig at de kunne nådd målet dersom prosjektet hadde blitt videreført.

Aggregator X fra et eksempel i kapittel 6.3.2 hadde 5 MW på opsjon, men kilden var ikke tilgjengelig hele døgnet, og måtte koordineres før utkobling. Kilden hadde en hviletid på 23 timer etter aktiveringstiden var ferdig. Dersom det skulle være behov for fleksibiliteten flere ganger i løpet av et døgn, ville den ikke vært tilgjengelig.

En av problemstillingene med fleksible kunder som har lang hviletid kommer frem under bruken i operativ drift. Aktiveringen av Aggregator X sin kilde vil være aktuell å utsette til den perioden på døgnet hvor prognosen antar høyest belastning på flaskehalsområdet. Eksempelvis kan det være behov for aktivering av kilden både klokken 09:00 og klokken 16:00, grunnet høy belastning. Hviletiden gjør at kilden ikke er tilgjengelig ved begge tidspunkt. Nettselskapet må i dette tilfellet vurdere hvilket av tidspunktene det er mest kritisk å aktivere kilden.

Dersom fleksibilitet skal være det fremste virkemiddelet for flaskehalshåndtering, må DSO kunne stole på at det er tilgjengelig når det oppstår behov. Demo Agder viste at det i pilotprosjektet ikke var nok aggregatorer eller nok fleksibilitet i Kristiansandsregionen til at virkemiddelet kan brukes for å ha et moderne N-1. Usikkerheten rundt hvor mye fleksibilitet som er tilgjengelig når det er behov, er hovedårsaken til dette. Demo Agder viste også at det var en voksende trend med tilgjengelig fleksibilitet i pilotprosjektet. Dersom Aggregator 2 fra Figur 7.1 har mulighet til å stille fleksibilitetsreservene sine tilgjengelig for opsjon, er det mulig at det ville skapt en stor nok energireserve til at fleksibilitet kunne blitt brukt som en sikkerhet for AEN under nettdrift i Kristiansand.

7.3.3 Leveringssikkerhet

Da Aggregator X sine 5 MW ble aktivert, klarte de bare å frigjøre omtrent 3,2 MW. Det tilsvarer 64% av fleksibiliteten de lovet. En problemstilling med fleksibilitet i Demo Agder var dermed hvor mye fleksibilitet nettselskapet kunne stole på at aggregatoren faktisk leverte. Leveringstallene fra NODES i Tabell 6.5 og 6.3 viste at 96% av LongFlex og 74% av ShortFlex ble aktivert. På grunn av utbetalingsvilkårene på LongFlex avtalene i NODES, viser ikke leveringstallene fra LongFlex det faktiske volumet levert fleksibilitet. Ettersom det var få aggregatorer med på LongFlex avtaler i Kristiansand, viser leveringstallene til Aggregator X et mer riktig bilde av hva som ble levert. Det er viktig for DSO å innføre tiltak som motiverer aggregatorene til å levere den fleksibiliteten de har lovet. Dermed kan det være nødvendig for nettselskapet å overhandle fleksibilitet for å sikre en trygg drift.

Under testdagen 1. desember 2021 ble det kun aktivert 0,041 MW på testtidspunktet. Det ble ikke lagt ut bud fra AEN, og de handlet alle budene som var på markedet. Tallet er veldig lavt, og gjenspeiler hvor lite ShortFlex som har vært tilgjengelig på markedet frem til dette tidspunktet i prosjektet. Basert på trenden fra kapittel 7.3.2 er det sannsynlig at det ville blitt aktivert mer fleksibilitet dersom testdagen hadde vært senere i pilotprosjektet.

7.3.4 Tilgjengelighetspris og opsjonspremie

Motivasjonen til en DSO for å tilby en tilgjengelighetspris i LongFlex avtaler, er at det skal motivere aggregatoren til å tilby fleksibilitetskilden sin over en lengre periode. Dette er ikke fordi DSO ønsker å aktivere fleksibilitetskilden så ofte som mulig, men fordi det skaper en trygghet ved at de vet at fleksibiliteten er der ved behov. Betalingen for tilgjengelighet i LongFlex avtaler skal motivere aggregatorer som ikke ønsker å bli koblet ut til å delta på fleksibilitetsmarkedet. Den fungerer som en økonomisk trygghet for aggregatoren, og løper uavhengig av om fleksibilitetskilden deres blir aktivert eller ikke. Dersom den først blir aktivert, får de betalt en opsjonspremie, i tillegg til tilgjengelighetsprisen.

Formel 5.1 viser hvordan tilgjengelighetsprisen blir beregnet i LongFlex avtaler. Aggregator X inngikk en LongFlex avtale hvor de ble tilbudt 500 kroner per MWh som tilgjengelighetspris. Denne prisen ble ganget med mengden kapasitet som ble tilbudt, hviletids- og varighetsfaktorenene, samt hvor mange timer den var tilgjengelig i løpet av perioden. Ved å være tilgjengelig ofte, og tilby en høy kapasitet i budet sitt, fikk Aggregator X 56 000 kroner per uke de inngikk avtalen uten at det ble aktivert fleksibilitet. Dersom hviletid og varighetsfaktoren hadde vært maksimert til å oppnå en høyest mulig tilgjengelighetspris, hadde aggregatoren fått utbetalt 100 000 kroner per uke. I uken hvor Aggregator X ble aktivert var opsjonspremier på 80 000 kroner. Den uken fikk de en inntekt på 136 000 kroner for å være fleksible i 1 time. Eksempelet viser at det er lønnsomt å være tilgjengelig, og at opsjonspremien er høy. Det er mulig at informasjonen om summen av tilgjengelighetsprisen og opsjonspremien fra eksempelet, ville gjort det attraktivt for flere aggregatorer å inngå en LongFlex avtale, dersom prosjektet hadde blitt videreført.

Under simuleringsuken i uke 23, i 2021, ble det gjort et forsøk for å se hva som skjer om aggregatoren blir tilbudt en kunstig høy pris på fleksibilitet. Resultatet ble at aggregatorene kjøpte mer enn de klarte å tilby. Forsøket viste at aggregatorene i Demo Agder ikke hadde god nok kjennskap om hvor mye fleksibilitet de faktisk kunne tilby. Høye priser motiverer aggregatorene til å selge mer fleksibilitet, men det hjelper ikke dersom de ikke har mer volum å tilby. Det er sannsynlig at prisjustering på bud fra nettselskapet kan stimulere til en økt aktivitet på fleksibilitetsmarkedet, slik at fleksibiliteten tilgjengelig når det er behov for raske ressurser.

7.4 Rangering i T-11 havari

For å kunne sette styrkene og svakhetene til de ulike virkemidlene opp mot hverandre er havariet av transformator T-11 benyttet som rangeringsscenario. Kapittel 4.3.2 forklarer havariet mer dyptgående. Resultatene fra bruken av de ulike virkemidlene i Kristiansandsnittet i Demo Agder, samt potensialet og konsekvensene av de ulike virkemidlene, danner grunnlaget for rangeringen. I Scenarioet og rangeringen er utformet fra AEN sitt perspektiv som DSO.

7.4.1 1. Virkemiddel: Omkobling av Elkem sin forsyning

Det anbefalte første virkemiddelet er omkobling av Elkem sin forsyning fra 50 kV til 110 kV. Det viktigste argumentet for dette er at det flyttes hele 30 MW vekk fra snittet. Kriteriene for omkoblingen er at Elkem må gjennomføre en liten lastreduksjon under omkoblingen. Koblingen skjer på et høyt spenningsnivå med færre steg enn de mer risikofylte og avanserte koblingene på lavere spenningsnivå.

I utgangspunktet er omkoblingen av Elkem uten kostnad for AEN gjennomføre, så lenge det gjøres riktig og ikke fører til utkobling. Som nevnt i kapittel 6.1.5 betales det per dags dato ikke kompensasjon for lastreduksjonen til Elkem. Elkem har to forsyningsveier for at anlegget skal ha N-1. Tradisjonelt sett har ikke denne koblingen vært gjennomført ofte. Dermed kan det ved en flaskehals situasjon være aktuelt å se på en kompensasjon for reduseringen av Elkem sin last, ettersom det sannsynligvis kan bli aktuelt å benytte koblingen oftere enn tidligere.

7.4.2 2. Virkemiddel: Omkobling av produksjon i Steinsfoss

Omkobling av produksjon er det andre anbefalte virkemiddelet. Ved å legge om 50 kV nettet i Steinsfoss så kan produksjonen styres. Som nevnt i resultatene fra kapittel 6.1.5 økte overføringskapasiteten inn mot Kristiansand med omtrent 20 MW. Virkemiddelet krever en kommunikasjon med TSO for å kunne benyttes ettersom de må sikre at kraftbalansen vedlikeholdes under omkoblingen. Det er kostnadsfritt for AEN å gjennomføre omkoblingen. Den negative konsekvensen ved denne omkoblingen er tapet av N-1 i produksjonsområdet rundt Steinsfoss. Ettersom produksjonsområdet til Steinsfoss ikke er dekket av N-1, vil det forekomme en høy KILE ved eventuelle utfall. AEN må vekte dette opp mot gevinsten, og gruppen sin anbefaling er at 20 MW økt overføring inn mot Kristiansand er mer vitalt i en flaskehals situasjon. Denne justeringen av produksjon kan også økes ytterligere ved spesialregulering, som gjennomføres av TSO. I dette tilfellet vil TSO dekke kostnaden spesialreguleringen fører med seg.

7.4.3 3. Virkemiddel: Utkobling av kunder

Det neste anbefalte virkemiddelet i scenariet er utkobling av kundene på fleksibelt forbruk i Kristiansandsområdet. Som vist i kapittel 6.2.5 har kapasiteten til de utkoblbare kundene i flaskehalsområdet på papiret vært 10 MW, mens de i reelle tester har vært lavere avhengig av tidspunkt på døgnet. Denne utkoblingen er gratis i utkoblingsøyeblikket, men nettselskapet betaler aggregatoren i form av en reduksjon i nettleien. Det er fordelaktig å benytte seg av virkemiddelet ettersom det er kostnadsfritt i utkoblingsøyeblikket for DSO.

Som nevnt i kapittel 6.2.2 kan kundene når som helst forlate avtalen. Ulempen med å benytte virkemiddelet hyppig kan da være at kundene ikke lengre ønsker å være med på en slik avtale. Hvis belastningen i flaskehalsområdet er på et nokså høyt nivå, men det ikke er behov for både omkobling av Elkem, og omkobling av produksjon på Steinsfoss, kan utkobling av kunder rykke opp i den anbefalte rangeringen. Etersom selve utkoblingen er gratis, er det fordelaktig å benytte seg av dette virkemiddelet dersom det er nødvendig med mindre mengder kapasitet, i tillegg til omkoblingen av Elkem. Dette er hovedsaklig for å unngå tapet av N-1 i produksjonsområdet til Steinsfoss. Dersom det er behov for mye kapasitet hurtig anbefaler bachelorgruppen å benytte omkobling av produksjon på Steinsfoss først. Når det derimot er lavere behov for fleksibilitet i tillegg til Elkem, anbefales det å benytte utkoblbare kunder før Steinsfoss.

7.4.4 4. Virkemiddel: Handel av fleksibilitet

Aktivering av de billigste budene på NODES i området, er det nest siste anbefalte virkemiddelet. Tilgjengeligheten på fleksibilitet til gitte tidspunkt har vært økende gjennom Demo Agder. Som nevnt i kapittel 7.3.2 var snittet av de ti høyeste timesvolumene tilgjengelig for handel på 2,2 MWh. Dette viser mengden fleksibilitet som var tilgjengelig mot slutten av Demo Agder. Volumet fleksibilitet tilgjengelig er sannsynligvis ikke nok for å benytte handel av fleksibilitet i NODES ved aktiv flaskehalsproblematikk per dags dato. Hvilket bud som aktiveres først er avhengig av prognosene for last, kombinert med hviletiden og varigheten på de aktuelle LongFlex avtalene. Det fremkommer i kapittel 7.3.2 at det kan være lurt å spare LongFlex reservene dersom det er ventet høy belastning senere på dagen. Det er i tilfeller hvor varighet og hviletid spiller en signifikant rolle. Dersom prisen på Short- og LongFlex budene er lik, kan det dermed argumenteres for å aktivere ShortFlex budene først. Det er for å beholde tryggheten i LongFlex avtalene ved andre tidspunkt i det aktuelle døgnet.

7.4.5 5. Virkemiddel: Omkoblinger i 11 kV og 22 kV nettet

Omkoblinger i nettet på lavere spenningsnivå er virkemiddelet er det siste anbefalte virkemiddelet for flaskehalsbehandling. Vurderingen er gjort på bakgrunn av omkoblingene i 11 kV og 22 kV nettet som ble benyttet i Demo Agder. Som vist i kapittel 6.1.5, har de tre aktuelle koblingene som ble benyttet en samlet kapasitet på 5,6 MW. Problemet har hovedsaklig vært mengden risiko i hver av de enkelte koblingene, sett opp mot gevinsten. Under begge testdagene hvor disse omkoblingene har blitt gjennomført, både fysisk og ved simulering, har det oppstått komplikasjoner. Ved det ene tilfelle var komplikasjonen kun utfall av en bryter, og medførte ingen utkobling av kunder. Ved det andre tilfelle førte en simulering av en kobling, med en potensiell flyttet last på 1,1 MW, til en utkobling med en antatt KILE på 550 000 kr.

Disse koblingene krever mange steg, og det kan være en krevende prosess å utføre. Det gjelder spesielt i en presset situasjon hvor det er behov for senke belastningen i et flaskehalsområdet hurtig. Likevel var det som nevnt 5,6 MW å tjene hvis omkoblingene benyttet under Demo Agder ble gjennomført riktig. Omkoblingene i 11 kV og 22 kV nettet kan være virkningsfulle, men de medfører en høy risiko for utkoblinger i forhold til den potensielle gevinsten til virkemiddelet.

Figur 7.2 viser den samlede rangeringen av virkemidlene.

Handlingsplan: **Flaskehals situasjon Kristiansand**

Beskrivelse: Forslag til aksjon og rekkefølge ved overlast

Aksjonspunkter:

Nummer	Navn	Beskrivelse
1	Omkobling av nett	Legge Elkem over på 110 kV fra 50 kV
2	Omkobling av produksjon	Omkobling av produksjon i Steinsfoss
3	Utkobling av tariffkunder	Koble ut kunder på fleksibelt forbruk i Krs
4	Handel av fleksibilitet	Aktivere billigste bud på fleksibilitet i Krs
5	Omkobling av nett	Omkoblinger i 11 kV og 22 kV nettet i Krs

Vis detaljer...

Alarm status: Detektert

Figur 7.2: Figuren viser en rangering av virkemidlene fra Demo Agder ved havari av T-11 og flaskehals situasjon inn mot Kristiansand Sentrum.

7.5 Samhandling mellom TSO og DSO

Samhandling og transparens mellom TSO og DSO kan benyttes som et insentiv for fleksibilitet i fremtiden. En av oppdagelsene underveis i Demo Agder var fleksibilitetsressursene i nettet til AEN som deltok på RKOM. Som nevnt i kapittel 6.3.2 deltar både Elkem og Nikkelverket med betydelige ressurser i RKOM på 43 MW. Dette var ukjent for AEN til frem høsten 2021, som var i slutfasen av fleksibilitetsprosjektet. Funnet viste en manglende samhandling mellom DSO og TSO. Det er mulig at aktørene som allerede deltar i et marked for fleksibilitet som RKOM, ser gevinsten av å delta i et lignende marked som NODES.

De ulike kriteriene for å delta i markedene til Statnett og AEN gjør at det er mest naturlig å se på muligheten til å gjøre ressursene fra RKOM tilgjengelige i NODES. Ettersom Statnett har lagt kravet for å delta i RKOM på 10 MW, har de selv tatt en vurdering på at de ikke er interessert i å håndtere fleksible kilder på volum under dette. Tallene fra Figur 6.5 viser at det totale aggregerte volumet av fleksibilitet fra Aggregator 2 var på over 10 MW i de siste månedene av Demo Agder, men det viser ikke hvor mye av den kapasiteten som var tilgjengelig samtidig. Dersom det antas at de hadde klart å aggregere opp like mye hver dag, basert på tallene fra figuren, ville de aggregert mindre enn 1 MW hver dag i mars. Hensikten med Statnett sitt marked for fleksibilitet er å ha sikre ressurser tilgjengelig, og kan sammenlignes med LongFlex i NODES. Utfordringen med Aggregator 2 er at de ikke har en fast fleksibilitetskilde, men at de aggregerer opp fleksibilitet fra el-billadere. Aggregator 2 tilbød utelukkende ShortFlex i Demo Agder, ettersom de ikke visste hvor mye fleksibilitet de kunne tilby over en lengre periode. De tilbød heller aldri bud på over 10 MW samtidig. Ettersom Aggregator 2 ikke oppfylte kriteriene for å delta i RKOM, er det meget usannsynlig at Aggregator 2 kan tilby et produkt som Statnett ønsker.

Trendlinjen fra Figur 7.1 viser at Aggregator 2 kunne klarte å aggregere opp mye fleksibilitet mot slutten av prosjektet. Figuren presenterer utelukkende tall fra Kristiansand. Dersom aggregatoren enten hadde utvidet området hvor de samler opp fleksibilitet, eller hadde klart å aggregere flere el-billadere i Kristiansand, er det mulig at Aggregator 2 kan samle store nok bud til at Statnett ønsker den på RKOM. Aggregatoren er nødt til å samle opp 1 MW fra samme geografiske området for å få delta i RK, ettersom dette er et av kravene til Statnett, og de kan dermed ikke aggregere fleksibilitet fra andre steder enn Kristiansand for å oppnå et ønsket volum på budet sitt.

Det å ha den samme fleksibilitetskilden i to separate markeder kan virke uoversiktlig, og unødvendig for aggregatoren. I et slikt tilfelle kan det å samle ressursene på et felles marked være en løsning. I kapittel 6.3.2 fremkommer ideen om gjøre ressursene i Demo Agder og RKOM tilgjengelig for begge markedene. Dette vil gjøre det mer attraktivt for kunden ettersom de ikke trenger å forholde seg til to separate markeder, samtidig som både TSO og DSO tjener på at kilden blir aktivert. Det er ikke gitt at en slik samling av ressurser skal skje på NODES sitt marked, men det er et alternativ.

8 Konklusjon

Den økte elektrifiseringen av samfunnet skaper en høyere belastning på kraftnettet. I perioder med høy belastning er det sannsynlig at nettbelastningen vil overgå kapasiteten. Elektrifiseringen og økt nettbelasting skaper flaskehals og høye effekttopper.

For å håndtere den økte belastningen på nettet har en DSO flere ulike virkemidler tilgjengelig. Omkoblinger er det mest benyttede virkemiddelet under daglig operativ drift i det distribuerte regionalnettet. Det er fordi virkemiddelet flytter store laster kostnadsfritt og hurtig. Omkoblingene av Elkem og Steinsfoss medfører en lav risiko for utkoblinger, samtidig som de flytter den mest betydelige mengden last av alle virkemidlene til AEN. Omkoblinger i de lavere spenningsnivåene innebærer en høy risiko i forhold til hvor liten gevinst de gir.

For å opprettholde en trygg drift av fremtidens strømmnett kreves det mer kapasitet for å håndtere flaskehals. Den nødvendige kapasiteten som kreves kan delvis erstattes med fleksibilitet, som er et mer bærekraftig og kostnadseffektivt alternativ til å utelukkende bygge ut nettet. Utkoblbare kunder og handel av fleksibilitet i en markeds plass er de fleksible virkemidlene benyttet i Demo Agder. Det er usannsynlig at virkemidlene alene kan erstatte behovet for utbygging. Allikevel er det meget sannsynlig at fleksibilitet kan benyttes under drift, samt utsette eller sløyfe enkelte investeringer som tidligere hadde vært nødvendig.

Utkoblbare kunder omfatter både kunder med utkoblbar tariff og kunder på vilkår, og har et potensialet til å levere store volum av fleksibilitet. Kunder på utkoblbar tariff hadde en høy teoretisk maksimal kapasitet, men resultatet av den reelle kapasiteten var vesentlig lavere. Denne forskjellen mellom maksimal og reelle kapasitet viser at det er mulig at de fleksible tariffkundene ikke er tilgjengelige samtidig. Dette gjør utkoblbare kunder på tariff til et mindre pålitelig virkemiddel enn omkoblinger. Etersom utkoblbare tariffkunder kan forlate avtalen uten forvarsel, er det sannsynlig at hyppig utkobling gjør det mindre attraktivt å være kunde på fleksibelt forbruk. En høy kraftpris kan derimot være en faktor som bidrar til at kundene ønsker å delta på en slik avtale. Det er sannsynlig at virkemiddelet har potensialet til å være virkningsfullt for DSO. Kunder som blir tilknyttet på vilkår vil i flaskehalsområder være enda mer pålitelige for DSO, ettersom de ikke har mulighet til å forlate avtalen uavhengig av antall utkoblinger.

Handel av fleksibilitet på en markeds plass har i store deler av Demo Agder vist en lav total kapasitet i forhold til de andre virkemidlene. Mot slutten av pilotprosjektet tok handelen seg opp på grunn av innlemmingen av flere aggregatorer som klarte å aggregere opp mer volum av fleksibilitet. LongFlex avtaler skulle fungere som en trygghet i driftsplanlegging ettersom de gjorde fleksibilitet tilgjengelig over lengre perioder. Det har likevel vist seg vanskelig å alltid ha fleksibiliteten fra avtalene tilgjengelig når det er behov, på grunn av faktorer som hviletid og varighet.

Det ble ofte levert mindre fleksibilitet enn det som ble handlet av AEN i Demo Agder. Det er sannsynlig at AEN blir nødt til å overhandle fleksibilitet for å sikre at det minste nødvendige volumet fleksibilitet blir aktivert, dersom markedsplassen standardiseres som et virkemiddel.

Det er sannsynlig at en markedsplass for fleksibilitet krever ytterligere volum for å benyttes under daglig drift. Den positive trenden i mengde aggregert kapasitet mot slutten av prosjektet, forsterker muligheten for at fleksibilitet kan spille en viktig rolle i driften av fremtidens strømnnett.

Basert på den økende trenden av flaskehals, og en forventet økt nettbeklastning i Agder, er det mulig at systemvern burde bli utviklet som et virkemiddel tilgjengelig for DSO i fremtiden, uavhengig av TSO.

Det ble benyttet kunstige markedskrefter i to tilfeller for å stimulere aktivitet på fleksibilitetsmarkedet i Demo Agder. Det ene tilfellet var gjennom en økt betalingsvillighet fra AEN i simuleringsuke 23 i 2021 for å stimulere til mer handel. Det andre tilfellet var de gode betalingsvilkårene i LongFlex for å motivere aggregatorer til å inngå avtalen. Det er meget sannsynlig at enkelte handelstall fra NODES er påvirket av de kunstige markedskreftene, og at det i disse tilfellene har ført til kunstig høye handelstall. Dette er tatt hensyn til i vurderingene til bachelorgruppen.

For å benytte fleksibilitet som et virkemiddel må mengden volum økes. En måte å få et høyere volum fleksibilitet, er ved å forklare konseptet til potensielle aggregatorer på en god måte. Dersom de forstår konseptet vil de forstå hvor stor betalingsvilligheten fra DSO er for at de skal ha et fleksibelt forbruk, og at det kan være både økonomisk og samfunnsmessig lønnsomt for begge parter. En annen måte å gjøre dette på er å benytte ressursene som både ligger i RKOM, og som er tilknyttet nettet til nettselskapet. For at aktørene selv skal være interessert i dette, vil det være fordelaktig at de bare trenger å forholde seg til ett marked. Det krever en samhandling mellom TSO og DSO å oppfylle dette. Denne samhandlingen bør i utgangspunktet være problemfri ettersom de ulike nettkonseksjonærene har samme interessefelt, som er å opprettholde en trygg drift av nettet ved høy belastning. Det er mulig at en felles markedsplass for fleksibilitet vil være viktig for flaskehalsbehandling i fremtiden.

Vedlegg

A Informasjon om bidragsyterne

A.1 Agder Energi Nett

Agder Energi Nett er Norges fjerde største nettselskap med i overkant av 210 000 kunder. Selskapet er eid av Agder Energi konsernet. AEN eier og har driftsansvaret for det elektriske regional- og distribusjonsnettet i Agder, som er på totalt 22 300 km linjer og kabler. Selskapet har omlag 200 ansatte pr. 1.5.2022. [55]

A.2 NODES

NODES er et firma eid av Agder Energi Flexibilitet AS. Firmaet er en uavhengig markeds plass for handel av desentralisert energi og fleksibilitet. Det er produsenter, forbrukere og netteiere av energi som kan bruke markeds plassen. [1]

A.3 Statnett

Statnett er et statsforetak som er ansvarlig for drift og vedlikehold av sentralnettet i Norge. Statnett er underlagt olje- og energidepartementet.

A.4 Morrow Batteries

Morrow Batteries er et batteriforetak som holder på å bygge en gigafabrikk i Arendal for batteriproduksjon. Hovedinvestorene i selskapet er Gjelsten Holding og Agder Energi Venture.

B Beregninger for Aggregator X

Ligning 8.1 viser utregningen for tilgjengelighetsptisen til Aggregator X.

$$0,8 \times 0,7 \times 5 \text{ MW} \times 500 \text{ NOK/MWh} \times 40 \text{ h} = 56\,000 \text{ NOK} \quad (8.1)$$

Referanser

- [1] *About [Internett]. NODES. [sitert 28. april 2022]. Tilgjengelig på: <https://nodesmarknet.com/about/>.*
- [2] *Agder Energi. NorFlex-prosjektet demonstrerer integrasjon mot Statnetts regulerkraftmarked [Internett]. AE. [sitert 31. mars 2022]. Tilgjengelig på: <https://www.ae.no/var-virksomhet/fornyelse/norflex-prosjektet2/aktuelt-fra-prosjektet/norlexprosjektet-demonstrerer-integrasjon-mot-statnetts-regulerkraftmarked/>.*
- [3] *Agder Energi. Utviklingen [Internett]. AE. [sitert 21. april 2022]. Tilgjengelig på: <https://www.ae.no/var-virksomhet/fornyelse/norflex-prosjektet2/utviklingen/>.*
- [4] *Balanseavregning [Internett]. Statnett. [sitert 16. mai 2022]. Tilgjengelig på: <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/kraftmarkedet/avregningsansvaret/balanseavregning/>.*
- [5] *Balanser nettet og tjen penger i FFR markedet [Internett]. enfo. [sitert 27. februar 2022]. Tilgjengelig på: <https://enfo.no/wp-content/uploads/2021/12/FFR-flyer.pdf>.*
- [6] *Brenna AL. Så mye får nettselskapene lov til å tjene i 2021 [Internett]. enerwe.no [sitert 6. mai 2022]. Tilgjengelig på: <https://enerwe.no/inntektsramme-nettleie-nettselskap/sa-mye-far-nettselskapene-lov-til-a-tjene-i-2021/386032>.*
- [7] *Effekttopper og hvorfor du bør bry deg. [Internett]. volte. [sitert 18. mai 2022]. Tilgjengelig på: <https://www.volte.no/innsikt/effekttopper-og-hvorfor-du-bor-bry-deg>.*
- [8] *Elektrifisering - det viktigste klimatiltaket? [Internett]. Fortum. [sitert 30. mars 2022]. Tilgjengelig på: <https://www.fortum.no/strategi/en-renere-verden/elektrifisering-det-viktigste-klimatiltaket>.*
- [9] *Endring nettleie 2022 [Internett]. Lede [sitert 18. mai 2022]. Tilgjengelig på: <https://lede.no/nettleie/>.*
- [10] *Endringer i regelverket om anleggsbidrag styrker vernet av kundene - NVE [Internett]. [sitert 13. mai 2022]. Tilgjengelig på: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/nytt-fra-rme/nyheter-reguleringsmyndigheten-for-energi/endringer-i-regelverket-om-anleggsbidrag-styrker-vernet-av-kundene/>.*
- [11] *Energiutredningen – verdiskaping, forsyningssikkerhet og miljø [Internett]. Regjeringen [sitert 27. februar 2022]. Tilgjengelig på: <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/nou-2012-9/id674092/>.*

-
- [12] *Et moderne og digitalt kraftsystem [Internett]. Energifakta Norge. [sitert 19. mai 2022]. Tilgjengelig på: <https://energifaktanorge.no/norsk-energibruk/ny-teknologi-i-kraftsystemet/>.*
- [13] *Fast frequency reserves - FFR [Internett]. Statnett. [sitert 27. februar 2022]. Tilgjengelig på: <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/kraftmarkedet/reservemarkeder/ffr/>.*
- [14] *Final Report Summary - GARPUR (Generally Accepted Reliability Principle with Uncertainty modelling and through probabilistic Risk assessment) [Internett]. [sitert 27. februar 2022]. Tilgjengelig på: <https://cordis.europa.eu/project/id/608540/reporting>.*
- [15] *Forskrift om endring i forskrift om endring i forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer [Internett]. Lovdata. [sitert 18. mai 2022]. Tilgjengelig på: <https://lovdata.no/dokument/LTI/forskrift/2021-12-21-3750>.*
- [16] *Forskrift om endring i forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer - Lovdata [Internett]. Lovdata. [sitert 18. mai 2022]. Tilgjengelig på: <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2021-06-10-1904>.*
- [17] *Forskrift om energiutredninger - Lovdata [Internett]. [sitert 12. april 2022]. Tilgjengelig på: <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2012-12-07-1158>.*
- [18] *Forskrift om nettregulering og energimarkedet (NEM) - Lovdata [Internett]. [sitert 6. mai 2022]. Tilgjengelig på: https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2019-10-24-1413#KAPITTEL_3.*
- [19] *Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer - Lovdata [Internett]. [sitert 30. mars 2022]. Tilgjengelig på: <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/1999-03-11-302/>.*
- [20] *Forstå forskjellen på kvalitative og kvantitative undersøkelser [Internett]. SurveyMonkey. [sitert 26. april 2022]. Tilgjengelig på: <https://no.surveymonkey.com/m/p/quantitative-vs-qualitative-research/>.*
- [21] *Forsyningssikkerhet [Internett]. Energifakta Norge. [sitert 27. februar 2022]. Tilgjengelig på: <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/forsyningssikkerhet/>.*
- [22] *Gjerde Oddbjørn. Forsyningssikkerhet: N-1 er ikke alltid nok [Internett]. SINTEFblogg. [sitert 21. januar 2022]. Tilgjengelig på: <https://blogg.sintef.no/sintefenergy-nb/energisystemer/risikobaserte-metoder-for-drift-av-transmisjonsnett/>.*
- [23] *Grønmo S. innholdsanalyse. I: Store norske leksikon [Internett]. snl.no [sitert 26. april 2022]. Tilgjengelig på: <http://snl.no/innholdsanalyse>.*
-

-
- [24] Grønmo S. *kvalitativ metode. I: Store norske leksikon [Internett]. snl.no [sitert 26. april 2022]. Tilgjengelig på: http://snl.no/kvalitativ_metode.*
- [25] *Homogent marked [Internett]. Finansleksikon. [sitert 5. mai 2022]. Tilgjengelig på: <https://finansleksikon.no/regnskap/h/homogent-marked>.*
- [26] *Huge blackout cripples Italy. 28. september 2003 [sitert 21. april 2022]; Tilgjengelig på: <http://news.bbc.co.uk/2/hi/3146136.stm>.*
- [27] *Hva er NorFlex? [Internett]. Agder Energi. [sitert 27. februar 2022]. Tilgjengelig på: AE.no. <https://www.ae.no/var-virksomhet/fornyelse/norflex-prosjektet2/hva-er-norflex/>.*
- [28] *Hvor kommer strømmen fra? [Internett]. NVE. [sitert 18. mai 2022]. Tilgjengelig på: <https://www.nve.no/energi/energisystem/kraftproduksjon/hvor-kommer-strommen-fra/>.*
- [29] *KILE – kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke-levert energi - NVE [Internett]. [sitert 30. mars 2022]. Tilgjengelig på: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/%C3%B8konomisk-regulering-av-nettselskap/om-den-okonomiske-reguleringen/kile-kvalitetsjusterte-inntektsrammer-ved-ikke-levert-energi/>.*
- [30] *Kraftsystemet - Fra brettet til det smarte nettet [Internett]. NVE [sitert 26. april 2022]. Tilgjengelig på: <https://www.nve.no/media/9901/fra-brettet-til-det-smarte-nettet.pdf>.*
- [31] *Kundene lar Tibber kontrollere elbilladingen [Internett]. Norsk elbilforening. 2022 [sitert 29. april 2022]. Tilgjengelig på: <https://elbil.no/kundene-lar-tibber-kontrollere-elbilladingen/>.*
- [32] *Market Design [Internett]. NODES. [sitert 18. mai 2022]. Tilgjengelig på: <https://nodesmarket.com/market-design/>.*
- [33] *Mæhlum L, Rosvold KA. overføringsnett. I: Store norske leksikon [Internett]. 2021 [sitert 19. mai 2022]. Tilgjengelig på: <http://snl.no/overf%C3%B8ringsnett>.*
- [34] *N-1-prinsippet [Internett]. [sitert 19. mai 2022]. Tilgjengelig på: <https://www.npd.no/fakta/publikasjoner/rapporter/rapportarkiv/kraft-fra-land-til-norsk-sokkel/6---kraftsituasjonen-og-kraftnettet-pa-land/n-1-prinsippet/>.*
- [35] *Nettselskap med fleksible kunder må sjekke kontraktsvilkårene [Internett]. [sitert 9. mai 2022]. Tilgjengelig på: <https://www.energinorge.no/fagomrader/stromnett/nyheter/2020/nettselskap-med-fleksible-kunder-ma-sjekke-kontraktsvilkarene/>.*
- [36] *NORFLEX – Demonstrasjonsprosjektet [Internett]. Enova. [sitert 31. mars 2022]. Tilgjengelig på: <https://www.enova.no/om-enova/om-organisasjonen/teknologiportefoljen/norflex/>.*
-

-
- [37] *NORFLEX [Internett]. Statnett. [sitert 31. mars 2022]. Tilgjengelig på: <https://www.statnett.no/om-statnett/innovasjon-og-teknologiutvikling/vare-sentrale-prosjekter/norflex/>.*
- [38] *Norges andel av togradersmålet er at vi kutter 3,5 millioner tonn per år. Fra NÅ. [Internett]. 2022 [sitert 30. mars 2022]. Tilgjengelig på: <https://energiogklima.no/meninger-og-analyse/debatt/norges-andel-av-togradersmalet-er-at-vi-kutter-35-millioner-tonn-per-ar-fra-na/>.*
- [39] *Ny nettleiemodell [Internett]. Agder Energi. [sitert 14. mai 2022]. Tilgjengelig på: <https://www.aenett.no/nettleie/ny-nettleiemodell/>.*
- [40] *olmefjord - Flexibilitet i det nordiske kraftmarkedet.pdf [Internett]. [sitert 28. april 2022]. Tilgjengelig på: <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/2018-Fleksibilitet-i-det-nordiske-kraftmarkedet-2018-2040>.*
- [41] *Om systemansvaret [Internett]. Statnett. [sitert 19. mai 2022]. Tilgjengelig på: <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/om-systemansvaret/>.*
- [42] *Peak Shaving. What it is how it works [Internett]. [sitert 11. mai 2022]. Tilgjengelig på: <https://www.next-kraftwerke.com/knowledge/what-is-peak-shaving>.*
- [43] *Pilot for nye FCR-krav [Internett]. Statnett. [sitert 27. februar 2022]. Tilgjengelig på: <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/utvikling-av-kraftsystemet/prosjekter-og-tiltak/nordisk-frekvensstabilitet/pilot-for-nye-fcr-krav/>.*
- [44] *Regulerkraftopsjonsmarkedet [Internett]. Statnett. [sitert 27. februar 2022]. Tilgjengelig på: <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/kraftmarkedet/reservemarkeder/tertiarreserver/regulerkraftopsjonsmarkedet/>.*
- [45] *Rosvold KA. relévern – i elektriske anlegg. I: Store norske leksikon [Internett]. 2021 [sitert 6. mai 2022]. Tilgjengelig på: https://snl.no/rel%C3%A9vern_-_i_elekt_riske_anlegg.*
- [46] *Slik kan industrien hjelpe strømmettet [Internett]. AE. [sitert 28. april 2022]. Tilgjengelig på: <https://www.ae.no/aktuelt/nyheter/slik-kan-industrien-hjelpe-stromnettet/>.*
- [47] *Strømmettet [Internett]. Energifakta Norge. [sitert 21. januar 2022]. Tilgjengelig på: <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftnett/>.*
- [48] *Tariff for fleksibelt forbruk [Internett]. Agder Energi. [sitert 3. mai 2022]. Tilgjengelig på: <https://www.aenett.no/nettleie/nettleiepriser-bedriftskunde/tariff-for-fleksibelt-forbruk/>.*
-

-
- [49] *Tariffvilkår for nettleie med fleksibelt forbruk [Internett]. [sitert 9. mai 2022]. Tilgjengelig på: <https://www.aenett.no/globalassets/dokumenter/vilkar-for-fleksibelt-forbruk-ae-nett010621.pdf>.*
- [50] *The main arena for trading power. [Internett]. [sitert 21. april 2022]. Tilgjengelig på: <https://www.nordpoolgroup.com/en/the-power-market/Day-ahead-market/>.*
- [51] *Utkoblbart forbruk [Internett]. NVE. [sitert 9. mai 2022]. Tilgjengelig på: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/nettleie/nettleie-for-forbruk/utkoblbart-forbruk/>.*
- [52] *Vellykkede ende-til-ende tester i NorFlex [Internett]. Enfo. [sitert 19. mai 2022]. Tilgjengelig på: <https://enfo.no/article/vellykkede-ende-til-ende-tester-i-norflex/>.*
- [53] *Vilkår [Internett]. statnett. [sitert 16. mai 2022]. Tilgjengelig på: <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/systemansvaret/retningslinjer-fos/systemansvaret---vedlegg-til-retningslinjer-for-fos--9---vilkar-for-rkom2.pdf>.*
- [54] *Vilkår for leverandører av balansetjenester [Internett]. statnett. [sitert 12. mai 2022]. Tilgjengelig på: <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/systemansvaret/retningslinjer---horinger/21-01185-1-vilkar-for-bsp-brp-og-balansemarkeder.pdf>.*
- [55] *Vår virksomhet [Internett]. Agder Energi. [sitert 5. mai 2022]. Tilgjengelig på: <https://www.aenett.no/virksomhet/om-ae-nett/var-virksomhet/>.*
- [56] *systemansvar - NVE [Internett]. [sitert 19. mai 2022]. Tilgjengelig på: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/systemansvar/>.*
- [57] *Økonomisk regulering av nettselskap - NVE [Internett]. [sitert 27. februar 2022]. Tilgjengelig på: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/%C3%B8konomisk-regulering-av-nettselskap/>.*

