



Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Masteroppgave 2022 60 stp
Fakultet for realfag og teknologi

Analyse av aggregators forretningsmodeller og dens lønnsomhet

Analysis of aggregators' business models and its
profitability

Jon Amund E. Vold & Eivind Andreas E. Vold
Industriell økonomi

Forord

Denne masteroppgaven utgjør endepunktet for vår masterstudie innenfor studieprogrammet Industriell Økonomi ved Norges Miljø- og biovitenskapelige universitet. Valgt teknologiretning gjennom studieprogrammet har vært Innovasjon og Produktutvikling.

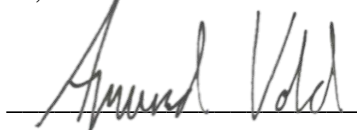
Årene på NMBU har vært varierte og lærerike. Vår fysiske tilstedeværelse på universitetet har dessverre vært begrenset da store deler av vårt studieløp har blitt kombinert med toppidrett. Det vi likevel har fått med oss av både faglige og sosiale interaksjoner har vært svært innbringende, og vi anser oss selv som heldige som har fått vært en del av et levende og kompetent studiemiljø på NMBU. Heldige som har fått muligheten til å utrette akademiske oppgaver, samtidig som vi har fått mulighet til å utfolde oss på den internasjonale idrettsarenaen. Vi er enormt takknemlig for all støtte og tilrettelegging NMBU har gitt oss for å muliggjøre dette.

Vi ønsker samtidig å takke alle som har gitt et betydelig bidrag til vårt arbeid. Takk til Dr. Silvia Palano, foreleser i «Energy Economics» ved Brasenose College, som under Eivind's utvekslingssemester i Oxford var inspirator og rådgiver for det kommende masterarbeidet. Takk til Stine Haugland og Pasi Norrbacka i Statnett som fra start til slutt har bistått med svar på et hvert krevende spørsmål om det norske kraftmarkedet. Takk til Victoria Landmark og Mathias Rui i Enfo som har bidratt med unik kompetanse og gitt oss første hånds innsikt i forretninger i fleksibilitetsmarkedet. Og takk til Asmamaw Tadege Shiferaw og Tor Kristian Stevik for hjelp og veiledning under arbeidet. Uten dere hadde vi ikke kommet i mål.

Det har vært perioder med frustrasjon, men det er likevel lyspunktene vi kommer til å huske nå som strabasen er over, og ønsket om å sette i gang med neste utfordring er allerede kommet krypende. Som man sier i idrettsverdenen; «Det eneste som er verre enn å gå skirenn er å ikke gå skirenn.» Og det er slik vi også føler det med masteroppgaven vår.

Helt til slutt ønsker vi også å takke mamma og pappa for støtte og oppmuntrende ord. Dere har lært oss pågangsmot til å stadig kunne gå nye utfordringer i møte.

Oslo, mai 2022



Jon Amund E. Vold



Eivind Andreas E. Vold

Sammendrag

En fullelektrifisering av samfunnet fører til at kraftsystemet står ovenfor store utfordringer knyttet til forsyningssikkerhet. Når forbruket sammenfaller hos flere forbrukere gir det høye effekttopper som kan føre til at strømmettet står i fare for å bli overbelastet. I tillegg fører det grønne skiftet til at kraftproduksjonen ikke så lett lar seg tilpasse kraftforbruket. Problemene har til nå latt seg løse ved å oppgradere strømmettet til å tåle de høye effekttoppene som bare oppstår et par ganger i døgnet, og gjennom kraftverk som betales store summer for å kunne tilpasse produksjonen etter behov.

Disse problemene kan derimot løses gjennom forbrukeren i form av forbrukerfleksibilitet. Ved slik fleksibilitet tilpasser forbrukeren seg etter forholdene som oppstår i kraftsystemet. Dette vil den gjøre ved å koble ut laster som elektriske apparater eller maskiner. Signal om dette vil forbrukeren typisk få gjennom prissignaler. Fleksibiliteten kan handles som vanlig kraft gjennom dagens kraftmarkeder, men fleksibilitet fra en forbruker er som oftest for liten til å kunne delta på egenhånd. Løsningen er i form av en ny markedsaktør kalt en aggregator. Denne aggregere fleksibilitet fra flere forbrukere opp til et større volum den kan tilby i markedet.

Det gjøres flere pilotprosjekter på forbrukerfleksibilitet og hvordan det skal fungere i praksis, herunder finnes flere forretningsmodeller som skal testes ut. Avhandlingen tar for seg modellene som er kjente gjennom litteraturen i dag, og evaluerer dem på likt grunnlag gjennom en MCDA analyse utført i samarbeid med en ekspertgruppe. Ved sammenstilling kommer modellen hvor aggregator opererer ved å tilby kraftreserver best ut. Kraftreserver er reserver Statnett alltid må ha tilgang på for å rette opp ubalanser mellom forbruk og produksjon i sanntid. Slike reserver handles gjennom Statnett sitt balansemarked. Her tilbys det flere reservetyper, men etter samtale med ekspertgruppen og teknologiske barrierer som finnes i dag, er mFRR den mest aktuelle for aggregator.

Helt sentralt for om en aggregator skal kunne ha en plass i markedet, vil være om den har tilstrekkelig lønnsomhet. Derfor er det gjort en lønnsomhetsvurdering av forretningsmodellen som kom best ut i MCDA'en. Det er mange aspekter som må tas i betraktning når lønnsomhetene skal vurderes. Enkelte områder finnes det ikke tilstrekkelig data på, og derfor er det gjort visse avgrensninger. Noen av disse delene kan sies å ha betydelig grad av påvirkning på lønnsomhetsresultatet det blir kommet frem til, noe som gjør resultatet usikkert.

Likevel gir resultatet en tilfredsstillende fremstilling hvor påvirkningen og manglende avgrensningene fører til er synliggjort og diskutert. Ut ifra Monte Carlo-simuleringer som utgangspunkt fremstilles resultatet ved nettonåverdi. Denne er positiv over en 15 års periode frem mot 2040, men varierer også betydelig. Med en portefølje bestående bare av husholdninger og 10 MW viser resultatet 7,2 millioner, mens for 100 MW er det oppe i hele 889 millioner. I simuleringene er inntektene er basert på prisestimer for den respektive reserven som selges. Disse prisestimatene er utviklet fra prognoser som gjøres på fremtidige kraftpriser. Kostnadene er basert på investeringer som anses som nødvendige for tilgjengeliggjøring og aktivering av fleksibiliteten. Tallene på dette er hentet fra en aktør og eksisterende løsninger som finnes.

I diskusjonen tas det opp hvorvidt resultatene det er kommet frem til er realistiske. Som nevnt er det fokus på å tydeliggjøre områdene som ikke er inkludert, og som dermed har betydning på hvordan man må tolke resultatet. Blant annet vil det være viktig å ta høyde for insentiv til forbrukeren, og hvordan dette vil avkorte lønnsomheten. I tillegg kommer det frem flere områder der det bør jobbes videre med i fremtidig arbeid for å kunne definere fremtidsutsiktene for aggregator enda mer presist.

Abstract

A full electrification of society implies that the power system faces major challenges related to security of supply. When consumption coincides with many consumers, it produces high power peaks which may overload the power grid. In addition, the green transition means that power production cannot easily be adapted to power consumption. The problems have so far been solved by upgrading the power grid to withstand the power peaks that occur only a couple of times a day, and traditional power plants who are paid large sums to be able to adapt production as needed.

These problems, on the other hand, can be solved through the consumer in the form of demand side flexibility. With such flexibility, the consumer adapts to the conditions that arise in the power system. It will do this by disconnecting loads such as electrical appliances or machines. Signals concerned with this will typically be given through price signals. Flexibility can be traded as normal power through today's power markets, but flexibility from a consumer is usually too small to be able to participate on their own. The solution is in the form of a new market player called an aggregator. This aggregates flexibility from multiple consumers to a larger volume it can offer in the market.

Several pilot projects are being carried out on consumer flexibility and how it will work in real life, including several business models to be tested. This thesis deals with the models known through literature today and evaluates them on an equal basis through an MCDA analysis carried out in collaboration with an expert group. Gathering the results, the model in which the aggregator operates by offering power reserves comes out best. Power reserves are reserves in which the TSO must always have access to, in order to correct real time imbalances between consumption and production. Such reserves are traded through the TSOs' balancing market. Several reserve types are offered, but after conversation with the expert group and technological barriers that exist today, mFRR is the most relevant for an aggregator.

Central to whether an aggregator can defend having a place in the market will be whether it has sufficient profitability. Therefore, a profitability assessment of the business model chosen in the MCDA has been made. There are many aspects that need to be considered when assessing profitability. Some areas do not have sufficient data, and therefore certain delimitations have

been made. Some of these parts can be said to have a significant degree of impact on the profitability result, which makes the result uncertain.

Nevertheless, the result provides a satisfactory presentation where the influence and deficiencies the delimitations lead to, is made visible and discussed. Based on simulations done with the Monte Carlo method, the result is represented as net present value. This is positive over a 15-year period up to 2040, but also varies considerably. With a portfolio consisting only of households and 10 MW, the result shows 7.2 million NOK, while for 100 MW it is up to a whopping 889 million NOK. In the simulations, the revenue is based on price estimates for the respective reserve being sold. These price estimates are developed from forecasts made about future power prices. The costs are based on investments that are considered necessary for the availability and activation of the flexibility. The figures on this area are taken from a market player and existing solutions.

In the end, it is discussed whether the results are realistic. As mentioned, there is a focus on clarifying the areas that are not included and thus have an impact on how one must interpret the result. Among other things, it will be important to consider the incentive to the consumer, and how this will significantly shorten profitability. In addition, more areas should be worked on in future work to define the prospects for an aggregator even more precisely.

Innholdsfortegnelse

Forord	I
Sammendrag	II
Abstract	IV
Tabelliste	VIII
Figurliste	IX
Forkortelser	X
1. Innledning	11
2. Teori	14
2.1 Nord Pool.....	14
2.2 Budsoner.....	14
2.3 Day-ahead.....	15
2.4 Intradag.....	15
2.5 Balanseansvarlig.....	15
2.6 Balansemarkedet.....	16
2.7 Primærreserver – FCR.....	17
2.8 Sekundærreserver – aFRR.....	18
2.9 Tertiærreserver – mFRR.....	19
2.10 Fast frequency reserves – FFR.....	21
2.11 Behovet for fleksibilitet.....	22
2.12 Forbrukerfleksibilitet.....	24
2.13 Aktører som har behov for forbrukerfleksibilitet.....	25
2.14 Aggregator.....	26
2.15 Forretningsmodeller.....	27
2.16 Tilgjengeliggjøring av laster.....	32
3. Avgrensninger	34
3.1 Tidsperspektiv.....	34
3.2 Geografisk område.....	34
3.3 Type aggregator.....	35
3.4 Kostnader og investeringer.....	35
3.5 Forbruker.....	35
3.6 Portefølje og volum.....	36
4. Metode	37
4.1 Valg av metode.....	37
4.2 Beskrivelse av MCDA - Flermålsanalyse.....	38

4.2.1 Fremgangsmåte	40
4.3 Datainnhenting	42
4.3.1 Kvalitativ	42
4.3.2 Kvantitativ	43
4.4 Beskrivelse av Monte Carlo-simulering.....	43
4.4.1 Fremgangsmåte simulering	44
5. Analyse	45
5.1 MCDA.....	45
5.1.1 Ekspertgruppe.....	45
5.1.2 Kriteriekategorier	46
5.1.3 Kriterier	48
5.1.4 Analyse forretningsmodeller	52
5.2 Simulering	53
5.2.1 Redegjørelse for reservetype	54
5.2.2 Dataredegjørelse for mFRR.....	54
5.2.3 Kostnader	61
5.2.4 Lønnsomhet fremstilling	65
6. Diskusjon.....	70
6.1 Diskusjon rundt lønnsomhetsresultatet	70
6.2 Diskusjon rundt kostnader.....	73
6.3 Diskusjon rundt prisestimer.....	74
6.4 Diskusjon rundt tidsestimer	75
6.5 Diskusjon rundt valg av reserve	76
6.6 Diskusjon rundt MCDA	77
6.7 Diskusjon rundt avgrensninger.....	79
6.8 Videre arbeid.....	82
7. Konklusjon.....	84
Litteraturliste.....	85
Vedlegg.....	90
Vedlegg 1: Intervjuguide og Excel tabell.....	90
Vedlegg 2: Oversikt av regulerkraftprisen i prosent av day-ahead.....	102
Vedlegg 3: Oversikt av RKOM pris i prosent av day-ahead.....	103
Vedlegg 4: Simuleringer	104
Vedlegg 5: Nettonåverdi regneark og resultat for porteføljer	106

Tabelliste

Tabell 1.1 – Hovedaspekter for aggregator forretningsmodeller	12
Tabell 2.1 – Spesifikasjoner for bud som sendes ut i aFRR markedet.....	19
Tabell 2.2 – Oversikt over ulike markeder i RKOM (Statnett, 2021).....	20
Tabell 2.3 – Oversikt over ulike produkter i RKOM (Statnett, 2021)	20
Tabell 2.4 – Oversikt over spesifikasjoner som må vedlegges ved innsendelse av bud i RKOM.....	21
Tabell 2.5 – Oversikt over kombinasjoner av leveringstid for FFR.....	22
Tabell 2.6 – Liste over teknologiske og regulatoriske drivere for økt fleksibilitet i kraftsektoren.....	24
Tabell 2.7 – Tabellen viser de fire kategoriene forretningsmodellene for aggregator er delt inn i.....	28
Tabell 4.1 – Redegjørelse for tildeling av score i MCDA-analyse	41
Tabell 4.2 – Liste over søkeord som har blitt brukt til datainnhenting. Søkeordene står oppført på engelsk, men har også blitt brukt på norsk	42
Tabell 5.1 - Tabell over kategorier og tilhørende kriterier som blir brukt i MCDA- analysen. Kategoriene blir forklart og vurdert	47
Tabell 5.2 – Tabell over kriteriene og tilhørende vektning som blir brukt til MCDA analysen.....	52
Tabell 5.3 – Oversikt over resultatet fra MCDA. Forretningsmodell RM-1 kommer best ut med scoren 3.525.....	53
Tabell 5.4 – Trepunktsestimat for Day-ahead pris i Norge i perioden 2025-2040 oppgitt i øre/kWh.....	56
Tabell 5.5 – Trepunktsestimat for prosentandelen regulerkraftprisen er av day-ahead pris	57
Tabell 5.6 – Trepunktsestimat for regulerkraftpris i Norge i perioden 2025-2040 oppgitt i kr/MWh	57
Tabell 5.7 – Trepunktsestimat for aktiveringstid av mFRR i perioden 2025-2040 oppgitt i antall timer i året.....	58
Tabell 5.8 – Tabellen viser regulerkraftprisen i forhold til day-ahead pris for trepunktsestimat	59
Tabell 5.9 – Trepunktsestimat for RKOM-B priser i perioden 2025-2040 oppgitt i kr/MWh	59
Tabell 5.10 – Historisk antall timer RKOM har blitt reservert for i perioden 2018-2021	60
Tabell 5.11 – Trepunktsestimat for antall timer RKOM reserveres for i perioden 2025-2040 oppgitt i antall timer i året	61
Tabell 5.12 – Oversikt over hvor mye volum hver forbrukertype kan tilby, samt hvor mange forbrukere som trengs per MW, og kostnadene for å implementere teknologien for de ulike forbrukertypene.	63
Tabell 5.13 – tabellen viser investeringsprofil for skyløsning og tilkoblingsutstyr fordelt på årene 2022-2025	64
Tabell 5.14 – Oversikt over andel husholdninger, store forbrukere og næringsbygg i de ulike porteføljene brukt i simuleringene.	64
Tabell 5.15 – Tabellen viser kostnader, investeringsprofil, levetid og realrente for næringsbygg	65
Tabell 5.16 – Tabellen viser kostnader, investeringsprofil, levetid og realrente for husholdninger.....	65
Tabell 5.17 – Tabellen viser kostnader, investeringsprofil, levetid og realrente for portefølje med 1/3 næringsbygg, 1/3 husholdninger og 1/3 industri.....	66
Tabell 5.18 – Tabellen viser 15 års forvente netto nåverdi for alle de ulike porteføljene fra simuleringene.	67

Figurliste

Figur 1.1 - Utvikling i antall minutter per uke utenfor normalfrekvensbåndet i det nordiske synkronområdet fra 2001 – 2016 (Statnett, 2021, s. 4)	11
Figur 2.1 - Geografisk inndeling av budsoner i Norge (Oljedirektoratet, 2020).....	14
Figur 2.2 - Sammenheng mellom respons og aktiveringstid på forskjellige reserver og sammenheng ved frekvensfall (Statnett, 2021, s. 17).....	16
Figur 2.3 - Sammenheng mellom handel og leveranse for D1 og D2 markedet (Statnett, 2021, s. 5)	17
Figur 2.4 – Syklusen som oppstår ved en økende andel kraftproduksjon fra uregulerbar energikilder.....	23
Figur 2.5 - Mulig forbruksreduksjon i en norsk topplassstime på 25GW. Hentet fra (Statnett, 2018, s. 20)	25
Figur 4.1 – Skala og status for score i MCDA-analyse, fra 1-5.....	40
Figur 5.1 - Utvikling av netto nåverdi over 15 år ved økt volum og for porteføljer med næringsbygg, husholdninger og blandet.....	67
Figur 5.2 – Grafen viser 15års netto nåverdi delt på antall deltakende husholdninger for en portefølje kun bestående av husholdninger. Skyggelinjen illustrerer en logaritmisk trendlinje hvor fortjenesten øker betraktelig fra 10MW-50MW, men økningen avtar fra 50MW-300MW	68
Figur 5.3 – Diagrammet viser den årlige inntekstrømmen delt på antall deltakende husholdninger. Diagrammet viser porteføljer med ulikt volum, kun bestående av husholdninger.	68
Figur 5.4 – Diagrammet viser en sammenligning av de årlige inntekstrømmene per kW for de ulike porteføljene og forbrukertypene.....	69

Forkortelser

aFRR = automatic Frequency Restoration Reserves – Sekundærreserver

BRP = Balance Responsible Party – Balanseansvarlig

CEP = Clean Energy Package

CPP = Critical Peak Pricing

DAM = Day-Ahead-Marked

DSO = Distribusjonssystemoperatør

FCR = Frequency Containment Reserves – Primærreserver

FFR = Fast Frequency Reserves

GLEB = Guideline for Electricity Balancing

HOB = Forretningsmodell hvor fleksibilitet håndterer topplaster

IDM = Intradag-Marked – Også omtalt som type forretningsmodell

IKT = Informasjons- og kommunikasjonsteknologi

MCDA = Multiple Criteria Decision Analysis – Flermålsanalyse

mFRR = manual Frequency Restoration Reserves – Tertiærreserver

NNV = Nettonåverdi

NVE = Norges vassdrags- og energidirektorat

RKM = Regulerkraftmarkedet – aktiveringsmarked for regulerkraft

RKOM = Regulerkraftopsjonsmarkedet – kapasitetsmarked for regulerkraft

RM = Forretningsmodell hvor fleksibilitet benyttes som kraftreserver

RTP = Real Time Pricing

SCADA = Overordnet styring, kontroll og datainnsamling

SIFO = Forbruksforskningsinstituttet

SSB = Statistisk Sentralbyrå

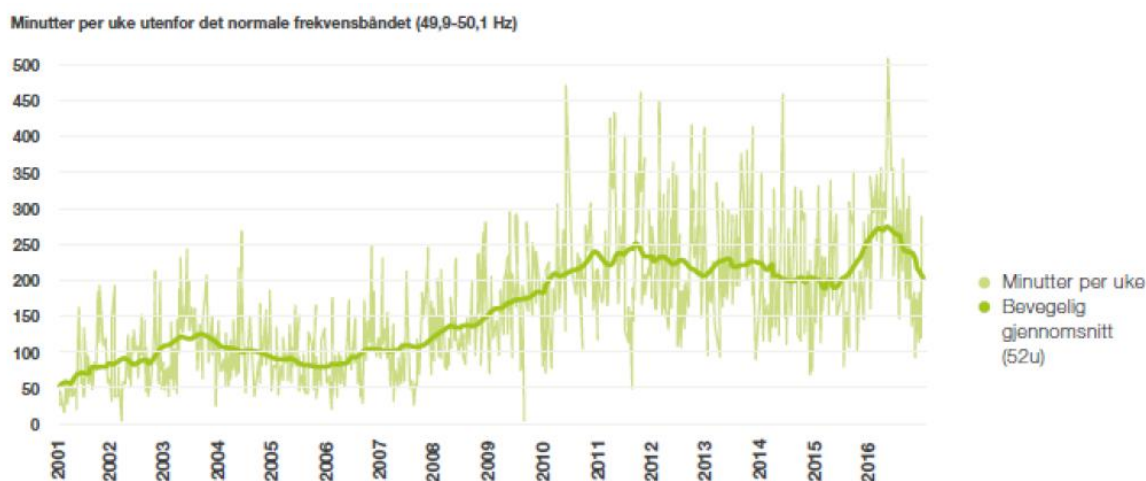
TOU = Time of Use

TSO = Transmisjonssystemoperatør

1. Innledning

Kraftnettet i Norge har god kapasitet og er i stand til å forsyne alle med den strømmen de trenger. Vi er imidlertid inne i en tid hvor det foregår en fullelektrifisering av samfunnet. Dette fører til et økende strømforbruk og et forbruksmønster som stadig er i endring. I enkelte perioder sammenfaller strømforbruket til mange forbrukerne, noe som skaper strømtopper. Disse kan bli så høye at kraftnettet står i fare for å bli overbelastet. Problemet har hittil blitt løst ved å dimensjonere nettet til å kunne håndtere slike strømtopper. Dette bringer med seg store investeringskostnader, og anses som lite ressurseffektivt ettersom den økte kapasiteten kun er nødvendig et fåtalls timer i løpet av døgnet.

Strøm er ferskvare, noe som vil si at den må brukes samtidig som den produseres. Derfor må det alltid være balanse mellom produksjon og forbruk. Hvis det mot formodning ikke er balanse vil det føre til forstyrrelser på kraftnettet som vises gjennom at frekvensen på nettet er utenfor normalfrekvensbåndet. Hvis denne ubalansen ikke rettes opp i løpet av kort tid, kan det føre til skade på utstyr og strømbrudd (Energifakta Norge, 2019). Statnett har ansvaret for å opprettholde denne balansen. Dette har i hovedsak blitt gjort gjennom å betale kraftverk for å raskt kunne justere produksjonen opp eller ned etter behov. Den økende andelen kraftproduksjon fra fornybare energikilder, spesielt sol og vind, gjør imidlertid denne balanseringen vanskeligere. Sol og vind er uregulerbare energikilder som produserer strøm når det henholdsvis er sol og vind. Den kan dermed ikke justere seg etter forbruket. Det er i tillegg vanskelig å spå nøyaktig produsert volum basert på værmeldingen. I kombinasjon har dette ført til at nettet har fått en økende andel tid utenfor normalfrekvensbåndet de siste årene:



Figur 1.1 - Utvikling i antall minutter per uke utenfor normalfrekvensbåndet i det nordiske synkronområdet fra 2001 – 2016 (Statnett, 2021, s. 4)

Begge problemene som er nevnt i de forrige avsnittene, kan håndteres ved å skape løsninger som kan tilpasse seg uforutsette hendelser i kraftproduksjonen samt de fysiske begrensningene som nettet har. I denne avhandlingen omtales dette som fleksibilitet. Fleksibilitet kan skapes på forskjellige måter. Kraftverk som kan justere produksjon, lagring av strøm i for eksempel batterier, sammenkobling av nettet på tvers av land, og forbrukerfleksibilitet. Denne avhandlingen vil sette søkelys på det sistnevnte. Slik fleksibilitet oppnås ved at forbrukeren tilpasser forbruket sitt, ofte etter signaler som gis i markedet, slik som for eksempel pris.

Pilotprosjekter gjort på forbrukerfleksibilitet har satt søkelys på fleksibilitet fra tre områder; industri, næringsbygg og husholdninger. Studier konkluderer med et stort potensial hvor det er mulig å oppnå en lastreduksjon på 2000 – 5800 MW i topplasttimer (Söder, et al., 2018). Dette tilsvarer 8-24% av makslasten i Norge (Horne, Roos, Magnussen, Buvik, & Langseth, 2020, s. 1).

Denne fleksibiliteten kan handles på lik måte som vanlig kraft gjennom dagens kraftmarkeder. Men, ofte er en forbruker som et næringsbygg eller husholdning for liten til å kunne delta i disse markedene på egenhånd. Løsningen på dette er i form av en ny markedsaktør kalt en aggregator. En aggregator vil samle forbrukerfleksibilitet fra flere og aggregere den opp til et større volum den deretter kan tilby i kraftmarkedene.

Forbrukerfleksibiliteten kan benyttes på flere måter og i flere av dagens kraftmarkeder, men bare på en måte av gangen. En aggregator er derfor interessert i å finne ut hvilken måte den kan tjene mest penger på fleksibiliteten den tilbyr. I litteraturen finnes det en rekke forretningsmodeller som en aggregator kan benytte. Hver av disse tar hovedsakelig for seg tre emner,

Tabell 1.1 – Hovedaspekter for aggregator forretningsmodeller

Hvordan fleksibiliteten benyttes og styres
Hvordan aggregator tjener penger
Hvordan forbruker kompenseres

Det finnes mye litteratur om hvilken betydning en aggregator vil ha for den fremtidige utviklingen av kraftsystemet. De aspektene som belyses er blant annet hvordan det skal legges til rette for etableringen av en aggregator. Herunder hvilke regulatoriske og teknologiske aspekter som må på plass. På området gjøres det også flere forsøksprosjekter. Eksempler på dette er iFleks og Norflex. iFleks ser på hva som skal til for at husholdninger og næringsbygg skal endre forbruksmønster. Mens Norflex tester ut forskjellige løsninger for et fleksibilitetsmarked og hvordan man gjøre fleksibiliteten lettere tilgjengelig. Ut ifra litteraturen antas det at kraftsystemet vil legge til rette for en aggregator i fremtiden. Mangel på uttesting av de forskjellige forretningsmodellene gjør det derimot vanskelig å si hvilken som egner seg best, og ikke minst lønnsomheten aggregator kan regne med å ha i fremtiden. Hensikten med denne avhandlingen er derfor å gå dypere inn på dette emnet.

Resten av avhandlingen vil være bygd opp som følger. Kapittel 2 vil være en teoretisk del som gir et overblikk av kraftmarkedet, fleksibilitetens rolle i dette, hvordan aggregator vil fungere, og de forretningsmodellene som finnes i dag. Deretter vil kapittel 3 ta for seg hvilke avgrensninger som er gjort av hensyn til begrensninger i tid og omfang. Deretter vil kapittel 4 gi begrunnelse for hvilke metoder som er brukt og hvordan de er brukt. Herunder en MCDA-analyse, datainnhenting og Monte Carlo-simulering. I kapittel 5 kommer en analyse, hvor det kartlegges hvilken av dagens forretningsmodeller som egner seg best for aggregator, etterfulgt av en lønnsomhetssimulering. I kapittel 6 gjøres det en diskusjon rundt de funnene som er gjort, og en vurdering av hvordan analysen er gjennomført, før det gis en konklusjon i kapittel 7.

2. Teori

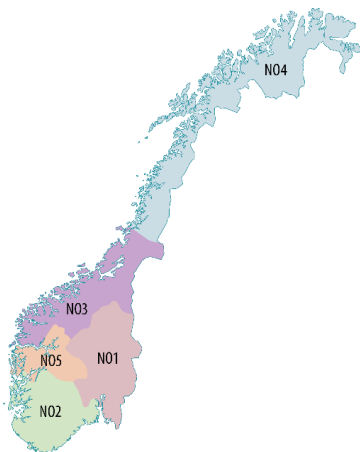
For å kunne forstå det som blir gjennomgått i avhandlingen, og hvordan det er tenkt, er det nødvendig med en presentasjon av teorien som ligger bak. Det forventes at leseren har noen forkunnskaper om kraftsystemet. Foruten det grunnleggende vil teorikapittelet ta for seg de mest sentrale delene av fokusområdet for avhandlingen, der noen er mer kompliserte enn andre.

2.1 Nord Pool

Markedsplassen for handel av kraft i Norge er Nord Pool. Dette er en felles kraftbørs for Norden og store deler av Europa. Den tilbyr de to markedene day-ahead og intradag. Her kan markedsaktører legge inn bud på kraft som ønskes kjøpt eller solgt. Basert på tilbud og etterspørsel dannes dermed kraftprisen i markedet. Denne informasjon publiseres så videre på nettsidene deres, som inneholder detaljert statistikk for blant annet priser og volum for flere år tilbake i tid. Markedet overvåkes kontinuerlig for å sikre like vilkår for alle markedsaktører og et transparent prisgrunnlag. Som kraftbørs er Nord Pool forpliktet til å overvåke handelsaktiviteten med sikte på å oppdage mulige brudd på forbudet mot markedsmanipulasjon og innsidehandel.

2.2 Budsoner

Kraftnettet har begrenset overføringskapasitet innad i Norge. Dette fører til at strømmen ikke kan flyte fritt fra der den produseres til der den forbrukes. Kraftsituasjonen vil derfor være ulik på forskjellige steder i landet. Dette vil si at det noen steder vil være overskudd på strøm, mens det andre steder er underskudd. Ettersom pris settes etter tilbud og etterspørsel, vil prisen kunne variere innad i landet. Derfor er kraftmarkedet i dag delt opp i fem budsoner. Disse er NO1, NO2, NO3, NO4 og NO5 som illustrert i figuren.



Figur 2.1 - Geografisk inndeling av budsoner i Norge (Oljedirektoratet, 2020)

Noen av budsonene er tettere knyttet til hverandre enn andre. Det vil i praksis bety at overføringskapasiteten er stor mellom områdene, og prisen vil dermed ofte være ganske lik. Enkelte av budsonene har også overføringskapasitet til utlandet, slik at prisen også påvirkes av gjeldende utenlandspris.

2.3 Day-ahead

Day-ahead er det primære markedet for handel av kraft der de største volumene omsettes. Som navnet indikerer, blir strømmhandel utført dagen før den skal leveres. På grunn av dette benytter både kraftverk og kraftleverandører prognoser for forventet produksjon og forbruk. Ved handel i markedet etableres det en kontrakt hvor kjøper og selger forplikter seg til å produsere/forbruke den kraften de har kjøpt/solgt påfølgende dag. Siden produksjon og forbruk varierer i løpet av dagen, dannes det separate priser for hver time i løpet av dagen. Ved store variasjoner kan det oppstå relativt store prisdifferanser i løpet av en dag.

2.4 Intradag

Handel i day-ahead markedet baseres på prognoser, der disse ofte ikke er helt presise. Typisk vil det oppstå endringer i markedssituasjonen som gjør at produksjon og forbruk ikke lenger samsvarer med situasjonen i day-ahead markedet. Dette kan for eksempel være nyoppståtte problemer med en kraftstasjon, eller endringer i værmeldingen. Intradag-markedet er et marked som åpner for slike avpassinger ved å tilby kontinuerlig omsetning av kontrakter samme dag, frem til en time før kraften fysisk skal leveres (Energifakta Norge, 2022). Med økende mengde uregulerbar kraftproduksjon har interessen for intradagmarkedet økt, ettersom det gjør det enklere for markedsaktørene å opprettholde balanse mellom produksjon og forbruk. Prisene i intradagmarkedet er vanligvis relativt lik prisene i day-ahead markedet, men større prisdifferanser kan oppstå ved store endringer etter klarering i day-ahead.

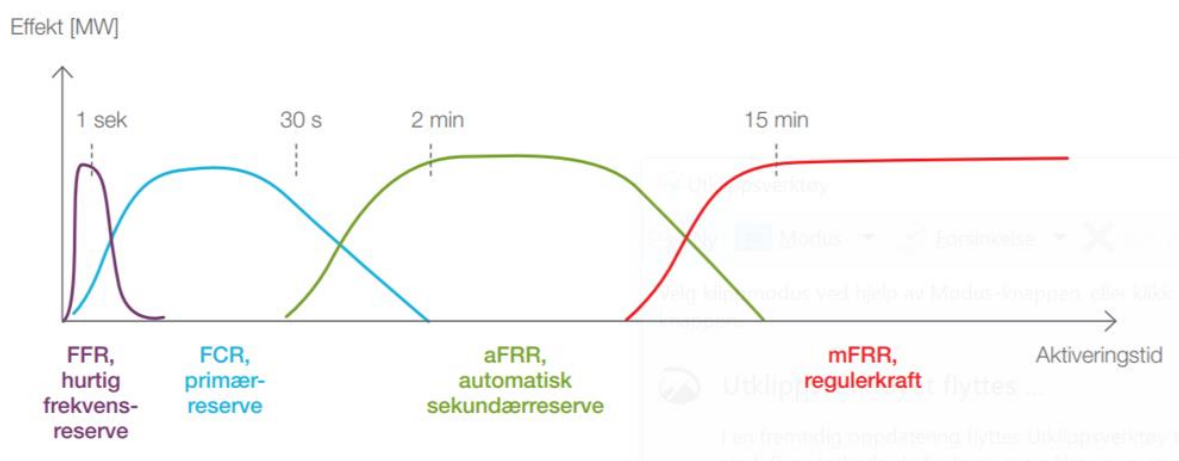
2.5 Balanseansvarlig

Handel i disse markedene foregår gjennom en balanseansvarlig aktør. En balanseansvarlig tar seg av budgivning, produksjonsplaner, aktivering av kraften, betaling og annen kommunikasjon med Statnett. For å kunne delta i markedet må man derfor enten være en balanseansvarlig aktør eller ha avtale med en (Statnett, 2018, s. 17). Å bli balanseansvarlig er en omfattende prosess som det kan leses mer om på Statnett sine hjemmesider. Dette er fordi balanseansvarlig vil være ansvarlig for eventuelle ubalanser som oppstår i driftstimen. En slik ubalanse vil oppstå når

forholdet mellom produksjon og forbruk ikke er likt. Et eksempel balanseansvarlig aktør er Statkraft.

2.6 Balansemarkedet

Selv om day-ahead og intradag etablerer et godt grunnlag for at produksjon og forbruk er identisk, vil det som nevnt oppstå hendelser i sanntid som forstyrrer denne likevekten. Derfor må det gjøres kontinuerlige justeringer. Dette gjøres gjennom balansemarkedet som Statnett er ansvarlig for. Der aktiveres kraft i takt med de faktiske forholdene for å rette opp i ubalanser i nettet. En ubalanse oppdages ved et fallende treghetsmoment i systemet, som videre fører til at frekvensen på nettet endres. Mer spesifikt, dette skjer når frekvensen på nettet er forskjellig fra 50 Hz. Et generelt krav er at frekvensen ikke skal komme under 49,5 Hz. Siden ujevnheter kan oppstå fort og uventet, må slik regulerkraft ha kort aktiveringstid. Typisk fra noen sekunder til inntil 15 min. Innenfor dette markedet finnes det flere typer reserver som tas i bruk på bakgrunn av hvor stor og hvor lenge ubalansen vedvarer. Dette er FFR, FCR, aFRR og mFRR. For en generell oversikt se figur 2.2:



Figur 2.2 - Sammenheng mellom respons og aktiveringstid på forskjellige reserver og sammenheng ved frekvensfall (Statnett, 2021, s. 17)

For at reservene skal være klare til å kunne aktiveres idet ubalansen oppstår, anskaffes de i forkant av selve driftsdagen. Dette vil si at leverandører av kraftreserver får betalt for å stille med tilgjengelig kapasitet, uavhengig om den aktiveres på driftsdagen eller ikke. Dette omtales som et kapasitetsmarked. Ytterligere detaljer om hver reserve beskrives i de neste avsnittene.

2.7 Primærreserver – FCR

Primærreservene kalt Frequency Containment Reserves (FCR) er de første reservene som blir aktivert ved en ubalanse. Aktivering skjer automatisk. Det er *førsteforsvaret* som er ment å motvirke en ubalanse raskt, men kun i noen minutter hvoretter andre reserver etter hvert må ta over slik at primærreservene blir frigjort til å kunne regulere nye ubalanser. Som førsteforsvar er kravet at disse skal ha svært kort aktiveringstid. Aktiveringstiden er i henhold til Statnetts retningslinjer at 50% av reserven skal være aktivert innen 5 sekunder og dermed en lineær økning til 100% er aktivert etter 30 sekunder (Statnett, 2022). Som følge av den automatiske og raske aktiveringen må hver leverandør ha en kontrollstasjon som kontinuerlig overvåker frekvensen og skyter inn reserver ved behov. Statnett er ansvarlig for at slike reserver alltid er tilgjengelige. For å være en leverandør må det inngås en balanseavtale direkte med Statnett eller indirekte via en balanseansvarlig. FCR reserver er videre delt opp i to grupper. Disse gruppene er beskrevet nedenfor.

Frekvensstyrt normaldriftsreserver (FCR-N)

Denne justerer frekvensen i begge retninger og vil automatisk aktiveres for fullt ved et avvik på $\pm 0,1$ fra normalfrekvensen på 50 Hz. I Norge skal det være 212 MW tilgjengelig på ukesbasis (Statnett, 2018, s. 51).

Frekvensstyrt driftforstyrrelsesreserve (FCR-D Opp og FCR-D Ned)

Denne justerer frekvensen i begge retninger vil automatisk aktiveres ved et avvik på $\pm 0,1$ fra normalfrekvensen på 50 Hz, med en gradvis økning dersom frekvensen fortsetter å falle. Full aktivering skjer ved avvik på $\pm 0,5$. I Norge skal det være 350 MW tilgjengelig på ukesbasis (Statnett, 2018, s. 51).

For tilgang på disse reservene er det opprettet to markeder; D1 og D2. Handel og leveranse foregår slik figuren under illustrerer:



Figur 2.3 - Sammenheng mellom handel og leveranse for D1 og D2 markedet (Statnett, 2021, s. 5)

De to markedene operer relativt likt, der leverandører sender inn hvilken type reserve de tilbyr, med spesifisering om hvor mye, til hvilken tid, over hvilket område og prisen for reserven. Budkvantum må oppgis i heltall der minste volum er på 1 MW. Forskjellen mellom de to markedene er at D2 handles to dager før leveranse, mens D1 handles dagen før leveranse.

En leverandør som får tilslag for sin reserve, vil det også ha en forpliktelse til å levere. Dette vil si at leverandøren er forpliktet til å ha reserven tilgjengelig og kan dermed ikke la den inngå i handel på andre markeder. Det er i tillegg et krav om at leverandøren kan verifisere den faktiske leveransen som har blitt gitt.

Selv om hver enkelt leverandør sender inn individuelle bud for sine reserver, vil det bli gitt en marginalpris for reserver med samme spesifikasjoner. Ved oppgjør og avregning av gitt leveranse anvendes to forskjellige måter, avhengig av hvilken reserve som har blitt benyttet. Tilbydere av FCR-D får betalt for det gitte tilslaget, uavhengig av om reserven aktiveres eller ikke. Tilbydere av FCR-N får betalt for det gitte tilslaget og får i tillegg betalt for volum som faktisk aktiveres. Dette volumet prises til regulerkraftpris. Ved tilfeller der en leverandør ikke leverer som avtalt gjøres en avregning hvor leverandøren trekkes tilsvarende. Leverandør skal ha mulighet til å avregne leveranse i sanntid.

2.8 Sekundærreserver – aFRR

Den andre reserven som skal rette opp ubalanser er sekundærreserver (aFRR) – automatic Frequency Restoration Reserve. Denne er ment til å ta over for FCR slik at de blir gjort tilgjengelig til å ta seg av andre ubalanser. Det finnes to produkter. Reserver som justerer opp og reserver som justerer ned. Implisert fra navnet er disse reservene også automatiske og aktiveres gjennom Statnett sitt kontrollanlegg dersom frekvensen ikke er gjenopprettet til 50 Hz selv etter aktivering av FCR (Statnett, 2021). Aktiveringstiden er satt til å være 30 sekunder og deretter 90 sekunder til å gi full kapasitet. Totalt 2 minutter.

Dagens marked og innkjøp av aFRR har siden 2013 vært et samarbeid mellom Nordiske TSO'er. Der bestemmes det i fellesskap hvilke reserver som skal kjøpes og hvordan de fordeles (Statnett, 2021). Hver TSO har likevel ansvar for tilgang på tilstrekkelig reserver innenfor sitt område. For Norge var dette på 105 MW ukentlig i 2018 (Statnett, 2018). Volumene som reserveres har hovedfokus på å dekke tidspunkter der strømforbruket er høyest og potensielt kan variere mest. Spesielt om morgen og kveld.

Leverandører som ønsker å ta del i aFRR markedet må selv være balanseansvarlig. Testing av reservene og gjennomgang av tekniske spesifikasjoner for å se om krav til aktiveringstid og nøyaktighet oppfylles er nødvendig (Statnett, 2018). En viktig del av dette er at Statnett må kunne fjernstyre leverandørens reserver. Et slikt system kalles på fagspråket for SCADA. Bud som deretter sendes ut på markedet har en kontraksperiode på én uke og inneholder følgende spesifikasjoner

Tabell 2.1 – Spesifikasjoner for bud som sendes ut i aFRR markedet.

Type produkt	Opp eller ned justeringer
Tid	Når på døgnet kan den aktiveres
Kvantum	Minimum 5 MW og maksimum 35 MW. Må i tillegg være delelig på 5.
Pris	Oppgis i NOK/MW/time
Område	Hvor den er plassert og hvilket område den gjelder for

Ved tilslag i markedet kjøpes reserven i sin helhet. Hele kapasiteten er dermed reservert til det gitte formålet, og kan ikke inngå i handel på andre markeder. Alle som har fått tilslag gis samme pris; marginalpris. I tillegg til å få betalt for den reserverte kapasiteten gjøres det også avregning av aktivert energi og leverandører vil også bli betalt for dette i gjeldende regulerkraftpris. Dette gjelder både for opp- og nedjusteringer. Hvis leverandør mot formodning ikke klarer å levere reservert kapasitet, forbeholder Statnett seg retten til å ekskludere leverandøren og samtidig kreve tilbakebetaling (Statnett, 2021).

2.9 Tertiærreserver – mFRR

Tertiærreserver – manuel Frequency Restoration Reserve (mFRR) er de siste reservene, og brukes ved ytterligere behov for både opp- og nedjusteringer i nettet. Dette er manuelle reserver som aktiveres gjennom bestilling fra Statnett til aktuell leverandør. Ved forespørsel om aktivering skal reservene være aktivert i løpet av 15 minutter. Alle de nordiske landene har gjennom Nordisk systemdriftsavtale krav til å ha tilgang på tertiærreserver som vil kunne dekke opp dimensjonsfeil på nettet. Ifølge Statnett er disse på 1200 MW i Norge, hvor Statnett i tillegg har fastslått at tilleggsreserver på 500 MW skal være tilgjengelige for å dekke regionale behov

som for eksempel flaskehalsen (Statnett, 2021). Deltagelse i markedet foregår gjennom en balanseansvarlig aktør. For å kunne levere mFRR må Statnett innsende detaljert informasjon om reserven, i tillegg til å ha programvare som kan kommunisere bestillinger med Statnett (Statnett, 2021). Dette er et enklere program enn det som kreves for aFRR.

Tertiærreserver sikres, i liket med de andre reservene, hovedsakelig gjennom et kapasitetsmarked. Der forplikter leverandører seg til å stille gitt volum til rådighet ved behov. Dette kalles regulerkraftopsjonsmarkedet (RKOM). Her blir leverandører, ved tilslag, betalt en marginalpris uavhengig av om de blir aktivert eller ikke. Markedet er delt opp i et sesong- og ukemarked, og inneholder to type produkter.

Tabell 2.2 – Oversikt over ulike markeder i RKOM (Statnett, 2021)

Type marked	Periode & bud	Ukedag	Tidsrom
Sesongmarked	Fra uke 46 til uke 16 <i>Bud gjelder for hele perioden</i>	Dag (mandag – fredag)	kl. 05.00-24.00
		Natt (mandag – fredag)	kl. 00.00-05.00
Ukesmarked	Kun ved behov <i>Bud gjelder for én uke</i>	Dag (mandag – fredag)	kl. 05.00-24.00
		Natt (lørdag – søndag)	kl. 00.00-05.00
		Dag (lørdag – søndag)	kl. 05.00-24.00
		Natt (lørdag – søndag)	kl. 00.00-05.00

Tabell 2.3 – Oversikt over ulike produkter i RKOM (Statnett, 2021)

Tittel	Beskrivelse	Begrensninger
RKOM-H	Høykvalitets reserve	Ingen begrensninger på aktivering eller hviletid
RKOM-B	Reserver med begrensninger	Begrensninger i aktiveringstid og/eller hviletid, der maksimal hviletid er 8 timer

Ved aktivering av en reserve i RKOM overføres denne til aktiveringsmarkedet (RKM). Her kan leverandører som ikke har tatt del i RKOM også legge inn bud frem til dagen før driftsdøgnet (Statnett, 2021). Disse vil eventuelt kun få betalt ved aktivering. Det konkurreres på lik linje med aktører i RKOM, som også har separat pris for aktivering. Reservene som blir aktivert vil

få en marginalpris. Denne vil hovedsakelig være lik gjeldende regulerkraftpris. Ved innsendelse av bud vedlegges spesifikasjonene vist i tabellen nedenfor.

Tabell 2.4 – Oversikt over spesifikasjoner som må vedlegges ved innsendelse av bud i RKOM.

Kategori	Spesifikasjoner
Volum	<ul style="list-style-type: none"> - Minste volum 10 MW - Kan etterfylles med 1 MW i ukemarked dersom 10 MW allerede er oppfylt - Bud kan deles opp
Aktiveringsperiode	Hvor lenge kan reserven aktiveres
Hviletid	Hvor lenge må reserven hvile etter å ha blitt aktivert
Pris	<ul style="list-style-type: none"> - Oppgis i NOK/MW/time - Ved levering er avregning per kvarter

Dersom leverandøren ikke oppfyller sine forpliktelser, vil godtgjørelsen avkortes i RKOM og den vil naturligvis heller ikke bli betalt i RKM. Ved gjentatte anledninger kan Statnett utelate leverandøren for deltakelse i mFRR (Statnett, 2021). Det innhentede volumet i 2021 var på 1186 MW.

2.10 Fast frequency reserves – FFR

FFR skiller seg fra de andre reservene på flere måter. FFR er en relativt ny type reserve som testes ut, og er ikke implementert fullt ut i reservemarkedet. Den har blitt utviklet de siste årene som en erstatning for kostbare spesialavtaler Statnett har hatt med enkelte aktører om momentant å kunne bidra med reserver dersom det blir et bratt fall i frekvensen. Statnett begynte med et demonstrasjonsprosjekt for handel av reserven i 2020, og denne har blitt videreført siden (Statnett, 2021). Reservene skal i utgangspunktet sjeldent aktiveres, typisk ved store feil i kraftsystemet, og hindre at frekvensen faller under 49,0 Hz. Den har svært kort aktiveringstid, på rundt 1 sekund, og settes i gang dersom frekvensen faller til rundt 49,5-49,7 Hz.

Videre utdyper vilkårene fra Statnett om FFR at reserven har to kombinasjoner av leveringstid, dvs. hvor lenge reserven kan levere volumet den har fått tilslag for.

Tabell 2.5 – Oversikt over kombinasjoner av leveringstid for FFR

Leveringstid	Varighet
Lang leveringstid	Minst 30 sekunder
Kort leveringstid	Minst 5 sekunder, med gradvis deaktivering på 20% per sekund

Begge typene må ha mulighet til å kunne aktiveres igjen innen 15 minutter (Statnett, 2021, s. 8). Utenom disse vilkårene er det flere prekvalifikasjoner som kreves med tanke på måling, datalogging, dokumentasjon, testoppsett og rapportering. For fullstendige vilkår se Statnett sine hjemmesider.

Det tiltrente volumet i Norden er beregnet til 300 MW (Norge har 39% av dette), og fordeles på 2 kontraktstyper. Disse defineres som FFR Profil og FFR Flex. Hovedforskjellen mellom disse er at FFR Profil har aktivering om nettene og i helgene, mens FFR Flex skal kunne benyttes til enhver tid, dog bare med et begrenset antall timer.

Minste volumene som kan tilbys for FFR Profil og FFR Flex er henholdsvis 1 og 5 MW. Maks er 50 MW. Et viktig aspekt ved FFR er at reservene kan være aggregerte så lenge de er ordnet i grupper med like attributter. Dette må attesteres gjennom en teknisk beskrivelse av aggregeringssystemet (Statnett, 2021, s. 9). Siden reserven kun blir aktivert ved store ubalanser er det i tillegg ikke av så stor betydning hvor reserven befinner seg. Det vil si at selv reserver som er spredt langt fra hverandre er aktuelle å aktivere samtidig. Altså vil volum kjøpes inn samlet for hele Norge uten å dele opp i budområder. Reserven er for øyeblikket sesongbasert og handles inn fra mai til september, men det ses på muligheten for å utvide.

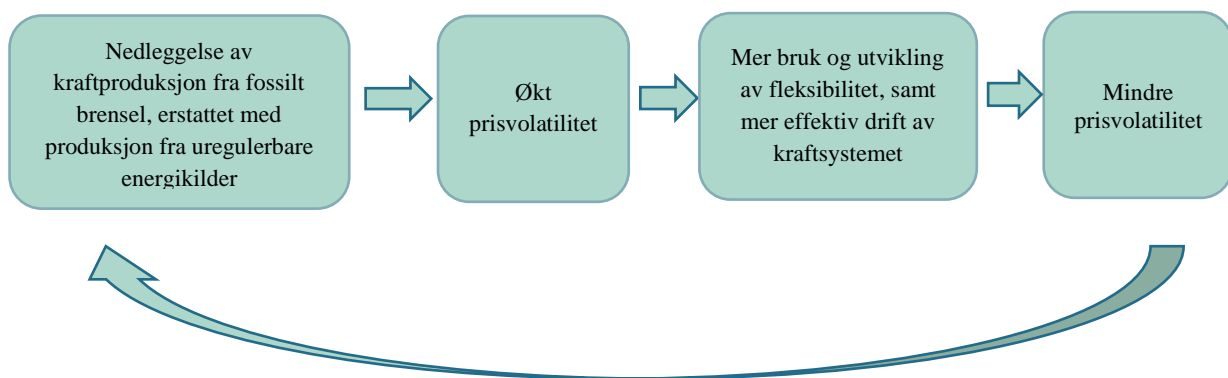
Innad for hver kontraktstype, vil alle reserver som får tilslag bli gitt samme marginalpris, uavhengig av om reserven aktiveres eller ikke. Ved aktivering vil leverandøren i tillegg få betalt for eventuelle kostnader som er gitt beskjed om i bud-informasjonen.

2.11 Behovet for fleksibilitet

Fleksibilitet har til nå utnyttet lite av sitt potensiale og, som beskrevet i innledningen, behovet er stadig voksende som følge av den økende andelen uregulerbar kraftproduksjon. Måten vi ser dette på i kraftmarkedet i dag er gjennom økende prisvolatilitet. Som nevnt avgjøres kraftprisen

av tilbud og etterspørsel. Dette vil si at dersom markedet hadde vært tilstrekkelig fleksibelt, ville det ha vært i stand til å kunne redusere denne prisvolatiliteten.

Foruten å redusere prisvolatilitet, kan fleksibilitet gi en samfunnsøkonomisk gevinst. Kraftsystemet har begrensede ressurser og fleksibilitet kan bidra til å utnytte disse på best mulig måte. Både i form av forsyningssikkerhet til sluttbrukere og mindre krevende drift av nettet (Statnett, 2018). Ikke minst vil det åpne for å legge ned mer kraftproduksjon fra fossilt brensel og erstatte den med fornybare energikilder. Det hele kan beskrives gjennom prosessen vist i figuren under.



Figur 2.4 – Syklusen som oppstår ved en økende andel kraftproduksjon fra uregulerbar energikilder

Etter hvert som vi erstatter fossilt brensel med uregulerbare energikilder vil prisvolatilitet øke. Økt prisvolatilitet er det lettest observerbare incentivet som gis til aktører for å være mer fleksible. Ved at disse er mer fleksible, vil igjen prisvolatiliteten reduseres, som vil åpne for mer utvikling av uregulerbar kraft.

Utenom den naturlige markedsmekanismen som prisen utgjør, legges det også til rette på andre måter. De største driverne i denne sammenheng er teknologiske og regulatoriske.

Tabell 2.6 – Liste over teknologiske og regulatoriske drivere for økt fleksibilitet i kraftsektoren.

<u>Drivere for økt fleksibilitet</u>	
Teknologiske	Regulatoriske
Teknologisk utvikling av forbruk og drift av kraftsystemet med fokus på å øke tilgangen til fleksibilitet - se <i>iFleks</i> og <i>NorFlex</i> prosjektene (Statnett, 2020) (Statnett, 2020)	Clean Energy Package (CEP) – se (European Commission, 2021)
Enova gir statlige subsidier til teknologisk nyutvikling av fleksibilitetsprosjekter - se (Enova, 2022)	Guideline for electricity balancing (GLEB) – se (ENTSO-E, 2021)

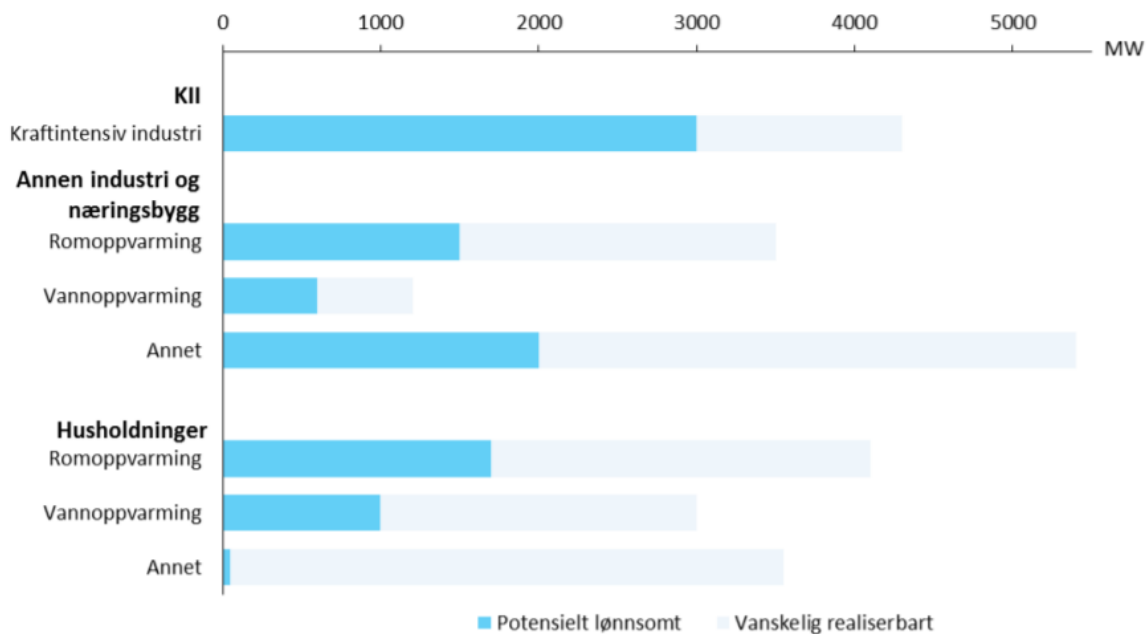
At myndighetene setter inn store ressurser for å legge til rette for økt fleksibilitet vitner om at dette er et viktig fokusområde i utvikling av kraftsystemet. Og ikke minst en sentral faktor for å kunne gå det grønne skiftet i møte på en bærekraftig måte.

2.12 Forbrukerfleksibilitet

Av de fleksibilitetstypene som finnes, er det forbrukerfleksibilitet denne avhandlingen vil dreie seg om. I litteraturen er det hovedsakelig undersøkt fleksibilitet fra tre forskjellige forbrukere. Som nevnt i innledningen vil disse være husholdninger, næringsbygg og kraftintensiv industri. Bakgrunnen for å dele opp slik er at de kan bidra på forskjellige måter. Dette er spesifisert i Statnetts rapport om «Fleksibilitet i det nordiske kraftmarkedet».

Mens store, fleksible forbrukere vil ha en påvirkning på frekvens og flaskehalsen i transmisjonsnettet, vil små forbrukere kunne påvirke distribusjonsnettet – både spenning og flaskehalsen. I distribusjonsnettet er det også mindre muligheter å regulere produksjon, og dermed må forbruket kunne tilpasse seg. (Statnett, 2018, s. 11)

Som vist i figuren under kartlegger rapporten også at hver av disse gruppene kan bidra med betydelig mengde fleksibilitet i en typisk norsk toppplasttime på 25 GW. Dette er gitt at det er tilstrekkelige insentiver.



Figur 2.5 - Mulig forbruksreduksjon i en norsk topplassime på 25GW. Hentet fra (Statnett, 2018, s. 20)

For kraftintensiv industri vil fleksibilitet komme fra industrispesifikke maskiner som vil kunne skrus av, forutsatt tilstrekkelig incentiv. For de to andre gruppene er de største enkeltpostene rom- og vannoppvarming. Dette vil typisk være fra varmtvannsbereder, panelovner og ventilasjonsanlegg.

Som nevnt er den fremviste fleksibiliteten avhengig av at det gis tilstrekkelig økonomisk incentiv. Utenom dette er det også andre poster som er viktige for å med forbruker. Blant annet må det være lett å tilgjengeliggjøre lasten, og det må i minst mulig grad påvirke komforten til forbrukeren når fleksibiliteten benyttes.

2.13 Aktører som har behov for forbrukerfleksibilitet

Flere aktører på markedet ønsker å ta i bruk fleksibilitet som et hjelpemiddel til økt kostnadseffektivitet. Både store og mindre aktører kan ha problemer med å estimere riktig mengde kraft til riktig tid, enten det er til forbruk, produksjon eller drift. Tilgang på justeringer er derfor til stor hjelp. Utenom kraftsystemet som helhet, skal vi her gå inn på hvilke aktører som trenger fleksibilitet og hvordan det er tenkt at de tar den i bruk.

Nettleverandører

Statnett på transmisjonsnivå og andre nettleverandører på distribusjonsnivå er ansvarlige for drift og vedlikehold av strømmettet. De skal dermed sørge for at alle som er koblet på nettet har tilgang på strøm når de trenger det. Nedetid på nettet vil typisk kunne forhindre dette. Nedetid kan oppstå gjennom ulykker, men også ved at nettet blir overbelastet ved strømtopper. Nettet har god nok kapasitet til å tåle den gjennomsnittlige belastning, men det er enkeltperiodene, som ofte bare utgjør én time i løpet av dagen, som gjør at nettleverandører må oppgradere nettet. Nettet blir på den måten overdimensjonert for det gjennomsnittlige forbruket. Disse oppgraderingene er kostbare og Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) forventer at investeringen kommer til å ligge på 135 milliarder det neste tiåret (Norges vassdrag og energidirektorat, 2018). Det vil derfor være mye å spare for nettleverandører ved å benytte fleksibilitet som kan redusere forbrukstoppene.

Kraftprodusenter

Kraftprodusenter prøver best mulig å estimere hvor mye strøm de kommer til å produsere. Imidlertid er dette spesielt vanskelig for produsenter som benytter uregulerbare energikilder. Når disse produsentene legger inn bud i day-ahead om hvor mye de kan levere, er dette basert på værmeldingen. Været blir ikke alltid som det er spådd, og det kan føre til at produsentene har solgt mer enn de er i stand til å levere. Dette vil føre til en ubalansekostnad for produsenten dersom den ikke klarer å handle bedre i balanse ved intradag. For å handle seg i balanse kan for eksempel produsenten kjøpe forbrukerfleksibilitet.

Strømdistributører

Strømdistributører, slik som for eksempel Fjordkraft, har mange kunder som de kjøper inn et samlet volum for. Estimater for volumet baseres stort sett på empiriske data fra tidligere dager, i tillegg til værmeldingen, som har stor betydning for hvor mye kundene deres vil bruke på oppvarming. Disse usikre parameterne gjør at distributør står i fare for at forholdet mellom innkjøpt mengde og brukt mengde ikke er likt. Dette vil utgjøre en ubalansekostnad. Ved tilgang på fleksibilitet hos sine kunder vil de kunne jevne ut denne balansen tett opp mot sanntid.

2.14 Aggregator

De fleste tilbydere av forbrukerfleksibilitet tilbyr for lite volum til å kunne delta i markedet på egenhånd. En aggregator er tenkt på som en ny type markedsaktør som samler fleksibilitet fra flere forbrukere og tilbyr den i markedet på vegne av dem. Der er til nå få, om ingen aktører

som har tatt på seg rollen, og det er dermed uvisst hvordan det i praksis vil fungere. Eksempler på foreslåtte tjenester er kontroll av utstyr og programvare for å håndtere den elektriske lasten eller energieffektive løsninger som respons på topplast og etterspørsel. Slik det er foresatt vil aggregator kunne entre markedet gjennom tre ulike hovedretninger (NordREG, 2016).

Regulert aggregator

Denne innebærer at systemoperatør (TSO) eller distribusjonsnettoperatør (DSO) tar på seg aggregatortrollen. Disse vil da både innhente og forbruke fleksibiliteten, og få besparelser gjennom å kunne utsette/droppe nettoppgraderinger. Dette gjør det vanskelig å sette en pris på fleksibiliteten, og insentiver vil typisk bli gitt til forbruker gjennom redusert nettleie. Retningen taler i stor grad mot en løsning som vil være lite markedsbasert.

Integrert aggregator

Balanseansvarlig eller strømleverandør tar på seg rollen. Dette er modellen som enklest lar seg realisere, fordi aktørene allerede har handelsavtaler i markedet. I tillegg gir det enkel oversikt over mulige gevinster når det kan motregnes med deres bestilte volum og levert fleksibilitet.

Selvstendig aggregator

Dette innebærer å etablere en ny markedsaktør som lager selvstendige avtaler med sluttbruker om å tilby deres fleksibilitet. Dette utgjør et problem gjennom at sluttbrukerne gjerne er fordelt på forskjellige strømleverandører. Deres aktiverte fleksibilitet må avregnes for å kunne kompenseres. Dette gjør korreksjonsoppgjøret mellom aggregator og strømleverandør krevende.

(Enfo Consulting AS, 2016, s. 16)

2.15 Forretningsmodeller

For at en aggregator skal være interessert i å gå inn i markedet må det være lønnsomt. Enkelt, en forretningsmodell er «måten et selskap skaper og leverer verdi på for å generere inntekter og oppnå en bærekraftig konkurranseposisjon» (Taran, Boer, & Lindgren, 2015). Måten en aggregator gjør dette på er opp til hvordan den benytter fleksibiliteten den har til rådighet. Selv med liten praktisk uttesting har et sammendrag av eksisterende litteratur gitt utgangspunkt for hvilke strategier aggregator kan benytte. Sammendraget er skrevet av (Okur, Heijnen, & Lukszo, 2021). Disse tar for seg hvordan fleksibiliteten benyttes og styres, hvordan aggregator

tjener penger, og hvordan forbruker kompenseres. Forretningsmodellene for aggregator er videre delt opp i fire kategorier.

Tabell 2.7 – Tabellen viser de fire kategoriene forretningsmodellene for aggregator er delt inn i.

Kategorier for aggregator forretningsmodeller
Handle med fleksibilitet i day-ahead markedet
Handle med fleksibilitet i intraday markedet
Leverer kraftreserver
Håndtere overbelastninger

Hver av de forskjellige forretningsmodellene vil bli beskrevet mer i detalj i de neste avsnittene.

Handle med fleksibilitet i day-ahead markedet

Forretningsmodellen i denne kategorien gjør det mulig for en aggregator å redusere day-ahead kostnadene for kjøp av strøm og øke inntektene for salg av strøm. Forretningsmodellen innebærer at forbrukerne får en økonomisk belønning ved å tillate aggregatoren å handle med deres fleksibilitet. Den aggregerte fleksibiliteten omdannes til bud på day-ahead markedet.

Tre ulike strategier er identifisert for aggregering av fleksibilitet i day-ahead markedet. Strategiene tar utgangspunkt i at det ikke finnes noen regulatoriske hindre.

Modell DAM-1

- Aggregator opererer for å minimere aggregatorens day-ahead kostnader

Aggregatoren inngår avtale med forbrukere og får tillatelse til å kontrollere; slå på/av, skifte og begrense strømforbruket gjennom forbrukernes smart-hus systemer. Aggregatoren vil få tilgang til å styre forbrukernes fleksibilitet etter egne interesser, det vil si å kjøpe strøm når day-ahead prisene er lave og selge strøm når day-ahead prisene er høye. I bytte mot fleksibiliteten som gjøres tilgjengelig av forbrukerne, kan aggregatoren tilby forbrukerne en økonomisk belønning. Forbrukerne kan overstyre aggregatorens kontroll, på bekostning av å miste denne belønningen

(Parrish, Gross, & Heptonstall, 2019). Driften må optimeres for å maksimere aggregatorens fortjeneste i day-ahead markedet uten at det går for mye utover forbrukernes komfort.

Modell DAM-2

- Forbrukere opererer for å minimere egne strømkostnader

Aggregatoren kan tilby tidsavhengige tariffer, som blir definert basert på forskjellige priser i forskjellige tidsperioder. Som følge av disse tidsavhengige tariffene kan forbrukerne respondere på prisene ved å redusere strømforbruket, eller ved å skifte det til tidsperioder der prisene er lavere. Denne strategien innebærer ikke at aggregatoren har kontroll over forbrukernes fleksibilitet; driften av strømforbruket avhenger helt av forbrukernes egne avgjørelser. Aggregatoren gir bare tidsavhengige belønninger, og fungerer som bindeleddet til å handle på day-ahead markedet.

Eksempler på tidsavhengige tariffer som kan brukes er Time of Use (TOU), Critical Peak Pricing (CPP) og Real Time Pricing (RTP) (IRENA, 2019). TOU-tariff angir to eller flere perioder gjennom en dag når systembehovet er høyere eller lavere; peak eller off-peak. Tariffen gir da høyere priser i toppperioder. Prisene er faste for hver dag med TOU-tariff. På den annen side varierer prisene i RTP-tariff for hver dag, og svinger kontinuerlig i løpet av dagen, etter day-ahead prisene. Forbrukerne blir generelt varslet om RTP-tariff en dag eller en time i forkant. I likhet med TOU, gir CPP-tariff høyere priser i toppperioder. Til forskjell er CPP-tariffen aktiv kun på et lite antall dager der betydelig høy etterspørsel er estimert. Det er tenkt at forbrukerne blir informert om dette dagen i forveien. I tillegg er prisforskjellen mellom topp- og off-peak-perioder høyere i CPP enn i TOU.

Det skal imidlertid bemerkes at tidsavhengige tariffer krever aktiv deltakelse fra forbrukerne, som igjen kan føre til at det blir mindre deltakelse knyttet til forretningsmodellen. Studier på priser viser at mange forbrukere har en preferanse for enkle pristariffer, til tross for økonomisk ulempe (Hobman, Frederiks, Stenner, & Meikle, 2016). En nettbasert undersøkelse i Storbritannia indikerer for eksempel at forbrukerne velger en operasjon som er automatisert, for eksempel av en aggregator, med lavere fastpristariff og overstyringsevne, over TOU- og RTP-tariff (Fell, Shipworth, Huebner, & Elwell, 2015). På samme måte viser RTP-tariffen seg å ikke være attraktiv for forbrukerne, på grunn av kompleksiteten i å reagere på svingende strømpriser (Fell, Shipworth, Huebner, & Elwell, 2015), selv om RTP-tariff er funnet å være svært effektiv for å redusere topp etterspørselen (Vardakas, Zorba, & Verikoukis, 2014). Et

norsk pilotprosjekt viser tilsvarende resultater med mindre respons på prissignaler enn ventet (Statnett, 2022)

Modell DAM-3

- Aggregator opererer for å minimere forbrukernes strømkostnader

Aggregatoren får tillatelse til å kontrollere forbrukernes fleksibilitet gjennom forbrukernes smart-hus systemer, og betjener dem for å minimere forbrukernes kostnader. På samme måte som i modell DAM-2 har denne strategien for det meste blitt studert med tidsavhengige tariffier. Men ved å gi aggregatoren kontroll over styringen av fleksibiliteten kan denne modellen bidra til å redusere forbrukernes innsats for aktiv deltakelse.

Handle med fleksibilitet i intradag-markedet

I denne kategorien er det identifisert to strategier for handel i intradag-markedet. Fleksibiliteten omdannes til kjøp eller salg av bud i intradag-markedet. Forbrukerne får en økonomisk belønning fra aggregatoren for å tilby sin fleksibilitet. Fleksibiliteten styres hovedsakelig av aggregatoren, ikke av forbrukerne selv. Formålet med hvordan denne fleksibiliteten styres varierer likevel i disse to modellene, samt hvordan aggregatoren forventer å tjene penger. De detaljerte beskrivelsene av disse strategiene er skissert som følger.

Modell IDM-1

- Aggregator opererer for å minimere aggregatorens kostnader ved ubalanse

Målet er å minimere aggregatorens kostnader relatert til energikjøp for sine kunder.

Etter day-ahead handelen, nærmere sanntid, kan det oppstå ubalanser mellom prognostisert etterspørsel og faktisk forbruk. Basert på nyere informasjon, en oppnådd nærmere sanntid i Intradag-markedet gjør det mulig for aggregatoren å redusere kostnadene knyttet til å rette opp disse ubalansene. På denne måten tar aggregatoren sikte på å redusere ubalansekostnadene som oppstår i balansemarkedene. I første fase handles elektrisitet på day-ahead markedet basert på prognoser. I andre fase reduseres avvikene fra prognosene ved handel på intradagmarkedet.

I (Ayón, Moreno, & Usaola, 2017) bestemmes aggregatorens optimale budgivning i day-ahead markedet og intradagsmarkedet basert på usikkerhet knyttet til fornybare energikilder, strømforbruk og markedspriser. En optimal budgivning har som formål om å minimere aggregatorens day-ahead- og ubalansekostnader. I tillegg vil man ved hjelp av batterisystemer,

halvfleksible og fleksible apparater fra forbruker redusere differansen mellom kjøpt og anvendt kraft helt opp mot sanntid.

Modell IDM-2

- Aggregator som opererer for arbitrasje

I denne strategien anvendes forbrukernes fleksibilitet av aggregatoren til arbitrasje, det vil si å kjøpe mer energi når markedsprisene i løpet av dagen er lave, og mindre når de er høye. På samme måte kan aggregator også selge energi i form av fleksibilitet når prisene er høye.

I (Mathieu, Kamgarpour, Lygeros, Andersson, & Callaway, 2014) og (Zhou, et al., 2017) brukes kontroll av termostatiske laster i boliger til arbitrasje i intradag, gjennom lastkontroll.

Levere kraftreserver

I denne kategorien er det identifisert én samlet strategi som kan bidra til å avlaste kraftreservene og samtidig skape fortjeneste. Det skilles mellom primær-, sekundær- og tertiærreserver og alle er ment å bidra til å eliminere systemubalansen. Modellen blir videre beskrevet mer detaljert.

Modell RM-1

- Aggregator opererer for å tilby kraftreserver

Aggregatoren kan tilby kraftreserver til TSO, for å bidra til å eliminere systemubalansen. Aggregator betales av TSO for å ha reserver tilgjengelig og / eller for å aktivere de. Operasjonene blir gjort om til bud i FCR-, aFRR-, mFRR- eller FFR-markedene. En økonomisk belønning gis til forbrukerne av aggregatoren, i bytte mot tilgang på forbrukerens fleksibilitet. I denne forretningsmodellen drives forbrukernes fleksibilitet av aggregatoren da aktivering av kraftreserver må foregå raskt. De mest fleksible enhetene, slik som f.eks. elbiler, varme og ventilasjon, kan brukes til å redusere strømbruk. Målet er å øke aggregatorens fortjeneste ved å delta i FCR-, aFRR-, mFRR- og FFR-markeder. En rekke studier og litteratur er skrevet på optimalisering og drift av aggregerte varmpumper og el-biler inn mot reservemarkedene, og dette er allerede en utbredt modell i de nordiske markedene.

Håndtere overbelastninger

I forretningsmodellene for denne kategorien har aggregatoren som mål å hjelpe distribusjonsnettet med å unngå problemer med overbelastning. Dette kan realiseres ved hjelp av to strategier. De detaljerte beskrivelsene av disse strategiene er som følger.

Modell HOB-1

- Forbrukere opererer for å redusere topplastene

Aggregatoren tilbyr tidsavhengige økonomiske belønninger til forbrukerne, for eksempel TOU, CPP eller RTP. Disse tariffene er spesielt utformet for å redusere strømforbruket i perioder med høy etterspørsel, ved å gi høyere priser i disse periodene. Ved å styre forbruket ut ifra disse prisene, vil forbrukerne være i stand til å kunne redusere sine topper. Enten ved å skifte forbruket til en off-peak periode, eller begrense det.

Virkningene av tidsavhengige tariffen på reduksjon av topplast diskuteres blant annet i iFlex (Statnett, 2022). Lignende pilotprosjekter har også blitt utført i (Newsham & Bowker, 2010). Basert på data fra disse rapportene, viser resultatene at CPP-tariff med automatisk begrensning er i stand til å oppnå en toppreduksjon på 30%, mens TOU-tariff kan oppnå 5%. På grunn av tidsavhengige tariffen ligner denne modellen driften i modell DAM-2, for handel i day-ahead markedet. Faktisk kan reduksjon av topplastene være en konsekvens av operasjonen i modell DAM-2.

Modell HOB-2

- Aggregatører opererer for å redusere topplastene

Aggregatoren får tillatelse til å kontrollere forbrukernes fleksibilitet gjennom forbrukernes smart-hus systemer med formål om å redusere topplastene. I en studie fra IEEE studeres planlegging av forbrukernes apparater og elbiler med RTP og ekstra tidsavhengig belønning for å minimere forbrukernes kostnader, og for å redusere toppene. (Sarker, Ortega-Vazquez, & Kirschen, 2014). Imidlertid kan disse økonomiske belønningene også være faste betalinger. I artikkelen (Vivekananthan, Mishra, Ledwich, & Li, 2014) foreslås en belønningsbasert demand-response ordning for at husholdninger skal kunne redusere topplastene. Belønninger beregnes en gang om dagen og fastsettes for resten av dagen. Operasjonen i denne strategien ligner på modell DAM-1 eller DAM-3 for handel i day-ahead markedet.

2.16 Tilgjengeliggjøring av laster

For at en last skal være tilgjengelig for å tilby fleksibilitet, må den være enkel å styre. Dette gjøres gjennom smartsystemer, enten det er forbruker eller aggregator som skal styre fleksibiliteten. Videre må lasten som skal kobles på smartsystemet også være «smart». I denne sammenheng vil en «smart» last tilsi at den kan kommunisere med smartsystemet, og dermed styres av dette. Det vanlige er at dette gjøres gjennom internett. Mesteparten av elektronikk som

utvikles i dag, lages med en smartløsning. Flere slike apparater har allerede apper hvor man har god oversikt over strømforbruket. Dette gjør at nye produkter enkelt kan kobles på et smartsystem. Med dagens teknologi er også gamle apparater mulig å gjøre smarte. Enten det er en industrimaskin eller en varmtvannsbereder. Det vil ikke gås i detalj om hvordan denne teknologien fungerer.

3. Avgrensninger

Å vurdere hvilken forretningsmodell som vil være mest hensiktsmessig, samt hva lønnsomheten vil være fremover i tid, er et omfattende emne. Denne avhandlingen er en masteroppgave som fører til at det er visse begrensninger knyttet til tid, ressurser og data vi har tilgang på. Derfor gjøres det noen begrensninger knyttet til tidsperspektiv, geografisk område, type aggregator, enkelte kostnads/inntektsposter og forbrukeren. Selv om dette vil innebære at ikke alt inkluderes, er målet likevel å kunne gi et klart bilde på hva som kan forventes av lønnsomhet, gitt den valgte forretningsmodellen. I dette kapitlet vil det beskrives og begrunnes hvilke avgrensninger som er gjort.

3.1 Tidsperspektiv

Selv om avhandlingen skal se på fremtidig lønnsomhet for aggregator, er det nødvendig å gjøre en begrensning på hvor langt frem i tid det skal ses på. Lønnsomheten til aggregator vil hovedsakelig være avhengig av kraftprisene. Desto lenger frem i tid man ser, desto mer usikre vil estimatene på disse prisene bli, spesielt med den raske utviklingen vi ser i kraftmarkedet i dag. Blant annet ser vi en økning på rundt 10 øre/kWh i estimerte kraftpriser i NVE's langsiktige markedsanalyse fra 2020 kontra den fra 2021 (NVE, 2021). I langsiktige markedsanalyser gjort av både Statnett og NVE er det sett på tidsperioden frem til henholdsvis 2050 og 2040. Siden vi ikke har bakgrunn for å kunne estimere kraftpriser vil tidsperspektivet være begrenset til denne perioden. Mer spesifikt vil det være begrenset til NVE's nyeste analyse frem til 2040, siden Statnetts analyse er fra 2020, og svært mye har skjedd siden den gang.

3.2 Geografisk område

Norge har i dag gode overføringsforbindelser med Norden hvor det både eksporteres og importeres strøm. Slike forbindelser opprettes også til resten av Europa for å danne et europeisk kraftmarked. Derfor vil Norge bli mer påvirket av kraftsituasjon i Europa i tiden fremover. Utenom å begrense avhandlingen til Norge, gjøres det enda en avgrensning ved å kun se på budsonene NO1, NO2 og NO5. Dette er fordi det er i disse områdene påvirkningen vil være størst fra Europa, samtidig som at størsteparten av befolkningen befinner seg der. Avgrensningen vil hovedsakelig ha betydning for hvilke områder det hentes og sammenlignes prisstatistikk for.

3.3 Type aggregator

Med dagens utforming er det minst kompliserte å benytte seg av en integrert aggregator. Både i form av enkel avregning og for å kunne se den faktiske lønnsomheten. Dette kom også frem gjennom møte med Statnett (Haugland & Norrbacka, 2022). Det vil derfor gjøres en avgrensning ved å bare se på integrert aggregator.

3.4 Kostnader og investeringer

En integrert aggregator er etablert i kraftmarkedet, og har både kundemasse og andre avtaler på plass med for eksempel balanseansvarlig for å kunne delta i balansemarkedet. Kjøp og salg av kraft vil fra før av være hovedaktiviteten for en integrert aggregator. Driftskostnader knyttet til dette er kostnader aggregator vil ha, uavhengig av om den handler fleksibilitet eller ikke. Det vil derfor gjøres en avgrensning ved å ikke se på driftskostnadene.

Investeringskostnadene som vil ha fokus, er de som er nødvendige for å få tilgang på fleksibiliteten og for å starte opp driften. Dette vil typisk være investeringer i smartsystemer og programvare. Det vil ikke ses på andre investeringer eller mulige oppgraderinger etter at driften er satt i gang og aggregator har et fungerende produkt.

3.5 Forbruker

Forbrukeren er en sentral del for hvorvidt aggregator vil ha tilstrekkelig fleksibilitet å tilby. For at forbrukeren skal ville delta må det gis et insentiv, men det er usikkert hvor stort dette må være. Blant annet har iFleks prosjektet prøvd å kartlegge hva som skal til, men det ser ut til at de nødvendige insentivene er forskjellige innad i hver kundegruppe. Dette gjør det til et omfattende spørsmål, som det helt sikkert kunne blitt skrevet egne masteroppgaver om. Derfor gjøres en avgrensning ved å forutsette at forbrukeren har et ønske om å være med, og ikke krever noe insentiv. Lønnsomhetsresultatet som avhandlingen representerer, må derfor ses i sammenheng med at økonomisk kompensasjon til forbrukeren ikke er trukket fra.

Ved å gjøre denne avgrensningen gir det også en forutsetning om at forbrukeren alltid ønsker å delta, uavhengig av pris. Aggregator vil derfor tilby fleksibilitet uansett pris, og vil alltid få tilslag og betaling etter marginalpris. I tillegg forutsettes det at fleksibiliteten alltid er tilgjengelig, og potensielt tapte inntekter aggregator ville fått ved ikke-oppfylt kapasitet regnes ikke med.

3.6 Portefølje og volum

For å se på lønnsomheten er det valgt å se på forskjellige volum som aggregator har tilgjengelig for salg, avhengig av kundemassen. Dette volumet plukkes ut med bakgrunn i eksisterende data om volum i det aktuelle markedet, samt hva enkelte aktører har tilgjengelig i dag. Det er sannsynlig at volumet til aggregator vil vokse etter hvert som den har vært i drift noen år. I tillegg er det sannsynlig at porteføljen til aggregator vil forandre seg. Altså prosentandelen fleksibilitet som vil komme fra hver forbrukergruppe. Hvor stor denne veksten i volumet og endringer i forbruksgruppen vil være er vanskelig å anslå. For hver type portefølje og volum som analyseres, vil dette derfor være en konstant størrelse for hver analyse.

4. Metode

Dette kapittelet vil redegjøre for metodene som er brukt til å svare på forskningsspørsmålet.

4.1 Valg av metode

Som det ble beskrevet i innledningen, er formålet med avhandlingen å gå dypere inn i hvilken forretningsmodell som egner seg best for aggregator, og hvor lønnsom den vil være. I denne sammenhengen er følgende forskningsspørsmål formulert:

Hvilke forretningsmodeller for aggregator er mest formålstjenlig i dagens og fremtidens kraftmarked, og hva kan aggregator forvente av lønnsomhet?

Forskningsspørsmålet består av to ulike problemstillinger, og krever derfor bruk av flere fremgangsmåter for å gi et svar. Hvilke metoder som er fornuftige å ta i bruk, samt tilnæringer til disse, vil dette kapittelet gå mer i dybden på.

Første del: hva gjør en forretningsmodell for aggregator formålstjenlig?

Hvilke forretningsmodeller for aggregator er mest formålstjenlig i dagens og fremtidens kraftmarked? For å svare på denne første delen av forskningsspørsmålet må vi stille et underordnet spørsmål; hva gjør en forretningsmodell for aggregator formålstjenlig? For at aggregators forretningsmodell skal være formålstjenlig, må den ha egenskaper som står i stil med oppgaven den skal utføre. I første omgang må det finnes ut hvilke egenskaper dette er. Og er noen av disse egenskapene viktigere enn andre? For å evaluere dette er en flermålsanalyse nyttig.

Først må alle alternativer for forretningsmodeller identifiseres og kartlegges. Teoretiske modeller, pilotprosjekter og eksisterende modeller som allerede undersøkes gjennom eksisterende litteratur. Neste steg blir å finne hva slags data og resultater som er tilgjengelig for de ulike forretningsmodellene. Det er mulig å oppdrive data på noen områder, men det har vist seg vanskelig å oppdrive statistiske data på alle aspekter ved samtlige forretningsmodeller, da mange av modellene er lite utprøvde. Derfor ble det bestemt å ta i bruk en mer kvalitativ tilnærming til analysen.

EVALUERINGSKRITERIER OG SELEKSJON

Det er valgt å ta i bruk en flermålsanalyse også kalt MCDA, som fra NTNU's concept rapport nr. 18 defineres slik: *en hvilken som helst fremgangsmåte som evaluerer en liste med alternativer opp mot et sett med vurderingskriterier, med det formål å kåre en vinner eller rangere alternativene* (Jordanger, Malerud, Minken, & Strand, 2007). Gjennom å fastslå et sett med kriterier vil en slik metode gi svar både på det underordnede spørsmålet; «hva som gjør en forretningsmodell formålstjenlig» og det overordnede spørsmålet; «hvilken modell som er mest formålstjenlig».

Andre del: hva kan den valgte forretningsmodellen forvente av lønnsomhet?

FREMSTILLE LØNNSOMHET

For andre del av forskningsspørsmålet; Hva kan aggregator forvente av lønnsomhet? Tar vi for oss lønnsomhet ved forretningsmodellen som ansees som mest formålstjenlig. Dette spørsmålet bygger altså på utfallet av det innledende spørsmålet. Underordnede spørsmål vil være; Hvordan måles lønnsomhet? I grove trekk er lønnsomhet inntekter minus kostnader. Dette kan likevel være misvisende når kostnader og inntekter oppstår på ulike tidspunkt. Derfor er det valgt å bruke nåverdimetoden for å fremstille lønnsomheten.

INNHENTING AV DATA OG HÅNDTERE USIKKERHET

Det har vist seg utfordrende å innhente nøyaktig data som gjenspeiler lønnsomhet. Både fremtidige kraftpriser, fremtidig behov og tilgjengeliggjøring av fleksibilitet, samt kostnadene knyttet til det. Mye av dataen består også av prognoser hvor det gis et utfallsrom for hva som er tenkelige priser i fremtiden. For å ta hensyn til denne usikkerheten er det valgt å utvikle trepunktsestimater og kjøre disse gjennom en Monte Carlo simulering hvor det vil gis en forventet verdi.

4.2 Beskrivelse av MCDA - Flermålsanalyse

Flermålsanalyse er en mye benyttet metode som benyttes til å veie flere alternativer opp mot hverandre. I denne avhandlingen vil det være et nyttig verktøy i form av å vurdere de forskjellige forretningsmodellene. I flermålsanalysen tas i bruk ett sett med vektete kriterier som gis en score. Ut ifra en samlet score for hver forretningsmodell, er målet å gjøre en sortering hvor vi går videre med den forretningsmodellen som skiller seg positivt ut.

Å vurdere forskjellige alternativer med bare kostnader/inntekter og gjennomføringstid som måleparametere er, ifølge Concept rapport nr. 10, et altfor smalt fokus. Videre spesifiseres det nødvendigheten av å inkludere ikke-økonomiske kriterier, slik at disse også kan ta del i beslutningsgrunnlaget (Austeng, Midtbø, Jordanger, Magnussen, & Torp, 2005). Disse kriteriene er plukket ut på basis av de egenskapene som antas å være viktig for aggregators suksess. Antagelsene er gjort med bakgrunn i det som er lagt frem i teorien samt pilotprosjekter gjort om forbrukerfleksibilitet. En viktig del av en flermålsanalyse er å inkludere en ekspertgruppe (Jordanger, Malerud, Minken, & Strand, 2007). Sammen med en ekspertgruppe vil det derfor gis en informert og sammenfattet begrunnelse for den prosentvise vektingen og scoren hvert kriterium blir gitt.

Hovedgrunnen til at det vil bli brukt en ekspertgruppe, er fordi det er mangel på uttesting av forretningsmodellene. Det finnes derfor ikke tilstrekkelig med data for å avgjøre hvordan hver modell vil klare seg i praksis. Ekspertgruppen, med bakgrunn fra kraftmarkedet, vil derfor i stor grad kunne bidra til å øke validiteten på analysen. Verdt å ta i betraktning er at vurderingen vil bestå av meningene hos ekspertgruppens medlemmer, og disse vil ofte være subjektive. Altså vil en som driver med salg i kraftmarkedet ha andre preferanser enn en som bare setter søkelys på å drifte strømmettet best mulig. Det er derfor ønskelig at ekspertgruppen består av personer som har forskjellige roller i kraftmarkedet for å kunne få et så komplett bilde som mulig. For at dette bilde blir komplett har det vært viktig at personene i gruppen ikke lar seg påvirke av hverandre. Forretningsmodellene vurderes derfor av den enkelte, og resultatet blir slått sammen.

Å involvere en ekspertgruppe i prosessen vil ikke bare bidra med kompetanse og tyngde til analysen, men gir også merverdi til avhandlingen. Felles drøfting og vurdering av hvert kriterium opp mot hver av de ulike forretningsmodellene gir en dypere forståelse og et dypere innblikk i flere av aspektene ved forretningsmodellene, aspekter man kanskje ikke hadde blitt oppmerksom på gjennom andre metoder. Beskrivelse av ekspertgruppen er å finne i kapittel 5.1.1.

Et kraftmarked som er i rask endring, fører til at resultatet i analysen fort kan endre seg. En svakhet ved analysen er at den ikke er dynamisk, men må holdes oppdatert i takt med denne endringen. Dette kan både tenkes om nye kriterier som ikke er blitt inkludert, samt nye forhold som oppstår i markedet. Styrken er derimot at den gir et klart svar på hvilken forretningsmodell

aktører i markedet mener er mest formålstjenlig slik kraftmarkedet er og vil være de nærmeste årene.

4.2.1 Fremgangsmåte

Fremgangsmåten som ble brukt var å først gjøre ekspertgruppen kjent med de ulike forretningsmodellene. Kriteriene ble så fremstilt, og det ble gitt tilbakemeldinger på relevans og eventuelle tilføyinger for kriteriene. Etter at kriteriene ble fastsatt, ble de vurdert opp mot hverandre; hvor stor betydning hvert kriterium hadde for forretningsmodellens suksess. 100 poeng skulle fordeles på de 12 ulike kriteriene. Med dette som utgangspunkt var det mulig å ha en prosess hvor kriteriene ble vektlagt riktig. Denne foregikk som følger:

Et gjennomsnittlig kriterium vil ha en vektning på 8,3 poeng. For hvert enkelt kriterium vurderte derfor ekspertgruppen om hvorvidt kriteriet var gjennomsnittlig, viktigere eller mindre viktig enn gjennomsnittet. Ut ifra dette ble det satt en midlertidig vektning. Etter det ble kriteriene med lik score etter den første vurderingen vurdert opp mot hverandre. Samlet score måtte fremdeles være 100, og man gjorde dermed en ny justering ved å flytte poeng mellom de to kriteriene. Det måtte fremdeles passes på at kriteriene som ble sammenlignet holdt seg på samme side av gjennomsnittet som de først ble plassert i, og at valgene var rasjonelle. Denne prosessen ble så gjentatt til gruppen var fornøyd med rangeringen. Det er vanskelig å få en slik vurdering helt nøyaktig, men ved hjelp av denne fremgangsmåten ble det veldig begrenset hvor mange poeng som ble gitt feil.

Ekspertgruppen ble så bedt om å rangere hvert kriterium for hvor godt hver forretningsmodell tilfredsstillte det gjeldende kriteriet. Rangeringen ble vurdert på en skala fra 1-5, hvor 1 tilsier «ikke tilfredsstillt» og 5 tilsier «meget god». Nedenfor er det også gitt en redegjørelse for ulike score.



Figur 4.1 – Skala og status for score i MCDA-analyse, fra 1-5

Tabell 4.1 – Redegjørelse for tildeling av score i MCDA-analyse

Score	Status	Redegjørelse
1.	Ikke tilfredsstilt	Kriteriet er ikke tilfredsstilt og forretningsmodellen inneholder til dels negative elementer som opererer mot sin hensikt
2.	Dårlig	Kriteriet er ikke tilfredsstilt, eller tilfredstilles i liten grad. Det kan også være knyttet usikkerhet til kriteriet gjennom manglende studier av forretningsmodellen.
3.	Nokså god	Kriteriet tilfredstilles i noe grad, men har svakheter sammenlignet med de beste alternativene. Kriteriet preges også av noe usikkerhet.
4.	God	Dersom det er knyttet usikkerhet til kriteriet, har eller ansees forretningsmodellen for å ha stort potensial til å lykkes med kriteriet.
5.	Meget god	Kriteriet tilfredstilles i stor grad og skiller seg positivt ut fra de andre alternativene. Ekspertene er sikre i sin sak, og begrunner gjerne med eksisterende eksempler og data.

Rangering av forretningsmodellene måtte begrunnes og redegjøres for av ekspertgruppen, for hvert kriterium. Resultatene fra intervjurundene av ekspertgruppen ble samlet i et Excel-skjema, og den endelige vektingen av kriteriene utgjorde snittet av de noe ulike vektingene fra de to aktørene. Tilsvarende utgjorde den endelige scoren snittet av besvarelsen fra de to. Totalscore for hver forretningsmodell utgjorde summen av hver score multiplisert med kriteriets vekting i prosent.

$$\text{Totalscore} = \Sigma(\text{score} \times \text{vekting}(\%))$$

Intervjuguide og Excel skjema for hver forretningsmodell er å finne i Vedlegg 1.

4.3 Datainnhenting

For å svare på forskningsspørsmålet, vil datainnhenting være av stor betydning. Derfor er det viktig at denne er av god kvalitet. Fokuset vil dermed ligge på å innhente data fra pålitelige kilder. Dette vil typisk være fra både bedrifter og organisasjoner som har mye kunnskap og lang fartstid i kraftmarkedet. Samtidig er det viktig at resultatene er etterprøvbare, og derfor er det også fordel hvis dataen er offentlig tilgjengelig. Offentlige søkemonitorer som Google, Science direct og Oria har blitt brukt som base for innhenting. I tabellen nedenfor er en oversikt over søkeordene som er brukt. Ordene har også blitt brukt på norsk, i forskjellige kombinasjoner, og i form av synonymer.

Tabell 4.2 – Liste over søkeord som har blitt brukt til datainnhenting. Søkeordene står oppført på engelsk, men har også blitt brukt på norsk

Søkeord		
Business modell	Aggregator	Demand response
Power flexibility	Flexible consumption	Demand side flexibility
Norway	Nordic	Europe
Balancing market	Day-ahead	Intraday
Regulating power	Regulatory OR Technological barriers	Consumer
Long-term analysis	Energy usage	Energy statistics
Flexibility project	Load shifting	Flexibility technology
Incentive	Price sensitivity	Smart house

Fra disse søkene er dataen delt opp i to deler. En kvalitativ og kvantitativ del.

4.3.1 Kvalitativ

Den kvalitative delen har blitt brukt til å finne ut hvilke elementer som er viktig for aggregators suksess og hva som vil være avgjørende for lønnsomheten. Altså, hva som gjør den formålstjenlig. Dette har blitt gjort gjennom litteratur som er funnet via søkene ovenfor. Kraftmarkedet er i endring, hvilket fører til at disse elementene fort kan endre seg. Fokuset har derfor vært å prioritere relativt ny litteratur. Helst ikke eldre enn fra 2020.

Innhenting har også foregått gjennom samtaler med aktører i kraftmarkedet, og hvordan de tenker seg at hver forretningsmodell vil klare seg. Et delmål med avhandlingen har vært å

kvantifisere mest mulig, og som nevnt i fremgangsmåten for MCDA har dette ut ifra litteraturen, blitt gjort på en så valid måte som mulig.

4.3.2 Kvantitativ

Utenom kriteriene i MCDA'en som ble kvantifisert, har den kvantitative delen hovedsakelig vært knyttet til priser og volum i kraftmarkedet. Nettplattformer som har dette er Nord Pool, Statnett, ENTSO-E og Nucs. Her finnes det ekstremt mye og omfattende data som er vanskelig å få oversikt over når det kun utgjør et lite aspekt ved den man vil undersøke. Med liten tid til rådighet vil det være begrenset for mye av den type data det vil være mulig å sortere ut på egenhånd. Derfor ble det forsøkt å innhente ferdigsortert data fra aktører som enten har utviklet programmer, eller har gjort analyser på slikt. Dette har blitt gjort gjennom Enfo sitt analyseverktøy Flextools, og gjennom rapporter av Statnett, NVE og SSB.

Ut ifra tallene som er innhentet er det utviklet trepunktsestimater på de sidene ved lønnsomheten vi har undersøkt. Der er P10 (lav), forventet og P90 (høy) hentet ut fra en fordelingskurve, slik som er beskrevet i Concept Temahefte nr. 4 (Drevland, 2013). I tilfeller hvor det ikke har vært tilstrekkelige data til å kunne utvikle en fordeling, har minste målte verdi blitt satt som P10, gjennomsnittet er forventet, og P90 er høyeste målte verdi.

4.4 Beskrivelse av Monte Carlo-simulering

En ting er å se på lønnsomhet ut ifra forholdene man treffer på i dagens marked, men ting blir straks mer usikkert når man skal gjøre prognoser for hvordan ting kommer til å bli i fremtiden. Når en bedrift skal gjør langsiktige investeringer må den prøve å sikre lønnsomhet. I slike tilfeller er det nyttig å bruke et verktøy som kan anslå denne lønnsomheten. Det finnes to prinsipielle måter å beregne stokastiske lønnsomhetsanslag på. Enten å bruke analytiske metoder eller simuleringsmetoder (Drevland, Austeng, & Torp, 2005). For å beregne lønnsomhetsanslag i denne analysen er det brukt Monte Carlo simulering. Monte Carlo simulering er en metode som anvendes for å simulere matematiske systemer, og med det forutse sannsynligheten for tenkelige utfall. Monte Carlo simuleringene gjøres gjennom simuleringsverktøyet Crystal Ball, som er et tilleggsprogram i Excel. Crystal Ball, som verktøy, brukes til å håndtere faktorer som påvirker usikkerhet og risiko gjennom bl.a. prognoser, modellering, simulering og optimalisering (Oracle, 2022).

4.4.1 Fremgangsmåte simulering

For å kunne bruke Crystal Ball, ble det laget en modell i programmet som kunne håndtere og kombinere verdiene som ble funnet i datainnhentingene på riktig måte.

KRAFTPRISER OG TID

For kraftpriser er verdiene oppgitt i kr/MW/time. Et estimat på inntektene vil være i kr/MW aggregator kan tilby. Det var derfor nødt til å kombinere usikkerhet i pris med usikkerhet i tid for å få enheten kr/MW.

VOLUM

For hvert volum ble det gjort separate fremstillinger. Det spesifikke volumet ble lagt inn slik at inntektene går fra kr/MW i forrige punkt til rene kroner.

KOSTNADER OG PORTEFØLJE

Siden kostnadene er avhengig av volumet, ble dette også endret på for hver gang. For hvert volum varierte kostnadene avhengig av hvilke forbrukere aggregator henter fleksibilitet fra. Det ble derfor brukt forskjellige kostnadsprofiler for hvert volum.

Investeringsprofilen for programvare ble satt over 4 år. Denne er lik en aktør som opererer i markedet i dag. Investeringsprofilen for utstyr ble satt til 100% i samme år som oppstart av salget. Avskrivningene som ble benyttet er lik de som er fastsatt av budsjett- og regnskapsforskriften.

OPPSTART OG AVSLUTNING

Oppstart av investeringene ble satt til 2022 med ferdigstillelse 2025 og påfølgende oppstart av salg samme år. Salget pågår til enden av simuleringsperioden i 2040. I perioden er det lagt til grunn en realrente på 3%.

NÅVERDI OG FREMSTILLING AV LØNNSOMHET

Fremstilling av resultatet har blitt gjort ved hjelp av nåverdimetoden. Dette er utviklet ut ifra en forventet verdi som gis gjennom simuleringene. I tillegg gir fremstillingen en oversikt over hvordan lønnsomheten utvikler seg ut fra det volumet aggregator disponerer, samt ut fra type forbrukerportefølje. Resultatet forsøker også å vise hva som vil være igjen til øvrige kostnader.

5. Analyse

Etter å ha klarlagt bruk av metoder, vil dette kapittelet anvende disse for å utføre analysen knyttet til forskningsspørsmålet. Kapittelet vil både gjøre rede for dataen som er hentet inn, og hvordan den brukes i MCDA og simuleringer. Sammenstillingen av dette er ment å gi et svar på forskningsspørsmålet.

5.1 MCDA

Som beskrevet i metodekapitlet er hensikten med MCDA'en å velge en forretningsmodell som tilfredsstillende de gitte kriteriene på best mulig måte. Forretningsmodellen som kommer best ut av analysen vil bli analysert videre på lønnsomhet ved hjelp av Monte Carlo-simuleringer.

Selv om hovedformålet med MCDA'en er å gjøre en grundig seleksjon for finne den beste kandidaten, vil hele selekteringsprosessen; drøfting av egenskapene til de forskjellige forretningsmodellene og deres tilhørende markeder, gi en dypere forståelse av bransjen og aspekter ved modellene. Dette er aspekter og ideer man kanskje ikke har vært oppmerksom på innledningsvis. Således er hele prosessen av interesse for avhandlingen, og ikke kun resultatet.

5.1.1 Ekspertgruppe

Hensikten med en MCDA er å fremstille et så objektivt resultat som mulig. Det er likevel ikke til å komme fra at store deler av selekteringen er basert på subjektive meninger, da de fleste av vurderingene ikke er mulig å tallfeste med eksisterende data. For å få troverdighet til analysen har det vært viktig å hente kompetanse fra aktører med ulike roller i kraftmarkedet, og for å få et så komplett bilde som mulig. Det har derfor blitt engasjert en ekspertgruppe til å bidra i seleksjonsprosessen, hvor hver av deltakerne bidrar med ulike synsvinkler sett fra sitt ståsted. Intervjuguide for ekspertgruppe finnes i vedlegg. Personene som har deltatt i ekspertgruppene er Pasi Norrbacka og Stine Haugland fra Statnett, og Victoria Landmark og Mathias Rui fra Enfo.

ENFO

Enfo er en privat aktør som tilbyr ulike verktøy for å kunne delta i fleksibilitetsmarkedet. De bruker det siste innen teknologiutvikling for å gi kundene sine mulighet til å kapitalisere på sine fleksible kraftressurser. De leverer kundeløsninger for å utnytte fleksibiliteten og for deltakelse i kraftmarkedene (Enfo, 2022). De er blant de fremste aktørene på dette området i det nordiske markedet, og en av forkjemperne for mer statlig tilretteleggelse for uavhengige aggregatorer.

STATNETT

Statnett er Norges statlige TSO, de er ansvarlig for å bygge, drifte og vedlikeholde det norske kraftsystemet og engasjerer seg i klimamål, verdiskapning for kunder og samfunnet (Statnett, 2022). Det er av Statnetts interesse å legge til rette for bedre utnyttelse av fleksibilitet i det Norske markedet, ettersom Statnett er den aktøren som direkte får kjenne konsekvensene av overgangen til mer uregulerbar fornybar energi og vil være ansvarlig for å håndtere utfordringene rundt dette. Grupper i Statnett er godt kjent med ulike aggregatormodeller og det potensiale som ligger i disse for å sikre det Norske strømmettet.

5.1.2 Kriteriekategorier

For å komme frem til de mest sentrale kriteriene for forretningsmodellene har det først blitt identifisert fire kategorier som definerer ulike aspekter ved forretningsmodellene. Hver kategori har så blitt delt inn i tre kriterier. Kriteriene er plukket ut på basis av de egenskapene som antas å være viktig for aggregators suksess. Antagelsene er gjort med bakgrunn i det som er lagt frem i teorien samt litteratur og pilotprosjekter gjort om forbrukerfleksibilitet, samt gjennom diskusjon med ekspertgruppen. Ut ifra dette er følgende kategorier plukket ut med tilhørende kriterier i tabellen under.

Tabell 5.1 - Tabell over kategorier og tilhørende kriterier som blir brukt i MCDA- analysen. Kategoriene blir forklart og vurdert

Kategori	Beskrivelse	Underkriterie
Økonomisk	<p>En forretningsmodell skal kunne skape og levere verdi for å generere inntekter og oppnå en bærekraftig konkurranseposisjon. De økonomiske aspektene ved forretningsmodellene vil derfor være fundamentale for at forretningsmodellen skal kunne oppnå en god score. Lønnsomhet for involverte parter og generell verdiskaping vil bli lagt vekt på.</p> <p>Økonomien er det viktigste aspektet ved forretningsmodellen, og er det største lokkemiddelet for at en aktør skal ville prøve seg. Dette taler mot en høy vektning for kriteriene i denne kategorien. På den andre siden, er MCDA analysen ment til å belyse andre aspekter ved forretningsmodellen, og disse må få tilstrekkelig vektning til å kunne påvirke.</p>	Potensiell fortjeneste
		Investeringer
		Energi-effektivisering
Forbrukerhensyn	<p>Forbrukerhensynet viser hvilke hensyn forretningsmodellen tar til forbrukerens behov. Kan forretningsmodellen bidra til et enklere liv for forbrukeren, eller kan den bidra til forverring, og eventuelt i hvor stor grad? Hvilke forhold ved forretningsmodellen kan påvirke forbrukeren?</p> <p>Disse kriteriene er i hovedsak å anse som insentiver til forbrukeren og er utenfor omfanget til denne avhandlingen. Likevel er det en viktig del av MCDA-analysen. En forretningsmodell som er lønnsom i teorien, vil i praksis være helt avhengig av medvillige forbrukere for å ha et produkt å selge. Det er derfor ikke mulig å se helt bort ifra det.</p>	Tap av komfort
		Personvern
		Forbruker-innsats
Fleksibilitet	<p>Hvor fleksibel forretningsmodellen er sier noe om hvor godt egnet den er til å tilpasse seg forhold som oppstår i markedet. Selv om kundetilpassing og tilgjengelighet er en egenskap det bør være fokus på hos en aggregator, har de andre kriteriene under fleksibilitet et litt annet fokusområde. De andre to fokuserer på elementer som er viktig etter at aggregator har etablert seg, og den videre utviklingen som følger. I avhandlingen er det heller fokus på hvordan en aggregator kan entre markedet med tilstrekkelig lønnsomhet.</p>	Konsekvenser ved ikke levert kapasitet
		Kompatible markeder
		Kundetilpassing og tilgjengelighet
Kompleksitet	<p>Kompleksiteten til forretningsmodellen sier noe om hva som skal til for å sette den ut i liv. I tillegg tar det for seg hvilke forhold som må oppstå for at forbrukerfleksibiliteten skal benyttes samt hvor geografisk sentrert den må være.</p> <p>Foruten om barrierene som forventes å forsvinne/minimeres på sikt, er kompleksitet en grunnleggende side ved forretningsmodellen. Både mulighet for aktivering og område og volum spiller en direkte rolle for lønnsomheten og hvor enkelt det er å skaffe kundemasse. I tillegg vil økt benyttelse gi bedre stabilitet og mindre tid utenfor normalfrekvensområdet.</p>	Teknologiske barrierer
		Regulatoriske barrierer
		Område og volum

5.1.3 Kriterier

Nedenfor blir hvert kriterium beskrevet, samt kriteriets betydning for forretningsmodellene. Gjennom intervjuer med Statnett og Enfo har det blitt bestemt hvor stor betydning de ulike kriteriene har for en suksessfull forretningsmodell. Enfo og Statnett ble bedt om å fordele 100 poeng mellom de 12 kriteriene, og resultatet i tabellen er snittet av resultatet fra de to aktørene. Siden det totalt deles ut hundre poeng vil vekting av et kriterium påvirke vektingen av et annet. Prosessen for å avgjøre vektingene for de ulike kriteriene har blitt gjort ved å først ta utgangspunkt i 8,3% som snitt for de tolv ulike kriteriene. Hvert kriterium har blitt vurdert viktigere eller mindre viktig enn snittet og vektet deretter. Resultatet blir inspisert og vurdert på nytt, hvor kriteriene og vektingene igjen blir satt opp mot hverandre. Denne prosessen blir iterert helt til gruppen har kommet frem til det de mener er riktig vekting.

POTENSIELL FORTJENESTE

Skal en forretningsmodell være bærekraftig må den først og fremst være lønnsom for bedriften selv. Lønnsomhet og kostnadsbesparelse for aggregator vil bli vurdert. De ulike forretningsmodellene har ulik måte og skape verdi på, og modellene med potensielt størst økonomiske fortjeneste sett også opp mot usikkerhet og risiko vil bli vurdert høyest. Gjennom MCDA analysen vil det kun bli gjort grove overslag og estimer på fortjeneste. Lønnsomhet til aggregator er hovedaspektet ved avhandlingen og bør påfølgende gis en høy vekting.

Et eget kriterium for *potensiell fortjeneste forbruker* er ikke tatt med. Dette begrunnes gjennom at fortjenesten til aggregator vil bestemme hvor mye den kan gi tilbake til forbruker.

INVESTERINGER

Noen av forretningsmodellene krever større investeringer og startkapital for å igangsette. Herunder blir det også sett på øvrige driftskostnader. Dette kan gjelde både for forbruker og aggregator. I tillegg til at store investeringskostnader utgjør en større risiko vil forretningsmodellene med lavest økonomisk terskel for deltakelse og igangsettelse få høyest score. For en integrert aggregator vil ikke etableringskostnader være avgjørende så lenge forretningsmodellen viser klar lønnsomhet. I tillegg deler Enova ut mye støtte til prosjekter som bidrar i fremtidens energisystem, kriteriet vil derfor bli vektet litt lavere.

ENERGIEFFEKTIVISERING

Kraftforbruket øker i takt med elektrifisering, men kraftforbruket kan ikke vokse ut i himmelen. Det er derfor viktig å ikke bruke mer kraft enn man trenger. For forbrukerfleksibilitet er det

forskjell på å flytte forbruket til når det er billigere, og å heller spare strømmen. Forretningsmodeller som fokuserer på å kutte strømbruken vil få bedre score. Det vil likevel være perioder med overflødig kraftproduksjon som følge av ikke-regulerbare energikilder. Å kunne utnytte denne overflødig energi vil kunne gi en samfunnsøkonomisk gevinst. I tillegg vil operasjoner som bidrar til å stabilisere strømmettet hindre opphopninger og føre til en jevn flyt i strømmettet gjøre at kraft blir benyttet mer effektivt. En aggregator vil bidra med energieffektivisering, men ett stort bidrag vil også komme fra andre områder som for eksempel bedre isolering av bygg.

TAP AV KOMFORT

Forbrukerfleksibilitet innebærer å endre uttaket eller tilførsel av kraft gjennom å stille forbrukerens strøm tilgjengelig ved behov. I mer eller mindre grad er dette konseptet implementert i samtlige forretningsmodeller. Varighet, tidspunkt og størrelse på lasten som blir endret, samt hvilke apparater som må stilles tilgjengelig og forbrukerens mulighet til å overstyre operasjonene vil utgjøre hvor stort tap av komfort forbrukeren får ved de ulike forretningsmodellene. Et prosjekt gjort av SIFO viser at forbrukere som installerer energibesparende løsninger likevel ikke sparer noe særlig energi. Dette er fordi de velger å skru opp innetemperaturen og varme opp en større del av boligen (Strandbakken, Heidenstrøm, & Vittersø, 2015). Observasjonen vitner for komfort som et viktig kriterium.

PERSONVERN

Strømbruken kan vise når personer sover og er våkne, er borte eller hjemme og liknende informasjon. Nye smarthus systemer og strømmålere kan gi detaljerte indikasjoner på vaner og strømforbruk knyttet opp det enkelte elektriske apparat. Opplysninger om strømforbruk er å anse som personopplysning og må behandles som slike. At informasjonssikkerheten kan ivaretas og hvor mye persondata som er nødvendig for å gjennomføre operasjonene i de ulike forretningsmodellene blir lagt vekt på. I de fleste tilfeller er formålet med behandling av persondata å kunne levere tjenesten slik den er tenkt. Personvernforordningen som har tredd i kraft, prøver å sikre at slik informasjon ikke kommer på avveie. Likevel viser en undersøkelse gjort av datatilsynet til at nesten halvparten av oss er utrygge på informasjon som samles inn gjennom tingenes internett og smarte hjem (Datatilsynet, 2020). Foreløpig er det likevel lite som hindrer selskaper å hente inn den informasjonen som trengs så lenge brukervilkårene er huket av. Kriteriet gis derfor lavere vekt, men må iakttas i takt med regulatorisk utvikling.

FORBRUKERINNSATS

Hvor mye som kreves av innsats fra forbrukerens side for å delta vil være av betydning. I noen av forretningsmodellene styrer forbrukeren operasjonene selv. Dette vil kreve økt innsats fra forbrukeren, men vil samtidig gi forbrukeren større kontroll og oversikt av prosessen. Dette er et kriterium som må sees i sammenheng med tap av komfort, men fra litteraturen (Fell, Shipworth, Huebner, & Elwell, 2015), viser det seg at aktiv deltakelse er mindre attraktivt for forbrukeren til tross for økonomisk vinning og økt kontroll.

KONSEKVENSER VED IKKE LEVERT KAPASITET

I samtlige markeder gjøres det avtaler på hva som skal produseres og hva som skal forbrukes. Hvis det som er avtalt ikke leveres vil det få direkte påvirkning på lønnsomheten. Derfor er det viktig å fastsette hvor stor denne påvirkning er for hver forretningsmodell. Ved avtaler som gjøres i DAM og intradag vil konsekvensene være knyttet til ubalansekostnader. For avtaler som ikke oppfylles i reservemarkedet, straffer Statnett leverandøren slik det er beskrevet i teorikapitlet. Her kan Statnett i verste konsekvens fradra aggregators rettigheter til å delta i markedet. Å levere det som er avtalt er også viktig for et stabilt og driftssikkert kraftnett.

KOMPATIBLE MARKEDER

Selv om de fleste forretningsmodellene fokuserer på et eller to markeder, er det aktuelt å se på om de har mulighet til å bidra i flere. En forretningsmodell som kan tilpasse seg flere markeder vil være bedre rustet for fremtiden. Aggregatoren vil kunne bytte på hvor den tilbyr fleksibiliteten etter hvordan prisutviklingen er. Diversifisering minsker i tillegg potensiell risiko som aggregator utsetter seg for.

KUNDETILPASNING OG TILGJENGELIGHET

Muligheten aggregator har til å benytte seg av fleksibiliteten til samtlige forbrukergrupper har stor betydning for volumet den vil ha tilgjengelig for salg. Som beskrevet i teorien vil små og store forbrukere kunne bidra til å rette opp ubalanser på forskjellige måter, henholdsvis nasjonalt og regionalt. En sentral betraktning er at industri og næring ofte bruker strøm på faste tider av døgnet, og har dermed liten mulighet til å skifte tidspunkt for forbruk. Enkel inngang for forbruker med et lav-terskel tilbud for å delta er også av betydning for hvor stor brukermasse forretningsmodellen kan gi. Blant annet innebærer dette krav om installasjoner kunnskap og tid for deltakelse.

TEKNOLOGISKE BARRIERER

Dette kriteriet er knyttet til hvilke teknologiske løsninger som må på plass for at forretningsmodellen skal fungere. Flere av markedene krever kjappe reaksjoner der apparater må skruses av og på i løpet av sekunder. I tillegg kreves det systemer for effektiv varsling. Særlig i reservemarkedet er det utfordringer knyttet til nøyaktige avregninger. Det er imidlertid mye fokus på området og ny teknologiutvikling. Derfor legges det til grunn i denne avhandlingen at flere av barrierene snart vil forsvinne. Kriteriet er derfor gitt en relativt lav vektning

REGULATORISKE BARRIERER

Dette kriteriet er knyttet til hva som skal til for at aggregator får tilgang til markedet. Dette vil typisk være avtale med en balanseansvarlig og eventuelt andre kvalifikasjoner som må være på plass. EU er i ferd med å utvikle et rammeverk som skal gjøre det lettere for aggregator å etablere seg. Det forventes derfor i denne avhandlingen at flere av de regulatoriske barrierene forsvinner på sikt.

OMRÅDE OG VOLUM

Som spesifisert i teorien, har de fleste markedene oppdeling i budsoner. For å tilby fleksibilitet må det i hovedsak være et visst volum innenfor et avgrenset område. I markedene er det også forskjellige minstekrav til volum. En aggregator som benytter et marked der fleksibiliteten kan være godt spredt samtidig som volumet som kreves ikke er uoverkommelig vil skåre bra. Kriteriet spiller en stor rolle for hvor enkelt det vil være for aggregator å benytte seg av forbrukerfleksibiliteten uavhengig av størrelse og volum. Med den begrensede forbrukerfleksibiliteten som foreløpig er tilgjengelig, er det viktig at denne også blir brukt i markedet.

RESULTAT

Ut ifra utredelsen som er gjort for de forskjellige kriteriene ovenfor, og fremgangsmåten som er beskrevet i metodekapittelet, ble det gitt følgende vektning av ekspertgruppen.

Tabell 5.2 – Tabell over kriteriene og tilhørende vektning som blir brukt til MCDA analysen.

Kategori	Kriterie	Vekting
Økonomisk	Potensiell fortjeneste	17%
	Investeringer	6,5%
	Energieffektivisering	7%
Forbrukerhensyn	Tap av komfort	8%
	Personvern	2,5%
	Forbrukerinnsats	9%
Fleksibilitet	Konsekvenser ved ikke levert kapasitet	4,5%
	Kompatible markeder	10,5%
	Kundetilpasning og tilgjengelighet	8,5%
Kompleksitet	Teknologiske barrierer	6%
	Regulatoriske barrierer	13%
	Område og volum	7,5%

5.1.4 Analyse forretningsmodeller

Under følger resultatet av MCDA analysene med en oversikt over scoren hver av de har fått. Den samlede scoren har blitt regnet ut slik det er beskrevet i metodekapittelet der følgende formel har blitt benyttet.

$$Totalscore = \Sigma(score \times vektning(\%))$$

Fra oversikten ser vi at modellen RM-1 kommer best ut med scoren 3,525. Bak denne følger flere forretningsmodeller med ganske jevn score som DAM-1 og -2, IDM-1 og HOB-1 med score på mellom 3,1-3,17. For detaljert begrunnelse av ekspertgruppen, og hva hver forretningsmodell scoret på for hvert kriterium, henvises det til vedlegg 1.

Tabell 5.3 – Oversikt over resultatet fra MCDA. Forretningsmodell RM-1 kommer best ut med scoren 3.525

Forretningsmodell	Score
Modell DAM-1 <i>- Aggregator opererer for å minimere aggregatorens day-ahead kostnader</i>	3,15
Modell DAM-2 <i>- Forbrukere opererer for å minimere egne strømkostnader</i>	3,115
Modell DAM-3 <i>- Aggregator opererer for å minimere forbrukernes strømkostnader</i>	2,86
Modell IDM-1 <i>- Aggregator opererer for å minimere aggregatorens kostnader ved ubalanse</i>	3,17
Modell IDM-2 <i>- Aggregator som opererer for arbitrasje</i>	2,89
Modell RM-1 <i>- Aggregator opererer for å tilby kraftreserver</i>	<u>3,525</u>
Modell HOB-1 <i>- Forbrukere opererer for å redusere topplastene</i>	3,105
Modell HOB-2 <i>- Aggregatorer opererer for å redusere topplastene</i>	2,715

5.2 Simulering

Ut ifra MCDA analysen ble forretningsmodellen RM-1 plukket ut som den beste. I dette kapitlet vil det blir gjort en simulering for lønnsomheten til forretningsmodellen, samt en redegjørelse for dataen som er brukt.

5.2.1 Redegjørelse for reservetype

Aggregator kan tilby 4 forskjellige reserver til TSO for å rette opp i ubalanser. Under spesifikasjonene til disse reservene står det imidlertid at volum som inngår i et bud må reserveres til den gitte reserven. Aggregatoren kan altså ikke by inn samme volum til en annen reserve. Dette er uavhengig av om reserven faktisk aktiveres eller ikke. Det må derfor kartlegges hvilken, eventuelt hvilke reserver som er mest tilrettelagt og lønnsomt for aggregator. I de fleste pilotprosjekter med aggregering av forbrukerfleksibilitet for leveranse av kraftreserver er det mFRR som har blitt benyttet. Etter samtale med Statnett er det klarlagt hvorfor FCR og aFRR ikke er mer brukt.

- FCR aktiveres automatisk og reagerer på frekvenser lokalt. Dette krever altså at utstyr og tekniske løsninger for måling og aktivering er installert lokalt hos hver eneste fleksibilitetstilbyder.
- aFRR aktiveres automatisk fra SCADA hos Statnett til SCADA hos tilbyderen. Det er krevende for aggregator å lage en løsning som kan koble til SCADA.

Aktuelt for avhandlingen er hvorvidt FCR eller aFRR potensielt kunne vært bedre betalt. På spørsmål om hvilken reserve som er best betalt har ikke Statnett noe svar som tyder i retning en av dem. Det antas derfor at reservene er noenlunde like økonomiske sett.

Den nye reserven FFR har kun blitt innhentet til et demonstrasjonsprosjekt i 2021, men Statnett tror denne passer godt til forbrukerfleksibilitet. FFR åpner opp for aggregerte bud, og i Statnetts FFR brosjyre er det spesifisert at både ventilasjonsanlegg og varmtvannsberedere kan bidra. I tillegg er ikke reserven delt opp i budområder. Reservene kan derfor være godt spredt og skytes inn hvor som helst i kraftnettet. Det er imidlertid vanskelig å gjøre en fremtidig lønnsomhetsberegning siden det kun har vært et demonstrasjonsprosjekt og usikkert hvordan reserven vil fungere i fremtiden. På grunn av begrenset med tid og med bakgrunn i at mFRR har mest uttesting og data knyttet til forbrukerfleksibilitet, vil det tas utgangspunkt i den for simuleringene.

5.2.2 Dataredegjørelse for mFRR

For mFRR tilbys to produkter. Et produkt er bare aktivering (RKM) hvor det oppgis når og hvor mye som kan aktiveres de neste 24 timene samt til hvilken pris. Alle reserver som aktiveres gis

samme marginalpris; regulerkraftpris. Det andre produktet er kapasitet (RKOM), hvor lasten stilles tilgjengelig over en lengre periode, og det gis betaling for å stille med kapasitet. Dersom lasten aktiveres behandles den som i RKM hvor det igjen gis betaling for aktivering. Altså er det separate priser for kapasitet og aktivering. En aggregator som tilbyr forbrukerfleksibilitet, vil ha fleksibiliteten tilgjengelig store deler av året. Den vil derfor delta i RKOM for å potensielt få betaling både for kapasitet og aktivering. En forutsetning som gjøres er at aggregator ønsker å delta så ofte som mulig. Den vil derfor sette prisene lavt for å få tilslag på budet og dermed få en marginalpris. Vi skal se nærmere på data som er utarbeidet for begge produktene.

FREMTIDIG STRØMPRIS OG SAMMENHENG MED MFRR PRISER

Både NVE og Statnett gjør jevnlig analyse om det langsiktige kraftmarkedet. Disse analysene gir en basisbane for hvordan kraftprisen er forventet å utvikle seg de kommende årene. Siden NVE sin analyse er den mest oppdaterte fra 2021 har vi valgt å bruke denne som utgangspunkt for fremtidige priser. Denne er utført med 30 forskjellige værscenarier som utgangspunkt. Disse er tilsvarende været som var i perioden 1981 til 2010. TheMA og Samnett er modellene som er brukt i kombinasjon til å gjennomføre simuleringene. TheMa dekker store deler av analysen for Europa for å inkludere påvirkningen været der har, etter hvert som flere utenlandsforbindelser kommer på plass. Samnett dekker mer de nordiske forholdene. Modellene har i all hovedsak fokus på været, som gir et premiss om stor korrelasjon mellom pris og vær. Andre historiske hendelser som også kan ha hatt betydning blir dermed ikke vurdert. Det er derfor rimelig å anta at prisene vil variere mer enn analysen anslår. NVE spesifiserer selv at været kommer til å få enda mer betydning for prisen fremover, og at dette er en sentral usikkerhetsfaktor. Derfor er det satt i gang et arbeid med å forbedre modelleringene som brukes i dag. Oppsettet i dag viser simuleringene en basisbane for kraftprisen i Norge på mellom 50-52 øre/kWh frem mot 2040 (NVE, 2021).

Tabell 5.4 – Trepunktsestimat for Day-ahead pris i Norge i perioden 2025-2040 oppgitt i øre/kWh.

År	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Lav	40,5	40,4	40,3	40,2	40,1	40	39,8	39,6
Forventet	50	50,4	50,8	51,2	51,6	52	51,8	51,6
Høy	60	61,3	62,6	63,9	64,2	66,5	66,1	65,7
År	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Lav	39,4	39,2	39	38,8	38,6	38,4	38,2	38
Forventet	51,4	51,2	51	50,8	50,6	50,4	50,2	50
Høy	65,3	64,9	64,5	64,1	63,7	63,3	62,9	62,5

For en aggregator som skal levere mFRR er det derimot regulerkraftprisen samt RKOM-prisen som er avgjørende for inntektene. Disse er det ikke gjort fremtidige prisanalyser for. En sammenheng som sees for disse prisene, er at de svinger i takt med kraftprisen. Påfølgende vil en høy kraftpris gi høy regulerkraft- og RKOM-pris. Med utgangspunkt i denne sammenheng er det mulig å sammenligne historiske priser og få et konfidensintervall på prisforholdet. Dette prisforholdet forventes å være det samme i fremtiden. Vi kan dermed overføre estimatet om fremtidig kraftpris til fremtidig regulerkraft- og RKOM-pris.

REGULERKRAFTPRIS

Selv om det ikke er noe normalpris leverandører pleier å legge seg på, utdyper Statnett at tilbudsprisen på generelt grunnlag skal gjenspeile kostnaden som kommer av forbrukskuttet (Haugland, 2022). For eksempel gjennom tapt inntekt ved stans av virksomheten. Statistikk for regulerkraftpris ligger ute på Nord Pool sine hjemmesider. Der ser tilbuds- og etterspørselskurven ut til å sammenfalle med day-ahead prisene gitt dagen i forveien. Altså vil en høy day-ahead pris gi en høy regulerkraftpris, og omvendt. Derfor har vi innhentet og sammenlignet prisstatistikk for day-ahead og regulerkraft for et representativt utvalg dager. Ut fra denne sammenligningen har vi utarbeidet et trepunktsestimat på hvordan regulerkraftprisen er i forhold til day-ahead

Tabell 5.5 – Trepunktsestimat for prosentandelen regulerkraftprisen er av day-ahead pris

Trepunktsestimat	Korrelasjon med day-ahead pris
Forventet verdi	103%
Lav	95%
Høy	111%

(For mer om utregningene – se vedlegg 2)

Under er en tabell hvor den fremtidige day-ahead prisen er gjort om til regulerkraftpris.

Tabell 5.6 – Trepunktsestimat for regulerkraftpris i Norge i perioden 2025-2040 oppgitt i kr/MWh

År	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Lav	384,75	383,8	382,85	381,9	380,95	380	378,1	376,2
Forventet	515	519,12	523,24	527,36	531,48	535,6	533,54	531,48
Høy	666	680,43	694,86	709,29	712,62	738,15	733,71	729,27
År	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Lav	374,3	372,4	370,5	368,6	366,7	364,8	362,9	361
Forventet	529,42	527,36	525,3	523,24	521,18	519,12	517,06	515
Høy	724,83	720,39	715,95	711,51	707,07	702,63	698,19	693,75

AKTIVERINGSTID

Med en oversikt over hva regulerkraftprisen er, trenger vi et estimat på hvor ofte aggregator vil få reserven sin aktivert. Reserver vil aktiveres når frekvensen beveger seg utenfor normalfrekvensbåndet. Tiden dette skjer varierer fra uke til uke og kommer ofte av uforutsette hendelser. Statnett har kartlagt et bevegelig gjennomsnitt for antall minutter utenfor normalfrekvensbåndet de siste årene. Ut fra dette kan det ses en stigende trend fra 50 minutter i uken i 2001 til 200 minutter i 2016 (10minutter årlig). Med innfasingen av mer uregulerbar kraftproduksjon hvor uforutsette hendelser vil ha større påvirkningskraft på nettet, antas det trenden fortsetter de nærmeste årene.

Frem mot 2040 er det derfor forventet en årlig økning på 10 minutter i ukentlig frekvensavvik. Dataen som er innhentet viser at verdier holder seg innenfor 50% - 175% av det bevegelige gjennomsnittet. Både primær- og sekundærreserver kan kun aktiveres i en kort tidsperiode av gangen, og er ment til å oppholde ubalansen frem til mFRR kan ta over. Det anslås derfor at mFRR hjelper til med balanseringen for store deler av den tiden nettet er utenfor normalfrekvensbåndet. Ut ifra dette er det laget et trepunktsestimat på hvor lang aktiveringstid mFRR vil ha de neste årene i tabellen under:

Tabell 5.7 – Trepunktsestimat for aktiveringstid av mFRR i perioden 2025-2040 oppgitt i antall timer i året

År	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Lav	125,7	130,0	134,3	138,7	143,0	147,3	151,7	156,0
Forventet	251,3	260,0	268,7	277,3	286,0	294,7	303,3	312,0
Høy	439,8	455,0	470,2	485,3	500,5	515,7	530,8	546,0
År	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Lav	160,3	164,7	169,0	173,3	177,7	182,0	186,3	190,7
Forventet	320,7	329,3	338,0	346,7	355,3	364,0	372,7	381,3
Høy	561,2	576,3	591,5	606,7	621,8	637,0	652,2	667,3

RKOM-PRIS

For en aggregator som benytter forbrukerfleksibilitet, vil reservene ha visse begrensninger knyttet til aktiveringstid og hviletid for å unngå at det skal gå for mye utover komfort. Det aktuelle produktet å benytte er derfor RKOM-B, som er noe dårligere betalt enn RKOM-H. Dataen vi har fått tilgang på gjennom Enfo sitt analyseverktøy «flextools» og går 4 år tilbake i

tid for RKOM-priser. Gjennom historiske day-ahead priser og RKOM-priser fra de siste fire årene er det laget et konfidensintervall for hva RKOM-B prisen vil være sammenlignet med day-ahead prisen. I tabellene under er det oppgitt hvilken prosentandel RKOM-B prisen er av day-ahead prisen.

Tabell 5.8 – Tabellen viser regulerkraftprisen i forhold til day-ahead pris for trepunktsestimat

Trepunktsestimat	Korrelasjon med day-ahead pris
Forventet verdi	8,3%
Lav	1,3%
Høy	18,2%

(For mer om utregningene – se vedlegg 3)

Dette er overført til et trepunktsestimat for prisen fremover tid. Prisene i tabellen under er oppgitt i kr/MW/time.

Tabell 5.9 – Trepunktsestimat for RKOM-B priser i perioden 2025-2040 oppgitt i kr/MWh

År	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Lav	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,1	5,1
Forventet	41,4	41,7	42,1	42,4	42,7	43,1	42,9	42,7
Høy	109,2	111,6	113,9	116,3	116,8	121,0	120,3	119,6
År	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Lav	5,1	5,1	5,0	5,0	5,0	5,0	4,9	4,9
Forventet	42,6	42,4	42,2	42,1	41,9	41,7	41,6	41,4
Høy	118,8	118,1	117,4	116,7	115,9	115,2	114,5	113,8

RESERVERT TID I RKOM

RKOM behovet er størst om vinteren. Derfor kjøper Statnett inn RKOM-sesong i forkant. Vanlig er fra uke 45 til 16, rundt 24 uker i året. I denne perioden skal reservene som er kjøpt kunne aktiveres i ukedager (mandag til fredag) fra kl.05.00-24.00. Dette tilsvarer 2280 timer. Fra dette dannes basisgrunlaget for hva aggregator kan regne med å få tilslag for.

RKOM-uke blir kjøpt inn etter en løpende vurdering av den aktuelle kraftsituasjonen. Dette er ut ifra prognoser på produksjon, forbruk, eksport/import og mulige flaksehalser (Statnett, 2022). Utenom det finnes det ikke spesifikke tall på hvor mange timer det hentes inn RKOM-uke. Flextools gir oss derimot denne oversikten over total innhentet kapasitet både for RKOM-uke og sesong de siste årene:

Tabell 5.10 – Historisk antall timer RKOM har blitt reservert for i perioden 2018-2021

År	2018	2019	2020	2021
Timer	3690	2443	1344	4449

For disse tallene er det viktig å konstatere at 2020 var et annerledes år, med overfylte vannmagasiner og negative strømpriser i perioder, som gjorde behovet for RKOM svært lite. Det er lite tenkelig at det samme skjer i fremtiden ettersom utvekslingskapasiteten til resten av Europa økte i 2021. Når det er sagt, ble 2021 også et spesielt år, men utviklingen vi ser gjør det ikke usannsynlig at lignende år også kommer i fremtiden. Data fra relativt få år gjør det vanskelig å se en trend eller utvikling i antall timer anskaffet kapasitet. Trepunktsestimatet som er blitt fastsatt er derfor likt for hele simuleringsperioden. Estimatet er satt med en lav verdi lik basisgrunlaget på 2280 timer, høy verdi lik det store behovet vi så i 2021 på 4449 timer og forventet verdi lik gjennomsnittet av årene det finnes data på. Oversikt er gitt i tabellen under.

Tabell 5.11 – Trepunktsestimat for antall timer RKOM reserveres for i perioden 2025-2040 oppgitt i antall timer i året

År	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Lav	2280	2280	2280	2280	2280	2280	2280	2280
Forventet	3215,5	3215,5	3215,5	3215,5	3215,5	3215,5	3215,5	3215,5
Høy	4449	4449	4449	4449	4449	4449	4449	4449
År	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Lav	2280	2280	2280	2280	2280	2280	2280	2280
Forventet	3215,5	3215,5	3215,5	3215,5	3215,5	3215,5	3215,5	3215,5
Høy	4449	4449	4449	4449	4449	4449	4449	4449

5.2.3 Kostnader

En avgrensning for avhandlingen har vært å ikke gå i dybden i kostnadene som aggregator vil ha. Dette er begrunnet gjennom at avhandlingen omfatter en integrert aggregator. En integrert aggregator er etablert i kraftmarkedet og har både kundemasse og andre avtaler på plass for å kunne delta i balansemarkedet. Det er likevel nødvendig å fremstille et estimat på kostnadene for å gjøre en sammenligning med inntektene. I dette estimatet er driftskostnader ikke tatt høyde for siden kjøp og salg av kraft fra før av er hovedaktiviteten til en integrert aggregator. Driftskostnader knyttet til dette er kostnader den uansett vil ha. Det vil derimot fokuseres på hvilke utviklingskostnader som må påregnes for å kunne tilgjengeliggjøre tilstrekkelig fleksibilitet.

RM-1 er en forretningsmodell som krever at aggregator har fjernstyrt kontroll over forbrukerfleksibiliteten. Den har kun blitt testet ut noen få år. Hovedsakelig gjennom Norflex prosjektet som startet i 2019. Derfor finnes det lite data på hva det vil koste å lage de nødvendige

løsningene. Både det som trengs internt hos aggregator og ute hos hver forbruker. Dataen vi har fått tilgang på består delvis av tall som ønskes anonymisert. Derfor er det ikke henvist til kilder for enkelte av tallene. Kostandene er delt opp i fire poster. Det er videre tatt utgangspunkt i at aggregator betaler kostnader knyttet til tilgjengeliggjøring, men at det dermed fungerer i mange år uten ekstrakostnader:

SOFTWARE/HARDWARE HOS AGGREGATOR FOR Å KONTROLLERE INDIVIDUELLE LASTER

En av aktørene vi har snakket med har brukt 4 år på å utvikle skyløsning som kan kommunisere med påkoblede laster og aktivere de etter behov. Det er foreløpig brukt 25 millioner kroner på plattformen som er forventet å videreutvikles de neste årene etter hvert som flere laster kobles på.

LØSNINGER HOS STORE FORBRUKERE

Store forbrukere, slik som for eksempel kraftintensive industrier, har spesielle maskiner, og disse har behov for en tilpasset løsning. Slike løsninger ligger på 20.000 kr for hardware og 30.000 kr for installasjon. Snittlasten per installasjon er på rundt 1MW.

TILKOBLING AV LASTER I TYPISKE NÆRINGSBYGG

I næringsbygg er det typisk ventilasjon og varme/kjøleanlegg som er aktuelle laster for fleksibilitet. I mange av dagens bygg er dette smarte systemer som kan kommunisere gjennom internett. Det er ikke store kostnader knyttet til å gjøre et slikt system kompatibelt til å levere reserver. Og når det først er gjort med et system, vil det neste av samme type være Plug and play. En tilnærming er derfor gjort ved å si at kostnader knyttet til slike tilkoblinger går under utvikling av skyløsningen.

En analyse NVE har gjort over energibruk i forretningsbygg antar et forbruk for kjøpesentre i underkant av 300 kWh/m² i året (Multiconsult AS, Analyse & Strategi og Entro AS, 2014, s. 22). Av dette går 46% til ventilasjon, oppvarming og kjøling (Sintef, 2011). Ut fra den gjennomsnittlige størrelsen på kjøpesentre i Norge tilsvarer dette en last på rundt 670 kW per bygg.

TILKOBLING AV HUSHOLDNINGER

En smarthub fra futurehome, som i skrivende stund koster 2.199 kr, er det som trengs for å koble smarte apparater til en aggregators skyløsning. Typiske apparater en husholdning vil

kunne tilby fleksibilitet med er varmtvannsbereder, elbil-lader og panelovner til romoppvarming. For mFRR er aggregator avhengig av at lasten alltid er tilgjengelig for å kunne kuttet. Dette vil ikke en elbil-lader være i den tiden den ikke lader bilen. Både panelovner og varmtvannsbereder kan kobles opp til smarthubben gjennom en smart stikkontakt til rundt 300 kr. Disse har som oftest en effekt på henholdsvis 1000 W og 2000 W. En gjennomsnittslast på 2000 W per husholdning er derfor lagt til grunn.

Verdt å nevne er at Enova gir ut støtte til husholdninger som ønsker mer smart strømstyring (Enova, 2022). Hvis dette allerede er på plass hos forbruker vil aggregator kunne spare penger på denne kostnadsposten.

KOSTNADSOVERSIKT

Vi har valgt å fremstille kostnadene med et estimat på kroner per MW tilgjengeliggjort fleksibilitet. En oversikt for kostnadsestimat per gruppe illustreres i tabellen under.

Tabell 5.12 – Oversikt over hvor mye volum hver forbrukertype kan tilby, samt hvor mange forbrukere som trengs per MW, og kostnadene for å implementere teknologien for de ulike forbrukertypene.

Forbrukertype	Snittlast (MW)	Antall forbrukere/MW	Kostnad/forbruker (kr)	kr/MW (kr)
Stor forbruker	1	1	50 000	50 000
Næringsbygg	0,67	1,49	-	-
Husholdning	0,002	500	2 500	1 250 000

AVSKRIVNING

For avskrivning av investeringskostnadene er det brukt standard satser fra budsjett- og regnskapsforskriften. Disse er 15 år for skyløsningen, som defineres som programvare, og 5 år for tilkoblingsløsningen, som regnes som IKT utstyr. For begge benyttes det lineær avskrivning.

OPPSTART

Det er tenkt at aggregator begynner utviklingen av skyløsning i 2022. Jobber med den i fire år med 25% av investeringsbeløpet hvert år frem til og med 2025. I 2025 vil aggregator investere i tilkoblingsutstyret i sin helhet. Den vil dermed tilgjengeliggjøre lastene, og begynne salget av fleksibilitet samme år.

Tabell 5.13 – tabellen viser investeringsprofil for skyløsning og tilkoblingsutstyr fordelt på årene 2022-2025

År	2022	2023	2024	2025
Investeringsprofil Skyløsning	25%	25%	25%	25%
Investeringsprofil tilkoblingsutstyr	0%	0%	0%	100%

VOLUM

For å delta i reservemarkedene kreves det et visst volum. Selv om Statnett i enkelte tilfeller har senket budstørrelsen for å tilgjengeliggjøre for forbrukerfleksibilitet, vil minimumkvantumet for mFRR slik det står nå benyttes også for en aggregator. Dette tilsvarer 10MW eller mer. Statnett har ikke data på hva som er gjennomsnittlig volum tilbudt av reserveleverandører. I tillegg er det gjennomført få prosjekter som tar sikte på å finne ut hvor stor last en aggregator kan samle sammen. En demonstrasjon gjort av Enfo høsten 2021, ble de tilbudt gjennom en balanseansvarlig, aggregert laster fra 20kW til 10MW til 12MW i RKOM (Enfo, 2022). Mens skyløsningen til 25MNOK har foreløpig koblet på laster på til sammen 300MW. Fordi dette volumet er så sprikende, vil vi se på hvordan lønnsomheten vil utvikle seg i takt med volumet. Volumene det er blitt valgt å sammenligne er 10, 50, 100 og 300MW.

PORTEFØLJE

Ettersom investeringskostnadene vil variere avhengig av hvor aggregator henter fleksibiliteten sin fra, vil simuleringen gjøres med utgangspunkt i tre forskjellige porteføljer. Disse vil ta utgangspunkt i en som har relativt høy, lav og middels investeringskostnad. Oversikt over de forskjellige porteføljene er gitt i tabellen under.

Tabell 5.14 – Oversikt over andel husholdninger, store forbrukere og næringsbygg i de ulike porteføljene brukt i simuleringene.

Type forbruker	Dyr portefølje	Middels portefølje	Billig portefølje
Husholdning	100 %	33 %	0 %
Store forbrukere	0 %	33 %	0 %
Næringsbygg	0 %	33 %	100 %

5.2.4 Lønnsomhet fremstilling

Under følger en oversikt over kostnadene og investeringsprofilene for de ulike porteføljene. I tabellene under kommer det frem hvilke kostnader det er tatt høyde for, investeringsprofiler for de ulike kostnadene og levetid for disse. Realrenten er satt til 3%. Videre følger en oversikt over forventet netto nåverdi for hver av forbrukertypene, porteføljene og volumene det er utført simuleringer på.

Tabell 5.15 – Tabellen viser kostnader, investeringsprofil, levetid og realrente for næringsbygg

Kostnadsoversikt for simuleringer med næringsbygg				
Investeringer skyløsning	25.000.000 NOK			
	10MW	50MW	100MW	300MW
Investeringer tilkoblingsutstyr	0 NOK	0 NOK	0 NOK	0 NOK
Investeringsprofil skyløsning	2022 25%	2022 25%	2022 25%	2022 25%
Investeringsprofil tilkoblingsutstyr	2022 0%	2022 0%	2022 0%	2022 100%
Levetid skyløsning	15 år	Lineær avskrivning		
Levetid tilkoblingsutstyr	5 år	Lineær avskrivning		
Realrente	3%	Avkastningskrav ekskl. inflasjon		

Tabell 5.16 – Tabellen viser kostnader, investeringsprofil, levetid og realrente for husholdninger

Kostnadsoversikt for simuleringer med husholdninger				
Investeringer skyløsning	25.000.000 NOK			
	10MW	50MW	100MW	300MW
Investeringer tilkoblingsutstyr	12.500.000 NOK	62.500.000 NOK	125.000.000 NOK	375.000.000 NOK
Investeringsprofil skyløsning	2022 25%	2022 25%	2022 25%	2022 25%
Investeringsprofil tilkoblingsutstyr	2022 0%	2022 0%	2022 0%	2022 100%
Levetid skyløsning	15 år	Lineær avskrivning		
Levetid tilkoblingsutstyr	5 år	Lineær avskrivning		
Realrente	3%	Avkastningskrav ekskl. inflasjon		

Tabell 5.17 – Tabellen viser kostnader, investeringsprofil, levetid og realrente for portefølje med 1/3 næringsbygg, 1/3 husholdninger og 1/3 industri.

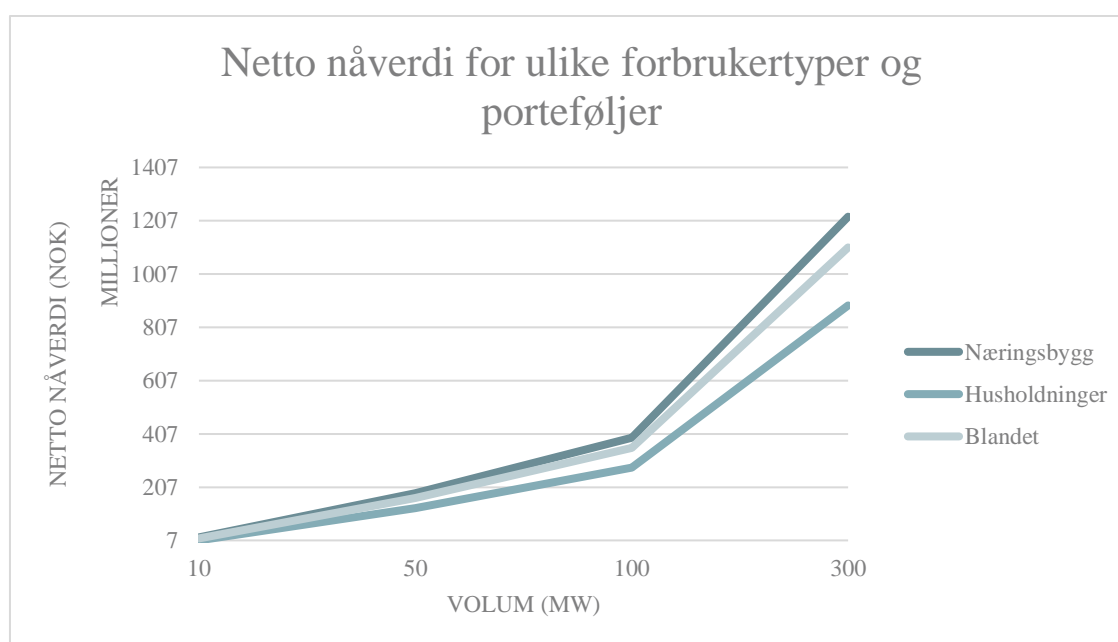
Kostnadsoversikt for simuleringer med blandet portefølje				
Investeringer skyløsning	25.000.000 NOK			
Investeringer tilkoblingsutstyr	10MW 4.166.667 NOK	50MW 20.833.333 NOK	100MW 41.666.667 NOK	300MW 125.000.000 NOK
Investeringsprofil skyløsning	2022 25%	2022 25%	2022 25%	2022 25%
Investeringsprofil tilkoblingsutstyr	2022 0%	2022 0%	2022 0%	2022 100%
Levetid skyløsning	15 år	Lineær avskrivning		
Levetid tilkoblingsutstyr	5 år	Lineær avskrivning		
Realrente	3%	Avkastningskrav eksl. inflasjon		

Tallene fra tabellene over har blitt brukt til å regne ut nåverdi for hver type portefølje og volum. En oversikt over resultatene dette har gitt, vises i tabellen under.

Tabell 5.18 – Tabellen viser 15 års forvente netto nåverdi for alle de ulike porteføljene fra simuleringene.

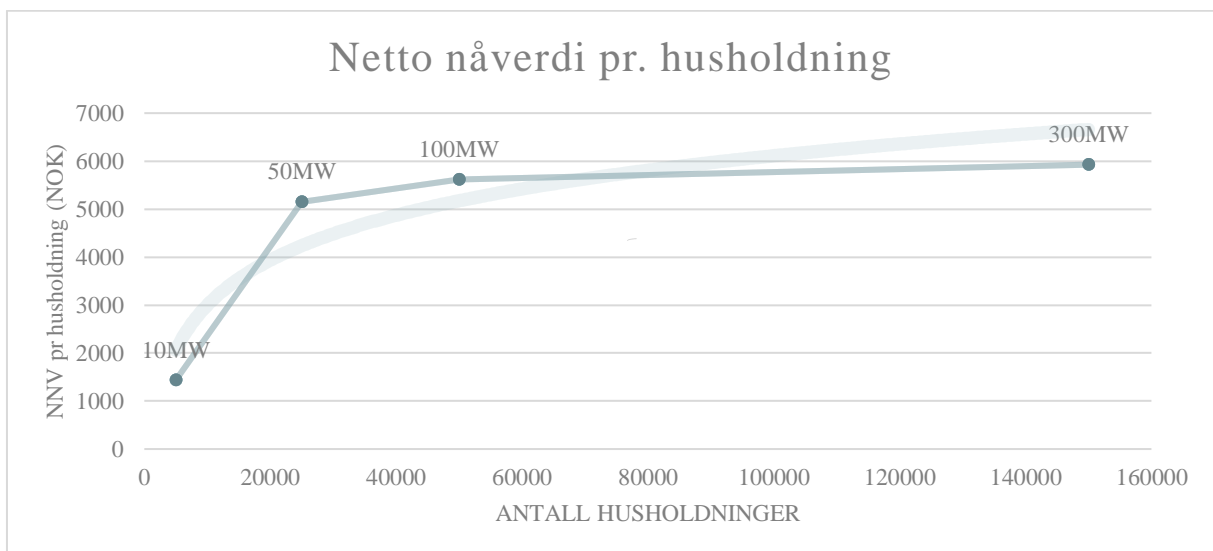
Netto nåverdi for ulike porteføljer	
Husholdninger 10MW	7.175.776 NOK
Husholdninger 50MW	128.806.342 NOK
Husholdninger 100MW	280.844.548 NOK
Husholdninger 300MW	888.997.375 NOK
Næringsbygg 10MW	18.325.574 NOK
Næringsbygg 50MW	184.336.782 NOK
Næringsbygg 100MW	391.905.429 NOK
Næringsbygg 300MW	1.222.180.018 NOK
Blandet 10MW	14.431.754 NOK
Blandet 50MW	165.086.229 NOK
Blandet 100MW	353.404.324 NOK
Blandet 300MW	1.106.676.702 NOK

Som det kan ses, er det stor variasjon i resultatet, og dette utvikler seg fort etter hvert som volumet øker. Nedenfor gir grafene en sammenligning av de ulike forbrukertypene, porteføljene og hvordan netto nåverdi utvikler seg med økt volum.



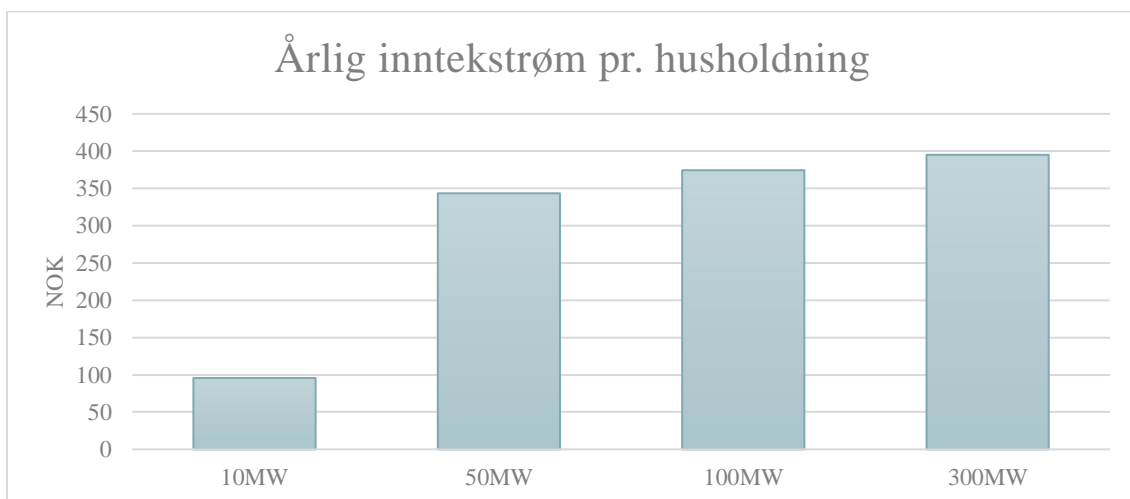
Figur 5.1 - Utvikling av netto nåverdi over 15 år ved økt volum og for porteføljer med næringsbygg, husholdninger og blandet

Antall forbrukere som er nødvendig for å oppnå det gjeldende volumet varierer i stor grad mellom de ulike forbrukertypene. For husholdninger er det regnet med at den gjennomsnittlige forbruker bidrar med en effekt på 2kW. Dette tilsvarer effekten av en varmtvannsbereder eller to panelovner. Husholdninger er forbrukertypen som bidrar med minst effekt per forbruker. Det krever derfor atskillig mange flere deltakere for å oppnå nok volum. Grafen under illustrerer forventet netto nåverdi for hver enkelt deltakende husholdning over investeringsperspektivet på 15 år. Vi ser fra grafen at netto nåverdien øker betraktelig fra 10MW-50MW før økningen avtar. Denne trenden er også illustrert gjennom en logaritmisk trendlinje i bakgrunnen.



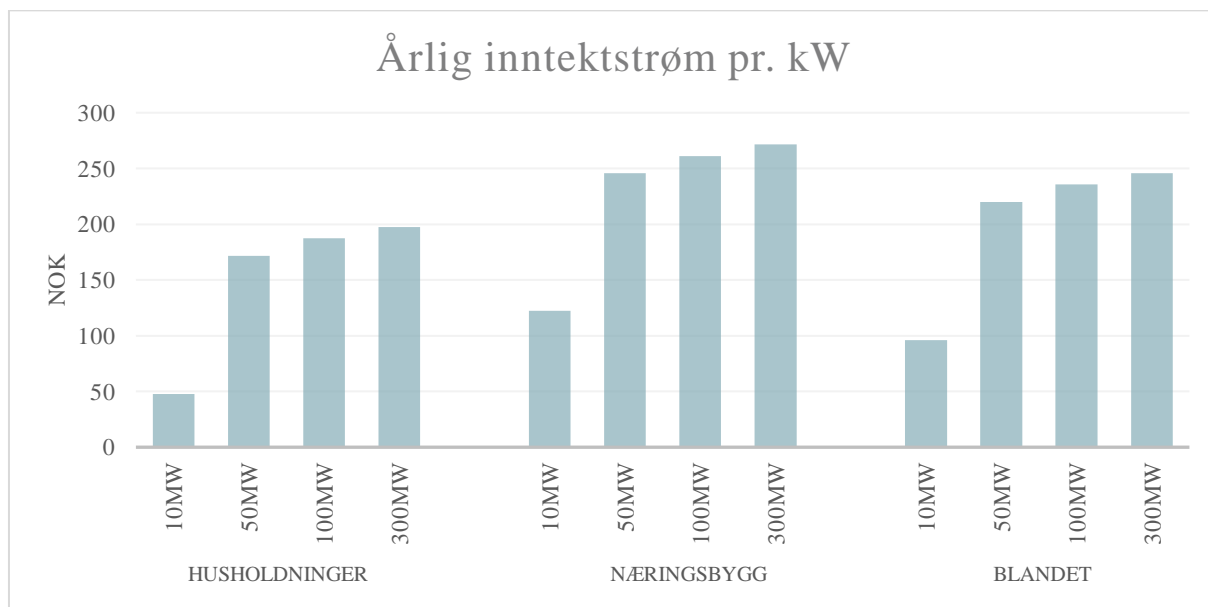
Figur 5.2 – Grafen viser 15års netto nåverdi delt på antall deltakende husholdninger for en portefølje kun bestående av husholdninger. Skyggelinjen illustrerer en logaritmisk trendlinje hvor fortjenesten øker betraktelig fra 10MW-50MW, men økningen avtar fra 50MW-300MW

Siden grafen over illustrerer hva hver husholdning kan forvente over en 15 års periode, er det sentralt med fremstilling av inntektstrømmen pr. år. Dette kan ses i diagrammet.



Figur 5.3 – Diagrammet viser den årlige inntekstrømmen delt på antall deltakende husholdninger. Diagrammet viser porteføljer med ulikt volum, kun bestående av husholdninger.

I beregningene er det antatt at hver forbrukergruppe tilbyr faste volum med fleksibilitet. Herunder vil en gjennomsnittlig husholdning, næringsbygg og storforbruker tilby henholdsvis 2 kW, 670 kW og 1 MW fleksibilitet. Dette kan imidlertid være annerledes, og derfor er det valgt å fremstille et resultat som viser inntektsstrøm per kW fleksibilitet for hver type portefølje.



Figur 5.4 – Diagrammet viser en sammenligning av de årlige inntekstrømmene per kW for de ulike porteføljene og forbrukertypene.

6. Diskusjon

I dette kapitlet blir resultatene som er funnet i analysen diskutert og sammenlignet opp mot eksisterende litteratur. Det vil også gis uttrykk for de påvirkningen avgrensningene har ført til, og hvordan man kunne gjort andre tilnærminger. Til slutt fremlegges forslag til videre arbeid.

6.1 Diskusjon rundt lønnsomhetsresultatet

Resultatene fra simuleringene viser en positiv netto nåverdi for samtlige porteføljer. At den totale merverdien som oppnås er såpass stor er en bra indikasjon på lønnsomheten, men det blir ikke riktig å se på resultatet alene for å vurdere lønnsomheten for aggregator. Det er to hovedfaktorer som spiller inn på hvor stor del av fortjenesten aggregator vil ende opp med. For det første; forbrukerne som deltar, ved å gjøre sin fleksibilitet tilgjengelig, må også kompenseres for. Hvordan denne fordelingen gjøres opp er ikke blitt vurdert i denne oppgaven, siden det er veldig usikkert i hvilken form den skal komme i.

For husholdninger viser sluttrapporten til iFleks prosjektet til at det ikke er størrelsen på insentivet som har betydning, men at så lenge det er et insentiv, er 50% villige til å respondere. Den viktigste faktoren som kommer frem i rapporten er at det må være lett for forbrukerne å reagere. Hvis det ikke er det, har ikke størrelsen på insentivet så stor betydning (Siebenbrunner & Hofmann, 2022). Dermed kan det argumenteres for at insentivkostnader ikke trenger å være så store hvis aggregator bidrar med utstyret.

Næringsbygg vil derimot være en annen sak. Der drives det forretninger, og forretninger er som oftest opptatt av å tjene penger. De vil dermed være ute etter et så høyt insentiv som mulig. Problemet som belyses gjennom iFleks sin rapport er gjennom rollefordelingen. Med en byggeier, leietaker og driftsansvarlig er det ikke lett å si hvem insentivet skal tilfalle. Dette gjør at næringsbygg er uinteressert i å reagere manuelt på prissignaler fordi det ikke er oversikt over hvem som bærer kostnaden eller hvem som får inntekten (Siebenbrunner & Hofmann, 2022). Et tilbud om økt energieffektivisering av bygget kan derfor være tilstrekkelig for å friste forbrukeren. Aggregator kan integrere utstyret på egen kostnad, styre lastene automatisk og kutte strømkostnadene til næringsbygget. Så lenge det ikke går utover komforten, kan aggregator beholde mye av inntektene selv.

Selv om det kan argumenteres for at et insentiv kan være minimalt, er det likevel rimelig å forvente at forbrukerne kompenseres med en betydelig del av utbyttet. Dette begrunnes gjennom at det i samtlige studier er prissignal som benyttes for å få en respons hos forbrukeren. Det vil kunne være vidt forskjellige strategier på hvordan dette skal gjennomføres, og noen strategier kan nok gi større lønnsomhet for aggregator enn andre. Å gi godt nok insentiv til forbrukerne vil likevel være utslagsgivende for å få med seg nok forbrukere.

Som forklart i avsnittet over vil hele det totale overskuddet altså ikke gå direkte til aggregator. Enda en faktor som kan spise av fortjenesten er aggregators driftskostnader. Dette er også et punkt som ikke har blitt vurdert i denne oppgaven. Ut ifra en regnskapsjekk på proff.no er det likevel rimelig å anta at dette ikke vil være utslagsgivende. Fjordkrafts regnskap viser at den desidert største driftskostnaden er varekostnad, altså kjøp av strømmen den selger. Dette er en kostnad aggregator ikke kommer til å ha. Andre driftskostnader ligger på rundt 6-11% av inntektene (Proff, 2022). Selv om det ville gitt en bedre totaloversikt å inkludere driftskostnader i simuleringene ble det valgt å ikke gjøre det fordi det kan endre seg såpass mye. Både i løpet av tidsperspektivet på 15 år og fordi det er forskjellige fra bedrift til bedrift. Det fantes derfor heller ikke grunnlag for å gjøre gode estimater på driftskostnadene. Å inkludere driftskostnader ville derfor kunne bidratt til større unøyaktighet i analysen. I analysen fremstilles det totale forventede overskuddet. Dette vil gi et bedre bilde av realiteten, hvor det gis mulighet til å vurdere fordeling av kostnader og insentiver separat.

Den mest lønnsomme forbrukertypen var som forventet næringsbygg. Av samme grunn er dette den forbrukertypen som allerede begynner å bli implementert i fleksibilitetsmarkedet. Eksempler på dette kan vi se i en rekke pilotprosjekter som blant annet fra eiendomsselskapet Entra (Berg, 2021).

Næringsbygg vil variere i stor grad med hvor mye effekt de kan bidra med. Fra resultatene av simuleringene har vi kommet frem til at et gjennomsnittlig næringsbygg som tilbyr 670kW kan gi en årlig inntektsstrøm på mellom NOK 80.000-200.000. Fra samtaler med Enfo, gir de likevel eksempler på enkeltkunder som har oppnådd årlig millionoverskudd på å tilgjengeliggjøre fleksibiliteten sin i reservemarkedet (Landmark, 2022). Dette er oppnådd med minimale installasjoner, bieffekter, vedlikehold og drift. Om enkeltbygg kan stå med årlig millionfortjeneste i dagens marked, kan det tyde på at modellen i noen særtilfeller også er mer lønnsom enn estimatene i denne oppgaven tilsier. Eksempler fra eksisterende litteratur,

pilotprosjekter og eksperksamtaler indikerer at næringsbygg er en lukrativ forbrukertype i fleksibilitetsmarkedet.

Husholdninger er den minst lønnsomme forbrukertypen og dette kommer av at hver husholdning tilbyr såpass lite volum. Litteraturen viser til at mest er å hente ved rom og vannoppvarming, og derfor er det lagt til grunn fleksibilitet som kommer fra varmtvannsbereder eller panelovn. Dette vil typisk utgjøre 2kW. iFleks rapporten viser derimot at det kan være mer å hente hos husholdningene. Blant annet viser den at 78% av de som responderte flyttet bruken av vaskemaskin og oppvaskmaskin (Siebenbrunner & Hofmann, 2022). Det var i tillegg mange andre metoder som ble benyttet for å redusere forbruket. Dette kan tyde på at en portefølje av bare husholdninger kan være mer lukrativt, men det må fremdeles passes på at tilgjengeliggjøring av disse lastene ikke byr på for store investeringskostnader.

Fra Statnetts rapport «Fleksibilitet i det nordiske kraftmarkedet 2018-2040» (Statnett, 2018) vises det til at både husholdninger og næringsbygg har gode evne til å være fleksible. Forskjellen fra næringsbygg til husholdninger er at det krever installasjon av teknologi i hver enkelt enhet. Ettersom husholdninger utgjør et mye mindre volum, vil evnen til å gi gode nok insentiver til hver husholdning forsvinne. Selv om det totale overskuddet i en aggregert portefølje av husholdninger kan være betydelig, vil ikke det utgjøre noen anelig sum om det fordeles på hver enkelt deltaker. Ut ifra simuleringene i oppgaven vil en gjennomsnittlig husholdning bidra med en årlig inntektsstrøm på NOK 100-400. Til sammenligning viser en svensk studie gjort av (Nyholm, Puranik, Mata, Odenberger, & Johnsson, 2016) at en svensk husholdning kan oppnå en årlig fortjeneste på mellom EUR 0,9-330 (NOK 9-3300) avhengig av bruk og størrelse, der median husholdningen lander på rundt EUR 72 (NOK 720) ved å tilby sin fleksibilitet (Nordic council of ministers, 2017). Selv om den rapporten fra Nyholm et al indikerer en høyere lønnsomhet enn estimatene i denne oppgaven, er det usikkert om dette alene er et godt nok økonomisk insentiv for å få husholdninger til å delta.

Industri er også en stor ressurs når det kommer til fleksibilitet, men er også en mer komplisert forbrukertype siden hvert strømkrevende apparat vil kreve egentilpassede løsninger av maskinvare og teknologi. Aktivisering av reservene for industriforbrukere kan også by på komplikasjoner, og det kan kreve enda større økonomisk insentiv for å kompensere for ev. tap i forbindelse med utkobling. Dette kan gjøre det mindre attraktivt for enkelte slike forbrukere å delta. Til gjengjeld vil svært få slike forbrukere utgjøre et betydelig volum.

Dersom et delmål er å utnytte mer av den fleksibiliteten som finnes, og samtidig gjøre det mest mulig lønnsomt kan en god løsning være å kombinere ulike forbrukertyper i porteføljen. Dette gir anledning for å gi større økonomisk kompensasjon til småforbrukere som husholdninger, og likevel oppnå god lønnsomhet gjennom overskuddet fra næringsbygg og eventuelt industri.

6.2 Diskusjon rundt kostnader

Kostnadene til aggregator er noe det har vært vanskelig å finne tilstrekkelig data på. Store deler av beløpene som er fastsatt, er hentet fra en enkelt aktør og kostnadene de har hatt under oppstarten. Det kan diskuteres om dette er for lite, men samtidig har vi ikke klart å finne så mye mer data å lene beslutningene på. Et spørsmål som oppstår, er hvorvidt vi skulle inkludert kostnadene i det hele tatt, og heller avgrenset oppgaven til å bare se på inntektene. Beregning av kostnader kunne på denne måten blitt avskåret til å være en egen avhandling. Å bare se på inntektene er derimot ikke så interessant. En bedrift kan ha så store inntekter den bare vil, men hvis kostnadene forblir større, er den dømt til å mislykkes. Det har derfor vært viktig å gi en pekepinn i retning av om lønnsomhet vil være realistisk på sikt, og hva som eventuelt vil være igjen til å dekke øvrige kostnader. Uavhengig av hvor presise kostnadsestimatene kan sies å være, kan det argumenteres for at kostnadspostene som er inkludert er valide. Dette kommer av at de er bygget opp av faktiske tall, forskjellige fra mange andre estimer som gjøres ut ifra intuisjon (Drevland, 2013).

Kostnadene som er regnet med omfatter utvikling av skyløsningen og utstyr til å koble på laster. I analysen er de satt som en engangskostnad, noe som det diskuteres rimeligheten av under «Diskusjon rundt avgrensninger». Både skyløsning og tilkoblingsutstyr omfattes som teknologi, og prisen på det etter bare noen år ute på markedet. Nærstående er det derfor å vurdere hvorvidt tilkoblingsutstyret som brukes vil være betydelig billigere om et par år. I tillegg vil det ved et så stort kvantum være sannsynlig å få en form for kvantumsrabatt av leverandøren. På den ene siden vil dette tilsi at kostnadene det er estimert med fort kan bli mindre. På den andre siden, er noe av grunnen til at teknologi raskt blir billigere fordi nyere og bedre teknologi blir tilgjengelig. Dette kan føre til at teknologien må skiftes ut fortere enn antatt, noe som i sin tur vil øke kostnadene.

Kostnadene kan også forandre seg basert på at aggregator gjør andre valg enn det som legges til grunn i avhandlingen. Et eksempel på dette er at aggregator anbefaler forbruker å skaffe inn nødvendig utstyr på egen regning, eller eventuelt leier/leaser utstyret av aggregator. Blant annet har Enfo en slik løsning hvor spesielt større kunder betaler for spesialutstyr og installering (Enfo, 2022). I tillegg kan mindre forbrukere enkelt få støtte til slike løsninger gjennom Enova (Enova, 2022). Et lokkemiddel i denne sammenheng vil være å gi et høyt insentiv til forbrukeren. Dette er også lett å tilby og likevel oppnå god lønnsomhet ettersom investeringskostnadene vil minke atskillig. I tillegg vil det minske risikoen aggregator utsetter seg for, noe som vil gjøre det mer attraktivt å prøve seg.

6.3 Diskusjon rundt prisestimer

Prisestimatene i oppgaven har tatt utgangspunkt i day-ahead prisene 2021 analysen til NVE har simulert frem mot 2040. Disse er cirka 10øre/kWh høyere enn prisene som ble simulert i 2020 analysen, som må sies å være en betydelig forskjell (NVE, 2021). Dette tyder videre på at verktøyene som brukes ikke helt er i stand til å se hvor mye enkelte forhold potensielt vil kunne påvirke prisen. Svært få hadde spådd de høyere prisene vi har sett hittil i 2022. Dermed vil kanskje den neste langsiktige kraftmarkedsanalysen også ha atskillige forskjellige estimater.

Siden prisestimatene for regulerkraft og RKOM er regnet ut ifra en sammenheng med day-ahead prisen, vil det på den ene siden føre til at avhandlingen fort kan bli utdatert. På den andre siden, er noe av arbeidet i avhandlingen utført på den måten at det lett kan la seg overføre. Både RKOM og regulerkraftpris er oppgitt i prosent av day-ahead og kan dermed enkelt regnes om til nye estimater. Det må dog gjøres nye simuleringer. For investeringsprosjekter er det vanlig å foreta løpende vurderinger på om forholdene fremdeles er like lønnsomme som ved oppstarten av prosjektet. Så slike forandringer og påfølgende utdaterte analyser er noe man måtte ha regnet med ved ethvert prosjekt.

Både statistisk data og samtaler med aktører i markedet tyder på korrelasjon mellom day-ahead pris og RKOM samt regulerkraft. Dette styrker påliteligheten til prisestimatene som er utviklet. I Concept temahefte nr.4 er det imidlertid lagt frem at estimater ofte gjøres av eksperter med statistisk intuisjon (Drevland, Kostnadsestimering under usikkerhet - Concept temahefte nr.4, 2013). Det kan ikke undertegnede forvente å inneha. En måte å styrke påliteligheten ytterligere hadde vært og innhentet dette.

6.4 Diskusjon rundt tidsestimater

De utarbeidede tidsestimatene ble gjort ut ifra den dataen som var tilgjengelig. Selv om utarbeidelsen er velbegrunnet i analysen, må det innrømmes at dataen ikke er omfattende nok. Dette reduserer noe av validiteten til estimatene.

Statistikk for innhentet RKOM kapasitet finnes bare tilbake til 2018. Dette er for lite til å kunne se en trend eller et mønster. Med mer omfattende statistikk fra flere år hadde estimatene blitt mer troverdige, men spørsmålet som oppstår er hvorvidt de faktisk hadde blitt mer valide.

Hvis man hadde sett en økende trend i anskaffet RKOM kan man anta at dette kommer fra økt uregulerbar kraftproduksjon og et forbruksmønster som er i endring. Dette vil gi vanskeligheter med å anslå balansen mellom forbruk, og føre til at Statnett sikrer seg med RKOM kapasitet for en større tidsperiode. Disse endringene er økende, noe som tilsier at man kan anta at trenden fortsetter og lage fremtidige estimater ut ifra det. Det er derimot begrenset hvor lenge man kan anta at den fortsetter. Det høye estimatet på 4449 timer er allerede over halvparten av antall timer i et helt år. Det er kartlagt at RKOM hovedsakelig anskaffes for vinterhalvåret, og at eventuelle andre reserver som FFR kan bidra om sommeren. Det kan derfor argumenteres for at estimatet som er benyttet har rimelig relevans.

Hadde man sett en synkende trend, kunne man på like linje begrunnet dette gjennom at analyseverktøyene stadig blir mer presise i prognosene sine. Dermed vil kraftmarkedet være i stand til å gjøre de nødvendige balanseringene uten behov for reservekraft. Antar man at en synkende trend fortsetter, er det også begrenset hvor mye den kan synke. Statnett har over lang tid opprettholdt behovet for RKOM om vinteren fordi vannstanden i vannmagasinene ofte er lav og oppvarmingsbehovet er høyt. Det er derfor lite tenkelig at behovet kommer til å være mindre enn basisgrunnlaget som handles inn av RKOM-sesong på rundt 2280 timer (Statnett, 2021).

Selv om det kan argumenteres for at mer omfattende data ikke hadde endret mye på estimatene som er brukt, må det likevel konstateres at mangelen på data reduserer troverdigheten i analysen. Det må derfor følges med på hvordan RKOM behovet utvikler seg i årene fremover, og gjøres oppdateringer ut ifra det.

Estimatene for aktiveringstiden av mFRR er tatt ut ifra en trend for hvor lang tid nettet har befunnet seg utenfor normalfrekvensbåndet. Med utgangspunkt i at reserver aktiveres når nettet er utenfor normalfrekvensbåndet, danner det et godt grunnlag for tiden aggregator kan forvente å få aktivert fleksibiliteten. Etter hvert som uregulerbar kraftproduksjon øker, er det sannsynlig at det oppstår flere uforutsette hendelser som skaper ubalanse på nettet i tiden fremover. Derfor er det tenkelig at den økende trenden fortsetter de kommende årene, selv om Statnett prøver å holde tidsandelen lav. Den nåværende andelen er på rundt 2% av tiden som tilsier at trenden på 10 min/uke økning årlig kan være en stund for prosentandelen blir uforholdsmessig stor.

Tilnærmingen ved å benytte tiden utenfor normalfrekvensbåndet som estimat for aggregators aktiveringstid, skygger imidlertid for noe av bildet. Forbrukerfleksibilitet vil kun gjøre oppjusteringer når frekvensen er for lav, mens tiden utenfor normalfrekvensbåndet inneholder også tid hvor frekvensen er for høy. Dette gjør at estimatene kan være litt for optimistiske. Likevel er det forventet at andel tid frekvensen er for lav er betydelig større enn tiden den er for høy. Dette er forventet blant annet på grunn av det økte forbruket, og at overskuddet på kraftproduksjon i Norge vil minske i tiden fremover (NVE, 2021).

En annen side av det bildet estimatene ikke får med, er reserver som er aktivert selv når nettet er i balanse. En ubalanse oppstår gjerne når det skjer en uforutsett hendelse/feil på et kraftverk. mFRR reserver er aktivert for fullt i løpet av 15 minutter og skal dermed være i stand til å rette opp frekvensen. Det er imidlertid ikke gitt at feilen er rettet opp i idet frekvensen er balansert. Tiden mFRR er aktivert kan derfor være mye lenger, noe som kan tyde på at estimatene er pessimistiske. Blant annet viser Enfo til et eksempel der en storskala kraftprodusent sendte feil produksjon til Statnett, noe som førte til at reserver var aktivert i 5 timer (Enfo, 2022). Likevel kan det argumenteres for at estimatene ikke er alt for langt unna virkeligheten, gitt forutsetningene i oppgaven – RKOM-B har begrenset lengde på aktiveringstiden, derfor kan det ikke være snakk om flere timers avvik.

6.5 Diskusjon rundt valg av reserve

mFRR ble valgt ut etter samtale med Statnett, hvor det kom frem visse teknologiske barrierer for FCR og mFRR slik systemet er i dag (Haugland, 2022). Dette kan dog endre seg, så det er aktuelt å følge med på utviklingen fremover. Statnett hadde heller ikke oversikt over hvilken reserve som var best betalt, men det kan likevel gjøres en slutning for aktiveringsdelen. Ved aktivering blir stort sett reserver betalt etter regulerkraftpris, og siden mFRR kan forvente å ha

betydelig lenger aktiveringstid enn de andre, vil det være mer å hente her. Selv om den korte aktiveringstiden veier negativt for inntektene relatert til FCR og mFRR, kan den veie positivt for å få flere forbrukere til å ville tilby fleksibilitet, fordi komfortapet vil være minimalt.

Et volum som inngår i en reserve i balansemarkedet, kan som nevnt ikke inngå i et annet bud. En aggregator med lite volum, vil derfor hovedsakelig tilby fleksibiliteten som mFRR. Men, etter hvert som volumet til aggregator øker, kan den som nevnt ikke alltid regne med å få tilslag. Det kan derfor bli aktuelt å dele opp volumet på de forskjellige reservene. Innlysende nok, vil dette bare være mulig dersom teknologien tillater det på både en enkel og lønnsom måte i fremtiden.

En liten nedside ved mFRR, er at behovet er størst om vinteren i sesongmarkedet. Dette fører til at aggregator har mange timer i løpet av sommeren den ikke får solgt fleksibiliteten den har tilgjengelig. I teorien og analysedelen er FFR omtalt som en reserve som passer godt til forbrukerfleksibilitet, og behovet for denne er størst i sommerhalvåret. FFR har foreløpig kun vært et demonstrasjonsprosjekt, men ut ifra erfaringene som er gjort, virker Statnett interessert i å videreutvikle løsningen. I den sammenheng kan en gunstig modell for aggregator være å tilby mFRR i vinterhalvåret og FFR om sommeren. Dette er noe som også kom fram som en interessant løsning i samtale med Enfo (Rui, 2022).

6.6 Diskusjon rundt MCDA

Som beskrevet i teorikapitlet, ble det identifisert 8 forretningsmodeller gjennom litteratursøk. Formålet med MCDA analysen var å gjøre en grundig seleksjonsprosess for å finne ut hvilken av de 8 forretningsmodellene som vil være mest formålstjenlig i dagens og fremtidens kraftmarked. Det beste alternativet fra MCDA-analysen vil bli analysert videre i oppgaven gjennom simuleringer for lønnsomhet og ulike scenarioer. Først vil vi avdekke svakheter og mangler ved metoden og fremgangsmåten som ble brukt, for å så å forsvare de samme valgene og resultatene som fremkommer av metoden.

Istedenfor å gjøre en utvelgelsesprosess, og sitte igjen med et alternativ som skal simuleres videre, kunne det vært mer hensiktsmessig å gjøre tilsvarende simuleringer på alle 8 alternativene. Resultatene fra simuleringene kunne så blitt brukt til å gi mer tyngde til MCDA-analysen. Det kan derfor argumenteres for at disse to metodene burde blitt gjort i omvendt

rekkefølge, og at formålet med lønnsomhetssimuleringene var å gi mer relevans til MCDA-analysen. Grunnen til at det isteden ble valgt at MCDA-analysen skulle gi relevans til simuleringene, og ikke omvendt var begrensningene vi måtte sette på oppgaven. Omfattende simuleringer av alle 8 forretningsmodeller ville hatt et for stort omfang til å kunne bearbeides innenfor de gitte tids- og ressursbegrensningene for en masteroppgave. Derfor ble det sett på som mer nyttig å kun gjøre simuleringer på den antatt beste av de 8 forretningsmodellene.

Fra Concept rapport nr 10 blir MCDA-metoden også beskrevet som et verktøy for å kunne ta hensyn til de ikke økonomiske nytteparametrene. En analyse som sammenstiller de økonomisk og ikke-økonomiske nytteparametrene i en utvelgelsesprosess (Austeng, Midtbø, Jordanger, Magnussen, & Torp). I tillegg til å bidra med å begrense omfanget av oppgaven går MCDA-analysen i dybden på flere aspekter enn kun lønnsomhet. En utvelgelsesprosess som baserer seg på et vidt spekter av verdier og problemstillinger gir et bedre grunnlag for et nyansert og formålstjenlig resultat. Hele prosessen med intervjuer og vurdering av kriterier har bidratt til å skape en dypere forståelse og et mer nyansert bilde av hele oppgaven. I en omvendt prosess hvor man allerede sitter med et resultat for lønnsomhet på de forskjellige alternativene vil resultatene fra analysene man allerede har bearbeidet gi en mer forutbestemt seleksjon og muligens gjøre at man legger mindre vekt på andre kriterier.

Rekkefølgen som ble valgt for analysene kan også argumenteres for å være mer ressurseffektiv, da det vil være av mindre interesse å analysere og vurdere resultater fra de nest beste alternativene.

Når det er sagt, viste resultatene fra MCDA-analysen seg å bli veldig jevne. Den samlede vurderingen fra Enfo og Statnett ga én vinner. Statnett og Enfo vurderte likevel forskjellige forretningsmodeller som vinnere om man ser på resultatene fra de to hver for seg. Det bringer derfor noe usikkerhet til om resultatet vi endte opp med faktisk er det mest pålitelige. Som også Karen Malene Reinertsen nevner i «Konseptvalg med flermålsanalyse som verktøy»; Dersom det er lite informasjonsgrunnlag i en slik case, ligger det usikkerhet i gjennomføring av analyser ettersom en viktig faktor for gjennomføring er informasjonsgrunnlaget. Det legges også til at ved slike tilfelle anbefales det å gjennomføre intervjuer for å gjøre analysen mest mulig troverdig (Reinertsen, 2014). Selv om analysens troverdighet styrkes gjennom intervjuprosessen er det ikke til å komme fra at det er usikkerhet knyttet til resultatet. Hvis analysen virkelig var helt objektivt, ville besvarelsene fra Enfo og Statnett vært mer

overensstemt. Hvor vidt en MCDA analyse, med en slik oppbygning som ble brukt virkelig er objektiv kan derfor kritiseres. Selv om metoden med kvalitative vurderinger bringer med seg nyanse og dybde til arbeidet, er dette også en av svakhetene ved en slik metode. Når kriteriene blir vurdert med manglende statistisk grunnlag, sett fra ulike synsvinkler og menneskelige verdier vil det ikke være mulig å utføre en helt objektiv analyse.

I tillegg må det også vurderes om den mest hensiktsmessige fremgangsmåten var å involvere to ulike aktører, og ikke én til å drøfte forretningsmodellene. Vi stiller oss noe kritisk til at den samlede vurderingen fra disse aktørene er faktisk det som utgjør det endelige resultatet. Sett i etterkant kan det gi et noe upresist resultat. Det er ikke til å komme fra at de to ulike aktørene har sin hovedkompetanse på ulike felt, og kan derfor vurdere noen kriterier og modeller ulikt, og med større unøyaktighet og dårligere kompetanse enn motparten. Det vil i utgangspunktet da ikke være hensiktsmessig å anse vurderingen fra de to som likeverdige. For at analysen skal fremtre mest mulig objektiv ser vi det likevel som nødvendig at alle vurderinger og besvarelser blir vektet likt og uten innblanding fra oss som tredje part. I intervjuene kunne det blitt gitt hint og føringer for hvordan det var ønskelig at besvarelsen skulle rettleides mot. En slik fremgangsmåte ville kanskje i enkelte tilfeller gi et mer presist resultat, men ville være selvmotsigende når formålet med metoden også er å innhente en uavhengig og objektiv besvarelse. Slik vi ser det, kunne dette vært løst enten ved å involvere kun én aktør i besvarelsen, eller mange flere. En besvarelse med kun én aktør ville kanskje gitt et mindre nyansert resultat. Utfordringene med flere deltakere var igjen tidspresst vi har hatt på oppgaven, men også det å oppdrive aktører med god nok kompetanse på området har vist seg å være utfordrende.

Fra de diskusjonene som har blitt gjort kan metoden og fremgangsmåten som har blitt brukt altså kritiseres på noen områder. Den har visse svakheter og unøyaktigheter som bør tas i betraktning og kastes lys over når man avveier resultatet. Til tross for dette har metoden vist seg å være hensiktsmessig og har vært forenlig med formålet den har hatt.

6.7 Diskusjon rundt avgrensninger

Avgrensningene har vært med på å snevre inn avhandlingen. Dette har sørget for at de delene som skulle analyseres har blitt analysert på en grundig måte. Det man derimot står i fare for når man gjør avgrensninger, er å ikke inkludere aspekter som har påvirkning. Resultatet man står

igjen med kan derfor være misvisende eller uklart. I de neste avsnittene skal det diskuteres om hvorvidt dette er tilfelle i denne avhandlingen.

Å ikke inkludere insentiv til forbrukeren fører til at noe av bildet blir utelatt. Aggregator er helt avhengig av å få med forbrukeren, og forbrukeren vil antageligvis ikke bidra bare for aggregators vinning. Usikkerheten rundt størrelsen på insentivet, gjør det som nevnt vanskelig å inkludere i lønnsomheten. I tillegg kan et insentiv komme i flere former. Det kan for eksempel gis en presentsats av det aggregator får solgt fleksibiliteten for, eller det kan være fastbeløp. For en integrert aggregator finnes det for eksempel mulighet for å gi et insentiv i form av redusert strømpris. På denne måten kan det være vanskeligere å knytte de direkte kostnadene opp til fleksibiliteten fordi de fort kan dekkes for i form av tapte inntekter istedenfor kostnader.

Å ta utgangspunkt i en integrert aggregator har ført til at det kan gjøres enkelte snarveier, men som beskrevet, er disse snarveiene velbegrunnede. Selv om en integrert aggregator er omtalt som den enkleste måten for en aggregator å etablere i seg i markedet på, er det tenkelig at også andre aktører vil prøve seg. For dette, vil ikke avhandlingen gi et klart bilde på hva som vil være de faktiske kostnadene. Det vil for eksempel være store markedsføringskostnader for en selvstendig aggregator for å oppnå tilstrekkelig kundemasse. Slike budsjetter er krevende å lage, og ville vært lite hensiktsmessig å utvikle i sammenheng med denne avhandlingen. Det må også påberegnes innsats for å gjøre de eksisterende kundene til en integrert aggregator oppmerksom på den fleksibilitetsmuligheten som finnes.

Avgrensningen ved å anta at forbruker alltid ønsker å stille fleksibiliteten tilgjengelig, gjør at lønnsomhetsestimaterne er usikre, og vil kunne påvirkes kraftig av hvilket insentiv forbrukeren krever. Det kan derfor diskuteres om hvorvidt disse kunne vært gjort sikrere, slik at en potensiell aktør har noe mer konkret å forholde seg til. Måten dette kunne blitt gjort på er å endre kravet aggregator (og forbruker) har til både RKOM og regulerkraftpris. Fra å ville få tilslag så ofte som mulig, til å kreve en høyere pris i form av for eksempel en fastpris. Denne fastprisen kan også estimeres ut ifra fremtidig anslått day-ahead pris. En grunn til at dette diskuteres her, er fordi det kan gjøre det lettere for aggregator å fastsette insentivleddet. Hvis forbrukeren vil ha en høy pris for fleksibiliteten, vil aggregator påfølgende måtte sette RKOM og regulerkraftprisen høy for at det skal være lønnsomt. Man kan her la forbrukeren selv bestemme hvorvidt den vil bidra ofte, og få mindre insentiv, eller sjeldnere, men få et større insentiv hver gang. Dette ses for eksempel gjennom løsninger Enfo har. Her kan kundene sette en lav

kapasitetspris og en svært høy aktiveringspris dersom de har store kostnader ved aktivering (Rui, 2022). Skal dette være tilfelle må aggregator dele opp volumet det tilbyr i forskjellige prisklasser. Dette bringer oss videre til en annen avgrensning som er gjort – forutsetningen om at aggregator alltid får tilslag.

Som følge av avgrensning rundt forbrukerinsentiv, gis det samtidig en forutsetning om at aggregator alltid får tilslag for den tiden Statnett innhenter RKOM og regulerkraft. Dersom aggregator krever en høyere pris enn det som ofte er marginalprisen, vil denne tidsperioden minske. At aggregator ikke vil få tilslag for 100% av tiden det innhentes for, må ses på som et sannsynlig scenario, uavhengig av prisen som settes. Dette kommer av at Statnett ikke alltid følger regelen om billigst mulig. Blant annet har plasseringen og type (RKOM-H eller B) betydning for hvilke reserver Statnett velger å innhente (Statnett, 2021). Dette vil ha økende betydning etter hvert som volumet til aggregator øker. Desto større volumet blir desto større andel av volumet er det sannsynlig at aggregator ikke vil få tilslag for. I simuleringene er dette ikke tatt høyde for. Utviklingen vi ser i lønnsomhet simuleringene til de større volumene må derfor ses i lys av dette. Hvordan denne prosenten vil utvikle seg etter hvert som volumet øker er vanskelig å si uten å gjøre omfattende undersøkelser. Som spesifisert i teorien henter Statnett inn betydelige volumer (Statnett, 2021). Aggregator har derfor potensiale til å vokse med ganske mange MW før tilslaget vil begynne å stagnere. Dette gjelder spesielt fordi reservene til aggregator vil være såpass geografisk spredt, og dermed vil de ofte være riktig plassert til å kunne rette opp i flaskehalsen.

Etter hvert som volumet vokser vil det derimot være sannsynlig at fleksibilitet ikke bare kommer fra budsonene NO1, NO2 og NO5 som oppgaven er avgrenset til. Kraftsituasjonen er som oftest ganske lik i disse områdene, som fører til at prisene også er like. I de øvrige budsonene er det ofte en annen kraftsituasjon grunnet mindre forbruk og overføringsforbindelser innenlands og utenlands. Historisk sett er prisene lavere i disse områdene, som vil føre til at aggregator sannsynligvis vil få noe mindre betalt per MW etter hvert som volumet øker. Dette er noe som heller ikke er tatt høyde for i avhandlingen, og som videre kan gi et feilaktig bilde på lønnsomheten.

Det kan diskuteres om tidsperioden som benyttes er for kort, og at det skulle blitt forsøkt å utvikle estimater enda lenger frem i tid. Typisk ved utvikling av kraftverk er å se på lønnsomheten i levetiden til kraftverket. Denne er ofte mange tiår. Analyseperioden for

avhandlingen kan derfor anses som liten i denne sammenheng. Forskjellen er derimot at mye er ganske sikkert for et kraftverk. Dette gjelder blant annet investeringskostnader, driftskostnader og produksjonskapasiteten til kraftverket. Man kan dermed rimelig enkelt beregne hvilken pris kraftverket må selge kraften for slik at det går i null ved å sette netto nåverdi lik 0. Er denne kraftprisen under hva det antas at kraft kommer til å omsettes for, vil det være et lønnsomt prosjekt. For en aggregator er det ikke like enkelt å gå denne veien når man ikke vet forbrukerinsentivet sikkert. Og som utdypet tidligere, kan det komme i flere forskjellige former. I tillegg vil aggregator være interessert i å vite hva de potensielle inntektene kan være, ikke bare det som skal til for å gå i null. Samtidig vil det for et nytt prosjekt være naturlig å ta en ny vurdering etter noen år for å se om det er noe man skal fortsette med. Da også eventuelt gjøre nye investeringer.

Med det tatt i betraktning kan det være aktuelt å gjøre slike vurderinger før 15 år har gått. Muligens er derfor analyseperioden for lang i første omgang for et såpass nyskapende prosjekt. Fordi kraftsystemet er i så rask endring, kan det tenkes at skyløsningen må fornyes, oppdateres og videreutvikles bare noen få år etter den er tatt i bruk. Hvor ofte og hvor mye det vil koste er vanskelig å vurdere uten noe data fra tidligere prosjekter. I et slikt scenario vil det være aktuelt å se på hvor lang periode aggregator må være i drift for å gå i null, og sette dette som et tidspunkt det vil være aktuelt å gjøre nye vurderinger med tanke på investeringer.

Investeringene som gjøres vil være knyttet til effektiv aktivering og kommunikasjon, gjøre nye type laster tilgjengelig, og øke volumet skyløsningen kan håndtere. Avgrensningene i oppgaven har gjort at aspekter knyttet til denne utviklingen ikke er tatt høyde for i resultatfremstillingen. Fra et ståsted er det tenkelig at en aggregator som starter med 10MW vil ha en økning i volum over analyseperioden. Fra et annet ståsted er det lite tenkelig at en aggregator har 300MW tilgjengelig for salg fra start. I tillegg er det trolig at en portefølje som for eksempel starter med 50MW med 100% fra næringsbygg sannsynligvis vil utvikle seg til å inneholde flere husholdninger etter hvert. Slike estimater er omfattende å ta med i beregningene, men vi kan på generelt grunnlag si at samtlige grafer i virkeligheten vil være nærmere hverandre.

6.8 Videre arbeid

Ut ifra det som er gått gjennom i diskusjonskapittelet er det flere områder ved avhandlingen som kan jobbes videre med i fremtidig arbeid. Uten å gå i detalj på hvert enkelt område er det

nedenfor listet opp de delene det vil være mest naturlig å jobbe videre med. For hvert punkt følger en liten beskrivelse og begrunnelse.

FØLSOMHETSANALYSE

Mye i analysen er usikre estimater. Det er derfor aktuelt å se hvor følsomme resultatene er for endringer i markedet og forutsetningene som er gjort. Dette inkluderer blant annet tidsestimater, prisestimater, kostnadsestimater, og ikke minst hvilke endringer som skal til for at en annen forretningsmodell kommer bedre ut.

ANALYSERE LØNNSOMHET FOR FLERE FORRETNINGSMODELLER

Ut ifra MCDA analysen hadde noen forretningsmodeller ganske jevn score. I tillegg hadde Enfo og Statnett forskjellig svar på hvilken de trodde var den beste. Aktuelt for videre arbeid vil derfor være å gjøre en lønnsomhetsvurdering for flere av forretningsmodellene.

ANALYSERE INSENTIV OG GÅ DYPERE INN I KOSTNADER

Som det er spesifisert i avhandlingen, undersøker den ikke incentivet til at forbruker skal ville delta. Dette er et stort usikkerhetsmoment som vil ha betydning for lønnsomheten. I tillegg er det avgrenset hvilke andre kostnader som er inkludert i analysen. En sentral del for videre arbeid, vil dermed være å få bedre oversikt og kunnskap om dette.

ENDRINGER SOM FØLGE AV ØKT VOLUM

Etter hvert som volumet til aggregator øker, er det sannsynlig at porteføljen vil endre seg, prosentvise tilslaget av volumet vil minske, og den vil hente volum fra flere budsoner. Ved å finne ut hvordan disse forholdene utvikler seg, vil man kunne få mer nøyaktige estimater. Når det er sagt, er det et krevende arbeid hvor man vil trenge mye detaljert informasjon om hver forbrukergruppe og volumet som trengs til enhver tid.

TILBY I FLERE MARKEDER

Fordi behovet for mFRR er størst i vinterhalvåret, står aggregator i fare for å redusere salget betydelig om sommeren. For videre arbeid, er det derfor aktuelt å se på hvordan aggregator kan optimalisere bruken av fleksibiliteten ved å kunne tilby den i forskjellige markeder basert på etterspørsel. Spesielt anses FFR som en aktuell kombinasjon. Hvis flere er mulig, vil det igjen være et arbeid med å velge ut den beste av dem.

7. Konklusjon

Gjennom avhandlingen er det kommet frem til at den beste forretningsmodellen for aggregator slik markedet ser ut i dag, er å tilby fleksibiliteten som kraftreserver gjennom Statnett sitt balansemarked. Det er imidlertid uenighet i ekspertgruppen, og det skal ikke mye til for at en annen forretningsmodell vil være likeverdig, om ikke enda bedre.

Lønnsomheten ved å tilby kraftreserver vil variere stort på bakgrunn av forbrukersammensetningen og volumet aggregator har tilgjengelig. Ut ifra det minste volumet som kreves i markedet samt hva enkelte aktører hittil har aggregert opp, er det krevende å gi en fasit. Uten å kunne gjøre grundigere analyser på dette, har lønnsomhetsresultatet derfor blitt fremstilt med flere scenarioer i bakhodet.

Samtlige forbrukersammensetninger og volum som er undersøkt gir en positiv netto nåverdi, men det må tas i betraktning at ikke alle kostnader er tatt høyde for. Blant annet skiller incentivet til forbrukeren seg ut som en viktig faktor som vil kunne redusere lønnsomheten. I tillegg er det flere områder som kan endre seg i en tid hvor kraftmarkedet er i rask endring. Mer data trengs på område, og denne må holdes oppdatert med tiden. Den positive nettonåverdien gir et godt grunnlag for at det kan finnes lønnsomhet for aggregator, men uten at videre arbeid utføres på blant annet kostnadsområde, er det ikke mulig å gi en konklusjon om aggregators lønnsomhet.

Litteraturliste

- Austeng, K., Midtbø, J. T., Jordanger, I., Magnussen, O. M., & Torp, O. (2005). *Concept rapport nr 10 - Usikkerhetsanalyse - Kontekst og grunnlag*. Trondheim: Concept-programmet.
- Ayón, X., Gruber, J., Hayes, B., Usaola, J., & Prodanović, M. (2017). *An optimal day-ahead load scheduling approach based on the flexibility of aggregate demands*. Elsevier Ltd.
- Ayón, X., Moreno, M., & Usaola, J. (2017). *Aggregators' optimal bidding strategy in sequential day-ahead and intraday electricity spot markets*. Energies.
- Ayón, X., Moreno, M., & Usaola, J. (2017). *Aggregators' optimal bidding strategy in sequential day-ahead and intraday electricity spot markets*. Energies.
- Berg, T. (2021, januar 14). *Innomag*. Hentet fra Entra tester fleksibilitetsmarkedet for strøm: <https://www.innomag.no/entra-tester-fleksibilitetsmarkedet-for-strom/>
- Datatilsynet. (2020, august 11). *Personvernundersøkelser*. Hentet fra datatilsynet.no: <https://www.datatilsynet.no/regelverk-og-verktoy/rapporter-og-utredninger/personvernundersokelser/personvernundersokelsen-20192020/?print=true>
- Drevland, F. (2013). *Kostnadsestimering under usikkerhet - Concept temahefte nr.4*. Trondheim: Concept-programmet.
- Drevland, F., Austeng, K., & Torp, O. (2005). *Concept rapport nr. 11 - Usikkerhetsanalyse - Modellering, estimering og beregning*. Trondheim: Concept-programmet.
- Energifakta Norge. (2019, april 8). *Forsyningsikkerhet*. Hentet fra Energifaktanorge: <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/forsyningsikkerhet/>
- Energifakta Norge. (2022, mars 26). *Kraftmarkedet*. Hentet fra energifaktanorge.no: <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftmarkedet/>
- Enfo. (2022, mars 25). *About us*. Hentet fra Enfo: <https://enfo.no/about-us/>
- Enfo. (2022, mars 6). *Balanser nettet og tjen penger i mFRR markedet*. Hentet fra enfo.no: <https://enfo.no/wp-content/uploads/2021/12/mFRR-flyer.pdf>
- Enfo. (2022, mai 8). *Products and services*. Hentet fra enfo.no: <https://enfo.no/product-and-services/>
- Enfo Consulting AS. (2016, mai). *Fleksibilitet - Fremtidig organisering av monopol og marked*. Hentet fra energinorge.no: <https://www.energinorge.no/contentassets/e393a68f81e74426a3c510b93d942e3d/fleksibilitet--fremtidig-organisering-av-monopol-og-marked.pdf>
- Enova. (2022, februar 02). *Smart strømstyring for boliger*. Hentet fra enova.no: <https://www.enova.no/privat/alle-energitiltak/smart-stromstyring/>
- Enova. (2022, mars 29). *Storskala uttesting av forbrukerfleksibilitet som en ressurs for effektiv utnyttelse av eksisterende strømnett*. Hentet fra enova.no: <https://www.enova.no/om-enova/om-organisasjonen/teknologiportefoljen/storskala-uttesting-av-forbrukerfleksibilitet-som-en-ressurs-for-effektiv-utnyttelse-av-eksisterende-stromnett/>
- ENTSO-E. (2021, mars 15). *Electricity Balancing*. Hentet fra entsoe.eu: https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/
- European Commission. (2021, juni 3). *Clean Energy for all europeans package*. Hentet fra ec.europa.eu: https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans_en
- Fell, M., Shipworth, D., Huebner, G., & Elwell, C. (2015). *Public acceptability of domestic demand-side response in Great Britain: The role of automation and direct load control*. Energy Res Soc Sci.
- Ghazvini M.A.F., L. G. (2019). *Congestion management in active distribution networks through demand response implementation*. Sustain Energy Grids Netw.

- Haugland, S. (2022, februar 25). Spørsmål om kraftreserver. (A. Vold, & E. Vold, Intervjuere)
- Haugland, S., & Norrbacka, P. (2022, januar 13). Møte med Statnett. (E. Vold, & A. Vold, Intervjuere)
- Hobman, E., Frederiks, E., Stenner, K., & Meikle, S. (2016). *Uptake and usage of cost-reflective electricity pricing: Insights from psychology and behavioural economics*. *Renew Sustain Energy Rev*.
- Horne, H., Roos, A., Magnussen, I. H., Buvik, M., & Langseth, B. (2020). *Norge har et betydelig potensial for forbrukerfleksibilitet i sektorene bygg, transport og industri*. NVE.
- IRENA. (2019). *Innovation landscape brief: Time-of-use tariffs*. Abbu Dhabi: International Renewable Energy Agency.
- Jordanger, I., Malerud, S., Minken, H., & Strand, A. (2007). *Concept rapport nr. 18 Flermålsanalyser i store statlige investeringsprosjekt*. Trondheim: Concept-programmet.
- Jordanger, I., Malerud, S., Minken, H., & Strand, A. (2007). *Concept rapport nr. 18: Flermålsanalyser i store statlige investeringsprosjekt*. Trondheim: Concept-programmet.
- Landmark, V. F. (2022, Januar). CEO at Enfo AS. (E. V. Amund Vold, Intervjuer)
- Mathieu, J., Kamgarpour, M., Lygeros, J., Andersson, G., & Callaway, D. (2014). *Arbitraging intraday wholesale energy market prices with aggregations of thermostatic loads*. *IEEE Trans Power Syst*.
- Multiconsult AS, Analyse & Strategi og Entro AS. (2014, januar). *Analyse av energibruk i forretningsbygg*. Hentet fra publikasjoner.nve.no: https://publikasjoner.nve.no/rapport/2014/rapport2014_01.pdf
- Newsham, G., & Bowker, B. (2010). *The effect of utility time-varying pricing and load control strategies on residential summer peak electricity use: a review*. *Energy Policy*.
- Nordic council of ministers. (2017). *Flexible demand for electricity and power*. København: Nordic Council of Ministers.
- NordREG. (2016, februar). *Discussion of different arrangements for aggregation of demand response in the Nordic Market - February 2016*. Hentet fra nordicenergyregulators.org: <http://www.nordicenergyregulators.org/wp-content/uploads/2016/02/NordREG-Discussion-of-different-arrangements-for-aggregation-of-demand-response-in-the-Nordic-market.pdf>
- Norges vassdrag og energidirektorat. (2018, desember). *publikasjoner.nve.no*. Hentet fra Status og prognoser for kraftsystemet 2018: http://publikasjoner.nve.no/rapport/2018/rapport2018_103.pdf
- NVE. (2021, desember 7). *Langsiktig kraftmarkedsanalyse*. Hentet fra nve.no: <https://www.nve.no/energi/analyser-og-statistikk/langsiktig-kraftmarkedsanalyse/>
- NVE. (2021). *LANGSIKTIG KRAFTMARKEDSANALYSE 2021-2040*. Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat.
- Nyholm, E., Puranik, S., Mata, E., Odenberger, M., & Johnsson, F. (2016). *Demand response potential of electrical space heating in Swedish single-family dwellings*. Elsevier.
- Okur, Ö., Heijnen, P., & Lukszo, Z. (2021). *Aggregator's business models in residential and service sectors: a reievew of operational and financial aspects*. Elsevier ltd.
- Oljedirektoratet. (2020). *Kraftsituasjonen og kraftnettet på land*. Hentet fra npd.no: <https://www.npd.no/fakta/publikasjoner/rapporter/rapportarkiv/kraft-fra-land-til-norsk-sokkel/6---kraftsituasjonen-og-kraftnettet-pa-land/>
- Oracle. (2022, april 5). *www.oracle.com*. Hentet fra Oracle Crystal Ball: <https://www.oracle.com/mx/applications/crystalball/>

- Parrish, B., Gross, R., & Heptonstall, P. (2019). *On demand: Can demand response live up to expectations in managing electricity systems?* Elsevier Ltd.
- Proff. (2022, mai 8). *Fjordkraft AS*. Hentet fra proff.no: <https://www.proff.no/regnskap/fjordkraft-as/fyllingsdalen/energihandel/IG5NBCA10N5/>
- R.A.C., v. d. (2012). *Designing multinational electricity balancing markets (Doktoravhandling)*. Delft University of Technology.
- Reinertsen, K. M. (2014). *Konseptvalg med flermålsanalyse som verktøy*. Ås: NMBU.
- Rui, M. H. (2022, mars 8). Flextools. (A. Vold, Intervjuer)
- Sarker, M., Ortega-Vazquez, M., & Kirschen, D. (2014). *Optimal coordination and scheduling of demand response via monetary incentives*. IEEE.
- Siebenbrunner, T., & Hofmann, M. (2022). *Framtidig prisfølsomhet til sluttbrukerne Sluttrapport iFleks*. Oslo: Statnett SF.
- Sintef. (2011). *Energibruk i næringsbygg*. Hentet fra sintef.no: https://www.sintef.no/globalassets/project/interact/glimt-1_energibruk-i-naringsbygg.pdf
- Statnett. (2018, januar 11). *Fleksibilitet i det nordiske kraftmarkedet*. Hentet fra statnett.no: <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/2018-Fleksibilitet-i-det-nordiske-kraftmarkedet-2018-2040>
- Statnett. (2018). *Fleksibilitet i det nordiske kraftmarkedet*. Oslo: Statnett.
- Statnett. (2018, august 27). *Roller i balansemarkedene og aggregering*. Hentet fra Statnett: <https://www.statnett.no/contentassets/d27d9d5efd7a4371abe2b17c97ef4a64/27-august-2018-roller-i-balansemarkedene-og-aggregering.pdf>
- Statnett. (2018, august 27). *statnett.no*. Hentet fra Roller i balansemarkedene og vilkår for aggregerte bud: <https://www.statnett.no/contentassets/d27d9d5efd7a4371abe2b17c97ef4a64/27-august-2018-roller-i-balansemarkedene-og-aggregering.pdf>
- Statnett. (2020, mars 19). *iFleks – Prisfølsomhet*. Hentet fra statnett.no: <https://www.statnett.no/om-statnett/innovasjon-og-teknologiutvikling/vare-sentrale-prosjekter/ifleks---prisfolsomhet/>
- Statnett. (2020, mai 29). *NORLFEX*. Hentet fra statnett.no: <https://www.statnett.no/om-statnett/innovasjon-og-teknologiutvikling/vare-sentrale-prosjekter/norflex/>
- Statnett. (2021, november 1). *aFRR - sekundærreserver*. Hentet fra Vilkår for aFRR sekundærreserver - gjeldende fra 29 nov 2021: <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/kraftmarkedet/reservemarkeder/sekundarreserver/>
- Statnett. (2021, desember 22). *Fast frequency reserves - FFR*. Hentet fra statnett.no: <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/kraftmarkedet/reservemarkeder/ffr/>
- Statnett. (2021, mai). *Frequency Containment Process - Oppsummering av ny FCR-spesifikasjon*. Hentet fra statnett.no: <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/utvikling-av-kraftsystemet/prosjekter-og-tiltak/nordisk-frekvensstabilitet/pilot-for-nye-fcr-krav/>
- Statnett. (2021, mai). *Frequency Containment Process -Oppsummering av ny FCR-spesifikasjon*. Hentet fra statnett.no: <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/utvikling-av-kraftsystemet/prosjekter-og-tiltak/nordisk-frekvensstabilitet/pilot-for-nye-fcr-krav/>
- Statnett. (2021, juli 8). *Primærreserver - FCR*. Hentet fra statnett.no: <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/kraftmarkedet/reservemarkeder/primarreserver/>

- Statnett. (2021, august 2). *Regulerkraftmarkedet*. Hentet fra Statnett: <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/kraftmarkedet/reservemarkeder/tertiarreserver/regulerkraftmarkedet/>
- Statnett. (2021, juli 8). *Regulerkraftopsjonsmarkedet*. Hentet fra statnett.no: <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/kraftmarkedet/reservemarkeder/tertiarreserver/regulerkraftopsjonsmarkedet/>
- Statnett. (2021, November 1). *statnett.no*. Hentet fra aFRR - Sekundærreserver: <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/kraftmarkedet/reservemarkeder/sekundarreserver/>
- Statnett. (2021, november 1). *statnett.no*. Hentet fra aFRR - sekundærreserve: <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/kraftmarkedet/reservemarkeder/sekundarreserver/>
- Statnett. (2021, desember 09). *Systemdrifts- og markedsutviklingsplanen; Store endringer krever økt samarbeid*. Hentet fra Statnett.no: <https://www.statnett.no/om-statnett/nyheter-og-pressemedinger/nyhetsarkiv-2021/systemdrifts--og-markedsutviklingsplanen-store-endringer-krever-okt-samarbeid/>
- Statnett. (2021, juli 8). *Vilkår - tilbud, aksept, rapportering og avregning i regulerkraftmarkedet til Statnett (RKM)*. Hentet fra Statnett.no: <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/systemansvaret/retningslinjer---horinger/21-00574-1-vedlegg-til-retningslinjer-for-fos--11---vilkar-for-mfrr-fra-q4-2022.pdf>
- Statnett. (2021, august 2). *Vilkår for regulerkraftmarkedet gjeldende fra 8.7.21*. Hentet fra Statnett: <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/kraftmarkedet/reservemarkeder/tertiarreserver/regulerkraftmarkedet/>
- Statnett. (2021, desember 1). *Vilkår for tilbud, aksept, rapportering og avregning i markedet for raske effektreserver (FFR)*. Hentet fra statnett.no: <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/systemansvaret/retningslinjer---horinger/21-01179-1-vedlegg-til-retningslinjer-for-fos--9---vilkar-for-ffr-fra-juli-2022-.pdf>
- Statnett. (2022, februar 27). *Demonstrasjonsprosjekt for Fast Frequency Reserves (FFR) 2021*. Hentet fra statnett.no: <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/kraftmarkedet/reservemarkeder/ffr/ffrdemo2021/>
- Statnett. (2022, 02 04). *Mindre respons på prissignaler enn ventet*. Hentet fra statnett.no: <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/nyhetsarkiv/mindre-respons-pa-prissignaler-enn-ventet2/>
- Statnett. (2022, februar 4). *Mindre respons på prissignaler enn ventet*. Hentet fra statnett.no: <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/nyhetsarkiv/mindre-respons-pa-prissignaler-enn-ventet2/>
- Statnett. (2022, mars 25). *Om Statnett*. Hentet fra statnett: <https://www.statnett.no/om-statnett/>
- Statnett. (2022, mars 3). *Regulerkraftopsjonsmarkedet*. Hentet fra statnett.no: <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/kraftmarkedet/reservemarkeder/tertiarreserver/regulerkraftopsjonsmarkedet/>
- Statnett. (2022). *Vilkår - tilbud, aksept, aktivering, rapportering og avregning i marked for FCR til Statnett*. Statnett.
- Strandbakken, P., Heidenstrøm, N., & Vittersø, G. (2015). *Energisparende teknologier i norske husholdninger: Luft til luft varmepumper*. Oslo: SIFO.

- Söder, S., D.Lund, P., Koduvere, H., Bolkesjø, T. F., Rossebø, G. H., Rosenlund-Soysal, E., . . . Blumberga, D. (2018). *A review of demand side flexibility potential in Northern Europe*.
- Taran, Y., Boer, H., & Lindgren, P. (2015). *A business model innovation typology*. Decis Sci.
- Vardakas, J., Zorba, N., & Verikoukis, C. (2014). *A survey on demand response programs in smart grids: Pricing methods and optimization algorithms*. IEEE Commun Surv Tutor.
- Vivekananthan, C., Mishra, Y., Ledwich, G., & Li, F. (2014). *Demand response for residential appliances via customer reward scheme*. IEEE Trans Smart Grid.
- Zhang C., Y. D. (2014). *FLECH: A Danish market solution for DSO congestion management through DER flexibility services*. J Modern Power Syst Clean Energy.
- Zhou, Y., Wang, C., Wu, J., Wang, J., Cheng, M., & Li, G. (2017). *Optimal scheduling of aggregated thermostatically controlled loads with renewable generation in the intraday electricity market*. Appl Energy.

Vedlegg

Vedlegg 1: Intervjuguide og Excel tabell

INTERVJUGUIDE

1. Les først de forskjellige forretningsmodellene for aggregator roller i de ulike kraftmarkedene.
2. Les så kriteriene som er satt til å vurdere de ulike forretningsmodellene opp mot hverandre.
3. Vektlegg hvert underkriterie ut ifra hvor avgjørende du mener kriteriet er for forretningsmodellens funksjon. Samlet vektning av de totalt 12 kriteriene skal utgjøre 100 poeng. Om du mener andre kriterier som ikke er tatt med er av betydning, kommenter gjerne.
4. For hver av forretningsmodellene; Gi en score fra 1-5 for hvert av kriteriene. Med tilhørende kort begrunnelse. Om noe er vanskelig å svare på eller ikke anses relevant kan det og kommenteres.

EXCEL TABELL FOR HVER FORRETNINGSMODELL

DAM- 1		
Kriterium	Begrunnelse	Score
Potensiell fortjeneste 17%	Fortjenesten skapes ved å utnytte den timesbaserte prisvolatiliteten i day-ahead markedet. Kjøpe strøm når prisene er lave og selge når de er høye. Det estimeres større prisvariasjoner i årene fremover. Stor volatilitet vil skape større fortjeneste. Prisvolatiliteten er større i Europa enn i Norden. Enfo mener at dersom det hadde vært lønnsomt nok, burde det allerede være løsninger i Europa. Statnett ser likevel stort potensiale for lønnsomheten i denne modellen, mens Enfo mener det vil være lite å tjene.	3,5
Investeringer 6,5%	Investeringskostnader vil være installasjon av avansert måle og styringssystemer, samt optimaliseringsmodeller og software for å styre disse systemene mest effektivt, og for å minimere tap av komfort. Ifølge Enfo vil deltakelse i day-ahead markedet kreve relativt store investeringer for å få med nok volum da det ikke er så høy fortjeneste i day-ahead markedet. Enighet mellom Enfo og Statnett.	2
Energieffektivisering 7%	Modellen bidrar til å jevne ut strømforbruket, og kutte toppplastene. Muligheter for å redusere forbruket i kritiske perioder vil også være til stede. Ellers nødvendige og kostbare oppgraderinger i strømmettet kan på denne måten utsettes. Ifølge Enfo når man likevel ikke den store fortjenesten i energieffektivisering som man ser i balansemarkedene.	3,5
Tap av komfort 8%	Ved optimal drift vil formålet være størst mulig fortjeneste med minst mulig tap av komfort. Det er likevel ikke usannsynlig at forbruker vil lide noe tap av komfort og ha begrensede	1,5

	overstyringsmuligheter, da essensen i modellen er å flytte forbruket vekk fra topp-perioder. Styres det etter aggregators formål kan det påvirke forbruker negativt mener Enfo.	
Personvern 2,5%	For optimal drift vil aggregator være avhengig av å innhente all forbruksdata og detaljstyre apparater for ulike tidsrom. Det vil være aggregators ansvar å hindre at sensitiv informasjon ikke kommer på avveie. I følge Enfo vil de samme argumentene gjelde for flere av modellene da personvern er vanskelig å skille på de ulike modellene. Det beror på teknologien som installeres sier de og gir score 3. Statnett gjengir de samme problemstillingene, men velger å gi en lavere score; 2.	2,5
Forbrukerinnsett 9%	Driften styres av aggregator og bør være fullautomatisk. Forbrukerne kan involveres i mer eller mindre grad gjennom preferansetilpasning og ev. overstyring av operasjoner, men modellen går i hovedsak ut på å begrense deltakelse fra forbruker og krever derfor ikke mye kundeinnsett. Enighet mellom Enfo og Statnett	4
Konsekvenser ved Ikke levert kapasitet 4,5%	Konsekvensene ved å ikke få levert kapasiteten i day-ahead markedet er ikke så ille når dette kun fører til ekstra ubalansekostnad. Ifølge Statnett vil konsekvensene dersom en enkeltkunde ikke leverer være nesten ubetydelige. Om det er snakk om den aggregerte porteføljen vil denne være mye høyere vektet og konsekvensene mye større. Enighet mellom Statnett og Enfo på score.	4
Kompatible markeder 10,5%	Allerede installert teknologi kan sannsynligvis brukes med annen software i andre markeder, men vil medføre jobb og kostnader å koble seg opp til markedene. Enfo gir score 2, Statnett 4.	3
Kundetilpasning og tilgjengelighet 8,5%	Teknologi må installeres, men deltakelse kan gjøres tilgjengelig for både store og små forbrukere. Statnett gir 3, Enfo gir 5.	4
Teknologiske barrierer 6%	Noe av teknologien eksisterer, men bør optimaliseres ytterligere for at modellen skal være effektiv. Statnett og Enfo gjengir lik begrunnelse, men gir score 3 og 2.	2,5
Regulatoriske barrierer 13%	I dagens marked er det kun balanseansvarlig som får handle i day-ahead. Det er til gjengjeld mulig å handle med mindre volumer som kan bidra til deltakelse for flere aktører. Som integrert aggregator vil det ikke være noen regulatoriske barrierer. På bakgrunn av dette gav Statnett 5 og Enfo 3. Siden det norske markedet er mest aktuelt for integrerte aggregatører gis kriteriet mellomverdien 4	4
Område og volum 7,5%	Det er mulig å handle med små volumer, men modellen er avhengig av store volumer for å oppnå noe betydelig fortjeneste. Enighet mellom Statnett og Enfo.	3
Totalscore		3,15

DAM- 2		
Kriterium	Begrunnelse	Score
Potensiell fortjeneste 17%	Fortjenesten avhenger av forbrukerens aktive respons på de oppsatte tariffene. Dette bidrar til noe usikkerhet, mindre effektiv løsning og dårligere lønnsomhet da aggregator ikke kan styre operasjonene selv. Enighet mellom Statnett og Enfo.	1
Investeringer 6,5%	Investeringskostnader kommer i hovedsak av avansert måle- og styringssystemer som vil bidra til å forenkle operasjonene. I følge Enfo kan det også gjøres manuelt eller med enkle smarthusløsninger, og vil derfor kreve lite investeringer. Denne modellen krever mindre deltakelse fra aggregator og mer deltakelse fra forbruker. Dette kan bidra til mindre kostnader relatert til drifting av systemet fra aggregators side. Enighet mellom Statnett og Enfo	4
Energieffektivisering 7%	Tidsavhengige tariffen har vist seg å være effektive for å kutte topplastene og kan potensielt også bidra til å redusere forbruket dersom det avvergete forbruket ikke blir kompensert for utenom toppperiodene. Dette avhenger av forbrukernes egne avgjørelser, og hvordan de responderer på tariffene. Utifra eksisterende demoprojekter som bl.a. iFleks (Statnett, 2022) er det naturlig å tro at det ikke vil være like effektivt som ved aggregatorstyrt fleksibilitet.	2,5
Tap av komfort 8%	Forbrukerens grad av «tap av komfort» er helt opp til forbrukeren selv og hvordan de selv ønsker å respondere på de gitte insentivene. Om forretningsmodellen skal ha noe funksjon er likevel forbrukeren avhengig av å respondere, noe som kan føre til tap av komfort. Med fri overstyringsmulighet oppnår modellen derfor en relativ høy score på dette kriteriet.	4
Personvern 2,5%	Aggregator trenger ikke involveres i detaljer om forbruket. Det er kun nødvendig for aggregator å hente inn forbrukerdata av tidsavhengig forbruk da forbrukeren operer apparatene sine selv. Det vil likevel kunne være gunstig å hente inn mer detaljert data da det vil kunne bidra til gode analyser for å effektivisere operasjonene mest mulig. 4 fra Statnett, 5 fra Enfo.	4,5
Forbrukerinnsett 9%	For at modellen skal ha en funksjon krever det aktiv deltakelse fra forbrukeren i stor grad. Litteraturen viser at dette er noe forbruker ikke foretrekker. At forbrukeren styrer operasjonene kan også føre til dårligere optimalisering av fleksibiliteten. Ved å utvikle programvare som kan forenkle og effektivisere forbrukerens operasjoner er det likevel potensiale i modellen. Enighet mellom Enfo og Statnett.	1
Konsekvenser ved Ikke levert kapasitet	Ingen konsekvenser. Enighet mellom Statnett og Enfo	5

4,5%		
Kompatible markeder 10,5%	Grunnet større behov for raskere aktivering i andre markeder vil ikke denne modellen være aktuell for andre markeder. Enighet mellom Statnett og Enfo.	1
Kundetilpasning og tilgjengelighet 8,5%	Selv om modellen krever mindre installasjoner og er ment for å legge til rette for sluttbruker gjennom å ta eierskap til prosessen selv, vil det kreve en del kompetanse fra sluttbruker for at modellen skal fungere effektivt. Her vurderte Statnett og Enfo litt forskjellig, og modellen oppnår mellomverdien fra de to.	4
Teknologiske barrierer 6%	Kan være en fordel med teknologiske oppgraderinger for å gjøre operasjonene lettvinde og effektive, men i utgangspunktet trengs det ikke store installasjoner og eksisterende teknologi er tilfredsstillende for at modellen skal fungere godt. Litt forskjellig score fra Enfo og Statnett og kriteriet for derfor mellomverdien 4.	4
Regulatoriske barrierer 13%	Det finnes ingen regulatoriske barrierer for å implementere modellen. Enighet mellom Statnett og Enfo.	5
Område og volum 7,5%	Ingen begrensninger for område eller volum. Enighet mellom Statnett og Enfo.	5
Totalscore		3,115

DAM- 3		
Kriterium	Begrunnelse	Score
Potensiell fortjeneste 17%	Modellen bygger på å minimere forbrukernes strømkostnader, ikke aggregatorens day-ahead kostnader. Fortjenesten vil derfor ikke være like høy for aggregator som for eksempel i DAM-1. Fortjenesten vil likevel være høyere enn i DAM-2 da operasjonene er mer optimalisert med aggregator som styrer, selv om driftskostnadene kan være noe høyere. Enighet mellom Enfo og Statnett om dette	2
Investeringer 6,5%	I likhet med DAM-1 krever modellen installasjon av avansert måle og styringssystemer, samt optimaliseringsmodeller og software for å styre disse systemene mest effektivt og for å minimere tap av komfort. Enfo har erfaring med kostnader relatert til teknologien og oppnår derfor score på 3. Statnett valgte 2.	2,5
Energieffektivisering 7%	Gjennom tidsavhengige tariffer bidrar modellen til å jevne ut strømforbruket og redusere topplastene. Dette er mye av grunnen til at man ønsker et fleksibilitetsmarked, og kan føre med seg flere positive momenter i energisektoren. Statnett og Enfo var litt uenige her da den reelle effekten er usikker, og modellen får derfor en score på 3.	3,5

Tap av komfort 8%	Tariffene vil inntreffe i topperiodene noe som kan føre til tap av komfort i periodene forbruker kanskje har mest behov for strøm. Forbrukerens mulighet til å overstyre deler av driften vil likevel være til stede. Det betyr at forbruker kan unngå tap av komfort om ønskelig. Statnett ga score på 2 og Enfo på 4. Derfor blir score satt til 3.	3
Personvern 2,5%	For å optimalisere prosessen og forebygge tap av komfort vil det være nødvendig for aggregator å innhente forbruksdata og detaljstyre apparater for ulike tidsrom. Det vil være aggregators ansvar at personvern overholdes og at sensitiv informasjon ikke kommer på avveie.	2,5
Forbrukerinnsett 9%	Forskjell fra modell DAM-2 er at aggregator opererer fleksibiliteten til forbrukerne. Dette basert på tidsavhengige tariffen. En slik modell vil kreve mindre forbrukerinnsett, men muligens ikke like lite som i DAM-1 da forbrukeren kan overstyre aggregatorens operasjoner og kun betale prisen av den gjeldende tariffen. På bakgrunn av dette satt Statnett 4 og Enfo 3.	3,5
Konsekvenser ved Ikke levert kapasitet 4,5%	<i>Konsekvenser ved ikke levert kapasitet vil være av liten betydning siden volumet for en enkel forbruker vil spille så liten rolle i day-ahead markedet. Enighet mellom Enfo og Statnett.</i>	4
Kompatible markeder 10,5%	Allerede installert teknologi kan sannsynligvis brukes med annen software i andre markeder, men vil medføre jobb og kostnader å koble seg opp til markedene. Litt uenighet mellom Statnett og Enfo da Enfo mener at tidsavhengige tariffen kun er forbeholdt day-ahead markedet og derfor vil modellen ikke være like kompatibel.	2,5
Kundetilpasning og tilgjengelighet 8,5%	<i>Teknologi må installeres, men utover det kan de fleste forbrukere delta.</i>	3,5
Teknologiske barrierer 6%	<i>Noe av teknologien eksisterer, men bør optimaliseres ytterligere for at modellen skal være effektiv. Enighet mellom Statnett og Enfo.</i>	3
Regulatoriske barrierer 13%	I dagens marked er det kun BRP som får handle i day-ahead. Det er til gjengjeld mulig å handle med mindre volumer som kan bidra til deltakelse for flere aktører. På bakgrunn av dette gav Statnett 2 og Enfo 3.	2,5
Område og volum 7,5%	Det er mulig å handle med små volumer, men modellen er avhengig av store volumer for å oppnå noe betydelig fortjeneste.	3,5
Totalscore		2,86

IDM-1		
Kriterium	Begrunnelse	Score
Potensiell fortjeneste 17%	I følge Enfo er det generelt lite aktivitet på intradagmarkedet i Norge, og dette vil kanskje ha en negativ effekt på lønnsomheten for modellene som opererer i dette markedet. De største budene gjøres i day-ahead. Fortjenesten bygger på å redusere kostnader aggregator vil møte i balansemarkedet.	2,5
Investeringer 6,5%	For å optimere modellen krever mye av de tilsvarende investeringer som i andre modeller. Installasjon av avanserte måle og styringsenheter, samt optimaliseringsmodeller. Hovedtrekkene i modellen er ganske like med funksjonene til intradagmarkedet i dag, så modellen kan gjennomføres i stor grad uten installasjoner og uten bruk av fleksibilitet.	3,5
Energieffektivisering 7%	Modellen kan bidra til et mer balansert samsvar mellom produksjon og etterspørsel før sanntid. Ifølge Statnett vil energieffektiviseringen ikke være like stor som i day-ahead eller reservemarkedene.	1,5
Tap av komfort 8%	Selv om modellen hovedsakelig bygger på å rette opp ubalanser fra handel i day-ahead markedet gjennom intradag-markedet, tar eksemplet i (Ayón, Gruber, Hayes, Usaola, & Prodanović, 2017) sikte på å minimere aggregatoren kostnader gjennom blant annet å ta i bruk forbrukernes fleksibilitet fra oppvarmingslaster. Som kjent er det muligheter for at fleksibelt forbruk kan føre til noe tap av komfort. Statnett vurderer likevel denne modellen som bedre enn andre med tanke på tap av komfort fordi mye av prosessen kan gjøres uten fleksibilitet.	4
Personvern 2,5%	For å optimalisere driften er aggregator avhengig av detaljert forbrukerdata. Enfo mente at drift av fleksibiliteten i intradagmarkedet gir større utfordringer knyttet til personvern, Statnett var mer nøytrale og rangerte denne modellen høyere med tanke på personvern siden mye av handelen også kan gjennomføres uten fleksibilitet.	3
Forbrukerinnsett 9%	Modellen krever liten aktiv deltakelse fra forbruker. Aggregator styrer driften og prosessene for å minimere ubalansekostnadene og forbruker involveres ikke i denne prosessen. Statnett var klar på at denne modellen i intradagmarkedet ga mulighet for mindre forbrukerinnsett, mens Enfo rangerte den likt som de andre DAM og IDM modellene.	4
Konsekvenser ved Ikke levert kapasitet 4,5%	Med litt mindre volum som handles i intradagmarkedet kan ikke levert kapasitet gi litt ubalanse før sanntid, men om det kun gjelder enkeltforbruker og ikke hele aggregators portefølje vil det fortsatt ikke være av noe særlig betydning.	3,5
Kompatible markeder	Allerede installert teknologi kan brukes i andre markeder. Enighet mellom Statnett og Enfo.	4

10,5%		
Kundetilpasning og tilgjengelighet 8,5%	Som i DAM-modellene er den største barrieren for å delta, å installere teknologien. Enighet mellom Enfo og Statnett.	3
Teknologiske barrierer 6%	I følge Enfo kan generelt lite erfaring med fleksibilitetshandel i intradagmarkedet gi større teknologiske utfordringer. Statnett mener det er mindre teknologiske barrierer for denne modellen da en del av operasjonene er operasjoner kraftleverandørene allerede er kjent med.	3
Regulatoriske barrierer 13%	For å handle i intradagmarkedet må man være BRP. For en integrert aggregator vil det ifølge Statnett ikke være noen regulatoriske barrierer og setter 5. På den andre siden mener Enfo at kravet om å være BRP utgjør en betydelig regulatorisk barriere og setter 3.	4
Område og volum 7,5%	I følge Enfo stilles det noe høyere krav til område og volum i intradagmarkedet enn i day-ahead. <i>Statnett vurderer det likt som mange av de andre modellene</i>	2,5
Totalscore		3,17

IDM-2		
Kriterium	Begrunnelse	Score
Potensiell fortjeneste 17%	Fortjenesten bygger på å utnytte svingningene i pris i intradagmarkedet gjennom arbitrasje. Stor prisvolatilitet gjennom en dag vil potensielt gi større fortjeneste. Begrensende faktorer er bl.a. hvor mye volum som gjøres tilgjengelig fra forbrukerne i de aktuelle tidsperiodene. Fortjenesten avhenger av pris-volatiliteten gjennom en dag og hvor stort volum det handles med. I følge Enfo er det også lite aktivitet i intradag markedet i Norge så det kan være vanskelig å skape stor fortjeneste.	2,5
Investeringer 6,5%	Handel i intradagmarkedet krever raskere operasjoner enn i day-ahead markedet så aggregator er avhengig av å optimere operasjonene for handel og for minst mulig tap av komfort. Installasjoner av avansert måle og styringsenheter samt utvikling av software vil være nødvendig. I følge Enfo må det også veldig høyt volum til for å få noe fortjeneste, så installasjon av teknologi hos mange forbrukere med mulig liten fortjeneste.	2,5
Energieffektivisering 7%	Arbitrasjemodellen vil gi ingen eller mindre nytte i form av energieffektivisering. Både Enfo og Statnett er enige om dette, men har valgt å gi score 2 og 1.	1,5
Tap av komfort 8%	Mye likhetstrekk med DAM-modellene. Forskjellen er at handelen foregår nærmere sanntid og dermed vil eventuell varsling om utkobling også komme mye tettere opp til sanntid, noe som kan sees på som negativt og derfor trekker ned scoren. Tap av komfort	3,5

	kan forekomme i periodene i løpet av dagen med høye priser og stor etterspørsel. Enfo og Statnett var litt uenige på dette punktet, da Statnett mente intradagmarkedet gir mulighet for mindre tap av komfort.	
Personvern 2,5%	I likhet med DAM-1 og -3 vil aggregator ha behov for forbrukerdata til å optimalisere operasjonene og hindre tap av komfort. Det vil fortsatt være aggregators ansvar å overholde personvern og at sensitiv informasjon ikke kommer på avveie. Både Statnett og Enfo mente arbitrasjemodellen gjorde det mer utfordrende å opprettholde tilstrekkelig personvern og var enige om scoren.	2
Forbrukerinnsett 9%	Siden handelen skjer nærmere sanntid er det begrenset anledning for forbruker til å involveres i operasjonene. Forbrukerinnsett blir tvunget til å være lav om modellen skal fungere godt. Det bør likevel være mulighet for å overstyre noe av driften ved behov. Både Enfo og Statnett vurderer modellen ganske likt som andre modeller på dette kriteriet.	3,5
Konsekvenser ved Ikke levert kapasitet 4,5%	Både Statnett og Enfo vurderer konsekvensene ved ikke levert kapasitet som ganske tolerante så lenge det innebærer manglende kapasitet fra enkeltforbruker og ikke for hele den aggregerte porteføljen.	3,5
Kompatible markeder 10,5%	Allerede installert teknologi kan brukes i andre markeder. Enighet mellom Statnett og Enfo.	4
Kundetilpasning og tilgjengelighet 8,5%	Som i DAM- modellene er den største barrieren for å delta, å installere teknologien. I følge Enfo vil terskelen for å delta i disse modellene være noe høyere da forbrukerinsentivene er noe dårligere med mindre energieffektivisering og muligens mindre lønnsomhet.	2,5
Teknologiske barrierer 6%	I følge Enfo kan generelt lite erfaring med fleksibilitetshandel i intradagmarkedet gi større teknologiske utfordringer. Statnett er mer nøytrale og mener denne modellen ikke vil by på noe større utfordringer enn i day-ahead.	2,5
Regulatoriske barrierer 13%	For å handle i intradagmarkedet må man være BRP. Enfo ser på dette som en større barriere enn Statnett.	3,5
Område og volum 7,5%	Det er mulig å handle med mindre volumer, men modellen må handle med store volumer for å oppnå noe betydelig fortjeneste. Enighet mellom Statnett og Enfo	3
Totalscore		2,89

RM-1		
Kriterium	Begrunnelse	Score
Potensiell fortjeneste 17%	Allerede eksisterende modeller har vist seg å være svært lønnsomme. Enfo har mye erfaring på område og gir modellen topp score på dette kriteriet. Statnett gir også topp score.	5
Investeringer 6,5%	Initielle investeringer er forholdsvis store. Ifølge Statnett er de større enn i andre markeder, grunnet krav til høyere pålitelighet og hurtigere aktivering. Enfo som har mye erfaring med å installere teknologi for sine kunder mener investeringene kan likestilles med flere av de andre modellene.	1,5
Energieffektivisering 7%	Bidraget fleksibilitet kan gi i reservemarkedet er av stor betydning for et energieffektivt og samfunnsøkonomisk perspektiv. Tilgjengelig fleksibilitet som reserver bidrar til et pålitelig og balansert strømmnett uten store utbedringer og investeringer i strømmettet og uten å måtte ta i bruk produksjonsbaserte reserver. Enighet mellom Statnett og Enfo.	4
Tap av komfort 8%	I følge Enfo som har mye erfaring på levering av kraftreserver vil kunden nesten ikke merke at de bidrar med fleksibiliteten sin siden varigheten er så kort. I de fleste tilfeller vil strømforbruket bare bli redusert i noen få sekunder. På den annen side vil kunden ha svært lite overstyringsmuligheter, og Statnett har derfor satt dette kriteriet til 3.	3,5
Personvern 2,5%	For at prosessene skal fungere optimalt og fleksibiliteten skal kunne aktiveres raskt nok må det være god informasjonsflyt fra kunde til aggregator. Det er naturlig å tenke at det kan være litt mer utfordrende å tilfredsstillere personvern i denne modellen. Enighet mellom Statnett og Enfo.	2
Forbrukerinnnsats 9%	Modellen må helautomatiseres om den skal fungere tilfredsstillende. Derfor er den også avhengig av svært lite deltakelse fra forbruker. Enighet mellom Statnett og Enfo.	4
Konsekvenser ved Ikke levert kapasitet 4,5%	Konsekvensene for ikke levert kapasitet kan være av større betydning i reservemarkedene. I følge Enfo kan forbrukere bli straffet om de ikke leverer gjentatte gange. Statnett mener det fremdeles vil være av mindre betydning siden en enkeltforbruker vil utgjøre så liten del av det totale volumet.	3
Kompatible markeder 10,5%	I følge Enfo er alle Statnett sine markeder aktuelle og kompatible med denne modellen. Statnett er enig, og begge gir score 5.	5
Kundetilpasning og tilgjengelighet 8,5%	Det er noe begrensninger på hvilke kunder som kan delta. I følge Enfo må kunder kunne tilby store volumer med fleksibilitet for å være aktuelle. Ellers er tilgjengeligheten god og terskelen for å kunne delta forholdsvis lav. Statnett og Enfo gir begge score 3.	3

Teknologiske barrierer 6%	I følge Enfo finnes teknologien allerede og brukes bl.a. av Enfo sine kunder. Det er likevel rom for ytterligere optimalisering. På Bakgrunn av dette gir Enfo score 4. Statnett gir score 3.	3,5
Regulatoriske barrierer 13%	I følge Enfo er det strengere krav for deltakelse i reservemarkedene. Alle aktører må bl.a. være BRP bortsett fra i FFR. Enfo gir derfor score 2. Statnett velger å se på aggregator som en integrert aggregator og gir derfor score 5	3,5
Område og volum 7,5%	I følge Enfo må deltakere ha store volumer fleksibilitet for å kunne delta. Statnett er enig, og begge gir score 2	2
Totalscore		3,525

HOB-1		
Kriterium	Begrunnelse	Score
Potensiell fortjeneste 17%	Ifølge Statnett vil det være vanskelig å skape lønnsomhet på denne modellen. Gjennom iFleks prosjektet har de allerede erfart at forbrukere gir mindre respons på prissignaler enn ventet og gir derfor score 1. Enfo er litt mer optimistiske og gir score 3.	2
Investeringer 6,5%	Som i DAM-3 vil prosessen kunne styres manuelt av forbrukerne eller gjennom enkle smarthussystemer. Store investeringer trengs derfor ikke. Teknologi kan også installeres for å effektivisere prosessen ytterligere. Enighet mellom Enfo og Statnett.	4
Energieffektivisering 7%	Igjen bruker Statnett iFleks som eksempel da tidsavhengige tariffer har vist seg å være ineffektive gjennom deres demoprojekt. Formålet med modellen; å redusere topplaster vil kanskje ikke oppnås siden kunder ikke responderer som forventet på insentivene. Derfor gir de score 2. Enfo ser annerledes på det og gir score 4. Dersom modellen fungerer som tiltenkt vil den kunne gi et stort energieffektiviserings bidrag.	3
Tap av komfort 8%	Selv om forbrukerne kan styre fleksibiliteten selv og det i utgangspunktet vil gi rom for mindre tap av komfort, vil det være nødvendig med jevnlig utkoblinger og mye administrasjon for at modellen skal opprettholde sin funksjon. Enighet mellom Enfo og Statnett.	3
Personvern 2,5%	Aggregator trenger ikke involveres i detaljer i forbruket. Det er kun nødvendig for aggregator å hente inn forbrukerdata av tidsavhengig forbruk da forbrukeren operer apparatene sine selv. Det vil likevel kunne være gunstig å hente inn mer detaljert data da det vil kunne bidra til gode analyser for å effektivisere operasjonene mest mulig. 4 fra Statnett, 3 fra Enfo.	3,5

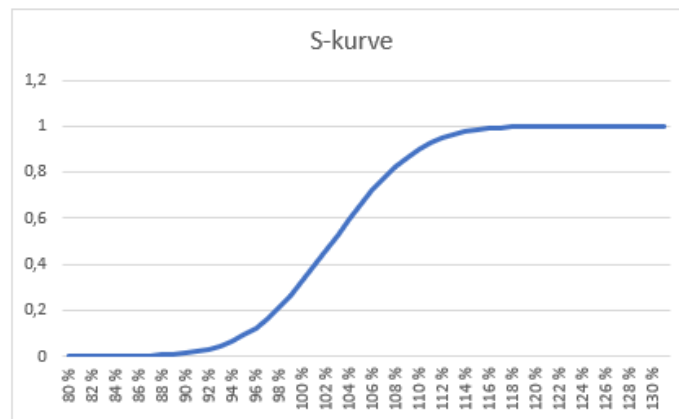
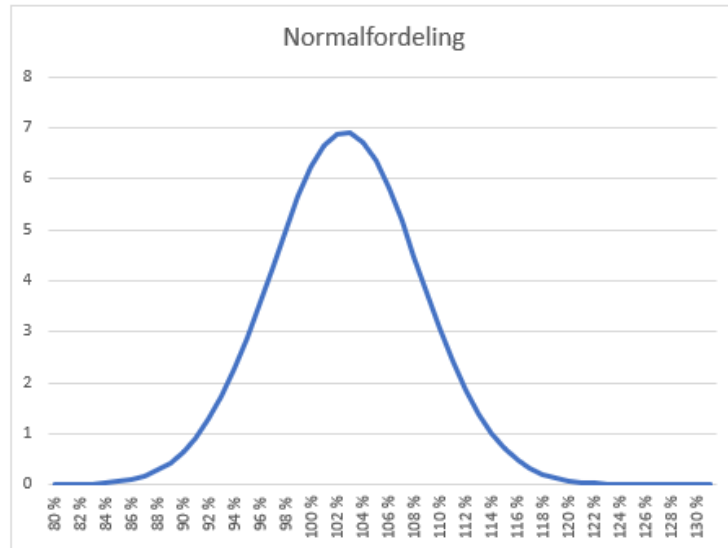
Forbrukerinnsett 9%	Forbruker styrer alle operasjoner selv, og vil kreve kontinuerlig aktiv deltakelse og stor innsats. Statnett gir derfor 1 og Enfo 2 på dette kriteriet.	1,5
Konsekvenser ved Ikke levert kapasitet 4,5%	Både Statnett og Enfo vurderer konsekvensene ved ikke levert kapasitet som ganske tolerante så lenge det innebærer manglende kapasitet fra enkeltforbruker og ikke for hele den aggregerte porteføljen.	4,5
Kompatible markeder 10,5%	Som med DAM-2 vil ingen andre markeder være kompatible når forbrukeren styrer fleksibiliteten selv. Enighet mellom Statnett og Enfo.	1
Kundetilpasning og tilgjengelighet 8,5%	Ifølge Statnett er denne modellen tilgjengelig for mange forbrukere, og terskelen for å delta er lav da det krever små eller ingen installasjoner. Enfo ser litt annerledes på det, da de synes modellen krever mye administrasjon og tiltak for å sette i gang.	4
Teknologiske barrierer 6%	Teknologien finnes allerede, og modellen kan i utgangspunktet også driftes manuelt uten noe form for installasjoner og ny teknologi.	4,5
Regulatoriske barrierer 13%	Enfo mener det kommer til å være vanskelig å få gjennom en slik modell siden det egentlig er TSO som eier tariffene, Statnett mener det ikke er noen regulatoriske hindringer hvis man ser bort ifra dette.	3,5
Område og volum 7,5%	Statnett og Enfo enige om at det ikke er noen hindringer for deltakelse gjennom område og volum på denne modellen.	5
Totalscore		3,105

HOB-2		
Kriterium	Begrunnelse	Score
Potensiell fortjeneste 17%	Lønnsomheten bygger på mye av de samme faktorene som i modell DAM-1 og DAM-3. Ifølge Statnett vil formålet med denne modellen være å redusere toppplastene, ikke nødvendig skape fortjeneste på day-ahead markedet. Derfor ser de ikke for seg like stor fortjeneste der. Enfo og Statnett gir begge score 2	2
Investeringer 6,5%	Modellen vil kreve tilsvarende investeringer som i mange av de andre automatiserte, aggregatorstyrte modellene. Teknologien må utvikles og installeres, og mye volum/mange forbrukere må til for å gjøre det lønnsomt.	2,5
Energieffektivisering 7%	Formålet med modellen er å håndtere overbelastninger, noe som kan sies å være en form for energieffektivisering. At aggregator drifter fleksibiliteten gjør også modellen mer effektiv enn HOB-1.	3,5

	Enfo gir derfor score 5. Statnett ser ikke at modellen vil gi like stor energieffektiv nytte i praksis og gir derfor 2.	
Tap av komfort 8%	Både Enfo og Statnett mener det vil være jevnlig utkoblinger som kan passe dårlig med forbruker. De gir begge derfor score 2.	2
Personvern 2,5%	Aggregator vil ha behov for forbrukerdata til å optimalisere operasjonene og hindre tap av komfort. Det vil fortsatt være aggregators ansvar å overholde personvern og at sensitiv informasjon ikke kommer på avveie. Å opprettholde godt personvern vil derfor være noe utfordrende. Enighet mellom Enfo og Statnett.	2
Forbrukerinnsett 9%	Modellen må helautomatiseres om den skal fungere tilfredsstillende. Derfor er den også avhengig av svært lite deltakelse fra forbruker. Enighet mellom Statnett og Enfo.	4
Konsekvenser ved Ikke levert kapasitet 4,5%	Volumet til en enkel forbruker vil ikke utgjøre nok til at det får noen konsekvenser for strømmettet. Dersom hele den aggregerte porteføljen uteblir vil det derimot være av større betydning.	4
Kompatible markeder 10,5%	Ifølge Enfo vil det være vanskelig å overføre en slik modell til andre markeder. De gir derfor score 1. Statnett mener teknologien kan brukes i alle Statnett sine markeder og gir score 5.	2,5
Kundetilpasning og tilgjengelighet 8,5%	Installasjon av teknologi trekker ned litt på tilgjengelighet sammenlignet med f.eks. HOB-1 andre, men utenom mener både Enfo og Statnett at terskelen for å kunne delta er lav. Begge gir score 3.	3
Teknologiske barrierer 6%	Noe av teknologien eksisterer, men bør optimaliseres ytterligere for at modellen skal være effektiv. Enighet mellom Statnett og Enfo.	3
Regulatoriske barrierer 13%	Både Enfo og Statnett mener begge det er en vanskelig modell å få gjennom rent regulatorisk. Begge gir score 2.	2
Område og volum 7,5%	Det er mulig å handle med mindre volumer, men modellen må handle med store volumer for å oppnå noe betydelig fortjeneste og funksjon. Med mange mindre aktører vil investeringer i installert teknologi overgå potensiell fortjeneste dersom den gjeldende forbrukeren kun kan tilby lave volumer.	3,5
Totalscore		2,715

Vedlegg 2: Oversikt av regulerkraftprisen i prosent av day-ahead

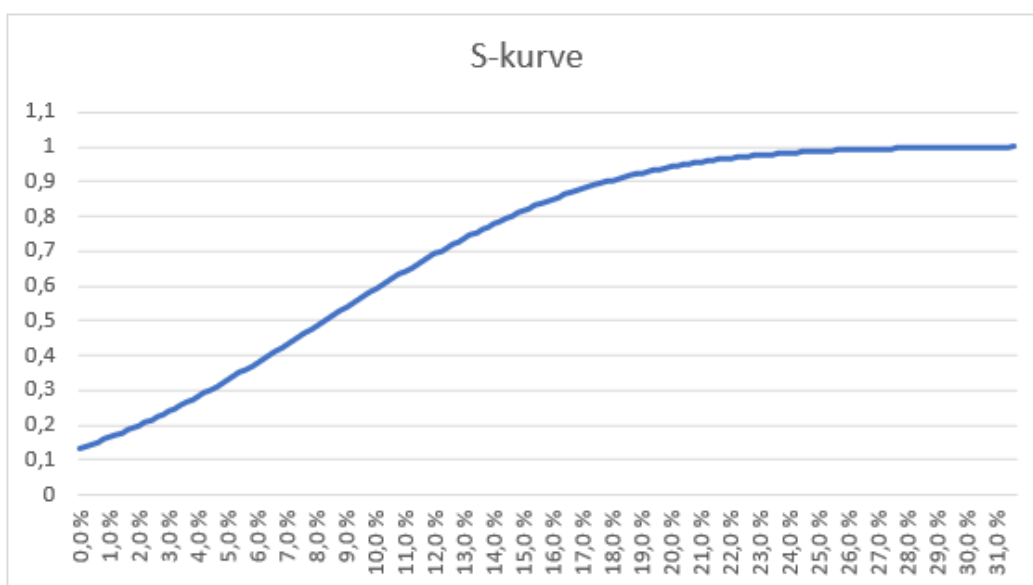
Regulerkraftpris i prosent av day-ahead		
Verdi	Sannsynlighet	Kumulativ
80 %	0,0032353	4,511E-05
81 %	0,0062751	9,111E-05
82 %	0,011812	0,0001789
83 %	0,021579	0,0003413
84 %	0,0382592	0,0006333
85 %	0,0658327	0,0011427
86 %	0,1099379	0,0020049
87 %	0,1781773	0,0034216
88 %	0,2802576	0,005681
89 %	0,4278211	0,0091782
90 %	0,6338212	0,0144322
91 %	0,9113204	0,0220932
92 %	1,2716724	0,0329352
93 %	1,7221826	0,0478279
94 %	2,2635127	0,0676826
95 %	2,8872639	0,0933741
96 %	3,5742902	0,1256401
97 %	4,2943056	0,164971
98 %	5,0072109	0,2115033
99 %	5,6662875	0,264936
100 %	6,2230191	0,3244874
101 %	6,6329002	0,3889057
102 %	6,8612869	0,4565388
103 %	6,8882278	0,525458
104 %	6,7113396	0,5936219
105 %	6,3461558	0,6590554
106 %	5,823875	0,7200201
107 %	5,186963	0,7751502
108 %	4,4834678	0,8235374
109 %	3,761099	0,8647572
110 %	3,062071	0,8988383
111 %	2,4194439	0,9261879
112 %	1,8553065	0,94749
113 %	1,3807516	0,9635937
114 %	0,9972757	0,9754095
115 %	0,6990604	0,983824
116 %	0,4755695	0,98964
117 %	0,313988	0,9935417
118 %	0,2011926	0,9960822
119 %	0,1251154	0,9976878
120 %	0,0755108	0,9986726
121 %	0,044229	0,9992588
122 %	0,0251423	0,9995976
123 %	0,0138709	0,9997876
124 %	0,0074268	0,999891
125 %	0,0038592	0,9999456
126 %	0,0019462	0,9999736
127 %	0,0009526	0,9999876
128 %	0,0004525	0,9999943
129 %	0,0002086	0,9999975
130 %	9,332E-05	0,9999989
131 %	4,052E-05	0,9999995



Lav (P10)	Forventet	Høy (P90)
95 %	103 %	111 %

Vedlegg 3: Oversikt av RKOM pris i prosent av day-ahead

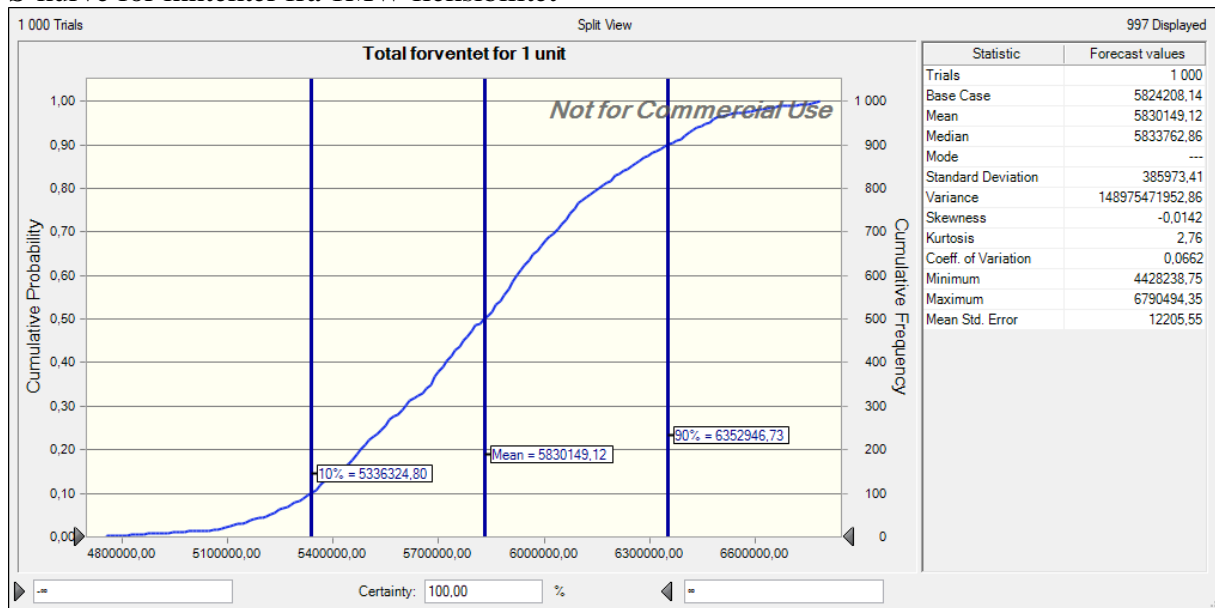
Måned	RKOM snittpris	DAM snittpris	Prosent
jan.18	36,77419355	312,92	11,8 %
feb.18	79,64285714	370,39	21,5 %
mar.18	48,35483871	425,22	11,4 %
apr.18	11,65517241	374,02	3,1 %
nov.18	13,28571429	462,17	2,9 %
des.18	14,39130435	507,98	2,8 %
jan.19	28,4	545,82	5,2 %
feb.19	45,90909091	451,51	10,2 %
mar.19	13	408,53	3,2 %
nov.19	19,7826087	427,59	4,6 %
des.19	15	381,61	3,9 %
feb.20	7,5	126,32	5,9 %
okt.20	33	143,52	23,0 %
nov.20	15,16666667	49,93	30,4 %
des.20	17,48	214,15	8,2 %
jan.21	52,04545455	500,49	10,4 %
feb.21	80,30434783	545,07	14,7 %
mar.21	16	421,3	3,8 %
apr.21	19,5	452,14	4,3 %
mai.21	15,57142857	485,74	3,2 %
aug.21	37,57142857	748,34	5,0 %
sep.21	135,5769231	1083,67	12,5 %
okt.21	21,75	961,13	2,3 %
nov.21	15	1063,28	1,4 %
des.21	22,86206897	1771,26	1,3 %



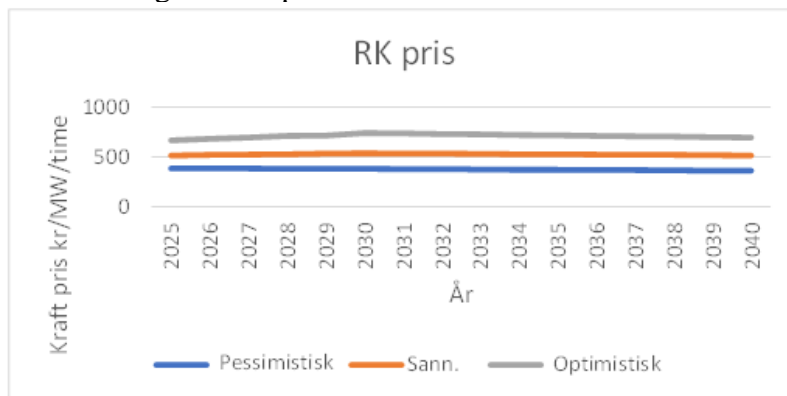
Laveste	Forventet (P50)	Høy (P90)
1,3 %	8,3 %	18,3 %

Vedlegg 4: Simuleringer

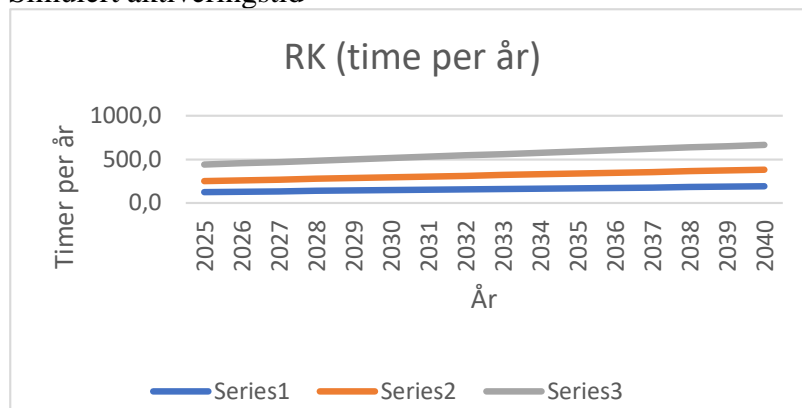
S-kurve for inntekter fra 1MW fleksibilitet



Simulert Regulerkraftpris



Simulert aktiveringstid



RK pris (kr/MW/time)					RK (timer per år)					
	Optimistisk	Sann.	Pessimis	Sim		Optimistisk	Sann.	Pessimistisk	Sim	Simulert (Kr/Mw)
2025	384,75	515	666	521,92	2025	125,7	251,3	439,8	272,27	142100,51
2026	383,8	519,12	680,43	527,78	2026	130,0	260	455	281,67	148658,97
2027	382,85	523,24	694,86	533,65	2027	134,3	268,7	470,2	291,07	155327,73
2028	381,9	527,36	709,29	539,52	2028	138,7	277,3	485,3	300,43	162088,79
2029	380,95	531,48	712,62	541,68	2029	143,0	286	500,5	309,83	167831,55
2030	380	535,6	738,15	551,25	2030	147,3	294,7	515,7	319,23	175977,38
2031	378,1	533,54	733,71	548,45	2031	151,7	303,3	530,8	328,60	180220,67
2032	376,2	531,48	729,27	545,65	2032	156,0	312	546	338,00	184429,70
2033	374,3	529,42	724,83	542,85	2033	160,3	320,7	561,2	347,40	188586,09
2034	372,4	527,36	720,39	540,05	2034	164,7	329,3	576,3	356,77	192671,84
2035	370,5	525,3	715,95	537,25	2035	169,0	338	591,5	366,17	196723,04
2036	368,6	523,74	711,51	534,62	2036	173,3	346,7	606,7	375,57	200784,20
2037	366,7	521,18	707,07	531,65	2037	177,7	355,3	621,8	384,93	204649,81
2038	364,8	519,12	702,63	528,85	2038	182,0	364	637	394,33	208543,18
2039	362,9	517,06	698,19	526,05	2039	186,3	372,7	652,2	403,73	212383,92
2040	361	515	693,75	523,25	2040	190,7	381,3	667,3	413,10	216154,58

RKOM pris (kr/MW/time)

	Optimistisk	Sann.	Pessimis	Sim
2025	5,23	41,39	109,2	51,94
2026	5,21	41,73	111,57	52,04667
2027	5,2	42,06	113,93	53,73
2028	5,19	42,39	116,3	54,62667
2029	5,18	42,72	116,84	54,91333
2030	5,16	43,05	121,03	56,41333
2031	5,14	42,88	120,3	56,10667
2032	5,11	42,72	119,57	55,8
2033	5,09	42,55	118,85	55,49667
2034	5,06	42,39	118,12	55,19
2035	5,03	42,22	117,39	54,88
2036	5,01	42,06	116,66	54,57667
2037	4,98	41,89	115,93	54,26667
2038	4,96	41,73	115,21	53,96667
2039	4,93	41,56	114,48	53,65667
2040	4,9	41,39	113,75	53,34667

RKOM (timer per år)

	Optimistisk	Sann.	Pessimistisk	Sim	Simulert (Kr/Mw)
2280	3215,5	4449	3314,83	172172,4433	
2280	3215,5	4449	3314,83	172526,0256	
2280	3215,5	4449	3314,83	178105,995	
2280	3215,5	4449	3314,83	181078,2956	
2280	3215,5	4449	3314,83	182028,5478	
2280	3215,5	4449	3314,83	187000,7978	
2280	3215,5	4449	3314,83	185984,2489	
2280	3215,5	4449	3314,83	184967,7	
2280	3215,5	4449	3314,83	183962,2006	
2280	3215,5	4449	3314,83	182945,6517	
2280	3215,5	4449	3314,83	181918,0533	
2280	3215,5	4449	3314,83	180912,5539	
2280	3215,5	4449	3314,83	179884,9556	
2280	3215,5	4449	3314,83	178890,5056	
2280	3215,5	4449	3314,83	177862,9072	
2280	3215,5	4449	3314,83	176835,3089	

Summen av forventet inntektene fra RKOM og RK

	Total. Sim	Forventet (Kr/MW)
2025	314272,95	315169,79
2026	321185,00	327831,65
2027	333433,72	331427,69
2028	343167,09	340481,6
2029	349860,10	347545,87
2030	362978,17	364315,19
2031	366204,92	365262,23
2032	369397,40	366035,82
2033	372548,29	375459,83
2034	375617,49	375746,57
2035	378641,10	383808,42
2036	381696,75	377811
2037	384534,76	390065,95
2038	387433,69	385929,61
2039	390246,83	389653,51
2040	392989,88	393604,37
Total	5824208,14	5830149,1

Vedlegg 5: Nettonåverdi regneark og resultat for porteføljer

Excel-oppsett for utregning av forventet netto nåverdi for 10MW Næringsbygg. Tilsvarende oppsett ble brukt på samtlige simuleringer, men med forskjellige nøkkeltall.

Investering tilbakebetaling	0 (kun for huskaldninger og industri)													
Investeringstidshorisonter	25000000 NOK													
Investeringprofil skjæring	2022: 25 %	2023: 25 %	2024: 25 %	2025: 25 %	2026: 25 %	2027: 25 %	2028: 25 %	2029: 25 %	2030: 25 %	2031: 25 %	2032: 25 %	2033: 25 %	2034: 25 %	2035: 25 %
Levelid skjæring (a)	15 Lineær avvikling													
Levelid tilbakebetaling (b)	5 Lineær avvikling													
Reserve	3% Avkastningsfaktor ekskl. prisstigning													
Value (MW)	10 ganger lin med PK og RQM pris													

Kapitalstrømmer forv. MWtP	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Investeringer	6250000	6250000	6250000	6250000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Driftskostnader	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Inntekter forventet	0	31638	3218316	3314277	34144816	3475453	3643152	3655662	3660358	3754538	3757466	3838084	377810	3900660	3853296	3896535	3336044	0	0
Netto kapitalstrøm	-6250000	-6250000	-6250000	-3098302	3218316	3314277	3404816	3475453	3643152	3655662	3660358	3754538	3757466	3838084	377810	3900660	3853296	3896535	3336044
Reservert																			
Netto nåverdi forrente 18291987																			

Næringsbygg 10MW				
Investeringer skyløsning	25.000.000 NOK			
Investeringsprofil skyløsning	2022 25%	2022 25%	2022 25%	2022 25%
Levetid skyløsning	15 år	Lineær avskrivning		
Realrente	3%	Avkastningskrav ekskl. inflasjon		
Volum	10	MW		
Forventet netto nåverdi	18.325.574 NOK			

Næringsbygg 50MW				
Investeringer skyløsning	25.000.000 NOK			
Investeringsprofil skyløsning	2022 25%	2022 25%	2022 25%	2022 25%
Levetid skyløsning	15 år	Lineær avskrivning		
Realrente	3%	Avkastningskrav ekskl. inflasjon		
Volum	50	MW		
Forventet netto nåverdi	184.336.782 NOK			

Næringsbygg 100MW				
Investeringer skyløsning	25.000.000 NOK			
Investeringsprofil skyløsning	2022 25%	2022 25%	2022 25%	2022 25%
Levetid skyløsning	15 år	Lineær avskrivning		
Realrente	3%	Avkastningskrav ekskl. inflasjon		
Volum	100	MW		
Forventet netto nåverdi	391.905.429 NOK			

Næringsbygg 300MW				
Investeringer skyløsning	25.000.000 NOK			
Investeringsprofil skyløsning	2022 25%	2022 25%	2022 25%	2022 25%
Levetid skyløsning	15 år	Lineær avskrivning		
Realrente	3%	Avkastningskrav eksl. inflasjon		
Volum	10	MW		
Forventet netto nåverdi	1.222.180.018 NOK			

Husholdninger 10MW				
Investeringer skyløsning	25.000.000 NOK			
Investeringer tilkoblingsutstyr	12.500.000 NOK			
Investeringsprofil skyløsning	2022 25%	2022 25%	2022 25%	2022 25%
Investeringsprofil tilkoblingsutstyr	2022 0%	2022 0%	2022 0%	2022 100%
Levetid skyløsning	15 år	Lineær avskrivning		
Levetid tilkoblingsutstyr	5 år	Lineær avskrivning		
Realrente	3%	Avkastningskrav eksl. inflasjon		
Volum	10	MW		
Forventet netto nåverdi	7.175.776 NOK			

Husholdninger 50MW				
Investeringer skyløsning	25.000.000 NOK			
Investeringer tilkoblingsutstyr	62.500.000 NOK			
Investeringsprofil skyløsning	2022 25%	2022 25%	2022 25%	2022 25%
Investeringsprofil tilkoblingsutstyr	2022 0%	2022 0%	2022 0%	2022 100%
Levetid skyløsning	15 år	Lineær avskrivning		
Levetid tilkoblingsutstyr	5 år	Lineær avskrivning		
Realrente	3%	Avkastningskrav ekskl. inflasjon		
Volum	50	MW		
Forventet netto nåverdi	128.806.342 NOK			

Husholdninger 100MW				
Investeringer skyløsning	25.000.000 NOK			
Investeringer tilkoblingsutstyr	125.000.000 NOK			
Investeringsprofil skyløsning	2022 25%	2022 25%	2022 25%	2022 25%
Investeringsprofil tilkoblingsutstyr	2022 0%	2022 0%	2022 0%	2022 100%
Levetid skyløsning	15 år	Lineær avskrivning		
Levetid tilkoblingsutstyr	5 år	Lineær avskrivning		
Realrente	3%	Avkastningskrav ekskl. inflasjon		
Volum	100	MW		
Forventet netto nåverdi	280.844.548 NOK			

Husholdninger 300MW				
Investeringer skyløsning	25.000.000 NOK			
Investeringer tilkoblingsutstyr	375.000.000 NOK			
Investeringsprofil skyløsning	2022 25%	2022 25%	2022 25%	2022 25%
Investeringsprofil tilkoblingsutstyr	2022 0%	2022 0%	2022 0%	2022 100%
Levetid skyløsning	15 år	Lineær avskrivning		
Levetid tilkoblingsutstyr	5 år	Lineær avskrivning		
Realrente	3%	Avkastningskrav ekskl. inflasjon		
Volum	300	MW		
Forventet netto nåverdi	888.997.375 NOK			

1/3 næring, 1/3 husholdninger, 1/3 industri 10MW				
Investeringer skyløsning	25.000.000 NOK			
Investeringer tilkoblingsutstyr	4.166.667 NOK			
Investeringsprofil skyløsning	2022 25%	2022 25%	2022 25%	2022 25%
Investeringsprofil tilkoblingsutstyr	2022 0%	2022 0%	2022 0%	2022 100%
Levetid skyløsning	15 år	Lineær avskrivning		
Levetid tilkoblingsutstyr	5 år	Lineær avskrivning		
Realrente	3%	Avkastningskrav ekskl. inflasjon		
Volum	10	MW		
Forventet netto nåverdi	14.431.754 NOK			

1/3 næring, 1/3 husholdninger, 1/3 industri 50MW				
Investeringer skyløsning	25.000.000 NOK			
Investeringer tilkoblingsutstyr	20.833.333 NOK			
Investeringsprofil skyløsning	2022 25%	2022 25%	2022 25%	2022 25%
Investeringsprofil tilkoblingsutstyr	2022 0%	2022 0%	2022 0%	2022 100%
Levetid skyløsning	15 år	Lineær avskrivning		
Levetid tilkoblingsutstyr	5 år	Lineær avskrivning		
Realrente	3%	Avkastningskrav ekskl. inflasjon		
Volum	50	MW		
Forventet netto nåverdi	165.086.229 NOK			

1/3 næring, 1/3 husholdninger, 1/3 industri 300MW				
Investeringer skyløsning	25.000.000 NOK			
Investeringer tilkoblingsutstyr	125.000.000 NOK			
Investeringsprofil skyløsning	2022 25%	2022 25%	2022 25%	2022 25%
Investeringsprofil tilkoblingsutstyr	2022 0%	2022 0%	2022 0%	2022 100%
Levetid skyløsning	15 år	Lineær avskrivning		
Levetid tilkoblingsutstyr	5 år	Lineær avskrivning		
Realrente	3%	Avkastningskrav ekskl. inflasjon		
Volum	300	MW		
Forventet netto nåverdi	1.106.676.702 NOK			



Norges miljø- og biovitenskapelige universitet
Noregs miljø- og biovitenskapelige universitet
Norwegian University of Life Sciences

Postboks 5003
NO-1432 Ås
Norway