



Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Masteroppgave 2023 30 stp
Fakultet for realfag og teknologi

MILP optimering av BESS som multitjenestebatteri for en industribedrift Med utgangspunkt i Ny Plast i Aremark

MILP Optimization of a BESS for value stacking of
services
Based on Ny Plast in Aremark

Bjørnar Djupevik Hagen
Miljøfysikk og fornybar energi

Forord

Denne masteroppgaven konkluderer mitt siste semester ved det femårige sivilingeniørstudiet i miljøfysikk og fornybar energi ved Norges miljø- og biovitenskapelige universitet (NMBU). Studiet og kunnskapen jeg har opplært meg gjennom selvstudie, gruppeprosjekter og forelesninger har gjort meg godt rustet for mine fremtidige karrierevalg, hvor også de sosiale sammenkomstene har gitt meg mye godt. Min tid ved NMBU er noe jeg alltid vil tilbake på som et godt minne.

Jeg ønsker å takke min veileder, førsteamanuensis Heidi Samuelson Nygård for hennes hjelp gjennom masteroppgavens løp, hvor jeg har hatt behov for veiledning, kommentarer og tips til å forme oppgaven min. Jeg ønsker videre å takke min eksterne veileder i Greenerway, Alexander Finn, for å inkludere meg i batteriprojektet på Ny Plast i Aremark, og den oppfølgingen jeg fikk gjennom masteroppgaven min. Jeg vil også rette en takk til Magne Fagereng hos Ny Plast som ga meg innsyn i deres batteriinstallasjon med Greenerway. En siste takk går til min kjæreste Martine, som alltid har støttet og oppmuntret meg gjennom oppgaven.

Bjørnar Djupevik Hagen

Ås, 15. Januar 2024

Sammendrag

Hovedspørsmålet i denne oppgaven er hvilke insentiver en bedrift har for å kjøpe og installere en battericontainer (BESS) som et multi-tjenestebatteri, og hvordan batteriet bør drives og hvilke tjenester det også tilfører en BRP. For å kunne besvare denne problemstillingen, ble det laget en MILP modell for å finne den optimale driften av en BESS ved å maksimere profitt med å kombinere tilgjengelige tjenester. Tjenestene inkluderer implisitt fleksibilitet som lastflytting, reduksjon av effektopper og prisarbitrasje i tillegg til eksplisitte fleksibilitetstjenester som deltakelse i FFR, FCR-N og mFRR. Batteridegradering er ikke inkludert i oppgaven eller modellen.

Med utgangspunkt i bedriften Ny Plast i Aremark som har 190 kW^{Peak} solcelleanlegg og en BESS på $1,1 \text{ MWh} / 1 \text{ MW}$ har det blitt vist at besparelsene i strømregningen kan være opp til omkring 450 000 - 1 000 000 kroner i året sammenlignet mot å ikke gjøre noen tiltak. Dette er beregnet uten inkluderingen av kostnader til en aggregator. Denne analysen viser at det alltid lønner seg å delta i FFR Profil. Inntektene fordeler seg omtrent likt mellom implisitte og eksplisitte fleksibilitetstjenester. Fra BRP'en sin side, ble det funnet at BESSen bør delta i balansemarkedene nærmere to tredjedeler av tiden, som antyder attraktive markeder.

Summary

The main question in this thesis is what incentives a company has to buy and install a battery energy storage system (BESS) as a multi-service battery, and how the battery should be operated, and what services it provides to a BRP. To answer these questions, a MILP model was created to find the optimal operation of a BESS by maximizing profit by combining available services. The services include implicit flexibility such as load shifting, peak shaving and price arbitrage, in addition to explicit flexibility services such as participation in FFR, FCR-N and mFRR. Battery degradation is not included in this thesis or MILP model.

Based on the company Ny Plast in Aremark, which has a 190 kW^{Peak} solar PV system and a BESS of $1.1 \text{ MWh} / 1 \text{ MW}$, it has been shown that the savings in electricity bills can be up to around NOK 450,000 - 1,000,000 per year compared to not taking any measures. This is calculated without the inclusion of costs to an aggregator. This analysis shows that it always pays to participate in FFR Profile. Revenues are roughly split equally between implicit and explicit demand response services. From the BRP's point of view, it was found that the BESS should participate in the balancing markets close to two thirds of the time, which suggests attractive markets.

Innhold

Forord	i
Sammendrag	iii
Summary	v
Innhold	vii
Figurer	xii
Tabeller	xiii
Begrepsliste	xv
1 Introduksjon	1
1.1 Formål	2
1.2 Avklaringer og avgrensninger	3
1.2.1 Tilgang til kode og data	3
2 Teori	5
2.0.1 Strømnettet i Norge	5
2.0.2 Spotpris	6
2.0.3 Fleksibilitet	6
2.1 Eksplisitt fleksibilitet	7
2.2 Ubalanse i kraftsystemet	7
2.2.1 Frekvens og inertia	8
2.2.2 Opp- og nedregulering	9
2.2.3 Balansemarkeder	9
2.3 Produksjonsplan	12
2.4 MILP	13
2.4.1 Big-M method og indikatorskranker	13
3 Metode	15
3.1 Databehandling	16
3.1.1 Beregne FCR-N behov	16
3.1.2 Aktiveringstid for mFRR	16
3.1.3 PV data	17

3.1.4	Virkningsgrad	17
3.2	Modelloversikt	17
3.3	Objektivfunksjon/Mål	19
3.3.1	mFRR	19
3.3.2	FCR	20
3.3.3	FFR	20
3.3.4	Spotpris	21
3.3.5	Effektopper	21
3.4	Begrensinger/Skranker	22
3.4.1	Generelle skranker	22
3.4.2	FCR-N	24
3.4.3	mFRR	24
3.4.4	FFR Profil	26
3.4.5	Effektopper	27
3.5	Stegvis horisont	27
4	Resultat og diskusjon	29
4.1	Modelloppførsel	29
4.1.1	Ladesyklusen	31
4.1.2	Reduksjon av effektopper	31
4.1.3	Feil ved lading under mFRR-hvilen	31
4.2	Effektopper	33
4.3	Markedsdeltakelse	33
4.3.1	Budpris i mFRR	36
4.3.2	Mulige konsekvenser av feilen med mFRR-hvilen	37
4.4	Endelige kostnader	37
4.5	Betydning for nettstabilitet	38
4.6	Eksklusive markeder	38
4.7	Unntak fra perfekt informasjon	39
4.7.1	PV data	39
4.7.2	Priser i euro	39
4.8	Tuning	40
4.8.1	Sluttkriterier	40
4.9	Usikkerhet i resultater	40
4.10	Potensielt overestimerte priser	41
4.10.1	For aktiv deltakelse	41
4.11	Muligheter for å legge til batteridegradering	41
4.12	FCR-D	42
4.13	Kommende endringer	42

4.14 Fremtidig arbeid	42
5 Konklusjon	45
Referanser	47
Vedlegg A Markedsdeltakelser alle år	51
Vedlegg B Totalkostnader for alle år	55

Figurer

2.1	Samspeilet mellom de ulike reservene ved plutselig driftsforstyrrelse. Merk at effekten ikke faktisk er lik for hver reserve. Hentet med tillatelse fra [18].	10
3.1	Figur over kraftflyt. Positiv retning for BESS, PV og kraftnett er inn i PoC og for Ny Plast er det positiv ut av noden. AMS-måleren er i PoC.	18
4.1	Utdrag fra modellen 20.05.22 - 30.05.22	30
4.2	Utdrag fra modellen 23.05.22 - Load shifting eksempel	32
4.3	Grafer over alle effekttopper fra 2020 - 2023. Effektleddet er lavere om sommeren som fører til et fall i kostnader fra april til september.	34
4.4	Grafene viser: Øverste: hvilke markeder som er bydd inn i når. Midterste: Batterikapasiteten gjennom ett år. Nederste: Energi levert til balansemarkedene mFRR og FCR-N	35
4.5	Kostnader for strøm over ett år med forskjellige tiltak. Negative kostnader tyder på netto inntekt.	38
A.1	Grafene viser hver time batteriet deltar i et marked. Det er ikke mulig å by inn i mFRR markedene når man deltar i FFR.	52
A.2	Grafene viser hver time batteriet deltar i et marked. Det er ikke mulig å by inn i mFRR markedene når man deltar i FFR.	53
B.1	Kostnader for strøm over ett år med forskjellige tiltak. Negative kostnader tyder på netto inntekt.	56
B.2	Kostnader for strøm over ett år med forskjellige tiltak. Negative kostnader tyder på netto inntekt.	56
B.3	Kostnader for strøm over ett år med forskjellige tiltak. Negative kostnader tyder på netto inntekt.	56
B.4	Kostnader for strøm over ett år med forskjellige tiltak. Negative kostnader tyder på netto inntekt.	57
B.5	Kostnader for strøm over ett år med forskjellige tiltak. Negative kostnader tyder på netto inntekt.	57

B.6	Kostnader for strøm over ett år med forskjellige tiltak. Negative kostnader tyder på netto inntekt.	57
B.7	Kostnader for strøm over ett år med forskjellige tiltak. Negative kostnader tyder på netto inntekt.	58
B.8	Kostnader for strøm over ett år med forskjellige tiltak. Negative kostnader tyder på netto inntekt.	58

Tabeller

2.1	Oppsummering av et utvalg kriterier balansereservene må overholde <i>a</i> : FFR Profil. <i>b</i> : FFR Flex. <i>c</i> : NO1, NO3. <i>d</i> : NO2, NO4, NO5. <i>e</i> : 1 MTU <i>f</i> : avhenger av budet	11
2.2	RKOM bestilles enn så lenge enten på sesong eller ukesbasis. <i>a</i> : Ved behov, beregnes ukentlig	12
4.1	Årlige kostnader og beparelser i reduserte effekttopper. Besparelsen er differansen mellom ingen tiltak og BESS + PV. <i>a</i> : Fra 20 august. <i>b</i> : Til 21. september	33
4.2	Inntekter og utgifter for de forskjellige fleksibilitetstjenestene per år. Spotprisen representerer både energi kjøpt og solgt. Summen tilsvarer strømregningen per år. Negative priser tyder på netto inntekt.	36
4.3	Tabell over hvilke markeder som modellen deltok i. Kolonnen til venstre er antall timer mens kolonner til høyre er den prosentvise andelen det utgjorde av året.	36
4.4	Gjennomsnitt og standardavvik for mFRR bud i de aksepterte	37

Nomenklatur

Forkortelser

aFRR	Sekundærreserver (automatic Frequency Restoration Reserves)
BFK	Belastningsfrakobling
BRP	Balanseansvarlig
BSP	Leverandør av balansetjenester
DoD	Depth of Discharge - Utladingsdybde
DSO	Nettoperatør - Regional- og distribusjonsnett
EMS	Energy Management System - Energistyringssystem
FCR	Primærresever (Frequency Containment Reserves)
FCR-D	Primærresever ved driftsforstyrrelser
FCR-N	Primærresever ved normaldrift
FFR	Raske frekvensreserver (Fast Frequency Reserves)
LER	Limited Energy Resource
mFRR	Tertiærreserver (manual Frequency Restoration Reserves)
mFRR-B	RKOM Med begrensninger
mFRR-H	RKOM Høykvalitet
MTU	Market Time Unit - Tidsoppløsningen i markedet, normalt én time
NBM	Nordic Balancing Model - Felles nordisk balansemarked
SoE	State of Energy - Batterikapasitet

TSO Nettoperatør - Sentralnettet

Herfra og nedover er nomenklaturet for MILP modellen

Parametre

		□
		□
$\Delta t_t^{aktivering}$	Aktiveringsvarighet av mFRR ressurs	[t]
$\tilde{H}T$	Hviletiden for mFRR	t
$\sim \Delta t$	Tidsenhet, en time	[t]
$\tilde{E}_t^{FCRbehov}$	Kalkulert behov for FCR	□
$\tilde{E}^{B,max}$	Batteriets maks kapasitet	[kWh]
$\tilde{E}^{B,start}$	Batteriets energiinnhold ved start	[kWh]
$\tilde{E}^{FCR,max}$	Høyeste energinivå ved bud i FCR markedet	[kWh]
$\tilde{E}^{FCR,min}$	Laveste energinivå ved bud i FCR markedet	[kWh]
\tilde{k}^{FFR}	Pris for en hel sesong levert i FFR Profil	[NOK/kW]
$\tilde{k}^{nettleie}$	Nettleie	[NOK/kWh]
\tilde{k}_t^{akt}	Aktiveringspris i mFRR markedet	□
\tilde{k}_t^{FCR}	Pris i FCR-N markedet	□
\tilde{k}_t^{Spot}	Spotpris	[NOK/kWh]
$\tilde{k}_{måned}^{effektledd}$	Effekttariff	[NOK/kW]
$\tilde{k}_{sesong}^{FFRProfil}$		
$\tilde{m}FRR^{Andel}$	Prosentvis andel av kapasitet bydd inn til mFRR	[%]
$\tilde{m}FRR^{opsjonspremie}$	Opsjonspremie for mFRR-B	[%]
$\tilde{m}FRR^{vol}$	Tilbudt volum i mFRR	[kW]
$\tilde{P}^{B,max}$	Maks ladeeffekt til batteriet	[kW]

$\tilde{P}^{B,min}$	Minimum ladeeffekt til batteriet	[kW]
$\tilde{P}^{PoC,max}$	Minimal effekt tilkoblingspunktet til nettet	kW
$\tilde{P}^{PoC,min}$	Maksimal effekt tilkoblingspunktet til nettet	kW
\tilde{P}_t^{forb}	Forbruk	kWh/h
\tilde{P}_t^{PV}	PV produksjon	kWh/h
$\tilde{P}^{trafo,max}$	Maksimal effekt i trafo	[kW]
$\tilde{P}^{trafo,min}$	Maksimal effekt i trafo, negativ verdi	[kW]
\tilde{V}^{FCR}	Aktivert volum i FCR markedet	[kWh]
$\tilde{\eta}_{opp}$	Virkningsgrad ved opplading	[%]
$\tilde{\eta}_{ut}$	Virkningsgrad ved utlading	[%]
M	Stort tall, til big-M metoden	

Sett

m	Settet av markeder
p	Settet av alle mFRR perioder
t	Tidsettet, timesoppløsning

Variabler

Δt_p	Antallet timer i en gitt mFRR periode p	[t]
M^{FCR}		
M^{mFRR}		
M^{Spot}		
M_p^{mFRR}	Markedsdeltakelse mFRR i periode p	
$MFRR_t^{Akseptert}$	Binær for akseptert bud i mFRR	
$MFRR_t^{Aktiv}$	Binær for aktivering av mFRR	
$MFRR_p^{Bud}$	Budpris i mFRR	[NOK/kW]
$MFRR_t^{Hvile}$	Binær for hvile etter mFRR aktivering	

$P_{mnd}^{PoC,maks}$		
$P_{måned}^{Peak}$		
P_t^{PoC}	Effekt ut fra tilkoblingspunkt	[kW]
SoE_t		
F_t^B	Fortegn for effekt ut eller inn i batteriet	
G_t^{FCR}	Grense for deltakelse i FCR markedet	
M_x^m	Binær for markedsdeltakelse i marked m ved tid eller periode $x \in t$ eller p	
P_t^+	Effekt ut på spotmarkedet	[kW]
P_t^-	Effekt inn fra spotmarkedet	[kW]
P_t^{FCR+}	Effekt ut på nettet for FCR	[kW]
P_t^{FCR-}	Effekt inn på batteriet for FCR	[kW]
P_t^{m+}	Effekt ut av batteriet for marked m	[kW]
P_t^{m-}	Effekt inn i batteriet for marked m	[kW]
P_t^{mFRR+}	Effekt ut ved mFRR aktivering	[kW]
P_t^{mFRR-}	Effekt inn ved mFRR hvile	[kW]

1. Introduksjon

Rundt om i verden må man stadig ta inn over seg konsekvensene av global oppvarming. På siste det COP28 møtet i Dubai ble det sagt at man endelig snakket om den store elefanten i rommet “fossil energi”. En 28 år gammel konferanse om klimaendringer har nok nevnt temaet tidligere, men det viser en generell motstand mot endring. Og en tilhørighet til massive pengesummer som olje- og gassindustrien tross alt står for. Nå beveger vi oss stadig nølende mot elektrisitet som et alternativ til fossil energi, hvor elektrifiseringen for et høyt konsum kommer til å kreve mye mer kraftproduksjon og stille høye krav til kraftnettet, nettutbygging og smartere drift av nettet [**Mer av alt raskere**].

Det store incentivet til å legge om til grønnere alternativ er som hintet over tett koblet opp mot penger. DNBs grønne obligasjoner selger som varmt brød på tross av de er ordinære boliglån til hus som oppfyller moderne minstekrav. Til og med i Eindhoven i i Nederland, Europas største raffineringscluster, installerer man vindmøller, enten fordi bedriftene ønsker å fremstå grønne eller fordi det er gratis energi for selskaper som trenger enorme mengder energi. Enhver bedrift må sette opp et regnskap for hva som vil være gode investeringer og det blir en avveining mellom økonomi og ønsker/verdier for planet/dyreliv/luftkvalitet. Et stort sprik i kostnader vil nærmest umuliggjøre grønne investeringer. Dette skal allikevel ikke være en redegjørelse om at global oppvarming finnes, for hvis debatten skal ligge der, er fokuset feil [1].

Etter Elvias nyhetsmelding tidligere i høst, er det fullt i strømmettet på Østlandet frem til 2035 [2]. Hvordan skal man imøtekomme den høye etterspørselen etter utbygging av nett for å mette utviklingen av et større forbruk, samt fortsette denne grønne omstillingen? Statnett ønsker at Elvia jobber med fleksibilitetstiltak for å bedre utnytte det eksisterende nettet, hvilken rolle vil batteriinstallasjoner ha i denne løsningen, og hvilke økonomiske insentiver finnes det for slike installasjoner?

1.1 Formål

Det mangler ikke på litteratur *om* batterier kan brukes, men analysen av *hvordan* de bør brukes mangler. Det er også to hovedperspektiv å ta når man vurderer batteri, fra en *transmission system operator* (TSO) eller *balance responsible party* (BRP) sin side, eller fra en forbruker. Forbrukeren tar systembalansen for gitt og vil vurdere et batteri ut fra en bedriftsøkonomisk ståsted, mens TSO/BRP vil se tjenestene batteriet kan tilby nettet [3]. Dette er to ulike spørsmål, og fordi man i Norge i dag søker flere aktører inn i balansemarkedene, vil denne oppgaven se på det bedriftsøkonomiske som et insentiv for deltakelse [4].

Batterier er fleksible energikilder som kan endre effekt og effektfaktor raskt. Det gjør at de kan tilby flere tjenester for å tjene eller spare penger. Flere systemtjenester - blant annet fasebalansering, kompensering av overharmoniske, flaskehalshåndtering, redusere nett-tap og kunstig treghetsmoment - vil ikke berøres i denne oppgaven, da disse ikke har et marked for en aktør å delta i. Tjenestene som modelleres her er lastflytting, økt egenforbruk, reduserte effekttopper, energi-arbitrasje og balansemarkeder hvorav flere av disse direkte og indirekte har positiv effekt på kraftsystemet. Denne oppgaven vil forsøke å besvare nettopp hvordan et batteri bør brukes av en forbruker med en batteriinstallasjon av minstestørrelsen på 1 MW effekt.

Hovedspørsmålet er da hvilke insentiver en bedrift søker etter ved anskaffelse av et batteri, som vil besvares med å se på potensiell inntekt. Resultatet av dissen funnene vil brytes opp i mindre deler, som hvilke tjenester som har høyest lønnsomhet og hvilke konsekvenser det har for bedriftens muligheter til å benytte det som ønsket, samt hvilke fordeler eller ulemper de forskjellige løsningene har for BRP. Et annet interessant spørsmål som vil undersøkes er om TSO tilbyr et attraktivt nok tilbud for å få aktører inn på markedene sine.

For å besvare disse spørsmålene modelleres et 1,1 MWh / 1 MW batteri hos bedriften Ny Plast i Aremark. Modellen er et blandet heltallsprogram (MILP) som tar inn forbruk og produksjon fra Elhub, PV-data fra Solar-Log og en simulering fra PV*SOL, spotpriser, aktiveringspriser i RK og dominerende retning fra Nord Pool, FCR-priser og RKOM-priser fra Statnett, frekvensdata i 10 Hz oppløsning fra Fingrid, aktivert balanseenergi fra ENTSO-E og daglige valutakurser i EUR-NOK. Dette er en matematisk optimeringsmetode som vil finne optimale strategier og gi pålitelige svar på hvordan et batteri bør styres for å skaffe høyest mulig inntjening. Resultatene vil diskuteres for å utforske betydningen de har for både forbruker og TSO.

1.2 Avklaringer og avgrensninger

I denne teksten blir noen godt etablerte uttrykk, som SoC endret til SoE. Dette er gjort på bakgrunn av at flere artikler bruker dette begrepet, samt at blir mer presist i forhold til hvordan batterikapasitet blir snakket om i denne oppgaven. State of charge innebærer at man vet noen om ladningstettheten i batteriet, mens state of energy henspiller på hvor mye utnyttbar energi det er i batteriet. Batterikapasitet eller SoE uttrykker i denne oppgaven hvor mye energi som er på batteriet.

Tertiærreservene i det norske balansemarkedet heter inntil 11. februar 2024 regulerkraftopsjonsmarkedet (RKOM) og regulerkraftmarkedet (RK), men blir omtalt under samlebegrepet manual frequency restoration reserves (mFRR) og videre spesifisert som henholdsvis reservemarkedet og aktiveringsmarkedet i mFRR.

1.2.1 Tilgang til kode og data

Koden er ikke offentlig tilgjengelig, men kan fås ved en skriftlig forespørsel til Bjørnar Djupevik Hagen. Noe av dataene er fra Nord Pool og kan ikke deles.

2. Teori

2.0.1 Strømnettet i Norge

De viktigste komponentene i et elektrisk kraftsystem er produksjon, overføring og distribusjon [5]. Energi transporteres fra generelt store produksjonskilder gjennom overføringssystemet og distribueres deretter til forbrukerne i distribusjonssystemet [6]. Overføringssystemet binder sammen Norge og samfunnets elektrifisering, noe som sørger for et velfungerende samfunn med strømforsyning for offentlige tjenester, husholdninger, næringsbygg, industrier og den voksende elbil-flåten. Samfunnet er avhengig av et velfungerende og pålitelig kraftsystem med stabil strømforsyning, uavhengig av interne eller eksterne påvirkninger.

Strømnettet i Norge er en sentral infrastruktur for overføringen mellom produsert energi og forbruk av energi. I Norge består strømnettet av transmisjonsnettet, regionalnettet og distribusjonsnettet [7]. Regionalnettet og distribusjonsnettet betegnes som komponenten distribusjon som nevnt ovenfor, mens transmisjonsnettet omhandler overføring, oversatt til engelsk *transmission*. Transmisjonsnettet inngår alle kraftlinjer med en spenning høyere enn 200kV, hvor nettet i Norge normalt opererer med 300kV og 420kV, og i noen særegne tilfeller 132kV. Transmisjonsnettet har en betydelig rolle i energiforsyningen, og knytter sammen kraftprodusenter og sluttbruker innenfor Norges landegrenser, men også over landegrenser. Disse ledningene blir også benevnet som sentralnettet i Norge. Statnett SF eier transmisjonsnettet i Norge (98%), og er systemansvarlig i det norske kraftsystemet. Det er Norges Energidepartementet som forvalter statens eierskap i Statnett, som er et heleid statsforetak [8].

Regionalnettet overfører kraft internt mellom regioner, ofte mellom transmisjonsnettet og distribusjonsnettet, hvor spenningsnivået ligger på 33 kV til 132 kV. Det minste overføringssystemet av strømnettet er distribusjonsnettet, med en nominell spenning på enten 11kV eller 22kV. Fra lokale transformatorer går det lavspente fordelingsnett på 230V eller 400V. Dette nettet forsyner kunden helt fram til stikkkontakten, og det er lokale eller regionale nettselskaper som eier og driver dette nettet [9].

Distribusjonssystemet fungerer som bindeleddet mellom kundens anlegg og energien

overført over kraftlinjene fra produksjonskilder. Distribusjonssystem sammen med transmisjonsnett består vanligvis av omfattende kraftledninger, enten luft- eller jordkabler. Disse kablene, sammen med transformator-/distribusjonsstasjoner (trafostasjoner) og elektriske koblingsanlegg, er naturligvis installert utendørs. På grunn av eksponeringen for klima- og værforhold er systemkomponentene utsatt for ytre påvirkninger, noe som kan føre til strømbrudd [stojkov, PSR_MCS_BillintonLi]. 80% av alle strømbrudd er grunnet feil i distribusjonsnett, hvor anlegget for Ny Plast er plassert ytterst i et radielt distribusjonsnettverk[RBilDistInd]. Dette har stor betydning, da konsekvensene er høyere for de nodene lengst ytterst i distribusjonsnett når det ikke finnes andre tilknytningspunkter eller andre kilder for energiimport.

2.0.2 Spotpris

Spotprisen, definert som prisen på elektrisitet til umiddelbar leveranse, er påvirket av markedskreftene i tilbud og etterspørsel. Denne prisen er i konstant endring, reflekterer sanntidsforholdene i markedet, og kan svinge betydelig avhengig av faktorer som værforhold for sol og vind, men også temperatur som skaper mer eller mindre etterspørsel, tilgjengeligheten til ulike generasjonsenheter under oppgradering og vedlikehold, og enkle ting som tid på dagen med høyere og lavere forbruk.

Spotprisen er et resultat av dereguleringsprosesser som startet på 1980-tallet, da mange land begynte å flytte fra statlig kontrollerte til markedsbaserte strømsystemer [10]. Målet var å øke konkurransen, stimulere innovasjon, og senke priser for sluttbrukere. Nord Pool skal ha vært en av de første markedsplassene for å dele kraft over markeder.

Ved å speile de faktiske kostnadene knyttet til produksjon og forbruk, bidrar spotprisen til en mer effektiv ressursfordeling i energimarkedet, hvor variasjonene i pris gir forbrukerne informasjon om de mest kostnadseffektive tidene for strømbruk. Høyere spotpriser kan signalisere behovet for økt produksjon og rettfærdiggjøre investeringer i ny infrastruktur for produsenter. For større industrielle aktører tillater spotprisen en mer detaljert energistyring og kostnadsoptimalisering. De siste par årene har vi også begynt å se at husholdninger også følger bedre med på prisen.

2.0.3 Fleksibilitet

Bruk av fleksibilitet kan for enkelhets skyld deles inn i to kategorier, implisitt og eksplisitt fleksibilitet. Implisitt fleksibilitet handler om når fleksibiliteten brukes lokalt, det vil si for den enkelte sluttbrukeren. Ifølge USEF-standard (Universal Smart Energy Foundation) kan implisitt fleksibilitet klassifiseres i fire underkategorier [11]. Den første er selvbalsnering

- Selvbalansering
- kW_{max} kontroll
- ToU-optimalisering (Time of Use)
- Nødstrømforsyning

I kontekst av denne oppgaven er disse kriteriene håndfaste måter å drive med fleksibilitet. Selvbalansering er evnen til å bruke sin egen solproduksjon, og slippe å selge den ut på nettet for å kjøpe den tilbake. kW_{max} kontroll er også kalt reduksjon av effektopper, og deles opp i to former. Den ene er peak shaving hvor man dropper å bruke strøm i høylasttimene, og den andre er lastflytting hvor man flytter forbruket til billigere timer. Denne er veldig lik på ToU optimalisering, og den definisjonen bringer ikke noe nytt.

Nødstrømforsyning er evnen til å ha tilgjengelig energi under et strømbrydd, men det er vanskelig å prissette dette. Det er veldig individuelt for enbedrift hva de trenger.

2.1 Eksplisitt fleksibilitet

Eksplisitt fleksibilitet er når fleksibiliteten selges til noen for en form for kompensasjon, typisk til en (TSO), en (DSO), eller en balanseansvarlig part (BRP). Eksplisitt fleksibilitet er et område å undersøke, ettersom strømselskaper og større industrielle aktører kan koble batterier til det elektriske distribusjonsnett til markeder for primærreserver (FCR), tertiærreserver (mFRR) eller raske frekvensreserver (FFR). Legge til kilder fra Statnett. Dette gir god inntjening i de to andre skandinaviske landene Danmark og Sverige, hvor både teknologien og bruken i Norge ikke har vært utnyttet like lenge som de andre landene. Her ville jeg lagt til noe fra de første pilotene som ble gjennomført av Statnett og Agder Energi, samt kilder som viser til inntjening i Danmark/Sverige. Dette kan gi stor økonomisk gevinst for kunden ved å stille tilgjengelig energikapasitet til disposisjon for nettet. Et smart energistyringssystem (EMS) kan for eksempel aktivt styre lading og utlading av et batteri basert på eksterne inndata som strømpriser, ladetilstand eller nettets spørsmål, noe som styrker nettkvaliteten samt kan gi en økonomisk inntjening basert på tilgjengelig energi i batteriet.

2.2 Ubalanse i kraftsystemet

Kraftnettet skal til enhver tid holdes ved omtrent 50 Hz. Avvik fra 50 Hz tyder på ubalanse. Ubalanser skjer av forskjellige årsaker, og har da også forskjellige måter å opptre og å løses. På spotprismarkedet kjøper strømleverandørene den energien de forventer

at kundene vil trenge dagen etter basert på prognoser. Ofte blir det små forskjeller i innkjøpt og produsert energi, og fordi strøm må produseres i samme tidspunkt som det konsumeres fører slike feil til at frekvensen øker eller synker sakte.

Det kan også være spenningsubalanse i nettet eller behov for mer eller mindre reaktiv effekt [4]. Reaktiv effekt kjøpes av produsenter med mer enn 10 MVA, og kan kanskje være aktuelt for virkelig store batterier, men ble ikke modellert i denne oppgaven [12]. Reaktiv effekt er en god måte å holde spenningsnivået oppe. Spenningsubalanse er vanligere på lavere spenningsnivå og noen bedrifter (som Peak Shaver) leter etter DSOer som trenger spenningsforsterkning. Fordi det ikke er et lett tilgjengelig marked vil heller ikke dette vurderes i denne oppgaven.

Ubalanser kan være strukturelle som for eksempel feil prognose for forbruk i gjeldende time eller store sprang i produksjon ved timeskift. Kvartersflytting og produksjonsglatting er to måter å håndtere dette på [4]. Feil som har større potensiale til å ramme nettet er eksempelvis utfall av utenlands HVDC kabler, feil i tekniske anlegg og mest vanlig at kabler blir slått ut av omgivelsene (trær, vind, snø og is, lyn, fugler)[13]

2.2.1 Frekvens og inertia

Frekvens er et mål på stabiliteten til et kraftsystem, og ord som roterende masse og spinnende reserve brukes ofte i denne konteksten. Disse uttrykkene referer til energien som ligger i turbiner og generatorer. En snurrende masse har kinetisk energi og vil trenge mer energi for å rotere raskere og mindre energi for å rotere saktere. Ofte brukes bildet av en vektskål som balanserer rundt 50 Hz for å demonstrere dette, men den analogien kan føre til en misoppfatning, nemlig at avvik fra 50 Hz tyder på en kraftubalanse. Det er kun når skålene beveger seg at det er en ubalanse, om de står stille - uansett hvor skjevt - så er det kraftubalanse. Tregheten til alle roterende masser som er koblet på systemet vil motsette seg eventuelle endringer og gi tid til å respondere, og det er dette som kalles inertia.

Inertiaen i det nordiske frekvensområdet ligger vanligvis på 120 - 270 GWs hvor det er lavest inertia i sommermånedene [14]. Det betyr at endringen i frekvens vil være raskere om sommeren, og det er enten nødvendig med raskere effektrespons, eller å øke inertia ved å skru på synkrongeneratorer. Sosioøkonomisk er det beste valget å betale for effektrespons [14].

En av årsakene til at inertia er lavere om sommeren er at mer av energiproduksjonen kommer fra enheter uten synkrongeneratorer - som vind og solenergi - og at det er lavere forbruk og dermed færre generatorer som kjører. For å øke andelen fornybar energi må nettet altså foreberede seg på lavere inertia de kommende årene for å håndtere økt andel

av sol- og vindenergi [15]

2.2.2 Opp- og nedregulering

Ved underfrekvens trengs det enten høyere produksjon eller lavere forbruk, og dette kalles oppregulering. Motsatt er nedregulering når produksjon senkes eller forbruk økes. Noe av denne reguleringen stilles av (nesten) alle produsenter som en statikkinstilling som reagerer lineært ved ubalanser og godtgjøres som FCR-N (se delkapittel 2.2.3) [16]. Resten handles inn på balansemarkeder. Siste tiltak før totalt strømbrydd er belastningsfrakobling (BFK). BFK starter å koble fra 5% av lastene i systemet 48,8 Hz og så videre i fire 0,2 Hz steg til 20% av lastene er frakoblet [17]. Dette er ment å være en lav nok grense til å ha tid til å respondere med effektregulering. I Norge er nettet også satt opp til å kunne gå i separatdrift, FCR-I, men det er ikke en ønsket situasjon da det byr på utfordringer både for region som blir frakoblet og nettet rundt [4].

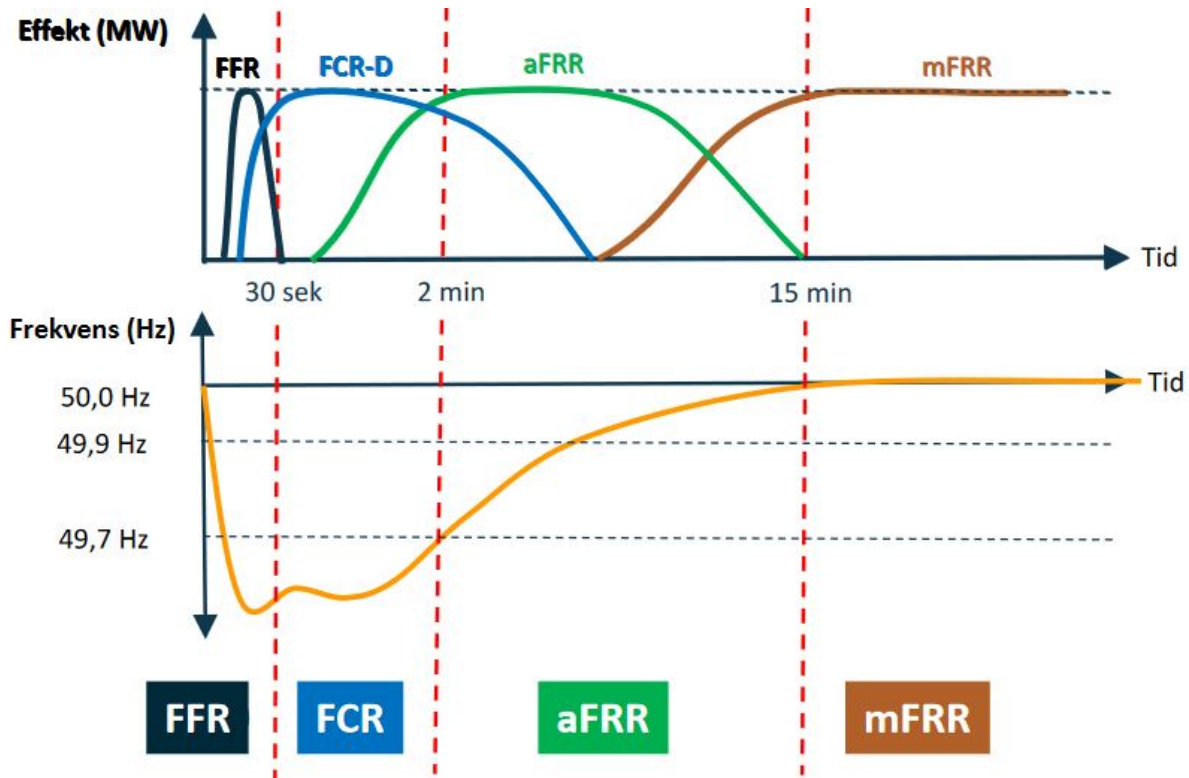
2.2.3 Balansemarkeder

Balansemerkene er en måte å løse problemer i kraftnettet. Det kan være ubalanse mellom planlagt forbruk og produksjon og reelt forbruk og produksjon, plutselige driftsforstyrrelser som utfall av store produsenter eller forbrukere, jordfeil, trær som kolliderer over linjene eller andre uforutsette utkoblinger av utstyr. Da skal det være ledig kapasitet tilgjengelig for å minimere effekten av disse forstyrrelsene. Det er ulike markeder med forskjellig responstid og effektbehov, fra de raskeste som skal bidra ved plutselige, store endringer til de trege, store reservene som skal rette opp i vedvarende kraftunder- og -overskudd.

Figur 2.1 viser samspillet mellom balansemerkene ved en plutselig driftsforstyrrelse. Her kan det merkes at høyere inertia ville gjort endringen i frekvens mindre akutt, og om vinteren ville det ikke vært nødvendig med FFR. Uansett viser denne figuren hvordan FFR raskt aktiveres og bremser fallet, men har kort varighet. FCR får så tid til å kobles inn, og ville kunne holdt ut mye lenger, men poenget med neste ressurs aFRR er å avlaste FCR i tilfelle et nytt brudd eller utfall skulle forekomme. mFRR har en lik oppgave i å avlaste aFRR og trår inn på slutten for å dekke behovet som driftsforstyrrelsen etterlot seg. Nå er alle ressurser klare til å håndtere et nytt problem.

Raske frekvensreserver - FFR

FFR (fast frequency response) trår til ved plutselige og raske endringer i frekvens, først når frekvensen er under 49,7 Hz. Dette markedet startet i Norge først i 2020 da frekvensen har først de siste årene kunne synke så raskt at FFR har vært nødvendig [13]. Årsaken er at inntoget av sol- og vindenergi i nettet har redusert inertiaen i systemet.



Figur 2.1: Samspillet mellom de ulike reservene ved plutselig driftsforstyrrelse. Merk at effekten ikke faktisk er lik for hver reserve. Hentet med tillatelse fra [18].

I Norge tilbys det for øyeblikket to måter å delta i FFR-markedet FFR Flex og FFR Profil [19]. Behovet er størst i nattestimene og i helgene, så FFR Profil er en sesongbasert bestilling over 1350 timer fra klokken 22 - 09 i ukedagene og hele helgen [20]. Profil plier å vare fra slutten av mai til begynnelsen av september. FFR Flex er også sesongbasert men timene som enheten må stå tilgjengelig spesifiseres uke til uke og perioden for levering er omtrent en måned lenger i både start og slutt.

Primærreserver - FCR

I likhet med FFR skal FCR forhindre store frekvensendringer å ramme kraftnettet inntil større energireserver kan ta over og fikse problemet som har oppstått. Det finnes to hovedkategorier for Frequency Containment Reserves (FCR). Når frekvensen ligger rundt normalbåndet, $50 \text{ Hz} \pm 0,1 \text{ Hz}$ benyttes FCR-N og om den går utenfor aktiveres FCR-D (Disturbance) [21]. FCR-N er et symmetrisk produkt, mens FCR-D deles opp i FCR-D Opp og FCR-D Ned avhengig av reguleringsretningen. FCR-D fungerer da veldig likt som FFR, mens FCR-N gjør en liknende rolle ved normaldrift der den bremser de naturlige svingningene.

FCR-N må kunne levere maks effekt en hel time. Batteriet i denne oppgaven kan da ikke by inn mer enn 500 kW. Dette er mindre enn kravet som kan finnes i tabell ??, og en aggregator er nødvendig.

	Responsintervall	Første respons	Full respons	Minimum effekt	Krav til varighet
FRR	49,7/49,6/49,5 Hz	n/a	0,7/1,0/1,3 s	1 ^a /5 ^b MW	5-30 s
FCR-N	49,9 - 50,1 Hz	30s	2-5 min	1 MW	min. 60 min ^e
FCR-D Opp	49,9 - 49,5 Hz	n/a	7,5 s	1 MW	min. 20 min
FCR-D Ned	50,1 - 50,5 Hz	n/a	7,5 s	1 MW	min. 20 min
aFRR	TSO endrer settpunkt	30s	2-5 min	1 MW	min. 1 t ^e
mFRR-B	Bestilles fra TSO	2,5 min	12,5 min	5 ^c /10 ^d MW	min. 1 t ^e
mFRR-H	Bestilles fra TSO	2,5 min	12,5 min	5 ^c /10 ^d MW	ubegrenset

Tabell 2.1: Oppsummering av et utvalg kriterier balanserereservene må overholde *a*: FRR Profil. *b*: FFR Flex. *c*: NO1, NO3. *d*: NO2, NO4, NO5. *e*: 1 MTU *f*: avhenger av budet

FCR-D har en underkategori for ressurser med begrensede energireserver (Limited Energy Resources, LER) [21]. For FCR-D det kreves å kunne stille maks effekt i minimum 20 minutter, 15 ved normaltstand og 5 ekstra ved et aktivtilstand-tilfelle. Aktivtilstanden (alert state) starter i det øyeblikket SoE er så høy eller lav at enheten kun kan levere 5 minutter med energi.

Sekundærresever - aFRR

Sekundærreservene, aFRR (Automatic Frequency Restoration Reserves), aktiveres av systemansvarlig for å frigjøre primærreservene til å være tilgjengelige til nye feil og ubalanser [4].

Klareres på D-1 marked drevet av Statnett for hele Norden. Skal inngå i NBM.

Som tidligere nevnt brukes de tregere reservene med mer energi til å rette opp i strukturelle forstyrrelser og aFRR har derfor flest leveringstimer i rampingtimene på morgen (05:00-09:00) og kveld(21:00 - 00:00) i hverdager [22].

Tertiærreserver - mFRR/RKOM/RK

Rett omkring nå, høsten 2023 og 2024, skal RK/RKOM legges ned og erstattes med mFRR CM (capacity market) som har unike bud per time og bud D-1. mFRR EAM (Energy Activation Market) har budfrist 45 min før driftstimen (2,5 min forvarsel, 10 min lineær oppramping, 5 min topp effekt, 10 min nedramping). Trenger ikke å ha vunnet CM for å delta i EAM. [Slik fungerer resevermarkedene] ord

Fristen for å melde bud til RK er kl 21 på kvelden dagen før, men de kan oppdateres frem til 45 minutter før driftstimen. [vilkÅr] mer

	Tidspunkt	Dager	Periode
RKOM-sesong	05.00-24.00	Mandag - fredag	uke 45-16 (normalt)
RKOM-uke Dag Hverdag	05.00-24.00	Mandag - fredag	Fleste uker i året ^a
RKOM-uke Natt Hverdag	00.00-05.00	Mandag - fredag	– ^a
RKOM-uke Dag Helg	05.00-24.00	Lørdag - søndag	– ^a
RKOM-uke Natt Helg	00.00-05.00	Lørdag - søndag	– ^a

Tabell 2.2: RKOM bestilles enn så lenge enten på sesong eller ukesebasis. *a*: Ved behov, beregnes ukentlig

Innad i mFRR er det et ekstra alternativ for store produsenter (>200 MW produksjonendring mellom timer) om produksjonsglatting for å forhindre strukturelle [4]

RKOM deles i to produkter; RKOM Høykvalitet" og RKOM Med begrensninger". RKOM-H har ingen begrensninger på aktiveringstid eller hvile, og er normalt sett mye bedre betalt, gjerne ti ganger høyere pris. RKOM-B har mulighet for begrensninger i varighet og hviletid, der minste varighet er en timer og maksimal hviletid er åtte timer. RKOM-B får da en reduksjon i utbetalingen gitt som en opsjonspremie som er produktet av to faktorer bestemt av varigheten og hviletiden [23]. Eksempelvis vil et bud med varighet én time og hviletid åtte timer få den maksimale reduksjonen på $1 - (0,80 * 0,80) = 36\%$.

Frister

I denne oppgaven er ikke interessen å faktisk modellere budprosessene så fristene for bud vil ikke overholdes. Tekniske krav blir i liten grad overholdt, eksempelvis krav til opp- og nedrampingstid er av liten viktighet da et batteri med enkelhet kan styres etter disse kravene, men fordi det er timesoppløsning i modellen vil ikke disse kravene kunne påvirke modellene. Krav til leveranse og tilgjengelighet vil derimot følges strengt.

2.3 Produksjonsplan

For å gjøre avregningen skal det leveres inn produksjonsplaner [Statnett vedlegg til fos 8a]. Gjennom denne oppgaven har det blitt antatt at alle målinger gjøres på batteriet og at det ikke har noen produksjon eller forbruk. Altså at produksjonsplanen er 0W for hver time.

Produksjonsplanen kan (og bør) endres frem til 45 minutter før driftstimen, så med noe forutsigbar solinnstråling eller forbruk kan man lage algoritmer som på en smartere måte inkluderer flere markeder i tillegg til egen implisitt fleksibilitet.

2.4 MILP

Blandet heltallsprogrammering (Mixed Integer Linear Problem, MILP) er en mye brukt optimeringsmetode i blant annet operasjonsanalyse. Den kjennetegnes av å ha en objektivfunksjon som kun består av lineære funksjoner, hvor alle skranker også er lineære og beslutningsvariablene er både kontinuerlige og heltall.

En MILP vil alltid kunne finne en optimal løsning gitt nok tid, men på grunn av usikkerhet i dataene vil algoritmen slutte å søke når den når en terskelverdi, da det ikke er noe poeng i å finne optimert løsning som er bedre enn dataene tillater.

2.4.1 Big-M method og indikatorskranker

Hvis-setninger er ikke-lineære funksjoner og kan ikke direkte brukes i et lineært program. Det er derimot to å gjøre noe tilsvarende. Big-M metoden bruker et tall så stort at alle løsningene som inkluderer M -en er utenfor gyldighetsområdet til modellen. Eksempelvis

$$P \leq M * B \tag{2.1}$$

hvor P er en tenkt effekt, M er det store tallet (høyere enn maksimal effekt), og B er en binær.

I dette eksempelet modelleres en binær hvis-setning som sier at effekten skal være 0 om $B = 0$ og være “ubegrenset” om $B = 1$. Det antas allerede at P må være positiv.

Indikatorsetninger er en måte å skrive hvis setninger i Gurobi og ser slik ut

$$B = 0 \implies P \leq 0$$

Denne setningen skal være ekvivalent med 2.1, hvor $B = 0$ gjør at effekten også blir 0 og $B = 1$ ikke gir noen begrensninger. Her er det opp til solveren selv å velge en god verdi for M .

3. Metode

Batterikapasitet Deltakelse i FCR-N Deltakelse i spotmarkedet Deltakelse i mFRR (RKOM) Effekttopp

I denne oppgaven benyttes en optimeringsmetode kalt blandet-heltallsprogrammering (mixed-integer linear programming, MILP). MILP er en ofte brukt metode i operasjonsanalyse, og fordi den er lineær, trengs det kun enkle metoder å finne globale optimum. Det kan allikevel være svært tidkrevende.

Modellen tar inn spotpriser, priser for FCR-N, priser for tilslag i mFRR, aktivering av mFRR og tilslag for kapaistet i mFRR for alle dager fra 1. januar 2020 til 15. oktober 2023. Den tar også inn nettleie og pris for effektopper. Dataene er i timesoppløsning. Den tar ikke for seg FCR-D, da det markedet først startet ganske sent i 2023.

Modellen har nær perfekt informasjon da alt er historiske data, så den trenger ikke å planlegge for usikkerheter i prediksjoner. Informasjonen er ikke helt korrekt, da PV-energien kun kom i dagsoppløsning, og har dermed blitt justert med en simulering fra PV-sol basert på et 20-års gjennomsnitt av innstråling i nærliggende område. Dette ble gjort fordi forbruksdataene fra Elhub ikke opplyser noe om selvkonsum av egenprodusert energi. Dette har ingen innvirkning på modellen, og sannsynligvis lite innvirkning på resultatene da forbruket er ganske stokastisk fra time til time og dag til dag.

Dataene brukt i modellen er forbruk og produksjon fra Ny Plast i Aremark og hentet fra Elhub. Spotprisene er hentet fra Nord Pool Group. Det samme er aktiveringsprisen til mFRR. Kapasitetsprisene fra mFRR er hentet fra ENTSO-E sin Transparency Plattform. FCR prisene er hentet fra Statnetts hjemmesider.

3.1 Databehandling

Opphavet til dataene brukt i denne modellen er spredte og tok betydelig tid å samle inn. Ikke minst tok synkronisering av alle data over tidssoner og sommer- og vintertidsskiftet mye tid. Fordi dette ikke er like relevant for oppgaven, presenteres kun behandlingen av data som opprinnelig ikke kom i timesoppløsning eller hvor det ble gjort antakelser for å skape nye data.

3.1.1 Beregne FCR-N behov

Volumet, altså energien, som selges i FCR-N markedet er beregnet fra frekvensdata fra Fingrid [24]. Dataene burde vært veldig like på hva som faktisk er tilfellet i NO1 da hele Norden er i samme frekvensområde, Nordic Synchronous Area. Måten aktiveringen ble beregnet, var å beregne det prosentvise avviket fra 50 Hz mellom 49,9 til 50,1 Hz, summere alle avvik i positiv og negativ retning, og til slutt multiplisere det opp med den maksimale effekten man byr inn på FCR markedet. Oppløsningen var 10 Hz som tilsvarer kravet til frekvensmålinger for FCR-D og overgår det for FCR-N (5 Hz).

En ekstra utfordring med frekvensdataene er at tidene angivelig er i UTC med sommer- og vintertidsskifte.

Eksakt fremgangsmåte kan oppdrives i koden *Sette_sammen_data_v1_5.ipynb* under tittelen *Frekvensdata*.

3.1.2 Aktiveringstid for mFRR

En leveranse i mFRR består av et forvarsel, oppramping, konstant effekt og nedramping. Oppramping skal øke lineært til konstant effekt i ti minutter, så være aktiv i fem minutter, hvor nedramping igjen skal ta ti minutter. Dersom det kommer flere aktiveringsbeskjeder skal effekten holdes konstant inntil beskjed om nedramping, eller manglende beskjed om å fortsette. Betalingen beregnes som “et rektangulært volum” [23], som vil si at avregningen antar full leveranse gjennom hele aktiveringsperioden. For å estimere hvor lang en aktiveringsperiode var, brukes data fra ENTSO-Es Transparency Platform om aktivert energi i mFRR markedet og Nord Pools data over ubalanseprisen og dominerende retning. Aktiveringstiden representeres ved $\Delta t_t^{\text{aktivering}}$.

Fullstendig algoritme finnes i koden *Sette_sammen_data_v1_5.ipynb* under tittelen *Aktiveringstid*, men går som følger:

Dersom det ikke er noe aktivert energi er $\Delta t_t^{\text{aktivering}}$ lik null. Dersom det er aktivert energi i den aktuelle timen kan $\Delta t_t^{\text{aktivering}}$ ta tre verdier 15 min, 30 min eller 60 min. Da er dominerende retning enten dominerende ned, ingen retning eller dominerende opp.

3.1.3 PV data

De historiske dataene fra solcelleproduksjonen var kun mulig å oppdrive i døgnoppløsning og krevde derfor en del behandling og mange antakelser for å gjøre om til brukbare data. For å gjøre de om til timesoppløsning ble det gjort en simulering i PV*SOL.

PV*SOL bruker solinnstrålingsdata fra de siste 20 årene og skaper forholdsvis glatte kurver. Simuleringen ble gjort uten å ta inn horisonten eller forurensningen av solcellemodulene. Forurensning av modulene vil uansett påvirke døgntotalen så dette bør ikke ha nevneverdig påvirkning på resultatet. Solcellene er takmonterte, montert på en nevneverdig høyde i et flatt område, noe som tilsier at feilen introdusert av den antakelsen er tilstrekkelig lav. En vestliggende skog gjør derimot at kveldssolen for øyeblikket blir noe overestimert.

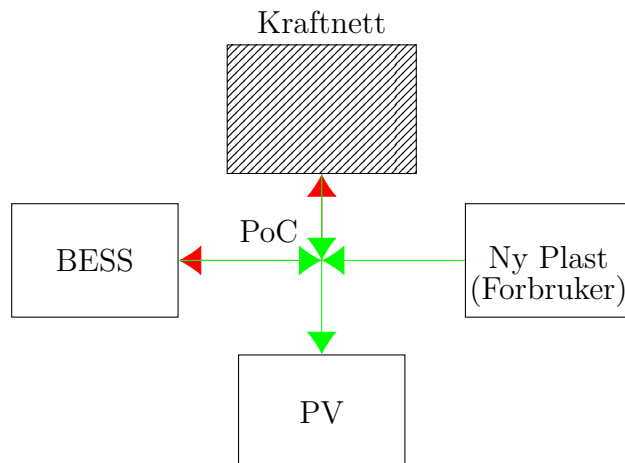
3.1.4 Virkningsgrad

Virkningsgrad for omformerer (Power Conversion System, PCS) er 97% CEC [25]. Opplading har 93% virkningsgrad og utlading har 99% virkningsgrad, basert på historiske målinger av battericellene på Ny Plast. Totalt blir det en round-trip virkninggrad på 86,6% ($0.97^2 * 0.99 * 0.93 = 86,6\%$). Virkningsgraden for både batteriet og omformerer er avhengig av effekten, men i denne modellen forenkles det til to ulike virkningsgrader for opp- og utlading η_{opp} og η_{ut} .

3.2 Modelloversikt

Dette avsnittet er ment for å gi et forenklet bilde av modellen og oppklare i raske trekk hva den gjør. Figur 3.2 er hjelpsom i å se retningene for effektflyt gjennom AMS måleren, som befinner seg i punktet PoC (Point of Connection). Energi levert til balansemarkedene beregnes derimot fra en egen måler i BESSen. Der er det allerede installert en måler fra FlexTools.

Som hjelp til å forstå modellen er det et par gjennomgående trekk verdt å påpeke først. Alle symboler med en tilde (\sim) over seg er parametre fra datasettet. Symboler uten tilde er beslutningsvariabler til modellen. P brukes om effekt, k om pris, M for markedsdeltakelse-binærene, E står for energi, G for grenser og F er fortegn. På grunn av den store mengden variabler som trengs for å modellere mFRR markedene er det en egen klasse unike symboler for dette, $MFRR$.



Figur 3.1: Figur over kraftflyt. Positiv retning for BESS, PV og kraftnett er inn i PoC og for Ny Plast er det positiv ut av noden. AMS-måleren er i PoC.

De neste linjene med formler er en forenkling av skrankene i modellen

$$\tilde{P}^{B,min} \leq P \leq \tilde{P}^{B,max} \quad (3.1)$$

$$\tilde{E}^{B,min} \leq SoE \leq \tilde{E}^{B,max} \quad (3.2)$$

$$SoE_{t+1} = SoE_t - P_t * \Delta t \quad (3.3)$$

$$\tilde{P}^{PoC,min} \leq P^{PoC} \leq \tilde{P}^{PoC,max} \quad (3.4)$$

$$M^{Spot} + M^{mFRR} + M^{FCR} + M^{FFR} \leq 1 \quad (3.5)$$

$$P^m \leq M^m * P^{B,max} \quad \text{hvor } m \in [Spot, mFRR, FCR, FFR] \quad (3.6)$$

$$M^{FCR} = 1 \quad \text{hvis } SoE \approx 50\% \quad (3.7)$$

$$M^{FFR}_t^{Aktiv} = 1 \iff (M^{FFR}_t^{Akseptert} = 1 \wedge M^{FFR}_t^{Hvile} = 0) \quad (3.8)$$

De foregående linjene sier at: **3.1** Effekten må alltid være innenfor tålegrensene til batteriet $\tilde{P}^{B,min}$ og $\tilde{P}^{B,max}$, som er 1000 kW i begge retninger for dette batteriet.

3.2 Batterikapasiteten SoE må også være innenfor et par grenser $\tilde{E}^{B,min}$ og $\tilde{E}^{B,max}$, disse kan endres dersom det ikke er ønskelig at batteriet lades dypt ut.

Alle symboler med en tilde over seg er parametre, altså data inn i modellen, og symboler uten er beslutningsvariabler eller lineære kombinasjoner av beslutningsvariabler.

3.3 Objektivfunksjon/Mål

Målet for modellen er å maksimere profitten ved å delta i alle kraftmarkedene, redusere effekttopper og skifte forbruket til billigere timer. Dette gjennomføres ved å maksimere objektivfunksjonen,

$$\text{Max} \quad (\text{Profit}^{mFRR} + \text{Profit}^{FCR} + \text{Profit}^{FFR} + \text{Profit}^{Spot} - \text{Kostnad}^{Peak}) \quad (3.9)$$

I sin enkleste form ser objektivfunksjonen slik ut, hvor inntektene fra balansemarkedene mFRR, FCR og FFR er oppsummert i sin respektive funksjon Profit^{mFRR} , Profit^{FCR} og Profit^{FFR} . Prisen eller inntjeningen fra kjøp eller salg på spotprismarkedet er representert ved Profit^{Spot} , og til sist Kostnad^{Peak} som har negativt fortegn fordi det alltid er et negativt bidrag, kostnadene for effekttopper. I de neste avsnittene dekomponeres funksjonene for å vise hvordan prisene kalkuleres.

3.3.1 mFRR

mFRR markedet er i grunnen to markeder, et kapasitetsmarked hvor tilslag medfører betingelse til deltakelse i det neste markedet, aktiveringsmarkedet. Disse var tidligere kalt Regulerkraftopsjonsmarkedet (RKOM) reservekraftmarkedet (RK). Planen for mFRR er å se på dominerende retning for å avgjøre hvor lenge ressursen skal aktiveres. Er dominerende retning opp bør den aktiveres konstant, er den 0 bør enheten kanskje bare aktiveres 50%, og er den ned eller -1, bør den enten ikke kunne aktiveres i det hele tatt eller aktiveres bare et kvarter.

Batteriet degraderes også raskere ved lav SoE, så det å delta i oppregulering hvor batteriet står i stand-by med høy SoE vil være mer gunstig.

I objektivfunksjonen legges de til som følgende,

$$\text{Profit}^{mFRR} = \sum_p mFRR_p^{kap} + \sum_t mFRR_t^{akt}, \quad (3.10)$$

hvor $mFRR_p^{kap}$ er inntekten fra kapasitetsmarkedet i mFRR-perioden p og $mFRR_t^{akt}$ er inntekten fra aktivering i timen t . Formlene deles videre opp slik:

$$mFRR_p^{kap} = M_p^{mFRR} \tilde{k}_p^{kap} * \Delta t_p * m\tilde{FRR}^{vol} * m\tilde{FRR}^{opsjonspremie}, \text{ hvor } \Delta t_p = |t| \forall t \in p, \quad (3.11)$$

hvor M_p^{mFRR} er den binære variabelen for deltakelse i mFRR reservemarkedet. \tilde{k}_p^{kap} er prisen innad i hver periode, Δt_p er antallet timer i den angitte perioden og $m\tilde{FRR}^{vol}$ er det tilbudte volumet. Dette volumet antas fullt aktivert i alle timer med aktivering.

$$mFRR_t^{akt} = MFRR_t^{Aktiv} * \tilde{k}_t^{akt} * m\tilde{FRR}^{vol} * \Delta t_t^{aktivering}, \quad (3.12)$$

hvor M_t^{mFRR} er den binære variabelen for deltakelse i mFRR aktiveringsmarkedet. \tilde{k}_t^{akt} er marginalprisen i den gitte time t , og $m\tilde{FRR}^{vol}$ er det samme effektvolumet som i 3.11 men ganget med en annen $\Delta t_t^{aktivering}$, som er en tidsenhet som ligger mellom null til én time, avhengig av hvor lang aktivering er beregnet å være.

3.3.2 FCR

For FCR ble kun FCR-N markedet tatt med fordi det var så betraktelig mindre data å hente for FCR-D. FCR-D markedet startet 9. mai 2023, og var nede størsteparten av august i NO1. Fra 22. september finnes det ingen prisdata for noen av landets regioner.

Samplingraten på FCR-D skal være minst 10Hz og for FCR-N 5Hz, de tilgjengelige frekvensdataene fra Fingrid er på 10Hz så det blir brukt til utregningene her [21].

Objektivfunksjonen for FCR følger:

$$Profit^{FCR} = \sum_t M_t^{FCR} * \tilde{k}_t^{FCR} * \tilde{E}_t^{FCRbehov}, \quad (3.13)$$

hvor M_t^{FCR} den binære variabelen for deltakelse i FCR-N markedet. \tilde{k}_t^{FCR} er prisen for FCR-N i inneværende time, $\tilde{E}_t^{FCRbehov}$ er det beregnede behovet fra frekvensavviket ??

3.3.3 FFR

Markedet for raske frekvensreserver, FFR, er foreløpig kun sesongbasert og gikk i 2023 fra uke 21 til og med uke 35. FFR Profil krever at kapasiteten er ledig til faste tider, 22-07 i ukedager og hele helgen, til sammen 1350 timer. FFR Flex er en leveranse på 400 timer i løpet av sesongen, men varsles på forhånd av TSO. På grunn av manglende informasjon om hvilke timer Flex påvirker, har det ikke blitt lagt til modellen. I 2022 ble FFR aktivert én gang så aktivering av FFR vil heller ikke bli modellert [Statnett Årsrapport 2022].

FFR Profil er et balanseprodukt som tilbys for nettene og i helgene. Minste budvolum er 1 MW. Flex har et minste budvolum på 5MW, så med et 1 MW batteri er man avhengig av en aggregator for å delta.

FFR Flex har et større minste budvolum på 5MW. Ved tilslag skal man levere 400 timer med tilgjengelighet gjennom sesongen. Hver uke før kl. 12 vil Statnett informere om hvilke timer ressursen skal være tilgjengelig de neste syv dagene, fra og med midnatt samme fredag[20].

$$Profit^{FFR} = M^{FFR} * \tilde{k}^{FFR}, \quad (3.14)$$

hvor M^{FFR} er den binære variabelen for deltakelse i FFR profil. Prisen for deltakelse \tilde{k}^{FFR} er produktet av de 1350 timene per sesong og prisen per reserverte MW, som i år var 150 NOK/MW, altså 202.500 NOK/MW/sesong.

3.3.4 Spotpris

Spotprismarkedet er litt mer komplisert, da vi ikke bare ser på batteriet lenger, men må ta med bidraget fra PV og forbruk. Vi lager en samlende variabel P_t^{PoC} som vi kommer nærmere inn på i begrensningene for å summere disse bidragene. Helst skulle det blitt diskriminert på negativ og positiv kraftflyt, da nettleien kun legges til på kjøpt energi og ikke på solgt energi. For øyeblikket får man nettleien betalt når man selger strøm, og de store verdiene kommer sannsynligvis fra salg til balansemarkedene.

$$Profit^{Spot} = \sum_t P_t^{PoC} * \tilde{k}_t^{Spot} * \tilde{k}^{Nettleie} * \tilde{\Delta}t, \quad (3.15)$$

hvor P_t^{PoC} er sum av kraft fra batteriet, forbruk og PV. Den er ikke en variabel i meningen beslutningsvariabel i modellen, men en sum av beslutningsvariabler. De tre andre variablene er ganske enkelt prisen på spotmarkedet i inneværende time \tilde{k}_t^{Spot} , nettleien $\tilde{k}^{Nettleie}$ og tidsenheten $\tilde{\Delta}t$.

3.3.5 Effektopper

For bedriften i denne oppgaven er effektleddet avregnet som det høyeste effektuttaket per måned. Det betales et fast påslag for hver kW brukt i den aktuelle måneden. Det er et lavere påslag i sommerhalvåret enn i vinterhalvåret.

Siste leddet i objektivfunksjonen 3.9 handler om reduksjon av effektopper (peak shaving). Elvia oppgir på sine nettsider forskjellige effektledd for sommer og vinterhalvåret[Elvia].

Spesifikt varer sommerhalvåret fra mars til og med september. Effekttoppen er den timen i løpet av måneden som ser høyest forbruk og det er en lineær prisfunksjon per kW forbruk. Objektivfunksjonsleddet for effekttoppen blir da seende slik ut:

$$Kostnad^{Peak} = \sum_{m\ddot{a}ned} P_{m\ddot{a}ned}^{peak} * \tilde{k}_{m\ddot{a}ned}^{effektled} \quad (3.16)$$

hvor $P_{m\ddot{a}ned}^{peak} \geq P_t^{Poc} \quad \forall t \in m\ddot{a}ned$

hvor $P_{m\ddot{a}ned}^{peak}$ er høyeste effekten i Point of Connection i forbruksretning for hver måned $m\ddot{a}ned$. $\tilde{k}_{m\ddot{a}ned}^{effektled}$ er prisen for effektleddet den måneden.

3.4 Begrensinger/Skranker

Skrankene beskriver de begrensningene/innskrenkelsene som variablene i modellen må oppfylle. De enkleste beskriver hvordan batteriet må holdes innenfor operasjonsgrensene sine, også er det mer kompliserte grenser for deltakelse i de forskjellige markedene.

3.4.1 Generelle skranker

Dette er skrankene som beskriver enkle fysiske forhold med batteriet og hvordan det er koblet sammen med forbruket fra bedriften, PV og nettet.

$$P_t^{PoC} = P_t^+ - P_t^- + P_t^{FCR+} - P_t^{FCR-} + P_t^{mFRR+} - P_t^{mFRR-} - \tilde{P}_t^{forb} + \tilde{P}_t^{PV} \quad (3.17)$$

Denne ligningen beskriver effektene inn eller ut av trafoen/Point of Connection P_t^{PoC} , positiv retning er ut på nettet og vice versa. P_t^+ og P_t^- er effekten fra batteriet enten i positiv eller negativ retning ved deltakelse i spotmarkedet, positiv retning er ut av batteriet. På samme måte er P_t^{FCR+} og P_t^{FCR-} effekt levert til FCR markedet, og til mFRR bys det kun inn i oppregulering P_t^{mFRR+} , mens P_t^{mFRR-} er for å lade opp i hviletiden etter en aktivering. FFR er som tidligere nevnt ikke inkludert som en effekt på grunn av det lave antallet aktiveringer og den lave totale energien en eventuell aktivering medfører.

Batteriet må også holdes innenfor sine grenser for kapasitet og effekt.

$$\begin{aligned} P_t^+ &\leq M_t^{spot} * \tilde{P}^{B,max} \\ P_t^- &\leq M_t^{spot} * \tilde{P}^{B,min} \end{aligned} \quad (3.18)$$

$$\begin{aligned} P_t^+ &\leq \tilde{M} * F_t^B \\ P_t^- &\leq \tilde{M} * F_t^B \end{aligned} \quad (3.19)$$

I skrankene 3.18 angir variabelen M_t^{spot} deltakelse i spotmarkedet og $\tilde{P}^{B,max}$ og $\tilde{P}^{B,min}$ angir den maksimale mulige effekten til batteriet i hver retning. De to følgende skrankene 3.19 utelukker P_t^+ og P_t^- fra å aktivere samtidig ved Big-M metoden (se delkapittel 2.4.1), her med en tilstrekkelig stor \tilde{M} som ikke må ikke forvirres med markedsdelta-kelsebinærene. $P_t^{fortegn}$ angir fortegnet på effekt fra batteriet og er videre er definert i skranke 3.22.

Batteriet starter med et visst energinivå,

$$SoE_1 = \tilde{E}^{B,start} \quad (3.20)$$

Skrankene som holder batteriets ladekapasitet innenfor trygge grenser er

$$\begin{aligned} SoE_t &\leq \tilde{E}^{B,max} \\ SoE_t &\geq \tilde{E}^{B,min} \end{aligned} \quad (3.21)$$

hvor SoE_t er kapasiteten i time t . $\tilde{E}^{b,max}$ og $\tilde{E}^{b,min}$ er kapasitesgrensene. Grensene kan enten være batteriets maksimale kapasitet eller en redusert kapasitet for å holde kapasiteten innenfor grenser for nær lineær respons (typisk $\sim 5\%$ – $\sim 95\%$).

For at modellen ikke skal levere både positiv og negativ effekt samtidig trengs en variabel som angir fortegn. Den benytter seg av indikatorsetninger (se delkapittel 2.4.1).

$$\begin{aligned} F_t^B = 1 &\implies P_t^+ - P_t^- + P_t^{FCR+} - P_t^{FCR-} + P_t^{mFRR+} - P_t^{mFRR-} \geq 0 \\ F_t^B = 0 &\implies P_t^+ - P_t^- + P_t^{FCR+} - P_t^{FCR-} + P_t^{mFRR+} - P_t^{mFRR-} \leq 0 \end{aligned} \quad (3.22)$$

hvor F_t^B er fortegnet til effekten til batteriet. Fortegnet er da 1, eller positivt, når effekten går ut av batteriet og 0/negativ når effekten går inn i batteriet.

3.4.2 FCR-N

Nære 50%

For å delta i FCR-N må batteriet starte timen med å være forholdsvis nære 50% kapasitet, da FCR-N er et symmetrisk marked. Forenklet kan det skrives som i ligning 3.7, mens i modellen angis den som følger

$$G_t^{FCR} = 0 \implies SoE_t \geq E^{FCR,min} \quad G_t^{FCR} = 1 \implies SoE_t \leq E^{FCR,max} \quad (3.23)$$

hvor G_t^{FCR} er en binær variabel som er 0 når FCR grensen er oppfylt og 1 ellers. $E^{FCR-grense,min}$ og $E^{FCR-grense,max}$ er de respektive minimums- og maksimumsgrensene for batterikapasiteten. I modellen er de satt til 40 og 60% av $E^{B,max}$.

Denne grensen brukes videre inn i en skranke

$$G_t^{FCR} + M_t^{FCR} \leq 1 \quad (3.24)$$

som da sørger for at modellen ikke byr inn FCR-N markedet med mindre forhåndsbe-
tingelsen er oppnådd.

Aktivering

Ligning må finnes frem Ved tilslag i FCR-N må behovet dekkes. Behovet er en lineær respons på frekvensavvik.

$$M_t^{FCR} = 1 \implies (P^{FCR+} - P^{FCR-}) = \tilde{E}_t^{FCRbehov} \quad (3.25)$$

hvor $\tilde{E}_t^{FCRbehov}$ er det beregnede behovet for FCR-N i time t .

3.4.3 mFRR

I teorien delkapittel 2.2.3 står det om to markeder i mFRR, kapasitetsmarkedet RKOM og aktiveringsmarkedet RK. Fristen for å melde bud til RK er kl 21 på kvelden dagen før og aktiveringen skjer 45 minutter før. Effekten må fortsatt stå tilgjengelig så for at MILPen ikke skal kunne misbruke budsystemet ble det tatt et valg om å kun by i aktiveringsmarkedet når man også deltok i kapasitetsmarkedet.

$$M_p^{mFRR} = 0 \implies MFRR_t^{Aktiv} = 0 \quad (3.26)$$

$$M_p^{mFRR} = 0 \implies MFRR_t^{Hvile} = 0 \quad (3.27)$$

hvor M_p^{mFRR} er den binære variabelen for deltakelse i kapasitetsmarkedet, og fordi den i skranke 3.26 tvinger $MFRR_t^{Aktiv}$ til 0 avgjør den også deltakelse i aktiveringsmarkedet. De to skrankene over tvinger med andre ord gjennom valget om å kun delta i mFRR når man er tatt opp i aktiveringsmarkedet.

$MFRR_t^{Aktiv}$ er den binære variabelen som bestemmer når energi skal leveres og $MFRR_t^{Hvile}$ skal da være aktiv i et gitt antall timer etter en aktivering.

$$P_t^{mFRR+} \geq MFRR_t^{Aktiv} * \tilde{P}^{B,max} * m\tilde{FRR}^{Andel} \quad (3.28)$$

$$P_t^{mFRR+} \leq MFRR_t^{Aktiv} * \tilde{M} \quad (3.29)$$

$$P_t^{mFRR-} \leq MFRR_t^{Hvile} * \tilde{M} \quad (3.30)$$

Grensene over avgjør hvordan $MFRR_t^{Aktiv}$ og $MFRR_t^{Hvile}$ påvirker effekten fra respektivt aktivering og hvile P_t^{mFRR+} , P_t^{mFRR-} . Produktet $\tilde{P}^{B,max} * m\tilde{FRR}^{Andel}$ er den prosentvise andelen av maksimal effekt som er bydd inn på markedet.

Budgivning

Proessen bak å aktivere er komplisert og krever å gi et bud, aktivere når prisen er høyere eller lik budet, og deretter hvile i et gitt antall timer uavhengig av hva prisen senere måtte være.

$$MFRR_t^{Akseptert} = 1 \implies MFRR_p^{Bud} \leq \tilde{k}_t^{mFRR} \quad (3.31)$$

$$MFRR_t^{Akseptert} = 0 \implies MFRR_p^{Bud} + \epsilon \geq \tilde{k}_t^{mFRR} \quad (3.32)$$

$$(3.33)$$

Her introduseres en ny binær $MFRR_t^{akseptert}$ som er 1 når prisen k_t^{mFRR} er høyere enn budet $MFRR_p^{bud}$, og 0 i motsatt tilfelle. Budet er likt for hele mFRR perioden p da det var slik det fremsto i vilkårene at budene skulle leveres. Et bud skal kun aktiveres om prisen er høy nok.

$$MFRR_t^{Akseptert} = 0 \implies MFRR_t^{Aktiv} = 0 \quad (3.34)$$

$$MFRR_t^{Akseptert} = 1 \implies MFRR_t^{Aktiv} + MFRR_t^{Hvile} \geq 1 \quad (3.35)$$

$$MFRR_t^{Aktiv} MFRR_t^{Hvile} \leq 1 \quad (3.36)$$

De foregående skrankene viser hvordan mFRR kun skal aktiveres om budet er akseptert, og da skal det også være et valg å hvile. Siste skranken 3.36 sier at aktivering og hvile er eksklusive.

Hviletid

Videre må hviletiden styres så den ikke hviler lenger enn den angitte tiden eller hviler før en aktivering.

Ved starten og slutten av datasettet må koden tilpasses for ikke å gå utenfor indeks, men den detaljen utelates her.

$$MFRR_t^{Aktiv} \geq MFRR_t^{Akseptert} - \sum_{T=t-\tilde{H}T}^{t-1} MFRR_T^{Aktiv} \quad (3.37)$$

Denne skranken gjør at mFRR aktiverer ved første mulige tilslag i markedet. $\tilde{H}T$ er hviletiden for mFRR, en parameter ved budet som spesifiserer hvor lengen enheten trenger å hvile etter en aktivering. I denne oppgaven er hviletiden satt til tre timer og har da en ladeeffekt lik en tredjedel av budkapasiteten.

$$MFRR_t^{Aktiv} = 1 \implies \sum_{T=t+1}^{t+\tilde{H}T} MFRR_T^{Hvile} - MFRR_T^{Akseptert} \geq \tilde{H}T \quad (3.38)$$

$$\sum_{T=t+1}^{t+\tilde{H}T} MFRR_T^{Hvile} \leq \tilde{H}T \quad (3.39)$$

Her sier den første skranken 3.38 at etter en aktivering skal hviletiden overholdes de neste gitte timene. Den andre skranken 3.39 sier at en hvile aldri skal vare lenger enn hviletiden.

3.4.4 FFR Profil

FFR begrenses ganske enkelt ved å ekskludere muligheten til å delta i andre markeder ved deltakelse i FFR profil, som det står i likning 3.5 i modelloversikten. I de andre tilfellene ser man vekk fra FFR Profil

$$\begin{aligned}
M^{FFR} + M_t^{Spot} + M_p^{mFFR} + M_t^{FCR-N} &\leq 1 \quad \text{når } t \in FFRProfiltider \\
M_t^{Spot} + M_p^{mFFR} + M_t^{FCR-N} &\leq 1 \quad \text{ellers}
\end{aligned} \tag{3.40}$$

3.4.5 Effekttopper

Effekten beregnes fra tilkoblingspunktet (Point of connection, PoC), så dette modelleres som en skranke på maksverdien i kW som kan opptre i tilkoblingspunktet. I siste iterasjon ser det ut til at effekttoppskranken ikke oppdateres så ofte som den burde (Gurobi bruker *lazy* variabeloppdatering, en diskutabel grunn for hva som går galt.)

$$P_{mnd}^{PoC,max} \geq P_t^{PoC}, \quad \forall t \in mnd, \tag{3.41}$$

hvor $P_{mnd}^{PoC,max}$ er høyeste effekten i tilkoblingspunktet/målepunktet til netteier, P_{PoC}^t , for alle timer t i løpet av måneden mnd .

3.5 Stegvis horisont

Modellen tar for mye minne til å kjøre på en laptop om den skal kjøre over et helt år, hvor det i tillegg er store sprang i beregningstid når det legges til flere variabler. Dette skjer fordi MILP gir NP-harde problemer.

Derfor er det implementert en stegvis horisont hvor modellen løser én måned av gangen, med overlapp dersom det er mFRR perioder som strekker seg mellom to måneder. Dette gjøres for å få riktig valg på deltakelse i RKOM. En måned vil alltid starte midnatt til første dagen den måneden.

De tallene som overføres fra en måned til neste er SoE og valg om deltakelse i RKOM. I overlappsperioden blir effekten for dagene i neste måned begrenset til effekttoppen i inneværende måned, men denne begrensningen blir opphevet når neste måned kjører. Dette er gjort for at ikke prisarbitrasje skal virke for fristende på modellen, da det ikke er en maks begrensning ellers. Å begynne å bestemme effekttoppen for neste måned kan heller ikke gjøres uten å inkludere alle dagene, da effekttoppen struper viljen til å bruke mye energi når den fordeles på et lavt antall dager.

4. Resultat og diskusjon

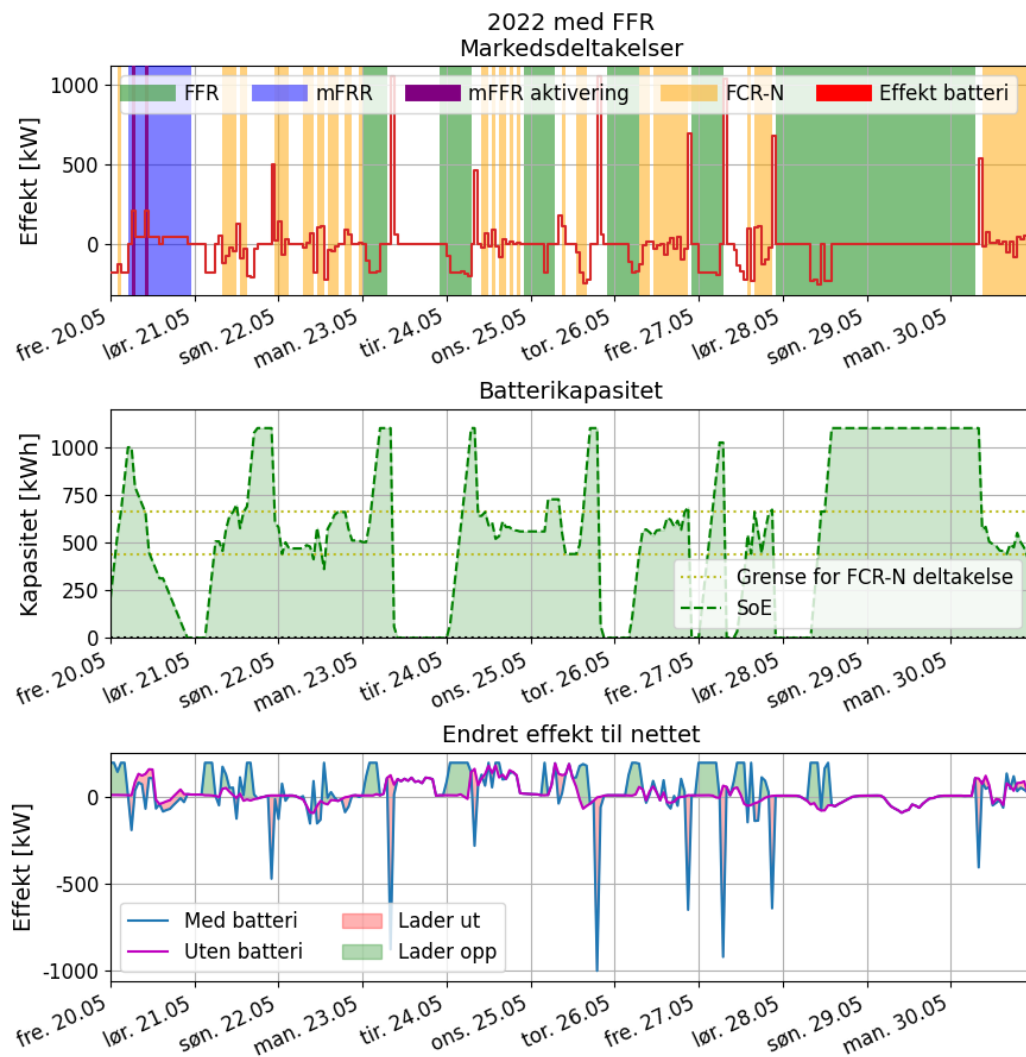
Dette kapitlet starter med å zoome inn på ukes og dagsoppløsning på modellen for å diskutere hvordan den fungerer, før verdier for hele år diskuteres hver for seg. Hovedpunktene som gjennomgås er reduksjon av effekttopper, hvilke markeder modellen byr inn i og hvorfor og hvilken betydning dette har på nettet. Deretter blir det en kritisk gjennomgang av ulike aspekter ved modellen og hvilke konsekvenser de har for modellen og hvordan de kunne blitt løst annerledes. Avslutningsvis reflekteres det rundt kommende endringer i forhold til innføringen av NBM.

Modellen ble laget i Python 3.11.5 og løst med Gurobi 10.0.3. Optimeringen ble kjørt på Intel® Core™ i3-7100U CPU @ 2.40GHz og 8 GB RAM. Som følge av datatilgjengelighet ble simuleringene kjørt fra 20. august 2020 til 21. september 2023.

Energipriser kan variere enormt fra år til år så istedenfor å finne opp en intrikat metode for å anta fremtidige strømpriser ved forskjellige scenarioer bruker jeg historiske data. Eksempelvis er det godt kjent at prisene i 2020 under korona var historiske lave og stabile, mens prisene økte voldsomt i slutten av 2021 og skjøt i været under invaderingen av Ukraina. Det er fortsatt stor variasjon i priser på både spotpris og balansekraftpris som gjør at noen tydelige tendenser kommer frem. Prisene blir dessverre ikke presentert da dataene kommer fra Nord Pool og skal ikke redistribueres eller publiseres.

4.1 Modelloppførsel

Modellen kan delta i tre markeder i tillegg til å drive med prisarbitrasje og peak shaving. Økt selvkonsum er ikke spesifikt inkludert men forekommer som en bivirkning av prisarbitrasje. I figur 4.1 viser øverste graf hvilke marked modellen foreløpig er i og hvilken effekt det leverer. Samme grafen viser også at modellen driver med prisarbitrasje, det er åpenbart fra de raske utladingene når det er mest lønnsomt å selge.



Figur 4.1: I dette utdraget fra modellen deltar modellen i tre forskjellige markeder i løpet av en uke. Den mellomste grafen viser batterikapasiteten og hvordan den endrer seg med effekten. I den nederste grafen vises forskjellen mellom strømforbruket med og uten BESS.

4.1.1 Ladesyklusen

Batteriet lades opp og ut i løpet av noen dager i figur 4.1, og noen ganger kan det stå tomt i flere timer. Det er bra for batterilevetiden at det er færrest mulig sykluser så dette er et godt resultat, men også noe overraskende da det ikke er noen “straff” innebygd i modellen som motiverer denne oppførselen.

Derimot er det to andre ting som er mindre positivt for batteriets levetid. Den første er at å være på lav SoE har høyere kalendariske degradering så batteriet bør stå ved høyere SoE. Den andre er de raske og dype utladingene som opptrer ved prisarbitrasje. Batteriet tåler færre utladingsykluser med høy DoD. Diskusjonen om batteridegradering er mer grundig i kapittel 4.11.

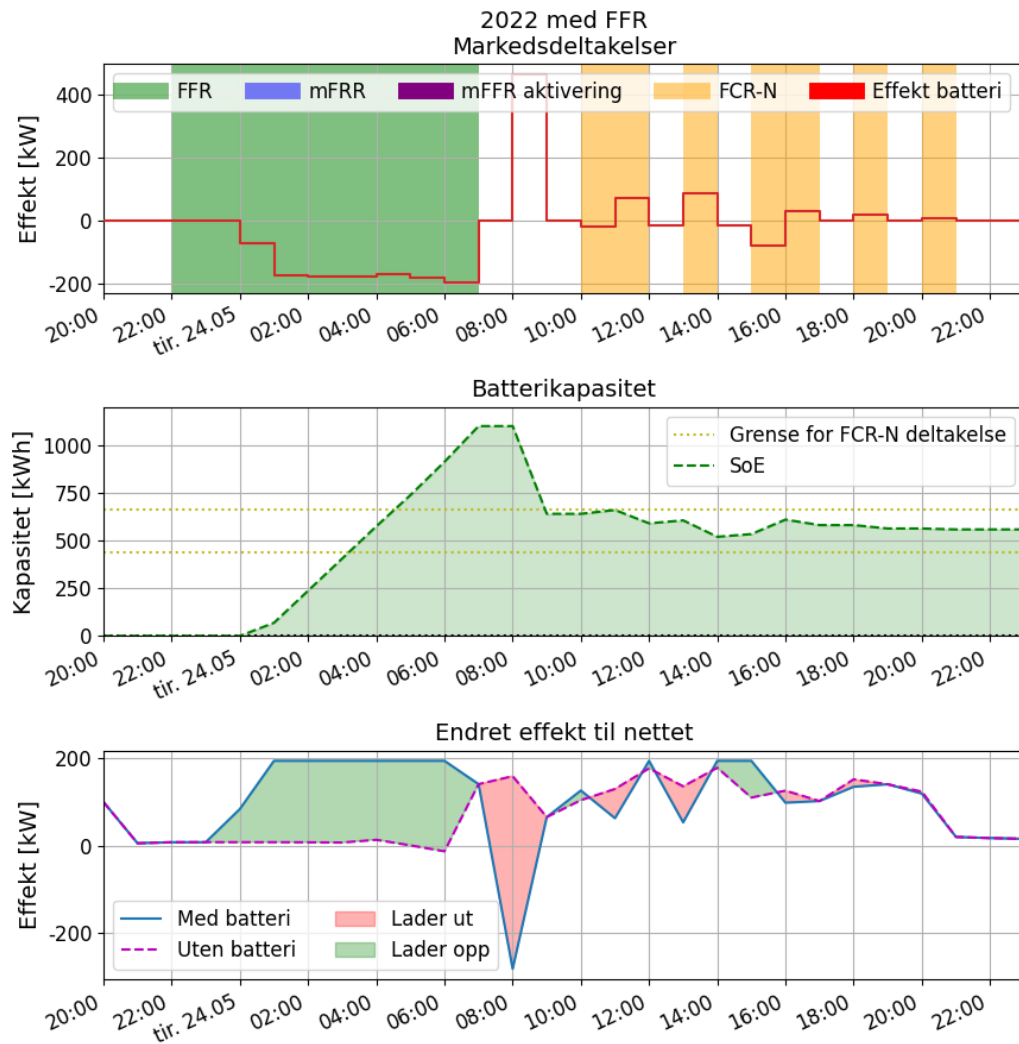
4.1.2 Reduksjon av effekttopper

For å se at modellen reduserer effekttopper trengs nederste grafen i figur 4.1, hvor den blå linja viser effekten som leses av AMS-måleren. Det hender stadig at effekten er på det samme høye nivået i løpet av perioden, hvor det er mer tilfeldig når et naturlig forbruk (rød linje) har sine effekttopper. I mai 2022 var energiprisene lave og solinnstrålingen høy så reduksjon i effekttoppen kom hovedsaklig fra PV produksjon.

Natt til onsdag 25. mai skiftes forbruket til natten for å utnytte lave spotpriser til å lade. Figur 4.2 viser hvordan effekten ligger på månedens effekttopp i seks timer for å lade og unngå de høye prisene om morgenen. I tillegg selger batteriet litt ekstra av overskuddet for å delta i FCR-N. Dette er et eksempel på “load shifting” som er den metoden som har blitt brukt til å redusere effektoppene. Peak shaving er ikke gjennomførbart uten å kunne kontrollere lastene og det vil variere fra bedrift til bedrift i hvilken grad det er mulig. Dette er fordi peak shaving innebærer å kutte energi, hvor load shifting flytter forbruket fra en høykosttime til en lavkosttime men fortsatt krever samme mengde energi.

4.1.3 Feil ved lading under mFRR-hvilen

En siste ting som må kommenteres på er en liten skrivefeil i koden som gjør at når batteriet skal lade opp under hviletiden i mFRR så gjør den det motsatte og lader ut. Dette kan sees fredag 20. mai i figur 4.1 hvor batterieffekten ligger over 0 etter aktivering og med en synkende SoE. I objektivfunksjonens ligning 3.12 betales det ikke for mFRR utenom aktiveringer, så årsaken til denne oppførselen må være prisarbitrasje. Det er vanskelig å spekulere i betydningen dette har på resultatet, men fordi det ikke betales ubalansepris på denne energien kan det ikke ha et stort utslag. Det vanskeliggjør derimot muligheten for batteriet til å delta i mFRR både natt og dag samme uke da det aldri vil ha mulighet til å lade seg opp, så effekten er mest trolig negativ på sluttresultatet.



Figur 4.2: I dette utdraget fra modellen ser man et eksempel på load shifting fra de dyre timene til dagen til de billigere nattestimene. Videre holdes batterikapasiteten på et midlere nivå for å delta i FCR-N markedet.

	2020 ^a	2021	2022	2023 ^b
Ingen tiltak	80763	180494	186302	128066
Kun PV	78678	156678	165183	108042
BESS og PV	29325	100998	133661	80107
Besparelse	51483	79496	52641	47959

Tabell 4.1: Årlige kostnader og besparelser i reduserte effekttopper. Besparelsen er differansen mellom ingen tiltak og BESS + PV. ^a: Fra 20 august. ^b: Til 21. september

4.2 Effekttopper

Effekttoppene blir ikke nødvendigvis redusert ved installasjon av en BESS. I figur 4.3 er effekttoppene i alle år visualisert. Det viser tydelig at det er billigst om sommeren, men det kommer mest av effekttariffen er lavere da. Faktisk ser effekttoppene ut til å være høyere om sommeren enn om vinteren. September i 2022 er effekttoppen høyere ved bruk av BESS enn uten.

For å se på virkningen totalt er kostnadene vedrørende effekttoppen oppsummert i tabell 4.1. Besparelsen ligger på 50 til 80 tusen kroner i året, og er mer enn dobbelt så ved bruk av BESS en med PV alene

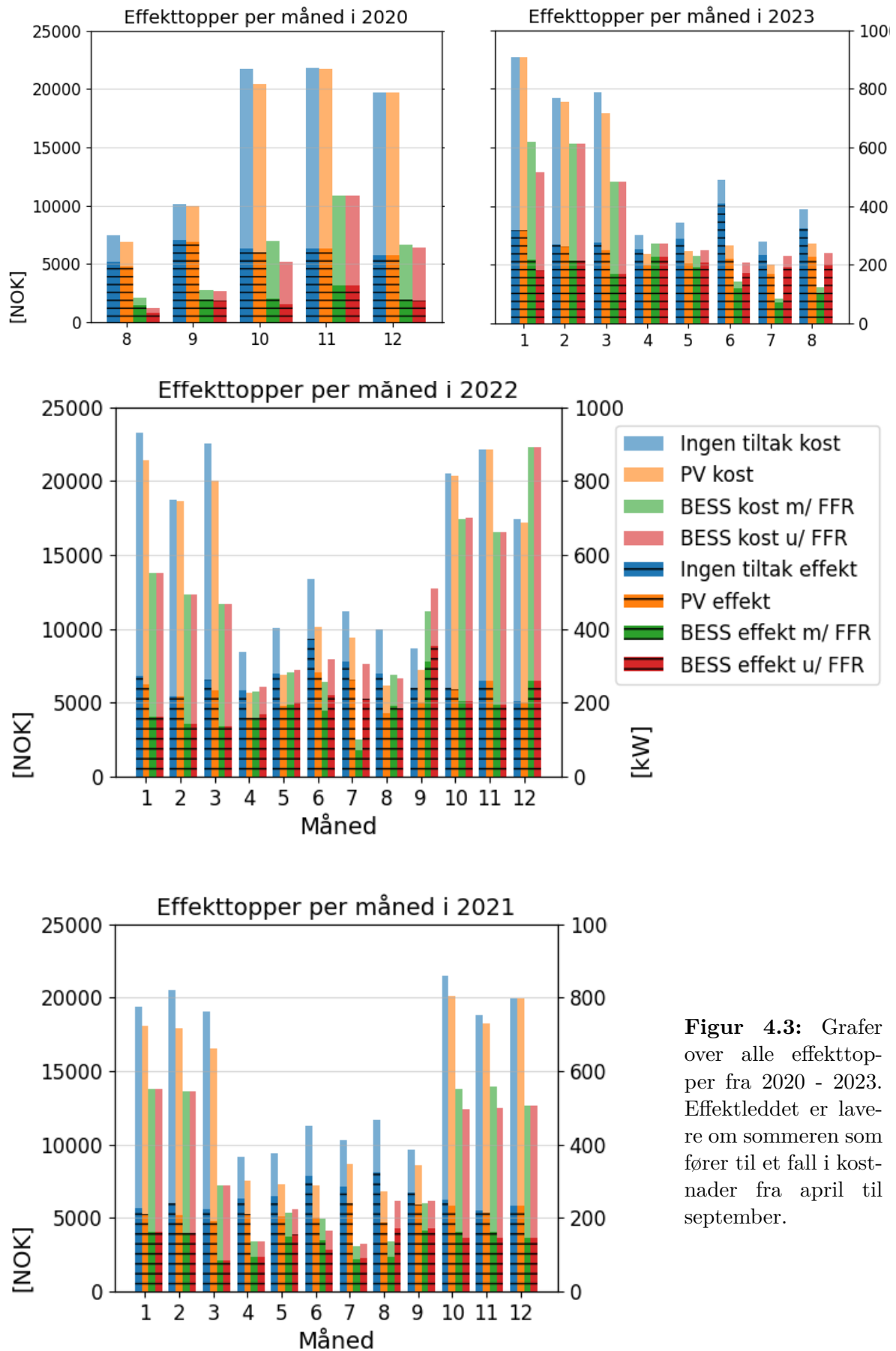
Et batteri er derimot mye dyrere enn solceller, så det er ikke et argument for seg selv, men en del av tjenestetilbudet til en BESS.

I noen tilfeller kan det lønne seg å begrense energi ut på nettet for å regnes som en plusskunde, men med en BESS av denne størrelsen vil kravet om å være under 100 kW hemme muligheten til å delta i balansemarkedene.

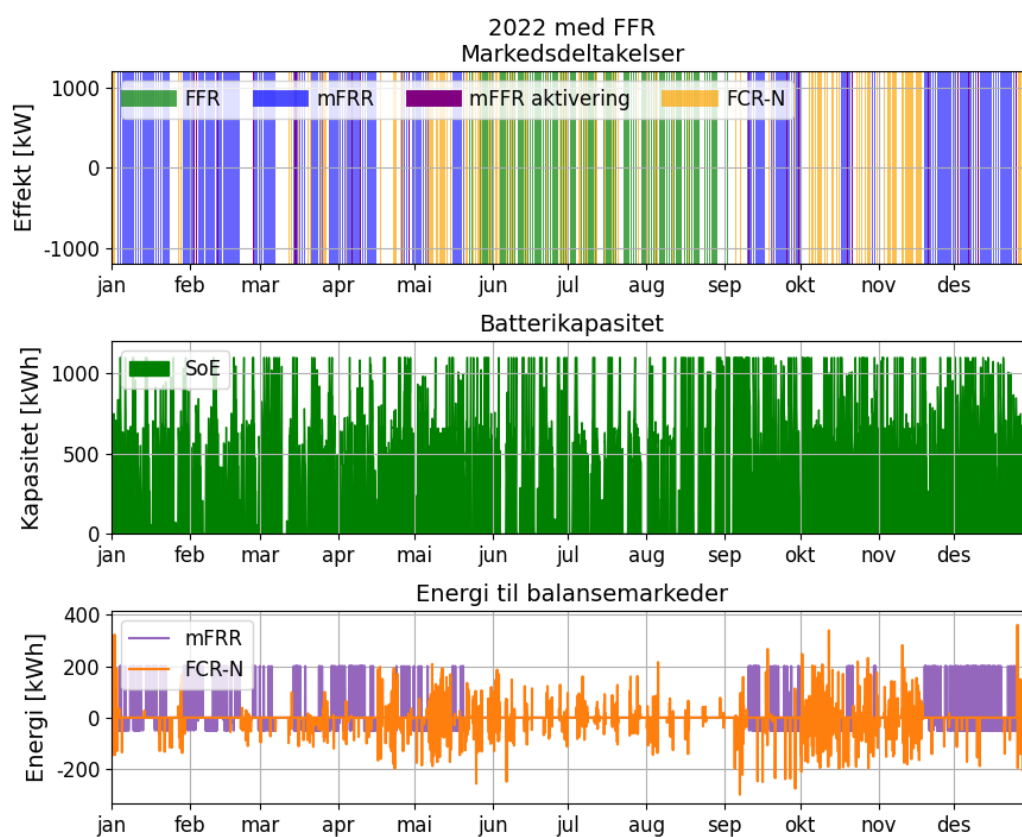
4.3 Markedsdeltakelse

Når man ser på et helt år som i figur 4.4 ser man at BESSen er aktiv ut i balansemarkedene store deler av tiden. Generelt ligger også SoE nære 50%. Behovet for balansekraft ser i 2022 ut til å være høyest på høsten, men ved å se på flere år ser det ikke ut til å være en kraftig sammenheng, men er nok kraftig relatert til hvordan sesongene er år til år. Prisene på FCR er høyere ved ekstremt regn, stor snøsmelting eller tørke i Norge, men om behovet for FCR-N reagerer på de samme faktorene er uvisst [13].

Antallet timer brukt i de forskjellige markedene er et godt mål på attraktiviteten markedene i mellom. mFRR er det mest populære markedet for modellen å delta i ser man i tabell 4.3. Spotmarkedet er omtrent like attraktivt, men det er nok mindre grunnet lønnsomheten i seg selv, men for å drive med lastflytting og lade opp eller ut for å delta i de andre markedene. Fra tabellen kan det også beregnes at mFRR aktiveres omtrent



Figur 4.3: Grafer over alle effekttopper fra 2020 - 2023. Effektleddet er lavere om sommeren som fører til et fall i kostnader fra april til september.



Figur 4.4: Grafene viser: Øverste: hvilke markeder som er bydd inn i når. Midterste: Batterikapasiteten gjennom ett år. Nederste: Energi levert til balansemarkedene mFRR og FCR-N

	2020	2021	2022	2023
Spotpris	43	-157023	-350211	-147216
Effekttopp	-29325	-100998	-133661	-80107
FFR	22500	209250	209250	209250
FCR	3103	21254	30841	34144
mFRR	2167	26776	33422	19357
mFRR aktivering	2337	40032	140617	39185
SUM	826	39292	-69741	74613

Tabell 4.2: Inntekter og utgifter for de forskjellige fleksibilitetstjenestene per år. Spotprisen representerer både energi kjøpt og solgt. Summen tilsvarende strømregningen per år. Negative priser tyder på netto inntekt.

	2020 (3192 t)		2021 (8760 t)		2022 (8760 t)		2023 (6335 t)	
Spot	1493	46,7%	3003	34,3%	2804	32%	1811	28,6%
FFR	150	4,7%	1395	15,9%	1395	15,9%	1395	22,2%
FCR-N	897	28,1%	1464	16,7%	1453	16,6%	1580	24,9%
mFRR RKOM	653	20,5%	2898	33,1%	3108	35,5%	1549	24,5%
mFRR aktiveringer	48	1,5%	181	2,1%	258	2,9%	122	1,9%

Tabell 4.3: Tabell over hvilke markeder som modellen deltok i. Kolonnen til venstre er antall timer mens kolonner til høyre er den prosentvise andelen det utgjorde av året.

7% av tiden man deltar.

Det er begrenset hvor godt mål dette er på lønnsomheten da modellen vil kunne finne selv små prisforskjeller avgjørende, og det er ingen straff i deltakelse for modellen da den ikke beregner tap av levetid. En videre diskusjon om å modellere batteridegradering kommer senere i dette kapittelet. En måte å supplere disse funnene er å se på den faktiske inntjeningen fra hvert marked, som finnes i tabell 4.2. Fra tabellen kan det regnes ut at mFRR markedet totalt sett er 2-6 ganger mer lønnsomt enn FCR-N.

For en full visuell oversikt over når modellen deltar i forskjellige markeder refereres det til vedlegg A.

4.3.1 Budpris i mFRR

Budet som sendes inn ved deltakelse til mFRR skal reflektere kostnadene for en aktivering, og det kan argumenteres for at kostnadene for et batteri er alternativkostnaden ved å gjøre noe annet. Budene i mFRR markedet som denne modellen finner er den grensen som batteriet krever for at det skal være lønnsomt når det i tillegg får betalt for å stå ledig. Disse budene mangler også et påslag for hvor mye batterilevetid som mistes ved én syklus. Gjennomsnittet og standardavvik for mFRR budene i de reserverte periodene er listet i tabell 4.4. Gjennomsnittet øker med ti-gangen fra 2020 til 2022,

År	FFR	Gjennomsnitt	Standardavvik
2020	0	0.218	0.0656
2020	1	0.219	0.0560
2021	0	0.826	0.5344
2021	1	0.838	0.5845
2022	0	2.168	1.2219
2022	1	2.005	1.0083
2023	0	1.084	0.5412
2023	1	1.339	0.4616

Tabell 4.4: Gjennomsnitt og standardavvik for mFRR bud i de aksepterte

så denne metoden er muligens ikke den beste. Mye av årsaken til dette ligger nok i at ubalanseprisen er lik spotprisen når det ikke er en dominerende retning en time, og ellers er den alltid høyere [23]. 2020 og 2022 hadde veldig forskjellige spotpriser som da reflekteres i mFRR aktiveringsprisen.

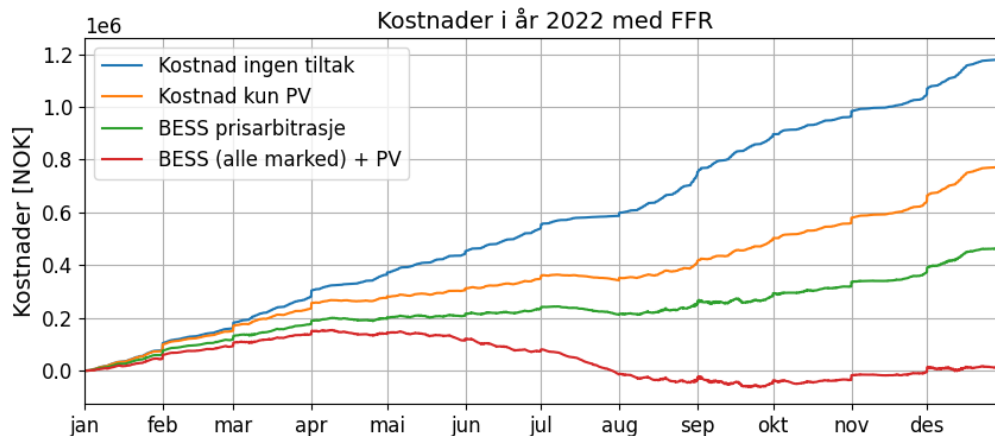
4.3.2 Mulige konsekvenser av feilen med mFRR-hvilen

Fra tidligere vet vi at det er en feil i modellen hvor det ikke kan lade opp mens det er reservert for en mFRR periode, så det er stor sannsynlighet for at batteriet ville deltatt oftere på mFRR markedet uten denne feilen. Da er det også mulig at den ville bydd lavere for å aktivere oftere. Da er det også sannsynlig at den sjeldnere ville deltatt i FCR-N.

4.4 Endelige kostnader

Hele poenget med et multitjenestebatteri er nettopp hva resultatet blir ved kombinasjon av alle tjenestene. Figur 4.5 viser det mest innbringende året, 2022, og hva tre forskjellige tiltak gjør med strømregningen. En PV installasjon ville i 2022 spart omtrent 200 000 kroner. I samme året kunne en BESS mer enn halvere strømregningen kun med implisitt fleksibilitet, og ved å delta i balansemarkedene ville strømregningen nesten blitt null. Det vil si at en BESS med PV styrt slik denne modellen planla kunne tjent 1,2 millioner kroner. Dette er det mest dramatiske eksempelet og de andre kostnadsgrafene finnes i vedlegg B.

Halvparten av inntektene kommer fra implisitt fleksibilitet, som kan sees fra den grønne linjen i figur 4.5. Fra tabell 4.1 ser vi at reduksjon av effekttopper står for 50 000 kroner av den implisitte fleksibiliteten, så det resterende er prisarbitrasje.



Figur 4.5: Kostnader for strøm over ett år med forskjellige tiltak. Negative kostnader tyder på netto inntekt.

4.5 Betydning for nettstabilitet

Spotprisen kan være et godt signal for å redusere effekt i gitte timer, og prisarbitrasje vil da tilpasse behovet og skyve lasttimene til andre tider på døgnet. Det kan derimot ha uheldige konsekvenser om det kommer mye billig fornybar energi fra kontinentet som reduserer spotprisen. Da vil all effekten komme fra sentralt i nettet og man kan få spenningsutfordringer ut i radialene om alle ønsker å forbruke mye energi samtidig

Reduksjon av effekttopper vil jevnt over senke de høyeste lasttimene for mange bedrifter og er sannsynligvis et godt tiltak. Problemet er at det gjelder for alle timer gjennom måneden og har ingen mulighet til å signalisere slik spotprisen kan om når det er ønskelig å forbruke mer eller mindre.

Det er derimot ikke overraskende at implisitt fleksibilitet ikke kan løse problemene alene og at eksplisitt fleksibilitet også trengs. Modellen har vist at batteriet kan delta i alle markeder og levere fleksibilitet hvor enn det trengs mest. Behovet må da være uttrykt som en markedspris om BRP de skal få private bedrifter med på å støtte kraftsystemet.

4.6 Eksklusive markeder

Det ble tatt et valg om å gjøre balansemarkedene eksklusive. Algoritmen ville ellers kunne solgt og kjøpt samtidig på to markeder for at effekten skulle gått i null totalt sett. Dette ble gjort hovedsaklig fordi modellen ellers kjøpte eller solgte tilsvarende effekt på spotmarkedet for å unngå og endre SoE og dermed kunne deltatt uten begrensninger på alle markeder så fremt prisforskjellen var høy nok til å betale for tapet i batteri og omformer.

Det er lov å delta på flere markeder om man har kapasitet til det. Normalt sett leverer man inn en produksjonsplan for hver time og så kan man endre settpunkt ut i fra planen for å oppfylle leveransen sin.

4.7 Unntak fra perfekt informasjon

Opgaven var ment å bruke historisk informasjon for å gi et bilde av hva optimal planlegging

4.7.1 PV data

Soldataene var i forkant av oppgaven kjent lagret, men det var utfordrende for eieren av anlegget å få tilgang til dataene selv. Gjennom å kontakte installatør ble det til slutt funnet data i døgnoppløsning. Største problemet med denne tilnærmingen er at solproduksjonen blir veldig glatt da den baseres på et 20-års gjennomsnitt og mister mye av sin “stokastiske natur”.

En potensielt bedre måte å håndtere dette på kunne vært å finne solinnstrålingen fra en nærliggende målestasjon for gjeldende år og ellers justere på samme måten.

For denne modellen har det nok ikke så mye påvirkning, da samme energimengde kommer inn i løpet av dagen og alle timer har reduserte effekttopper. Noen muligheter eller problemer en nok unngått, men det er vanskelig å forestille seg om det gjør planleggingen netto vanskeligere eller lettere.

I utviklingen av prediktive algoritmer byr det derimot på større problemer. Og å forutse solproduksjonen vil være viktig for å styre effekttoppene.

Enda viktigere er det nok å ha en måte å håndtere forbrukstoppene, da det nok er vanskeligere å predikere når maskiner skrus på hvor lenge de brukes osv.

4.7.2 Priser i euro

Enkelte av prisene på balansemarkedene er i euro, og omgjøringen har blitt gjort med daglige valutakurser, dette er derimot ikke hvordan omgjøringen gjøres. Prisen settes ved avregningen som vanligvis er uken etterpå. Derfor er det avvik mellom de faktiske prisene og de som har blitt benyttet i denne oppgaven. Noen steder er prisene beviselig feil, slik som at ubalanseprisen i oppretning alltid skal være lik eller mer enn spotprisen [23].

4.8 Tuning

Riktig tuning kan i enkelte modeller føre til en 100 ganger raskere gjennomkjøringstid [**Gurobi tuning**]. Det gjelder særlig for høyt variable modeller, altså modeller som har dramatisk forskjellig gjennomkjøringstid avhengig av hvilket seed de kjører på. Denne modellen bruker noen ganger 20 minutter på en måned og andre ganger over 16 timer så dette er utvilsomt en variabel modell.

4.8.1 Sluttkriterier

For at modellen ikke skal låse seg fast i en måned er det lagt inn sluttkriterier for å stoppe optimeringen. Det er ikke noe mål å finne globale optimum da det uansett er mye usikkerhet i noe av datagrunnlaget, og det vil heller aldri være mulig for en EMS å planlegge så perfekt at det er noe poeng å finne den løsningen. Sluttkriteriene er erfaringsbaserte, slik tuning av MILP modeller ofte delvis er. Et godt bidrag var å endre taktikk halveis ut i optimering fra å lete etter bedre grenseverdier til å finne flere heuristiske løsninger.

Videre tuning ville etter all sannsynlighet kunne forbedre kjøretiden, men resultatene ville forblitt veldig like.

4.9 Usikkerhet i resultater

De fremlagte resultatene er ikke globale optimum, da modellen stopper før det. På grunn av usikre data er det lite gevinst i å kjøre modellen helt til globalt optimum. Usikkerheten i dataene har blitt presentert i delkapittel 4.7 allerede, her er poenget å snakke om hva som kunne blitt gjort for å verifisere resultatene. Det kan være liten forskjell ved deltakelse i de forskjellige markedene, så å se på flere av løsningene for hver måned og beregne et standardavvik for deltakelser hadde gjort dette resultatet mye bedre.

Samtidig ville det også være et ganske tilfeldig, men ikke nødvendigvis representativt utvalg av løsninger da det avhenger av hvilken retning solveren har gått hvor mange og hvor gode løsninger den finner. Et annet alternativ hadde vært å finne de n beste løsningene, men det vil ved stor sannsynlighet være veldig like løsninger med et fåtall av variabler endret, dessuten ville vært et (tids-)problem i å finne en optimal løsning med 10000+ variabler per måned.

En annen kritikk er at for noen av verdiene brukes tall fra 2023 for alle år. Dette gjelder for priser for maks effekt, hvilke uker FFR Profil benyttes og nettleien.

4.10 Potensielt overestimerte priser

Utbetalingene som er beregnet er sannsynligvis overestimerte da nok en tilbyder i markedet kun har muligheten til å redusere marginalprisen. For et enkelt batteri på denne størrelsen er nok den påvirkningen minimal, men en økt antall deltagere vil sannsynligvis redusere prisene. Biggins fant i sin artikkel at overestimeringen kan være så høy som 28% [26].

4.10.1 For aktiv deltakelse

For FCR skal budet legges inn dagen i forveien, og med infoen MILPen har tilgang til vet den om spesifikke timer er mulige å lade opp i. Det vil være dristig for en prediktiv algoritme i en EMS å anta så spesifikke ting. Derfor burde det vært skranker som ikke tillot deltakelse ovfter enn annenhver time for å kunne garantere leveransen. FCR-N har nemlig ingen regler for opplading eller pauser slik mFRR og FFR har.

For tilbydere av fleksibilitet med LER hadde det vært en fordel om bud kunne legges inn med vilkår om at dersom frekvensavviket totalt sett har variert like mye i hver retning (altså at ut- og opplading har vært tilnærmet lik) så kan man fortsette å være tilgjengelig neste time, og at man ellers trenger en hvileperiode for å lade opp igjen.

4.11 Muligheter for å legge til batteridegradering

Et annet moment er den manglende degraderingen av batteriet. Forskningen som har pågått de siste årene har kommet frem til flere og mer pålitelige metoder for å beregne degraderingen [27, 28, 29, 30, 31, 32]. I [27] benyttes Arrhenius ligningen til å lage en modell med bedre treffsikkerhet i estimeringen av tapt batterikapasitet enn tidligere modeller. Videre bruker [28] en enkel modell for degraderingen som kun tar inn DoD og SoE, men benytter en algoritme kalt Rainflow Counting Algorithm (RCA) som finner kompliserte opp- og utladingssykluser. Problemet med batteridegraderingen er at den er lite lineær og forskjellige degraderingsfaktorer deltar ikke-uavhengig i bidraget til degradering, et problem som blant annet [29] forsøkte å nøste opp i.

Et mål med denne oppgaven som falt bort som årsak av tidsbegrensninger, var å implementere en “on-the-line” degraderingsmodell inspirert av [31, 33], det vil si en modell som tar inn degraderingen som en faktor i optimeringen heller enn å kalkulere degraderingen i etterkant. Dette står i motsetning til å regne ut degradering i etterkant eller måtte bruke spesifikke metoder å kjøre batteriet på, f.eks. at det alltid ladet opp/ned 20% av gangen.

4.12 FCR-D

Når man deltar i FCR-D med en LER skal den være nære 0 eller 100% avhengig av retningen. FCR-D Ned vil neppe være lurt for et batteri da det påvirker batterilevetiden negativt å være ved lav SoE. FCR-D Opp er også den eneste retningen som har vært tilgjengelig i Norge.

Figuren viser at det ble handlet inn små volum av FCR-D i 2022. Dette er fordi kvantumet som er tilgjengelig gjennom grunnleveransen og i FCR-N er såpass høyt at systemansvarlig har dekket sine nordiske forpliktelser, og har dermed ikke har behov for å anskaffe ytterligere gjennom markedet for FCR-D. Systemansvarlig jobber med å avskaffe grunnleveransen og starte marked for handel av FCR-D, og har varslet at dette vil kunne starte opp i 2023."

4.13 Kommende endringer

Nordic Balancing Model har vært under planlegging i en årrekke og den 11. februar 2024 er det planlagt oppstart av mFRR CM (Capacity Market) [34].

FCR-D har så langt blitt handlet inn i så sjeldent at det ikke ble inkludert som et marked i denne modellen. En av grunnene til at det kjøpes lite FCR-D er fordi grunnleveransen Forventning om at det blir med FCR-D i fremtiden. Men akkurat nå er det lite data på det [13]

4.14 Fremtidig arbeid

Det ble ikke tid til å se på hvordan inntektene endret seg dersom man ville reservere litt av batterikapasiteten i tilfelle strømbrudd. Slik modellen er nå er det bare endre på én enkelt parameter for å reservere kapasitet $E^{B,min}$. Om man skal gjøre det hadde det også vær interessant å ha en mindre reserve på solrike dager og øke kravet til reserven om vinteren og ved dårlig vær.

Å inkludere en produksjonplan i planleggingen og kunne delta i flere markeder er også et arbeid vil gi større fleksibilitet til hvordan batteriet brukes. Det er nok også nødvendig om driften skal kunne se ut som i denne oppgaven, da modellen her vet hvordan for eksempel forbruk og deltakelse i FCR vil påvirke effekttoppen for den kommende timen. En EMS vil sjeldent ha så gode data å jobbe med.

På bedriften Ny Plast er det nylig installert lader for elektriske lastebiler som kan trekke 360 kW. Det tilsvarer omtrent toppplasttiden til bedriften, og dersom batteriet er opptatt kan det i verste tilfelle doble effekttoppen den måneden. En effektopp på 360 kW koster

omtrent 30 000 kroner, så det er viktig å ha en EMS som kan planleggje for dette. I denne modellen kan det enkelt legges til ved å øke forbruket i visse timer. Laderen er et lurt sted å vurdere peak shaving ved å redusere effekten. Ny Plast har for sin del investert i laderen nettopp som et salgspunkt for å hurtig kunne lade elektriske lastebiler, og struping kan dermed være uaktuelt.

5. Konklusjon

Hovedspørsmålet i denne oppgave var hvilke insentiver en bedrift vil ha for å anskaffe et batteri.

Det ble besvart med å se på hvilke inntektskilder batteriet hadde tilgang til og hvor mye det tjente på hver. FFR Profil var alltid et godt marked å delta i og økte inntjeningen med minimum 140 000 kroner. Nest etter det var mFRR det nest mest lukrative markedet, etterfulgt av FCR-N. Halvparten av inntektene kommer fra implisitt fleksibilitet.

Det ble funnet at modellen bød inn i alle markeder, som antyder at samtlige markeder er attraktive. Det mistenkes at mFRR markedet er blitt underestimert på grunn av en feil i koden. Konsekvensene av NBM og redusert grunnleveranse burde gi positive utslag på FCR markedet.

Mesteparten av tiden, 60 - 70%, er BESSen deltaker i et balansemarked så en BRP vil ha god effekt av en BESS i stasjonsgruppene sine.

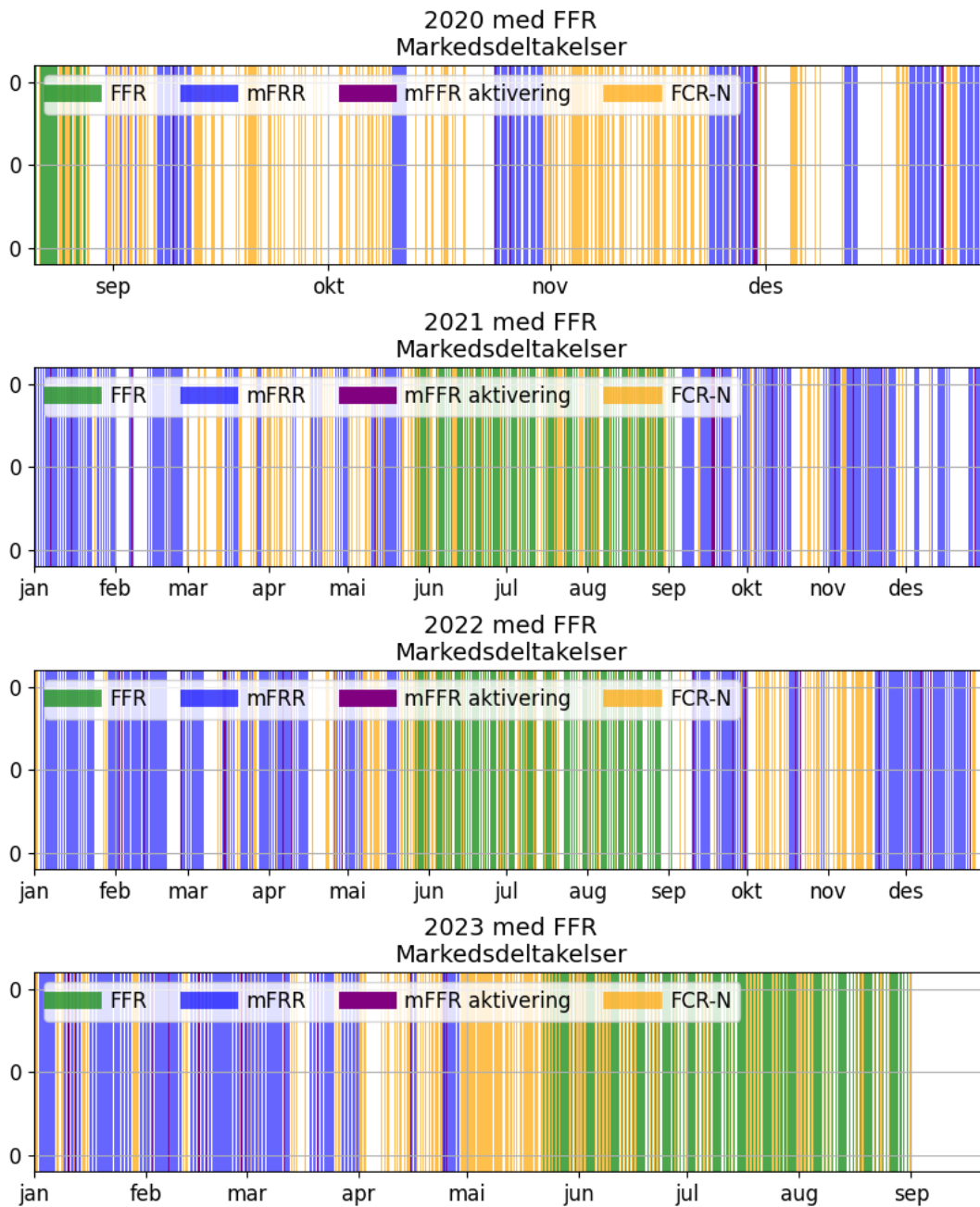
Referanser

- [1] Christian Bretter og Felix Schulz. Why focusing on “climate change denial” is counterproductive. *Proceedings of the National Academy of Sciences* 120(10) (mar. 2023). Publisher: Proceedings of the National Academy of Sciences: e2217716120. DOI: [10.1073/pnas.2217716120](https://doi.org/10.1073/pnas.2217716120).
- [2] Elvia. *Fullt i strømmettet på Østlandet frem til 2035*. no. Jun. 2023. URL: <https://kommunikasjon.ntb.no/pressemelding/18007258/fullt-i-stromnett-pa-ostlandet-frem-til-2035?publisherId=17847555> (sjekket 13.01.2024).
- [3] Kjell Sand mfl. *Veileder for kost/nytte-vurderinger ved integrasjon av batteri i distribusjonsnett*. nob. Accepted: 2021-06-02T07:32:52Z Publication Title: 58. SINTEF Energi AS, nov. 2020. ISBN: 978-82-14-06410-0. URL: <https://sintef.brage.unit.no/sintef-xmliui/handle/11250/2757299> (sjekket 07.09.2023).
- [4] Statnett. *Rapport fra systemansvarlig Om kraftsystemet i Norge 2022, Offentlig*. 2023.
- [5] Roy Billinton og Ronald N. Allan. *Reliability Evaluation of Power Systems*. en. Boston, MA: Springer US, 1996. ISBN: 978-1-4899-1862-8 978-1-4899-1860-4. DOI: [10.1007/978-1-4899-1860-4](https://doi.org/10.1007/978-1-4899-1860-4).
- [6] J. Duncan Glover mfl. *Power System Analysis and Design, SI Edition by , ; ; ; .* en. 7. utg. Stamford, USA: Cengage Learning, 2021. ISBN: 978-0-357-67640-0. URL: <https://www.akademika.no/power-system-analysis-and-design-si-edition/9780357676400> (sjekket 12.01.2024).
- [7] Regjeringen. *NOU 2022: 6*. nb-NO. NOU. Publisher: regjeringen.no. Jun. 2022. URL: <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/nou-2022-6/id2918464/> (sjekket 15.01.2024).
- [8] Olje-og energidepartementet. *Statnett SF*. nb-NO. Eksternvirksomhet. Publisher: regjeringen.no. Feb. 2023. URL: <https://www.regjeringen.no/no/dep/ed/org/etater-virksomheter-og-selskaper-under-olje-og-energidepartementet/selskaper-under-olje-og-energidepartementet/statnett-sf/id2962002/> (sjekket 15.01.2024).
- [9] Knut A. Rosvold og Sverre K. Myren. *distribusjonsnett*. no. Jun. 2023. URL: <https://snl.no/distribusjonsnett> (sjekket 15.01.2024).
- [10] S. C. Bhattacharyya. Reform of the Energy Industry. en. I: *Energy Economics: Concepts, Issues, Markets and Governance*. Red. av Subhes C. Bhattacharyya. London: Springer, 2011: 683–721. ISBN: 978-0-85729-268-1. DOI: [10.1007/978-0-85729-268-1_29](https://doi.org/10.1007/978-0-85729-268-1_29).
- [11] Elke Klaassen. USEF White paper Energy and Flexibility Services for Citizens Energy Communities. en (2019).
- [12] Bernt Anders Hoff og Kristian Wang Høiem. *Vedtak om levering og betaling for systemtjenester 2023*. Des. 2022. URL: <https://www.statnett.no/globalassets/foraktorer-i-kraftsystemet/systemansvaret/vedtak-om-leveranse-og-betaling->

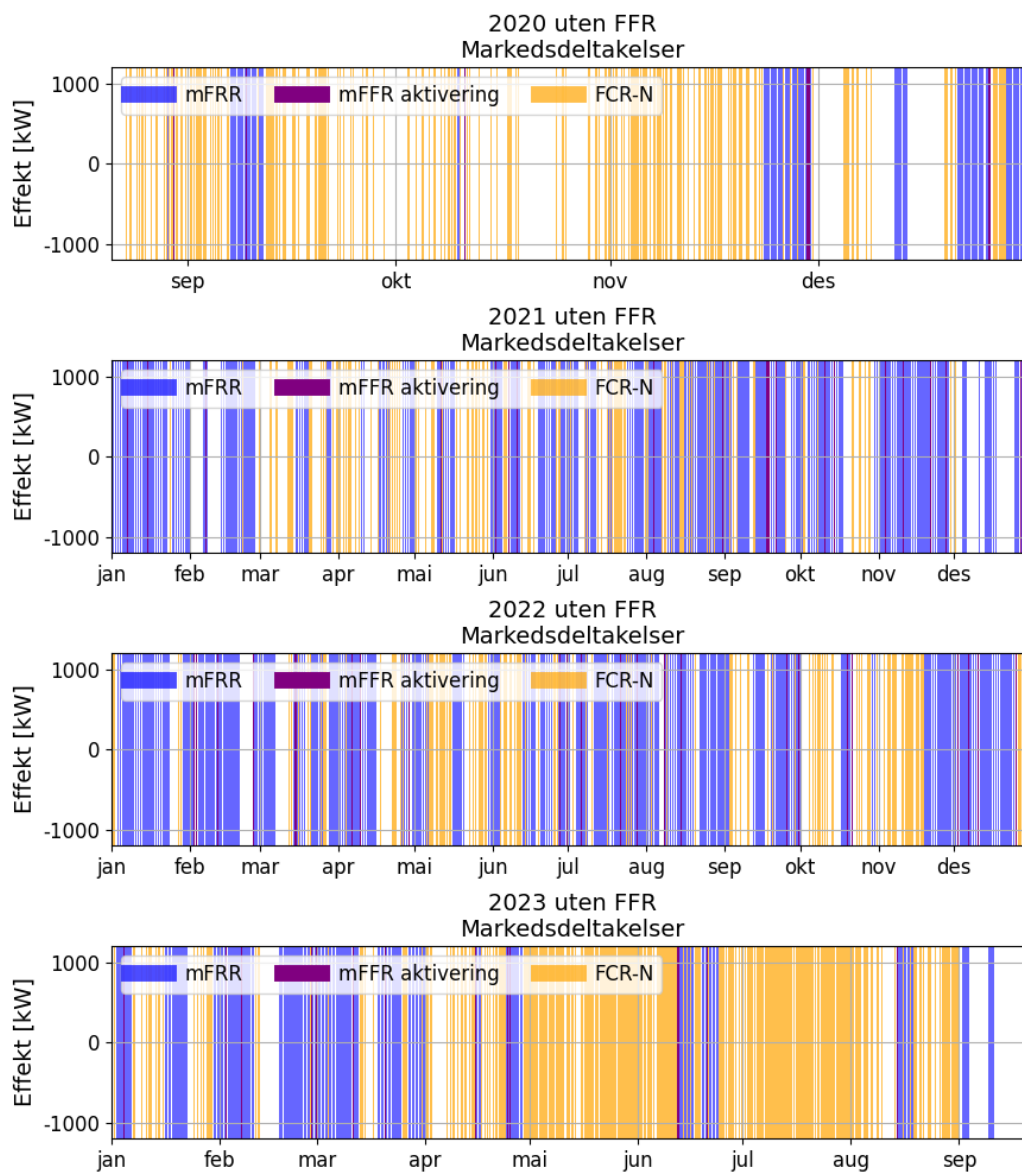
- [for-systemtjenester/vedtak-om-levering-og-betaling-for-systemtjenester-2023.pdf](#) (sjekket 11.01.2024).
- [13] Reguleringsmyndigheten for energi. *DRIFTEN AV KRAFTSYSTEMET 2021*. RME, jun. 2022. ISBN: 978-82-410-2228-9. URL: https://www.nve.no/media/14186/rme_rapport2022_03.pdf (sjekket 16.12.2023).
- [14] ENTSO-E. *Fast Frequency Reserve – Solution to the Nordic inertia challenge*. en. ENTSO-E, des. 2019.
- [15] Paul Denholm mfl. *Inertia and the Power Grid: A Guide Without the Spin*. en. Tekn. rapp. NREL/TP-6A20-73856, 1659820, MainId:6231. Mai 2020: NREL/TP-6A20-73856, 1659820, MainId:6231. DOI: [10.2172/1659820](https://doi.org/10.2172/1659820).
- [16] Statnett. *Nasjonal veileder for funksjonskrav i kraftsystemet*. Jan. 2022. URL: <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/systemansvaret/retningslinjer-fos/systemansvaret---vedlegg-til-retningslinjer-fos-14---nvf.pdf> (sjekket 11.01.2024).
- [17] Graeme Hutchison mfl. *Frequency Based Emergency Disconnection Policy Review for the Nordic Region*. en. Jun. 2017.
- [18] Statnett. *Introduksjon til Statnett sine reservemarkeder: Informasjonspakke for aktører som vurderer deltakelse i ulike markeder*. Sep. 2023. URL: <https://www.statnett.no/globalassets/05-dokumentlisteblokker/introduksjon-til-reserver/slik-fungerer-reservemarkedene.pdf>.
- [19] Statnett. *Vilkår for tilbud, aksept, rapportering og avregning i markedet for raske effektreserver (FFR)*. Jan. 2023.
- [20] Statnett. *Raske frekvensreserver - FFR*. no. Des. 2023. URL: <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/kraftmarkedet/reservemarkeder/ffr/> (sjekket 11.01.2024).
- [21] ENTSO-E. *Technical Requirements for Frequency Containment Reserve Provision in the Nordic Synchronous Area*. en. Mai 2023. (Sjekket 14.09.2023).
- [22] Energinet DK mfl. *Procurement of automatic Frequency Restoration Reserve (aFRR) in Q4/2023 (weeks 40-52)*. Sep. 2023.
- [23] Statnett. *Vilkår for leverandører av balansetjenester Vilkår for balanseansvarlig og Vilkår for balansemarkedene FCR, aFRR, mFRR og RKOM*. 2021.
- [24] Fingrid. *Frequency - historical data*. en. Jan. 2024. URL: <https://data.fingrid.fi/en/dataset/frequency-historical-data> (sjekket 14.01.2024).
- [25] Ltd Shanghai Enstec Energy Solutions Co. *PowerCombo-20C1H1000K Energy storage products User Manual*. Sep. 2022.
- [26] F. A. V. Biggins mfl. To trade or not to trade: Simultaneously optimising battery storage for arbitrage and ancillary services. *Journal of Energy Storage* 50 (jun. 2022): 104234. ISSN: 2352-152X. DOI: [10.1016/j.est.2022.104234](https://doi.org/10.1016/j.est.2022.104234).
- [27] Alan Millner. Modeling Lithium Ion battery degradation in electric vehicles. I: *2010 IEEE Conference on Innovative Technologies for an Efficient and Reliable Electricity Supply*. Waltham, MA, USA: IEEE, sep. 2010: 349–356. ISBN: 978-1-4244-6076-2. DOI: [10.1109/CITRES.2010.5619782](https://doi.org/10.1109/CITRES.2010.5619782).
- [28] Monika Chawla mfl. Utility energy storage life degradation estimation method. I: *2010 IEEE Conference on Innovative Technologies for an Efficient and Reliable Electricity Supply*. Waltham, MA, USA: IEEE, sep. 2010: 302–308. ISBN: 978-1-4244-6076-2. DOI: [10.1109/CITRES.2010.5619790](https://doi.org/10.1109/CITRES.2010.5619790).

- [29] Kandler Smith mfl. Comparison of Plug-In Hybrid Electric Vehicle Battery Life Across Geographies and Drive Cycles. en. I: apr. 2012: 2012–01–0666. DOI: [10.4271/2012-01-0666](https://doi.org/10.4271/2012-01-0666).
- [30] Michael Koller mfl. Defining a degradation cost function for optimal control of a battery energy storage system. I: *2013 IEEE Grenoble Conference*. Grenoble, France: IEEE, jun. 2013: 1–6. ISBN: 978-1-4673-5669-5. DOI: [10.1109/PTC.2013.6652329](https://doi.org/10.1109/PTC.2013.6652329).
- [31] Bolun Xu mfl. Modeling of Lithium-Ion Battery Degradation for Cell Life Assessment. *IEEE Transactions on Smart Grid* 9 (2) (mar. 2018). Conference Name: IEEE Transactions on Smart Grid: 1131–1140. ISSN: 1949-3061. DOI: [10.1109/TSG.2016.2578950](https://doi.org/10.1109/TSG.2016.2578950).
- [32] Riccardo Nebuloni mfl. A hierarchical two-level MILP optimization model for the management of grid-connected BESS considering accurate physical model. *Applied Energy* 334 (mar. 2023): 120697. ISSN: 0306-2619. DOI: [10.1016/j.apenergy.2023.120697](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.120697).
- [33] Riccardo Nebuloni mfl. A Real-Time Cycle Counting Method for Battery Degradation Calculation in MILP Models. I: *2023 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2023 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe)*. Jun. 2023: 1–6. DOI: [10.1109/EEEIC/ICPSEurope57605.2023.10194776](https://doi.org/10.1109/EEEIC/ICPSEurope57605.2023.10194776).
- [34] Knut Gommæs. *Planlagt oppstart for norsk mFRR kapasitetsmarked er satt til søndag 11. februar*. no. Des. 2023. URL: <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/nyhetsarkiv/planlagt-oppstart-for-norsk-mfrr-kapasitetsmarked-er-satt-til-sondag-11.-februar/> (sjekket 11.01.2024).

Vedlegg A. Markedsdeltakelser alle år

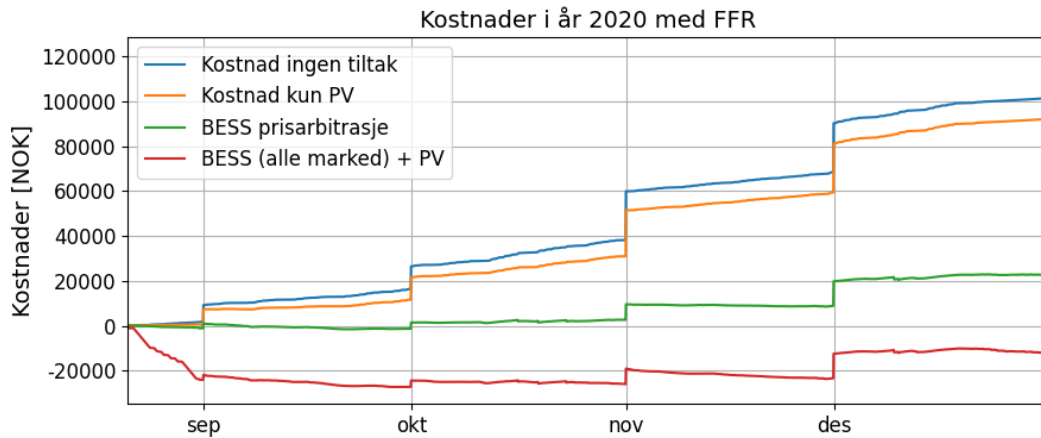


Figur A.1: Grafene viser hver time batteriet deltar i et marked. Det er ikke mulig å by inn i mFRR markedene når man deltar i FFR.

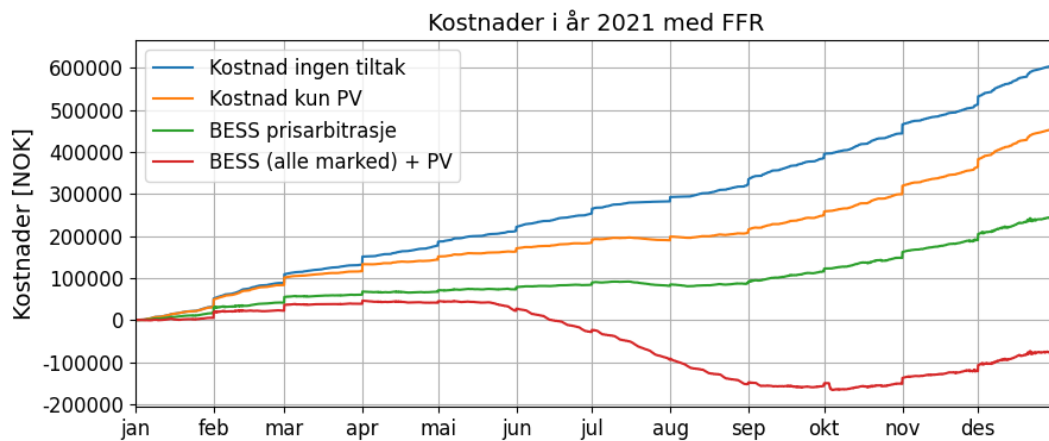


Figur A.2: Grafene viser hver time batteriet deltar i et marked. Det er ikke mulig å by inn i mFRR markedene når man deltar i FFR.

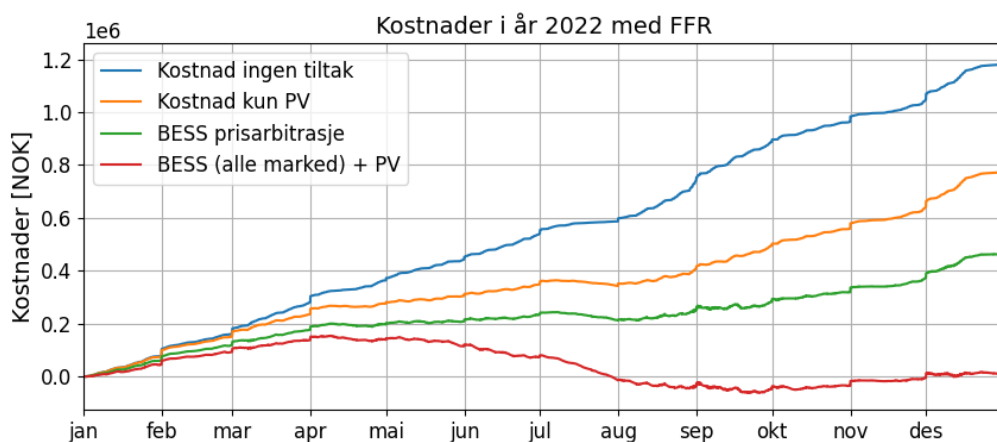
Vedlegg B. Totalkostnader for alle år



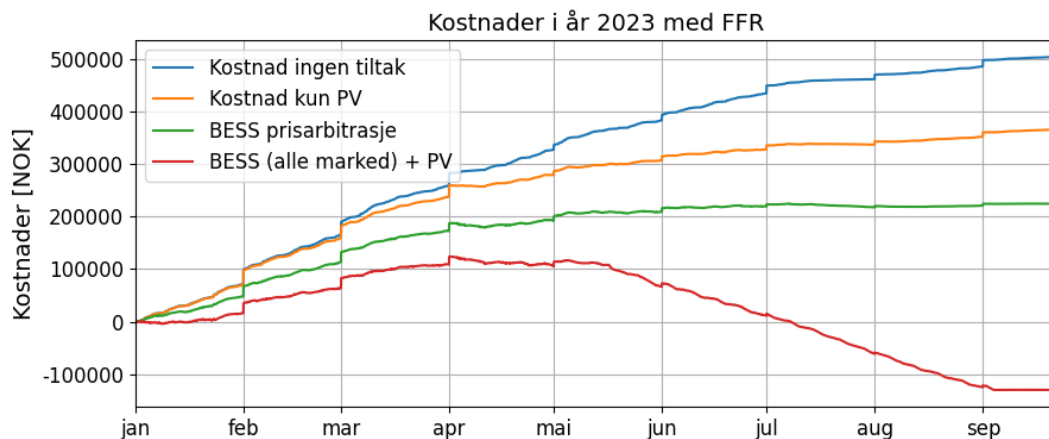
Figur B.1: Kostnader for strøm over ett år med forskjellige tiltak. Negative kostnader tyder på netto inntekt.



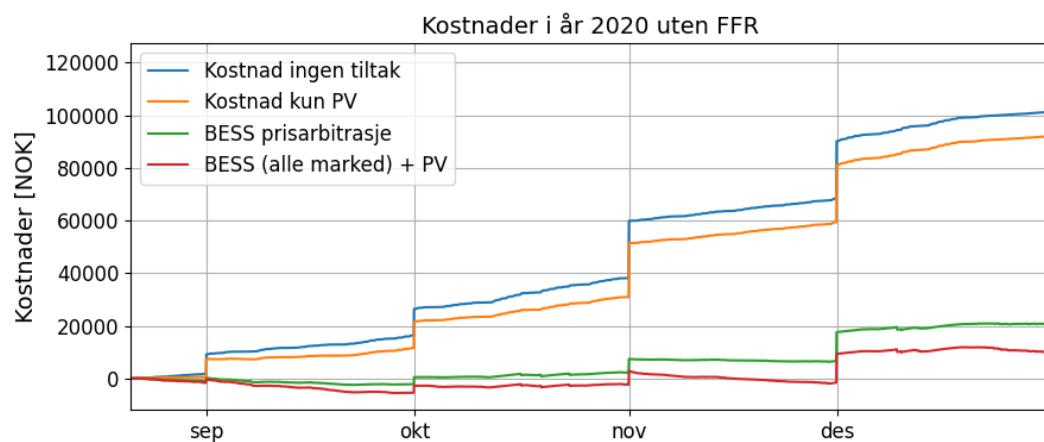
Figur B.2: Kostnader for strøm over ett år med forskjellige tiltak. Negative kostnader tyder på netto inntekt.



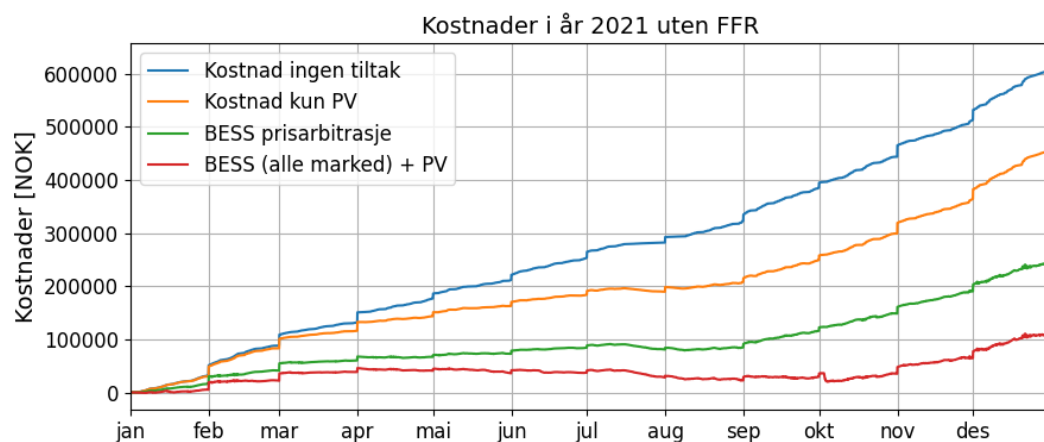
Figur B.3: Kostnader for strøm over ett år med forskjellige tiltak. Negative kostnader tyder på netto inntekt.



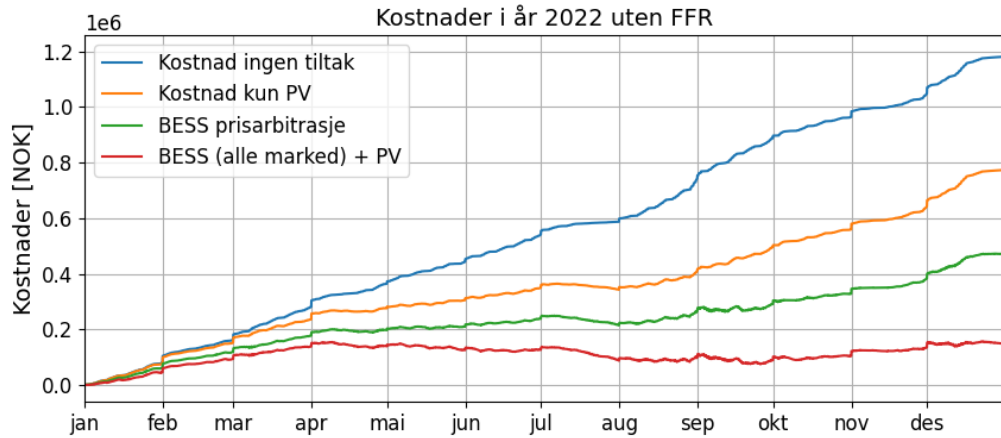
Figur B.4: Kostnader for strøm over ett år med forskjellige tiltak. Negative kostnader tyder på netto inntekt.



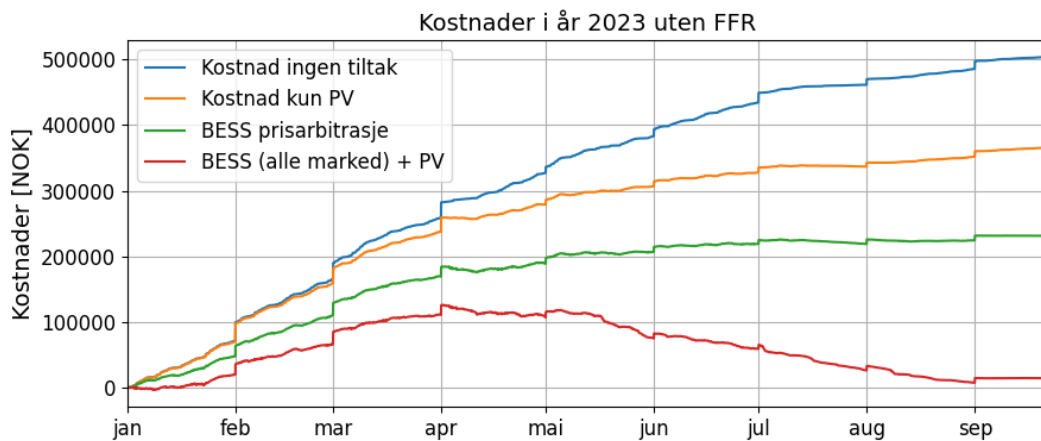
Figur B.5: Kostnader for strøm over ett år med forskjellige tiltak. Negative kostnader tyder på netto inntekt.



Figur B.6: Kostnader for strøm over ett år med forskjellige tiltak. Negative kostnader tyder på netto inntekt.



Figur B.7: Kostnader for strøm over ett år med forskjellige tiltak. Negative kostnader tyder på netto inntekt.



Figur B.8: Kostnader for strøm over ett år med forskjellige tiltak. Negative kostnader tyder på netto inntekt.



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

Postboks 5003
NO-1432 Ås
Norway