



Høgskulen på Vestlandet

Bacheloroppgave - Økonomi og administrasjon

ØMF190 Bacheloroppgave

Predefinert informasjon

Startdato:	07-05-2019 09:00	Termin:	2019 VÅR
Slutt dato:	15-05-2019 14:00	Vurderingsform:	Norsk 6-trinns skala (A-F)
Eksamensform:	Bacheloroppgave		
SIS-kode:	203 ØMF190 1 MA1 2019 VÅR		
Intern sensor:	Dag Audun Lønning		

Deltaker

Navn: Torbjørn Kolue
Kandidatnr.: 147
HVL-id: 134031@hvl.no

Informasjon fra deltaker

Egenerklæring *: Ja
Jeg bekrefter at jeg har registrert oppgavetittelen på norsk og engelsk i StudentWeb og vet at denne vil stå på vitnemålet mitt *:

Gruppe

Gruppenavn: **Gruppenummer:** 12
Andre medlemmer i gruppen: Øystein Katla Midtun, Sigmund Årdal Myhre, Øystein Kualvik Vasshus

Jeg godkjenner avtalen om publisering av bacheloroppgaven min *

Ja

Er bacheloroppgaven skrevet som del av et større forskningsprosjekt ved HVL? *

Nei

Er bacheloroppgaven skrevet ved bedrift/virksomhet i næringsliv eller offentlig sektor? *

Nei



Høgskulen
på Vestlandet

BACHELOROPPGAVE

Døgnvariasjon i norske strømpriser

Intraday variation of Norwegian spot prices

Torbjørn Kolve, Øystein Katla Midtun, Sigmund Årdal Myhre, Øystein Kvalvik Vasshus

Fordypning i samfunnsøkonomi ØMF190

Fakultet for økonomi og samfunnsvitenskap

Institutt for økonomi og administrasjon

Veileder: Dag Audun Lønning

15.05.2019

Vi bekrefter at arbeidet er selvstendig utarbeidet, og at referanser/kildehenvisninger til alle kilder som er brukt i arbeidet er oppgitt, jf. Forskrift om studium og eksamen ved Høgskulen på Vestlandet, §10.

Bacheloroppgave referanseside
Institutt for økonomi og administrasjon
Campus Bergen

Rapportens tittel: Døgnvariasjon i norske strømpriser	Dato: 15.05.2019
Forfatter(e): Torbjørn Kolve, Øystein Katla Midtun, Sigmund Årdal Myhre, Øystein Kvalvik Vasshus	Antall sider u/vedlegg: 63
	Antall sider med vedlegg: 73
Fordypning: Økonomi og administrasjon, Samfunnsøkonomi	
Veileder ved avdeling: Dag Audun Lønning	
Merknader:	

Kontaktvirksomhet:	

Sammendrag:

Denne bacheloroppgaven tar for seg hvordan spotprisen på strøm varierer i løpet av døgnet. For å få en forståelse av hvordan og hvorfor prisene varierer gjennom døgnet, starter oppgaven med å greie ut om hvordan det fysiske kraftmarkedet er satt sammen, og hvordan norsk kraftproduksjon og markedsmekanismer spiller inn. Norge sin hovedkilde til energi er vannkraft, der mesteparten av denne kraftproduksjonen er regulerbar, som betyr at man kan justere produksjonen etter markedsforholdene. Grunnet Norge sin unike tilgang på regulerbar kraftproduksjon, er døgnvariasjonen i Norge på et generelt lavere nivå enn land i eksempelvis Europa.

Innførelsen av AMS-målere i 2019 i alle husholdninger gjør nå at forbrukere med spotprisavtale blir belastet med utgangspunkt i spotprisen for den timen hvor strømmen blir forbrukt. Når strømforbrukeren tidligere ble belastet for et gjennomsnitt av spotpriser ga dette ingen økonomiske incentiver til å flytte forbruk. Nå som AMS-målerne er installert i alle hjem vil døgnvariasjonen i spotprisen være mer interessant for folk flest. Dette som følge av at forbrukeren nå har fått økonomiske incentiver til å flytte forbruk til timer der strømprisen er lavere.

Oppgaven benytter tre «difference tests» for å sjekke om forskjellene i spotprisene er signifikante. Vi fant signifikante forskjeller mellom de fleste spotprisene. Videre benytter vi oss av to case, som undersøker hvor mye man kan spare på å utnytte døgnvariasjonen ved å flytte forbruk. Resultatet fra det ene caset viser at en elbiler må kjøre 17 380 km årlig for at investering i en smart ladeboks skal være lønnsom. Dette er over gjennomsnittlig kjørelengde og besparelsene ved dette er marginale. Generelt finner vi at besparelsene tvilsomt er store nok til at forbrukere kommer til å benytte seg av de mulighetene som AMS-målerne nå legger til rette for. Avslutningsvis diskuteres hvorvidt døgnvariasjonen i spotprisene vil vedvare og hvordan fremtidsutsiktene er for denne tematikken.

Stikkord:

Strømpriser (spotpris)	Døgnvariasjon	Investeringsanalyse
------------------------	---------------	---------------------

Abstract:

This bachelor thesis investigates the intraday variation of spot prices in the Norwegian electricity market. To gather an understanding of how and why the prices vary throughout the day, we will first explain how the physical electricity market works and how the Norwegian power-mix interacts with the market mechanisms. The Norwegian main supply of electric energy is hydropower, where most of it is highly flexible. This means that the production can be somewhat adjusted to fit the needs of the market. Because of the high degree of flexibility in the Norwegian power production, the intraday variation is lower than that of other countries in Europe.

The deployment of automatic meters in every household by 2019 makes the consumers with a spot price agreement subject to the hourly spot price when calculating the bill, as opposed to before when they were subject to a monthly average. This gives the consumer new incentives to move their consumption away from peak-loads. The combination of these changes gives the consumers an increased interest in spot price variations and the possibility to increase their flexibility of consumption.

This thesis uses three tests of difference to investigate the significance in spot prices. We have found proof to give credibility to the hypothesis that the differences are significant. The thesis further investigates these differences in two cases to find the return of an investment in technology that makes the consumers able to exploit the intraday variations. The result from one of the cases concludes that an owner of an electric car must drive over 17 380 km yearly, in order to profit from an investment in a smart charger. This is a distance well above the average and the savings are marginal. In general, the possible savings we have found does not seem to justify the sums an entity must invest in order to fully exploit the opportunities that comes with the automatic meters. Lastly, we discuss the factors that influence the intraday variation and how these factors will change in the coming years.

Keywords:

Electricity prices (spot prices)	Intraday variation	Investment analysis
----------------------------------	--------------------	---------------------

Forord

Denne oppgaven er skrevet som en avsluttende bacheloroppgave for fordypningen samfunnsøkonomi, ved studiet økonomi og administrasjon på Høgskulen på Vestlandet, avdeling Bergen. Vi har fått stor innsikt i kraftmarkedet, et område av økonomien som ikke er direkte dekket av pensum. Vi har fått muligheten til å benytte kunnskap fra mange ulike fagfelt, fra statistikk og økonometri til finans og mikroøkonomi.

Vi ønsker å takke vår veileder Dag Audun Lønning for nyttige innspill og gode diskusjoner. Vi vil også takke Ole Jakob Bergfjord som alltid var tilgjengelig for å svare på spørsmål. Vi retter også en stor takk til Nord Pool for tilgang til datasettene som er grunnlaget for oppgaven. Vi ønsker også å takke SSB for nyttig data. Til slutt vil vi takke EnerWe, Fjordkraft, Kjetil Trovik Midthun ved BKK og Nils Fatland ved Voss Energi for innspill.

Bergen 15.mai.2019

Torbjørn Kolve

Øystein Katla Midtun

Sigmund Årdal Myhre

Øystein Kvalvik Vasshus

Sammendrag

Denne bacheloroppgaven tar for seg hvordan spotprisen på strøm varierer i løpet av døgnet. For å få en forståelse av hvordan og hvorfor prisene varierer gjennom døgnet, starter oppgaven med å greie ut om hvordan det fysiske kraftmarkedet er satt sammen, og hvordan norsk kraftproduksjon og markedsmekanismer spiller inn. Norge sin hovedkilde til energi er vannkraft, der mesteparten av denne kraftproduksjonen er regulerbar, som betyr at man kan justere produksjonen etter markedsforholdene. Grunnet Norge sin unike tilgang på regulerbar kraftproduksjon, er døgnvariasjonen i Norge på et generelt lavere nivå enn land i eksempelvis Europa.

Innførelsen av AMS-målere i 2019 i alle husholdninger gjør nå at forbrukere med spotpris-avtale blir belastet med utgangspunkt i spotprisen for den timen hvor strømmen blir forbrukt. Når strømforbrukeren tidligere ble belastet for et gjennomsnitt av spotpriser ga dette ingen økonomiske insentiver til å flytte forbruk. Nå som AMS-målerne er installert i alle hjem vil døgnvariasjonen i spotprisen være mer interessant for folk flest. Dette som følge av at forbrukeren nå har fått økonomiske insentiver til å flytte forbruk til timer der strømprisen er lavere.

Oppgaven benytter tre «difference tests» for å sjekke om forskjellene i spotprisene er signifikante. Vi fant signifikante forskjeller mellom de fleste spotprisene. Videre benytter vi oss av to case, som undersøker hvor mye man kan spare på å utnytte døgnvariasjonen ved å flytte forbruk. Resultatet fra det ene caset viser at en elbileier må kjøre 17 380 km årlig for at investering i en smart ladeboks skal være lønnsom. Dette er over gjennomsnittlig kjørelengde og besparelsene ved dette er marginale. Generelt finner vi at besparelsene tvilsomt er store nok til at forbrukere kommer til å benytte seg av de mulighetene som AMS-målerne nå legger til rette for. Avslutningsvis diskuteres hvorvidt døgnvariasjonen i spotprisene vil vedvare og hvordan fremtidsutsiktene er for denne tematikken.

Abstract

This bachelor thesis investigates the intraday variation of spot prices in the Norwegian electricity market. To gather an understanding of how and why the prices vary throughout the day, we will first explain how the physical electricity market works and how the Norwegian power-mix interacts with the market mechanisms. The Norwegian main supply of electric energy is hydropower, where most of it is highly flexible. This means that the production can be somewhat adjusted to fit the needs of the market. Because of the high degree of flexibility in the Norwegian power production, the intraday variation is lower than that of other countries in Europe.

The deployment of automatic meters in every household by 2019 makes the consumers with a spot price agreement subject to the hourly spot price when calculating the bill, as opposed to before when they were subject to a monthly average. This gives the consumer new incentives to move their consumption away from peak-loads. The combination of these changes gives the consumers an increased interest in spot price variations and the possibility to increase their flexibility of consumption.

This thesis uses three tests of difference to investigate the significance in spot prices. We have found proof to give credibility to the hypothesis that the differences are significant. The thesis further investigates these differences in two cases to find the return of an investment in technology that makes the consumers able to exploit the intraday variations. The result from one of the cases concludes that an owner of an electric car must drive over 17 380 km yearly, in order to profit from an investment in a smart charger. This is a distance well above the average and the savings are marginal. In general, the possible savings we have found does not seem to justify the sums an entity must invest in order to fully exploit the opportunities that comes with the automatic meters. Lastly, we discuss the factors that influence the intraday variation and how these factors will change in the coming years.

Innholdsfortegnelse

Forord.....	5
Sammendrag.....	6
Abstract.....	7
Figurliste.....	10
Tabelliste.....	11
1 Innledning	12
1.1 Valg av oppgave	12
1.2 Oppgavens avgrensning	13
1.3 Oppgavens oppbygging.....	13
1.4 Tidligere arbeid	13
2 Det fysiske kraftmarkedet.....	16
2.1 Det norske kraftmarkedet.....	17
2.2 Nord Pool	19
2.2.1 Elspot.....	20
2.2.2 Elbas	21
2.2.3 Det finansielle kraftmarked	21
2.3 Forbrukerens strømregning	22
2.4 AMS-målere	24
2.4.1 AMS-målere i sikringsskapet.....	24
2.4.2 En smart måler og et smart system	24
2.4.3 Virkning for strømmettet.....	25
2.4.4 Nye prismetoder for nettleie.....	26
3 Prisdannelse i kraftmarkedet.....	27
3.1.Forhold som påvirker prisdannelsen	27
3.2 Døgnvariasjoner	28
4 Data og metode	30
4.1 Data.....	30
4.2 Standardmål på prisavvik.....	31
4.3 Metode.....	33
4.3.1 Sign-test	34
4.3.1.1 Eksempel	35
4.3.2 Rank-sum	35
4.3.3 Signed-rank	39
5 Resultater og case	43

5.1	Difference-tester	43
5.1.1	Sign-tester	43
5.1.2	Rank-sum-tester	45
5.1.3	Signed-rank-tester	46
5.2	Standardmål på avvik	47
5.3	Case – «Forbrukeren»	48
5.3.1	Investeringsanalyse	48
5.3.2	Resultat	51
5.4	Case – «Investeringskostnad»	53
6	Diskusjon	54
6.1	Metoder og tester	54
6.2	Oppgavens avgrensninger	55
6.3	Case	56
6.4	Døgnvariasjon	57
6.5	Tvungen AMS utrulling	58
7	Konklusjon	59
8	Videre forskning	60
9	Referanser	61
10	Vedlegg	64

Figurliste

Figur 1 Illustrasjon av organisering av kraftmarked. (Olje- og energidepartementet, 2019).....	16
Figur 2 Illustrasjon av kraftproduksjon og tilsig gjennom et kalenderår i Norge (NVE, 2015)	18
Figur 3 Virkningsgrad ved forskjellige turbiner i et vannkraftverk. (Skaare, 2014)	19
Figur 4 Tilbud og etterspørsel (Nord Pool).....	20
Figur 5 Illustrasjon av hvor mye strømforbruket (for alle som er forbrukere av strøm) varierer gjennom døgnet for Bergen 2018.....	25
Figur 6 Tilbudskurve til vannkraftsprodusenter med minimum- og maksimumsgrense.....	29
Figur 7 Sonekart (Statnett, 2019).....	64
Figur 8 Fylkesoversikt beregnet nettleie (NVE, 2015).....	65
Figur 9 Melding fra Statnett.....	65
Figur 10 Norsk eksport og import (SSB, 2019)	66
Figur 11 Planlagte overføringskabler til utlandet(NVE, 2017a)	67
Figur 12 Utklipp fra manøvreringsreglement for Mølnåa kraftverk i Selbu kommune og Styttåa kraftverk i Tydal kommune (NVE, 2019a)	67
Figur 13 Utklipp av manøvreringsreglement for Jørpelandsvassdraget (NVE, 2017b).....	68
Figur 14 Historisk utvikling i spotprisen for Bergen i kr/MWh (2008-2018).....	69
Figur 15 Historisk utvikling i standardmål 4 for Bergen (2008-2018)	69
Figur 16 Gjennomsnittlig timepris i Bergen 2018, oppgitt i kr/kWh.....	70
Figur 17 NVEs prognoser for 2020, 2025 og 2030. (NVE, 2017a)	70
Figur 18 Korrelasjonsmatrise for Bergen 2018 – Avvik.....	72
Figur 19 Histogram time 12	73
Figur 20 Statistikk for Time 12	73

Tabelliste

Tabell 1 Utdrag av datasett Bergen 2018 – Spotpris	30
Tabell 2 Eksempel rank-sum	36
Tabell 3 Eksempel rangering rank-sum	36
Tabell 4 Eksempel median rank-sum	37
Tabell 5 Eksempel signed-rank.....	40
Tabell 6 Eksempel rangering signed-rank	40
Tabell 7 P-verdier for sign test	44
Tabell 8 P-verdier for rank-sum test	45
Tabell 9 P-verdier for signed-rank test	46
Tabell 10 Oversikt over standardmål	47
Tabell 11 Døgnvariasjoner i ulike områder for våre definerte standardmål	47
Tabell 12 Sensitivitetsmatrise	51
Tabell 13 Kontantstrøm forbrukercase	52
Tabell 14 Utrekning av daglig og årlig forbruk	52
Tabell 15 Kontantstrøm investeringscase	53

1 Innledning

1.1 Valg av oppgave

Strømpriser engasjerer nordmenn og er ofte i medias søkelys, spesielt når strømprisene er høye. Strømprisene dannes i kraftmarkedet hvor kjøpere og selgere av elektrisk energi møtes. Elektrisk energi er en ferskvare og har det særegne trekket at råvaren ikke lar seg lagre på samme måte som andre råvarer. Dermed må produsert strøm alltid tilsvare forbrukt strøm når strømmen produseres og mates ut på strømmettet. I Norge produseres mesteparten av landets energiforbruk gjennom fornybar vannkraft, men på lengre sikt vil også andre fornybare energikilder integreres i strømforsyningen.

Innen 01. januar 2019 skal alle husholdninger ha fått installert AMS-målere av sitt lokale nettselskap. AMS-måleren omtales som den største moderniseringen av strømmettet på 100 år og muliggjør nå at strømrregningen gjenspeiler det reelle forbruket til den enkelte forbruker. En forbruker med spotprisavtale blir nå belastet for spot-prisen i den gitte timen hvor strømmen forbrukes. Før AMS-målere ble installert ble prisen regnet ut fra et vektet gjennomsnitt for alle timene i måneden, til en månedspris som ble oppgitt på fakturaen. Denne gamle prismodellen ga ingen incentiver til å flytte på forbruk av forbrukstoppene, men nå med de nye AMS-målerne blir forbrukeren belastet for den "riktige" prisen av forbruket.

Ettersom utrulling av nye målere i sikringsskapet ikke har funnet sted før nå, er det få som har undersøkt lønnsomhet av å utnytte døgnvariasjonen med å flytte forbruk av strøm til forskjellige tider av døgnet 24 timer. Derfor ønsker vi i denne oppgaven å undersøke lønnsomheten av slike tiltak og setter følgende problemstilling for denne bacheloroppgaven:

Er det signifikante forskjeller på spotprisen over døgnet, og i hvilken grad kan denne forskjellen utnyttes økonomisk ved å flytte forbruk?

1.2 Oppgavens avgrensning

Norge er stadig mer integrert med strømmettet i Europa. Vi har valgt å begrense oss til å kun se på spotpriser i sone Bergen. Dette er fordi det er den eneste sonen i Norge som ikke har en direkte overføringskabel til utlandet, og blir derfor i noe mindre grad påvirket av situasjonen ute i Europa. Det betyr blant annet at effektene av variasjonene fra vindkraftverkene i Danmark, og kjernekraftverkene i Sverige dempes. Vi ser på data fra 2018, fordi det er det siste året som var og inneholder derfor de siste tallene på priser. Grunnen for at vi ikke tar med spotpriser så langt i 2019 er som følge av sesongvariasjonen som kunne vært med å skape skjevfordeling av resultatene mot vinter- og vår-variasjonen. En viktig del av oppgaven er også å undersøke hva som driver døgnvariasjonen og diskutere hvordan denne kommer til å utvikle seg fremover.

1.3 Oppgavens oppbygging

Oppgaven vil først presentere det fysiske kraftmarkedet for å få en forståelse for hvordan det fungerer, samt hvordan norsk kraftproduksjon og norske markedsmekanismer virker inn på prisingen. Deretter ser oppgaven på AMS-målere ettersom det er dette som muliggjør en riktigere prising av forbruk i den timen hvor strømmen faktisk blir forbrukt. Videre vil vi diskutere hvilke forhold som påvirker prisdannelsen, og da spesielt døgnvariasjonen, for å senere kunne diskutere om resultatene våre kan være gyldige også i fremtiden. Før vi ser på hvor store døgnvariasjonene er vil vi undersøke om forskjellene er signifikante. Dette gjør vi ved tre statistiske tester. Om vi klarer å fastslå at forskjellene er signifikante, vil vi vise i et case hvordan en el-bileier kan utnytte døgnvariasjonene, og i et generelt case hvor store investeringskostnader man kan tillate seg med de døgnvariasjonene vi finner. Til slutt vil vi diskutere hvorvidt funnene er representative for fremtiden, og om det er noe som tyder på at utviklingen vil fortsette.

1.4 Tidligere arbeid

Vi vil her beskrive ulike studier som er gjort i relasjon til det denne oppgaven kommer til å undersøke. I Øygard (2008) ble det undersøkt om døgnvariasjonene i spotprisene i Sør-Norge var store nok til at det kunne lønne seg å investere i et pumpekraftverk¹ som tillegg til ett eksisterende kraftverk. De undersøkte variasjonen i 2006 og 2007 og fant at døgnvariasjonen var på rundt 1 øre/kWh, noe som var for lite for å få at pumpekraftverket skulle bli en lønnsom investering, da det måtte variasjoner opp mot 5 øre/kWh for at det skulle være lønnsomt. De argumenterte da for at

¹ Pumpekraftverk er et vannkraftverk som også kan kjøres som pumpe, for i perioder med overskuddskraft på nettet kunne pumpe tilbake vann i magasinene.

dette likevel kunne bli lønnsomt om man bygde ut nettf forbindelser til Europa, slik at døgnvariasjonen i Norge ville bli like stor som f. eks. Nederland, hvor man fant døgnvariasjoner på 12 øre/kWh.

I Standal et al. (2010) blir det vurdert ut fra den tidens priser hvilke tiltak man kan gjøre i hjemmet for å utnytte at strømmen er billigere på nattestid. Oppgaven regner på datidens strømpriser med utgangspunktet i at det kommer smarte målere i fremtiden. Oppvarming og varmtvann er de postene som bruker mest strøm. Denne oppgaven ser på mulighetene for å lagre strøm og varmtvann fra natt til dag da det skal forbrukes. De kommer frem til at det trengs større variasjoner i spotprisen for at disse investeringene skal bli lønnsomme. For forbrukerne selv er sparepotensialet lite, men samfunnsøkonomiske effekter kan være større om man klarer å redusere effekttoppene.

Svendsen (2014) tar sikte på å undersøke i hvilken grad vi kan forvente endringer i forbruksmønsteret vedrørende strømforbruk, i forbindelse med utrulling av AMS-målere. Masteroppgaven gjør et litteratursøk i nasjonal og internasjonal forskning knyttet til de tradisjonelle «Demand-Respons-tiltakene», for å få en ønsket flytting av forbrukstoppene. Oppgaven viser til at beste resultat oppnås hvis nettselskapene får anledning til å styre effektuttaket, og på denne måten begrense forbrukstoppene. Denne løsningen betyr at nettselskapene får anledning til å sette et tak for hvor mye effekt² hver enkelt forbruker kan ta ut på forbrukstoppene. Denne løsningen kombinert med høye priser på toppene er beste løsning konkluderer Svendsen. Oppgaven påpeker videre på at AMS-målere ikke bidrar i seg selv til flytting, samt at majoriteten av nordmenn er lite prissensitive som følge av landets tradisjon med generelt lave og stabile priser. Dermed blir konklusjonen av oppgaven at nettselskapene bør legge til rette for styring av effektuttak, men også tilby økonomiske kompensasjoner for de forbrukerne som er villig til å bidra til utjevningen av forbrukstoppene.

Ottesen (2017) ser på hvordan mer effektkrevenende forbruk, varierende produksjon og mindre forutsigbarhet vil kreve at kraftsystemene blir mer fleksible. Smarte nett som består av AMS-målere og “Internet of Things” kan være løsningen på dette. For å få dette til må det innføres økonomiske insentiver, nye kontraktstyper og forretningsmodeller. Avhandlingen fortsetter med å lage beslutningsstøttemodeller ved hjelp av stokastisk programmering.

Denne bacheloroppgaven vil svare på spørsmålet om døgnvariasjonen i spotpriser er statistisk signifikant. De tidligere arbeidene som er nevnt ovenfor har ikke hatt dette som hovedformål. En av oppgavene har sett på konkrete eksempel på hva som kan flyttes, men har fordypet seg i programmering av varmtvannstanker og sett på muligheten til å lagre energi. Vår oppgave vil kun se

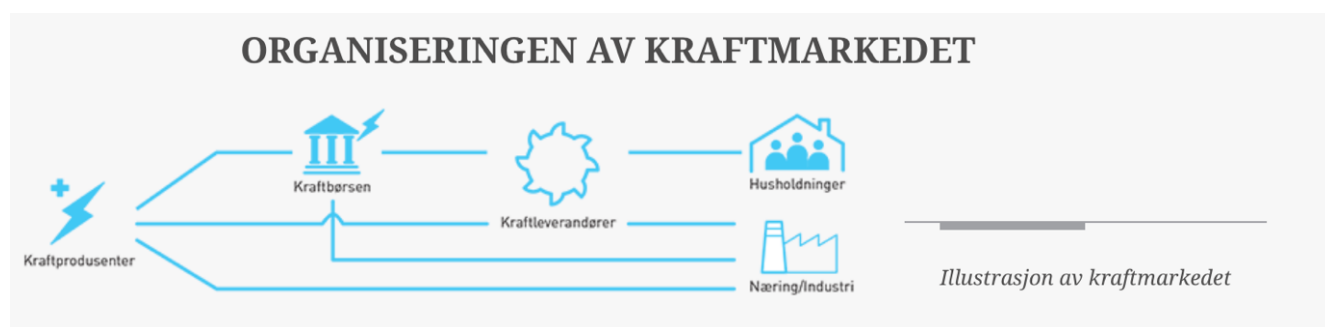
² I fysikken omtales energi som en evne til å utføre arbeid, mens effekt da er tempoet som arbeidet blir gjort i. Effekt i denne sammenheng kan anses som pågang på strømmettet.

på et eksempel med el-billading, for å se om dette blir lønnsomt, men utover det vil vi ikke gå inn på hva slags annet forbruk som kan flyttes.

Vår oppgave vil ikke se direkte på hvilken effekt innførselen av AMS-målere kan ha, altså prøve å måle hvordan adferden til forbrukere vil endres, men vil se på konkrete økonomiske besparelser som nå er mulig etter at alle forbrukere har fått installert AMS-målere. Doktorgradsavhandlingen Ottesen (2017) ser på hva som er de samfunnsøkonomiske fordelene med å ha et smart nett, men vi vil se om det allerede nå er økonomiske insentiver som er store nok til at det kan lønne seg å tilpasse forbruksmønsteret. Det kan så videre diskuteres om dette kan være med å bevege samfunnet i den retningen som doktorgradsavhandlingen mener vil gi samfunnsøkonomiske fordeler.

2 Det fysiske kraftmarkedet

Illustrasjonen under viser hvordan kraftmarkedet er organisert, og gir forståelsen av hvordan strøm overføres mellom de ulike aktørene i verdikjeden. Strøm følger fysiske lover, og produsert strøm som mates inn på strømmettet, vil følge minste motstands vei. Dette betyr at en forbruker av strøm ikke kan bestemme hvem han ønsker å få levert strømmen fra, samtidig som en produsent ikke kan styre hvilken forbruker som bruker strømmen som blir produsert. Produsert strøm mates inn i strømmettet, og forbruk tas ut. Betalingen skjer som resultat av en avregning av faktisk forbrukt strøm tatt ut av nettet.



Figur 1 Illustrasjon av organisering av kraftmarked. (Olje- og energidepartementet, 2019)

Figur 1 illustrerer at kraftmarkedet kan deles inn i engrosmarked og sluttbrukermarked. I engrosmarkeder finnes kraftprodusentene, meglere fra kraftbørs, kraftleverandører og store industrikunder hvor det kjøpes og selges store mengder kraftvolum mellom aktørene. Kraftleverandørene er mellomleddet mellom kraftprodusent og små og mellomstore sluttbrukere, som via kraftleverandøren inngår avtale om kjøp av strøm. Større strømkonsumenter, som industrivirksomheter, kan henvende seg direkte til kraftprodusenter og gjøre avtaler om å levere en gitt mengde strøm til en gitt pris.

Utbygging av overføringsnett skjer ikke bare innad i et land, men også mellom land. I Norge har vi eksempelvis overføringer mellom nabolandene Sverige, Danmark, Nederland, Finland og Russland, samtidig som det på sikt vil bygges overføringslinjer fra England, Tyskland og Nederland til Norge, se vedlegg #1 og vedlegg #6. Med disse forbindelsene vil produsert strøm flyte minste motstand vei. Med dette menes at strømmen flyter mot områder med størst etterspørselen og høyest pris. Prisene i de forskjellige landene vil derfor ikke bare avhenge av tilbud og etterspørsel innad i landet, men også tilbudet og etterspørselen i nabolandene.

SSB (2019) viser at Norge hadde et nettoforbruk på strøm på ca. 126 TWh i 2018. Som nevnt ovenfor har Norge overføringslinjer til flere land i Europa. Dette åpner muligheten for import og eksport av strøm. Det varierer gjennom året om Norge importerer eller eksporterer mest strøm (se vedlegg #4), men på årsbasis blir det eksportert mest. Nettoeksporten (EX-IM) for 2018 var rundt 10 TWh. Importen av strøm som andel av totalt nettoforbruk var 6,62%, mens eksporten lå på 14,67%.

2.1 Det norske kraftmarkedet

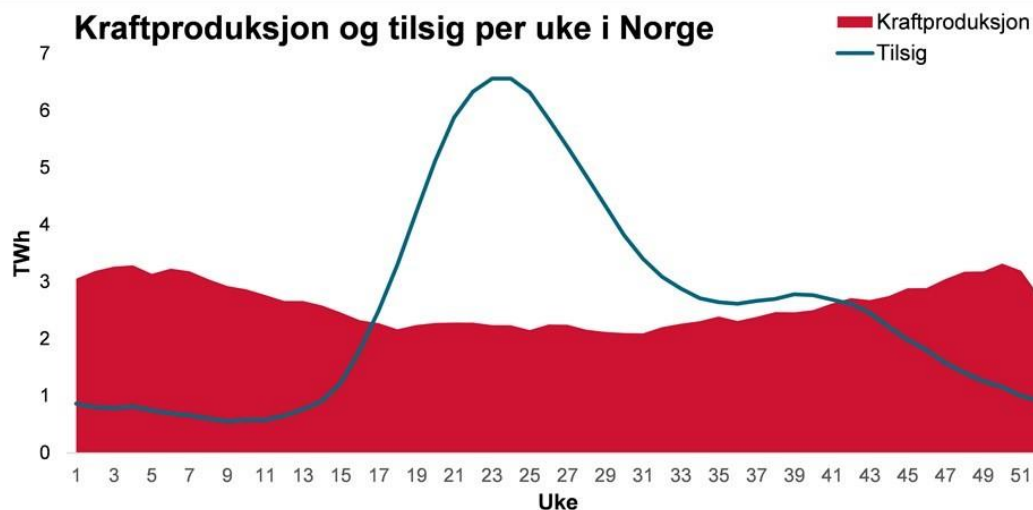
Den norske kraftforsyningen består hovedsakelig av vannkraft, men det finnes også andre energikilder som for eksempel vindkraft og solenergi, som i stadig større grad bygges ut. Det er vannkraft som utgjør mesteparten av kraftforsyningen i Norge (ca. 94%)(Energifakta Norge, 2017), og hvor mye som kan produseres er avhengig av den årlige nedbørsmengden. Elektrisitet er ferskvare og kan ikke lagres, med unntak av i batterier, men i skrivende stund har ikke batteriene stor nok kapasitet i forhold til pris til at dette er lønnsomt. Det betyr at det er vanskelig å produsere når strømmen er billig, for deretter å lagre strømmen til prisen stiger igjen. Det vil si at strømmen må forbrukes i det den blir produsert. Selv om strømmen i seg selv ikke lar seg lagre, så er det mulig å lagre innsatsfaktorene (vann) i kraftverkene. Dette kan anses som Norges mulighet til å lagre energi (Olje- og Energidepartementet, 2019).

I kraftsammenheng skiller man mellom regulerbar og uregulerbar produksjon. Et regulerbart kraftverk har evne til å endre produksjonen av strøm etter markedsforholdene, men må fremdeles operere innenfor den konsesjonen³ de er underlagt, og de begrensningene som denne medfører. Det betyr f.eks. at om det er lite etterspørsel etter strøm, så kan de til en viss grad redusere produksjonen sin. På den andre siden kan de øke produksjonen i perioder med høy etterspørsel, så lenge det er nok vann tilgjengelig i magasinene innenfor de gitte begrensningene.

Over 75% av den norske produksjonskapasiteten er regulerbar (Energifakta Norge, 2017). Det betyr at når tilsiget⁴ er høyt, kan man lagre deler av vannet, og bruke det til produksjon senere. Dette gjør Norges kraftproduksjon svært fleksibelt. Om vinteren er kraftproduksjonen større enn tilsiget, som betyr at man må tappe ned vannmagasinene, mens om våren og mot sommeren er tilsiget større enn produksjonen og vannmagasinene fylles opp. Se figur 2 fra NVE.

³ Tillatelse fra det offentlige til å bygge og drifte et vannkraftverk

⁴ Tilsig – den mengden vann som renner ned i et vassdrag/vann som kan utnyttes til kraftproduksjon



Figur 2 Illustrasjon av kraftproduksjon og tilsig gjennom et kalenderår i Norge (NVE, 2015)

Uregulerbar kraftproduksjon betyr at man må produsere når energien er tilgjengelig. Eksempler på dette er: elvekraftverk, vindkraft og solkraft (Energifakta Norge, 2017).

Andre områder, som Danmark, har en større andel av uregulert kraftproduksjon. Dette fører til større svingninger i områdeprisene enn det eksempelvis Norge har. I Danmark, hvor en stor andel av elektrisiteten kommer fra vindkraft, kan det også forekomme negative strømpriser i perioder med mye vind og lite forbruk.

Regulerbare og uregulerbare kraftverk vil ha ulike vurderinger på verdien av tilsiget til sine kraftverk. Denne verdien kalles gjerne for vannverdien, og er knyttet opp til i hvor stor grad produsentenes forventede inntjeningsmuligheter er i fremtiden. I et elvekraftverk vil produsentene melde inn forventet kraftproduksjon uansett pris, da alternativet er at energien i elven renner forbi kraftverkene, og gir ingen som helst verdi (vannverdi = 0). Derimot, i regulerbare kraftverk hvor tilsiget havner i store magasin hvor vannet kan lagres, vil oppfatning av vannverdien være helt annerledes enn for et elvekraftverk. Her kan man som produsent velge om man skal produsere nå eller senere, og dermed fordele produksjonen slik at man maksimerer inntekten. Dette kan anses som en realopsjon hvor produsenter kan regne på en opsjonsverdi og velge å produsere hvis:

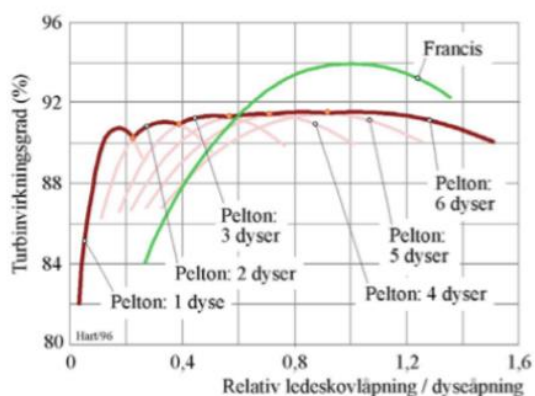
$P - MC \geq \text{Opsjonsverdi}$, hvor

P = Spotpris

MC = Grensekostnad i produksjonen

Vannkraftverkene vil kunne regne på prognoser, og planlegge produksjon for å finne den optimale forvaltningen av verdiene i vannet, med hensyn til usikkerheten rundt fremtidige strømpriser og fremtidig tilsig i magasinene. Hvis verdien av å produsere til pris P , er høyere enn å utsette produksjon, vil produsentene velge å sette i gang produksjonen.

Vannkraftverkens grensekostnad avhenger av hvilke typer turbiner vannkraftverket har. Noen turbiner har et større fall i effektivitet, ved avvik fra optimal produksjonsmengde, mens andre holder nesten konstant effektivitet for en større variasjon i produksjon, og er derfor mer fleksible. Dette fallet i effektiviteten speiler grensekostnaden. Illustrasjonen under viser at grensekostnaden på den grønne kurven (Francis-turbiner), gir høyere merkostnad ved å avvike fra optimal tilførsel av vann. En annen turbin (Pelton-turbiner) gir på en annen side en mer stabil grensekostnad, da denne varianten har en høyere virkningsgrad⁵. Dette betyr at produsentene som bruker en Pelton-turbin har optimalisert virkningsgraden. Dette gjøres ved at vannet føres inn i dyser som styres mot turbinene for effektiv utnyttelse av energien i vannet. Dette er forskjellig fra eksempelvis en Francis turbin, hvor vannet føres direkte inn på turbinene for å få dem til å gå rundt.



Figur 3 Virkningsgrad ved forskjellige turbiner i et vannkraftverk. (Skaare, 2014)

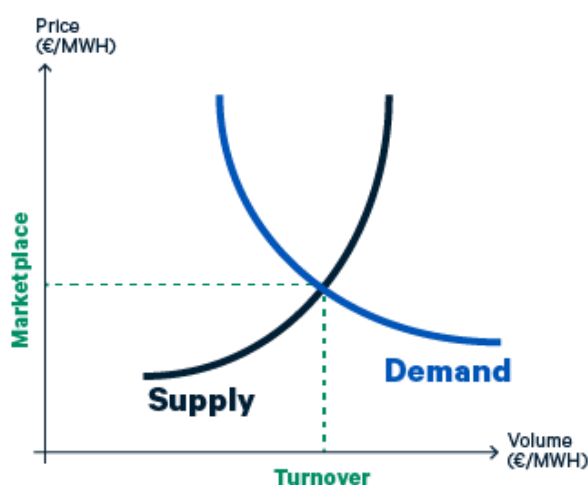
2.2 Nord Pool

Nord Pool Spot AS er handelsb rsen for fysiske kraftkontrakter. På denne børsen finner vi blant annet: Elspot-markedet og Elbas-markedet.

⁵ Virkningsgraden kan ses på som hvor mye energi kraftverket klarer   få ut ifra energien som potensielt finnes i vannet.

2.2.1 Elspot

Elspot er et nordisk marked for kontrakter på levering av fysisk strøm. Det fungerer slik at man må legge inn bud før kl. 12.00 på hva man som aktør i bransjen har behov for neste dag, et såkalt «day-ahead market». Det er ca. 300 kjøpere og selgere på markedet, og det legges inn rundt 2 000 ordrer hver dag. Kjøperne (eksempelvis strømleverandører), må melde inn hvor mye strøm de ønsker å kjøpe, og hvilken pris de er villig å betale for mengden, time for time, det kan ses på som etterspørselskurver. Selgerne (eksempelvis eiere av vannkraftverk), må melde inn hvor mye strøm de kan levere til hvilken pris, for hver time neste døgn, dette kan tolkes som tilbudskurver. Dersom aktøren er både en forbruker og produsent av strøm (eksempelvis pumpekraftverk) kan man legge inn bud hvor man for en gitt pris ønsker å selge strøm, men for en annen pris ønsker å kjøpe strøm. Disse budene blir lagt inn i et datasystem, som på bakgrunn av algoritmer kalkulerer systemprisen time for time. Systemprisen blir satt der den aggregerte tilbuds- og etterspørselskurven skjæres. Det er den prisen man hadde hatt om det ikke var noen overføringsbegrensninger i strømmettet. Aggregert betyr her det samlede tilbudet og etterspørselen.



Figur 4 Tilbud og etterspørsel (Nord Pool)

Systemprisen er kun basert på estimert tilbud og etterspørsel, og er ikke nødvendigvis den prisen som når ut til kundene. Dette gjør at vi kan få samme pris mellom områder om det ikke er begrensninger i overføringsnett, mens der det finnes kraftoverskudd eller -underskudd vil dette gi prisforskjeller mellom områdene. Når det er begrensninger i overføringskapasiteten mellom to områder, vil strømmen alltid gå fra området med produksjonsoverskudd til det området med produksjonsunderskudd. Da blir prisen høyest der det er produksjonsunderskudd, og lavest der det

er produksjonsoverskudd. Norge er delt inn i 5 soner på Nordpool, og operer derfor med 5 områdepriser (Nord Pool, 2012). For å se hvordan sonene er fordelt, se vedlegg #1.

2.2.2 Elbas

Elbas er et fysisk justeringsmarked som har timekontrakter som handles kontinuerlig, hele døgnet rundt. Etter handelen i Elspot for neste døgn er avsluttet, tas Elbas kontrakter opp til notering, dvs. at de blir lagt ut for salg, og disse kontraktene kan handles inntil en time før levering starter. Det er et "intraday market" for strøm. Markedet er åpent for landene i Skandinavia, Finland, Island, Storbritannia, Baltikum og Tyskland. Elbas-markedet supplerer Elspot-markedet på den måten at det hjelper å sikre nødvendig balanse mellom tilbud og etterspørsel i kraftmarkedet. Mesteparten av handelen på Nord Pool skjer gjennom Elspot-markedet, og det er først og fremst her likevekten i kraftmarkedet blir sikret. Dersom man har sendt et bud på spotmarkedet som viste seg å være for lite, kan man kjøpe mer strøm her for å sørge for å ha nok. I kraftmarkedet kan også uforutsette ting skje, for eksempel et kjernekraftverk i Sverige slutter å fungere, og det blir ubalanse mellom tilbud og etterspørsel i markedet. Da er det behov for Elbas-markedet, hvor kjøpere og selgere kan handle tett opp mot leveringen av den fysiske strømmen, for å gjenopprette likevekten. Elbas-markedet blir viktigere i tiden fremover fordi det stadig kommer mer vindkraft inn i strømmettet. Vindkraft er en uforutsigbar kilde til energi, og kan føre til mer ubalanse mellom kontraktene man inngår i Elspot-markedet, og hva som faktisk blir produsert (Nord Pool, 2017).

Etter at Elbas-markedet er stengt, er det opp til overføringsoperatørene å gjøre de endelige justeringene for å oppnå balanse mellom tilbud og etterspørsel. Dette skjer gjennom regulerkraftmarkedet. Aktørene er her bare pristakere etter en regulerkraftpris som settes for hver time (Stavseth, 2014).

2.2.3 Det finansielle kraftmarked

I likhet med andre finansielle markeder finnes det også derivater i kraftmarkedet. Derivatene har de egenskapene at aktører som opererer i markedet kan justere risiko i forhold til den underliggende råvaren, samt at de gir mulighet for at aktører kan gjøre rene spekulative «veddemål». Dette er derimot ikke relevant for hva vi skal studere i denne oppgaven, og vi velger derfor å ikke gå dypere inn i dette.

2.3 Forbrukerens strømgregning

Ettersom denne oppgaven tar sikte mot å regne på besparelser knyttet til flytting av strømforbruk, er det nærliggende å få en forståelse av strømgregningen til forbrukeren. Strømgregningen kan nemlig deles inn i 3 deler; strømforbruket, nettleien og avgifter.

$$\text{Forbrukerens strømgregning} = ((P + N_p + E + E_L + S_p) * F + N + S) * (1 + MVA) \quad (1.1)$$

, hvor

P – Spotprisen

N_p - Påslag nettleie – variabel del (vedlegg #2)

E – Avgift til Energifondet (1 øre pr kWh)

E_L – El-avgift (15,83 øre pr kWh)⁶

S_p - påslag til strømleverandøren

F – Forbruk i kWh

N – fast del av nettleien (vedlegg #2)

S – fast betaling til strømleverandøren (ekskl. mva, inkl. elsertifikat)

MVA - prosentvis tillegg⁷

Som forbruker inngår man en avtale med en strømleverandør og velger en avtale, eksempelvis «spot-pris avtale», som denne oppgaven vil bruke videre, og som er antatt å være den rimeligste formen for avtale forbrukeren kan ha over tid. Ifølge SSB (2018) har 72% av husholdningene i andre kvartal av 2018 en spot-pris avtale med sin strømleverandør. Resterende av avtalene er 25,7% på variabel pris kontrakt, og 2,3% på fastpriskontrakter. Som forbruker med spotpris-avtale betaler man strømmens spotpris (P) som regnes sammen med forbruket av strømmen (F). I tillegg kommer påslag til strømleverandøren (S), for å kjøpe strømmen på kraftbørs og levere. Disse påslagene er det strømleverandørene konkurrerer i markedet med, og varierer fra hvilket selskap og avtale

⁶ Troms - Karlsøy, Kvæningen, Kåfjord, Lyngen, Nordreisa, Skjerøy og Storfjord.
Finnmark - alle kommuner (fritatt for el-avgift)

⁷ Finnmark, Nordland og Troms (fritatt for mva)

forbrukeren velger. Til slutt betaler forbrukeren også for lovpålagte el-sertifikatene strømleverandørene plikter seg å kjøpe, dette kreves inn sammen med påslagene.

Nettleien er det forbrukeren betaler til sitt lokale nettselskap, som er ansvarlige for å drifte og bygge overføringsnettindelte områder. Nettleien består av en fast del (N) og en variabel del (N_p) som er avhengig av strømforbruket. De enkelte nettleieselskapene kan selv bestemme hvor høyt de vil sette nettleien, men NVE (2019b) fastsetter årlig en individuell inntektsramme som er bestemmende for hvor høy totalinntekten til selskapet skal være. Nettleien skal reflektere den kostnaden nettselskapene har ved å opprettholde og bygge ut overføringsnett ved behov. Den variable delen av nettleien går også med til å dekke strøm som går tapt i forbindelse med overføring. På denne måten betales det riktig nettleie tilknyttet til det forbruket man etterspør fra overføringsnett. Utbedring og utbygging av overføringsnett kan anses som mer faste kostnader, og blir dermed faste påslag (N) på forbrukerens regning.

Siste del av regningen er avgifter som også utgjør en betydelig del av forbrukerens strømregning. Omlag 40% av summen på strømregningen er avgifter til staten, og beløpene kreves inn sammen med nettleien. Ifølge BKK (2019) består avgiftene til staten av «Enova-avgift», forbruksavgift til staten og merverdiavgift. Enova er et statlig eid foretak som skal bidra til å øke bruken av fornybar energi, samt bidra i utviklingen av teknologi av fornybare energikilder. Arbeidet til Enova finansieres gjennom Energifondet, og forbrukeren har et fasttillegg på 1 øre pr kWh som går til Energifondet (E) og som kalles «Enova-avgiften». Videre betaler forbrukeren en avgift på 15,83 øre pr kWh kalt forbrukeravgift (E_L), også kjent som «el-avgift», samt merverdiavgift på 25% (MVA).

For denne oppgaven blir det relevant å kun se på de utgiftene forbrukeren har på strømregningen som er knyttet opp til spot-priser, samt eventuell justering av merverdiavgiften knyttet til at den totale sluttsummen reduseres:

$$\text{Besparelse ved å flytte forbruk} = \Delta P * (1 + MVA) \quad (1.2)$$

2.4 AMS-målere

2.4.1 AMS-målere i sikringsskapet

Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) har vedtatt at innen 1. januar 2019 skal alle strømkunder få installert AMS målere i sitt sikringsskap. AMS er forkortelsen for det nye avanserte måle- og styringssystemet (heretter AMS-målere), som skal være installert hos alle strømkunder innen begynnelsen av dette året. Det er nettselskapene som står ansvarlige for utbyggingen. Kostnaden er på ca. 3500,- kroner pr installert måler, med en totalsum på 10 milliarder. Som forbruker betaler man ingenting for selve utbyggingen, men man kan naturligvis vente seg en økning av nettleien per husstand. For større strømforbrukere (over 100.000 kWh i året), har det siden 1990-tallet (se vedlegg #3) vært krav om at disse skal ha smarte strømmålere. I følge NVE er det omtrent 2,9 millioner målepunkter i Norge som det skal installeres målere på.

2.4.2 En smart måler og et smart system

Installasjon av AMS-målere er et viktig ledd i utviklingen av hele energisystemet som har fått navnet «Smart-grid-systemet». Dette systemet er en fellesbetegnelse for et nytt og moderne strømnnett, hvor teknologi implementeres for å gjøre strømnettet mer effektivt med høyere forsyningsikkerhet. Kort fortalt utstyres strømnettet nå med komponenter og systemer som gjør at nettet kan kobles opp mot internett, og som gjør det mulig for de profesjonelle aktørene i bransjen å samle inn nyttig datainformasjon. Datagrunnlaget kan benyttes av aktørene som ledd i planlegging, og imøtegå de endringene som er i bransjen i dag og som vil komme fremover.

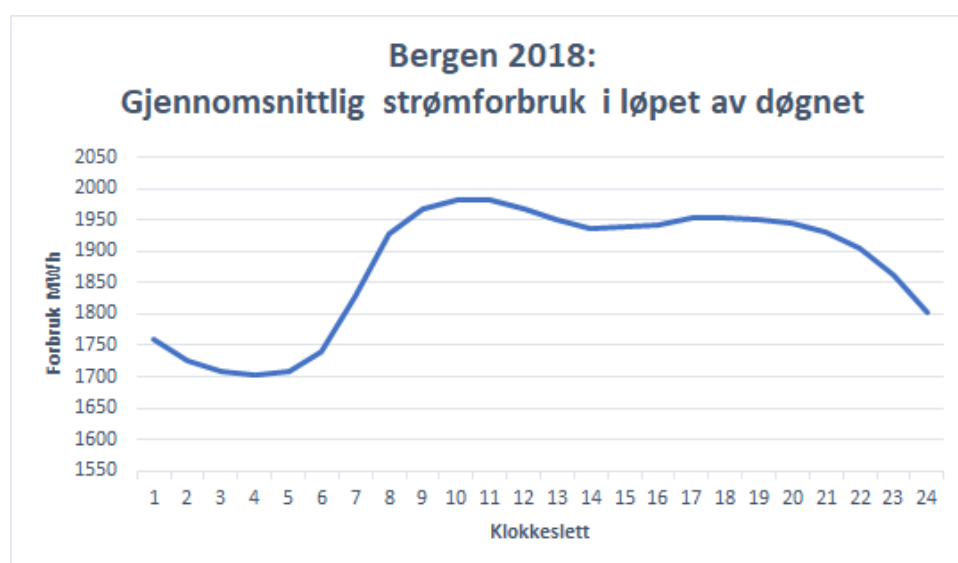
Dagens strømnnett har røtter og utforming fra en tid hvor det kun fantes rene produsenter og konsumenter, og oppgaven var å frakte strøm fra produsent til konsument. En slik en-veis-interaksjon gjør det vanskelig for strømnettet å respondere på endringer i energibehovet. De siste årene har bransjen opplevd økt etterspørsel etter elektrisitet. Samtidig som andre fornybare energikilder tas i bruk som supplement til vannkraftverkene, da det meste av potensiale fra vannkraft er hentet ut. Samtidig er det blitt mer populært å bygge ut mindre småkraftverk, og ha solceller på taket til vanlige husholdninger. Dette gjør at vi får såkalte “prosumenter” (Sandal, 2017), som vil være både konsumenter og produsenter av strøm. Ettersom strøm er ferskvare må den brukes i det den produseres, og særlig med disse nye uregulerbare energikildene kreves dette grundig koordinering av strømnettet. Denne koordineringen blir mer og mer kompleks etterhvert som flere mindre produsenter av energi også kobler seg på strømnettet. I møte med økt uregulert

produksjon av fornybar energi og stadig flere “prosumenter” er «Smart-grid-systemet» og AMS-målere en viktig del av utvikling av strømmettet.

Et av tiltakene for å gjøre strømmettet mer fleksibelt, er det å gjøre det mulig for forbrukeren å styre og få kontroll på sitt strømforbruk. En AMS-måler erstatter strømmåleren i sikringsskapet, og fungerer som en datamaskin som automatisk sender inn data til nettselskapene på hvor mye strøm forbrukeren har brukt. Disse dataene sendes inn en gang i timen. Alle strømkunder vil da følge utviklingen i spotpris fra Nord Pool, forutsatt at forbrukeren har spot-prisavtale. Tidligere ble prisen regnet som et vektet gjennomsnitt av prisen for alle timene i måneden, men nå vil forbrukeren bli belastet for timespriser basert på spot-prisen i den enkelte timen hvor strømmen konsumeres. Dette vil gi strømforbrukeren mulighet til å styre eget strømforbruk, og bruke mindre når strømmen er dyr, og bruke mer når strømmen er rimeligere. Et slikt system muliggjør også at man kan investere i smarte hjem, hvor de elektriske apparatene selv justerer sin “kjøretid”, slik at etterspørselen etter strøm ikke er like stor på de kritiske tidene av døgnet. Dette kan redusere strømregningen.

2.4.3 Virkning for strømmettet

Det at forbrukere nå med AMS-målere i sikringsskapet blir belastet for riktig spot-pris i den tiden hvor strømmen faktisk konsumeres, gjør det også mulig å regne på muligheten forbrukeren har å spare penger på, ved å konsumere strøm på andre tider av døgnet til lavere pris. Tradisjonelt sett har det vært høyest topper rundt 8-10 om morgningen og 16-18 om ettermiddagen. Det at forbruk flyttes av toppene vil ikke bare kunne gi lavere strømregning, men det vil også gjøre at strømmettets kapasitet ikke blir sprengt.



Figur 5 Illustrasjon av hvor mye strømforbruket (for alle som er forbrukere av strøm) varierer gjennom døgnet for Bergen 2018.

Norge har relativt god tilgang på energi, men strømmettet har begrensninger. Når mange etterspør strøm på samme tidspunkt presses strømmettet opp mot denne begrensningen, for eksempel på forbrukstoppene på morgenen og ettermiddagen. I tillegg får forbrukere også stadig mer effektkrevende elektriske apparater, som for eksempel induksjonstopp på kjøkkenet, istedenfor de tradisjonelle koketoppene, noe som forverrer problemet siden vi får større svingninger i effektuttaket.

Pågang på strømmettet kalles effekt. Forskjellen mellom energi og effekt kan sammenlignes med biler og kjørefelt, hvor biler er som energien vi bruker, og kjørefelt som effekt. Dersom man kun har ett kjørefelt (hver vei) klarer man seg fint dersom bilene (forbrukt energi) fordeler seg jevnt ut over hele døgnet. I rushtiden blir det derimot trangt dersom alle bilene skal kjøre på kjørefeltet på en relativt kort tidsperiode. I teorien kunne man bygget ut mange kjørefelt som lett kunne sluse igjennom alle bilene når det er stor pågang i rush-tiden, men dette ville naturligvis være dyre investeringer, som samtidig vil gjøre at kjørefelt ble stående ubrukt til andre tider av døgnet utenom rushtid. At forbrukere flytter forbruket av «forbrukstoppene» bidrar til at nettselskapene ikke behøver å investere like mye i utbyggingen av nett. Dette er en kostbar prosess, og forbrukeren må betale via nettleien. Etter utrulling av AMS-målere vil nå forbrukere bli belastet for den riktige timesprisen, slik at forbruk i en periode med høy etterspørsel etter strøm prises høyere, enn en periode med lav etterspørsel. Derav har nå forbrukeren prisintensiver til å flytte forbruk av toppene. Senere skal oppgaven gjennomføre ett regnestykke på hvilke besparelser forbrukere kan gjøre ved å flytte forbruk.

2.4.4 Nye prismodeller for nettleie

NVE har lagt frem et forslag til nye prismodeller for innkreving av nettleie. Forslaget som er oppe til høring er at strømkunder inngår et abonnement med øvrig "tak" som er tilpasset hvor mye strøm de vil bruke på en gang (effekt). Nettselskapene skal beregne og foreslå et riktig abonnement som gir lavest kostnad for den enkelte forbruker, basert på historikk. Forbruk utover "taket" må betales høyere nettleie for. Poenget med nye prismodeller er å motivere til forbruk som gir en bedre utnyttelse av strømmettet.

Høring ble møtt med skepsis og hovedargumentene er at forbrukeren verken har interesse eller forståelse nok til å sette seg inn hva denne nye prismodellen vil innebære. Sannsynligvis vil ikke NVE endre til denne prismodellen, men det er all grunn til å tro at det vil komme nye forslag til prismodeller som gir insentiver til flytting av forbruk i fremtiden. (BKK, 2018) (NVE, 2018a)

3 Prisdannelse i kraftmarkedet

3.1. Forhold som påvirker prisdannelsen

De faktorene som har størst påvirkning på prisdannelsen fra forbrukssiden er i all hovedsak temperaturforholdene, konjunkturutvikling i økonomien og samfunnsutviklingen. Ved lave temperaturer etterspørres det mer strøm til oppvarming, enn ved mer moderate temperaturer. Konjunktursvingninger påvirker det generelle etterspørselsnivået på varer, inkludert varer fra kraftkrevende industri. I eksempelvis en global lavkonjunktur vil vi få lavere priser på olje og gass som er alternativene til strøm, og prisen øker når etterspørselen faller. I en høykonjunktur vil vi få motsatt effekt. Større trekk i samfunnsutviklingen vil også ha en effekt på forbruksnivået. For eksempel vil elektrifiseringen av bilparken øke etterspørselen, men tiltak for å effektivisere oppvarming som varmepumper, og nye strengere byggestandarder, demper etterspørselsøkningen i kuldeperioder.

Siden Norge har en stor andel med vannkraft, bestemmes prisen på mellomlang sikt på strøm i stor grad av hvor mye nedbør som forventes å komme, hvor mye vann som ligger lagret i magasinene, og hvor mye snø som ligger i fjellet, og vil smelte gjennom våren og sommeren. Ved lite fremtidig tilgang på vann vil produsentene begrense produksjonen sin, og dette kan føre til høyere priser som vedvarer helt til vannbalansen er gjenopprettet.

Svingninger i det norske forbruket av strøm er i stor grad påvirket av klimaet. Kald vinter og mild sommer gjør at mesteparten av strømmen brukes til oppvarming om vinteren, og i mindre grad til kjøling om sommeren, noe som fører til normalt høyere priser om vinteren enn om sommeren. Dette skyldes da i hovedsak at etterspørselen er høyere, og da presses prisene oppover.

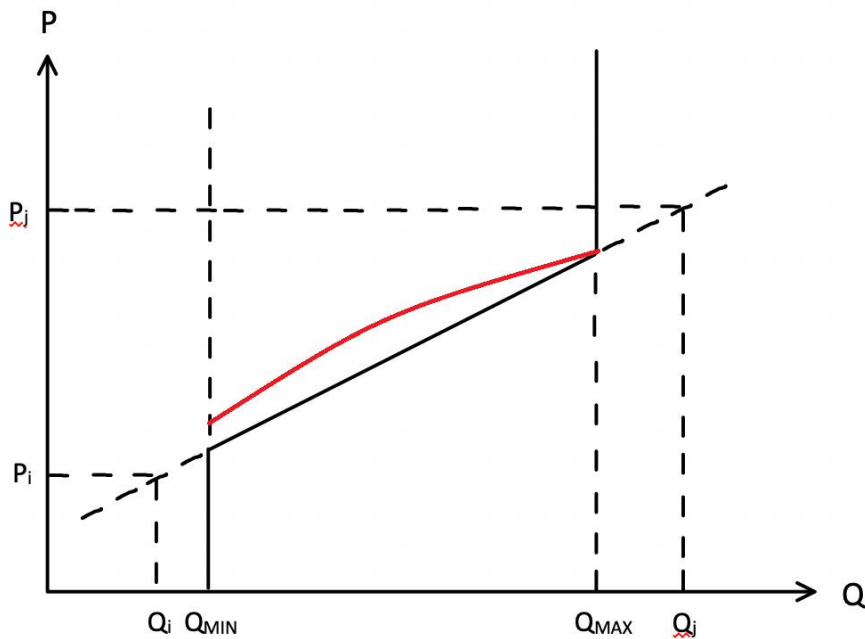
Faktorer som kan forsterke dette er ekstrem kulde over lengre perioder, en tørr høst som fører til lav fyllingsgrad i magasinene eller en foregående vinter med lite snø i fjellene og påfølgende lite snøsmelting. Dette kan til en viss grad reduseres med import av strøm fra Europa, men også her kan det oppstå høye strømpriser under kalde vintre.

3.2 Døgnvariasjoner

Strømforbruket varierer helt ned på sekundet, basert på hvordan elektriske apparater slås av og på. Om morgenen skal folk flest gjennom sine daglige rutiner som ofte innebærer en dusj og aktivitet på kjøkkenet, som inkluderer bruk av elektriske apparat. Det gjør at strømforbruket er høyt på morgenen. Tendensen er den samme på ettermiddagen når forbrukerne kommer hjem fra jobb og skole (se figur 5). I disse tidsrommene vil etterspørselen være høyere enn blant annet på kvelden og utover natten. Høyere etterspørsel gir høyere pris, og variasjonen i etterspørsel kan derfor forklare deler av variasjonen i pris i løpet av døgnet.

Vi har ovenfor diskutert hvordan etterspørselen varierer gjennom døgnet. Siden Norge har en så stor andel regulerbar kraftproduksjon er det en nærliggende tanke at produsentene, som på forhånd har en formening om hvilke timer som har høyest spotpris, da legger inn bud på ekstra høy produksjon disse timene for å øke profitten.

Målet til produsentene er å maksimere denne profitten. De får tilgang til en viss mengde vann gjennom tilsiget. Dette kan de velge å lagre til senere produksjon, eller produsere denne dagen. Om de velger å produsere nå, må denne produksjonen ha blitt lagt inn som bud til Nord Pool, eventuelt selges i elbas- eller regulermarkedet. De er da begrenset av manøvreringsreglementet (se vedlegg #7 og #8) i konsesjonen det enkelte kraftverket er underlagt, som legger begrensninger på minimum og maksimum magasinstand, minstevannføring, og begrensinger på driftsmønsteret. En slik begrensning kan være at det er forbudt med start/stop produksjon, eller i hvor stor grad man kan variere produksjonen på timesbasis. De er også begrenset av kraftverkets installerte effekt, som setter taket på hvor mye de kan produsere på en time. Gulvet er satt i manøvreringsreglementet ved hvilken minstevassføring man er pliktig til å opprettholde.



Figur 6 Tilbudskurve til vannkraftsprodusenter med minimum- og maksimumsgrense

I figur 6 har vi forsøkt å beskrive produsentenes tilbudskurve. Den rette linjen tilsvarer hvordan produsenten ville ha produsert strøm om den ikke var underlagt noen begrensninger. Vi ser derimot at den begrenses av minstevassføring Q_{\min} , og kan ikke produsere mindre strøm enn dette. Den maksimale installerte produksjonen setter den øvre begrensningen for hva man kan produsere ved Q_{\max} . I rommet mellom disse, kan produsentene til en viss grad produsere fritt, men det kan finnes begrensninger i hvilken grad de kan endre produksjonen time for time. Dersom man i tillegg tar hensyn til virkningsgraden av turbinene, ser tilbudskurven nærmere ut som den røde linjen. Formen på denne bestemmes av hvor mye virkningsgraden synker ved avvik fra optimal produksjon, som ofte er optimalisert ved Q_{\max} . Dette er grensekostnaden til produsentene som kommer av de tekniske installasjonene. Skal man avvike fra denne vil man da kreve en høyere pris for å dekke inn det man taper gjennom fallet i virkningsgraden.

De prisforskjellene vi finner nå i denne oppgaven er resultatet av at alle produsentene forsøker å maksimere profitten sin innenfor de begrensningene som er satt. Mirza & Bergland (2015) viser for eksempel at produsenter utøver markedsmakt for å tilpasse prisene slik de selv ønsker. Det som vil endre denne tilpasningen er eksterne påvirkninger som fører til at den profittmaksimerende tilpasningen endres. Tilpasningen må fremdeles være innenfor de restriksjonene man er underlagt.

4 Data og metode

4.1 Data

All dataen om områdepriser som blir brukt kommer fra Nord Pool, og er hentet fra deres ftp-servere. Vi har fått tilgang på områdeprisene for hele Norge. I dag er Norge delt inn i 5 soner på Nord Pool, men tidligere har det vært ulike inndelinger. De områdene vi har data fra er: Bergen, Kristiansand, Molde/Kristiansund, Oslo, Tromsø og Trondheim.

De dataene vi benytter i modellene våre er spotprisene i Bergen for 2018. Prisene er oppgitt i NOK/MWh. I datasettet er det oppgitt pris time for time (Time 1 – Time 24), hver dag i året, altså fra 01/01/2018 – 31/12/2018. Time 1 er fra kl. 00-01, Time 2 er fra kl. 01-02, osv. Vi benytter to forskjellige typer dataserier; spotpriser og avvik fra aritmetisk gjennomsnittlig døgnpris. For å gjenkjenne hvilke dataserier vi benytter så bruker vi denne formateringen (Område, År - Type).

$$P_i = \text{Spotpris i time } i \quad (1.3)$$

$$\bar{P} - P_i = \text{Aritmetisk gjennomsnittlig døgnpris fratrukket pris i time } i \quad (1.4)$$

Under har vi et utklipp fra Bergen 2018 – Spotpris. Kolonnen for Time 1 inneholder alle spotprisene fra kl. 00-01 hver dag. Det betyr at 258,01kr/MWh var spotprisen 01.01.2018 kl. 00-01. Da kan vi også lese av tabell 1 at 02.01.2018 så var prisen for Time 1: 253,79kr/MWh. Utklippet viser P_1 til P_4 .

Tabell 1 Utdrag av datasett Bergen 2018 – Spotpris

	Time 1	Time 2	Time 3	Time 4
01.01.2018	258,01	258,99	255,75	242,04
02.01.2018	253,79	250,07	253,40	250,66
03.01.2018	265,25	260,26	256,84	256,54
04.01.2018	263,61	260,98	257,96	258,15
05.01.2018	274,70	268,55	258,69	258,69
06.01.2018	286,83	278,06	274,46	272,71
07.01.2018	272,29	268,51	265,31	260,27
08.01.2018	265,31	254,36	248,65	248,55

Vi har også tilgang på data som forteller hvor mye strøm som er forbrukt i de ulike sonene i Norge for hver time gjennom hele 2018. Her har vi sett på forbruket for sone Bergen og brukt denne fordelingen som vektning i det vektete aritmetiske gjennomsnittet av spotprisene.

Tall om elektrisitetsbalansen i Norge er hentet fra SSB. Der har vi tall på blant annet import, eksport og nettoforbruk av strøm for hver måned tilbake til 2010. Disse tallene har vi benyttet for å regne oss frem til nettoeksporten for 2018, samt import og eksport som prosentandel av det totale forbruket. Disse tallene er bakgrunnen for figuren i vedlegg #4.

4.2 Standardmål på prisavvik

For å få en forståelse av hvor store prisavvikene er må vi lage oss en definisjon som dekker hva vi ønsker å undersøke. Siden vi ser på prisforskjeller i spotprisen med den hensikten å studere hvilke muligheter det er for å flytte forbruket til ett tidspunkt hvor prisen er lavere kan man starte med å definere et best-case-scenario. Dersom vi ser for oss at alt forbruket som skal flyttes kan forbrukes i løpet av en time og det tidligere har alltid vært forbrukt i den timen hvor spotprisen har vært høyest, så kan vi definere at den maksimale besparelsen vi har er prisen i den timen med høyest spotpris, P_H , – timen med den laveste spotprisen, P_L , altså $P_H - P_L$. Den totale besparelsen man maksimalt kunne fått blir altså:

$$\sum_{i=1}^{n=365} (P_H - P_L)_i$$

$$P_H - P_L \tag{1.5}$$

Det tidligere definerte målet på besparelse kan virke i overkant teoretisk og lite sammenlignbart med en reell situasjon. Et bedre mål kan da være å tenke at tidligere hadde man forbruket fordelt over alle døgnetimer. Et godt estimat på dette er da døgnetets aritmetiske gjennomsnittspris, \bar{P} . Om man så finner P_L kan man tenke seg at man flytter forbruket til denne timen. Besparelsen blir da døgnetets gjennomsnittspotpris - døgnetets laveste spotpris, $\bar{P} - P_L$.

$$\sum_{i=1}^{n=365} (\bar{P} - P_L)_i$$

$$\bar{P} - P_L \tag{1.6}$$

Å flytte strømforbruket til den billigste timen i døgnet (P_L) har man ikke alltid mulighet til å gjøre. Det kan være fordi man ikke har tilgang til et smart system som både vet når strømmen er billigst og kan

starte forbruket da. Et tredje standardmål kan dermed være at man har et system som eksempelvis setter i gang ladingen av elbilen i en spesifikk valgt time.

Denne timen man velger burde være den timen som har høyest statistisk sannsynlighet for å være den billigste, altså den historisk billigste timen, P_j . Dette målet blir da døgnetts aritmetiske gjennomsnittspris – spotprisen i den timen som har hatt den historisk laveste spotprisen, $\bar{P} - P_j$.

$$\sum_{i=1}^{n=365} (\bar{P} - P_j)_i$$

$$\bar{P} - P_j \tag{1.7}$$

Et fjerde standardmål, som kanskje er det som er nærmest den reelle situasjonen, er å se på nå-situasjonen som et vektet aritmetisk gjennomsnitt av \bar{P}_i , hvor vektingen kommer fra det reelle forbruket av strøm som vist i figur 5, altså:

$$\sum_{i=1}^{n=365} \left(\frac{\bar{P}_i * w_i}{n} \right)$$

, hvor w_i er vektingen for forbruket i time i og n er antall timer i døgnet. Om vi så går vekk fra antagelsen om at alt forbruket som flyttes kan forbrukes i løpet av en time, men i stedet må fordeles over tre timer, vil etter-situasjonen være et aritmetisk gjennomsnitt av de tre P_i som statistisk sett har den laveste prisen. Vi beholder altså antagelsen om at man ikke har tilgang til et smart system som kan lese av de daglige prisene.

$$\left(\sum_{i=1}^{n=365} \frac{\bar{P}_i * w_i}{n} \right) - \frac{P_k + P_l + P_m}{3} \tag{1.8}$$

I analysen videre kommer vi til å se på disse fire ulike standardmålene, og sammenligne de med ulike resultat og tall vi kommer frem til underveis. Hvilke av de fire standardmålene som gir et mest realistisk bilde av virkeligheten er derfor en relevant diskusjon. At alt forbruket i løpet av dagen kommer på forbrukstoppene virker urealistisk. Standardmål 1 vil derfor gi oss en type best-case-scenario. I realiteten blir forbruket fordelt mer jevnt utover flere timer av døgnet. En gjennomsnittlig forbruker trekker forbruket mot forbrukstoppene, det er dermed realistisk å tenke at den aritmetiske gjennomsnittlige døgnprisen vi gjør beregningene med, vil være litt for lav i forhold til virkeligheten. En kan derfor argumentere for at standardmål 2 også gir et noe upresist bilde av

virkeligheten. Sammenlignet med standardmål 2 vil standardmål 3 kunne gi et mer riktig bilde av virkeligheten ettersom ikke alle elektriske apparat for øyeblikket har klart å utvikle funksjoner som gjør at apparatet starter ved døgnetts billigste pris. Smartladeboksen Easee fra Tibber gjør det mulig for deg å lade el-bilen din til døgnetts laveste spotpris (Tibber, 2019b). Teknologien vil altså kunne gjøre standardmål 2 mer aktuelt med tiden.

I realiteten vil strømforbruket foregå i lengre tidsperioder enn en enkelt time. Eksempelvis lading av elbil bruker sjeldent mindre tid enn 2-3 timer avhengig av bilens batterikapasitet og laderens effekt. Vi anser det som mest representativt å bruke standardmål 4 for å få et mest mulig presist bilde av virkeligheten. Derfor brukes dette standardmålet til videre analyser i oppgaven.

4.3 Metode⁸

For å undersøke om det faktisk finnes statistisk signifikante prisforskjeller vil vi bruke tre forskjellige tester. Disse kan virke ganske like, men det er noen små distinksjoner som gjør at testene gir noe forskjellig informasjon. Sign-testen og rank-sum testen har begge som en forutsetning at de to datasettene som testes er uavhengige av hverandre. At vi har avhengighet mellom timene kommer klart frem i for eksempel manøvreringsreglementer, hvor det eksplisitt er begrensninger i hvordan produksjonen kan variere fra time til time. Dette vises også i korrelasjonsmatrisen i vedlegg #13.

Når vi bryter dette vil vi kunstig øke evnen testen har til å finne signifikante forskjeller. Det betyr at p-verdiene (sannsynligheten for at feilaktig forkaster H_0) vil bli lavere enn de i realiteten burde være. Vi bruker derfor også en tredje test, signed-rank, som ikke har denne forutsetningen, for å kontrollere svarene fra de første testene.

Siden målet med oppgaven er å finne signifikante forskjeller i timeprisene er det nærliggende å kommentere hvorfor vi ikke bruker en "Students t-test" for å fastslå om gjennomsnittsprisen for timene er signifikant forskjellig fra hverandre. Hovedgrunnen til at vi ikke benytter oss av t-testen er fordi en av antagelsene for testen er at utvalget skal være normalfordelt.

Vi har testet om datasettet følger en normalfordeling gjennom flere normalitetstester, og svaret er entydig, prisene er ikke normalfordelte. I vedlegg #14 har vi et utdrag for histogram og normalitetstest (Doornik-Hansen test) for time 12. Siden dette er en viktig antagelse for t-testen har vi valgt å heller benytte oss av tester som ikke krever normalfordelte datasett.

⁸ Gjennomført i GRETl (<http://gretl.sourceforge.net/>)

En annen årsak for at vi ikke benytter oss at t-testen er at datasettet vårt inneholder flere uteliggere, og det håndterer t-testen dårlig, da vil ikke testen være robust. Sawilowsky (2005) kommer med flere eksempler på feilaktige argument som ofte blir brukt for å velge t-testen over Wilcoxon-tester.

4.3.1 Sign-test

For å teste om en time er større eller mindre enn en annen settes datasettet opp slik at vi sammenligner alle døgnetts timer med hverandre i par. For å gjøre dette benyttes sign-testen som ser på fortegnet på differansen i pris mellom to av døgnetts timer. Et eksempel på dette kan være sammenligning mellom spotprisen i døgnetts første time 00.00 - 01.00 (P_1) med spotprisen i døgnetts andre time 01.00-02.00 (P_2).

P_1 = Spot-pris time 1

P_2 = Spot-pris time 2

Vi tester om det er signifikante forskjeller mellom timene og setter opp følgende hypoteser:

H_0 : Forskjellene mellom P_i og P_j følger en binominal fordeling med $p=0,5$

H_1 : Forskjellene mellom time P_i og P_j følger en binominal fordeling med $p \neq 0,5$

Dersom det trekkes n antall forsøk av en stokastisk variabel X med lik sannsynlighet (p) for trekkene som er statistisk uavhengige av hverandre sier man at man har en binominal fordeling:

$$X \sim \text{Bin}(n, p)$$

Dette betyr at dersom nullhypotesen får støtte vil sannsynligheten for at vi «trekker» tilfeller hvor P_i er større enn P_j være like stor som når P_j er større enn P_i .

Testen kan gjerne sammenlignes med det klassiske myntkast-eksempelet. I dette eksempelet er det typisk n antall uavhengige delforsøk hvor det er lik sannsynlighet (50%) for å kaste mynt i alle n delforsøkene.

4.3.1.1 Eksempel

Test for difference between Time1 and Time2
Sign Test

Number of differences: n = 364

Number of cases with Time1 > Time2: w = 353 (96,98%)

Under the null hypothesis of no difference, W follows B(364, 0,5)

Prob(W <= 353) = 1

Prob(W >= 353) = 8,77904e-090

$$P(X \geq w) = \binom{n}{w} * p^w * (1-p)^{n-w}$$

$$P(X \leq w) = \binom{n}{w} * p^w * (1-p)^{n-w}$$

$$P(X \geq 353) = \binom{364}{353} * 0,5^{353} * (1-0,5)^{364-353}$$

$$P(X \geq 353) = 8,77e^{-90}$$

$$P(X \leq 353) = 1$$

Her viser testen at antall observasjoner der prisen $P_1 > P_2$ er 353 av totalt 364 observasjoner. Med mynt-kast analogien tilsvarer dette eksempelvis at vi kaster mynt 353 av totalt 364 kast.

Antall observasjoner der $P_1 > P_2$ benevnes som X. Videre oppgis sannsynligheten for det vi har observert gitt at nullhypotesen er riktig. Kumulative sannsynlighet betyr at vi finner sannsynligheten for at den stokastiske variabelen er mindre eller lik en bestemt verdi. Sannsynligheten for at $P_1 > P_2$ i 353 eller mindre av tilfellene er lik 1, gitt at nullhypotesen holder.

Testen viser en ekstremt liten sannsynlighet for at vi kan observere at $P_1 > P_2$ i 353 ganger eller flere om vi følger en binomisk fordeling. I et myntkast-eksperiment ville vi aldri opplevd å slå mynt 353 av 364 forsøk, det betyr at vi har en signifikant forskjell i spotprisen mellom disse timene. Vi kan forkaste nullhypotesen om at forskjellene følger en binominal fordeling med $p=0,5$.

4.3.2 Rank-sum

Med sign-testen undersøkte vi om en time var signifikant større enn en annen på daglig basis. Vi vil nå se på en test som også tar hensyn til at det kan være forskjeller fra dag til dag. Wilcoxon rank-sum tester om medianen i to grupper er forskjellige. Dette gjør den ved å rangere alle prisene fra lavest til høyest fra begge gruppene samlet og ser om det er en skjevfordeling eller om prisene fra begge datasettene ligger jevnt fordelt. Skjevfordelingen kommer frem ved at man summerer rangeringsverdiene fra rangeringen, og ser om disse blir forskjellige.

Denne testen sammenligner to timer, eksempelvis P_1 og P_2 . Det som blir gjort er at man lager en rangering av tallene i stedet for å se på observasjonenes verdi. Prisene fra P_1 og P_2 blir brukt i samme rangering, det betyr at vi får en rangering fra 1-730 (365+365). Prisene blir rangert fra lavest til høyest. Det betyr at den laveste spotprisen får rangeringsverdi lik 1, mens den høyeste spotprisen får en verdi lik 730.

Etter rangeringen er laget, finner testen hvilke rangeringsverdier som tilhører P_1 og P_2 . Alle rangeringsverdiene til P_1 summeres sammen, og sammenlignes med de summerte rangeringsverdiene til P_2 . Om summen av rangeringene for P_1 er en god del større enn summen til P_2 , betyr det at de fleste observasjonene til P_1 ligger i "nedre-del" av rangeringen, som tyder på at P_1 har en større median enn P_2 . Til forskjell fra sign-testen får vi ved denne testen en indikator på hvor stor forskjell det er mellom prisene i eksempelvis time 1 og time 2.

4.3.2.1 Eksempel

Datasekk

Tabell 2 Eksempel rank-sum

	P_1	P_2
01.01.2018	10 kr/kWh	11 kr/kWh
02.01.2018	12 kr/kWh	13 kr/kWh
03.01.2018	14 kr/kWh	15 kr/kWh

Rangering

Tabell 3 Eksempel rangering rank-sum

Verdi	Rangering	Kommer fra
10 kr/kWh	1	P_1
11 kr/kWh	2	P_2
12 kr/kWh	3	P_1
13 kr/kWh	4	P_2
14 kr/kWh	5	P_1
15 kr/kWh	6	P_2

Rank-Sum $P_1 = 1+3+5=9$

Rank-Sum $P_2 = 2+4+6=12$

Vi forstår derfor ut fra rangeringen at dersom vi får lik rank-sum for P_i og P_j så vil medianene til P_i og P_j være ganske nær hverandre (*tabell 4*), sett i forhold til variasjonen i P_i og P_j .

Tabell 4 Eksempel median rank-sum

P_1	P_2
10	11
12	13
14	15

De generelle hypotesene for denne testen kan settes opp som følger:

H_0 : Medianene i P_i og P_j er like

H_1 : Medianene i P_i og P_j er forskjellige

Her er utskriften av et eksempel på en rank-sum test for P_1 og P_2 .

```
Test for difference between Time1 and Time2
Wilcoxon Rank-Sum Test
Null hypothesis: the two medians are equal
```

```
n1 = 365, n2 = 365
w (sum of ranks, sample 1) = 115864
z = (115864 - 133408) / 2848,79 = -6,1584
P(Z < -6,1584) = 3,67425e-010
```

N er totalt antall observasjoner fordelt mellom P_1 og P_2 , $N = n_1 + n_2$, altså totalt 730 observasjoner av priser. Testen regner ut summen av rangeringsverdien, som for P_1 oppgis til 138 590. Vi ser at populasjonen w er normalfordelt med forventet verdi lik 133 408 og standardavvik 2848,79, som vist med formlene under. Testparameteren Z er da standard normalfordelt med $Z \sim N(0,1)$,

$$\mu_w = \frac{n_1 (N + 1)}{2}, \quad \sigma_w = \sqrt{\frac{n_1 n_2 (N + 1)}{12}}$$

$$\mu_w = \frac{365 (730 + 1)}{2} = 133\,407,5$$

$$\sigma_w = \sqrt{\frac{365 * 365 (730 + 1)}{12}} = 2848,79$$

At W er normalfordelt følger av sentralgrenseteoremet. Vi tar utgangspunkt i at W inngår i en populasjon, w , som har forventet verdi 133 408 og standardavvik 2848,79 siden vi tar utgangspunkt i H_0 og at medianene til P_i og P_j er like. Dersom vi tar mange utvalg, W , av denne populasjonen vil gjennomsnittet av gjennomsnittet i utvalgene, W , nærme seg forventet verdi av w , siden utvalgene er uavhengige. De vil da være asymptotisk normalfordelte. Den asymptotiske grensen er ved $n=30$ (Kwak & Kim, 2017), noe som vi overstiger med klar margin.

De verdiene vi får i utvalget vårt gir oss $W=138590$. Vi ser da på fordelingen til w hvor sannsynlig det ville være å få verdien $W=138590$, og får fra utskriften over at denne sannsynligheten er 0,034 for en en-halet test og 0,069 for en to-halet test.

4.3.2.2 Forskjell mellom sign-test og rank-sum

I sign-testen ble timene testet parvis for å finne ut om eksempelvis prisen i time 1 er større enn prisen i time 2. Dersom P_1 er marginalt større enn P_2 , noteres time 1 som den største uten hensyn til at denne forskjellen kun er marginal. Dette betyr at dersom denne marginale forskjellen er tilfelle i alle prisene vi tester, kan vi få et resultat som viser at time 1 er signifikant større enn time 2 uten å få en indikator på hvor stor forskjellen er.

Når rank-sum testen summerer rangeringsverdiene mellom time 1 og time 2 vil det bli tatt hensyn til forskjellene mellom prisene i time 1 og time 2. I det stiliserte eksempelet til rank-sum (4.2.2.1) er forskjellen mellom P_1 og P_2 marginalt forskjellige. Dette gir en «tilnærmet» lik median for de to rekkene P_1 og P_2 (tabell 4). Rank-sum testen tar da utgangspunktet i at disse er for like og vi får ikke belegg for å kunne forkaste nullhypotesen. Til forskjell fra sign-testen gir rank-sum en idé om hvordan prisene fordeler seg når vi sammenligner eksempelvis to par med timespriser. Dersom vi bruker avvik fra døgnet aritmetisk gjennomsnittlige spotpris, vil vi også ta vekk effekten av årsvariasjonen, og isolere effekten av forskjellen fra den enkelte timespris og resten av døgnet. Signifikante resultater i rank-sum tester forteller oss at vi får en sortering hvor den ene timens priser befinner seg i øvre halvdel av sorteringer (som vil si lavere priser), og den andre timens priser befinner seg i nedre halvdel av sorteringen (som vil si høyere priser).

4.3.3 Signed-rank

Vi har nå forklart en test (rank-sum) som gjør oss i stand til å få en formening om timeprisene har ulike medianer gjennom året. Vi ønsker nå å gjøre en lignende test, men istedenfor å se på to tidsserier av timespriser vil vi heller se på en tidsserie av differansen mellom timene. Det vi nå vil undersøke er om medianen er den samme for de dagene der $P_i > P_j$ og de dagene $P_i < P_j$.

Wilcoxon's signed-rank test sammenligner hvert par av verdiene i P_i og P_j . Det vil si at man sammenligner P_i for 01.01.2018 med P_j for 01.01.2018. For hvert par finner man differansen, $P_i - P_j$, og lagrer absoluttverdien, $P_{abs} = |P_i - P_j|$ og fortegnet. Man sorterer deretter alle P_{abs} fra minst til størst, med unntak av de parene som har ingen forskjell, altså hvor $P_i - P_j = 0$. Disse blir ikke tatt med i testen. Man angir så en rangering til hver verdi i P_{abs} , den med lavest verdi får rangering 1, den nest laveste får rangering 2 og så videre til den største verdien.

Dette vil da gi oss at n er antallet rangeringer,

$$n = a - b$$

, hvor a er lengden på tidsserien og b er antall ganger hvor $P_i - P_j = 0$.

Dersom P_{abs} inneholder den samme verdien to ganger vil de få den samme rangeringen. Dette løser testen ved å regne ut gjennomsnittet av de to rangeringsverdiene:

$$\frac{n_i + n_j}{2}$$

Dette betyr at dersom vi har to P_{abs} med samme absoluttverdi, og som i utgangspunktet får rangeringsverdier lik $r=18$ og $r = 19$, så regner testen ut gjennomsnittet slik at begge får rangeringsverdien 18,5. Deretter multipliserer man rangeringsverdien med fortegnet på differansen.

4.3.3.1 Eksempel

Datasett

Tabell 5 Eksempel signed-rank

Tidspunkt	Time1	Time2	sign	absoluttverdi
01.01.2018	100	50	1	50
02.01.2018	110	125	-1	15
03.01.2018	90	120	-1	30
04.01.2018	140	70	1	70

Rangering

Tabell 6 Eksempel rangering signed-rank

Tidspunkt	Sign (s)	absoluttverdi	Rangering (r)	Sign*rangering (sr)
02.01.2018	-1	15	1	-1
03.01.2018	-1	30	2	-2
01.01.2018	1	50	3	3
04.01.2018	1	70	4	4

Deretter finner man

$$W^+ = \sum r_{pos}$$

$$W^- = \frac{n(n+1)}{2} - W^+$$

, hvor r er rangeringsverdien og n størrelsen på utvalget.

Vi får da:

$$n = 4$$

$$W^+ = 3 * 1 + 4 * 1 = 7$$

$$W^- = \frac{4(4+1)}{2} - 7 = 3$$

Vi bruker da W^+ og W^- i en test hvor de generelle hypotesene kan settes opp følgende:

H_0 : Medianene til P_i og P_j er like

H_1 : Medianene til P_i og P_j er forskjellige

Man antar på grunn av sentralgrenseteoremet (vedlegg #5), som forklart i 4.3.2.1, at denne fordelingen vil være normalfordelt. Det vil si med en forventet verdi lik hva man ville funnet om positive og negative differanser var vilkårlig fordelt i rangeringen og ett standardavvik som følger formlene under.

$$\mu_W = \frac{n(n+1)}{4}, \quad \sigma_W = \sqrt{\frac{n(n+1)(2n+1)}{24}}$$

Man finner så en standard normalfordelt Z-verdi ved å trekke forventningsverdien fra W^+ og W^- og dele på standardavviket. Ved å sammenligne denne med standardnormalfordelingen til $Z \sim N(0,1)$ får vi en p-verdi som forteller hvor stor sannsynligheten er for å gjøre feil om vi påstår H_1 .

$$Z = \frac{W^+ - \mu}{\sigma_W}, \quad Z = \frac{W^- - \mu}{\sigma_W}$$

Her er et utklipp av et eksempel av Signed-Rank testen med P_1 og P_4 .

```
Test for difference between Time1 and Time4
Wilcoxon Signed-Rank Test
Null hypothesis: the median difference is zero

n = 365
W+ = 65246,5, W- = 1548,5
(zero differences: 0, non-zero ties: 6)
Expected value = 33397,5
Variance = 4,06893e+006
z = 15,7888
P(Z > 15,7888) = 0
```

Ved å bruke formlene oppgitt tidligere, får vi disse tallene:

$$\mu_w = \frac{365(365 + 1)}{4} = 33397,5 \quad , \quad \sigma_w = \sqrt{\frac{365(365 + 1)(2 * 365 + 1)}{24}} = 2017,16$$

$$Z = \frac{65246,5 - 33397,5}{2017,16} = 15,789$$

4.3.3.2 Forskjeller med signed-rank

Hovedgrunnen for å bruke denne testen er at den gir oss standardisert informasjon om hvordan prisdifferansene fordeler seg. Vi ser av prosedyren at enkelttilfeller hvor man har ekstreme prisdifferanser i løpet av samme døgn, ikke har en særlig stor innvirkning på selve testresultatene, siden bare rangeringen av prisdifferansen teller. Det som skiller den fra Wilcoxons rank-sum er at dette er en parvis test, og vi derfor tester hvorvidt par av timespriser i samme døgn varierer, i større grad enn hvorvidt de to tidsseriene er forskjellige. Dette gir oss også et bedre grunnlag for å finne signifikante forskjeller siden en slik parvis test forutsetter at det er en form for avhengighet mellom datasettene, i motsetning til Wilcoxons rank-sum og -sign som har som forutsetning at datasettene er uavhengige. Vi bruker derfor Wilcoxons signed-rank som en kontroll på de andre testene for å se at vi får samsvar mellom resultatene.

5 Resultater og case

5.1 Difference-tester

I dette kapitlet presenteres resultatene fra de tre testene vi beskrev i forrige kapittel. Tabellene er symmetriske rundt cellene hvor like timer testes mot hverandre. Disse cellene er markert i rødt. Alle cellene som har en p-verdi som er mindre enn signifikansnivå 0,05 er markert i grønt.

5.1.1 Sign-tester

Tabell 7 viser resultatet av sign-testen for alle kombinasjoner av timer for Bergen 2018-Spotpris. Vi ser for hver celle resultatet av p-testen, altså $\text{Prob}(W>w)$ hvor w er antallet ganger P_i i den øvre rad er større enn den P_j som er i venstre kolonne. p-verdien sier da hvor stor sannsynlighet man har for å ta feil om man påstår at P_i som står i øvre rad er større enn P_j som står i den korresponderende kolonnen til venstre.

Av tabellen leses det flere steder på sign-testen at p-verdien ikke alltid summeres opp til 1,00 når vi sammenligner to timer mot hverandre. Eksempelvis time 9 mot time 10 viser en p-verdi på 0,82, men time 10 mot time 9 viser 0,21. Dette har vi som følge av at testen setter opp både \geq (se 4.3.1.1). Dette betyr at differansen viser punkt-sannsynligheten for at time 9 har lik pris som time 10.

Tabell 7 P-verdier for sign test

	Time1	Time2	Time3	Time4	Time5	Time6	Time7	Time8	Time9	Time10	Time11	Time12
Time1		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,91	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Time2	0,00		1,00	1,00	1,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Time3	0,00	0,00		1,00	0,87	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Time4	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Time5	0,00	0,00	0,16	1,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Time6	0,10	1,00	1,00	1,00	1,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Time7	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Time8	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00		0,00	0,00	0,00	0,06
Time9	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00		0,21	0,99	1,00
Time10	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,82		1,00	1,00
Time11	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,02	0,00		1,00
Time12	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,95	0,00	0,00	0,00	
Time13	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00
Time14	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Time15	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Time16	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Time17	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Time18	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,90	0,00	0,00	0,00	0,05
Time19	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,16	0,05	0,26	0,97
Time20	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,94	0,02	0,00	0,01	0,88
Time21	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,10	0,00	0,00	0,00	0,00
Time22	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Time23	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,44	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Time24	0,91	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

	Time13	Time14	Time15	Time16	Time17	Time18	Time19	Time20	Time21	Time22	Time23	Time24
Time1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,10
Time2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Time3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Time4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Time5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Time6	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Time7	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,60	1,00
Time8	0,95	1,00	1,00	1,00	1,00	0,11	0,00	0,07	0,91	1,00	1,00	1,00
Time9	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,86	0,99	1,00	1,00	1,00	1,00
Time10	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,96	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Time11	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,77	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Time12	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,96	0,04	0,15	1,00	1,00	1,00	1,00
Time13		1,00	1,00	1,00	1,00	0,02	0,00	0,00	0,74	1,00	1,00	1,00
Time14	0,00		1,00	1,00	0,85	0,00	0,00	0,00	0,01	0,95	1,00	1,00
Time15	0,00	0,00		1,00	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,46	1,00	1,00
Time16	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,30	1,00	1,00
Time17	0,00	0,17	1,00	1,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,78	1,00	1,00
Time18	0,98	1,00	1,00	1,00	1,00		0,00	0,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Time19	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Time20	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,00		1,00	1,00	1,00	1,00
Time21	0,30	0,99	1,00	1,00	1,00	0,00	0,00	0,00		1,00	1,00	1,00
Time22	0,00	0,06	0,58	0,74	0,25	0,00	0,00	0,00	0,00		1,00	1,00
Time23	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		1,00
Time24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	

Vi har også markert i blått de timene som har en p-verdi $\geq 0,95$. I tabell 7 ser vi at time 4, P_4 , er den timen med laveste strømpriser siden den har en p-verdi på 1 når man tester om denne er høyere enn alle de andre timene. Det er altså 100% sannsynlighet for at man tar feil om man påstår at P_4 har en høyere pris enn hvilken som helst av de andre timene. Motsatt kan vi se at time 10, P_{10} , er timen med signifikant høyest strømpris. Vi ser at den har en p-verdi $\leq 0,05$ for alle timene unntatt time 9. Det er 21% sannsynlighet for å ta feil om man påstår at $P_{10} > P_9$. Om man ønsker å se hvordan en spesifikk time forholder seg til de andre timene kan man finne kolonnen som har den timen som overskrift, og da vil alle cellene som er markert grønne korrespondere med timer som er statistisk signifikant høyere enn den timen du ser på. Motsatt vil alle cellene som er markert i blått være signifikant lavere.

5.1.2 Rank-sum-tester

Tabell 8 viser resultatet av rank-sum-testen for alle kombinasjoner av timer for Bergen 2018 – Avvik.

Vi ser for hver celle resultatet av p-testen, altså $\text{Prob}(Z > z)$, som er en enhalet test. Vi ser her at tabellen er speilet om diagonalen, som skjer fordi testen blir den samme om du tester P_1 mot P_2 eller P_2 mot P_1 . Alle timene som har en signifikant forskjell, altså hvor p-verdien er mindre enn 0,05, er markert med grønt.

Tabell 8 P-verdier for rank-sum test

	Time1	Time2	Time3	Time4	Time5	Time6	Time7	Time8	Time9	Time10	Time11	Time12
Time1		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Time2	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Time3	0,00	0,00		0,05	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Time4	0,00	0,00	0,05		0,44	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Time5	0,00	0,00	0,06	0,44		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Time6	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Time7	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Time8	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,15
Time9	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,22	0,31	0,00
Time10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,22		0,08	0,00
Time11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,31	0,08		0,00
Time12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,15	0,00	0,00	0,00	
Time13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00
Time14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Time15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Time16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Time17	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Time18	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,01	0,00	0,01	0,22
Time19	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,47	0,21	0,30	0,00
Time20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,02	0,00	0,04	0,05
Time21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00
Time22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Time23	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,17	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Time24	0,17	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

	Time13	Time14	Time15	Time16	Time17	Time18	Time19	Time20	Time21	Time22	Time23	Time24
Time1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,17
Time2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Time3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Time4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Time5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Time6	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Time7	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,17	0,00
Time8	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,00	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00
Time9	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,47	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00
Time10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Time11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,30	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00
Time12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,22	0,00	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00
Time13		0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	0,40	0,00	0,00	0,00
Time14	0,00		0,02	0,01	0,24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,00	0,00
Time15	0,00	0,02		0,44	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,42	0,00	0,00
Time16	0,00	0,01	0,44		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,44	0,00	0,00
Time17	0,01	0,24	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,06	0,00	0,00	0,00
Time18	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,29	0,00	0,00	0,00	0,00
Time19	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,01	0,00	0,00	0,00	0,00
Time20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,29	0,01		0,00	0,00	0,00	0,00
Time21	0,40	0,00	0,00	0,00	0,06	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00
Time22	0,00	0,02	0,42	0,44	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00
Time23	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00
Time24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	

Vi ser at et stort flertall av cellene er markert med grønt og det betyr at de aller fleste P_i og P_j har forskjellige medianer. Dette betyr at vi har signifikante forskjeller mellom de aller fleste timene i døgnet. Det som kan trekkes frem er at medianen i P_{19} ikke er signifikant forskjellig fra medianen i P_9 ,

P₁₀, og P₁₁. Dette betyr at vi ikke kan si at det er en signifikant forskjell mellom pristoppen på morgenen og på ettermiddagen. Vi kan altså ikke fastslå hvilken pristopp som er størst.

5.1.3 Signed-rank-tester

Tabell 9 viser resultatet av signed-rank-testen for alle kombinasjoner av timer for Bergen 2018-Avvik.

Vi ser for hver celle resultatet av p-testen, altså Prob(Z>z), for timen i raden ovenfor mot timen i kolonnen til venstre. Alle p-verdier som er signifikante på et 0,05-nivå er markert med grønt.

Tabell 9 P-verdier for signed-rank test

	Time1	Time2	Time3	Time4	Time5	Time6	Time7	Time8	Time9	Time10	Time11	Time12
Time1		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Time2	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Time3	0,00	0,00		0,00	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Time4	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Time5	0,00	0,00	0,02	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Time6	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Time7	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Time8	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,08
Time9	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,50	0,00	0,00
Time10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,50	0,00
Time11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00
Time12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,08	0,00	0,00	
Time13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00
Time14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Time15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Time16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Time17	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Time18	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,05	0,00	0,01	0,18
Time19	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,29	0,14	0,20	0,00
Time20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,00	0,00	0,01	0,05
Time21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00
Time22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Time23	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,31	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Time24	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

	Time13	Time14	Time15	Time16	Time17	Time18	Time19	Time20	Time21	Time22	Time23	Time24
Time1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03
Time2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Time3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Time4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Time5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Time6	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Time7	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,31	0,00
Time8	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,05	0,00	0,03	0,02	0,00	0,00	0,00
Time9	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,29	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Time10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Time11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,20	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00
Time12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,18	0,00	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00
Time13		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,35	0,00	0,00	0,00
Time14	0,00		0,00	0,00	0,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00
Time15	0,00	0,00		0,07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,35	0,00	0,00
Time16	0,00	0,00	0,07		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,49	0,00	0,00
Time17	0,00	0,21	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,01	0,02	0,00	0,00
Time18	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Time19	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Time20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00
Time21	0,35	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00
Time22	0,00	0,01	0,35	0,49	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00
Time23	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00
Time24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	

Som vi ser av denne tabellen har resultatene likhetstrekk med rank-sum testen. Det er syv tilfeller der “signed-rank” testen viser signifikante forskjeller som “rank-sum” testen ikke gjør, og det er to tilfeller av det motsatte. Disse to timene fikk en p-verdi på 0,055 og 0,054, altså er de ganske nært

signifikansnivået på 5%. Testene er gjennomført 276 ganger hver, og kun i 9 tilfeller har testene forskjellig konklusjon. Dette er med å underbygge at vi har signifikante forskjeller, siden det tyder på at vi har en stor nok utvalgsstørrelse til at bruddet på forutsetningen i rank-sum ikke er av stor betydning.

5.2 Standardmål på avvik

I avsnitt 4.2 ble det introdusert 4 ulike standardmål som oppsummeres i tabell 10. Tabell 11 viser den årlige besparelsen pr. daglige kWh man flytter i henhold til definisjonen på standardmålene. Man kan lese av tabellen at Bergen er den sonen man kan spare nest minst på å flytte forbruket. I Trondheim sparer man 20,08kr (Standardmål 4) om det flyttes 1 kWh hver dag gjennom hele året, noe som tyder på at det er større døgnvariasjon i den sonen.

Tabell 10 Oversikt over standardmål

1)	Høyeste spotpris – laveste spotpris (Formel 1.5)
2)	Døgnets aritmetiske gjennomsnittlige spotpris – laveste spotpris (Formel 1.6)
3)	Døgnets aritmetiske gjennomsnittlige spotpris – Time 4 (Formel 1.7)
4)	Døgnets vektete gjennomsnittlige spotpris – gjennomsnittet av time 3, 4 og 5 (formel 1.8)

Tabell 11 Døgnvariasjoner i ulike områder for våre definerte standardmål

Standardmål:	1	2	3	4
Bergen - 2018	39,90kr/kWh	20,67 kr/kWh	17,44 kr/kWh	17,53 kr/kWh
Oslo – 2018	45,99 kr/kWh	22,59 kr/kWh	19,37 kr/kWh	19,48 kr/kWh
Bergen – 2016-2018 (årgjennomsnitt)	26,45 kr/kWh	13,39 kr/kWh	11,41 kr/kWh	11,32 kr/kWh
Trondheim – 2018	45,90 kr/kWh	23,03 kr/kWh	19,93 kr/kWh	20,08 kr/kWh
Kristiansand – 2018	41,02 kr/kWh	21,33 kr/kWh	17,98 kr/kWh	18,06 kr/kWh
Tromsø - 2018	37,26 kr/kWh	18,53 kr/kWh	15,84 kr/kWh	15,89 kr/kWh

5.3 Case – «Forbrukeren»

I dette caset ser vi på lønnsomheten av å investere i en smart ladeboks til lading av el-bil. Med en smart ladeboks menes her en ladeboks som har en eller annen form for funksjonalitet som gjør det mulig å velge tidspunkt hvor ladingen skal starte og slutte. Som et resultat av AMS-målere har strømleverandører som Tibber (2019b) vokst frem og tilbyr smarte ladebokser for lading av elbil. Tibbers forretningsmodell bygger på at selskapet blant annet handler strøm i reguleringsmarkedet for å kunne tilby eksempelvis lading av elbil når strømmen er rimeligere. Dette caset vil i midlertidig bruke en ladeboks som kun har mulighet for tidsinnstillinger og ikke gir vekk all kontroll slik som en Tibber-ladeboks.

Caset "forbrukeren" vil ta for seg en investeringsanalyse. En slik investeringsanalyse inneholder flere ulike variabler; investeringskostnad, avkastningskrav og tidsaspekt. I avsnittene under vil vi kommentere og diskutere de ulike variablene og størrelsene på dem, og noen av variablene vil vi undersøke i en sensitivitetsanalyse. Vi vil utelukkende forholde oss til standardmål 4 og tallene fra Bergen 2018 gjennom hele caset.

5.3.1 Investeringsanalyse

I følge Norsk elbilforening (2018) vil en hjemmeladeboks ha en levetid på mellom 10 og 20 år. Med den teknologiske utviklingen vi har i dag kan det argumenteres for at forbrukere har ønske om å skifte ut sin ladeboks etterhvert som nye ladebokser stadig blir bedre. Derfor velger vi å ha en tidshorisont på investeringen på 10 år.

Investeringskostnaden settes til 2.000 kr, som er merkostnaden av å skaffe seg en smart ladeboks i stedet for enkel ladeboks, og man antar at installasjonskostnadene er den samme. På samme måte som for levetiden til de smarte ladeboksene kan det her også argumenteres for både lavere og høyere investeringskostnad. Det vil variere alt etter hvor stor prisdifferansen er mellom de ulike ladeboksene. Prisdifferansen varierer rundt 2.000 kr og vi har derfor valgt dette beløpet (Tibber, 2019a) (Tesla, 2019).

Avkastningskravet bør fastsettes som summen av en risikofri rente og et risikotillegg som reflekterer risikoen ved investeringer i energibesparing. Daglige noteringer på 10 års effektiv statsobligasjonsrente satt av Norges Bank, er på 1,78% (fra 17.04.19) (Norges Bank, 2019). Dette kan betraktes som en risikofri avkastning. Den eneste muligheten for at du ikke får denne avkastningen er at den norske stat ikke klarer å betale sine forpliktelser, en situasjon som regnes som meget usannsynlig.

Norges Bank har et mandat fra regjeringen om å styre etter et årlig inflasjonsmål på 2%, som betyr at konsumprisene over tid skal vokse med nær 2 prosent årlig (Regjeringen, 2018). I analysen er alle tallene som inngår i kontantstrømmen reelle og den årlige prisveksten er ikke tatt høyde for. Når vi skal justere avkastningskravet for forventet inflasjon blir vår beste tilnærming til forventet inflasjon satt lik inflasjonsmålet fra mandatet.

Usikkerheten knyttet til kontantstrømmene påvirker avkastningskravet. Usikkerhet i forbindelse med forbruket, fremtidig variasjon i spotprisen og utflating av variasjon i døgnpris legger grunnlaget for et risikotillegg. Når vi skal legge til grunn et risikotillegg bruker vi kapitalverdimodellen. Det skal nevnes at kapitalverdimodellen synes å ha begrenset empirisk validitet, og det blir derfor brukt såkalte flerfaktormodeller eller andre alternative modeller for å fastsette risikotillegg i et avkastningskrav. Disse modellene beregner blant annet betaverdier for flere faktorer enn bare markedet under ett og noen av modellene justerer betaestimatene med utgangspunkt i hvor likvid investeringen er (Gjølberg & Johnsen, 2009).

Betaverdien er et mål på hvor mye en aksje svinger i forhold til markedet, og er en del av aksjens systematiske risiko. Årsvariasjon i strømpriser kan ha en sammenheng med svingninger i markedet. I en rapport fra THEMA Consulting Group (2017) legges det til grunn en betaverdi på 0,6 for norske vannkraftverk, som underbygger argumentet om samvariasjon mellom strømprisene og markedet. Vi finner få argument for at årsvariasjonen i strømprisene korrelerer med størrelsen på døgnvariasjonen i strømprisene. Et argument kan likevel være at høye priser generelt gir mulighet for større døgnvariasjon enn lavere priser, men vi finner ingen faglige kilder for at dette faktisk er tilfellet. Vi velger derfor å gå videre med antagelsen om at det ikke er sammenheng mellom strømpriser og døgnvariasjonen, og derav heller ikke korrelasjon mellom døgnvariasjonen og markedet. Vi legger derfor til grunn en betaverdi lik 0. Kapitalverdimodellen vil dermed gi oss et forventet avkastningskrav lik risikofri rente.

$$E(r) = r_f + \beta [\text{Markedspremie}]$$

$$E(r) = r_f + 0 [\text{Markedspremie}]$$

$$E(r) = r_f$$

$$E(r) = 1,78\%$$

hvor,

$E(r)$ = Forventet avkastning

r_f = Risikofri rente

Det kan være vanskelig å finne en ny kjøper til ladeboksen i nær fremtid når ladeboksen allerede er installert og tatt i bruk. Eiendeler det er utfordrende å få solgt har gjerne et risikotillegg på avkastningskravet som følge av dette. Dette tillegget kalles likviditetspremie. Det finnes i liten grad faglig utledninger direkte knyttet til eventuelle likviditetspremier på private investeringer. I en rapport knyttet til private selskaper (Gjølberg & Johnsen, 2009) legges det til grunn et tillegg på mellom 1,5 – 2,0%, mens en annen masteroppgave (Dale & Langli, 2015) viser til et likviditetstillegg på mellom 0,5 – 1,0% for investeringer for større kraftkonsern og nettselskaper. Uten noen mer direkte tall knyttet til private investeringer velger vi å ta utgangspunkt i tallene for investeringer fra de profesjonelle aktørene i kraftbransjen. Investeringen i en smart ladeboks vil på grunn av størrelsen på investeringsbeløpet og kontantstrømmen være en beskjeden del av investorenes totale portefølje av verdipapirer/investeringer. Av den grunn velges et tillegg på avkastningskrav i det lavere sjiktet for likviditetspremier på 0,5%.

Vi bruker et reelt avkastningskrav etter skatt som korrigerer for inflasjon på 2%, og etter skatt ettersom midlene som brukes til å betale er allerede beskattede midler.

$$E(r_r) = 1,78\% - 2\% + \text{Likviditetstillegg} + \text{Risikotillegg usystematisk risiko}$$

$$E(r_r) = 1,78\% - 2\% + 0,5\% + \text{Risikotillegg usystematisk risiko}$$

hvor,

r_r = Reelt avkastningskrav

En antagelse for bruk av kapitalverdimodellen er at vi har veldiversifiserte investorer. Forbrukeren i Norge har liten mulighet til å diversifisere seg bort fra risikoen knyttet til høye strømpriser ettersom de fleste kraftverkene er statlige og kommunal eide. Det kan argumenteres for at høye strømpriser gir økt inntekt for kommunen og dermed lavere kommunale avgifter for forbrukeren. For at forbrukere skal forstå slike sammenhenger må vi anta at forbrukeren er "super-rasjonell", og i hvilken grad denne antagelsen holder er tvilsom. På grunn av at investorene ikke er veldiversifiserte velger vi derfor å justere det vi får ut av modellen.

Grunnet lite faglige utledninger knyttet til risikotillegg på usystematisk risiko til private investeringer velger vi å variere dette risikotillegget i en form for sensitivitetsanalyse (Tabell 12). Med samme argumentasjon som for kredittrisikopremien, at investeringsbeløpet er en beskjeden del av den totale investeringen en privat investor gjør, vil vi variere risikotillegget for den usystematiske risikoen mellom 0,5 – 1,5%.

Tallene i tabell 12 viser hvor mye man må spare i året på å flytte forbruk, gitt en investeringskostnad på 2.000, - kroner med varierende avkastningskrav og tidshorison. Besparelsen er et minimumsbeløp for at nåverdien av kontantstrømmen skal være null.

Tabell 12 Sensitivitetsmatrise

		AVKASTNINGSKRAV				
		0,78 %		1,28 %		1,78 %
TID	10 år	208,68		214,35		220,1
	15 år	141,8		147,39		153,1
	20 år	108,39		113,98		119,73

Eksempelvis en investering på 2.000, med avkastningskrav 0,78% og 10 år tidshorison krever et årlig sparebeløp, en annuitet, på 208,68 kroner for at investeringens nåverdi skal være lik null.

Som vi ser varierer årlig sparebeløp med investeringens tidshorison, og hvor stor avkastningskravet blir basert på hvilket risikotillegg på den usystematiske risikoen som legges til grunn. Videre i oppgaven vil vi benytte oss av risikotillegget på 0,5% for den usystematiske risiko.

Uten disse risikotilleggene kunne vi fått et negativt avkastningskrav og det vil derfor være rimelig å kunne tenke seg at forbrukeren investerer i et apparat som reduserer risikoen til forbrukeren. Vi velger å gå videre med et avkastningskrav som inkluderer risikotilleggene.

Reelt avkastningskrav etter skatt:

$$E(r_r) = 1,78\% - 2\% + 0,5\% + 0,5\%$$

$$E(r_r) = 0,78\%$$

5.3.2 Resultat

På bakgrunn av tallene vi fant i forrige delkapittel kan vi nå regne oss frem til et årlig sparebeløp som gjør at investeringen får en nåverdi lik null. Under presenteres nullpunktsanalysen i en kontantstrøm hvor beløpet investeres i periode 0 med påfølgende 10 årlige sparebeløp på 208,68 kroner. En forutsetning for kontantstrømmen er at beløpene kommer i slutten av hver periode. Det betyr at det også er en forutsetning at investeringskostnaden plasseres i slutten av år 0. Det antas i kontantstrømanalysen at flyttingen av forbruk foregår i full skala fra starten av periode 1 til slutten av siste periode.

Tabell 13 Kontantstrøm forbrukercase

Reelt avkastningskrav = 0,78%
N = 10 år
Investeringskostnad = 2000 kr
Årlig sparebeløp = 208,68 kr

	År										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Investeringskostnad	-2000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Årlig sparebeløp		208,68	208,68	208,68	208,68	208,68	208,68	208,68	208,68	208,68	208,68
Kontantstrøm	-2000	208,68	208,68	208,68	208,68	208,68	208,68	208,68	208,68	208,68	208,68

Vi ser ut fra tabell 11 (fra 5.2) at dersom vi flytter 1 kWh per dag gjennom året sparer vi 17,53 kr med standardmål 4. Med dette kan vi regne frem det daglige flyttbare forbruket for at investeringen skal gå i null. Dette forbruket er på 9,52 kWh hver dag (tabell 14). Videre regner vi oss frem til at investeringen er lønnsom når elbilforbruket passerer 3476 kWh i året (tabell 14), dette tilsvarer 17380 km i året. Ifølge norsk elbilforening vil en gjennomsnittlig elbil-forbruker kjøre 10.000 km i året og bruke rundt 2000 kWh (Norsk Elbilforening, 2016). Dette tallet er hentet fra 2016. Den teknologiske utviklingen i elbilbatterienes kapasitet har hatt en enorm utvikling de siste årene. Dette kan gjøre resultatene vi kommer frem til i denne oppgaven er gjeldende for flere forbrukere.

Tabell 14 Utrekning av daglig og årlig forbruk

$\frac{\text{Årlig sparebeløp}}{\text{Besparelse på å flytte 1 kWh hver dag gjennom året} * (1 + mva)} = \text{Daglig forbruk}$
$\frac{208,68 \text{ kr}}{17,53 \text{ kr/kWh} * 1,25} = 9,52 \text{ kWh}$

$\text{Daglig forbruk} * 365 \text{ dager} = \text{Årlig forbruk}$
$9,52 \text{ kWh} * 365 = 3476 \text{ kWh}$

5.4 Case – «Investeringskostnad»

I dette caset ønsker vi å finne tall på hvor stor investeringskostnad man kan tillate seg per flyttet kWh forbruk. Dette gjør det mulig å finne et helt generelt grunnlag for sammenligning som kan brukes for prosjekter i alle størrelser så lenge de følger de samme forutsetningene.

Vi bruker samme avkastningskrav ($r_f = 0,78\%$) og levetid ($N = 10$) for dette prosjektet som i “Forbruker-caset”, slik at kontantstrømmen ser ut som i tabell 15, med en ukjent investeringskostnad og et årlig sparebeløp (17,53 kr) som er bestemt ut fra standardmål 4 (tabell 11).

Tabell 15 Kontantstrøm investeringscase

		ÅR										
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Investeringskostnad	X		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Årlig sparebeløp		Std.mål 4	Std.mål 4	Std.mål 4	Std.mål 4	Std.mål 4	Std.mål 4	Std.mål 4	Std.mål 4	Std.mål 4	Std.mål 4	Std.mål 4
Kontantstrøm	X	Std.mål 4	Std.mål 4	Std.mål 4	Std.mål 4	Std.mål 4	Std.mål 4	Std.mål 4	Std.mål 4	Std.mål 4	Std.mål 4	Std.mål 4

Ut av kontantstrømanalysen over kommer vi frem til at investeringsbeløpet man kan påta seg for hver flyttede kWh er 168 kr. Beløpet er ikke inkludert merverdiavgift for at tallene skal gjelde generelt også for bedrifter.

Et prosjekt som muliggjør flyttingen av 1000 kWh per dag kan ha en maksimal investeringskostnad på 168 000 kr for å være lønnsom, men et mindre prosjekt som kun gjør det mulig å flytte 10 kWh ikke bør overstige 1680 kr i investeringskostnad for å være lønnsomt.

Dette caset kan være representativt for investeringer for både forbrukere og bedrifter. I motsetning til elbil-caset kan det her være større investeringskostnader og da en eventuell medfølgende lånefinansiering. Bedrifter har oftest høyere kredittverdighet og kan erfaringsmessig låne penger til lavere rente enn en vanlig forbruker. Dette resulterer i forskjeller i avkastningskravene fordi bedriftene bør få en lavere kredittrisikopremie enn forbrukeren.

6 Diskusjon

Diskusjonen deles i fem. Først diskuteres hvorvidt metodene vi har brukt og testene vi har gjort er gode og dekkende for det vi ville undersøke. Deretter om avgrensningene vi har gjort er riktige og så en diskusjon av resultatene fra casene. Så den største delen hvor vi diskuterer hvorvidt de funnene vi har gjort vil være representative også i fremtiden og avslutningsvis hvem som er mest tjent med AMS-utrullingene.

6.1 Metoder og tester

Testene vi har gjort viser at det i stor grad er signifikante forskjeller i pris mellom de ulike timene, med bare noen få unntak hvor man ikke kan si at det er forskjell. Det som ikke er mulig å konkludere med er om den største pristoppen forekommer om kvelden klokken 19 eller på formiddagen. Sign-testen viser at P_{10} er signifikant større enn P_{19} . De to andre testene viser imidlertid ingen signifikant forskjell mellom disse to timene, altså ingen forskjell mellom pristoppen på formiddagen og kveld. Det er likevel ikke det viktigste siden vi undersøker muligheten for å flytte forbruket bort fra disse timene.

En svakhet kan være at de to siste testene undersøker om medianen i P_1 og P_2 er forskjellige, og ikke om fordelingene eller gjennomsnittet er forskjellig. Vi mener likevel at medianen er et godt mål for å se om det er forskjeller mellom P_i og P_j siden vi finner ut om en av P_i eller P_j er i overhengende stor grad over eller under medianen til den andre.

Hovedgrunnen for å velge disse Wilcoxon-testene er at timesprisene ikke er normalfordelte, noe som er en forutsetning for vanlige t-tester. Ved å velge Wilcoxon-testene unngår vi dette problemet, men må nøye oss med å teste medianene. Det er likevel fordelene med å undersøke medianen da vi er mindre utsatt for effekten av uteliggere i datasettet vårt. Vi viser et eksempel på dette i vedlegg #14 hvor vi ser av histogrammet at det er et merkbart innslag av slike og det gir styrke til argumentet for å bruke Wilcoxon-testene. I Rasmussen (1985) ser vi at i datasett som inneholder uteliggere fører til at t-tester blir mindre statistisk kraftfulle enn Wilcoxons, det reduserer altså robustheten.

Sawilowsky (2005) kommer med en liste over mange feilaktige argument som ofte blir brukt for å velge t-testen over Wilcoxon-tester. Det som faktisk stemmer er for eksempel at medianen kan være et like godt sentralt mål som gjennomsnittet og at Wilcoxons tester også kan brukes for større utvalg.

Vi velger også å bruke alle tre Wilcoxon-testene; sign, rank-sum og signed-rank. De to første har som forutsetning at de to datasettene vi tester er uavhengige utvalg. Dette er ikke en forutsetning vi

oppfyller siden det er stor korrelasjon mellom enkelte av timene, som vist i vedlegg #13. Den parvise signed-rank testen krever derimot ikke dette, så vi kan bruke denne som en kontroll av de to andre. Vi ser at resultatene av testene viser de samme tendensene, noe som betyr at vi har så store datasett og så store avvik i medianene mellom de fleste timer at testene klarer å fange dette opp til tross for korrelasjonen.

6.2 Oppgavens avgrensninger

Som avgrensning på oppgaven ble kun en av fem soner valgt med utgangspunktet i ett år med timespriser for dette året. Selv om dette gir et utvalg med relativt stor størrelse finnes det på en annen side ingenting som fanger opp særegne trekk for denne sonen og dette året. Det kan være forhold som tilsier at sone Bergen har vært en spesiell sone som skiller seg ut fra andre soner. Eksempelvis har sone Bergen ingen direkte overføringskabler til utlandet samtidig som sonen ofte har produksjonsoverskudd. Dette kan være faktorer som påvirker prisene for sone Bergen og som er forskjellig fra de andre fire sonene i landet.

Et annet poeng er at det kan være faktorer som tilsier at året 2018 har vært et spesielt år og hverken representativt for fortiden eller for fremtiden. Dersom vi sammenligner med gjennomsnittet fra årene 2016-2018 ser vi at 2018 har en mye større variasjon, noe som kan tyde på at 2018 var et år som hadde mye høyere variasjon enn vanlig. Det kan enten bety at 2018 var et år som er en anomalitet eller at utviklingen i strømpriser går mot større variasjon. Vi diskuterer dette videre i kapittel 6.4.

Av tabell 11 ser vi at døgnvariasjonen mellom de ulike sonene i Norge ikke er svært forskjellig fra sonen for Bergen. Soner som Oslo og Trondheim har en noe høyere døgnvariasjon enn Bergen, mens sonen for Tromsø har lavere variasjon. Vi valgte Bergen siden det var den eneste sonen som ikke er direkte tilknyttet overføringskabler til utlandet. De effektene de norske strømprisene får av utlandet blir da dempet gjennom de andre områdene og vi ser da mindre av denne påvirkningen i Bergen. Av dette kan det argumenteres for at resultater denne oppgaven har funnet for kun en sone likevel ikke gir et svært forskjellig resultat enn om vi hadde brukt et gjennomsnitt av alle sonene i Norge, eller sett på en annen sone.

6.3 Case

Funn i denne oppgaven tyder på at det kan være lønnsomt å flytte forbruk av forbrukstoppene avhengig av hvilket standardmål som velges. Disse standardmålene er stiliserte mål og brukes for å regne på ulike senarioer. Det kan diskuteres i hvilken grad disse standardmålene er representative for virkeligheten og det bør tas med i vurderingen når resultatene skal tolkes.

Vi antar at konsumentene er profittmaksimerende investorer som vurderer investeringer med mål om å maksimere sin personlige profitt. Av dette forstår vi at besparelsene må være tilstrekkelig høyere enn kostnadene forbrukeren har med å gjennomføre nødvendige tiltak for å utnytte forskjellene i døgnvariasjonen. Det må også være en stor nok avkastning til at investoren velger dette prosjektet over andre prosjekter med lik risikoprofil. Svendsen (2014) påpekte i sin oppgave at utrulling av AMS-målere, og nå muligheten for å spare penger på å flytte forbruk, ikke var tilstrekkelig for å gi forbrukeren insentiver til å flytte forbruk. Hun påpekte at norske strømforbrukere er lite prissensitive og derfor i mindre grad villig til å sette seg inn i nødvendige tiltak, samt aktivt gjennomføre tiltak som må til for flytting av forbruk. Konsumentene vil maksimere nytten og vil gjennomføre tiltak i den grad de rettferdiggjøres av størrelsen på besparelsene. Av dette forstår vi at de mindre besparelser som denne oppgaven har kommet frem til, sannsynligvis ikke vil være avgjørende for om forbrukere flytter på sitt strømforbruk.

NVE la i høst frem et forslag til ny prismodell av nettleien som skal bidra til å gi nye insentiver (se kap. 2.4.4). Dagens strømmnett har nemlig god nok kapasitet for å takle den store elektrifiseringen av nordmenns bilpark. NVE legger til grunn at andelen elbiler frem mot 2030 vil være på 1,5 millioner elektriske biler (NVE, 2016). Mot dagens cirka 200.000 elbiler er det en kraftig økning i årene fremover og en økning som gir en økt etterspørsel etter strøm av strømmettet. NVE mener likevel at strømmettet har kapasiteten som kreves til å håndtere denne endringen, men dette krever at mange lader elbilene sine om natten. Den nye prismodellen som ble lagt frem for høring hadde som hovedmål å skape større insentiver til flytting av forbruk med en høyere pris hvis man skulle bruke strøm på forbrukstoppene. Akkurat denne prismodellen ble ikke tatt godt imot av aktørene i markedet og vil sannsynligvis ikke bli innført, men det kan argumenteres for at det på sikt vil utformes andre prismodeller som skaper sterkere insentiver for flytting av forbruk og derav større besparelser i fremtiden.

Analysen i forbruker-caset gjelder for en norsk elbil-eier i område Bergen som lader elbilene hjemme. Vi ser ut fra resultatet i caset at investeringen av en smart ladeboks lønner seg for forbrukere med kjørelengde på over 17 000 km i året. Dette tilsvarer 47 km daglig. De fleste av elbilene på markedet

i dag har en rekkevidde langt over 47km før ladestopp, som betyr at ladingen kan vente til natten. For at disse forbrukerne skal ha interesse av å investere i en ladeboks, som over levetiden på 10 år i beste fall gir en beskjeden positiv kontantstrøm, må investeringen være lett tilgjengelig, enkelt å sette opp og deretter være et selvstendig system.

Analysen i investeringskostnad-caset gjelder både for forbrukere og norske bedrifter. Når vi skal vurdere om resultatet er interessant for ulike bedrifter, er størrelsen og type aktiviteter som blir utført av virksomheten viktig å legge til grunn. En bedrift som benytter seg av utstyr der flytting av forbruk lar seg gjøre vil kunne ha interesse for resultatet. Samtidig ser vi at å flytte 1000 kWh daglig kun lar seg gjøre for større bedrifter. Det virker lite sannsynlig at en bedrift uansett størrelse vil investere 168 000kr for å flytte 1000 kWh daglig uten å tjene penger på det.

6.4 Døgnvariasjon

Som en del av diskusjonen om døgnvariasjonen vil vedvare må det vurderes eventuelle endringer som kraftbransjen kan stå ovenfor i tiden fremover. Enkel økonomisk teori tilsier at dersom mange nok utnytter de besparelsesmulighetene som finnes vil forskjellene utlignes og all eventuell vinning vil bli tatt ut. Eksempelvis argumenterer oppgaven for at el-biler er forholdsvis enkel å få flyttet starttidspunktet på ladingen for å få ladet med lavere strømpriser, men dersom majoriteten av elbil-eiere starter ladingen av el-bilen mellom time 3, 4 og 5 vil etterspørselen presse prisene oppover og besparelsene vil bli redusert. Dersom besparelsene av å flytte forbruk av forbrukstoppene er gode nok vil dette være argumenter for at konsumenter gjennomfører slike tiltak og døgnvariasjonen vil i tiden fremover bli mindre.

Det kan her tenkes at det vanlige private konsument ikke vil ha særlig store besparelsesmuligheter etter at de større strømkonsumentene kommer inn og utnytter forskjellene. Som tidligere nevnt i oppgaven har større strømforbrukere (over 100.000 kWh året i forbruk) hatt smarte målere i flere år. Det betyr at de har utnyttet dette i den grad det er lønnsomt for de, og de ikke i stor grad kommer til å påvirke døgnvariasjonen fremover. Deretter gjenstår det å se om de mindre strømforbrukerne vil utligne nåværende døgnvariasjon.

Etterspørsel etter strøm vil i årene fremover øke. NVE (2018b) legger til grunn i en rapport at Norge kommer til å øke strømforbruket med 10% (16 TWh) frem mot 2030. I en rapport fra Olje- og Energidepartementet (2013) vises det at mesteparten av potensiale i vannkraftverk allerede er utnyttet og med en generell økning i etterspørselen betyr dette at det må innføres mer uregulert kraftproduksjon som vind og sol. Mer uregulert kraftproduksjon vil gi større problemer med å balansere nettet og flere perioder med over- eller underskuddsproduksjon. Et ekstremt tilbud som

ikke møtes av etterspørselen vil medføre at strømprisene faller kraftig og som vi bidra til å gjøre den generelle døgnvariasjonen og gapet mellom høyest pris og lavest pris større.

I NVEs rapport (NVE, 2017a) gis det prognoser om høyere norske strømpriser tross utbyggingen av uregulerbar kraftproduksjon og produksjonsoverskudd i Norge. Dette begrunnes med en utbygging av utvekslingskapasiteten mellom Norden og Europa som åpner for flere eksportmuligheter (se vedlegg #6). Det skrives også i rapporten at flere kabler til Europa og mer uregulert kraftproduksjon vil øke den kortsiktige døgnvariasjonen, som etter hvert vil bli mer lik de termiske kraftmarkedene som finnes typisk i Tyskland og Storbritannia. Her er det i større grad prisforskjeller fra dag til natt på grunn av store kostnader og treghet i systemet knyttet til både å begrense produksjonen når det er liten etterspørsel og øke produksjonen ved høyere etterspørsel. I rapporten predikerer NVE at variasjonen i strømpris vil øke markant frem mot 2030 (se vedlegg #12). Figuren viser en betydelig større variasjon fra topp til bunn i 2030 enn variasjonen som er i strømprisene i dag.

6.5 Tvungen AMS utrulling

Siden AMS-målere allerede er installert i alle norske husstander, må alle forvente en økning av nettleien for å dekke inn nettselskapenes investeringer. Nettselskapene har nå fått full innsikt i forbrukerens strømforbruk ved hjelp av måleren som hver time sender informasjon om forbruk. Forbrukeren får mulighet til å dra nytte av døgnvariasjonen og blir belastet for "riktig" pris når strømmen blir forbrukt.

På en annen side kan det argumenteres for at en forbruker er tjent med et fleksibelt og velfungerende strømnett som følger samfunnsutviklingen. Forbrukere vil være tjent med å ha et strømnett som ikke kolliderer ved for høy etterspørsel på forbrukstoppene, samtidig som AMS-målerne åpner for muligheter som smarte hjem og egen kraftproduksjon. Det åpner også for muligheten for nye innovative løsninger og forretningsmodeller. Norge har vært et foregangsland for nye markedsløsninger i kraftmarkedet og AMS-målere kan være et ledd mot videre innovasjon og videre teknologiutvikling. Et eksempel på dette er selskapet Tibber, nevnt tidligere i oppgaven, som ved hjelp av AMS-målere og ladeboksen sin, kan selge en tjeneste hvor de overtar styringen av strømforbruket og selger denne fleksibiliteten på vegne av kundene sine.

Denne oppgaven har vist at utnyttelse av døgnvariasjonen kun gir marginale besparelser. Derfor kan det sås tvil om forbrukeren er tjent med disse investeringene.

7 Konklusjon

Denne oppgaven har funnet frem til statistisk signifikante forskjeller mellom timesprisene på strøm i område Bergen i året 2018. Vi har argumentert for at denne prisforskjellen kan utnyttes til elbillading og i ett case finner vi at privatpersoner med et forbruk av strøm til elbil som overstiger 3476 kWh i året kan få lønnsomhet i en investering i smartlading. Vi har også funnet ett generelt måltall for investeringer i slik teknologi. For å flytte et konstant forbruk hver dag over ett helt år kan man investere 168 kr pr flyttet kWh. Disse besparelsene er i beste fall marginale og det er tvilsomt om de i seg selv er store nok til å forsvare investeringskostnaden i AMS-målere.

8 Videre forskning

Denne oppgaven har sett på dagens nivå av prisforskjeller. Det er svært utfordrende å komme med nøyaktige framskrivninger av hvordan utviklingen i strømprisene vil være fremover. En interessant tilnærming for denne tematikken kan være å regne på hvor stor døgnvariasjonen må være for at investeringer skal være lønnsomme for den vanlige gjennomsnittlige forbruker. Samtidig kan det være interessant å regne på de positive samfunnsmessige effektene med å fordele lasten over døgnet, og om positive effektene kan overgå kostnadene ved å rulle ut alle AMS-målerne.

Dette er også relevant med tanke på nye prismodeller på strøm og da spesielt effektprising, som NVE har hatt ute på høring. Det kan derfor være interessant å se på hvordan ulike prismodeller gir lønnsomhet til investering i teknologi som gjør det mulig å flytte effekt.

En siste oppfordring til videre forskning er å gjøre grundigere undersøker på hvilke faktorer som påvirker døgnvariasjonen i strømpris. Hvordan vil eksempelvis mer uregulert kraftproduksjon påvirke strømprisene i årene fremover? Det er mange som har forsøkt å predikere dette, men få som har forsøkt å tallfeste den faktiske virkningen dette vil ha på døgnvariasjonen.

9 Referanser

- BKK. 2018. *Morgendagens strømmålere* [Online]. Tilgjengelig fra: <https://www.bkk.no/nett/ams>.
- BKK. 2019. *Nettleie* [Online]. Tilgjengelig fra: <https://www.bkk.no/nett/nettleiepriser-tariffer-og-avgifter> [Lest 06.04 2019].
- DALE, J. K. & LANGLI, T. B. 2015. *Lønnsomhet i kraftbransjen: hvilke faktorer kan forklare lønnsomheten i store regionale kraftkonsern? s.49.*
- ENERGIFAKTA NORGE. 2017. *Kraftproduksjon* [Online]. Tilgjengelig fra: <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftforsyningen/> [Lest 31.03 2019].
- GJØLBERG, O. & JOHNSEN, T. 2009. Investeringer i produksjon av fornybar energi: Hvilket avkastningskrav bør legges til grunn? *Praktisk økonomi & finans*, 25, 77-93.
- KWAK, S. G. & KIM, J. H. 2017. Central limit theorem: the cornerstone of modern statistics. *Korean journal of anesthesiology*, 70, 144.
- MIRZA, F. M. & BERGLAND, O. 2015. Market power in the Norwegian electricity market: are the transmission bottlenecks truly exogenous? *The Energy Journal*, 313-330.
- NORD POOL. 2012. *Day-ahead market* [Online]. Tilgjengelig fra: <https://www.nordpoolgroup.com/the-power-market/Day-ahead-market/> [Lest 31.03 2019].
- NORD POOL. 2017. *Intraday market* [Online]. Tilgjengelig fra: <https://www.nordpoolgroup.com/the-power-market/Intraday-market/> [Lest 31.03 2019].
- NORGES BANK. 2019. *Statsobligasjoner daglige noteringer* [Online]. Norges Bank. Tilgjengelig fra: <https://www.norges-bank.no/tema/Statistikk/Rentestatistikk/Statsobligasjoner-Rente-Daglige-noteringer/> [Lest 17.04 2019].
- NORSK ELBILFORENING. 2016. *Strømforbruk på en elbil* [Online]. elbil.no: Norsk Elbilforening. Tilgjengelig fra: <https://elbil.no/stromforbruk-pa-en-elbil/> [Lest 12.04 2019].
- NORSK ELBILFORENING. 2018. *Lade med hjemmeladeboks* [Online]. Norsk elbilforening,. Tilgjengelig fra: <https://elbil.no/lade-med-hjemmeladeboks/>.
- NVE. 2015. *Fylkesoversikt beregnet nettleie husholdninger pr. 01.01.2019 - veid gjennomsnitt* [Online]. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/nettjenester/nettleie/nettleiestatistikk/> [Lest 06.04 2019].
- NVE. 2016. *Strømnettet er klar for elbilene* [Online]. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/nytt-fra-nve/nyheter-energi/stromnettet-er-klar-for-elbilene/> [Lest 12.05 2019].
- NVE. 2017a. *Kraftmarkedsanalyse 2017 - 2030, Nr 78-2017*. Available: http://publikasjoner.nve.no/rapport/2017/rapport2017_78.pdf?fbclid=IwAR188IshvyNCv35-AUIbPzuhX5xAS666ku1UXFsIFfbax9mVKK5Oqx3kUnA.

- NVE. 2017b. *Vassdragskonsesjon* [Online]. Tilgjengelig fra:
<http://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/201002785/1822410>.
- NVE. 2018a. *AMS* [Online]. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/sluttbrukermarkedet/ams/>.
- NVE. 2018b. *Kraftmarkedsanalyse 2018 - 2030, Nr 84/2018, s.5*. Available:
http://publikasjoner.nve.no/rapport/2018/rapport2018_84.pdf?fbclid=IwAR1gA1VPLhoodz7gZjt9Y8xvcWRvNMHPMaHVjzUqZmO1Byq1fPnYefaboRk [Lest dato: 08.05.19].
- NVE. 2019a. *Manøvreringsreglement* [Online]. NVE. Tilgjengelig fra:
<http://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/201500357/2650508>.
- NVE. 2019b. *Nettleie* [Online]. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/stromkunde/nettleie/>.
- OLJE- OG ENERGIDEPARTEMENTET 2013. *Fakta. Energi-og vannressurser i Norge*. Lastet ned fra
<https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/oed....>
- OLJE- OG ENERGIDEPARTEMENTET. 2019. *Kraftmarkedet* [Online]. Tilgjengelig fra:
<https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftmarkedet/> [Lest 15.03 2019].
- OTTESEN, S. Ø. 2017. *Techno-economic models in Smart Grids: Demand side flexibility optimization for bidding and scheduling problems*.
- RASMUSSEN, J. L. 1985. *The power of Student's t and Wilcoxon W statistics: A comparison*.
Evaluation Review, 9, 505-510.
- REGJERINGEN. 2018. *Ny forskrift for pengepolitikken* [Online]. Regjeringen.no: Regjeringen.
Tilgjengelig fra: <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/ny-forskrift-for-pengepolitikken/id2592551/> [Lest 15.04 2019].
- SANDAL, S. A. 2017. *Når plusskunder går i minus. norsk klimastiftelse rapport*.
- SAWILOWSKY, S. S. 2005. *Misconceptions leading to choosing the t test over the Wilcoxon Mann-Whitney test for shift in location parameter*.
- SSB. 2018. *Høyeste strømpris på sju år* [Online]. Tilgjengelig fra: <https://www.ssb.no/energi-og-industri/artikler-og-publikasjoner/hoyeste-strompris-pa-sju-ar>.
- SSB. 2019. *Elektrisitet* [Online]. Tilgjengelig fra: <https://www.ssb.no/energi-og-industri/statistikker/elektrisitet?fbclid=IwAR2TuFTGrzycDpiMXaIX6Kpc3w2iBj44f66rj7zCKYxvX8jQcUI8pO14Uik> [Lest 06.04 2019].
- STANDAL, B., SØRENSEN, A. S., VEDAHL, K. E., LUND, H. & SVARVA, A. 2010. *OPTIMERING AV ELEKTRISITETSFORBRUKET I HJEMMET*.
- STATNETT. 2019. *Fysisk flyt* [Online]. Tilgjengelig fra: <https://driftsdata.statnett.no/Web/Map/> [Lest 04.03 2019].
- STAVSETH, E. C. 2014. *NORD POOL SPOT - DET FYSISKE KRAFTMARKEDET I NORDEN OG BALTIKUM*
NORD POOL SPOT [Online]. Tilgjengelig fra: <https://docplayer.me/339632-Nord-pool-spot->

[det-fysiske-kraftmarkedet-i-norden-og-baltikum-nord-pool-spot-ellen-charlotte-stavseth-trading-adviser.html](#) [Lest 01.03 2019].

SVENDSEN, R. 2014. *Smarte strømmålere (AMS) og forbrukeratferd: er det sannsynlig at norske forbrukere vil endre strømforbruk ved innføring av AMS-måler?*, Universitet i Agder/University of Agder.

TESLA. 2019. *Silver Wall Connector* [Online]. shop.tesla.com: Tesla. Tilgjengelig fra: <https://shop.tesla.com/no/en/product/vehicle-accessories/silver-wall-connector.html> [Lest 02.05 2019].

THEMA CONSULTING GROUP 2017. Kapitaliseringsrenten i formuesverdberegningen. energinorge.no.

TIBBER. 2019a. *Bestilling* [Online]. Tibber.com: Tibber. Tilgjengelig fra: <https://norge.tibber.com/products/easee/#bestall> [Lest 02.05 2019].

TIBBER. 2019b. *Lading gjort nydelig smart* [Online]. Tibber.com: Tibber. Tilgjengelig fra: <https://norge.tibber.com/products/easee/#smartladdning> [Lest 02.05 2019].

ØYGARD, K. 2008. *Pumpekraftverk for effektproduksjon*. Institutt for energi-og prosessteknikk.

Vedlegg #2 Nettleie

Fylkesoversikt beregnet nettleie husholdninger pr. 01.01.2019 - veid gjennomsnitt

"eks." er nettleien uten mva og forbruksavgift.

"inkl." inkluderer både mva. (25,00%) og forbruksavgift (15,83 øre/kWh ekskl.mva.) på områdene som har disse avgiftene.

Vis 01.01.2019 eller tidligere perioder.

Fylke	Fastledd kr./kunde (eks.)	Energiledd øre/kWh (eks.)	Omregnet øre/kWh (eks.)	Fastledd kr./kunde (inkl.)	Energiledd øre/kWh (inkl.)	Omregnet øre/kWh (inkl.)
Østfold	1253,27	22,02	28,29	1566,59	47,32	55,15
Akershus	1081,93	22,17	27,58	1352,41	47,51	54,27
Oslo	960,00	22,53	27,33	1200,00	47,95	53,95
Hedmark	4147,38	9,99	30,73	5184,23	32,28	58,20
Oppland	3242,62	11,37	28,36	4053,27	34,01	55,24
Buskerud	1552,96	22,20	29,96	1941,20	47,54	57,24
Vestfold	2759,98	17,70	31,50	3449,97	41,91	59,16
Telemark	2708,77	20,24	33,79	3385,96	45,09	62,02
Aust-Agder	1560,00	22,50	30,30	1950,00	47,91	57,66
Vest-Agder	1560,00	22,50	30,30	1950,00	47,91	57,66
Rogaland	2003,43	20,06	30,07	2504,29	44,86	57,38
Hordaland	1786,45	18,67	27,60	2233,07	43,13	54,29
Sogn og Fjordane	2295,35	29,51	40,99	2869,19	56,67	71,02
Møre og Romsdal	2311,68	20,70	32,26	2889,60	45,66	60,11
Trøndelag	2002,95	20,12	30,14	2503,69	44,94	57,46
Nordland	3624,17	20,19	38,31	3624,17	36,02	54,14
Troms	1939,66	22,08	31,78	1939,66	35,97	45,66
Finnmark	3340,75	22,78	39,48	3340,75	22,78	39,48
Landsgjennomsnitt (veid)	2030,52	20,24	30,43	2450,24	43,59	55,89

Figur 8 Fylkesoversikt beregnet nettleie (NVE, 2015)

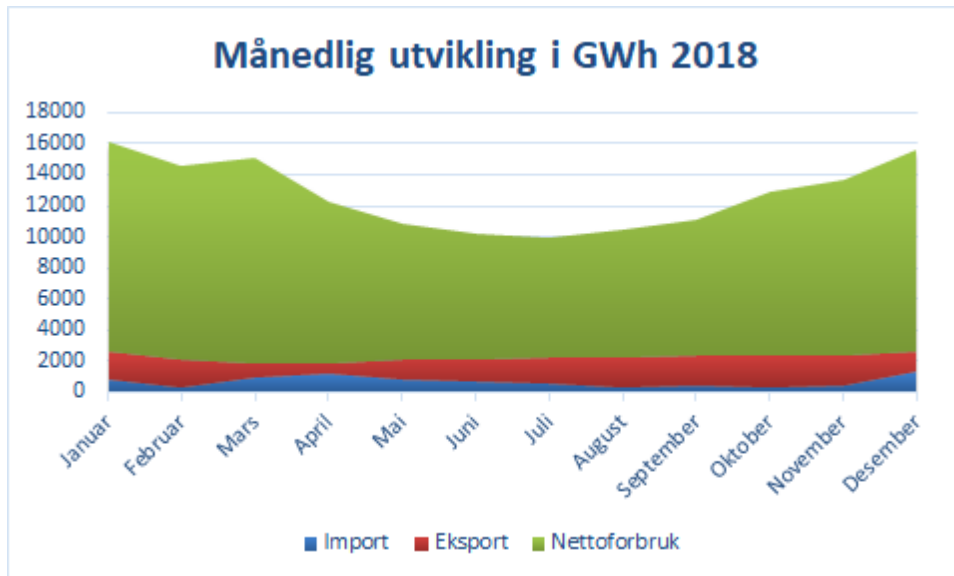
Vedlegg #3 AMS-målere

Hei, Øystein! Det har siden 90-tallet vært en forskriftsbestemmelse som sier at kunder med forbruk over 100.000 kWh per år kan forlange time-måling (mot betaling på NOK 2.500,-). For stort forbruk på høytspent (<400 kV) har nettselskapene hatt egne krav om timemåling, blant annet for effekttariffering. Var det svar på det du lurte på? Mvh Berit, pressevakt i Statnett

Statnett

Figur 9 Melding fra Statnett

Vedlegg #4 Import og eksport



Figur 10 Norsk eksport og import (SSB, 2019)

Vedlegg #5 Sentralgrenseteoremet

Sentralgrenseteoremet er et kjent teorem innenfor statistikkfaget som sier at dersom man har et utfall av en variabel X som man trekker ut i fra en populasjon og som gir en gitt fordeling så vil fordelingen til gjennomsnittet av X nærme seg normalfordelt når utvalgsstørrelsen nærmer seg uendelig. Den er altså asymptotisk normalfordelt og desto større utvalgsstørrelsen er, desto sterkere blir denne tilnærmingen. Gjennomsnittet av X vil nærme seg asymptotisk en normalfordeling med en forventningsverdi μ og et standardavvik σ/\sqrt{n} .

$$\bar{X} \sim N\left(\mu, \frac{\sigma}{\sqrt{n}}\right)$$

Ønsker man eksempelvis å undersøke gjennomsnittshøyden på norske kvinner, kan man samle inn informasjon om høyden på en rekke kvinner i Norge. Teoremet sier at dersom man plukker ut n antall kvinner og måler deres høyde vil gjennomsnittet av disse n kvinnenes høyde være tilnærmet normalfordelt når vi gjør dette over flere forsøk. Kwak & Kim (2017) sier at denne tilnærmingen er god når $n=30$ og vil være bedre for større n . Denne fordelingen vil få en normalfordeling rundt gjennomsnittshøyde på kvinner i Norge.

Vedlegg #6 Kommende kabelforbindelser til utlandet



Figur 11 Planlagte overføringskabler til utlandet(NVE, 2017a)

Vedlegg #7 Manøvreringsreglement

1. Vannslipping

Det skal slippes $0,07 \text{ m}^3/\text{s}$ i perioden 01.05-30.09 og $0,05 \text{ m}^3/\text{s}$ resten av året. Dersom tilsiget er mindre enn kravet til minstevannføring skal hele tilsiget slippes forbi. Kraftverket skal i slike tilfeller ikke være i drift.

Kraftverket skal til enhver tid kjøres etter tilsiget, alle endringer skal skje gradvis, og typisk start-/stoppkjøring skal ikke forekomme.

Ved inntaksdammen skal det etableres måleanordning for registrering av minstevannføring. Dataene skal forelegges NVE ved forespørsel.

Figur 12 Utklipp fra manøvreringsreglement for Mølnåa kraftverk i Selbu kommune og Styttåa kraftverk i Tydal kommune (NVE, 2019a)

Vedlegg #8 Manøvreringsreglement II

Magasin	Naturlig vannstand kote	Reg.grenser		Oppd. m	Senkn. m	Reg. høyde m
		Øvre kote	Nedre kote			
Dalavatn		288,20	287,50			0,70
Liarvatn		297,07	293,07			4,00
Longavatn		450,18	447,18			3,00
Svortingsvatn		463,51	454,01			9,50

Høydene refererer seg til Kartverkets høydesystem (NN 1954).

Reguleringsgrensene skal markeres med faste og tydelige vannstandsmerker som det offentlige godkjenner.

Overføringer

Moslifeltet (6,7 km²) tas inn på tilløpstunellen til Jøssang kraftverk via Solheimsåna.

2.

Ved manøvreringen skal det tas for øye at vassdragets naturlige flomvannføring nedenfor magasinene og overføringsstedene så vidt mulig ikke økes.

Fra Dalavatn skal det slippes en minstevannføring på 0,7 m³/s hele året. Fra Storåsfoss skal det slippes 0,5 m³/s hele året.

I Solheimsåna skal det slippes 0,033 m³/s hele året.

Vannføringen ved målepunkt ca 2 km nedstrøms Dalen 1 kraftstasjon skal i perioden 1. mai – 30. november ikke være mindre enn 2,1 m³/s. I perioden 1. desember – 30. april skal vannføringen samme sted ikke være lavere enn 1,6 m³/s.

I løpet av perioden 1. mai til 31. oktober skal det i til sammen 33 dager slippes tilstrekkelig med vann til at vannføringen ved fjorden ikke er mindre enn 4 m³/s.

Fordelingen skal være som følger:

1. mai – 21. mai.....	6 dager
15. juli – 31. august.....	21 dager
1. september – 31. oktober	6 dager

Fylkesmannen kan eventuelt gi pålegg om annen fordeling av vannslippingen, dersom dette anses hensiktsmessig av hensyn til fisk eller fiske. Totalt avgitt volum skal likevel være det samme.

I de perioder det slippes lokkeflommer for å få oppgang av fisk kan Fylkesmannen kreve at Jøssang kraftverk har redusert eller ingen driftsvannføring.

Figur 13 Utklipp av manøvreringsreglement for Jørpelandsvassdraget (NVE, 2017b)

Vedlegg #9 Utvikling i spotpris



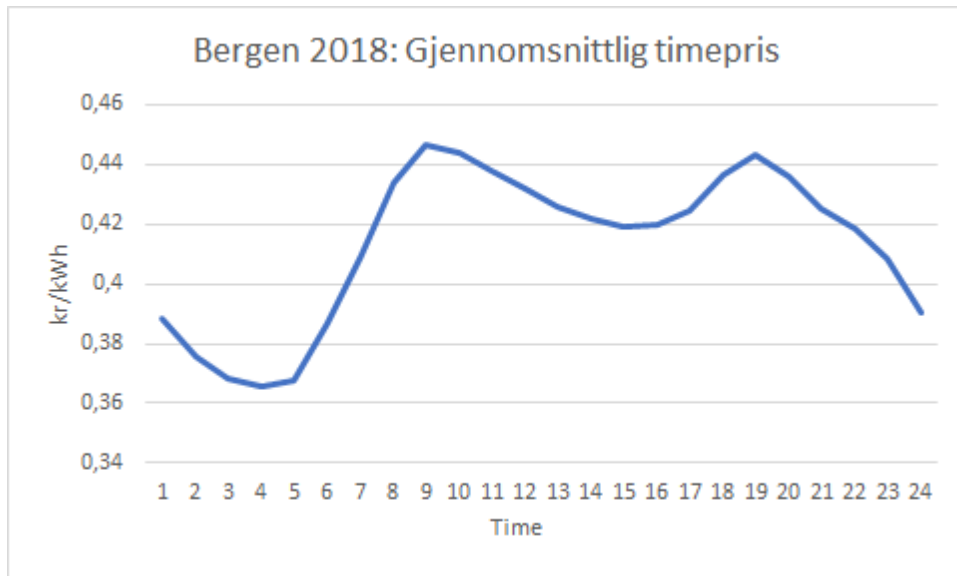
Figur 14 Historisk utvikling i spotprisen for Bergen i kr/MWh (2008-2018)

Vedlegg #10 Utvikling i standardmål 4



Figur 15 Historisk utvikling i standardmål 4 for Bergen (2008-2018)

Vedlegg #11 Gjennomsnittlig timespris

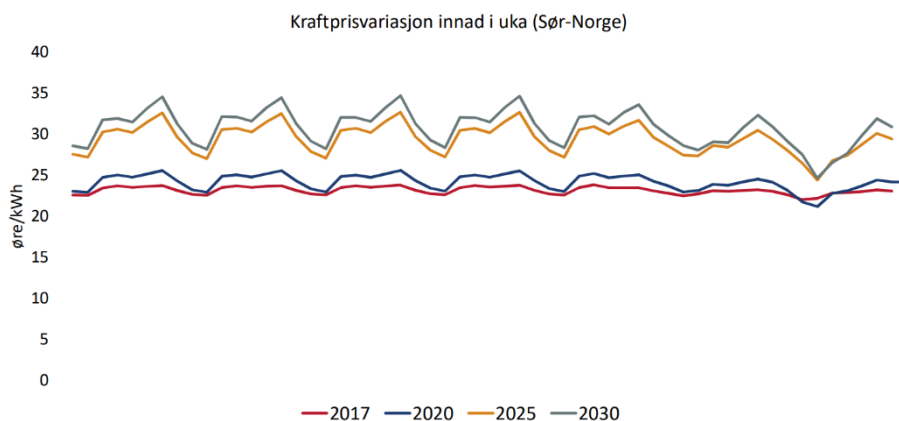


Figur 16 Gjennomsnittlig timepris i Bergen 2018, oppgitt i kr/kWh

Time 1	Time 2	Time 3	Time 4	Time 5	Time 6	Time 7	Time 8	Time 9	Time 10	Time 11	Time 12
0,389	0,376	0,368	0,366	0,367	0,387	0,409	0,434	0,447	0,444	0,438	0,432
Time 13	Time 14	Time 15	Time 16	Time 17	Time 18	Time 19	Time 20	Time 21	Time 22	Time 23	Time 24
0,426	0,422	0,419	0,420	0,425	0,437	0,443	0,436	0,425	0,418	0,408	0,391

Timer er markert i gult, mens spotprisen som er oppgitt i kr/kWh er markert i grønt.

Vedlegg #12 NVEs prognoser



Figur 26: Den kortsiktige kraftprisvariasjonen i Norge vil øke mest til 2025 grunnet flere kabler til Europa, men den påvirkes også av høyere innslag av uregulerbar kraftproduksjon i Norden.

Figur 17 NVEs prognoser for 2020, 2025 og 2030. (NVE, 2017a)

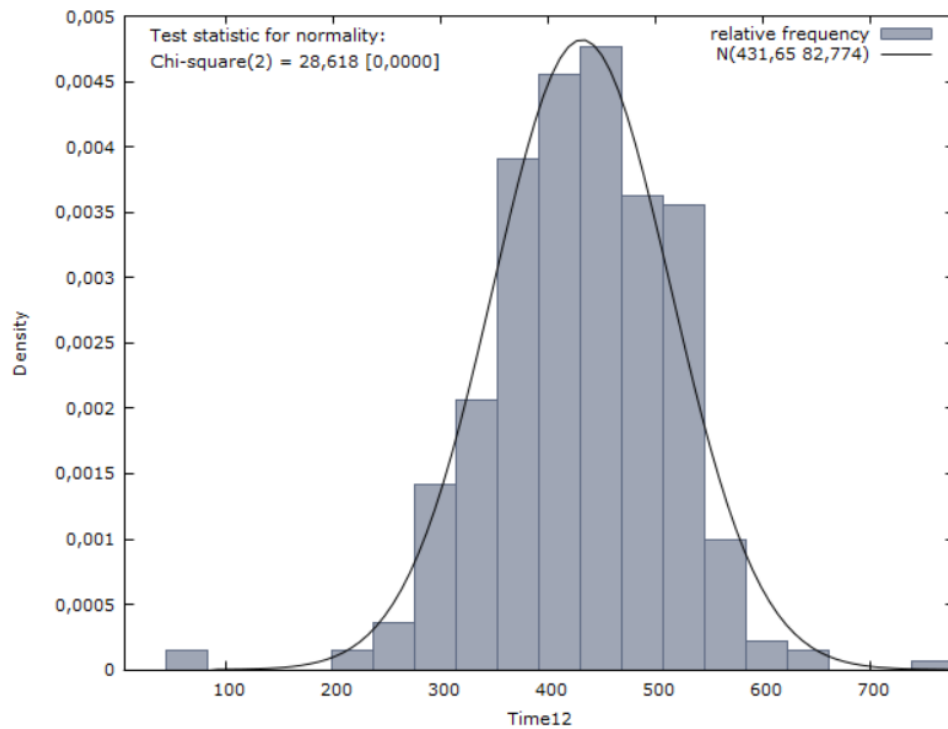
Vedlegg #13 Korrelasjonsmatrise

Correlation Coefficients, using the observations 2018-01-01 - 2018-12-31
(missing values were skipped)

5% critical value (two-tailed) = 0,1028 for n = 364

Time1	Time2	Time3	Time4	Time5	
1,0000	0,9206	0,8075	0,7567	0,7025	Time1
	1,0000	0,9521	0,9096	0,8460	Time2
		1,0000	0,9761	0,8944	Time3
			1,0000	0,9420	Time4
				1,0000	Time5
Time6	Time7	Time8	Time9	Time10	
0,5250	0,1214	-0,4812	-0,5710	-0,5995	Time1
0,5218	-0,0005	-0,4764	-0,5388	-0,5976	Time2
0,4735	-0,0806	-0,4514	-0,4892	-0,5593	Time3
0,5381	-0,0544	-0,4361	-0,4731	-0,5492	Time4
0,6617	0,0093	-0,4051	-0,4492	-0,5299	Time5
1,0000	0,5747	-0,2106	-0,3910	-0,4828	Time6
	1,0000	0,2879	-0,0280	-0,1586	Time7
		1,0000	0,8333	0,6941	Time8
			1,0000	0,8972	Time9
				1,0000	Time10
Time11	Time12	Time13	Time14	Time15	
-0,5742	-0,5567	-0,4745	-0,4728	-0,4643	Time1
-0,6193	-0,6427	-0,5672	-0,5310	-0,4883	Time2
-0,6084	-0,6610	-0,5893	-0,5348	-0,4729	Time3
-0,6089	-0,6696	-0,5962	-0,5366	-0,4724	Time4
-0,6055	-0,6814	-0,6012	-0,5283	-0,4508	Time5
-0,5045	-0,4709	-0,3103	-0,2004	-0,1813	Time6
-0,1455	-0,0790	0,0313	0,0965	0,0783	Time7
0,5176	0,2559	0,1171	0,0599	0,1003	Time8
0,7173	0,3903	0,1540	0,0340	0,0272	Time9
0,8677	0,5222	0,2856	0,1314	0,0815	Time10
1,0000	0,7366	0,4467	0,2556	0,1556	Time11
	1,0000	0,8226	0,6517	0,4703	Time12
		1,0000	0,9050	0,7245	Time13
			1,0000	0,8827	Time14
				1,0000	Time15

Vedlegg #14 Histogram



Figur 19 Histogram time 12

Vedlegg #15 Eksempel av karakteristikk av datasettet

Summary statistics, using the observations 2018-01-01 - 2018-12-31 for the variable 'Time12' (365 valid observations)

Mean	431,65
Median	434,20
Minimum	64,450
Maximum	757,90
Standard deviation	82,774
C.V.	0,19176
Skewness	-0,34880
Ex. kurtosis	1,6625
5% percentile	294,16
95% percentile	554,67
Interquartile range	112,28
Missing obs.	0

Figur 20 Statistikk for Time 12