

Strukturelle ubalanser i det nordiske synkronsystemet

Turi Haugland

Master i energi og miljø

Innlevert: januar 2014

Hovedveileder: Gerard Doorman, ELKRAFT

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet
Institutt for elkraftteknikk

Problembeskrivelse

I prosjektoppgaven har strukturelle ubalanser blitt analysert. I masteroppgaven føres dette arbeidet videre i to deler:

- Videre bearbeiding og utdyping av resultatene fra prosjektet
 1. Forbedring av spline og midtpunktmetode for å få bedre samsvar mellom kurvene i perioder med store gradienter.
 2. Analyse av de strukturelle ubalansene med kvartersoppløsning i planer (det må gjøres visse antagelser på hvordan man konstruerer kvartersplaner fra dagens timesplaner).
 3. Effekten av kontinuerlig ramping og eventuelt større sprang/endring ved et tinesskift.
 4. Analyse av (noen) flere år, 2009-2010-2011-2012.
- Analyse av framtidige år:

Det er av interesse å se på hvordan situasjonen vil utvikle seg framover. Det kan tas utgangspunkt i samlastsimuleringer for 2012 og 2020. Beregninger fra samlastdata i 2012 kan brukes til å evaluere samlastsimuleringene for systemet. Resultatene kan brukes til å analysere de forventede strukturelle ubalanser fra 2020-simuleringen.

Det skal ses på tre ulike scenario i 2020:

1. Rampingrestriksjonen er som i dag og kraftmarkedet er timesoppløst.
2. Rampingrestriksjonen økes til 1000 MW/h og rampingen kan skje gjennom timen.
3. Rampingrestriksjonen er som i pkt. 2 og kraftmarkedet er kvartersoppløst.

Oppgaven gitt: 22.08.2013

Hovedveileder: Gerard L. Doorman, ELKRAFT

Oppdragsgiver: Statnett SF

Forord

Denne masteroppgaven representerer avslutningen på et femårig sivilingeniørstudium ved Norges Teknisk-Naturvitenskapelige Universitet, NTNU, og Institutt for Elkraftteknikk, høsten 2013.

Oppgaven er gitt av Statnett SF, og omhandler strukturelle ubalanser i det nordiske synkronsystemet som oppstår på grunn av den timesoppløste strukturen til det nordiske kraftmarkedet. Resultatene vil brukes til å undersøke fremtidige utfordringer rundt systemdriften knyttet til det timesoppløste kraftmarkedet. Oppgaven er en videreføring av en prosjektoppgave fra våren 2013 som omhandler det samme.

Målinger gjort av Statnett i det nordiske kraftsystemet fra 2009–2012 og samlastsimuleringer gjort av analyseavdelingen til Statnett, gir datagrunnlaget for beregningene i oppgaven. Datasettene består av produksjons-, forbruks- og utvekslingsverdier. De strukturelle ubalansene beregnes fra kurvemodelleringer gjort fra datasettene i Matlab.

Flere personer har bidratt til denne masteroppgaven, og først og fremst vil jeg takke min veileder i prosjekt- og masteroppgaven, Gerard L. Doorman for konstruktive tilbakemeldinger og gode diskusjoner. Takk til Jan Hystad i Statnett SF for interessante innslag og lærerike samtaler om systemdriften i det nordiske synkronsystemet. Jeg ønsker også å takke Brynjulf Owren ved Institutt for matematiske fag ved NTNU for tiden han har viet, god hjelp og veiledning gjennom den numerisk verden. Tilslutt vil jeg takke Ketil Haugland for kreative forslag til språket i masteroppgaven.

Turi Haugland

Sammendrag

Denne masteroppgaven omhandler strukturelle ubalanser i det nordiske synkronsystemet beregnet fra produksjon, forbruk og utveksling fra målte data i systemet fra 2009–2012 og fra to modellsimuleringer av det nordiske systemet med samlast for 2012 og 2020. Oppgaven er utført for å undersøke de strukturelle ubalansene som oppstår i dag og i fremtiden som følge av av strukturen i kraftmarkedet og kraftflyten på utenlandsforbindelsene.

Kurvmodelleringer av produksjon, forbruk og utveksling er gjort innenfor timen for å finne de strukturelle ubalansene over et døgn. Beregningene er først gjort på de målte dataene og samlastdataene fra 2012-simuleringen. Resultatene fra disse sammenlignes og brukes til å analysere de strukturelle ubalansene beregnet med datasettet fra 2020-simuleringen.

Resultatene fra 2009–2012 viser at strukturelle ubalansene vil oppstå i hverdager mellom 5:00–8:00 og i uke- og helgedager på kvelden fra 22:00–1:00. Ubalansene, som oppstår på grunn av det timesoppløste nordiske kraftmarkedet, gjør det nødvendig med reguleringsinngrep fra systemansvarlige i disse tidsperiodene. Resultatene viser at rampingen i timesskiftene har en stor innvirkning på de strukturelle ubalansene avhengig av størrelsene på flytendringene mellom to timer relativt til systemets størrelse. Det har også vist seg at innføring av et kvartersoppløst kraftmarked i dag utgjør 1/3 av de strukturelle ubalansene som forekommer i systemet. De strukturelle ubalansene vil derimot ha høyere svingninger mellom positiv og negativ verdi enn ubalansene i det timesoppløste kraftmarkedet.

Samlastresultatene fra 2020 indikerer at utvekslingen vil påvirke størrelsen på de strukturelle ubalansene mer enn i dag. Dette skyldes den økte kapasiteten i systemet fra utvekslingsforbindelsene som er lagt til 2020-modellen i samlast. Dette vil medføre strukturelle ubalanser som krever manuell regulering også utenfor de kritiske periodene fra 5:00–8:00 og 21:00–1:00. Ved en endring på rampingrestriksjonen fra 600 til 1000 [MW/h] og ramping gjennom timen, vil minimum av 10%- og maksimum av 90%-persentilene av de strukturelle ubalansene ligge på ± 4000 [MW]. Dette er nesten to ganger så mye som ubalansene i dag. Variasjonen på de daglige størrelsene vil også variere mer enn tidligere avhengig av størrelsene på flytendringene. De strukturelle ubalansene i et slikt scenario vil kreve økte reguleringsressurser

fra dagens nivå. Med endret rampingrestriksjon og et kvartersoppløst kraftmarked i 2020, vil ubalansene reduseres til dagens nivå. Verdiene av ubalansene er også i dette scenarioet veldig varierende med størrelsene på flytendringene i det nordiske systemet. Dagens systemdrift vil kunne håndtere disse ubalansene.

Summary

This thesis calculates the structural imbalances in the Nordic power system based on calculations from measured data from 2009–2012 and from two simulations of the Nordic power system with EMPS market program for 2012 and 2020. This exercise has been done to investigate the deterministic imbalances that arises today and in the future because of the 60-minute settlement period of the Nordic Electricity Exchange Nord Pool Spot and the power flow on the HVDC-connections.

The model of the production, load, and exchange has been done within an hour to find the deterministic imbalances over the course of 24 hours. These calculations has primarily been done on the measured data and EMPS data from the 2012 simulation. The results from these are compared and used to analyze the deterministic imbalances calculated based on the data from the 2020 simulation.

The results from 2009–2012 show that structural imbalances will arise on workdays between 5 and 8 am and every night of the week from 10 pm to 1 am. These imbalances make it necessary for the TSOs to activate preventive measures to balance the system during these periods of time. The results show that the ramping has a big influence on the structural imbalances dependent of the sizes in the change of the flow relative to the size of the system. It has been shown that the introduction of a power market with a 15-minute settlement period reduces the size of the structural imbalances today by one third. The structural imbalances with a 15-minute settlement period, on the other hand, have higher fluctuations between positive and negative values than the imbalances today.

The results from the 2020 simulation indicate that the exchange will affect the size of the structural imbalances more than they are today. This is a result of the increased exchange capacity from the HVDC-connections which are added to the 2020 model in EMPS. This will result in structural imbalances that demand preventative measures from the system operator also outside of the critical time periods from 5-8 am and 9 pm to 1 am. With a change in the ramping restriction from 600 to 1000 [MW/h] and continuous ramping, the minimum of the 10%- and the maximum of the 90%-percentiles of the structural imbalances are approximately ± 4000 [MW]. This is almost twice as high as the imbalances that exist today. The variation of the sizes will also vary more than previously dependently of the

sizes of the power flow changes. The structural imbalances in this scenario will demand increases in regulation reserves compared to today's level. With the changed ramping constraint and a 15-minute settlement period in 2020, the imbalance will be reduced to the level of today. The values of the imbalances in this scenario are also varying with the sizes of ramping in the Nordic system. The system operation today will be able to handle these imbalances.

Innholdsfortegnelse

Figurer	xii
Tabeller	xvi
1 Innledning	1
2 Det nordiske synkronsystemet	3
2.1 Stabilitet i synkronsystemet	3
2.1.1 Systembalanse i kraftnettet	5
2.1.2 Systemfrekvens	6
2.1.3 Systemansvarlig	7
2.1.4 Frekvensregulering	7
2.2 Det nordiske kraftmarkedet	10
2.3 Produksjon, forbruk og flyt	11
2.3.1 Produksjon	11
2.3.2 Forbruk	14
2.3.3 Flyt	15
2.4 Strukturelle ubalanser	18
2.5 Splineinterpolering	19
2.5.1 Kubisk splineinterpolering	19
2.5.2 B-splinemetoden	20
2.6 Samlast	20
3 Modellering og kurvetilpasning	24
3.1 Målte data	24
3.1.1 Manglende timer	25
3.1.2 Nullverdier	25
3.1.3 Tap i kraftnettet og nullverdier i kraftflyten	27
3.1.4 Urealistiske verdier	28
3.2 Modellering av forbruk	30
3.2.1 Forbruk med B-splinemetoden	30
3.2.2 Korrigering av midtpunktmetoden	32
3.3 Modellering av kraftflyt	35
3.3.1 Korrigering av utveksling	36

3.4	Modellering av produksjon	39
3.5	Kvartersoppløst kraftmarked	41
3.5.1	Produksjon, forbruk og flyt kvartersoppløst marked	43
3.5.2	Utveksling med kontinuerlig ramping	44
3.6	Modellering med samlastdata	49
3.6.1	Tilsigsår	50
3.6.2	Timesverdier fra tretimersverdier	51
3.6.3	Forbruk samlast	52
3.6.4	Utveksling samlast	54
3.6.5	Produksjon samlast	57
4	Strukturelle ubalanser	59
4.1	Strukturelle ubalanser og systemfrekvens NORDEL 2009–2012	59
4.1.1	Strukturelle ubalanser NORDEL 2009–2012	59
4.1.2	Systemfrekvens NORDEL 2009–2012	61
4.1.3	Strukturelle ubalanser per år	62
4.1.4	Strukturelle ubalanser uke- og helgedager	63
4.1.5	Strukturelle ubalanser kvartersoppløst marked	64
4.2	Strukturelle ubalanser per land i NORDEL 2009–2012	66
4.2.1	Strukturelle ubalanser og rampingrestriksjon	66
4.3	Strukturelle ubalanser med samlast	71
4.3.1	Samlast og målte data, 2012	71
4.3.2	Ubalanser i 2020	73
5	Diskusjon	79
5.1	Diskusjon av resultater fra målte data	79
5.1.1	Ubalanser i NORDEL	79
5.1.2	Uke- og helgedager i NORDEL	83
5.1.3	Kvartersoppløst kraftmarked	84
5.1.4	Ubalanser per land	86
5.2	Diskusjon av samlastresultater	89
5.2.1	Sammenligning av resultater fra samlast og målte data, NORDEL, 2012	89
5.2.2	Samlast i 2020	93
5.3	Avvik i resultatene	99
5.3.1	Avvik forbruk med midtpunktkorrigerings	99
5.3.2	Avvik produksjon	102

5.3.3	Avvik utveksling med kontinuerlig ramping	103
5.3.4	Innvirkningen av avvik i resultatene	104
5.3.5	Innvirkning av målefeil i resultatene	106
6	Konklusjon	108
7	Videre arbeid	110
	Referanseliste	111
A	Beregning av flyt, målte data	114
B	Tabell med dager fjernet fra 2009–2012, målte data	115
C	Utregning med B-splinemetoden	116
D	Utteksling med kontinuerlig ramping hvert kvarter	119
E	Tendenser timesforbruket uke- og helgedager	120
F	Strukturelle ubalanser per land 2009–2012, MD	121

Figurer

2.1	Det nordiske synkronsystemet [2].	4
2.2	Stabilitetskategorisering [4].	5
2.3	Generatorkarakteristikk som summen av flere statikkinnstillinger [4].	8
2.4	Primærreserver i det nordiske systemet [7].	9
2.5	Markedsklarering en time på NPS.	10
2.6	Akkumulert kraftproduksjon og -forbruk i landene i NORDEL i 2011 [1].	12
2.7	Akkumulert kraftproduksjon i hvert land og prdosuksjonsandel fra ulike energikilder NORDEL 2011 [1].	12
2.8	Produksjon i Sverige en vilkårlig dag i 2012, SL.	13
2.9	Persentiler av beregnet forbruk i Norge 2009–2012, MD.	15
2.10	Eksempel på kraftflyt en dag i Sverige, MD.	17
2.11	Illustrasjon av strukturelle ubalanser i NORDEL 2012, målte data. .	18
2.12	B-splinekurver.	21
3.1	Eksempel på produksjonskurve en vilkårlig dag med bruk av fill_data.m i 2011.	26
3.2	Timesverdier produksjon og forbruk Finland 2009–2012.	28
3.3	Eksempel på urealistiske produksjonsverdier i målte data.	28
3.4	Eksempel på en naturlig høy produksjonsendringer i Norge.	30
3.5	Eksempel på forbrukskurve en dag med B-splinemetoden, MD.	31
3.6	Eksempel på forbruk to dager i Sverige 2009 med B-splinemetoden, MD.	32
3.7	Flytdiagram for mpc.m.	34
3.8	Eksempel på korrigering av midtpunktet, MD.	35
3.9	Modellering av vekselstrømsflyt mellom DK2 og SE et døgn i 2012, MD.	36
3.10	Illustrasjon for beregning av likestrømsflyt.	37
3.11	Eksempel på utveksling med korrigert likestrømsflyt Finland 2011, MD.	38
3.12	Eksempel på modellert produksjonskurve for de ulike kraftverkene i NORDEL, MD.	41
3.13	Eksempel på kvartersforbruk i et kvartersoppløst spotmarked, MD. .	42

3.14	Eksempel på modellert kvartersutveksling uten ramping i et kvartersoppløst marked, MD.	43
3.15	Eksempel på utvekslingskurve etter steg 1, MD.	46
3.16	Illustrasjon av korreksjon av kurven i steg 2, MD.	47
3.17	Eksempel på 100% korrigerings av kontinuerlig ramping steg 2, MD. . .	48
3.18	Eksempel på endelig utveksling med kontinuerlig ramping, MD. . . .	48
3.19	Ukentlig vannkraftproduksjon Norge 2012, SL og MD.	50
3.20	Timesforbruk generert fra segmentverdier en dag i 2012, SL.	52
3.21	Ulike former på timesverdier i et segment.	52
3.22	Gjennomsnitt av forbruk SL, korrigert forbruk SL og gjennomsnitt av målt forbruk, 2012.	53
3.23	Forbruk per time og per tredje time en dag i 2012, SL.	54
3.24	Eksempel på korrigerings av timesverdier for utveksling 2012, SL. . .	55
3.25	Timesverdier utveksling SL 2012 før og etter utglatting.	56
3.26	Eksempel timesverdier og tretimersverdier produksjon 2012, SL. . .	57
4.1	Persentiler ubalanser i NORDEL 2009–2012, MD.	60
4.2	Persentiler ubalanser i NORDEL 2009–2012 fra 04:30–08:30, MD. . .	61
4.3	Persentiler systemfrekvens NORDEL 2009–2012, MD.	62
4.4	Persentiler ubalanser uke- og helgedager NORDEL 2009–2012, MD. .	64
4.5	Persentiler ubalanser NORDEL kvartersoppløst marked 2009–2012, MD.	65
4.6	Ubalanser DK2 med over og under 75% av maks ramping 2009–2012, MD.	68
4.7	Ubalanser NO med over og under 75% av maks ramping 2009–2012, MD.	69
4.8	Ubalanser SE med over og under 75% av maks ramping 2009–2012, MD.	70
4.9	Persentiler ubalanser NORDEL 2012, SL og MD.	72
4.10	Persentiler ubalanser NORDEL 2020, tilsigsår 1980, $\bar{R}_l = 600MW$, SL.	74
4.11	Persentiler ubalanser NORDEL 2020, tilsigsår 1980, $\bar{R}_l = 1000MW$, SL.	75
4.12	Persentiler ubalanser NORDEL 2020, tilsigsår 1980, $\bar{R}_l = 1000MW$, SL.	76

5.1	Gjennomsnittlige ubalanser, produksjon+flyt, forbruk og flyt i NORDEL over et døgn fra 2009–2012, MD.	80
5.2	Gjennomsnittlig utveksling NORDEL 2009–2012, MD.	81
5.3	Gjennomsnittlig forbruk vinter, vår, sommer og høst NORDEL 2009–2012, MD.	82
5.4	Gjennomsnittlig forbruk og produksjon+flyt i helger og ukedager NORDEL 2009–2012, MD.	83
5.5	Gjennomsnittlig produksjon+utveksling og forbruk kvartersoppløst kraftmarked NORDEL 2009–2012, MD.	84
5.6	Persentiler av utveksling med kontinuerlig ramping over et døgn NORDEL 2009–2012, MD.	85
5.7	Gjennomsnittlig forbruk per land 2009–2012, MD.	86
5.8	Persentiler kontinuerlig forbruk over et døgn i NORDEL 2012, SL og MD.	89
5.9	Gjennomsnittlig forbruk over et døgn uke- og helgedager og ulike sesonger NORDEL 2012, SL.	90
5.10	Gjennomsnittlig utveksling NORDEL 2012, SL og MD.	92
5.11	Persentiler kontinuerlig produksjon over et døgn i NORDEL 2012, SL og MD.	92
5.12	Gjennomsnittlig forbruk over et døgn i NORDEL 2012 og 2020, SL og MD.	94
5.13	Gjennomsnittlig utveksling NORDEL 2012 og 2020, SL.	95
5.14	Persentiler av produksjonen i NORDEL 2020 scenario 1 og 2,3, SL.	96
5.15	Persentiler av utveksling med kontinuerlig ramping i NORDEL 2020, SL.	98
5.16	Gjennomsnittlig produksjon pluss utvekslingen og forbruk i NORDEL 2020, SL.	98
5.17	Timesavvik ved forbruksmodellering for NORDEL 2009–2012, MD.	100
5.18	Illustrasjon av timesavvik ved gjennomsnittlig forbruk NORDEL 2009–2012, MD.	101
5.19	Timesavvik ved produksjonsmodellering for NORDEL 2009–2012, MD.	102
5.20	Illustrasjon av timesavvik ved gjennomsnittlig produksjon NORDEL 2009–2012, MD.	103
5.21	Timesavvik ved modellering av kontinuerlig ramping for NORDEL 2009–2012, MD.	104

5.22	Illustrasjon av timesavvik ved gjennomsnittlig utveksling med kontinuerlig ramping for NORDEL 2009–2012, MD.	105
5.23	Totalt timesavvik ved forbruks- og produksjonsmodellering for NORDEL 2009–2012, MD.	106
C.1	B-spline.	116
F.1	Persentiler ubalanser DK2 timesoppløst kraftmarked 2009–2012, MD.	121
F.2	Persentiler ubalanser FI timesoppløst kraftmarked 2009–2012, MD. .	121
F.3	Persentiler ubalanser NO timesoppløst kraftmarked 2009–2012, MD.	122
F.4	Persentiler ubalanser SE timesoppløst kraftmarked 2009–2012, MD.	122

Tabeller

2.1	Prisområder i det nordiske synkronsystemet.	3
2.2	Utenlandsforbindelser, utvekslingskapasitet C_l og rampingrestriksjon \overline{R}_l i NORDEL i dag.	16
2.3	Rampingrestriksjon per land/område.	16
2.4	Utenlandsforbindelser, kapasitet og rampingrestriksjon scenario 1 og 2,3 NORDEL, 2020.	23
3.1	Antall tilfeller med nullverdi i det målte datasettet, 2009–2012.	26
3.2	dP_i brukt som grense for å finne feil i det målte datasettet.	29
3.3	Verdier for parametre i mpc.m.	33
3.4	Andel kraftproduksjon fra type s i 2011 i hvert land og i NORDEL.	39
3.5	Tid det tar å endre produksjonen til de ulike kraftverkene i oppgaven.	40
3.6	Produksjons- og forbrukskategorier fra samkjøringsmodellen.	49
3.7	Segmentene i ukedager hvor det gjøres endringer på timesverdiene	53
3.8	Timesverdier for utveksling i figur 3.24 før korrigerings av metoden.	55
3.9	Andel kraftproduksjon NORDEL 2020, SL.	57
4.1	Resultater ubalanser NORDEL per år, MD.	63
4.2	Kvantitative resultater av ubalansene i NORDEL i helge- og ukedager fra 2009–2012, MD.	64
4.3	Kvantitative resultater NORDEL kvarters- og timesoppløst kraftmarked 2009–2012, MD.	65
4.4	Kvantitative resultater per land fra 2009–2012, MD.	66
4.5	Maksimum tillatt ramping per område og 75% av maksimum tillatt ramping, 2009–2012.	67
4.6	Antall dager med ”høy” ramping per område fra 2009–2012, MD.	68
4.7	Kvantitative resultater høy/lav ramping, MD.	70
4.8	Oppsummering av kvantitative resultater i 4.3 2012 og 2020, SL og MD.	77
5.1	Gjennomsnittlig forbruksendringer fra 5:00–6:00 og 6:00–7:00 i hvert område fra 2009–2012, MD.	87

5.2	Sammenligning gjennomsnittlig forbruksendring fra 5:00–6:00 og 6:00–7:00 NORDEL 2012 og 2020, SL og MD.	94
B.1	Dager som fjernes fra det målte datasettet fra 2009–2012 på grunn av urealistiske verdier.	115
E.1	Tendenser timesforbruket ukedager 2012, MD.	120
E.2	Tendenser timesforbruket i helgedager 2012, MD.	120

Forkortelser

NORDEL – Det nordiske synkronsystemet

NPS – Det nordiske kraftmarkedet Nord Pool Spot AS

NO – Norge

SE – Sverige

DK1 – Vest-Danmark

DK2 – Øst-Danmark

FI – Finland

NL – Nederland

DE – Tyskland

PL – Polen

EE – Estland

RU – Russland

GB – England

SL – Samlast

MD – Målte data

QTR – Kvarteroppløst kraftmarked

H – Timesoppløst kraftmarked

1 Innledning

Det nordiske synkronsystemet er et elektrisk sammenkoblet kraftsystem bestående av kraftnettene i Sverige, Norge, Finland og Øst-Danmark. På starten av 90-tallet ble kraftsystemene deregulert og kraftmarkedet Nord Pool Spot ble opprettet. Nord Pool Spot er i dag plattform for handel av kraft i Nord-Europa. På kraftmarkedet oppstår det en handelsmessig balanse mellom kraft som skal produseres og forbrukes hver time, etterfølgende dag. I synkronsystemet må det være en balanse mellom produksjon og forbruk til enhver tid. Idet denne balansen opphører vil systemfrekvensen endre seg.

Ettersom kraftmarkedet er timesoppløst etableres produksjonsplaner slik at produksjonen i systemet endres hver time. Den totale lasten i systemet endres derimot gradvis idet forbrukere tar kraft ut av nettet etter behov. Følgelig oppstår det store effektoverskudd- og underskudd spesielt i timestskiftet idet produksjonen endres i steg og forbruket ikke gjør dette. Utvekslingen på utenlandskablene i det nordiske synkronsystemet forverrer ubalansene idet flyten endres ved timestskiftet. Ubalansene er deterministiske ettersom de oppstår daglig ved timestskiftet og går derfor under navnet strukturelle ubalanser. Systemansvarlig i det nordiske synkronsystemet har som hovedoppgave å balansere systemfrekvensen. Balanseringen av kraften i systemet kalles systemdrift.

I de neste årene vil det nordiske synkronsystemet gjennomgå en rekke endringer. Flere utvekslingsforbindelser vil bygges til kontinentet for å kunne bedre utnytte den nordiske fleksibiliteten og elsertifikatordningen vil føre til store investeringer i fornybar kraft i Sverige og Norge. Dette vil føre til store utfordringer innenfor systemdriften.

Denne masteroppgaven er en videreføring av et prosjekt som ble gjennomført for Statnett i 2013. I prosjektet ble data hentet fra Nord Pool Spot brukt til å modellere kontinuerlig produksjon, forbruk og utveksling i synkronsystemet. Kurvene ble brukt til å beregne de gjennomsnittlige strukturelle ubalansene i 2012 for det nordiske synkronsystemet og for landene i systemet.

I denne oppgaven forbedres kurvmodelleringene fra prosjektoppgaven fremstille mer realistiske strukturelle ubalanser. Beregningene i oppgaven gjøres med et datagrunnlag fra Statnett sine målinger fra 2009–2012. De strukturelle ubalansene

beregnes for denne perioden for å kartlegge de strukturelle ubalansene som kan oppstå i systemet grunnet timesstrukturen i kraftmarkedet. For å forenkle balanseringsoppgavene i fremtiden er det foreslått å endre strukturen av kraftmarkedet fra times- til kvartersoppløsning for å forbedre koblingen mellom kraftmarkedet og kraftsystemet. De strukturelle ubalansene i et teoretisk kvartersoppløst kraftmarked er også funnet fra de målte dataene fra 2009–2012.

Samtidig gjøres det beregninger for å studere innvirkningen av utveksling med dagens rampingrestriksjon på de strukturelle ubalansene. Dagens rampingrestriksjoner er på 600 [MW/h] på hver kabel og alle flytendringer må skje ti minutter før og etter timesskifte. Med økt utvekslingskapasitet i fremtiden ser man for seg å endre rampingrestriksjonen for bedre å kunne utnytte kapasiteten på forbindelsene. Den nye restriksjonen vil være på 1000 [MW/h] og flyten vil skje kontinuerlig gjennom timen. Følgelig er det ønskelig å studere innvirkningen av dagens rampingrestriksjoner på de strukturelle ubalansene, men også fremtidens utfordringer knyttet til de økte flytendringene med kontinuerlig ramping.

For å studerte fremtidige strukturelle ubalanser er simuleringer gjort med samlastmodellen for et system oppdatert med de forventede endringene som vil skje i det nordiske synkronsystemet fremover. Dette gir et datasett for det nordiske synkronsystemet i 2020. Samtidig er simuleringer gjort av samlast med dagens system for 2012 for å se hvor gode resultatene er sammenlignet med resultater fra målte data.

Resultatene i denne oppgaven vil blant annet bidra til diskusjonen om det nordiske kraftmarkedet skal fortsette å være timesoppløst eller endres til kvartersoppløst. Samtidig klargjør den systemdriftsutfordringer knyttet til endringene fra dagens system gitt ulike fremtidsscenarioer.

2 Det nordiske synkronsystemet

Det nordiske synkronsystemet er et elektrisk sammenkoblet kraftsystem bestående av kraftsystemet i Norge, Sverige, Finland og Øst-Danmark (DK2). Vest-Danmark (DK1) sitt kraftsystem utgjør en del av det kontinentaleuropeiske synkronsystemet [1].

I det nordiske synkronsystemet distribueres en sinusformet strøm, en vekselstrøm, med frekvens 50 Hz (50 svigninger per sekund). Frekvensen er en felles størrelse i hele synkronsystemet, den kalles systemfrekvens og betegnes f_s .

Det nordiske synkronsystemet er bygget for å frakte kraft over store geografiske avstander; fra kraftprodusenter til forbrukere (last). I tillegg utveksler det nordiske synkronsystemet kraft med andre synkronsystem via likestrømsforbindelser.

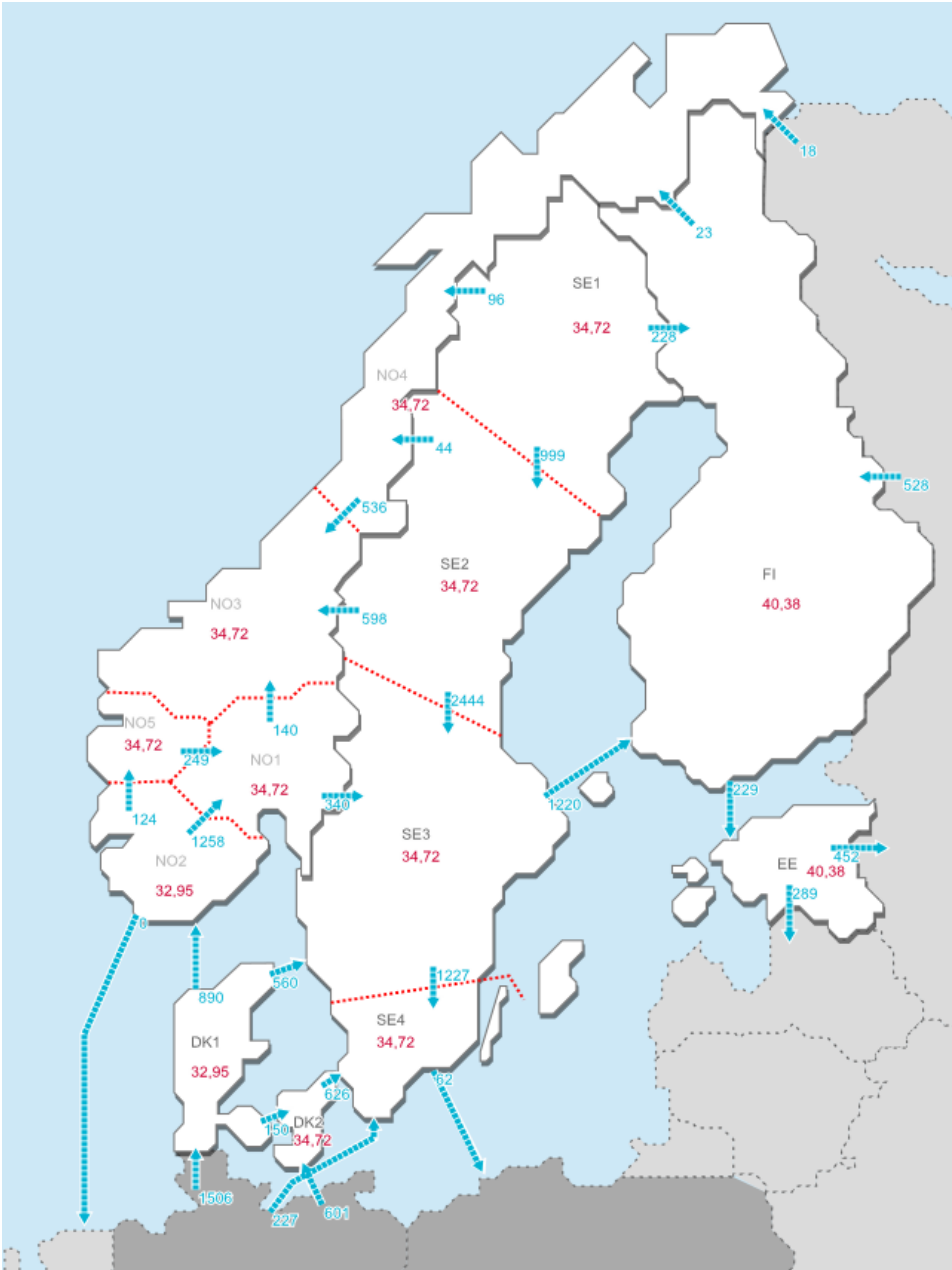
Land	Prisområde
Øst-Danmark	DK2
Finland	FI
Norge	NO1, NO2, NO3, NO4, NO5
Sverige	SE1, SE2, SE3, SE4, SE5

Tabell 2.1: Prisområder i det nordiske synkronsystemet.

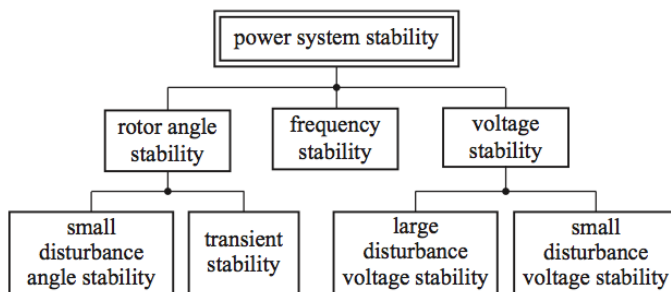
Figur 2.1 viser et kart over kraftflyten i det nordiske synkronsystemet mellom prisområdene en time en tilfeldig valgt dag. Kartet viser også kraftflyten mellom det nordiske synkronsystem og andre synkronsystem. Prisområdene i hvert land i det nordiske synkronsystemet er angitt i tabell 2.1.

2.1 Stabilitet i synkronsystemet

Det nordiske synkronsystemet er et komplekst system bestående av kraftnett med ulike spenningsnivåer, generatorer, last og et stort antall elektriske komponenter som transmitterer og distribuerer kraft på en økonomisk og effektiv måte. Kraftsystemet er i dag en av de viktigste infrastrukturene i samfunnet. For å kunne garantere strømforsyning til alle forbrukerne i systemet må nettet driftes innenfor visse stabilitetskriterier til enhver tid. Figur 2.2 viser en kategorisering av de ulike stabilitetskriteriene som må tas hensyn til under drifting av nettet.



Figur 2.1: Det nordiske synkronsystemet [2].



Figur 2.2: Stabilitetskategorisering [4].

Frekvensstabilitet – balanseringen av effekt tilført nettet og effekt brukt i nettet – utgjør en sentral del av den daglige systemdriften i synkronsystemet.

2.1.1 Systembalanse i kraftnettet

Elektrisitet har den fysiske egenskapen at den må brukes i det den produseres: det må være en momentan balanse mellom forbruk og produksjon [1]. Denne balansen må også opprettholdes i hele det nordiske synkronsystemet til enhver tid: all kraft som tilføres nettet må brukes i samme øyeblikk.

En ubalanse oppstår i et synkronsystem når det ikke er balanse mellom total kraft injisert (produsert), forbrukt og utvekslet. Dersom all produksjon, forbruk, utveksling og linjetap i systemet ved tid t er kjent kan ubalansen beregnes som

$$\hat{u}(t) = \sum_{l=1}^L \sum_{n=1}^N p_{l,n}(t) - \sum_{l=1}^L \sum_{n=1}^N f_{l,n}(t) + \sum_{l=1}^L \sum_{n=1}^N h_{l,n}(t) - \sum_{l=1}^L \sum_{n=1}^N \text{tap}_{l,n}(t). \quad (2.1)$$

Her er

l – land eller område,

n – node, utenlandskabel mellom l og et synkronsystem, linje.

$\hat{u}(t)$ – ubalanse i det nordiske synkronsystemet ved tid t [W],

$p_{l,n}(t)$ – injisert produksjon ved node n ved tid t [W],

$f_{l,n}(t)$ – forbruk ved node n i l ved tid t [W],

$h_{l,n}(t)$ – likestrømsflyt til/fra l på utenlandsforbindelse n ved tid t [W] og

$\text{tap}_{l,n}(t)$ – tap i l på AC-forbindelse n [W].

Ubalansene i hvert land kan beregnes dersom flyten på vekselstrømslinjene ut/inn av landet inkluderes i balanseligningen:

$$\hat{u}_l(t) = \sum_{n=1}^N p_{l,n}(t) + \sum_{n=1}^N h_{l,n}(t) + \sum_{n=1}^N v_{l,n}(t) - \sum_{n=1}^N f_{l,n}(t) - \sum_{n=1}^N ta_{l,n}(t). \quad (2.2)$$

Her er

n – node, vekselstrømsforbindelse mellom to områder/land i synkronsystemet eller likestrømsforbindelse fra l til et annet synkronsystem,

$\hat{u}_l(t)$ – ubalanse i l ved tid t og

$v_{l,n}(t)$ – vekselstrømsflyt på kraftlinje n ved tid t .

Ubalansen $\hat{u}(t)$ for synkronsystemet kan også finnes ved å summere ubalansene for alle områdene/landene i synkronsystemet:

$$\hat{u}(t) = \sum_{l=1}^L \hat{u}_l(t) \quad (2.3)$$

En ubalanse fører til at systemfrekvensen i systemet endrer seg. Ved kraftoverskudd ($\hat{u}_l(t) > 0$) og -underskudd ($\hat{u}_l(t) < 0$) vil systemfrekvensen øke og minke, henholdsvis.

2.1.2 Systemfrekvens

Systemfrekvensen brukes som en indikator for å si noe om den momentane balansen mellom elektrisitet produsert og forbrukt i systemet. Ved et utfall eller en innkobling av en stor last vil synkronsystemet oppleve en vedvarende ubalanse. Denne ubalansen dekkes av kinetisk energi fra roterende turbinrotorer, generatorer og motorer, og som et resultat av dette vil systemfrekvensen endre seg.

Dersom systemfrekvensen endrer seg for mye er det mange sensitive komponenter i nettet, som generatorer og motorer, som kan ta skade. I verste tilfellet kan deler av synkronsystemet kollapse og det oppstår strømavbrudd. Følgelig er det viktig at det alltid er noen som overvåker balansen i synkronsystemet og iverksetter forebyggende tiltak for å reduserer ubalansene [4].

2.1.3 Systemansvarlig

Etter norsk lovgivning er Statnett systemansvarlig for det norske kraftsystemet. Statnett har også et lovpålagt ansvar for å balansere synkronsystemet til enhver tid sammen med systemansvarlige i Sverige – Svenske Kraftnät.

Statnett foretar frekvensmålinger for å se hvordan balansesituasjonen i synkronsystemet er til enhver tid. Systemfrekvenser utenfor normalbåndet på 49,9–50,1 Hz kalles frekvensavvik. Frekvenskvaliteten er redusert de siste årene.

For å korrigere en ubalans har systemansvarlig en verktøykasse til rådighet slik at de kan rette opp i ubalansene ved å regulere forbruket eller produksjonen i synkronsystemet. Noen av disse tiltakene er forskyvning av produksjon 15 [min] frem eller bak i tid, lastfølging og regulerkraft.

2.1.4 Frekvensregulering

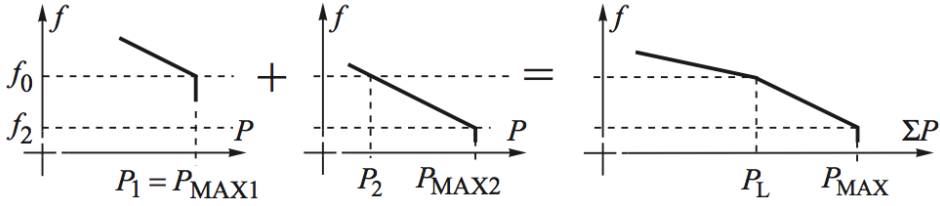
Total last i et synkronsystem endres kontinuerlig når forbrukere skrur av og på elektriske komponenter i hjemmet eller på jobb. Samtidig er det ønskelig at systemfrekvensen skal holdes konstant ved slike små endringer. Følgelig må rotasjonshastigheten på generatorene i systemet endres lite ved lastendringer. For å unngå store frekvensendringer med varierende last, er det installert turbinregulatorer på generatorene i det nordiske systemet. Statikken på turbinregulatorene, forholdet mellom frekvensendring og produksjonsendring på maskinen, stilles inn på en lav verdi slik at store last endringer fører til små endringer i rotasjonshastigheten til generatoren [5].

Forholdet mellom produksjon, frekvens og statikk på en generator i kan skrives som

$$\frac{\Delta f}{f_n} = -\rho_i \frac{\Delta P_{mi}}{P_{ni}}. \quad (2.4)$$

Her er Δf endring i frekvens til maskinen, f_n generatoren sin nominelle frekvens (50 Hz), ΔP_{mi} endring i produksjon til generator i [W] og P_{ni} nominell produksjon til generator i [W] [4].

I stasjonær tilstand opererer alle produksjonsenheter synkront på 50 Hz. Total produksjonsendring ΔP_T i systemet kan finnes ved å summere endringen til alle



Figur 2.3: Generatorkarakteristikk som summen av flere statikkinnstillinger [4].

enhetene:

$$\Delta P_T = \sum_{i=1}^{N_G} \Delta P_{mi} = -\frac{\Delta f}{f_n} \sum_{i=1}^{N_G} K_i P_{ni} = -\Delta f \sum_{i=1}^{N_G} \frac{K_i P_{ni}}{f_n} \quad (2.5)$$

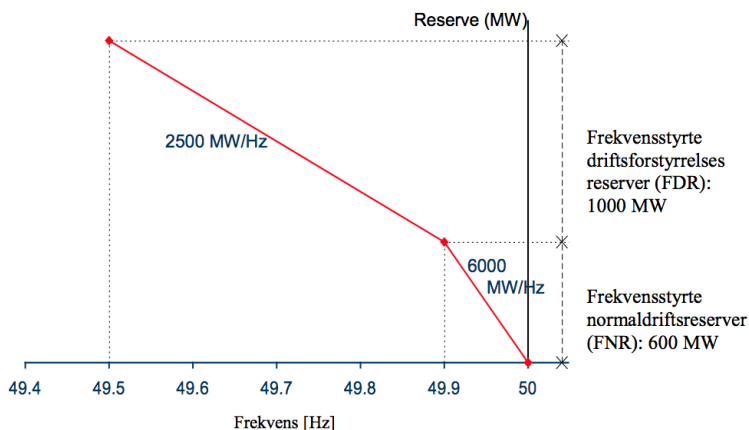
N_G er her antall produksjonsenheter i systemet og $K_i = 1/\rho_i$ er den effektive forsterkningen til turbinregulatoren.

Produksjonen til hver turbin er begrenset av de tekniske parametere og har en grense på maksimum produksjon og minimum produksjon. Den totale produksjonskarakteristikken er altså avhengig av tilgjengelig roterende reserver, som er summen av den regulerbare produksjonen generatorene i systemet har til overs. Dette illustreres i figur 2.3 hvor generator 1 har brukt opp all regulering i operasjonspunktet P_L . Her vil resten av de roterende reservene i systemet være allokert på generator 2 dersom lasten skulle øke ytterligere. I det nordiske synkronsystemet stilles en rekke krav til parameterinnstillinger på turbinregulatorene til produsentene. Blant annet skal stasjonær statikk for aggregat ≥ 1 MVA stilles mellom 1–12% [6].

Justeringene gjort av turbinregulatorene ved frekvensendringer utgjør den automatiske reguleringen som skjer i synkronsystemet ved små lastendringer. Reservene som brukes i den automatiske reguleringen kalles Frequency Containment Reserves (FCR) eller primærreserver. Når systemlasten endres, aktiveres primærreservene dersom de ikke allerede opererer på full last. For å sikre trygg systemdrift, må systemoperatørene ha tilstrekkelig med roterende reserver i systemet. Disse må distribueres uniformt i systemet slik at reservene kan komme fra ulike geografiske posisjoner. Dette reduserer risken for å overlaste korridorene i systemet mellom prisområdene.

Primærreservene er inndelt i to typer reserver: frekvensstyrte normaldriftsreserver (FNR) og frekvensstyrte driftsforstyrrelsesreserver (FDR). De frekvensstyrte normaldriftsreservene i systemet dimensjoneres slik at systemfrekvensen får lov til

å variere innenfor $\pm 0,1$ i normal drift. Innenfor frekvensområdet (normalbåndet) 49,9–50,1 [Hz] vil det derfor være 600 [MW] for hele systemet. Dimensjonerende feil er definert som utfallet som fører til størst tap av produksjonskapasitet i systemet. Dette beløpet allokeres årlig mellom partnerne i det nordiske synkronsystemet etter siste års energiforbruk [7]. FDR er definert etter dimensjonerende feil minus selvregulerende last og er på 1000 [MW]. Samspillet mellom de to automatiske reservene kan sees i figur 2.4.



Figur 2.4: Primærreserver i det nordiske systemet [7].

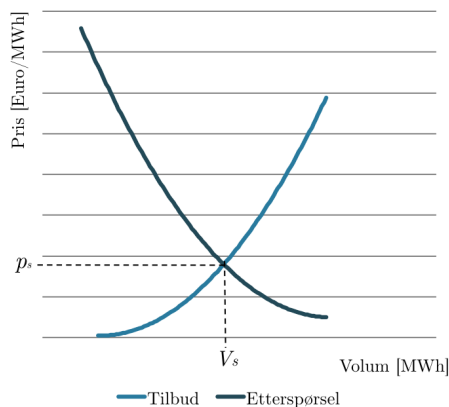
Primærreservene balanserer de momentane ubalansene. Frequency Restoration Reserves (FRR) eller sekundærreservene, brukes til å endre systemfrekvensen tilbake til settpunktet ved plutselige forstyrrelser eller hvis frekvensavviket vedvarer mer enn 30 sekunder [8]. Sekundærreservene kan ta fra 30 [s] til 15 [min] å aktiveres. Disse er automatisk aktivert.

Replacement reserves (RR) brukes for å frigjøre primær- og sekundærreservene. Disse reservene må manuelt aktiveres av systemansvarlig og utgjør et balanseverktøy som kan brukes i systemdriften. Aktiveringstiden kan være fra noen minutter til flere timer. For å sikre seg nok reserver har de systemansvarlige i det nordiske synkronsystemet opprettet reservemarkeder slik at de har de nødvendige reservene som trengs til systemdriften.

2.2 Det nordiske kraftmarkedet

I 1990 vedtok den norske regjeringen Energiloven om å deregulere kraftmarkedet: I 1991 ble drifting av kraftnett og kraftproduksjon separert. Kraftsystemet som er ansett som et naturlig monopol og ble som før driftet og eid av ett ikke-kommersielt selskap i hvert område. Ansvaret for operasjonen av høyspenningsnettet ble gitt systemoperatørene og følgelig ble de også ansvarlige for forsyningssikkerhet og drifting av hele systemet. Kraftprodusentene ble på den andre siden fratatt sine monopol og forbrukere kunne velge fra hvem og hvor de ville kjøpe kraft.

Handelen av kraft skulle foregå på kraftmarkedet Statnett marked AS, som ble opprettet i 1993 [10]. I 1996 ble det svenske integrert i det norske markedet til et nordisk marked og operatørene av dette fikk nå navnet Nord Pool. Siden har også Finland, Danmark, Estland, Latvia og Litauen tatt del i markedet. I dag opererer Nord Pool Spot det ledende kraftmarkedet i Europa og tilbyr kjøp og salg av fysisk kraft på et day-ahead-marked og et intraday-marked. Nord Pool Spot er eid av Statnett, Svenska Kraftnät, Fingrid Oyj, Energinet.dk, Elering, Litgrid og Augustsprieguma tikls [11].



Figur 2.5: Markedsklarering en time på NPS.

Spotmarkedet er NPS sitt day-ahead-marked. På spotmarkedet skjer storparten av all krafthandel i det nordiske synkronsystemet. På dette markedet meldes timesbud for salg og kjøp av kraft frem til 12:00 CET dagen før fysisk levering. Markedsklareringen skjer der den aggregerte salgs- og kjøpskurven krysser i figur 2.5. Fra denne bestemmes systemprisen p_s og volum som skal produseres den aktuelle timen

V_s . På spotmarkedet oppstår det en økonomisk balanse mellom kraft som skal produseres og kraft som skal forbrukes for hver time, etterfølgende døgn [12]. Den handelsmessige balansen er slik at total kraft kjøpt er lik total kraft solgt for hver time:

$$\sum_{b=1}^{B_{S_i}} S_{b,i} = \sum_{b=1}^{B_{K_i}} K_{b,i} \quad (2.6)$$

Her er

b – bud på spotmarkedet NPS,

i – driftstid neste døgn, $i = 1, 2, \dots, 24$,

B_{S_i} – antall solgte bud på spotmarkedet for driftstid i ,

B_{K_i} – antall kjøpte bud på spotmarkedet for driftstid i ,

$S_{b,i}$ – kraft solgt i bud b , driftstid i på spotmarkedet og

$K_{b,i}$ – kraft kjøpt i bud b driftstid i på spotmarkedet.

Spotmarkedet er bindende for alle aktører, altså er de forpliktet til å bruke eller produsere nøyaktig det volumet de har kjøpt eller solgt gjennom driftstiden dagen etter. Ved uforutsette hendelser før driftstiden som gjør at aktørene ser seg nødt til å endre inngåtte planer, har aktørene mulighet til by seg i balanse på intradaymarkedet Elbas. Elbas har også en timesoppløst struktur.

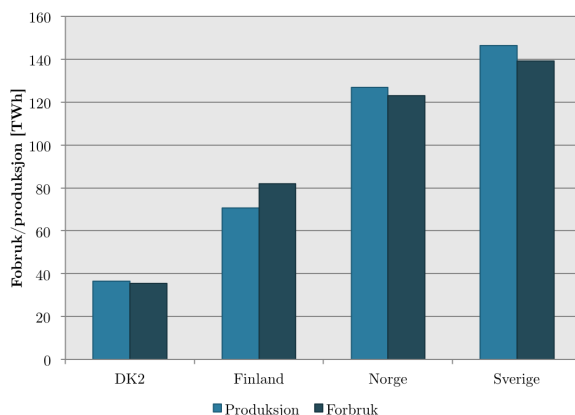
2.3 Produksjon, forbruk og flyt

For å kunne beregne realistiske strukturelle ubalanser i et synkronsystem er det viktig å kunne modellere virkelighetsnære produksjons-, forbruks- og flytforløp over tid. Følgelig vil profilene til disse diskuteres i de neste avsnittene.

Figur 2.6 viser andel forbruk og produksjon i de ulike landene i det nordiske synkronsystemet i 2011. Sverige og Norge sitt forbruk utgjør over 50% av det totale forbruket og det er nettopp derfor systemansvarlige i disse landene har ansvaret for å overvåke systemfrekvensen i hele NORDEL.

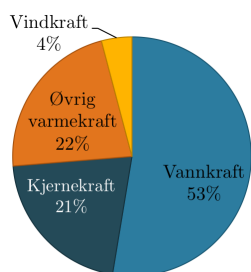
2.3.1 Produksjon

Den totale produksjonen i NORDEL består til enhver tid av summen av produksjonen fra alle kraftverkene i systemet som injiserer kraft i nettet fra ulike steder til

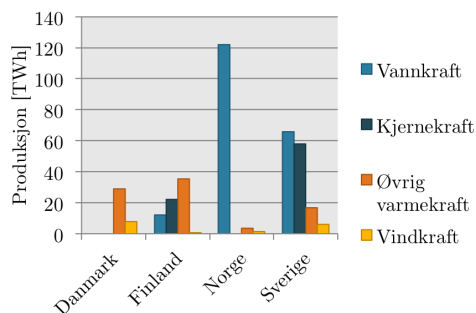


Figur 2.6: Akkumulert kraftproduksjon og -forbruk i landene i NORDEL i 2011 [1].

enhver tid. Fleksibiliteten til å regulere ubalanser og til å endre produksjon er avhengig av hvilke typer kraftenheter som fins i hvert enkelt land og i hele systemet. Andelen produksjon fra ulike energityper i NORDEL og i de forskjellige landene, er angitt i figur 2.7. Med øvrige varmekraft menes termiske kraftverk utenom kjernekraft, altså kullkraftverk og gasskraftverk.



(a) Produksjonsandel i NORDEL.



(b) Akkumulert kraftproduksjon.

Figur 2.7: Akkumulert kraftproduksjon i hvert land og prdosuksjonsandel fra ulike energikilder NORDEL 2011 [1].

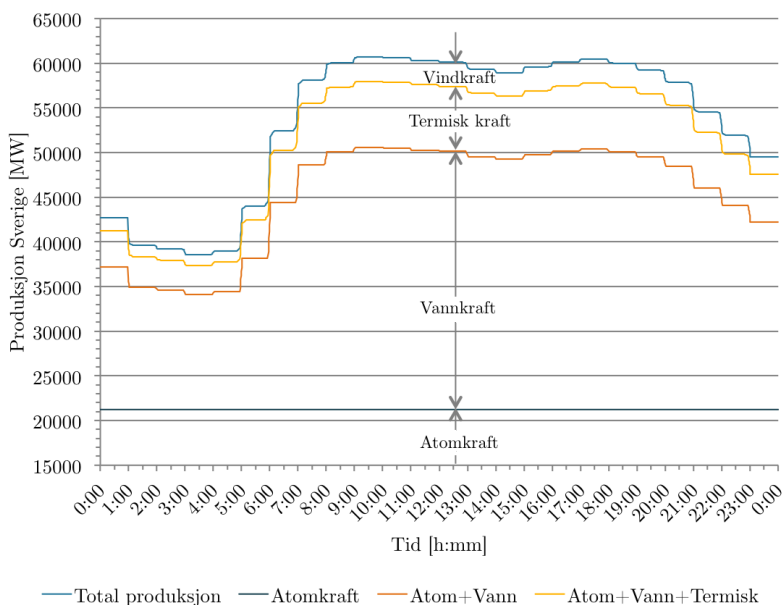
Kraftproduksjonen i det nordiske synkronsystemet kommer fra flere energikilder. Andelen kraftproduksjon i 2011 fra de ulike kildene kan sees i figur 2.7.

Totalt sett er produksjonen i det nordiske synkronsystemet en god blanding av den fleksible vannkraften, den mindre fleksible termiske kraften (øvrig varmekraft), den lite fleksible kjernekraften og uregulerbar vindkraft. På landsbasis derimot har

Norge et langt mer fleksibelt system med nesten kun vannkraft enn for eksempel Øst-Danmark som ikke har noe vannkraft i sitt system. Vannkraften til Norge og Sverige brukes derfor også til å regulere ubalanser i Øst-Danmark og Finland.

Produksjon fra energikildene som kan lagres kalles regulerbar produksjon fordi den aktivt kan reguleres opp eller ned etter behov [1]. I det nordiske synkronsystemet er atom-, gass-, kull- og vannkraft regulerbar da den kan lagres som uran, gass, kull eller i vannmagasin.

Da regulerbar kraft aktivt kan kontrolleres, vil produksjonsforløpet over en dag være veldig likt de stegvise produksjonsplanene etablert på kraftmarkedet: produksjonen er derfor konstant gjennom timen og alle produksjonsendringer skjer i timesskiftene. Tiden det tar å endre produksjonen på de ulike anleggene kan derimot være veldig forskjellig. Gasskraftverk kan bruke fra 5-10 [min] på å endre produksjonen fra P_{min} - P_{max} [W], mens kullkraftverk bruker i underkant av en time. I oppgaven antas det at atomkraftverk ikke endrer produksjon. Vannkraftproduksjon kan bruke fra noen få sekunder til noen minutter på å endre produksjonen [13].



Figur 2.8: Produksjon i Sverige en vilkårlig dag i 2012, SL.

Vind- og elvekraft er uregulerbar da den ikke kan lagres. Uregulerbar kraft går rett

inn på nettet i det det blåser eller når vannet flyter gjennom kraftverket. Denne kraften utgjør derfor et usikkert moment i systemdriften.

Elvekraft er mer forutsigbar enn vindkraft. Det er laget gode prognoser for vannføring i elvene da denne utgjør en sentral del i tradisjonell vannkraftplanlegging. Produksjonsplanene kan dessuten endres frem til 45 [min] før driftstimen og elveflyten endres ikke mye i løpet av dette tidsintervallet. Vindhastigheten kan på andre siden endres mye på kun fem minutter og utgjør et stort usikkerhetsmomentet i den totale produksjonen i det nordiske synkronsystemet [15].

Med unntak av uregulerbar kraftproduksjon, er produksjonskurven i det nordiske synkronsystemet omtrent stegvis. Produksjonskurven over et døgn vil typisk se ut som i figur 2.8 med store gradienter om morgenen og ettermiddagen som følge av forbruksprofilen over døgnet.

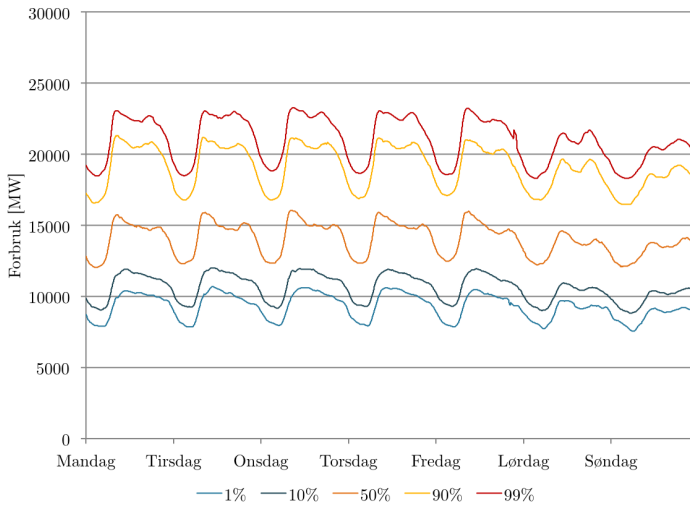
2.3.2 Forbruk

Forbruket endres gradvis og har en tydelig års- og døgnprofil. Forbruket består av to typer forbruk med vidt forskjellig profil: privat forbruk og forbruk fra kraftintensiv industri. Forbruket fra den kraftintensive industrien er tilnærmet konstant over døgnet, og gir kun utslag i størrelsen på den totale forbrukskurven. I Norge utgjør forbruket til industrien 1/3 av det totale forbruket [1].

Det private forbruket varierer i mye større grad og har en såkalt døgnprofil som følger det private forbruksmønsteret. Den største gradienten inntreffer om morgenen når alle står opp og virksomheter starter. Utpå kvelden er det enda en stor, men nå negativ gradient når alle legger seg og virksomhetene stenger. Dette er en typisk profil for privat forbruk i ukedagene.

Forbruket i helgene karakteriseres av tregere endringer om morgene da forbrukerne sover lengere og et lavere forbruk generelt da kommunale bygg gjerne er stengt i helgene [1]. Figur 2.9 viser ulike persentiler av det norske forbruket over en uke fra 2009–2012. Forbruket er basert på diskrete målte data på timesbasis som så er omgjort til en kontinuerlig kurve. Måten dette gjøres på blir gjennomgått i seksjon 2.5.

Forbruksprofilen er meget temperaturavhengig. Forbruket er derfor høyest på vinteren og lavest om sommeren. Denne størrelsesvariasjonen kommer frem i figur 2.9 hvor 1%-persentilen representerer minsteforbruket og 99%-persentilen representerer maksimum forbruk i løpet av tidsperioden.



Figur 2.9: Persentiler av beregnet forbruk i Norge 2009–2012, MD.

2.3.3 Flyt

I det nordiske synkronsystemet flyter det en vekselstrøms med frekvens 50 Hz. I tillegg er det bygget en rekke sjø- og likestrømskabler til andre synkronsystem. Flyten på disse beskrives i de neste to avsnittene.

Likestrømsflyt

Det er ti utenlandsforbindelser mellom det nordiske synkronsystemet og andre synkronsystem. Syv av disse går til det kontinental-europeiske synkronsystemet og har rampingrestriksjoner for planlagt flyt [17]. Alle forbindelsene kan sees i tabell 2.2 med gjeldende rampingrestriksjon.

Rampingrestriksjonene mot kontinentet er på 600 [MW/h] og 30 [MW/min] per time per kabel. Følgelig vil all ramping foregå i totalt 20 minutter hver time: ti minutter før og etter et timesskifte. 600 [MW/h] restriksjonen er inkludert i algoritmen som klarer det nordiske kraftmarkedet slik at den alltid er overholdt. Rampingen på kablene ut av det nordiske systemet blir gjort av de systemansvarlige som endrer flyten ti minutter før og etter timesskiftet.

Størrelsen på restriksjonene er lagt til for å begrense flytendringene inn til synkronsystemet for å minke belastningen på systemet. Rampingen skjer ti minutter før og etter timesskiftet for å forenkle systemdriften. En økende markedsintegrering de

Land	Navn på forbindelse	Tilkoblingspunkt	C_l [MW]	\bar{R}_l [MW/h]
DK2	Storebelt [19]	DK2–DK1	600	600
	Kontek [20]	DK2–DE	600	600
FI	EstLink 1 [25] – [26]	FI–EE	350	0
		FI–RU	1300	0
NO	Skagerrak 1, 2 og 3 [21] NorNed [21] –	NO–DK1	1000	600
		NO–NE	700	600
		NO–RU	50	0
SE	Baltic cable [22] SwePol [23] Konti-Skan 1 og 2 [24]	SE–DE	600	600
		SE–PL	600	600
		SE–DK1	550	600
Totalt NORDEL			6350	4200

Tabell 2.2: Utenlandsforbindelser, utvekslingskapasitet C_l og rampingrestriksjon \bar{R}_l i NORDEL i dag.

siste årene har ført til større flytendringer innad i systemet. Disse øker ytteligere med flere utvekslingskabler. Restriksjonene er innført for ikke å risikere forsynings-sikkerheten i synkronsystemet. Uten restriksjonene ville systemoperatørene måtte ha gått til anskaffelse av store reserver for å balansere ubalansene som ville oppstått [18].

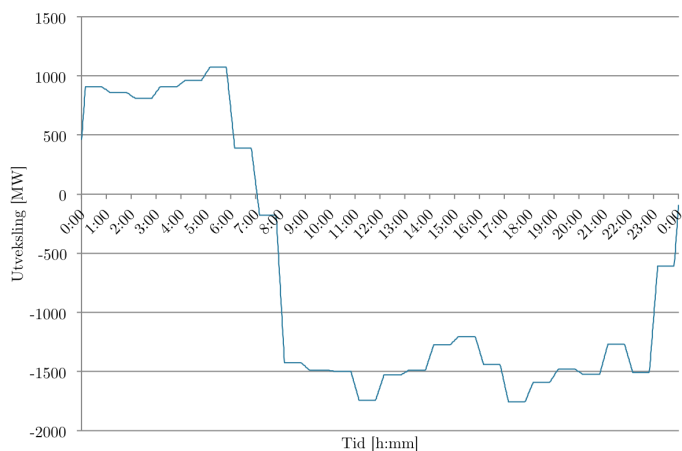
Maksimum ramping ut/inn av hvert land \bar{R}_l per time kan sees i tabell 2.3. Denne er enten begrenset av rampingrestriksjonen på 600 [MW/h] per kabel eller av overføringskapasiteten til kabelen.

l	\bar{R}_l [MW/h]
DK2	1200
NO	1200
SE	1800

Tabell 2.3: Rampingrestriksjon per land/område.

Finland er ikke inkludert ettersom rampingrestriksjonene først og fremst gjelder kablene som går til kontinentet, og ingen av disse går til Finland. Flyten på disse forbindelsene vil likevel modelleres med ramping kun ti minutter før og etter timestykket. I samlast er det lagt til en restriksjon på EstLink fordi flytendringene på denne er noe begrenset. I fremtiden er det også sannsynlig at det vil legges til restriksjoner på forbindelsen mellom Russland og Finland. Følgelig er det lagt til rampingrestriksjoner for denne i 2020 i samlast.

Likestrømsflyt på utenlandskablene kan kontrolleres da det er konverterstasjoner i



Figur 2.10: Eksempel på kraftflyt en dag i Sverige, MD.

hver ende av kablene [16]. Hvis det antas at rampingen i timestskiftet er lineær med konstant endring vil flyten på en kabel en dag se ut som i figur 2.10.

Vekselstrømsflyt

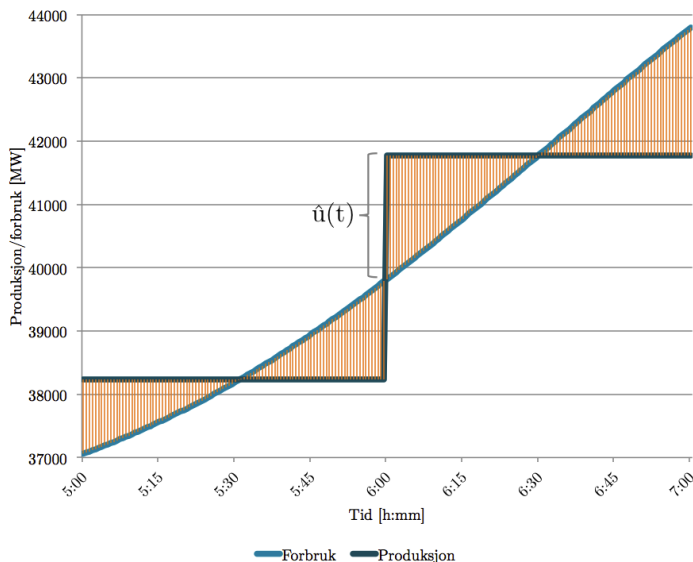
Det nordiske synkronsystemet er inndelt i sentral-, regional- og distribusjonsnett etter spenningsnivået på kraftflyten. Sentralnettet knytter sammen regional- og distribusjonsnettet i ulike deler av systemet. Linjene hvor overføringskapasiteten begrenser flyten mellom ulike deler av landet kalles korridorer. Hvert land er delt inn i en rekke prisområder etter korridorene for å kunne løse tilfellene hvor kapasiteten begrenser flyten.

Vekselstrømsflyten må inkluderes i balanseligningen hvis en ønsker å finne de strukturelle ubalansene i hvert land. All flyten som går ut av og kommer inn i landet må inkluderes.

Flyten følger minste motstands vei og det er ikke mulig å finne ut hvor kraften produsert fra ett kraftverk ender opp. Med økt integrasjon av kraftmarkedet er flyten på kryss og tvers av kraftsystemet og mellom synkronsystemene blitt større og mindre forutsigbar. Flyten er derfor vanskelig å modellere innenfor timen. For å få til dette må lastflyten beregnes og til dette trengs produksjon eller forbruk med en lavere tidsoppløsning enn en time og en modell av det nordiske synkronsystemet. En slik nettmodell brukes ikke i denne oppgaven.

Ettersom vekstelstrømsflyten ikke bidrar til strukturelle ubalanser i systemet modelleres den kontinuerlige flyten som stegvis.

2.4 Strukturelle ubalanser



Figur 2.11: Illustrasjon av strukturelle ubalanser i NORDEL 2012, målte data.

Strukturelle ubalanser er en betegnelse for ubalansene som oppstår i synkronsystemet på grunn av det timesoppløste markedsdesignet til kraftmarkedet. Det er viktig å skille mellom disse deterministiske ubalansene som oppstår daglig og er størst ved timeskiftene og stokastiske ubalanser som kan skyldes tekniske feil – utfall av linjer, generatorer eller last – eller uregulerbar kraftproduksjon. Disse ubalansene skyldes tekniske feil i komponentene, feil på grunn av ytre faktorer som for eksempel vær (lyn, storm, ras) eller avvik fra værprognoser for vind eller vannflyt.

De strukturelle ubalansene skyldes at det mangler en kobling mellom kraftmarkedet og kraftsystemet: i kraftmarkedet skjer det en planmessig balanse av kraften for hver time. Problemet er at forbruket ikke er stegvis. Forbruket endrer seg som tidligere nevnt, gradvis, og de største strukturelle ubalansene vil derfor forekomme ved timeskiftet idet produksjonen i systemet endres i steg. Problemet er illustrert i figur 2.11.

Frekvenskvalitet er en indikator på antall minutter per år hvor det nordiske synkronsystemet opplever frekvensavvik. Det nordiske synkronsystemet, men også det kontinentaleuropeiske synkronsystemet, har opplevd en svekket frekvenskvalitet fra dereguleringen av kraftmarkedet på 90-tallet og frem til i dag. Dette skyldes at en økende turnover i kraftmarkedet og tettere integrasjon mellom synkronsystemene har ført til større og mere skiftende flyt i kraftsystemet [32].

2.5 Splineinterpolering

Beregningene som gjøres i denne masteroppgavene gjøres med målte produksjons-, forbruks og flytdata. Dataene har timesoppløsning. For å kunne finne strukturelle ubalanser, som er interessante å studere rundt timeskiftet når de er størst, må det genereres kurver ut fra dataene med minuttsoppløsning. Følgelig er det gjort en rekke antagelser for kurveforløpet gjennom timen til produksjonen, forbruket og flyten i det nordiske synkronsystemet, basert på teorien gjennomgått i seksjon 2.3. Forbrukskurven er kanskje den mest problematiske kurven å generere av disse.

Som nevnt i seksjon 2.2, kjøpes kraft (forbruk) i timesbud, men forbruket gjennom timen endres gradvis idet forbrukere tilkoblet synkronsystemet tar strøm ut av nettet. Derfor er det behov for å lage en jevn kurve som endrer seg i løpet av dagen etter forbruksmønsteret med topp på morgenen og kvelden. En numerisk metode som ofte brukes til å generere glatte kurver som går gjennom et datasett, er splineinterpolering. To splineinterpoleringsmetoder er brukt i oppgaven for å forsøke å lage en realistisk forbrukskurve. Disse vil bli redegjort for i seksjon 2.5.1 og 2.5.2.

2.5.1 Kubisk splineinterpolering

Dersom et datasett $(x_0, y_0), (x_1, y_1), \dots, (x_n, y_n)$ foreligger der $x_0 < x_1 < \dots < x_n$, er det mulig å generere en glatt kurve som går gjennom punktene i datasettet med kubisk splineinterpolering. Kurven består av $n - 1$ tredjegradspolynomer på formen $s_i = a_i(x - x_i)^3 + b_i(x - x_i)^2 + c_i(x - x_i) + d_i$. Vektpunktene for disse stykkvise kurvene a_i, b_i, c_i og d_i finnes ved grensebetingelsene til kurvene. Grensebetingelsene kommer av stipulasjonene til splinefunksjonen:

1. Splinefunksjonen $S(x)$ skal interpolere alle datapunkt i datasettet.
2. $S(x)$ skal være kontinuerlig over intervallet $[x_0, x_n]$

3. $S'(x)$ skal være kontinuerlig over intervallet $[x_0, x_n]$.
4. $S''(x)$ skal være kontinuerlig over intervallet $[x_0, x_n]$.

Splinefunksjonen $S(x)$ har alle disse egenskapene. En mer grundig gjennomgang av kubisk splineinterpoleringsmetoden finnes her [34].

2.5.2 B-splinemetoden

B-spline er en annen numerisk metode som også kan brukes til å uttrykke en glatt splinekurve. Splinekurvene for hvert intervall er her en sammensetning av flere B-splines, grunnleggende splines. Formen til B-splinene er avhengig av polynomgraden til splinefunksjonen. B-splinene til en tredjegrads splinefunksjon vil være formet som en bjelle som vist i figur 2.12. Disse B-splinene utgjør en basis for alle mulige tredjegrads-splinefunksjoner på intervallet $[0, N]$ og kan uttrykkes som

$$S(t) = \sum_{j=-k}^{N-1} \alpha_j B_j(t) \quad (2.7)$$

hvor α_j er en reel konstant og et vektunkt for B-spline $B_j(t)$ [35]. B-splinene kan finnes ved bruk av den rekursive definisjonen

$$B_{i,1} = \begin{cases} 1, & t \in [t_i, t_{i+1}] \\ 0, & \text{ellers,} \end{cases} \quad (2.8)$$

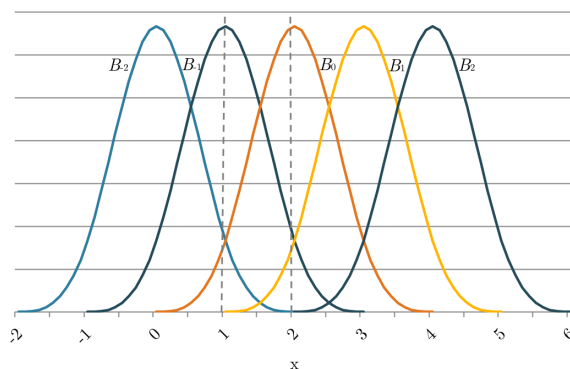
$$B_{i,k+1}(x) = \frac{x - x_i}{x_{i+k} - x_i} B_{i,k}(x) + \frac{x_{i+k+1} - x}{x_{i+k+1} - x_{i+1}} B_{i,k}(x). \quad (2.9)$$

B-splinen $B_j(t)$ er altså null utenfor intervallet $[j, j+4]$ og symmetrisk rundt linjen $t = j + 2$.

Dersom avstanden mellom knutepunktene x_0, x_1, \dots, x_n er uniform, er størrelsene på B-splinene lik illustrasjonen i figur 2.12. Her er det også tydelig at en tredje grads B-spline strekker seg over fire intervaller. Splinen mellom to punkter vil altså påvirkes av fire B-splines og deres vektunkt α_j [36].

2.6 Samlast

I andre delen av beregningen brukes et datasett fra en simulering Statnett har gjort med samlast. Samlast er et matematisk modelleringsverktøy som brukes til



Figur 2.12: B-splinekurver.

å simulere samspillet av produksjon, forbruk og flyt av kraft i det nordiske kraftmarkedet. Samlast består av samkjøringsmodellen og nettmodellen Optlast og er utviklet fra samkjøringsmodellen for å analysere koblingene mellom kraftmarkedet og kraftflyten i det nordiske synkronsystemet. I samlast inngår derfor en detaljert beskrivelse av det nordiske nettet.

Samkjøringsmodellen ble først utviklet for å finne optimal forvaltning av den norske vannkraften. Samkjøringsmodellen inneholder derfor en beskrivelse av hvert enkelt vannkraftverk sitt magasin, fallhøyde, produksjonskapasitet og stokastiske tilsig. Det fins totalt 47 historiske tilsig inkludert i simuleringene fra 1962 til 2008.

I tillegg inkluderer modellen beskrivelse av termiske kraftverk, vindkraftverk, etterspørsel, kraftnettet og andre synkronsystem. Etterspørselen er inndelt i fast og prisavhengig forbruk som representerer det mindre varierende forbruket fra industri og det mer varierte forbruket fra alminnelig forsyning. Døgnvariasjonene i forbruket er representert ved at uken er delt inn i 56 prisavsnitt. Hvert døgn består altså av åtte prisavsnitt på tre timer hver. Samkjøringsmodellen er delt inn i 33 områder som skal representere prisområder.

Beregningsprosess er slik at vannverdier og simuleringer av kraftmarkedet først finnes med samkjøringsmodellen. Dette gjøres ved at alle produksjonsenhetene og forbruket beskrevet i forrige avsnitt aggregeres til en etterspørsels- og tilbudskurve for hvert delområde og prisavsnitt. Produksjon og forbruk fra markedsløsningen i simuleringen brukes videre som input i knutepunktene i lastflytmodellen. Fordelingen av markedsløsningene fra samkjøringsmodellen til nettmodellen skjer ved bruk av et sett med koblingsfiler. Lastflyten beregnes deretter med Optlast.

Simuleringene med samlast gir en stor mengde resultater for hvert simulerte tidsavsnitt. Ved fremtidige analyser må investeringer i ny produksjon og andre endringer legges inn av brukeren. Endringene i dagens system må også legges inn. I denne oppgaven brukes to datasett fått fra simuleringer gjort hos Statnett for et år for et system i 2012 og et system i 2020. Simuleringene i 2012 og 2020 er gjort for 47 historiske tilsig. 2012-systemet er som beskrevet over. En del systemendringer er derimot gjort i 2020 modellen. Disse er som følger:

- Nye utenlandsforbindelser:
 - Norge til Vest-Danmark (Skagerrak 4, til Tyskland (NORD.LINK) og til Storbritannia (NSN))
 - Sverige til Litauen (NordBalt)
 - Finland til Estland (EstLink 2)
- 26 [TWh] ny fornybar kraft gjennom sertifikatmarkedet i Norge og Sverige
- 1600 [MW] kjernekraftverk i Finland
- 5 [TWh] ny vindkraft i Finland
- 5 [TWh] i Danmark
- Økt forbruk i Norden, hovedsakelig til industri
- Balansen i Norden øker med omtrent 13 [TWh]

En liste over alle utvekslingskablene i 2020-systemet kan sees i tabell 2.4. I beregningene presentert senere i oppgaven er det laget tre tenkelige scenarioer hvor blant annet rampingrestriksjonen er forskjellig. I scenario 1 antas at rampingen i 2020 er som i dag, \bar{R}_1 . I scenario 2 og 3 antas det at rampingen per time tillatt på en utvekslingskabel er på 1000 [MW/h], $\bar{R}_{2,3}$. Disse rampingrestriksjonene er også presentert i tabellen i de to siste kolonnene. På nederste rad er total utvekslingskapasitet til det nordiske synkronsystemet og maksimum tillatt ramping for de to ulike restriksjonene \bar{R}_1 og $\bar{R}_{2,3}$.

Land	Forbindelse	Tilk. pkt.	C_l [MW]	\bar{R}_1 [MW/h]	$\bar{R}_{2,3}$ [MW/h]
DK2	Storebelt	DK2-DK1	600	600	1000
	Kontek	DK2-DE	600	600	1000
FI	EstLink 1, 2	FI-EE	1000	600	1000
	–	FI-RU	1300	500	500
NO	Skagerrak 1-4	NO-DK1	1700	600	1000
	NorNed	NO-NE	700	600	1000
	NSN [29]	NO-GB	1300	600	1000
	NORD.LINK [30]	NO-DE	1400	600	1000
	–	NO-RU	50	0	0
SE	Baltic cable	SE-DE	600	600	1000
	SwePol	SE-PL	600	600	1000
	Konti-Skan 1, 2	SE-DK1	550	600	1000
	NordBalt	SE-LIT	700	600	1000
Totalt NORDEL			11100	7100	11500

Tabell 2.4: Utenlandsforbindelser, kapasitet og rampingrestriksjon scenario 1 og 2,3 NORDEL, 2020.

3 Modellering og kurvetilpasning

I første delen av dette kapittelet blir datasettet fra Statnett sine målinger og håndteringene av feil i datasettet beskrevet. I de neste seksjonene vil modelleringen av det kontinuerlige forbruket, produksjonen og flyt beskrives.

Forbruksmodelleringen brukes i alle beregningene i denne oppgaven. Modelleringen av flyten med dagens rampingrestriksjoner blir deretter gjennomgått. Produksjonen og utvekslingen i et kvartersoppløst kraftmarked varierer fra det timesoppløste kraftmarkedet. Produksjonsmodelleringen i det timesoppløste kraftmarkedet blir først beskrevet i 3.4. Deretter beskrives modelleringene gjort i det kvartersoppløste kraftmarkedet 3.5. I siste del vil samlastdataene beskrives og forskjeller fra modelleringene gjort fra de målte dataene vil bli gjennomgått.

I kapittelet er det underforstått at i matematiske uttrykk med indeks i gjelder disse uttrykkene for alle i , altså $i = 1, 2, \dots, N$, hvis ikke noe annet er oppgitt. Videre kan uttrykkene brukes i beregninger for NORDEL eller i hvert land, og indeksen for land/område $l = \{NORDEL, DK2, FI, NO, SE\}$ og for linjer eller forbindelser n utelates derfor. I seksjonen med modelleringene i et kvartersoppløst kraftmarked gjelder uttrykkene for alle $q = 1, 2, 3, 4$. Det samme gjelder prisavsnittene eller segmentene, $p \in P$ som regnes i delen om samlastmodellering.

3.1 Målte data

Alle beregningene i del 1 av masteren er utført med verdier fra Statnett sin Hist-database. Datasettet består av én verdi per time for produksjon, forbruk og utveksling fra år 2009–2012 for Øst-Danmark, Finland, Norge og Sverige. Utenlandsforbindelsene i datasettet er de samme som listet i tabell 2.2 og 2.3 på side 16.

Dataverdiene er målte. Målingene gjøres på linjene i det nordiske synkronsystemet. Forbruk og produksjon beregnes deretter ved hjelp av en algoritme i et av Statnett sine datasystem. Dersom linjeflyten på en forbindelse mangler estimerer algoritmen den mest sannsynlige verdien [37].

Verdiene i datasettene er gjennomsnittet av produksjon, forbruk, utveksling og

vekselstrømsflyt over en time

$$P_i = \frac{1}{T_i} \int_{t_{i-1}}^{t_i} p(t) dt \quad [MWh], \quad (3.1)$$

$$F_i = \frac{1}{T_i} \int_{t_{i-1}}^{t_i} f(t) dt \quad [MWh], \quad (3.2)$$

$$H_i = \frac{1}{T_i} \int_{t_{i-1}}^{t_i} h(t) dt \quad [MWh] \text{ og} \quad (3.3)$$

$$V_i = \frac{1}{T_i} \int_{t_{i-1}}^{t_i} v(t) dt \quad [MWh]. \quad (3.4)$$

I datasettet er $N = 3 \text{ [år]} \times 365 \text{ [dager]} \times 24 \text{ [h]} + 1 \text{ [år]} \times 366 \text{ [dager]} \times 24 \text{ [h]} - 4 \text{ [h]} = 35\,060 \text{ [h]}$. De fire timene som trekkes fra skyldes at det mangler fire timer i datasettet for produksjon, forbruk og flyt. I tillegg er det oppdaget urealistiske verdier og nullverdier. Disse feilene skyldes sannsynligvis feil i målingene. En grundigere beskrivelse av disse feilene og håndteringen av vil beskrives i de neste avsnittene.

3.1.1 Manglende timer

I datasettene mangler en time for alle parameterene hvert år. Ved grundigere undersøkelse ble det oppdaget at den manglende timen hvert år var tredje time, altså kl. 02:00-03:00 en søndag i mars og at denne timen mangler for alle parameterene. Totalt mangler det altså verdier for fire timer. Dette er løst ved å utvide datasettet hvor tredje time skulle vært de gjeldende dagene. Verdiene satt inn her ligger mellom parameterverdien andre og fjerde timen – timen før og etter – denne dagen. Følgelig er antall timer med tilhørende verdier i datasettet $N = 35\,064 \text{ [h]}$.

3.1.2 Nullverdier

I datasettet er det funnet flere tilfeller hvor produksjons- og forbruksverdi er null. Dette er urealistisk ettersom nullproduksjon eller -forbruk for et land tilsvarer strømbrydd i hele landet i en time. Nullinstansene vil resultere i urealistiske ubalansersom produksjon og forbruk er null, eller hvis produksjon eller forbruk er null. For å unngå slike ubalanser er følgende løsninger vurdert:

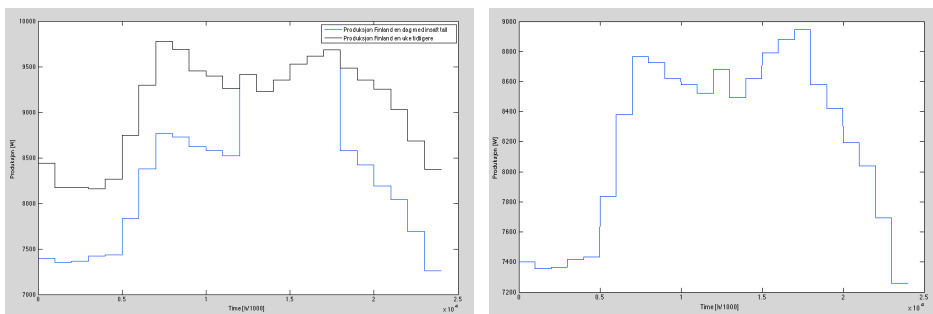
1. Nullverdiene erstattes med ikke-nullverdier.
2. Dagene med nullverdi fjernes fra datasettet for alle parameterene.

Område	F_i	P_i
Øst-Danmark	98	113
Finland	95	96
Norge	11	10
Sverige	87	13

Tabell 3.1: Antall tilfeller med nullverdi i det målte datasettet, 2009–2012.

Ved første løsning oppstår et nytt problem: Verdiene som fylles inn må stemme overens med verdiene timene før og etter nulltilfellene for å gi en realistisk produksjons- og forbruksprofil. Ved å bruke den andre løsning bør hele dagen fjernes fra datasettet dersom én verdi er lik null ettersom ubalansene skal beregnes over en dag. Antall timer med nullverdi for forbruk og produksjon i de ulike landene kan sees i tabell 3.1. Det forekommer ofte flere etterfølgende timer med nullverdi.

Problemet ble løst ved å erstatte nulltilfellene for å få et fullt sett med data for alle årene. Funksjonen `fill_data.m` er skrevet i Matlab for å erstatte nullverdiene. Funksjonen tar inn et sett med data, finner timene hvor verdien er lik null og erstatter disse med ikke-nullverdier før den returnerer datasettet. Dersom antall etterfølgende timer med null $n_0 < 5$ vil verdiene fylt inn være verdier mellom verdiene timen før, t_0 , og timen etter, t_s , nulltilfellene forekommer. Disse verdiene er stigende hvis $t_0 < t_s$, og synkende hvis $t_0 > t_s$.



(a) Produksjon før korrigering med dP .

(b) Endelig produksjonskurve.

Figur 3.1: Eksempel på produksjonskurve en vilkårlig dag med bruk av `fill_data.m` i 2011.

Dersom $n_0 \geq 5$ er det nødvendig å erstatte nullverdiene med verdier som har en kurve lik forbruksprofilen: stigende om morgenen, endre seg lite til den synker på kvelden. For å få til en slik kurve brukes verdiene tilsvarende dag og tilsvarende

timer uken før til å erstatte nullverdiene. Et eksempel på dette er vist i figur 3.1a. Her er seks timer, fra 12:00–18:00, med nullverdier (blå kurve), erstattet med ikke-nullverdier fra uka før (svart kurve).

Ettersom størrelsen på forbruket og følgelig på produksjon er veldig temperatur-avhengig og fordi temperaturen i Nord-Europa kan endre seg fra uke til uke, kan verdiene uka før være veldig store eller små i forhold til verdiene dagen/e med nullverdier. Dette kommer frem i figur 3.1a hvor produksjonen uken før er rundt 1000 [MW] større produksjonen dagen med nulltilfeller.

Funksjonen `fill_data.m` korrigerer dette ved å sammenligne verdien timen før første nulltilfellet, t_0 med tilsvarende verdi uken før $i_0 - 24 \times 7 = i_0 - 168$ [h]. Differansen mellom disse verdiene $dP = P_{i_0} - P_{i_0-168}$ [MW] trekkes fra verdiene uken før som erstatter nulltilfellene $P_i = P_{i-168} + dP$ for $i \in [i_0 + 1, i_0 + n_0]$. Resultatet etter denne korrigeringen er inkludert i `fill_data.m` og kan sees i figur 3.1b.

3.1.3 Tap i kraftnettet og nullverdier i kraftflyten

På grunn av linjetap er det ofte en ubalanse mellom produksjon, likestrøms- og vekselstrømsflyt og forbruk ved bruk av ligning (2.1) eller (2.2) [33]. Dette kommer av at flyten stadig endres og at verdiene måles i en av endene. Disse tapene utgjør ikke et bidrag til de strukturelle ubalansene og kan regnes som en del av forbruket. Ettersom kraften er i balanse før driftstimen og det kun er ønskelig å se på ubalansene som skyldes strukturen til kraftmarkedet, beregnes forbruket som brukes i senere beregninger fra produksjon og flyt slik at tapet inngår her:

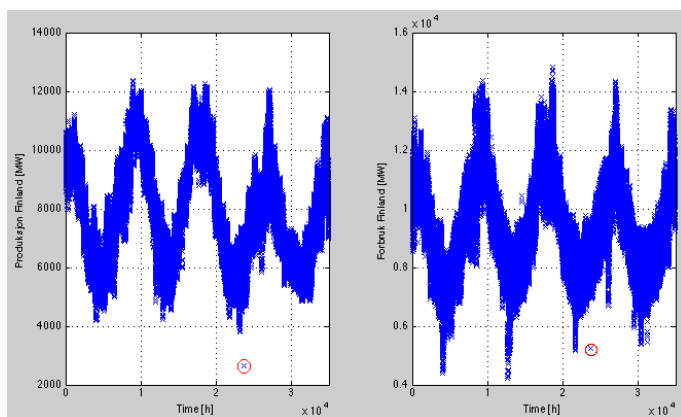
$$\mathbf{F}_1 = \mathbf{P}_1 + \mathbf{H}_1 + \mathbf{V}_1. \quad (3.5)$$

Ettersom det er nullverdier i forbruket og produksjonen ved feil er det mulig at det er nullverdier i forbindelsene som ikke skal være der. Men dette er vanskelig å oppdage ettersom flyten veksler fra å være negativ til positiv ved eksport og import. Dette skjer gjerne flere ganger per dag. På grunn av den termiske kraftprisen på kontinente importerer det nordiske synkronsystemet på natten og eksporterer om dagen. Følgelig skifter flyten retning minst to ganger om dagen på alle forbindelsene. Derfor kan det være flere nullverdier i datasettene for forbindelsene som er naturlig.

Ved å beregne forbruket fra ligning (3.5) vil feil i datasettet ikke gi store utslag på

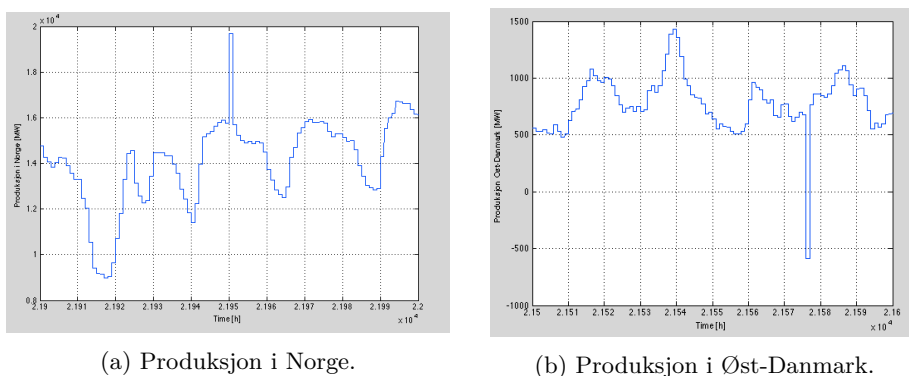
ubalansene. Timesverdiene er nå i en økonomisk balanse før driftstimen. Ved å generere kurver innenfor time for disse parameterene kan de rå strukturelle ubalansene nå avdekkes.

3.1.4 Urealistiske verdier



Figur 3.2: Timesverdier produksjon og forbruk Finland 2009–2012.

I tillegg til manglende timer og flere timer med nullverdi er det oppdaget timer hvor verdiene er urealistisk høye eller lave i forbruk og produksjon. Et eksempel er to verdier markert med to røde ringe i figur 3.2 hvor timesverdiene for produksjon og forbruk i Finland fra 2009–2012 er plottet. En grundigere undersøkelse av disse verdiene viser for eksempel en veldig høy og lav produksjonsverdi en dag i Norge og Øst-Danmark i figur 3.3a og 3.3b.



Figur 3.3: Eksempel på urealistiske produksjonsverdier i målte data.

For å finne antall tilfeller av dager som dette er det lagd en funksjon i Matlab som tar inn et sett med data og et tall som representerer land/område. Funksjonen returnerer en liste med indekser på time $i = 1, 2, \dots, N$ hvor $i = 1$ er første time i 2009 og $i = N$ er siste time i år 2012 hvor verdien P_i er veldig stor sammenlignet med timen før og etter, P_{i-1} og P_{i+1} . Siden forbruket beregnes fra produksjon og flyt brukes funksjonen kun på produksjonsdata.

Område	dP_i [MW]
Øst-Danmark	500
Finland	500
Norge	2000
Sverige	1500

Tabell 3.2: dP_i brukt som grense for å finne feil i det målte datasettet.

En grense på differansen mellom verdien før og etter, dP_i , er satt for hvert land lik at hvis

$$|P_i - P_{i-1}| \geq dP_i \quad (3.6)$$

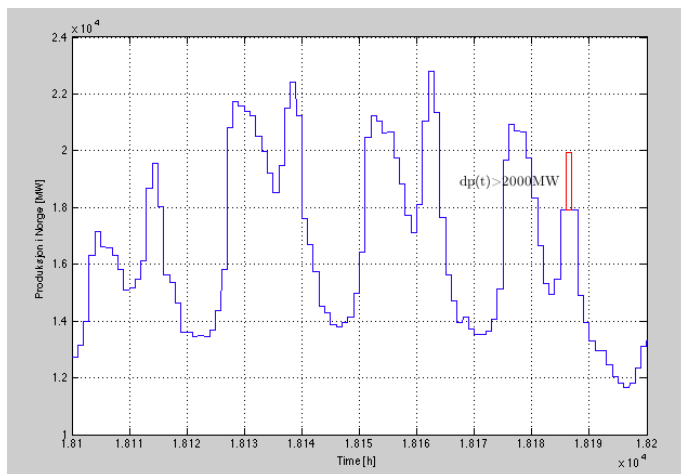
$$|P_i - P_{i+1}| \geq dP_i \quad (3.7)$$

vil time i legges til listen av indekser som returneres etterpå.

dP_i for hvert land ble funnet etter en rekke tester med ulike grenser for å finne ut hvor grensen mellom naturlig store endringer og unaturlig store endringer lå. De endelige grensene som brukes kan sees i tabell 3.2. I Norge er grensen veldig høy, noe som kan skyldes mengden vannkraft vi har i systemet. Dette gir en høy reguleringsgrad og følgelig er det mulig å endre produksjonen mer fra time til time enn i de andre landene. Et eksempel på en dag hvor mye kan tyde på at produksjonsverdien er rett, men som likevel fjernes kan sees i figur 3.4.

Funksjonen fant rundt 15 tilfeller hvor produksjonen i landene var ”unormalt” høy eller lav. Men etter forbruket ble beregnet som i ligning 3.5 ble det igjen funnet veldig store eller små verdier i forbruket. Dette kan indikere at flytverdiene er feil. Følgelig ble indeksene på disse timene også inkludert slik at de kan fjernes.

Totalt sett fjernes 33 dager fra datasettet. Datoene for disse kan finnes i tabell B.1, side 115. Funksjonen `remove_days.m` fjerner dagene med disse timene fra datasettet for alle parameterene. Det er altså totalt $365 \times 3 + 366 - 33 = 1428$ dager inkludert i beregningene av ubalansene.



Figur 3.4: Eksempel på en naturlig høy produksjonsendringer i Norge.

3.2 Modellering av forbruk

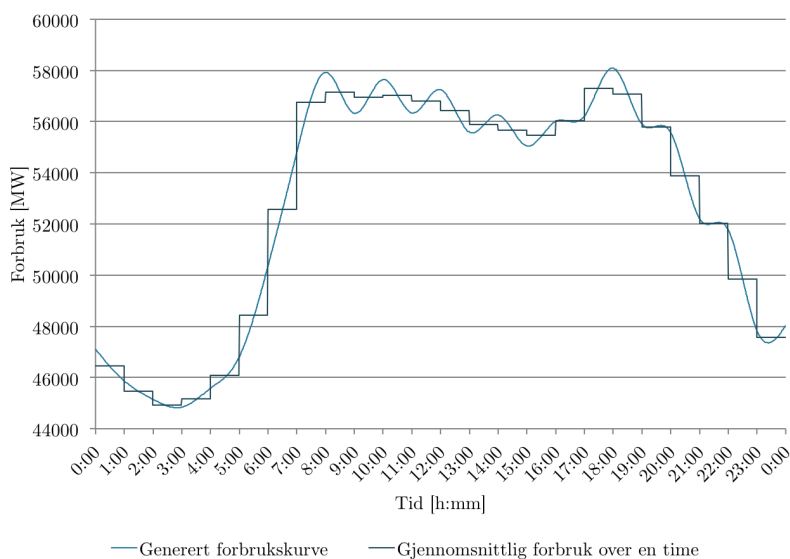
I prosjektoppgaven ble forbruket modellert med en innebygd splinefunksjon i Matlab. Etersom datasettet består av gjennomsnittsverdier ble det antatt at disse inntraff midt i timen ved midtpunktmetoden [3]. Splinefunksjonen genererer da en glatt kurve for datasettet $[\mathbf{X}, \mathbf{Y}]$ som går igjennom Y_i ved tilsvarende x-verdi X_i . Den resulterende forbrukskurven brukt i prosjektoppgaven medfører en differanse mellom arealet under kurven en time og gjennomsnittlig forbruk den timen.

I denne oppgaven er to metoder laget for å minimalisere dette kurveavviket. Disse metodene presenteres i her.

3.2.1 Forbruk med B-splinemetoden

Etersom gjennomsnittsverdien er oppgitt for hver time, er avstanden mellom knutepunktene lik og det holder da å regne én B-spline som kan brukes i uttrykket for splinefunksjonen fra ligning (2.8) og (2.9). Videre er verdiene oppgitt som gjennomsnittsverdier over en time og det er ønskelig å finne en splinefunksjon som har areal over en time lik disse gjennomsnittsverdiene. Problemet kan da skrives som

$$F_i = \int_{i-1}^i S(t)dt = \sum_{j=-3}^{n-1} \alpha_j \int_{i-1}^i B_j(t)dt. \quad (3.8)$$



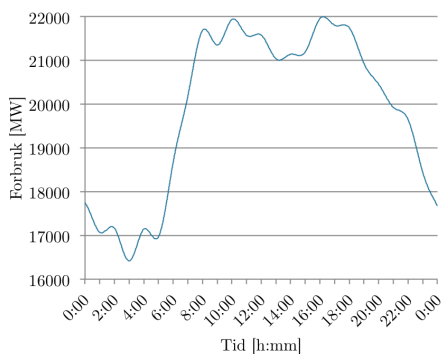
Figur 3.5: Eksempel på forbrukskurve en dag med B-splinemetoden, MD.

Arealet av B-splineene er like og konstante, og det er da mulig å finne α_j ut fra dette uttrykket. I tillegg må noen antagelser gjøres for å få nok ligninger til å finne de $n+3$ ukjente α_j . Splinen kan da beregnes med ligning (2.7). En detaljert beskrivelse av utregningene og definisjon av grensebetingelser sees i vedlegg C, side 116. Et eksempel på forbrukskurven over en dag ved bruk av B-splinemetoden kan sees i figur 3.5.

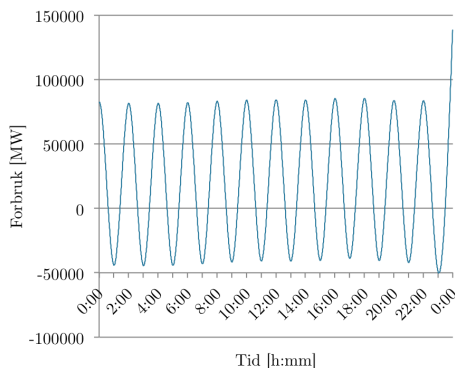
Kurvingen på forbruket i starten og slutten av døgnet skyldes grensebetingelsene som ble valgt for å få nok ligninger. Dette er lett å endre for å få en mer realistisk start og slutt på kurven. Ellers er arealet av splinekurven for hver time lik verdiene i datasettet for tilsvarende time. Problemet med denne forbrukskurven er imidlertid fluktueringene som oppstår fra rundt 08:00 og utover kvelden. Det er ikke realistisk at forbruket varierer så mye.

Svingningene forverres også desto større tidsintervallet kurven genereres over. Metoden ble testet på forbruksdata for et år og her økte fluktueringene utover året til kurven de siste dagene kun er svingninger. Dette kan sees i figur 3.6. Andre dag og siste dag av kurven for forbruket i Sverige i 2009 er plottet i figur 3.6a og 3.6b.

Èn mulig løsning på dette problemet er å bruke tension-splines. Disse strammer



(a) Forbruk andre dag i 2009.



(b) Forbruk siste dag i 2009

Figur 3.6: Eksempel på forbruk to dager i Sverige 2009 med B-splinemetoden, MD.

inn kurven på bekostning av reguleringsgraden [38]. Denne metoden ble ikke undersøkt videre på grunn av tidsbegrensning. B-splinemetoden brukes derfor ikke til å beregne forbrukskurven som brukes i senere beregninger av ubalanser fordi det er viktigere at kurven ser realistisk ut over døgnet.

3.2.2 Korrigering av midtpunktmetoden

Metoden som brukes til å modellere forbruket kan deles inn i to deler: i første del beregnes forbruket $f(t)$ med splinefunksjonen i Matlab for et år om gangen. Her er det antatt at gjennomsnittlig forbruk per time, F_i , inntreffer midt i timen. I andre del korrigeres midtpunktet X_i time i hvis absoluttverdien av differansen mellom arealet av kurveforbruket over en time og forbruksverdi samme timen er større enn en satt grense.

Differansen, eller avviket time i mellom forbruksverdi og integralet av splineforbruket er definert som

$$E_i = F_i - \int_{t_{i-1}}^{t_i} f(t)dt. \quad (3.9)$$

Skriptet mpc.m er skrevet i Matlab for å korrigere tilfellene hvor absoluttverdien av arealforskjellen $|E_i|$ er over en gitt grense ved å flyttet på midtpunktet X_i – tidspunktet den gjennomsnittlige forbruksverdien F_i inntreffer. Det største problemet med en slik metode er at endringer av splinekurven i et intervall vil påvirke splinefunksjonen også i andre intervaller. Dette illustreres i figur 2.12, side 21, hvor splinefunksjonen i et intervall uttrykkes som en kombinasjon av fire B-splines.

Endringen av én B-spline vil følgelig endre den totale splinefunksjonen i tre andre intervaller.

Endringen av ett midtpunkt X_i vil i Matlab endre splinefunksjonen i totalt 18 andre intervaller, ni timer før og etter i . Altså vil én endring føre til at funksjonen også endrer seg i time $i - 1, i - 2, \dots, i - 9$ og i time $i + 1, i + 2, \dots, i + 9$. En følge av dette er at midtpunktkorrigeringsmetoden vil medføre avvik E_i . Disse er likevel redusert i størrelse i forhold til avvikene fra den opprinnelige splinefunksjonen.

Et flytdiagram av mpc.m kan sees i figur 3.7. Her er forbruk det resulterende splineforbruket $f(t)$ som må beregnes på nytt hver gang X_i endres. Avvik er differansen E_i og beregnes som i ligning (3.9).

Skriptet er skrevet slik at i kun øker, altså korrigeres ikke $E_{i-1}, E_{i-2}, \dots, E_{i-9}$ når X_i endres. Derfor er endringene av X_i små for ikke å gi store avvik i tidligere timer når et midtpunkt endres. Endringene av X_i defineres av parameterene: **delta**, **dt** og **limit**. Disse settes som i tabell 3.3 avhengig av størrelsen på avviket. X_i endres også bare på avvik $|E_i| > 80$ [MWh].

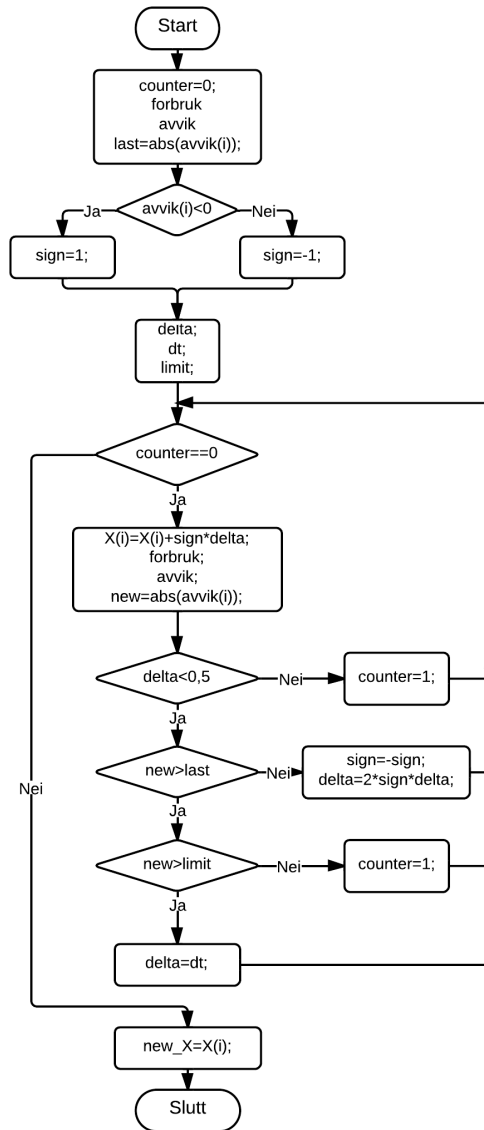
Grenser avvik [MWh]	delta	dt	limit
$200 \geq E_i$	0,1	0,05	150
$100 \geq E_i < 200$	0,05	0,025	90
$80 \geq E_i < 100$	0,01	0,005	75

Tabell 3.3: Verdier for parametre i mpc.m.

Delta og dt er brøkdeler av en time. For eksempel er **delta** = 0,1 en tiendel av én time, altså 6 [min]. Skriptet er skrevet slik at **delta**, endringen av midtpunktet, må være mindre enn 0,5 = 30 [min]. Når X_i er endret slik at avviket $E_i < \text{limit}$ vil skriptet slutte og **X**, som inneholder midtpunktene X_1, X_2, \dots, X_N , blir oppdatert for X_i .

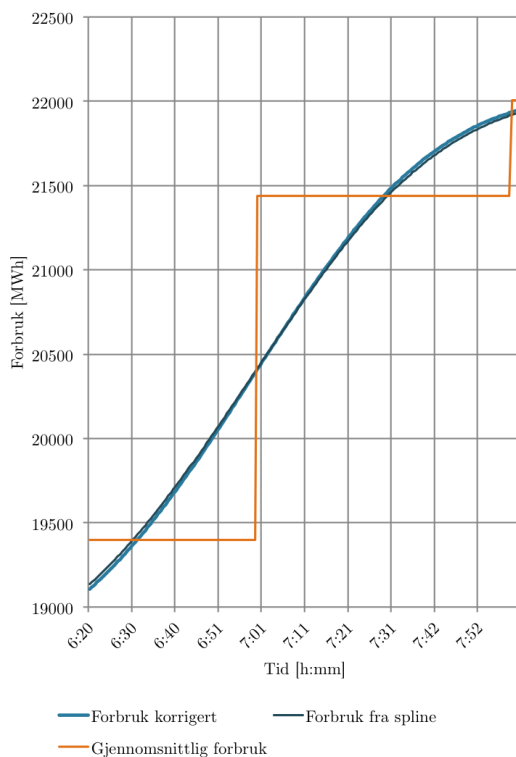
Skriptet er skrevet slik at dersom endringen av midtpunktet gjør at E_i øker i forhold til opprinnelige E_i (last), får **delta** motsatt fortegn og midtpunktet endres i motsatt retning. Dette er gjort for timer der verdien timen før, F_{i-1} , og etter, F_{i+1} , har motsatt fortegn av F_i .

Korrigeringen av midtpunktene gir mindre avvik enn tidligere. I skriptet er det lett å legge inn nye verdier av **limit**, **delta** og **dt**. Blir **delta** for stor vil endringene forverre forbrukskurven $f(t)$. En for lav **limit** vil også kunne forverre avvik i tidligere timer. Beregningstiden av $f(t)$ øker hvis **limit** minker eller grensen for laveste avvik som



Figur 3.7: Flydiagram for mpc.m.

skal korrigeres minker. Følgelig er parameterene satt som i tabell 3.3.



Figur 3.8: Eksempel på korrigering av midtpunktet, MD.

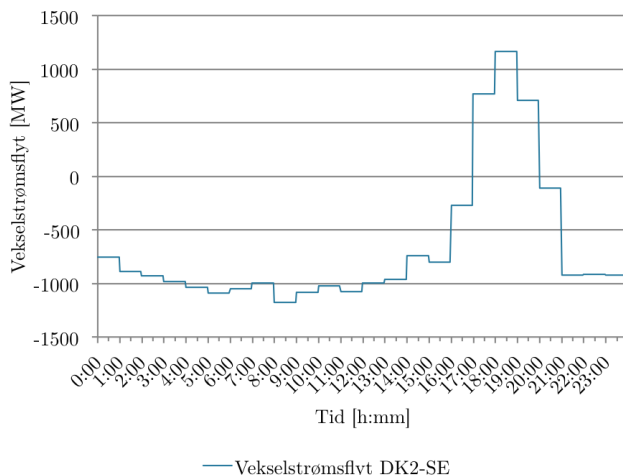
Metoden fungerer dårlig på avvik i størrelsesorden 10^3 . I disse tilfellene øker avviket ved bruk av metoden. Timene med avvik på denne størrelsen er blitt undersøkt for de målte dataene og det er oppdaget at det gjerne er unaturlig høye eller lave verdier i dataene som skyldes de store avvikene. Dagene med disse timene fjernes og vil derfor ikke gi utslag i resultatene.

Et eksempel på persentiler av forbrukskurvene over en uke med bruk av midtpunkt-korrigeringen kan sees i figure 2.9 på side 15.

3.3 Modellering av kraftflyt

Den kontinuerlige utvekslingen $h(t)$ på utenlandsforbindelsene i tabell 2.2, side 16, modelleres som konstant gjennom timen utenom ti minutter før og etter timestskiftet, når rampingen foregår. Rampingen er antatt å være lineær i oppgaven.

Maksimum endring på en kabel er 600 [MW/h]. Denne restriksjonen er inkludert i algoritmen til NPS som brukes til å klarer kraftmarkedet og er derfor ikke nødvendig å ta hensyn til i modelleringen av $h(t)$.



Figur 3.9: Modellering av vekselstrømsflyt mellom DK2 og SE et døgn i 2012, MD.

Vekselstrømsflyten mellom landene må modelleres for å beregne strukturelle ubalanser per land. For at den ikke skal bidra til noen strukturelle ubalanser modelleres den som stegvis som i figur 3.9 i denne oppgaven.

3.3.1 Korrigerings av utveksling

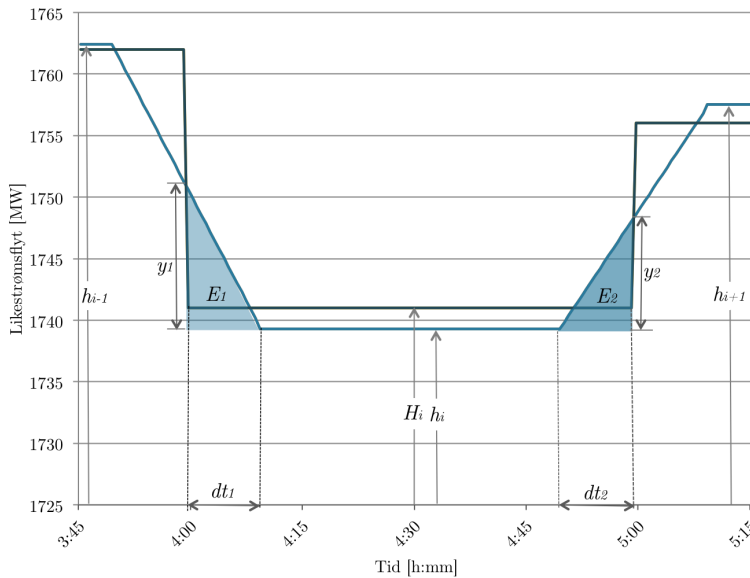
I prosjektoppgaven ble likestrømsflyten modellert slik at rampingen var lineær mellom oppgitt gjennomsnittsverdi H_i og H_{i+1} . Dette førte til et avvik E_i hver time når rampingen i starten og slutten av timen var forskjellig.

I denne oppgaven korrigeres utvekslingen slik at denne feilen ikke oppstår og arealet av kurven til utvekslingen over en time er lik timesverdien:

$$\int_{t_{i-1}}^{t_i} h(t) dt = H_i \text{ [MWh]}. \quad (3.10)$$

Problemet er løst slik at skriptet fra prosjektoppgaven som genererer en lineær kurve mellom timesverdiene H_i kan brukes. Følgelig består problemet av å finne den konstante verdien hver time $h_i(t) = h_i$ når det antas at flytendringen mellom $[h_{i-1}, h_i]$ og $[h_i, h_{i+1}]$ er konstant.

Kurven i hver time $h_i(t)$ består av tre kurvestykker. Den første og siste kurven vil ha en stigning $a_{i,1} = \frac{h_i - h_{i-1}}{dt_{i,1}}$ og $a_{i,2} = \frac{h_{i+1} - h_i}{dt_{i,2}}$, i time $i = 2, 3, \dots, N - 1$. Time 1 og N har en stigning da det er antatt at det ikke rampes i de ti første og siste minuttene i disse timene, henholdsvis. Steget fra rampingen starter til den slutter i én time er $dt_{i,1} = dt_{i,2} = dt_i = 10$ [min].



Figur 3.10: Illustrasjon for beregning av likestrømsflyt.

For å finne et matematisk uttrykk med h_i og de oppgitte verdiene H_i , brukes et uttrykk for området under kurven $h_i(t)$ for én time. Når det antas at kurven tar form som beskrevet over kan området under $h_i(t)$ skrives som følge

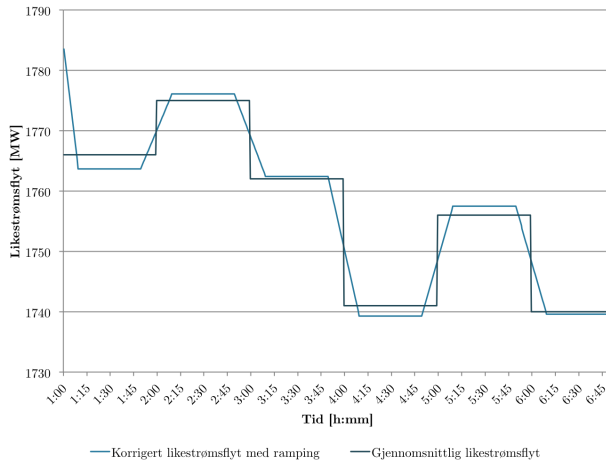
$$H_i = \int_{t_{i-1}}^{t_i} h_i(t) dt = h_i \pm E_1 \pm E_2 \text{ [MWh]}. \quad (3.11)$$

for $i = 2, 3, \dots, N - 1$. Arealet av kurven er her delt opp i tre deler: h_i er området under den konstante hele timen $\int_{t_{i-1}}^{t_i} h_i dt = h_i 1[h] = h_i$. $E_{i,1}$ og $E_{i,2}$ er arealet mellom rampingene og høyden av h_i . Oppdelingen er vist i figur 3.10. Høyden på de to trekantene er $y_{i,1}$ og $y_{i,2}$ og bredden er $dt_i = \frac{1}{6}$ [h]. Ligning 3.11 kan nå skrives som

$$H_i = h_i \pm \frac{1}{2}y_1 dt_1 \pm \frac{1}{2}y_2 dt_2, \quad (3.12)$$

for $i = 2, 3, \dots, N - 1$. Høydenes av trekantene kan uttrykkes som stigningen $y_{i,x} = a_{i,x} dt_{i,x}$. Med formuleringen av stigningen $a_{i,x}$ som over finnes et uttrykk for h_i

$$h_i \pm \frac{1}{2} \left| \frac{h_{i+1} - h_i}{\frac{2}{6}} \right| \frac{1^2}{6} \pm \frac{1}{2} \left| \frac{h_i - h_{i-1}}{\frac{2}{6}} \right| \frac{1^2}{6} = H_i \quad (3.13)$$



Figur 3.11: Eksempel på utveksling med korrigert likestrømsflyt Finland 2011, MD.

Dette uttrykket kan skrives om til

$$\frac{1}{24}h_{i-1} + \frac{22}{24}h_i + \frac{1}{24}h_{i+1} = H_i, \quad (3.14)$$

for $i = 2, 3, \dots, N - 1$. Det er nå $N - 2$ ligninger. Grensebetingelsene må defineres for h_1 og h_N . Dette er gjort i ligning 3.15 og 3.16:

$$\frac{23}{24}h_1 + \frac{1}{24}h_2 = H_1 \quad (3.15)$$

$$\frac{1}{24}h_{n-1} + \frac{23}{24}h_n = H_n. \quad (3.16)$$

Ligning (3.14)-(3.16) utgjør nå et lineært ligningssett $\mathbf{Ax} = \mathbf{b}$ med N ligninger.

Settet løses for \mathbf{x} i Matlab. Her er \mathbf{x} matrisen av de ukjente konstante verdiene hver time h_i . Løsningen av ligningssettet sendes inn til skriptet som lager lineære kurver ti minutter før og etter timesskiftet mellom verdiene. Et eksempel på kurven etter korrigeringen kan sees i figur 3.11.

3.4 Modellering av produksjon

Ulike typer kraftverk bruker forskjellig tid på å endre produksjonen på enhetene sine. Tiden det tar å endre produksjonen på hvert kraftverk t_{dP} , har mye å si for hvordan den resulterende produksjonskurven ser ut rundt timesskiftet. Inndelingen av kraftverkene i det nordiske synkronsystemet i oppgaven er som i tabell 3.4. Her står også andelen produksjon fra de ulike kraftverktypene i NORDEL og i hvert land i 2011. Tallene er basert på samme verdier som i figur 2.7 på side 2.7.

Type s	$r_{DK2,s}$	$r_{FI,s}$	$r_{NO,s}$	$r_{SE,s}$	$r_{NORDEL,s}$
Vannkraft	–	0,174	0,963	0,449	0,526
Kjernekraft	–	0,316	–	0,396	0,211
Termisk kraft	0,787	0,503	0,027	0,113	0,222
Vindkraft	0,213	0,07	1,0	0,042	0,041

Tabell 3.4: Andel kraftproduksjon fra type s i 2011 i hvert land og i NORDEL.

I tabell 3.4 er andelen kraftproduksjon av total produksjon beregnet som

$$r_s = \frac{P_s^{2011}}{P^{2011}}. \quad (3.17)$$

Her er s type kraftproduksjon som nevnt i tabell 3.4. P_s^{2011} er total produksjon fra krafttype s i det nordiske synkronsystemet i 2011 og P^{2011} er total produksjon i 2011. Tallene er hentet fra [1]. Her står det ikke spesifisert andelen kraftproduksjon i Øst-Danmark, men ettersom det ikke er noe atom- eller vannkraft i Øst-Danmark, er verdiene oppgitt i tabellen for Danmark rimelig å bruke også for Øst-Danmark.

Verdiene i tabell 3.4 brukes i modelleringen av den kontinuerlige produksjonen $p(t)$ som brukes i beregningene av strukturelle ubalanser med et timesoppløst kraftmarked. Andel vannkraftproduksjon som kommer fra uregulerbar elvekraft er heller ikke blitt funnet. Derfor blir all vannkraft i oppgaven modellert som regulerbar vannkraft.

Videre er det antatt at kjernekraftproduksjon ikke endrer seg. Tiden det tar å endre

produksjonen, t_{dP} , til vannkraft og øvrig termisk kraft, altstå gass- og kullkraft, er satt som i tabell 3.5.

Uregulerbar vindkraft er vanskelig å modellere ettersom den er raskt skiftende og baseres på prognoser. Siden vindkraften utgjør en ubalanse i systemet som skyldes feilprognoser, er det ikke ønskelig at den skal fremkomme i de strukturelle ubalansene som beregnes i oppgaven. Derfor er vindkraften modellert som stegvis og tiden det tar for vindkraften å skifte hver time $t_{dP,vind}$ settes lik null.

Type s	$t_{dP,s}$ [min]
Vannkraft	5
Kjernekraft	∞
Termisk kraft	20
Vindkraft	0

Tabell 3.5: Tid det tar å endre produksjonen til de ulike kraftverkene i oppgaven.

Ettersom kjernekraftproduksjonen er konstant finnes den gjennomsnittlige kjernekraftproduksjonen $P_{l,kjerne}$ hver time først. Denne beregnes som

$$P_{kjerne} = \frac{r_{kjerne}}{N} \sum_{i=1}^{i=N} P_i \text{ [MWh]}. \quad (3.18)$$

Her er r_{kjerne} andel atomkraft hentet fra tabell 3.5. P_i er gjennomsnittlig produksjon per time i . N er antall timer.

Den resterende produksjonen $P_{rest,i} = P_i - P_{kjerne}$ time i brukes til å finne produksjonen fra vind-, vann, og øvrig termisk kraft hver time. Andelene r_s i tabell 3.4 må nå gjøres om for å finne produksjonsfordelingen av $P_{rest,i}$. Andelene finnes som

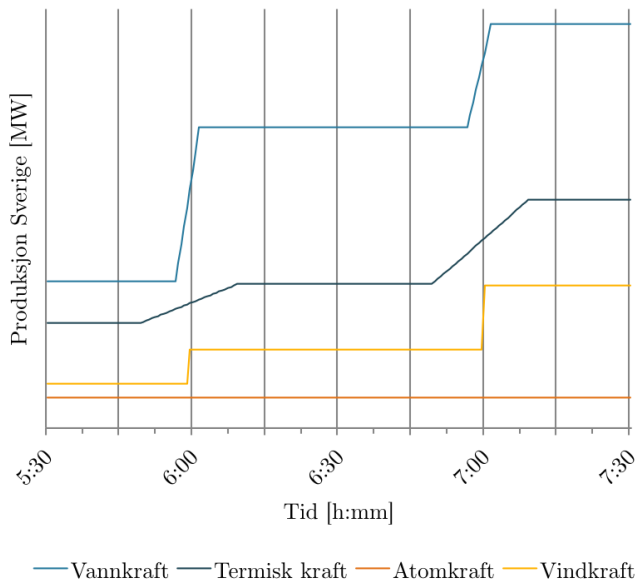
$$r_{vann,ny} = \frac{r_{vann}}{k}, \quad r_{term,ny} = \frac{r_{term}}{k}, \quad r_{vind,ny} = \frac{r_{vind}}{k}. \quad (3.19)$$

Her er konstanten $k = 1 - r_{kjerne}$. Timesproduksjonen for kraftproduksjonen fra vann, vind og øvrig termisk for hver time kan nå beregnes som

$$P_{s,i} = r_{s,ny} P_{rest,i} \quad (3.20)$$

for $s = \{vann, vind, term\}$. Når produksjonen i hver time er funnet lages en line-

ær produksjonsendring mellom disse verdiene i timestykket i tiden det tar å endre produksjonen $t_{dP,s}$ [min]. De resulterende modelleringene av de ulike produksjonstypene $p_{l,s}(t)$ kan sees i figur 3.12.



Figur 3.12: Eksempel på modellert produksjonskurve for de ulike kraftverkene i NORDEL, MD.

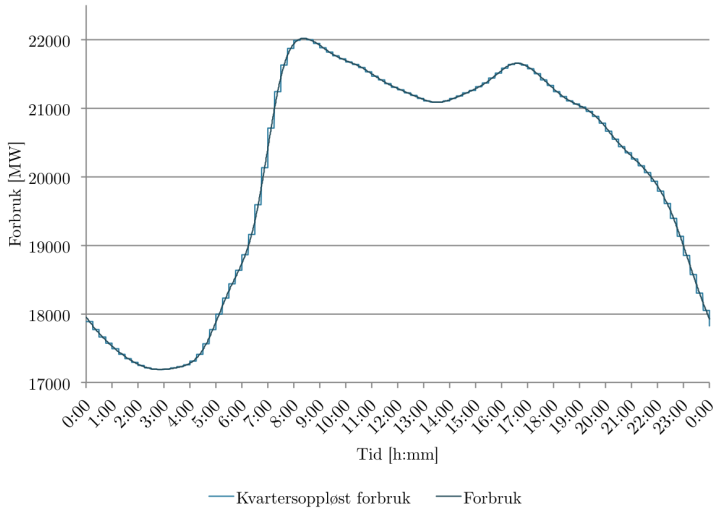
Total produksjon kan nå beregnes som:

$$p(t) = p_{vann}(t) + p_{kjerne}(t) + p_{term}(t) + p_{vind}(t). \quad (3.21)$$

Produksjonskurven for et system med kjerne-, vann-, vind- og termisk kraft vil se ut som i figur 2.8 på side 13.

3.5 Kvartersoppløst kraftmarked

I oppgaven er det antatt at et kvartersoppløst kraftmarked vil fungere likt som et timestepskraftmarked. Dette vil si at aktørene legger inn bud på kraft de ønsker kjøpt eller solgt dagen etter, hvert kvarter. Når markedet skal klareres vil algoritmen finne en balanse mellom kjøps- og salgsbudene hvert kvarter i systemet. Produsert volum og pris settes for hvert kvarter.



Figur 3.13: Eksempel på kvartersforbruk i et kvartersoppløst spotmarked, MD.

I oppgaven modelleres kurvene i dette teoretisk kvarteroppløste markedet ut fra antagelsen om at det alltid er en likevekt i planfasen, altså en handelsmessig balanse mellom produksjon, forbruk og utveksling hvert kvarter. Med dette følger at

$$P_{i,q} + H_{i,q} = F_{i,q} \text{ [MWh]} \quad (3.22)$$

i NORDEL. Her er $P_{i,q}$, $H_{i,q}$ og $F_{i,q}$ gjennomsnittlig produksjon, utveksling og forbruk et kvarter – kvartersverdier. Samtidig, ettersom datasettet består av timesverdier, må de genererte kvartersverdiene være slik at den gjennomsnittlige summen av fire kvarter i en time er lik timesverdien:

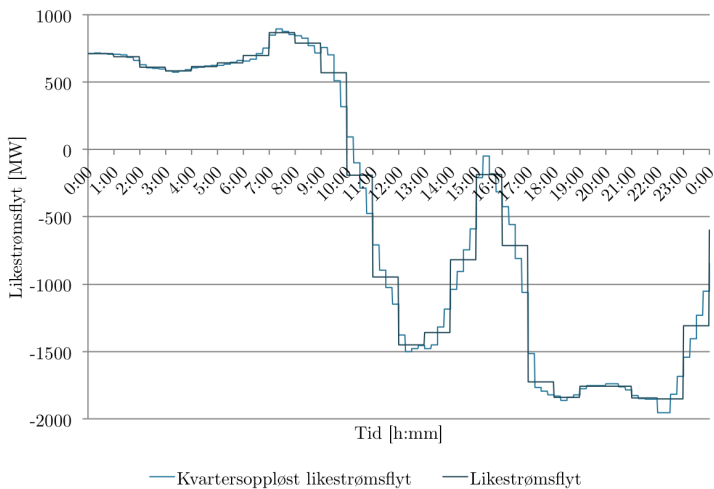
$$\frac{1}{4} \sum_{q=1}^4 P_{i,q} = P_i \text{ [MWh]} \quad (3.23)$$

$$\frac{1}{4} \sum_{q=1}^4 F_{i,q} = F_i \text{ [MWh]} \quad (3.24)$$

$$\frac{1}{4} \sum_{q=1}^4 H_{i,q} = H_i \text{ [MWh]}. \quad (3.25)$$

3.5.1 Produksjon, forbruk og flyt kvartersoppløst marked

Kvartersforbruket, $F_{i,q}$, genereres slik at det følger det kontinuerlig forbruk $f(t)$. Følgelig beregnes forbruket $f(t)$ først, deretter genereres kvartersverdier. Et eksempel på dette kan sees i figur 3.13. Ettersom det er være et avvik E_i mellom integralet av $f(t)$ en time og de oppgitte timesverdiene, vil ikke dette generere kvartersverdier lik timesverdiene som i ligning (3.23)–(3.25). Følgelig beregnes avviket mellom gjennomsnittet av kvartersverdiene og timesverdien. Kvartersverdiene endres deretter slik at gjennomsnittet av disse er lik timesverdiene av forbruket.



Figur 3.14: Eksempel på modellert kvartersutveksling uten ramping i et kvartersoppløst marked, MD.

Det forekommer kun timesverdier også for kraftflyten og produksjonen. Ettersom produksjonen er lett å variere beregnes denne fra kvartersverdier for forbruk og kraftflyt som i ligning (3.22). I kvartersskiftene er det antatt at all produksjon bruker to minutter på å endre seg.

Dette betyr at det må genereres verdier for vekselstrøms- og likestrømsflyten fra timesverdiene. Det antas at flyten vil endres jevnt mellom timesverdiene. Kvartersverdiene i en time konstrueres ut fra verdien første kvarteret $H_{i,1}$. Det antas at to endringer i løpet av en time skjer dH_1 og dH_2 . Endringene mellom kvartersverdiene

er definert som

$$dH_1 = \frac{1}{4}[H_i - H_{i-1}] \quad i \in N \text{ [MWh]} \quad (3.26)$$

$$dH_2 = \frac{1}{4}[H_{i+1} - H_i] \quad i \in N \text{ [MWh]}. \quad (3.27)$$

Andre, tredje og fjerde verdi beregnes deretter fra første kvartersverdi som $H_{i,q}$

$$H_{i,2} = H_{i,1} + dH_1 \text{ [MWh]} \quad (3.28)$$

$$H_{i,3} = H_{i,2} + dH_2 = H_{i,1} + dH_1 + dH_2 \text{ [MWh]} \quad (3.29)$$

$$H_{i,4} = H_{i,3} + dH_2 = H_{i,1} + dH_1 + 2dH_2 \text{ [MWh]}. \quad (3.30)$$

Med denne definisjonen og ligning (3.28–3.30) beregnes første kvartersverdi som

$$H_{i,1} = H_i - \frac{3}{4}dH_1 - \frac{3}{4}dH_2, \text{ for } i = 2, 3, \dots, N - 1 \text{ [MWh]}. \quad (3.31)$$

Første kvartersverdi i time $i = 1$ og $i = N$ beregnes som

$$H_{i,1} = H_i - \frac{3}{2}dH. \quad (3.32)$$

dH beregnes som i ligning (3.27) når $i = 1$ eller som i ligning (3.26) når $i = N$.

Denne fremgangsmåten fungerer godt når timesflyten stiger eller synker. Verdiene for toppene og bunnene må redigeres noe for å få avrundede endringer her. Et eksempel på kvartersverdiene som genereres kan sees i figur 3.14.

Metoden brukes for å konstruere veksels- og likestrømsflyten hvert kvarter i et kvartersoppløst kraftmarked. Produksjonen hvert kvarter kan nå beregnes og det blir en planmessig balanse hvert kvarter.

3.5.2 Utveksling med kontinuerlig ramping

Ved utveksling på utenlandsforbindelsene i et kvartersoppløst kraftmarked vil det også foregå ramping. Det antas at denne vil skje kontinuerlig gjennom hvert kvarter. For å finne denne kurven tas det utgangspunkt i kvartersverdiene for flyten $H_{i,q}$.

I oppgaven antas det at enringene hvert kvarter er konstante den utvkslingen $h(t)$ kontinuerlige. Det må altså genereres en kurve av $N \times 4$ lineære linjestykker $h_{i,q}(t)$ på formen

$$h_{i,q}(t) = \begin{cases} a_{i,q}(t - t_{i,q}) + b_{i,q}, & \text{for } t \in [t_{i,q}, t_{i,q+1}] \\ 0, & \text{ellers.} \end{cases} \quad (3.33)$$

Her er $a_{i,q}$ den konstante deriverte til linjestykket og $b_{i,q}$ startverdien til linjestykket når $t = t_{i,q}$. Tidspunktene $t_{i,q}$ og $t_{i,q+1}$ er tidspunktet linjestykkene starter og slutter, henholdsvis.

Hver time vil bestå av fire lineære linjestykker. For å få en økonomisk balanse hvert kvarter må arealet under hvert linjestykke være lik kvartersverdien:

$$\int_{t_{i,q}}^{t_{i,q+1}} h_{i,q}(t) dt = H_{i,q}. \quad (3.34)$$

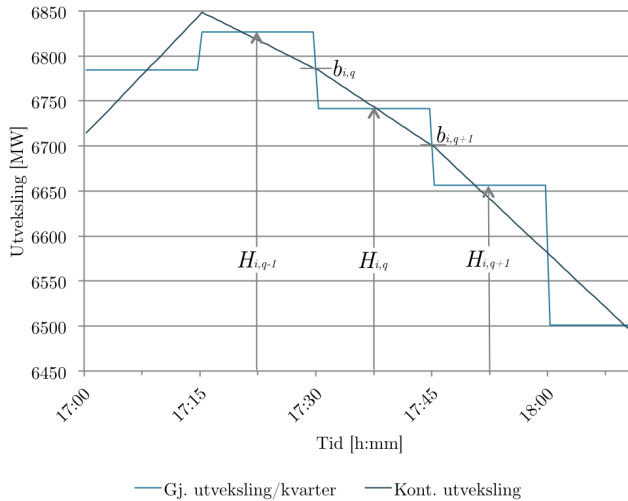
For at kurven skal være kontinuerlig må hvert linjestykke, utenom det første $h_{i,q}(t)$, starte i punktet hvor forrige linjestykket sluttet. Dette gir at

$$h_{i,q}(t = t_{i,q+1}) = h_{i,q+1}(t = t_{i,q+1}) = a_{i,q+1}(t_{i,q+1} - t_{i,q+1}) + b_{i,q+1} = b_{i,q+1} \quad (3.35)$$

Ved å sette en fornuftig verdi på første linjestykke $h_{1,1}(t = 0) = a_{1,1}(0 - 0) + b_{1,1} = b_{1,1}$, er det mulig å generere en kurve ut fra de overnevnte betingelsene. Denne kurven vil fluktuere veldig og gir en taggete utvekslingskurve. Dette er en dårlig representasjon av utvekslingen med kontinuerlig ramping og derfor er ikke denne metoden brukt.

Det er også forsøkt å bruke B-splines, men igjen oppstod det svigninger som var vanskelig å kontrollere. Derfor er en to-steps metode utviklet for å lage en glatt, kontinuerlig kurve som endres seg i takt med utvekslingen hvert kvarter $H_{i,q}$. Dette gir en kurve som er en god representasjon av hvordan utveksling med kontinuerlig ramping kan se ut i virkeligheten. Metoden består av følgende steg:

1. Genererer lineære linjestykker $h_{i,q}(t)$ som varierer med $H_{i,q}$ og som er skjøtet sammen i endene.
2. Korrigerer linjestykkene slik at integralet av $h_{i,q}(t)$ over et kvarter er så lik kvartersverdien som mulig.



Figur 3.15: Eksempel på utvekslingskurve etter steg 1, MD.

Steg 1: lineær kurve

For å lage en glatt kurve som endrer seg i samme retning som kvartersverdiene finnes $b_{i,q}$ for alle linjestykkene utenom første og siste fra kvartersverdiene $H_{i,q}$. Uttrykket for å finne b er avhengig av kvartersverdien før og etter $H_{i,q}$.

Et eksempel på kurven som genereres i steg 1 er gitt i figur 3.15. I dette tilfellet er $H_{i,q+1} < H_{i,q} < H_{i,q-1}$, altså er funksjonen synkende og det er ønskelig å lage en lineær kurve med derivert $a_{i,q} < 0$. $b_{i,q}$ -verdien finnes i dette tilfellet som

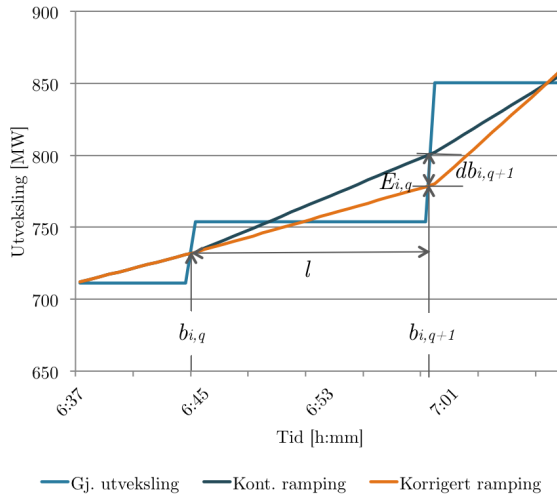
$$b_{i,q} = \frac{1}{2}(H_{i,q-1} - H_{i,q}) + H_{i,q} \text{ [MW]}. \quad (3.36)$$

I andre tilfeller må ligning (3.36) tilpasses ettersom $H_{i,q-1}$ og $H_{i,q+1}$ er større eller mindre enn $H_{i,q}$.

Hvis verdien i i, q er en topp eller bunn er det naturlig at kurven flater ut dersom en antar at kurvene er lineære over hele kvarteret. Følgelig brukes $1/4$ fremfor $1/2$ når $b_{i,q}$ beregnes for en topp eller bunn. Alle de matematiske uttrykkene som brukes til å beregne $b_{i,q}$ steg 1 er skrevet i vedlegg D på side 119.

Når alle b -verdiene er funnet, beregnes $a_{i,q}$ som

$$a_{i,q} = b_{i,q} - b_{i,q+1}. \quad (3.37)$$



Figur 3.16: Illustrasjon av korreksjon av kurven i steg 2, MD.

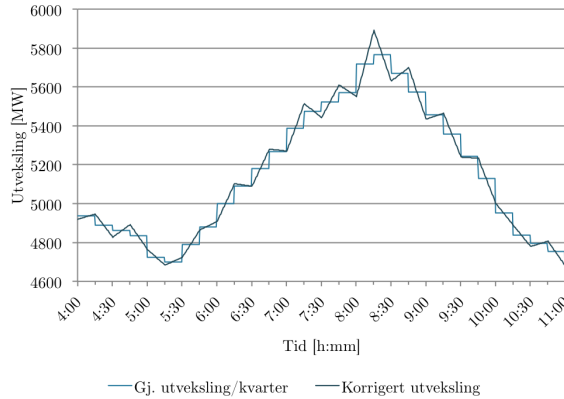
Formuleringen gir riktig fortegn til den deriverte $a_{i,q}$ slik at kurven stiger eller synker med kvartersverdiene.

Steg 2: korreksjon av kurven fra steg 1

I andre del er det ønskelig å korrigere kurven som ble laget i første del slik at differansen mellom arealet under kurvene per kvarter og kvartersverdien er så liten som mulig. Igjen er det viktig at alle linjestykkene henger sammen i endepunktene. Følgelig er det skrevet et skript som endrer $b_{i,q+1}$ for hvert linjestykke $h_{i,q}$ for å minke differansen

$$E_{i,q} = \left| \int_{b_{i,q}}^{b_{i,q+1}} h_{i,q}(t) dt - H_{i,q} \right| [MWh]. \quad (3.38)$$

Metoden er laget slik at $b_{i,q}$ er uforandret i timen og kvartaret i, q hvor $E_{i,q}$ skal korrigeres. Stigningen for kurven $a_{i,q}$ beregnes for den nye verdien av $b_{i,q+1}$ som i ligning (3.37). Korrigeringen er illustrert i figur 3.16 hvor den mørkeblå kurven er utgangspunktet fra del 1 og den orange kurven representerer den korrigerede kurven. Poenget med metoden er at $b_{i,q+1}$, slutten på linjestykket, skal endres så mye at området mellom den gamle og nye kurven er lik feilen $E_{i,q}$. Endringen får følge fremover i kurven og hvert linjestykke etter i, q som endres må beregnes på nytt.



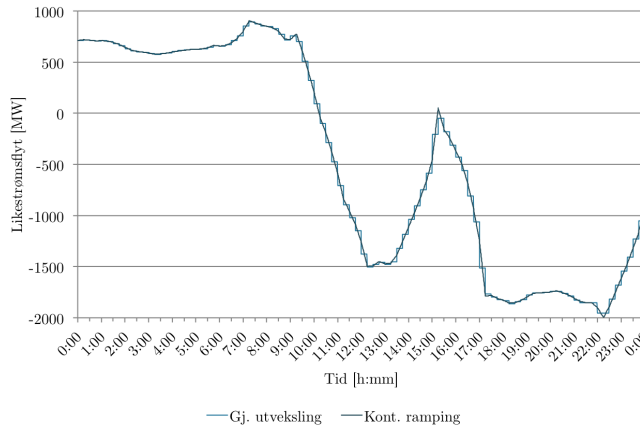
Figur 3.17: Eksempel på 100% korrigering av kontinuerlig ramping steg 2, MD.

For å finne endringen $db_{i,q+1}$ brukes differansen mellom arealet av to rettvinklede trekanter:

$$E_{i,q} = \frac{1}{2}(b_{i,q+1} - b_{i,q} + db_{i,q+1})l - \frac{1}{2}(b_{i,q+1} - b_{i,q})l. \quad (3.39)$$

Dette gir at endringen av $b_{i,q+1}$, eller endepunktet for linjestykke i, q , blir

$$db_{i+1} = \frac{2}{l} E_i \text{ [MW]}. \quad (3.40)$$



Figur 3.18: Eksempel på endelig utveksling med kontinuerlig ramping, MD.

Denne metoden vil også gi opphav til fluktueringer når korrigeringene settes slik at 100% av arealet under linjestykket skal være lik kvartersverdien. En slik korrigering

vil gi kurven i figur 3.17.

Steg 2 er derfor lagd slik at kun differanser $|E_{i,q}| > 500$ [MW] ved kurven fra steg 1 blir rettet på. I tillegg blir ikke $b_{i,q+1}$ endret i så mye at arealet er 100%, men 87% likt arealet av kvartersverdien. Dette gir en glatt utveksling med få fluktueringer som i figur 3.17. Resultatet en vilkårlig dag kan sees i figur 3.18.

3.6 Modellering med samlastdata

Datasettet fra samlastmodellen består av verdier for hvert prisavsnitt - verdier for tre timer - for 2012 og 2020. Dette kan sees på som den gjennomsnittlige verdien av tre timer:

$$F_p = \frac{1}{3} \int_{t_{i-1}}^{t_{i+1}} f(t) dt \text{ [MWh]} \quad (3.41)$$

Her er F_p forbruksverdien for et segment (prisavsnitt) p . Følgelig er det åtte verdier for hvert døgn.

Verdiene er oppgitt for ulike produksjons- og forbrukskategorier for Øst-Danmark, Finland, Norge og Sverige. Kategoriene er beskrevet i tabell E.1 og representerer de ulike modelleringene av forbruk og produksjon inkludert i samkjøringsmodellen. Med alminnelig forbruk i tabellen menes privat forbruk som beskrevet i seksjon 2.3.2 på side 14. Det er $P = 52$ [uker] $\times 7$ [dager] $\times 8$ [segmenter] = 2912 verdier for hvert land og hvert tilsig for de ulike kategoriene i 2012- og 2020-settet.

Forkortelse	Bekrivelse
Vann	Vannkraftproduksjon
Vind	Vindkraftproduksjon
FAST	Alminnelig forbruk
INT(p)	Produksjon fra termiske kraftverk
INT(f)	Forbruk fra kraftintensiv industri

Tabell 3.6: Produksjons- og forbrukskategorier fra samkjøringsmodellen.

Med parameterene beskrevet som i tabell 3.6 beregnes produksjon og forbruk for hvert segment p som

$$P_p = \text{Vann}_p + \text{Vind}_p + \text{INT}_p(p) \quad (3.42)$$

$$F_p = \text{FAST}_p + \text{INT}_p(f). \quad (3.43)$$

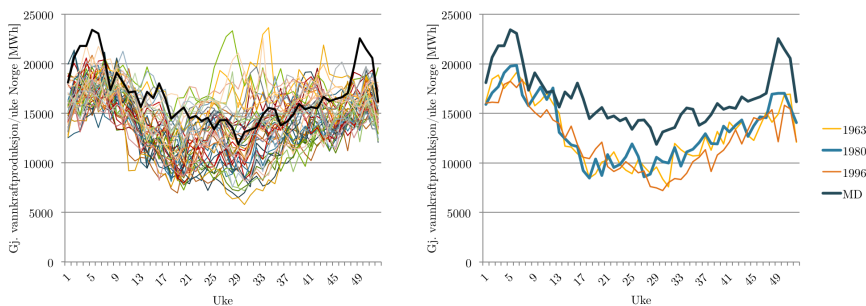
I tillegg til produksjons- og forbruksverdier inneholder datasettet fra samlastmodellen gjennomsnittlige verdier per tredje time for alle utenlandskablene i det nordiske synkronsystemet i 2012 og 2020, utenom \mathbf{H}_{FI-RU} som er inkludert i den finske produksjonen. Utenlandskablene i 2012 er listet i tabell 2.2, side 16 og utenlandskablene bygget innen 2020 beskrevet i tabell 2.4, side 23. Rampingrestriksjonene er ikke inkludert i samlastmodellen og må derfor implementeres som en del av i modelleringen av samlastutvekslingen.

For å kunne modellere produksjon, forbruk og flyt innenfor en time må tretimerverdier gjøres om til timesverdier. Dataene er beregnet for historiske tilsigsår fra 1962–2008. Ettersom dataene, etter de er omgjort, skal sammenlignes med 2012, er det først viktig å finne ut hvilket tilsigsår produksjonen i samlast samsvarer mest med den faktiske produksjonen i 2012.

3.6.1 Tilsigsår

For å finne ut hvilket tilsigsår samlastproduksjonen er mest lik den målt produksjon i 2012, sammenlignes den ukentlige produksjon i Norge, $P_{NO,u}$.

De ukentlige produksjonsverdiene for alle tilsigsårene fra samlast 2012 kan sees i figur 3.19a. Den svarte, tykke kurven viser de ukentlige målte verdiene i 2012. Korrelasjonen av de ukentlige verdiene fra samlast og målte verdier sammenlignes for hvert tilsigsår. De tre kurvene med høyest korrelasjon til de målte dataene er plottet sammen med de målte verdiene, den mørkeblå kurven, i figur 3.19b.



(a) $P_{NO,u}$ alle tilsigsår SL og MD.

(b) $P_{NO,u}$ resultat, SL og MD.

Figur 3.19: Ukentlig vannkraftproduksjon Norge 2012, SL og MD.

Tilsigsår 1980 velges ut fra resultatene da den har høyest korrelasjon med de målte dataene. I figur 3.19b er dette den turkise, tykke kurven.

3.6.2 Timesverdier fra tretimersverdier

Det er ønskelig å finne tre timesverdier $Y_{p,x}$ innenfor hvert prisavsnitt p med verdi Y_p slik at

$$\frac{1}{3}(Y_{p,1} + Y_{p,2} + Y_{p,3}) = Y_p \text{ [MWh]}. \quad (3.44)$$

Videre er det viktig at timesverdiene følger kurveforløpet likt samlastdata slik at timesprofilen er lik den faktiske timesprofilen fra kraftmakedet. For å automatisere en beregning som gjør om tretimesverdier til timesverdier, er det utviklet en metode som består av to steg:

I første steget beregnes timesverdien første og siste time i et segment, $Y_{p,1}$ og $Y_{p,3}$, med interpolering:

$$Y_{p,1} = \frac{1}{3}Y_{p-1} + \frac{2}{3}Y_p \quad (3.45)$$

$$Y_{p,3} = \frac{1}{3}Y_p + \frac{2}{3}Y_{p+1} \quad (3.46)$$

Dette gjøres for $p = 2, 3, \dots, P - 1$. Den andre timen i segmentet settes lik verdien av segmentet $Y_{p,2} = Y_p$.

I andre steget justeres de tre timesverdiene slik at gjennomsnittet av disse er lik Y_p som i ligning (3.44):

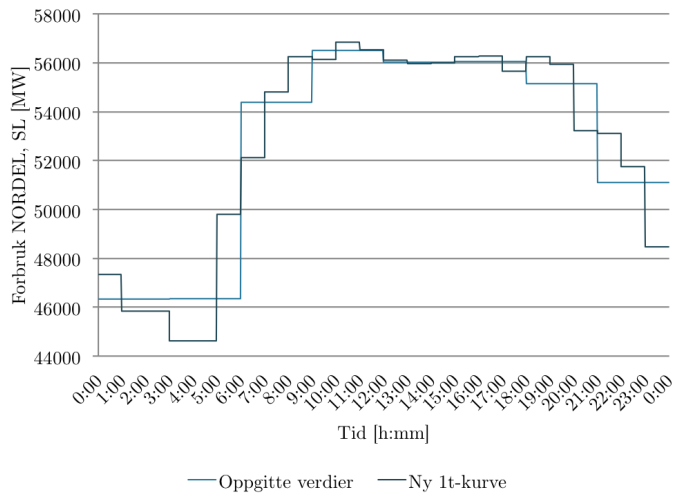
$$Y_{p,1} = \frac{Y_p}{A} Y_{p,1} \quad (3.47)$$

$$Y_{p,2} = \frac{Y_p}{A} Y_{p,2} \quad (3.48)$$

$$Y_{p,3} = \frac{Y_p}{A} Y_{p,3} \quad (3.49)$$

her er $A = \frac{1}{3}(Y_{p,1} + Y_{p,2} + Y_{p,3})$ gjennomsnittet av verdiene som ble funnet i første steg av metoden.

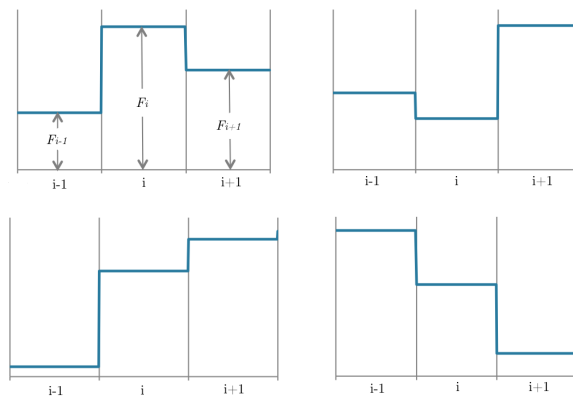
I figur 3.20 vises timesverdiene fra denne metoden sammen med samlastverdiene. Metoden er her brukt på forbruksverdier over en dag. Metoden tilpasses i de to neste seksjonene for å beregne mer realistiske timesverdier for forbruket og utveksling.



Figur 3.20: Timesforbruk generert fra segmentverdier en dag i 2012, SL.

3.6.3 Forbruk samlast

For å kunne si noe om hvordan timesverdiene for forbruket burde være i hvert segment, finnes tendensene for de målte forbruksverdiene for tre etterfølgende timer i 2012. I hver tredje time kan formen være som i figur 3.21: topp, bunn, stigende eller synkende. Det er ikke funnet tilfeller hvor timesverdiene i et segment er like.



Figur 3.21: Ulike former på timesverdier i et segment.

Antall tilfeller av de ulike formene i figur 3.21 er funnet for hverdager og helgedager i 2012. Resultatene er listet i tabell E.1 og E.2 i vedlegg E, side 120. Noen av tenden-

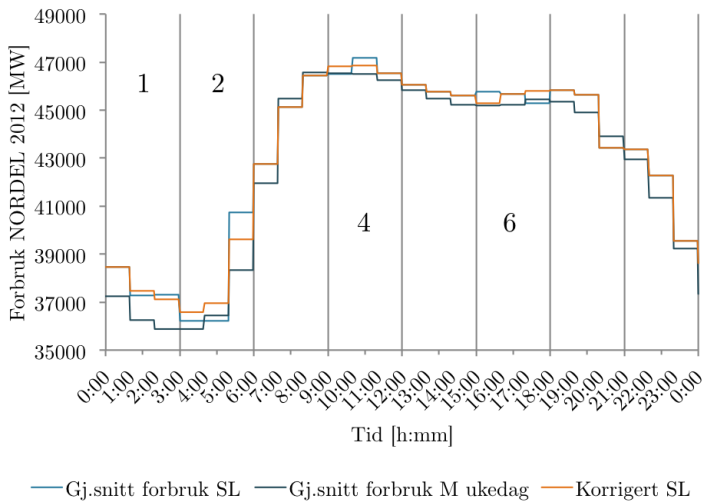
sene er implementert på timesforbruket etter de er gjort om fra tretimesverdier slik at gjennomsnittet per segment fortsatt er lik tretimersverdien. Omgjøringene er beskrevet i tabell 3.7.

Segment	Beskrivelse
1	To like timer til synkende
2	To like timer til stigende
4	Topp til topp/synkende
6	Bunn/synkende til stigende/synkende

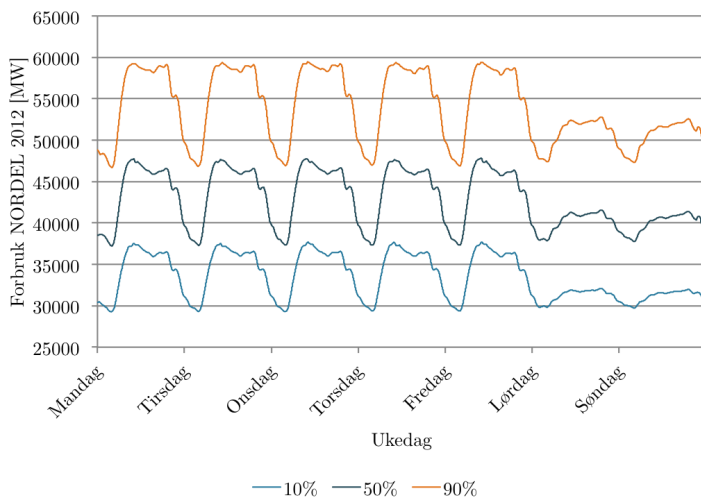
Tabell 3.7: Segmentene i ukedager hvor det gjøres endringer på timesverdiene

Gjennomsnittet av forbruket per time fra SL før og etter korrigeringen kan sees i figur 3.22. I figuren er også gjennomsnittlig forbruk per time i 2012 plottet. Det ble ikke tid til å gjøre flere korrigeringer enn dette og derfor avviker timesforbruket fra samlast noe fra det målte timesforbruket.

Med timesforbruket fra samlast kan nå kontinuerlig forbruk beregnes med spline-funksjonen og midtpunktkorrigerings som beskrevet i seksjon 3.2.2. 10%-, 50%- og 90%-persentilene av forbruket fra samlast for 2012 er plottet i figur 3.23.



Figur 3.22: Gjennomsnitt av forbruk SL, korrigert forbruk SL og gjennomsnitt av målt forbruk, 2012.



Figur 3.23: Forbruk per time og per tredje time en dag i 2012, SL.

3.6.4 Utvexling samlast

Timesverdiene til utvekslingen H_i får noen ekstremverdier ved bruk av metoden. Dette skjer når tretimersverdiene går fra å være positiv til negativ eller omvendt. Her kan $H_i > 10^6$ eller $< -10^6$ [MW], noe som ikke er realistisk ettersom maksimum utveksling i NORDEL er $\bar{H}_i = \pm 11\,100$ [MW] i 2020. Metoden for å generere timesverdier for utvekslingen er derfor modifisert når tretimersverdiene endrer fortegn. Først brukes steg 1, men i stedet for å bruke steg 2 beregnes timesverdiene i et segment nå som

$$Y_{p,1} = Y_{p,1} + dY_p \quad (3.50)$$

$$Y_{p,2} = Y_{p,2} + dY_p \quad (3.51)$$

$$Y_{p,3} = Y_{p,3} + dY_p. \quad (3.52)$$

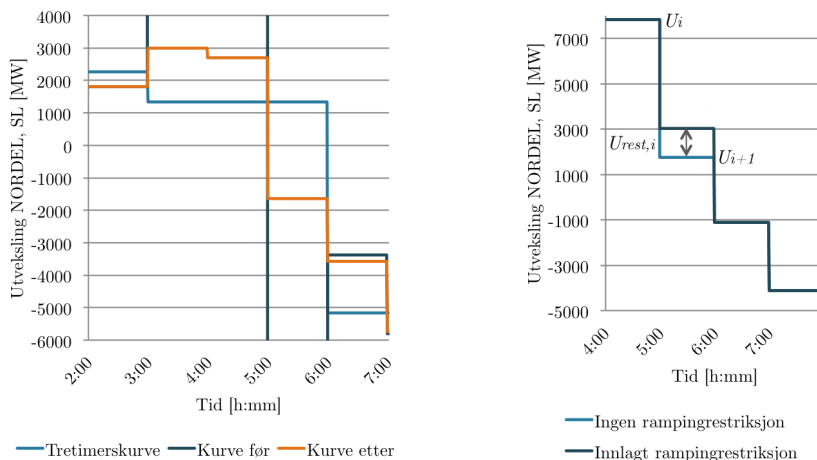
Fra steg 1 justeres altså timesverdiene likt med dY_p [MWh]. Denne endringen kan finnes ved å omgjøre ligning (3.44)

$$\frac{1}{3}[(Y_{p,1} + dY_p) + (Y_{p,2} + dY_p) + (Y_{p,3} + dY_p)] = Y_p \quad (3.53)$$

Ligningen skrives om for dP_p

$$dY_p = \frac{1}{3}(3Y_p - (Y_{p,1} + Y_{p,2} + Y_{p,3})). \quad (3.54)$$

Og de nye timesverdiene kan beregnes som i (3.50)–(3.52).



(a) Utveksling per time før og etter.

(b) Inkludert rampingrestriksjon.

Figur 3.24: Eksempel på korrigering av timesverdier for utveksling 2012, SL.

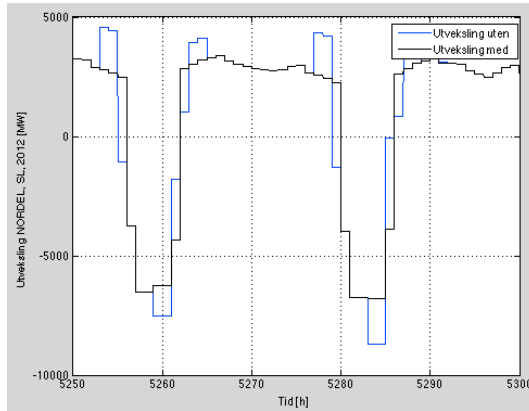
I figur 3.24a er tretimesverdiene Y_p plottet med en kurve for timesutvekslingen før og etter korrigeringen. De høye timesverdiene av den første kurven kan sees i tabell 3.8.

Tid [h:mm]	Kurve før [MW]
3:00–4:00	2 220 500
4:00–5:00	1 811 700
5:00–6:00	-4 028 100

Tabell 3.8: Timesverdier for utveksling i figur 3.24 før korrigering av metoden.

En annen endring som er gjort med utvekslingen per time H_i for samlastverdiene, er å glatte ut timesverdiene før store endringer inntreffer. I figur 3.25 viser den blå kurven timesverdiene før utglattingen gjøres. Dette er en dårlig representasjon av flyten på utenlandskablene i virkeligheten.

Dette er blitt endret på ved å minke toppene og bunnene i de to første timene like



Figur 3.25: Timesverdier utveksling SL 2012 før og etter utglatting.

mye som den siste timen øker. Dette gir den svarte kurven i figur 3.25. Ramping-restriksjonene kan nå implementeres på timesverdiene.

Rampingenrestriksjonen på 600 [MW/h] er som tidligere nevnt ikke inkludert i samlast og må derfor implementeres dersom en ønsker en realistisk modellering av utvekslingen i 2012 og 2020. Dette er gjort ved å lage et skript som trekker fra $H_{rest,i}$ time i hver gang differansen mellom to etterfølgende utvekslingsverdier $|dH_i| > 600$ [MW/h]. Differansen er definert til å være

$$dH_i = |H_i - H_{i+1}| \quad (3.55)$$

for $i = 1, 2, \dots, N - 1$. Resten $H_{rest,i}$ er ikke null hvis $|dH_i| > R$

$$H_{rest,i} = dU_i - R \quad (3.56)$$

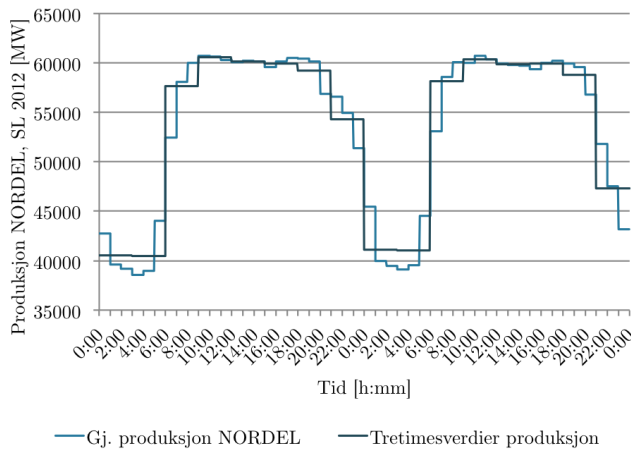
for $i = 1, 2, \dots, N - 1$. Her er R rampingrestriksjonen. Altså kan rampingen implementeres for hele systemet på en gang hvis restriksjonen på alle kablene legges sammen. $H_{rest,i}$ legges til produksjonen per time P_i slik at kraften i systemet per time er uendret. Endringen som skjer kan sees i figur 3.24b hvor pilene viser $H_{rest,i}$ som trekkes fra timesverdien av utvekslingen når rampingen dH_i mellom time i og $i + 1$ er for stor.

3.6.5 Produksjon samlast

Også produksjonen fra samlast er oppgitt i tretimesverdier. For å få en balanse per time mellom utveksling, forbruk og produksjon beregnes produksjonen fra forbruket og utveksling:

$$P_{i,SL} = H_{i,SL} - F_{i,SL}. \quad (3.57)$$

Forbruket og utvekslingen er da gjort om til timeverdier som beskrevet. Dette gir produksjonsverdier per time som vist i figur 3.26.



Figur 3.26: Eksempel timesverdier og tretimersverdier produksjon 2012, SL.

Neste steg er å lage en kontinuerlig produksjon $p(t)$ fra timesverdiene P_i . Dette er løst som i seksjon 3.4. I samlast 2012 brukes andelen kraftproduksjon i systemet som i tabell 3.4 på side 39 med verdier fra 2011.

Type s	Produksjon 2020 [TWh]	Andel $r_{NORDEL,s}$
Vannkraft	195	0,4777
Kjernekraft	92	0,2248
Øvrig varmekraft	92	0,2248
Vindkraft	30	0,0727
Sum	408	1

Tabell 3.9: Andel kraftproduksjon NORDEL 2020, SL.

I år 2020 fins det ingen informasjon om hvordan produksjonsinndelingen kommer til å bli. Derfor brukes samlastdata for produksjon som beskrevet i tabell 3.6. Pro-

duksjonen for vannkraft, vindkraft og $\text{INT}(p)$ summeres for 2020 for å finne total produksjon. Etersom det ikke er noen tall for kjernekraft eller øvrig varmekraft deles summen av $\text{INT}(p)$ i to. Dette er en rimelig antagelse da andel kjernekraft og øvrig varmekraft i 2011 er veldig lik.

Resultatene av beregningene kan sees i tabell 3.9. Andelen kraftproduksjon kan nå brukes til å beregne produksjonen $p(t)$ som i 3.4.

4 Strukturelle ubalanser

I dette kapittelet blir resultatene av beregningene av de strukturelle ubalansene presentert. I 4.1–4.2 blir resultatene fra beregningene med det målte datasettet fra Statnett for 2009–2012 gjennomgått. I andre del blir resultatene fra samlastmodellen presentert. Resultatene vil deretter undersøkes og diskuteres i neste kapittel.

Ubalansene som presenteres i grafer blir fremstilt som 10%-, 50%- og 90%-persentiler. Persentilene er kurver som representerer grenser der verdiene med $p\%$ av maksverdiene ligger. En 50%-persentil representerer med andre ord medianen av alle mulige verdier i ett punkt. Under kurven er alle verdier som er lavere enn verdiene som ligger midt mellom maksimum og minimum i de ulike punktet. Et plot av en 0%- og 100%-persentil av et sett med resultater vil derfor definere området der alle verdiene ligger innenfor. Persentilene kan derfor, i tillegg til å vise kurveformen av resultatene langs x-aksen, vise spredningen av størrelsene på verdiene langs y-aksen.

De første resultatene baserer seg på et sett med målte data. Her er det vanlig at det forekommer målefeil. Videre omgjøres alle datasettene til en rekke kontinuerlige kurver. Også her gjøres det antagelser og tilpasninger som gjør at ubalansene kan få høyere absoluttverdi enn egentlig er tilfellet. En 10%- og 90%-persentil representerer området hvor 80% av alle verdiene ligger innenfor. 10%-kurven representerer de laveste verdiene - altså de største negative ubalansene og 90%-kurven de største positive ubalansene. 10%- og 90%-persentilen gir på denne måten et inntrykk av størrelsesspenningen til resultatene uten å inkludere de høyeste verdiene, altså er dette en fin måte å se tendensene i ubalansene på.

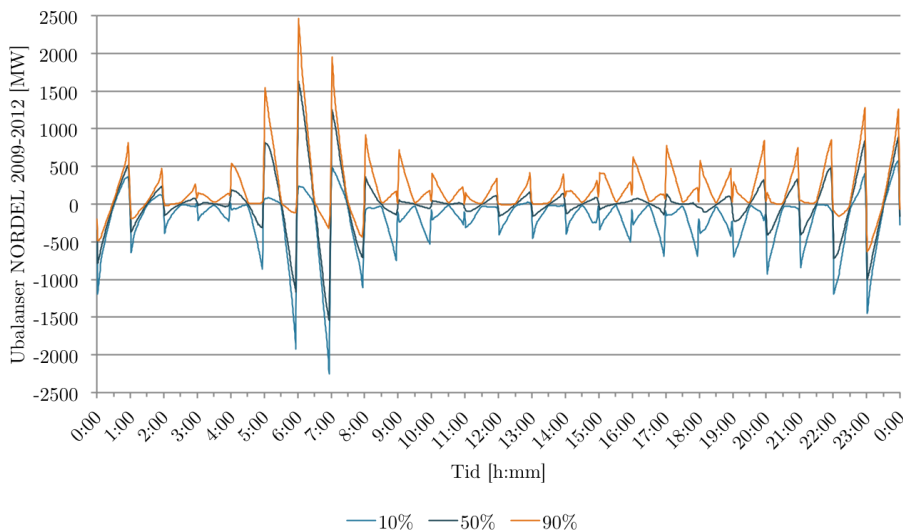
4.1 Strukturelle ubalanser og systemfrekvens NORDEL 2009–2012

4.1.1 Strukturelle ubalanser NORDEL 2009–2012

10%-, 50%- og 90%-persentiler av de beregnede ubalansene for NORDEL over et døgn sees i figur 4.1. Beregningene er basert på de målte dataene fra 2009–

2012.

Ubalansene over et døgn er sagformede og går fra å være positive til negative eller omvendt i løpet av en time. 5:00 om morgenen og frem til 8:00 har ubalansene høyest absoluttverdi. I disse kritiske timene vil selv 90%-persentilen være negativ og 10%-persentilen være positiv. Dette indikerer at systemet så å si hver dag fra 2009–2012 opplever et over- eller underskudd av effekt i dette tidsintervallet. Ubalansene er også såpass store i denne perioden at det ofte vil være nødvendig med reguleringsinngrep i tillegg til den automatiske reguleringen.



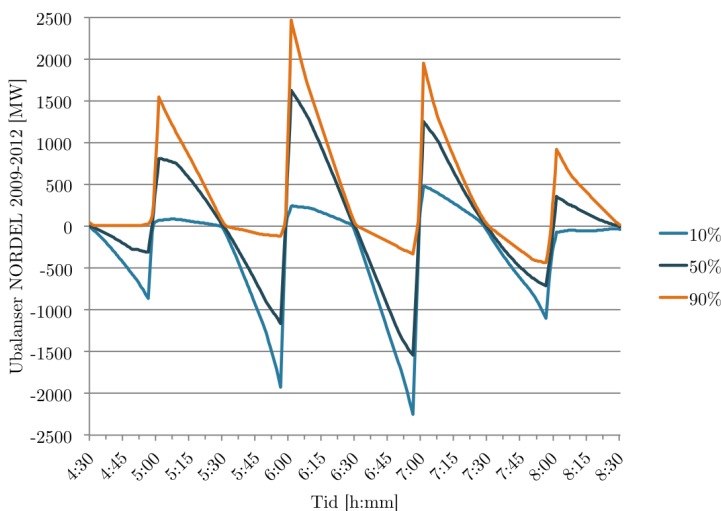
Figur 4.1: Persentiler ubalanser i NORDEL 2009–2012, MD.

I denne kritiske perioden er 50%-persentilen også godt over ± 1000 [MW]. Som nevnt tidligere er FNR på 600 [MW]. Når ubalansene er over 600 [MW], og ingen reguleringsinngrep gjøres, brukes FDR og systemet er ikke lenger driftssikkert. I en slik situasjon er synkronsystemet sårbart for uforutsette hendelser som fører til feil i systemet. Samtidig overstiger de verste ubalansene kapasiteten til de automatiske reservene. Hvis ikke tiltak gjøres i disse timene vil deler av systemet bryte sammen.

Utover dagen roer ubalansene seg og holder seg godt innenfor ± 600 [MW]. Her trenger ikke systemoperatørene å iverksette noen tiltak da FNR tar hånd om disse. På ettermiddagen starter forbruket å minke og absoluttverdien av ubalansene øker. Før midnatt endres også retningen på kabelflyten fra eksport til import på grunn

av de termiske kraftprisene i kontinentet. Også her blir ubalansene så store at det oppstår kraftoverskudd og -underskudd under 10%- og 90%-persentilen. Igjen er det nødvendig med reguleringsinngrep.

Ubalansene vil i de kritiske tidsperiodene om morgenen og rundt midnatt være sagformet. Midt på dagen fra 15:00-20:00 oppstår det små fluktueringer i 10%- og 90%-persentilen ved timesskiftene. 50%-persentilen av ubalansene endres rundt nullaksen over hele døgnet. Dette indikerer at kurvetilpasningene ikke har tendens til å være for store i positiv eller negativ retning. Hvis kurvetilpasningene er gode burde arealet over timen av ubalansene være null ettersom datasettet er gjort om slik at det oppstår en økonomisk balanse. Også dette drøftes i neste kapittel.



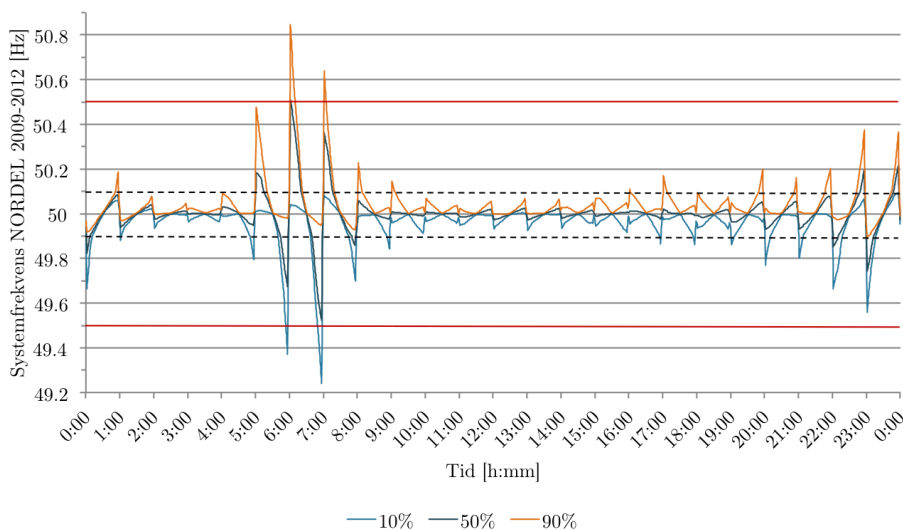
Figur 4.2: Persentiler ubalanser i NORDEL 2009–2012 fra 04:30–08:30, MD.

Figur 4.2 viser et utsnitt av figur 4.1 fra 4:30–8:30, tidsperioden hvor ubalansene er størst. Ubalansene i disse timene fører til effektoverskudd og -underskudd som gjør det nødvendig med reguleringsinngrep. I figuren er det en ”knekk” i formen på ubalansene som ikke var like synlig i figur 4.1. Knekket inntreffer ti minutter før og etter hvert timesskiftet og skyldes rampingen på utvekslingskablene.

4.1.2 Systemfrekvens NORDEL 2009–2012

Med den automatiske reguleringen som beskrevet i 2.1.4 er systemfrekvensen regnet ut i persentiler over et døgn for 2009–2012 fra ubalansene i NORDEL i 4.1.1.

Resultatet kan sees i figur 4.3.



Figur 4.3: Persentiler systemfrekvens NORDEL 2009–2012, MD.

Normalbåndet til systemfrekvensen på 49,1/50,1 [Hz] er representert av de to stripete linjene i figuren. De to røde linjene representerer systemfrekvensen hvor den automatiske reguleringen i systemet er oppbrukt. Ved normalbåndet blir det derfor en knekk i systemfrekvensen som kommer fra at reguleringsstyrken endres fra 6000 [MW/Hz] (FNR) til 2500 [MW/Hz] (FDR). Når systemfrekvensen er utenfor normalbåndet brukes FDR som opprinnelig er ment til å brukes til uforutsette hendelser som gir driftsforstyrrelser i systemet.

Systemfrekvensen ligger innenfor normalbåndet i store deler av døgnet. Manuell regulering trengs derfor kun i de kritiske periodene i morgentimene og før og etter midnatt. Kun de største ubalansene går utenfor den røde linjen hvor all automatisk regulering er brukt opp. Dette er de største mulige systemfrekvensene systemet kan oppleve uten noen form for reguleringsinngrep som følge av strukturen til kraftmarkedet.

4.1.3 Strukturelle ubalanser per år

Ubalansene i NORDEL per år fra 2009–2012 er listet i tabell 4.1. Her er tiden ubalansene er større eller mindre enn ± 1000 og ± 600 [MW] funnet for hvert år. Resultatene er presentert i kolonne 4–7 og er oppgitt i timer [h]. Ettersom et ulikt

antall dager er fjernet fra resultatet hvert år er t multiplisert med $\frac{365}{\#dager}$ for at de skal kunne sammenlignes. I de to første kolonnene i tabellen er de største ubalansene for 90%-persentilen, $\overline{U}_{90\%}$, og minste ubalansene for 10%-persentilen, $\underline{U}_{10\%}$, i [MW] funnet for hvert år.

År	$\overline{U}_{90\%}$	$\underline{U}_{10\%}$	$t_{\geq 1000}$	$t_{-\leq 1000}$	$t_{\geq 600}$	$t_{-\leq 600}$
2009	2605	-2605	161	144	439	447
2010	2448	-2344	144	123	412	413
2011	2229	-2119	121	108	391	385
2012	2465	-2031	129	111	398	402

Tabell 4.1: Resultater ubalanser NORDEL per år, MD.

I tabellen er det ingen tendenser til økende ubalanser siden 2009 i størrelse eller varighet. Dette kan henge sammen med at forbruket heller ikke øker fra 2009–2012. I tabellen er gjerne tiden $t_{\geq 1000} > t_{-\leq 1000}$. Dette skyldes at ubalansene er størst rett etter 6:00 og da også positiv.

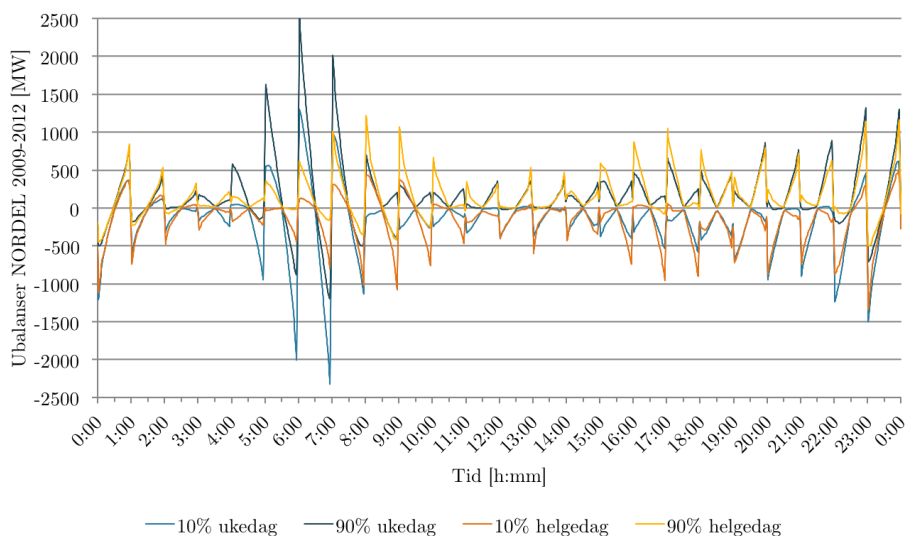
Ettersom ubalansene ikke øker fra år til år er det rimelig å anta at heller ikke systemfrekvensen i NORDEL øker over samme tidsperiode.

4.1.4 Strukturelle ubalanser uke- og helgedager

I uke- og helgedager er det store forskjeller på forbruksprofilen gjennom døgnet. For å kartlegge nøyaktig når de strukturelle ubalansene forekommer og hva de skyldes er det derfor forsøkt å se hvilke utslag de ulike forbruksprofilene har på de strukturelle ubalansene.

Dette er gjort ved at ubalansene for NORDEL fra 2009–2012 for ukedager og helgedager deles inn i to datasett. 10%- og 90%-persentiler for ubalansene i ukedagene og i helgedagene over et døgn er deretter funnet. Disse kan sees i figur 4.4. Ubalansene i ukedagene er representert av de blå kurvene og ubalansene i helgedagene er den gule og den orange kurven.

I figuren kommer det klart frem at ubalansene er størst i ukedagene i morgentimene. Med en mindre forbruksgradient i helgedagene og generelt mindre forbruk, blir ubalansen også mindre i helgene. De største ubalansene i helgene er dessuten forskjøvet og inntreffer fra 7:00–9:00. Videre varierer ubalansene mer utover dagen i helgene med en ny topp mellom 15:00–19:00. Her er ubalansene i helgene større enn ubalansene i ukedagene. Ubalansene for helge- og ukedagene stiger deretter utover kvelden til midnatt når retningen på flyten på utenlandskablene endres.



Figur 4.4: Persentiler ubalanser uke- og helgedager NORDEL 2009–2012, MD.

I tabell 4.2 er størrelsene på persentilene i figur 4.4 listet. Her ser man at ubalansene er over dobbelt så store i ukedagene. De minste ubalansene i helgen inntreffer på kvelden rett etter 23:00 og ikke i morgentimene.

	$\bar{U}_{90\%}$	$\underline{U}_{10\%}$
Ukedag	2555	-2323
Helgedag	1220	-1342

Tabell 4.2: Kvantitative resultater av ubalansene i NORDEL i helge- og ukedager fra 2009–2012, MD.

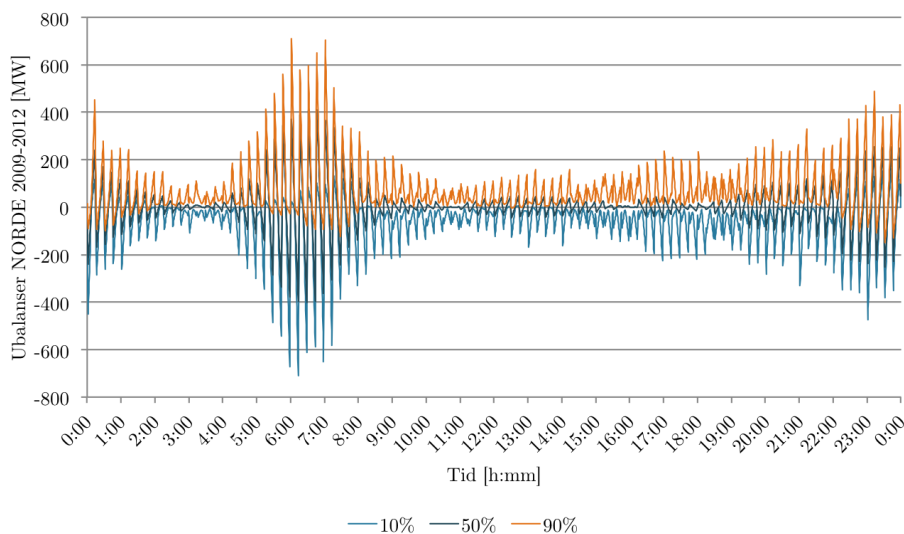
4.1.5 Strukturelle ubalanser kvartersoppløst marked

Med modelleringen av produksjon og utveksling med kontinuerlig ramping som i 3.5 vil ubalansene i et kvartersoppløst marked se ut som i figur 4.5. Ubalansene fremstilles også her som persentiler av resultatene over et døgn. Ubalansene er funnet for NORDEL fra 2009–2012 for de målte dataene.

Ubalansene har her betydelig mindre absoluttverdi enn for det timesoppløste kraftmarkedet i dag. Samtidig er det større svingninger mellom positive og negative ubalanser, da produksjonsendringene skjer hvert kvarter og ikke hver time. Med et kvartersoppløst kraftmarked som i denne oppgaven er det ikke nødvendig med

reguleringsinngrep. Kun de aller største ubalansene krysser såvidt ± 600 [MW], kapasiteten på NDR.

Selv om ubalansene er betydelig redusert krysser 90%- og 10%-persentilen nullaksen i morgentimene og på kvelden og blir negativ og positiv, henholdsvis. Dette gjør at det også vil forekomme effektoverskudd og -underskudd med et kvartersoppløst kraftmarked. Disse er likevel halvparten av overskuddene av ubalansene i NORDEL ved timesoppløst kraftmarked i figur 4.1 på side 4.1.



Figur 4.5: Persentiler ubalanser NORDEL kvartersoppløst marked 2009–2012, MD.

I tabell 4.3 blir varighet og størrelse på de strukturelle ubalanse for kvarters- og timesoppløst kraftmarked sammenlignet. De største ubalansene i det timesoppløste markedet er mer enn tre ganger så store som i det kvartersoppløste. I tillegg blir antall timer hvor systemet er i ubalanse betrakterlig redusert i et kvartersoppløst marked. Resultatene er fra de målte dataene fra 2009–2012 for hele synkronsystemet. Tiden t i $[\frac{h}{4 \text{ yr}}]$ er oppgitt er for alle fire årene.

	$\overline{U}_{90\%}$	$\underline{U}_{10\%}$	$t_{\geq 1000}$	$t_{-\leq 1000}$	$t_{\geq 600}$	$t_{\leq -600}$
QTR-marked	712	-710	26,4	8,15	71,8	42,5
H-marked	2467	-2251	546,4	476,1	1609,8	1605,8

Tabell 4.3: Kvantitative resultater NORDEL kvarters- og timesoppløst kraftmarked 2009–2012, MD.

4.2 Strukturelle ubalanser per land i NORDEL 2009–2012

Maksimum og minimum av 90%- og 10%-persentilene for ubalansene i de ulike landene i NORDEL fra 2009–2012 og varigheten på ubalansene over ± 1000 og ± 600 [MW] i denne perioden er listet i tabell 4.4. Igjen er varigheten t oppgitt for alle fire årene altså i $[\frac{h}{4 \text{ yr}}]$

Ikke overraskende har Sverige størst ubalanser med lengst varighet da Sverige utgjør det største systemet innenfor NORDEL. Dette innebærer at Sverige alltid har størst forbruk og produksjon. Norge som utgjør det nest største systemet, har også de nest største ubalansene. Deretter kommer Finland og så Øst-Danmark, som har de minste systemene i NORDEL.

Område	$\overline{U}_{90\%}$	$\overline{U}_{10\%}$	$t_{\geq 1000}$	$t_{-\leq 1000}$	$t_{>600}$	$t_{<-600}$
DK2	319	-320	0	0	0,2	0,9
FI	423	-350	0,4	0,6	3,8	4,5
NO	1070	-1098	14,5	10,1	174,2	128,5
SE	1156	-991	25,0	9,1	265,1	233,8

Tabell 4.4: Kvantitative resultater per land fra 2009–2012, MD.

Til tross for at Sverige utgjør et større system enn Norge, opplever Norge en lavere verdi av $\overline{U}_{10\%}$. I varighet er ubalansene i Finland og Øst-Danmark i løpet av fire år forsvinnende små i forhold til ubalansene som oppstår i Norge og Sverige. For å bedre forstå omfanget av ubalansene i hvert område relativt til systemene sin størrelse burde heller varigheten t over eller under $\pm \text{FDR}$ og $\pm \text{FNR}$ i hvert område finnes i stedet for å bruke reguleringen i hele systemet.

Et kvartersoppløst kraftmarked vil redusere ubalansene i hvert land med 1/3 av størrelsene i kolonne to og tre i tabell 4.4. Figurer med 10%-, 50%- og 90%-persentiler av ubalansene per land for timesoppløst kraftmarked kan sees i vedlegg F.

4.2.1 Strukturelle ubalanser og rampingrestriksjon

Rampingrestriksjonene på utenlandskablene tillater at flyten på kablene maksimum endres 600 [MW] mellom to timer. Denne endringen må skje i løpet av 20 minutter - ti minutter før og etter hver heltime. Dette gir en endring på maksimum

600 [MW]/20 [min]=30 [MW]/[min] på hver kabel. I kraftmarkedet er ramping-restriksjonene implementert slik at linjeflyten aldri overstiger denne grensen. Systemoperatørene på driftssentralen kontrollerer kabelflyten mellom flyten som skal være på kablene hver time etter markedsklareringen.

I denne oppgaven er det antatt at arealet av denne flyten er lik målt verdi den timen, nemlig gjennomsnittlig flyt. Dette gjøres for at timesbalansen skal opprettholdes slik at kun de strukturelle ubalansene betraktes.

Da det alltid er attraktivt for produsentene å øke overføringskapasiteten til andre synkronsystemer, vil rampingrestriksjonene høyst sannsynlig endres i fremtiden. Derfor er det også viktig å vite innvirkningen restriksjonene har på ubalansene. Følgelig undersøkes ubalansene ved dager med høye og lave flytendringer på utvekslingkablene i de ulike områdene i NORDEL som har kabler med rampingrestriksjoner: Øst-Danmark, Norge og Sverige.

For å skille dager med store og lave flytendringer i systemene tas utgangspunkt i maksimum ramping \bar{R}_l per område l . Det settes en grense for hvert område lik 75% av \bar{R}_l . Alle dager hvor de totale flytendringene i systemet er større eller lik denne grensen sies å være dager med høy ramping. Resten av dagene sies å ha lav ramping. Disse dagene skilles fra hverandre og ubalansene for de to settene er beregnet som 10%-og 90%-persentil. Total rampingrestriksjon per område og grenseverdien på 75% av denne kan sees i tabell 4.5.

Område	\bar{R}_l [MW]	75% \bar{R}_l [MW]	\bar{F}_l [MW]	\bar{R}_l/\bar{F}_l
Øst-Danmark	1200	900	1 624,3	0,7388
Norge	1200	900	14 367	0,0835
Sverige	1800	1350	16 136	0,1116

Tabell 4.5: Maksimum tillatt ramping per område og 75% av maksimum tillatt ramping, 2009–2012.

I nest siste kolonnen er gjennomsnittlig forbruk per område en time, \bar{F}_l , beregnet fra 2009–2012. I siste kolonnen deles maksimum ramping per område med denne verdien for å indikere forholdet mellom maksimum ramping per land og forbruket. I følge disse verdiene har Norge har minst andel ramping i forhold til forbruket og vil påvirkes minst av store flytendringer. Øst-Danmark sin ramping utgjør på andre siden en stor andel av det totale systemet og vil derfor innvirkes mer av hvor store flytendringene er mellom to timer.

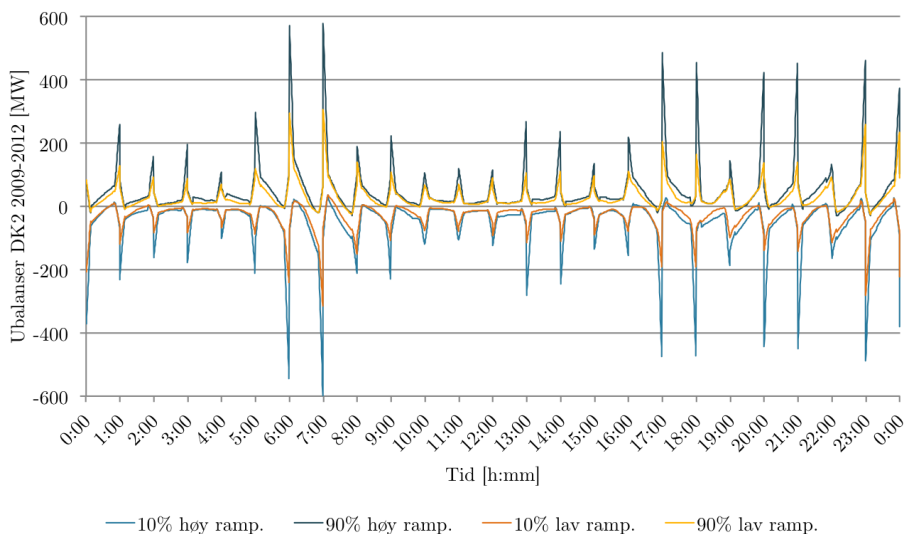
Ved å sette en grense på 75% av maksimum ramping per område er dagene med

høy ramping skilt fra dagene med lav ramping for alle dagene i datasettet fra 2009–2012. Antall dager med høy ramping fra 2009–2012 i de ulike områdene kan sees i tabell 4.6. Den store forskjellen på dagene sier mye om fleksibiliteten til de ulike systemene og hvordan de samspiller som nevnt i 2.3.1.

Område	Antall dager/4 år
DK2	157
NO	549
SE	10

Tabell 4.6: Antall dager med ”høy” ramping per område fra 2009–2012, MD.

Ubalansene per område fra 2009–2012 er presentert som 10%- og 90%-persentiler i figur 4.6–4.7. De blå kurvene representerer persentilene av ubalansene dagene med høy ramping. Resultatene med lav ramping er kurvene med gul og orange farge.

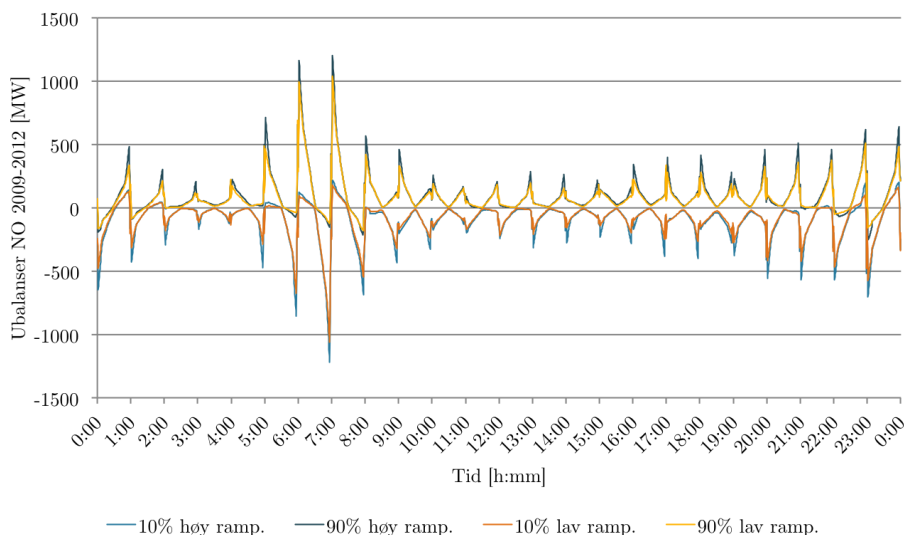


Figur 4.6: Ubalanser DK2 med over og under 75% av maks ramping 2009–2012, MD.

I figurene kommer det klart frem at rampingen har størst innvirkning på Øst-Danmark sitt system. Dette er ikke overraskende med et såpass lite system i forhold til tillatt ramping hver time \bar{R}_l . I virkeligheten opplever ikke nødvendigvis Øst-Danmark slike ubalanser fordi systemet blir regulert ved hjelp av vannkraft fra Sverige og Norge gjennom forbindelsen mellom DK2 og SE4. Ubalansene i Øst-

Danmark er også veldig tilspisset i forhold til ubalansene for NORDEL som er blitt gjennomgått tidligere. Dette skyldes at utvekslingen utgjør en såpass stor del av systemet at periodene med ramping har større utslag i ubalansene. Knekkene som tidligere er observert på grunn av rampingen er langt mere fremtredene i figur 4.6.

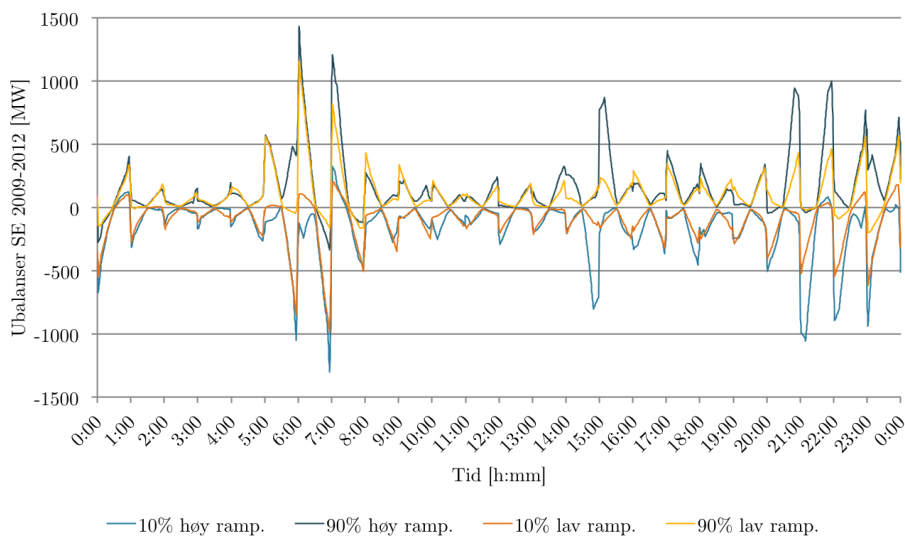
I Norge gir dagene med ”høy” ramping lite utslag i totalen. Dette kan også skyldes at Norge generelt har høye flytendringer som ligger rett under den satte skillegrensen og at skillet derfor ikke utgjør noen særlig forskjell.



Figur 4.7: Ubalanser NO med over og under 75% av maks ramping 2009–2012, MD.

Dagene med ”høy” ramping gir derimot stort utslag i Sverige. Dette indikere at høy ramping påvirker størrelsen på ubalansene. Samtidig er de blå kurvene veldig ujevne noe som skyldes at antall dager med høy ramping i løpet av fire år er få.

De kvantitative resultatene fra figurene er presentert i tabell 4.7. Her er verdiene av de høyeste og laveste ubalansene for 90%- og 10%-persentilene for dagene med høy og lav ramping. I fjerde kolonne er differansen mellom ubalansene i kolonne to og tre funnet.



Figur 4.8: Ubalanser SE med over og under 75% av maks ramping 2009–2012, MD.

Land	$\bar{U}_{90\%}/\underline{U}_{10\%}$ høy ramping	$\bar{U}_{90\%}/\underline{U}_{10\%}$ lav ramping	Diff. $\bar{U}_{90\%}/\underline{U}_{10\%}$
DK2	579/-599	306/-315	273/284
NO	1193/-1224	1032/-1063	161/61
SE	1448 /-1309	1169 /-1009	279/300

Tabell 4.7: Kvantitative resultater høy/lav ramping, MD.

4.3 Strukturelle ubalanser med samlast

I dette avsnittet blir resultatene fra samlastdata presentert. Datasettet som er benyttet består av resultater fra en samlastsimulering for NORDEL for 2012 og 2020 med tilsigsår 1980. Ubalansene for 2012 blir sammenlignet med målte data i 2012 slik at det er mulig å si noe om innvirkningen i modelleringen som er gjort for samlastdataene. Systemet for 2020 i samlast er det invertert i ny produksjon og flere utenlandskabler er bygget. Det er også antatt at forbruket har siden 2012. En full beskrivelse av endringene gjort i 2020-systemet kan sees i 2.6.

I 2020 er resultatene funnet for tre ulike fremtidsscenarioer:

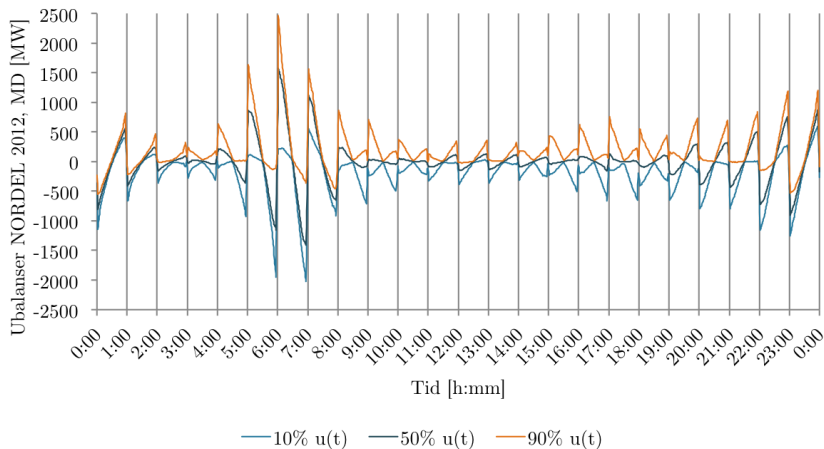
1. Scenario 1: 600 [MW]
 - (a) Kraftmarkedet er timesoppløst som i dag.
 - (b) Rampingrestriksjonen er som i dag med 600 [MW] mellom to timer og med ramping kun ti minutter før og etter et timeskifte.
2. Scenario 2: 1000 [MW]
 - (a) Kraftmarkedet er timesoppløst som i dag.
 - (b) Rampingrestriksjonen er på 1000 [MW] mellom to timer og rampingen kan skje gjennom hele timen.
3. Scenario 3: QTR
 - (a) Kraftmarkedet er kvartersoppløst.
 - (b) Rampingrestriksjonen er som i scenario 2.

4.3.1 Samlast og målte data, 2012

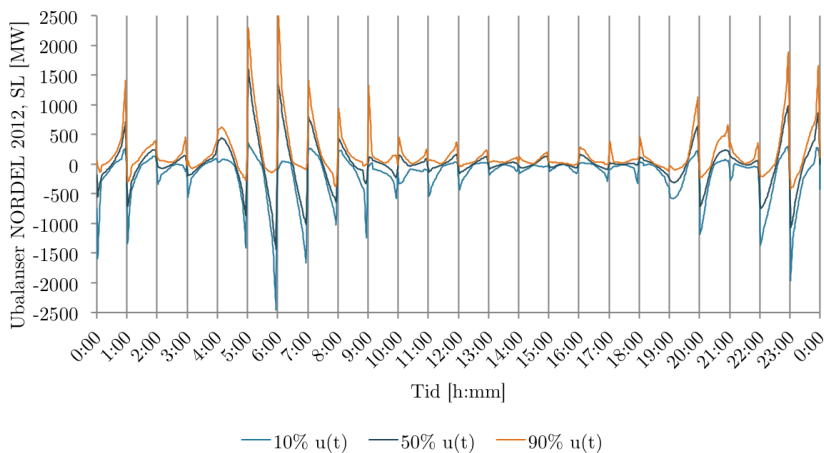
I figur 4.9 sammenlignes ubalansene over et døgn fra samlastdata og målte data for NORDEL i 2012. Resultatene er igjen presentert som 10%-, 50%- og 90%-persentiler.

Ubalansene fra samlast i figur 4.9b endres mindre jevnt i størrelse enn resultatene fra de målte dataene i figur 4.9a. Til tross for dette er det en del felles trekk: ubalansene ligger innenfor samme nivå fra $[-2500, 2500]$ [MW], ubalansene fra samlast er også størst fra 5:00–8:00 og igjen mot midnatt 22:00–1:00 og kurveformene er også lik

i disse periodene. Også i samlastresultatene blir 10%-persentilen positiv og 90%-persentilen negativ i de kritiske periodene.



(a) Ubalanser NORDEL 2012, MD.



(b) Ubalanser NORDEL 2012, SL.

Figur 4.9: Persentiler ubalanser NORDEL 2012, SL og MD.

Andre distinksjoner mellom resultatene kan sees fra 8:00–22:00. Resultatene fra de målte dataene har fluktueringer i 10%- og 90%-persentilen ved tidskiftene her. Disse er fraværende i figur 4.9b. Ellers er absoluttverdien på ubalansene i samlast litt større klokken 1:00, 5:00, 23:00 og 0:00. Det kan skyldes forskjellene fra antatte forhold i samlastsystemet for 2012 og faktiske forhold i systemet i 2012. I 3.6.1 ble datasettet fra 1980-tilsaget valgt da vannkraftproduksjonen her har høyest korrela-

sjonsfaktor med vannkraftproduksjonen i 2012. Likevel er det store forskjeller i total produksjon per uke noe som kan påvirke størrelsesforskjellene i ubalansene.

Ubalansene fra 3:00–5:00 og fra 20:00–22:00 har ulik form enn ubalansene fra de målte dataene. Fra 3:30–4:30 er 10%-persentilen positiv i figur 4.9b. Dette skjer ikke i samme tidsrom i figur 4.9a.

4.3.2 Ubalanser i 2020

Her presenteres resultatene fra datasettet fra samlastsimuleringen for 2020-systemet utviklet av Statnett for tre ulike scenarier. I siste del blir varigheten av og størrelsene på ubalansene i de ulike tilfellene sammenlignet. Her er også resultatene fra målte data og fra samlastsimuleringen fra 2012.

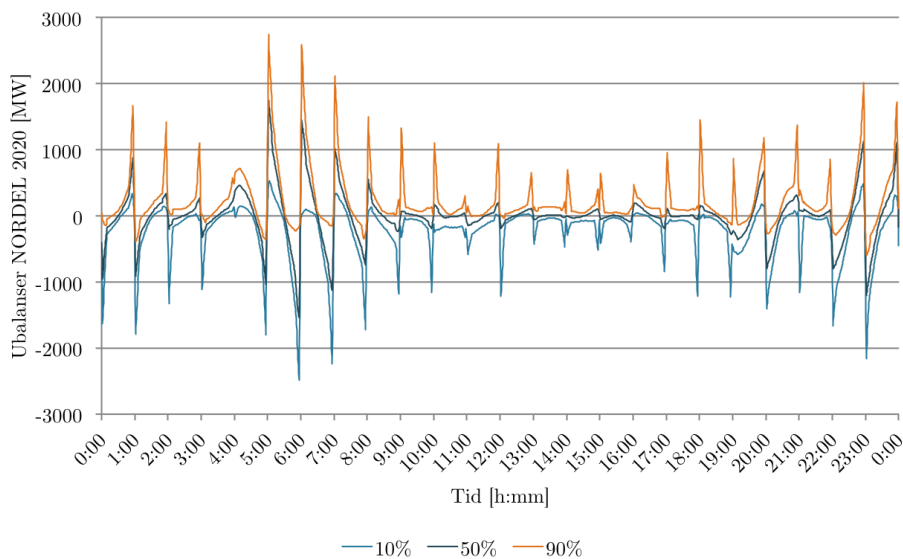
Scenario 1

I figur 4.10, er persentilene av ubalansene i NORDEL i 2020 for første scenario plottet. I dette scenario 1 er det antatt at kraftmarkedet fortsatt er timesoppløst og at rampingrestriksjonen er som i 2012.

Ubalansene er her preget av spisser som ligner på ubalansene for Øst-Danmark presentert i figur 4.6 på side 68. Spissene kom idet rampingen startet ti minutter før hver heltime og flytendringene mellom to timene var stor. Knekk i ubalansene inntreffer også her rett før og etter timestskiftene. I samlastsystemet for 2020 lagt til en rekke utvekslingskabler. Dette gjør at total tillatt ramping per time for synkronsystemet øker. De økte flytendringene i modellen forklarer at knekkene i ubalansene er mer fremtredende enn i ubalansene for NORDEL fra i dag.

I figuren inntreffer ubalansen med høyest amplitude klokken 5:00. Ubalansen med lavest amplitude inntreffer 6:00. Dette er forskjøvet en time frem i tid i forhold til resultatene for NORDEL basert på det målte datasettet i figur 4.1 på side 60. Dette kan skyldes at de største flytendringene i 2020 inntreffer en time tidligere, men kan også komme av modelleringen fra samlastdataene av forbruket og utvekslingen.

I likhet med resultatene fra de målte dataene er ubalansene størst i morgentimene fra 5:00–8:00 og igjen på kvelden fra 22:00–1:00. Likevel er det flere innslag av store ubalanser imellom disse tidsperiodene for eksempel klokken 12:00 og 18:00. Disse plutselig store ubalansene inntraff ikke i ubalansene fra samlast for 2012 i figur 4.9b



Figur 4.10: Persentiler ubalanser NORDEL 2020, tilsigsår 1980, $\bar{R}_t = 600\text{MW}$, SL.

og kan muligens skyldes forskjellene i systemene i 2012 og 2020 eller modelleringen av utvekslingen og forbruket. Også dette blir gjennomgått i neste kapittel.

Fra 3:00–5:00 er alle persentilene av ubalansene positive. I disse timene er forbruket i den krumme delen av profilen og gradienten i ferd med å øke. Følgelig burde ikke 10%-persentilen være positiv såpass lenge rundt 4:00. Denne uregulariteten kan også sees i samlastresultatene fra 2012. Som i figur 4.9b inntreffer også noen avvikende ubalanser mellom 20:00 og 22:00.

Scenario 2

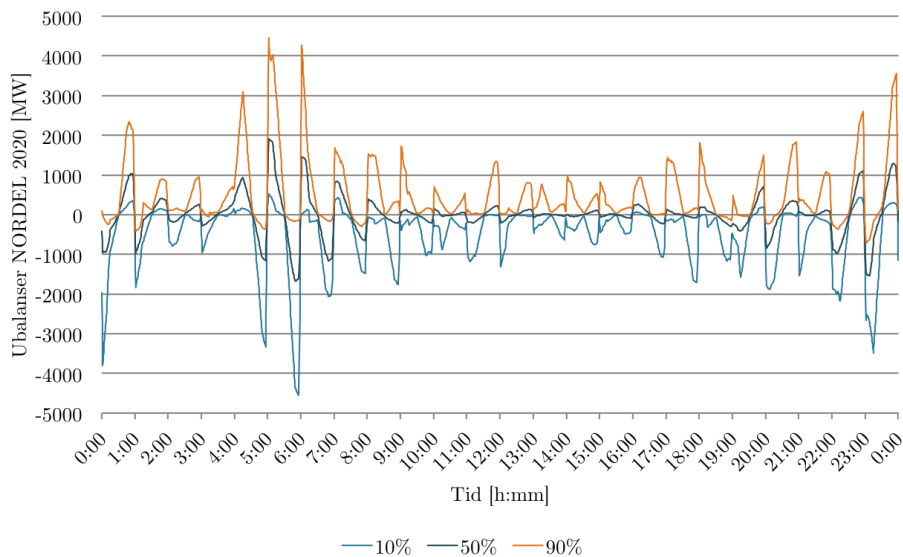
Resultatene fra scenario 2 er plottet i figur 4.11. I dette scenarioet er rampingrestriksjonen økt fra 600 til 1000 [MW] og rampingen foregår gjennom hele timen. Utvekslingen som brukes her er modellert som i det kvartersoppløste kraftmarkedet (se 3.5.2). Kraftmarkedet er fortsatt timesoppløst.

10%- og 90%-persentilene er her mer rotetete enn i de foregående samlastresultatene. Forstyrrelsene kommer av at utvekslingen nå endres lineært mellom hvert kvarter noe som gjør den mindre konsistent enn den tidligere utveksling som har vært konstant gjennom timen utenom rampingperiodene.

En stor forskjell mellom ubalansene i scenario 1 og 2 er størrelsesnivået. I scenario

2 overskrider 90% og 10%-persentilen ± 4000 [MW]. Når det kommer til ramping vil en økning av restriksjonen i scenario medføre at maksimum tillatt ramping i NORDEL går fra 7 100 til 11 500 [MW]. Dette kan forårsake de store ubalansene som sees i figur 4.11.

Med ubalanser på dette nivået vil systemansvarlig med reguleringsreservene på dagens nivå ha problemer med å fa tak i nok regulerkraft til å håndtere ubalansene om morgenen og kvelden. Klokken 5:00 inntreffer den største ubalansen og her ligger 80% av ubalansene for 2020 mellom [500,4000] [MW]. Samtidig har ikke effektoverskuddene eller -underskuddene økt noe merkbart i disse periodene i forhold til tidligere resultater. Dette kan ha med modelleringen av utvekslingen å gjøre.



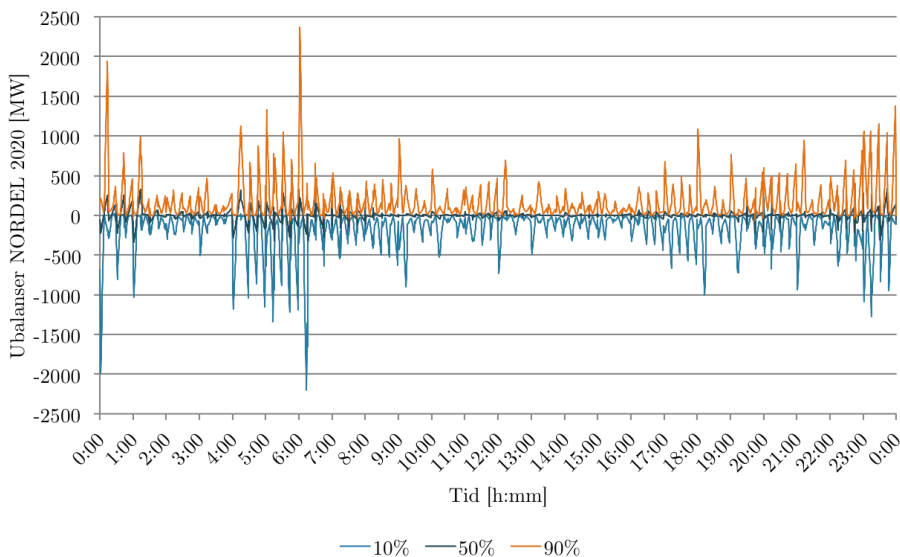
Figur 4.11: Persentiler ubalanser NORDEL 2020, tilsigsår 1980, $\bar{R}_t = 1000\text{MW}$, SL.

Selv om 90%- og 10%-persentilene er veldig ujevne er 50%-persentilen lik i form som ubalansene fra tidligere resultater. I motsetning til tidligere resultater følger 50%-persentilen mindre de to andre kurvene og er merkbart mindre i størrelse. Dette indikerer et stort spenn av resultater og at 90%- og 10%-persentilene muligens får ubalansene til å se verre ut enn de er. Størrelsesmessig er heller ikke 50%-persentilen veldig mye større enn i scenario 2 eller i figur 4.1 som viser resultatene fra NORDEL fra 2009–2012. Dette indikerer at flytendringene i timen har en veldig stor innvirkning på systemet.

Ellers følger figuren mønstret funnet i de andre samlastresultatene med uregulariteter mellom 3:00–5:00 og 19:00–21:00 og med sporadisk store ubalanser utenfor de kritiske tidsperiodene om morgenen og kvelden.

Scenario 3

Resultatene fra scenario 3 kan sees i figur 4.12. Kraftmarkedet er nå antatt å være kvartersoppløst med produksjonsendringer hvert kvarter. Rampingrestriksjonen er som i scenario 2 og utvekslingen brukt i beregningene av de to scenarioene er den samme. I figuren er størrelsene på ubalansene betydelig redusert i forhold til scenario 2. Faktisk er de redusert tilbake på 2012-nivået hvor maksimum ligger mellom ± 2500 [MW] og innenfor ± 1500 [MW] resten av dagen.



Figur 4.12: Persentiler ubalanser NORDEL 2020, tilsigsår 1980, $\bar{R}_l = 1000MW$, SL.

Resultatet er mer varierende enn tidligere. Dette kommer blant annet av at antall modelleringer og antagelser er større enn i tidligere beregninger. Sammenlignet med ubalansene fra de målte dataene i det kvartersoppløste kraftmarkedet i figur 4.5, side 65, er endringen av amplituden til ubalansene gjennom døgnet langt mer sporadisk: i resultatene fra de målte dataene øker ubalansene gradvis om morgenen fra 4:00–7:00 til maksimum er nådd. Deretter synker de jevnt og holder seg lave utover dagen til kvelden kommer og de igjen stiger i verdi.

Dette mønsteret er ikke gjenkjennelig i figur 4.12 utenom at ubalansene i de kritiske periodene om morgenen og kvelden er litt større enn ubalansene ellers. De sporadisk høye ubalansene kan skyldes den økte flytendringen i 2020 som følge av flere utenlandskabler og økt rampingrestriksjon.

50%-persentilen har en langt mindre verdier enn 10%- og 90%-kurvene. Hele dagen svinger den rundt nullaksen og holder seg godt innenfor ± 500 . Dette viser igjen at resultatene har et stort omfang. Samtidig viser det at ubalansene er symmetriske rundt nullaksen.

Sammenligning av 2012 og 2020

I tabell 4.8 er de kvantitative verdiene av resultatene presentert fra 4.3. I de rad to og tre kan resultatene fra de målte dataene i 2012 sammenlignes med de fra samlast fra samme år. Varighetene av ubalansene t og størrelsene, $\bar{U}_{90\%}$ og $\underline{U}_{10\%}$, er overraskende like til tross for forskjellene mellom systemene.

I rad tre og fire er varighetene av ubalansene økt i scenario 1 for 2020 i forhold til samlastresultatene for 2012. Størrelsene er derimot relativt lik. De største ubalansene forekommer beregningene for scenario 2 i rad fem hvor varigheten i timer er omtrent tre ganger så lang som for samlastresultatene for 2012. Også her er amplituden økt kritisk sammenlignet med scenario 2. I figur 4.11 så man at størrelsene på ubalansene i scenario 2 varierte veldig. Resultatene på varigheten i tabell 4.8 ser man likevel en stor forskjell på antall time hvor ubalansene er større enn ± 600 og ± 1000 [MW].

NORDEL	$\bar{U}_{90\%}$	$\underline{U}_{10\%}$	$t_{\geq 1000}$	$t_{\leq -1000}$	$t_{\geq 600}$	$t_{\geq -600}$
2012 målt	2466	-2026	129,9	111,5	403,5	407,6
2012 SL	2556	-2463	134	129	379	410
Scenario 1, SL	2748	-2485	182	180	463	495
Scenario 2, SL	4453	4570	564	577	1016	1012
Scenario 3, SL	2373	-2201	47	53	154	161

Tabell 4.8: Oppsummering av kvantitative resultater i 4.3 2012 og 2020, SL og MD.

I nederste rad er resultater for scenario 3 med kvartersooppløst kraftmarked i 2020. Varighetene av ubalansene over og under ± 600 og ± 1000 [MW] er her redusert til under halvparten av varigheten for ubalansene i 2012-resultatene for samlast. Maksimum og minimum av persentilene er også lavere enn 2012-verdiene til tross for at maksimum ramping tillatt i dette scenariet er på ± 1000 [MW]. Dersom re-

sultatene er realistiske vil det si at ved å innføre kvarteroppløst kraftmarked er det ikke nødvendig å gå til anskaffelse av flere reguleringsressurser innen 2020.

5 Diskusjon

I dette kapitlet drøftes resultatene fra kapittel 4. Hvorfor ser ubalansene ut som de gjør? Er resultatene gode og hvor lik virkeligheten er de? Dette er noen spørsmål som drøftes her.

Kapitlet er delt inn i tre deler: I delkapittel 5.1 blir resultatene fra de målte dataene diskutert. I 5.2 blir resultatene fra samlastdataene gjennomgått. Sist, i 5.3, blir avvikene fra valgt kurvemodellering av de ulike parameterene og konsekvensen av målefeil i datasettet diskutert.

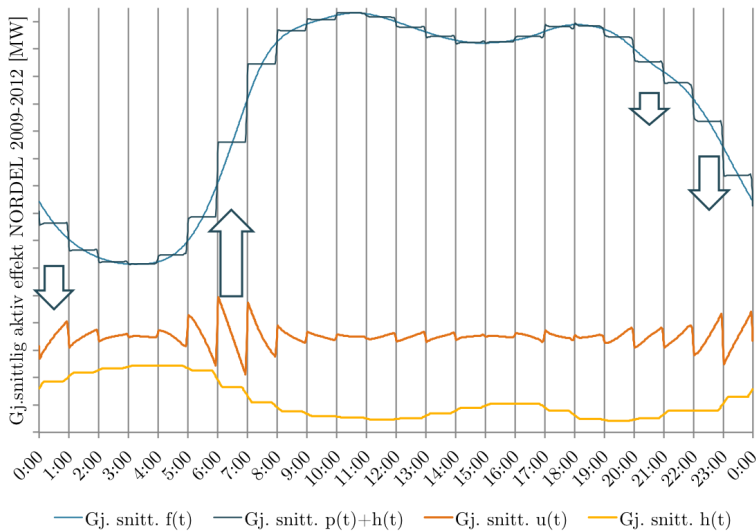
Ubalansene beregnes fra flere parametere: produksjon, forbruk og utveksling. For å kunne forklare hvorfor ubalansene ser ut som de gjør er det derfor nødvendig å forstå hvordan produksjonen, forbruket og utvekslingen utarter seg over tid. Først vil derfor formen på ubalansene og tidspunktene ubalansene er på sitt største forklares. Dette gjøres med ubalansene funnet for NORDEL med de målte dataene fra 2009–2012. Dette brukes til å forklare resten av ubalansene som er funnet i oppgaven: per land, i uke- og helgedager, ulike størrelser på flytendringene, for kvartersoppløst kraftmarked og tilslutt for ubalansene fra samlast.

5.1 Diskusjon av resultater fra målte data

5.1.1 Ubalanser i NORDEL

Ubalansene i NORDEL fra de målte dataene beregnes med ligning (2.1) på side 5. For å skjønne hvorfor ubalansene får den karakteristiske sagformen med maksimum på morgenen kan det være greit å se på balansen mellom forbrukt og tilført effekt i systemet. Flyten sees på som en produksjonsenhet og legges til all produksjonen i systemet. Gjennomsnittsverdien av produksjonen og flyten, og gjennomsnittsverdien av forbruket i NORDEL er deretter funnet over en dag for de målte dataene fra 2009–2012. Disse er plottet i figur 5.1. Her er også kurvene for den gjennomsnittlige ubalansen og utvekslingen over en dag i NORDEL. Pilene i figuren er for å illustrere størrelsen og retningen på forbruksgradienten. Pil opp betyr positiv gradient og pil ned betyr negativ gradient.

I figuren kommer det klart frem hvordan ubalansene endrer seg i takt med for-



Figur 5.1: Gjennomsnittlige ubalanser, produksjon+flyt, forbruk og flyt i NORDEL over et døgn fra 2009–2012, MD.

bruksgradienten: en stor forbruksgradient gir store ubalanser om morgenen. Midt på dagen, fra 9:00–19:00, er gradienten liten og ubalansene små. Utover kvelden synker forbruket og gradienten øker. Med en voksende gradient øker også ubalansene i størrelse, men nå er de først negative i starten av timen og så positive, altså speilvendt av morgentimene rundt nullaksen.

De største ubalansene skjer rett etter timeskiftet idet produksjonen endres for å dekke det økende forbruket. Men forbruket endres fremdeles gradvis og maksimum effektoverskudd eller -underskudd inntreffer i systemet. Ettersom produksjonen og forbruket alltid endres i samme retning motvirker tregheten i systemets produksjonsenhetene ubalansene. Over timen er produksjonen konstant og når forbruket har tatt igjen produksjonen om morgenen og så fortsette å stige, blir det plutselig et effektunderskudd i systemet. Forbruket øker den siste halvtimen til produksjonen igjen endres etter produksjonsplanene på timesbasis.

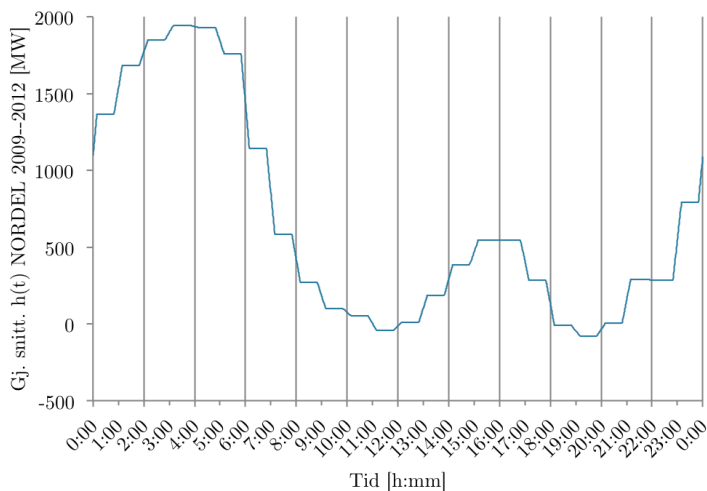
Dette skjer hver time i løpet av dagen, og følgelig får ubalansene den taggete formen. Ubalansene er positive og så negative i løpet av en time dersom forbruket øker og omvendt hvis forbruket minker. I siste del av dagen og frem til midnatt er derfor ubalansene først negative og så positive fra starten til slutten av en time.

Forbruksgradienten øker i negativ retning frem til midnatt hvor den blir mindre.

Dette fortsetter til 2:00 hvor den er veldig liten. Igjen ser man at ubalansene er veldig små når forbruksgradienten er liten.

Innvirkningen av utvekslingen på ubalansene er mindre tydelig i figur 5.1 fordi den utgjør en liten del av systemet. Den gjennomsnittlige utvekslingen er plottet som gul og endrer seg i motsatt retning av produksjonen. Dette er naturlig ettersom eksporten øker når produksjonen øker og produksjonen minker når importen øker. Utvekslingen gir bidrag til ubalansene i løpet av rampingen ved timeskiftet. Desto større flytendringene er desto større innvirkning har utvekslingen på ubalansene i et system. Utvekslingen vises såvidt på den mørkeblå kurven rundt klokken 13:00. Spissen på kurven i timeskiftet kommer av rampingen.

I figur 5.2 er gjennomsnittlig utveksling også plottet for å se bedre når på døgnet de store flytendringene inntreffer. For hele NORDEL skjer de største endringene i timeskiftet 6:00, 7:00 og på kvelden igjen 23:00. Rampingen bidrar altså til de høye toppene på ubalansene som er vist at forekommer i disse timene (se figur 4.1 side 60).

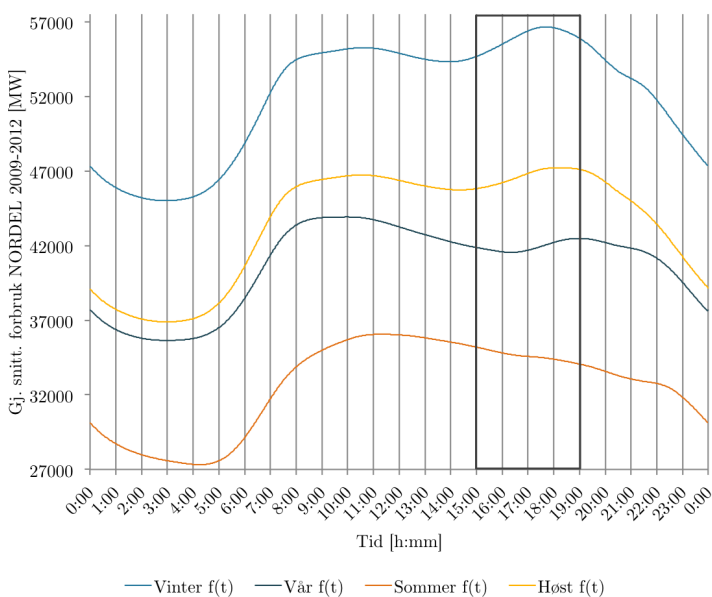


Figur 5.2: Gjennomsnittlig utveksling NORDEL 2009–2012, MD.

Fluktueringene klokken 15:00, 16:00, 18:00 og 19:00 i ubalansene som har gått igjen i flere av resultatene fra de målte dataene, kommer av at forbruket endrer form i løpet av året. Dette kan sees i figur 5.3 hvor gjennomsnittlig forbruksprofil over et døgn er plottet for de ulike sesongene: vinter, vår, sommer og høst. Forbruket er funnet fra de målte dataene fra 2009–2012. Området fra 15:00–19:00 er markert

rødt i figuren.

På vinteren og høsten øker forbruket generelt fra 15:00 mens på sommeren og våren synker fortsatt forbruket denne timen. Dette fører til positive og negative forbruksgradienter noe som gir omvendt sagform på ubalansene. 10%- og 90%-persentilene av ubalansene representerer de høyeste og laveste (høyeste negative) verdiene og derfor blir formen på persentilene som følge av alle de forskjellige gradientene annerledes enn den karakteriske sagformen hvor kurvene går fra å være positiv til negativ eller omvendt. Dette skjer når gradienten peker i samme retning som fra 05:00–08:00 i figur 5.3.



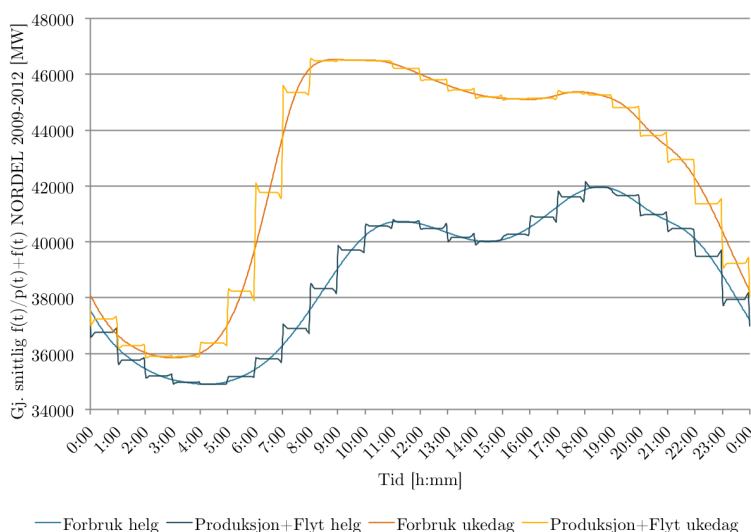
Figur 5.3: Gjennomsnittlig forbruk vinter, vår, sommer og høst NORDEL 2009–2012, MD.

I helgene er det også veldig ulikt forbruk noe som vil bli gjennomgått. De ulike profilene i løpet av et år gir opphav til fluktueringene man kan se i persentilene av ubalansene i kapittel 4. Disse fluktueringene vil ikke forekomme i løpet av et døgn, men er et resultat av alle ubalansene gjennom fire år presentert i en graf ved tre persentiler.

5.1.2 Uke- og helgedager i NORDEL

I 4.1.4 i figur 4.4 er det klart at ubalansene i hverdagene er høyere enn i helgene. De største ubalansene inntreffer også senere på morgenen i helgene, og størrelsene varierer deretter mer utover dagen enn i ukedagene. For å skjønne disse forskjellene i ubalansene må forbruksprofilene til produksjonen, forbruket og utvekslingen i uka og i helgene undersøkes.

For å gjøre dette skilles første alle uke- og helgedagene i datasettet fra 2009–2012. Deretter beregnes gjennomsnittlig forbruk og gjennomsnittlig utveksling pluss utveksling i NORDEL for de to datasettene. De fire kurvene er plottet sammen i figur 5.4.



Figur 5.4: Gjennomsnittlig forbruk og produksjon+flyt i helger og ukedager NORDEL 2009–2012, MD.

I figuren kommer ulikhetene mellom forbruksprofilen i uke- og helgedager frem. Forbruksgradienten er tydelig større om morgenen i ukedager enn i helgedager og maksimum forbruksendring inntreffer tidligere på ukedagene. Dette forklarer forskyvningen av maksimum i tid hver helg.

I helgen opplever systemet også en ny positiv forbruksgradient fra klokken 16:00–18:00. I dette tidsintervallet er forbruksgradienten i ukedagene nesten null. Dette er grunnen til at ubalansene i helgedagene er større enn i ukedagene i denne tids-

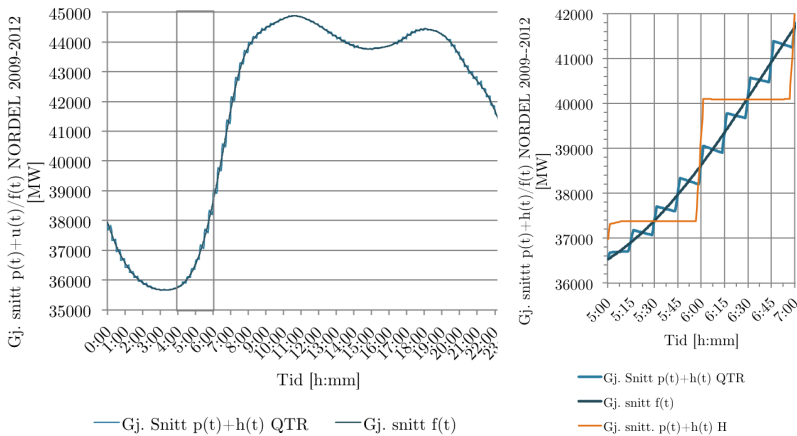
perioden i figur 4.4.

Selv om en gjennomsnittlig forbruksprofil skjuler størrelsesomfanget til forbruket, er det klart at det er en stor forskjell på amplituden i helgene og i ukedagene og på formen. Dette bidrar til de ulike ubalansene som oppstår i helger og ukedager. I tabell 4.2 på side 64 er maksimum og minimum ubalanser i helgedagene nesten halvparten av de NORDEL opplever i ukedagene. Dette forenkler balanseringen av systemet betydelig i helgene for systemansvarlige.

5.1.3 Kvartersoppløst kraftmarked

For å finne ubalansene i et teoretisk kvartersoppløst kraftmarked gjøres produksjonen om slik at den endres hvert kvarter. Det antas også at rampingen skjer kontinuerlig hvert kvarter på utvekslingskablene. De resulterende ubalansene er presentert i figur 4.5 i avsnitt 4.1.5.

Figur 5.5a viser den gjennomsnittlige produksjonen pluss utvekslingen og det gjennomsnittlige forbruket fra 2009–2012 over et døgn. Et utsnitt av figur 5.5a, fra 5:00–7:00, kan sees i figur 5.5b. I denne figuren er også den gjennomsnittlige produksjonen og utvekslingen i det timesoppløste kraftmarkedet med.



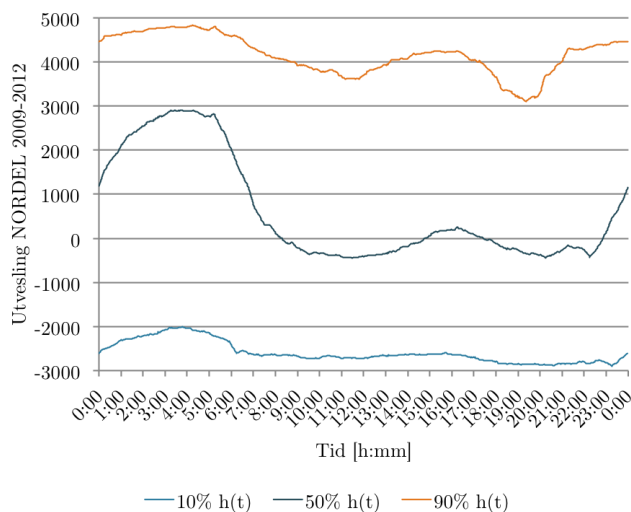
(a) Gj. snitt $p(t)+h(t)$ og $f(t)$ QTR. (b) $p(t)+h(t)$ og $f(t)$, QTR og H.

Figur 5.5: Gjennomsnittlig produksjon+utveksling og forbruk kvartersoppløst kraftmarked NORDEL 2009–2012, MD.

I figur 5.5a er området mellom produksjonen og forbruket redusert da produksjonen følger forbruket tettere enn før. Dette fører til de langt mindre ubalansene

i figur 4.5 i NORDEL. I figur 5.5b kommer den store forskjellen mellom området mellom forbruket og den kvartersoppløste produksjonen og mellom forbruket og den timesoppløste produksjonskurven frem. Et kvartersoppløst marked minimerer effektoverskuddene og -underskuddene og minker behovet for balanseringsinn- grep.

I timesskiftet i figur 5.5b er det klart hvordan de største ubalansene reduseres med nesten en tredjedel ved et kvartersoppløst kraftmarked som vist i tabell 4.3. Her skjer all den nødvendige produksjonsendringen ved timesskiftet i timesoppløst marked, mens i det kvartersoppløste markedet kan endringen som trengs for å dekke forbruket fordeles utover timen. Et kvartersoppløst kraftmarked fører slik til en forbedring i koblingen mellom kraftmarkedet og kraftsystemet.



Figur 5.6: Percentiler av utveksling med kontinuerlig ramping over et døgn NORDEL 2009–2012, MD.

Persentiler av utvekslingen i NORDEL ved kvartersoppløst kraftmarked fra 2009–2012 kan sees i figur 5.6. 50%-perentilen viser en litt ujevn, men mere avrundet form av utvekslingen i et timesoppløst marked. De spisse kantene som forekommer vil føre til at ubalansene får noen sporadiske topper som sett i figur 4.5. Dette skyldes at det er forsøkt å få arealet av utvekslingen med kontinuerlig ramping til å være lik timesverdiene av utvekslingen H_i .

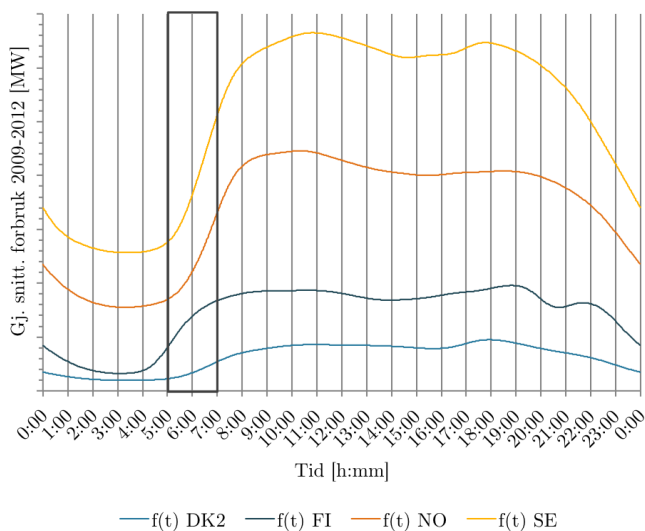
En glattere kurve ville gått på bekostning av timesbalansen i beregningene. Avvikene E_i per time i som oppstår ettersom arealet av utvekslingen over timene ikke

er lik timesverdien vil diskuteres i 5.3.

5.1.4 Ubalanser per land

I 4.2 indikerer resultatene at ubalansene er størst i rekkefølgen Sverige, Norge, Finland og Øst-Danmark. Resultatene per land i 4.2 og 4.2.1 vil her diskuteres. Samtidig blir det henvist til persentilene av ubalansene per land fra 2009–2012 i figurene presentert i vedlegg F.

Som tidligere nevnt er ubalansene avhengig av størrelsene på forbruksgradientene og flytendringene på utvekslingskablene. Følgelig må forbruket og utvekslingen i hvert land undersøkes for å forklare forskjellen i ubalansene mellom landene. I figur 5.7 er det gjennomsnittlige forbruket i hvert land over et døgn fra 2009–2012 plottet for Sverige, Norge, Finland og Øst-Danmark. For enklere å kunne sammenligne formene er en konstant k lagt til det gjennomsnittlige forbruket i Øst-Danmark og Finland. Kurvene er derfor forskjøvet i forhold til hverandre, men formen er den samme.



Figur 5.7: Gjennomsnittlig forbruk per land 2009–2012, MD.

I følge figur F.1–F.4, side 121, inntreffer ubalansene med høyest positiv eller negativ amplitude mellom 5:00–6:00 i Finland og mellom 6:00–7:00 i de tre andre landene. Disse to timene er merket i figuren. Sammenlignet med resten av dagen er det tydelig at forbruksgradientene er høyest i denne tidsperioden.

For å kunne sammenligne endringene som skjer fra 5:00–7:00 ytteligere, er endringene av det gjennomsnittlige forbruket i figuren fra starten av timen $t = h : 00$ og slutten av timen $t = h+1 : 00$ funnet. Dette kan skrives som $\frac{\Delta \bar{f}_l}{\Delta t}$. Med endringen av tiden $\Delta t = 1$ [h] kan uttrykket forenkles til $\Delta \bar{f}_l$. Disse forbruksendringene kan sees i tabell 5.1. Igjen er rekkefølgen den samme som i tabell 4.4, side 66: Sverige, Norge, Finland og Øst-Danmark.

Område l	Tid	$\Delta \bar{f}_l$	$\Delta \bar{h}_{l,1}$	$\Delta \bar{h}_{l,2}$
DK2	6:00–7:00	205	50	71
FI	5:00–6:00	578	6	4
NO	6:00–7:00	1094	328	350
SE	6:00–7:00	1474	236	138

Tabell 5.1: Gjennomsnittlig forbruksendringer fra 5:00–6:00 og 6:00–7:00 i hvert område fra 2009–2012, MD.

I tillegg viser tabell 5.1 flytendringene som skjer i starten og slutten av timen $\Delta \bar{h}_{l,1}$ og $\Delta \bar{h}_{l,2}$, henholdsvis. Resultatene viser at amplituden på ubalansene også henger sammen med endring i utvekslingen mellom to timer. For eksempel er minimumsverdien av 10%-persentilen i Norge i tabell 4.4 mindre enn i Sverige. Dette kan skyldes at rampingen i slutten av timen hvor minimum ubalanse inntreffer, $\Delta \bar{h}_{l,2}$, på generell basis er større i Norge enn i Sverige (se kolonne fem). Resultatene viser en sterk korrelasjon mellom størrelsene på ubalansene og størrelse på gradienten til forbruket og størrelsen på rampingen i timesskiftet.

Den distinkte forskjellen på formen på de strukturelle ubalansene i hvert land i figurene i vedlegg F skyldes de ulike utslagene av utvekslingen i hvert land. Den ujevne kurveprofilen i Finland kommer av flyten til Russland og Latvia på utvekslingskablene til Finland. Spesielt er overføringskapasiteten til Russland stor, og selv om Finland totalt sett importerer fører endringer på flyten til store ubalanser utover kvelden i figur F.2. Størrelsene på disse varierer mye avhengig av flytendringene på utvekslingsforbindelsene. Dette illustrerer hva innvirkningen av forholdet mellom total utvekslingskapasitet og systemstørrelse i et land kan ha på de strukturelle ubalansene.

Figur F.3 viser persentilene til de strukturelle ubalansene i Norge. Kurvene her er langt mer sagformet og det er mindre variasjon i formen på ubalansene, kurvene har lik form i om morgenen og kvelden. Norges kraftsystem er nesten dobbelt så stort som Finlands. Og til tross for at Norge har store flytendringer gir disse langt mindre utslag i de strukturelle ubalansene totalt for systemet. Påvirkningen av

flytendringer er mindre i det norske systemet noe som fremgår i figur 4.7 på side 69 hvor dager med høye og lave flytendringer er plottet sammen. Utvekslingen her fører til en ekstra knekk i formen på de strukturelle ubalansene.

Sverige som også har et stort kraftsystem vil heller ikke påvirkes så mye av flytendringene som i Finland og Øst-Danmark. Dette sees i figur F.4, side 122 hvor de strukturelle ubalansene ligner de i hele NORDEL. Figuren skiller seg fra ubalansene i figur 4.8, 4.2.1, hvor dagene med høy ramping gav store utslag. Dette skyldes at antall dager med høy ramping var få. Det er mulig å anta at ubalansene i Sverige ville sett lik ut som i Norge, figur F.3 hvis flytendringene i Sverig hadde vært større ettersom disse systemene er veldig like.

Ved en realistisk representasjon av vekselstrømsflyten gjennom timen ville de strukturelle ubalansene bli redusert og formen ville blitt mindre jevn. En slik representasjon ville likevel ha skjult de store strukturelle ubalansene som fremkommer i hvert område mellom produksjonen, forbruket og utvekslingen på grunn av strukturen til kraftmarkedet.

I tabell 4.6, side 68 vises antall dager med høy ramping i Sverige, Norge og Øst-Danmark. Sverige og Norge er landene med størst fleksibilitet med henholdsvis 50% og over 90% vannkraft i systemene. Finland og Øst-Danmark er dominert av termisk kraft. Følgelig er disse to landene avhengig av balansehjelp fra norsk og svensk vannkraft.

Grunnen til at Sverige har høy ramping såpass sjelden har flere årsaker: Mye av den svenske vannkraften kan gå til Øst-Danmark gjennom den ene forbindelsen Øst-Danmark har til resten av synkronsystemet. Øst-Danmark får høye strukturelle ubalanser på dager med store flytendringer grunnet den høye andelen ramping de har i systemet i forhold til systemstørrelsen. Dette ble sett i figur 4.6, side 68.

Samtidig påvirkes ikke nødvendigvis Sverige så mye av de termiske prisene på kontinentet ettersom de har såpass mye utveksling og vil derfor ikke ha like stor økonomisk nytte av å endre flyten mye hver dag som Norge har. Dette merkes i hvordan flyten i det norske kraftsystemet endret seg etter utvekslingkablene til Nederland og Danmark ble satt i drift. Kraftflyten i det sørnorske nettet er nå preget av raskere og større endringer i retningen av kraftflyten over døgnet.

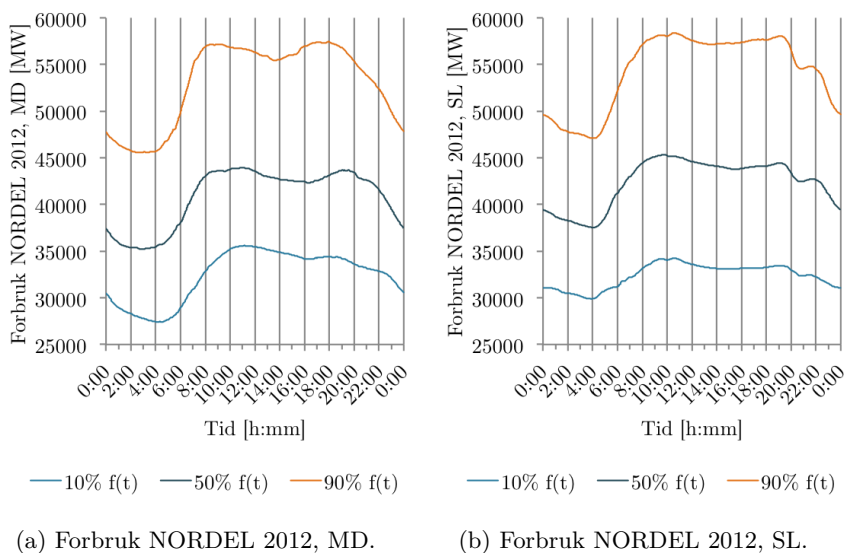
5.2 Diskusjon av samlastresultater

I første omgang blir resultatene med samlast i 2012 sammenlignet med resultatene fra de målte dataene for 2012 som fungerer som fasit. Deretter vil de ulike fremtids-scenarioene i 2020 diskuteres. Er det mulig å trekke noen konklusjoner om hvordan ubalansene vil bli i 2020?

5.2.1 Sammenligning av resultater fra samlast og målte data 2012

I 4.3.1 er ubalanser fra samlastdata og målte data i 2012 plottet i figur 4.9 (side 72) som persentiler. Forskjellene og likhetene ved disse figurene drøftes her. Forbruk, utveksling og produksjon for samlastdataene og de målte dataene i 2012 brukes til å forklare hvorfor figurene ser ut som de gjør.

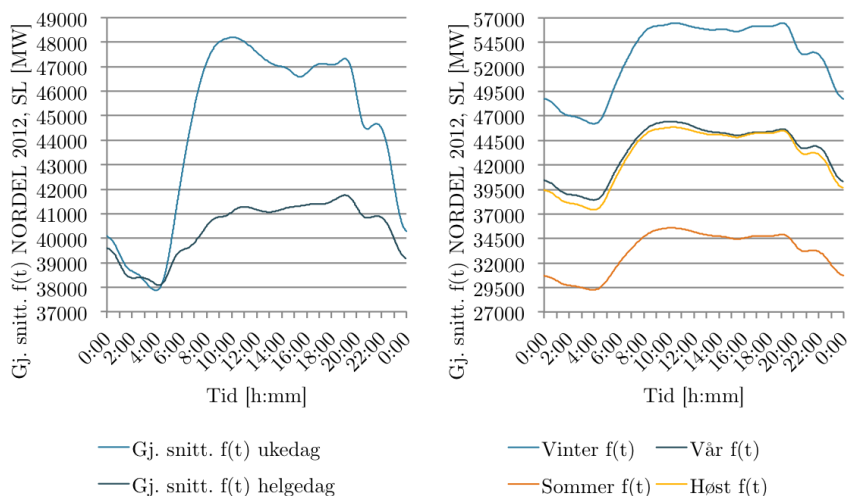
Tidligere resultater fra det målte datasettet tyder på at forbruksgradienten har stor innvirkning på når størrelsene på ubalansene i systemet når maksimum. Forbruket fra samlast vil derfor gjennomgå i første omgang. Figur 5.8 viser 10%-, 50%- og 90%-persentilene av det beregnede kontinuerlige forbruket $f(t)$ i NORDEL i 2012 over et døgn for de målte dataene i 5.9a og for samlastdataene i 5.9b.



Figur 5.8: Persentiler kontinuerlig forbruk over et døgn i NORDEL 2012, SL og MD.

Forbruksprofilene er lik i form over døgnet med størst gradient om morgenen og før midnatt og med lavest forbruk rundt 4:00. Samtidig er det tydelig at forbruket i figur 5.9a fra de målte dataene er glattere enn forbruket i figur 5.9b som har små svingninger innimellom. Om morgenen, når forbruket er lavest i døgnet skjer dette i en avrundet bue for det målte forbruket. I det modellerte forbruket synker verdiene nesten lineært til det når bunnen rundt 4:00 og brått øker igjen. Den raske endringen av forbruksgradienten til samlastforbruket i timesskiftet forårsaker de nesten utelukkende positive persentilene som inntreffer fra 3:30–4:30 i figur 5.9b. På kvelden, fra 20:00–22:00, inntreffer et lokalt minimum og maksimum i samlastforbruket. I tilsvarende tidsintervall synker det målte forbruket og har derfor en økende negativ gradient. Den unormale formen på ubalansene fra samlast i denne tidsperioden skyldes altså omgjøringen av samlastforbruket fra tre timer til en.

I ubalansene fra samlast er det ikke fluktueringer i timesskiftene midt på dagen, noe som har vært gjennomgående i ubalansene fra de målte dataene. Dette skyldes få variasjoner i forbruksprofilen fra samlast gjennom året. I figur 5.9 er gjennomsnittet for forbruket i helge- og ukedager i NORDEL plottet i figur 5.9a og gjennomsnittet av forbruket de ulike årstidene plottet i figur 5.9b fra samlastdata. Her kommer flere forskjeller mellom det kontinuerlige forbruket fra samlast $f_{SL}(t)$ og fra målte data $f_{MD}(t)$ frem.



(a) Forbruk uke- og helgedager.

(b) Forbruk ved ulike sesonger.

Figur 5.9: Gjennomsnittlig forbruk over et døgn uke- og helgedager og ulike sesonger NORDEL 2012, SL.

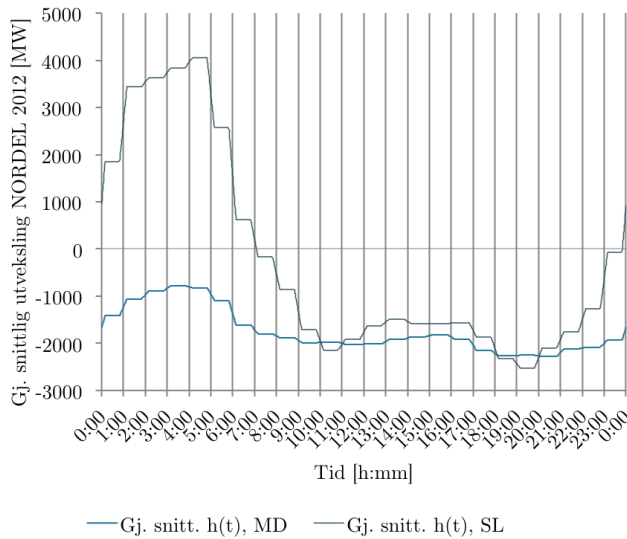
I figur 5.9a øker samlastforbruket om morgenen fra 4:00 og frem til 10:00 i ukedager. Til sammenligning øker forbruket i ukedager for de målte dataene i figur 5.4 kun frem til 8:00. Videre, fra 14:00 og utover, svinger samlastforbruket langt mer enn det målte forbruket. I helgedagene skjer det også en del svigninger i gjennomsnittsförbruket i figur 5.9a. De oftere skiftende gradientene dette fører med seg kan bidra til at størrelsene på ubalansene fra samlast i figur 4.9b varierer mindre jevnt enn de tilsvarende beregningene med målte data i figur 4.9a hvor størrelsen på ubalansene endres gradvis.

I figur 5.9b er forskjellen mellom forbruket i sesongene mer preget av en konstant størrelsesforskjell enn form som i figur 5.3 på side 82. Dette forklarer de manglende fluktueringene i ubalansene fra samlast i 2012.

Den gjennomsnittlige utvekslingen i 2012 for samlast og målte data kan sees i figur 5.10. Her fremkommer det at flytendringene i gjennomsnitt er større i samlast 2012 sammenlignet med den faktiske utvekslingen samme år. De større flytendringene medfører at ubalansene for samlast er mer tilspisset under rampingen enn ubalansene i 2012. Spesielt i time 5:00, 6:00 og 23:00 er det store forskjeller i de gjennomsnittlige flytendringene i figuren. Figur 4.9 på side 72 viser en mer fremtredende knekk i 10%- og 90%-persentilen til samlastubalansene sammenlignet med ubalansene fra de målte dataene. I de nevnte timene er også absoluttverdien av ubalansene høyere i samlastubalansene enn i ubalansene fra de målte dataene i 2012. Dette bidrar til at ubalansene klokken 5:00 er neste like store som de fra 6:00–7:00 i figur 4.9b.

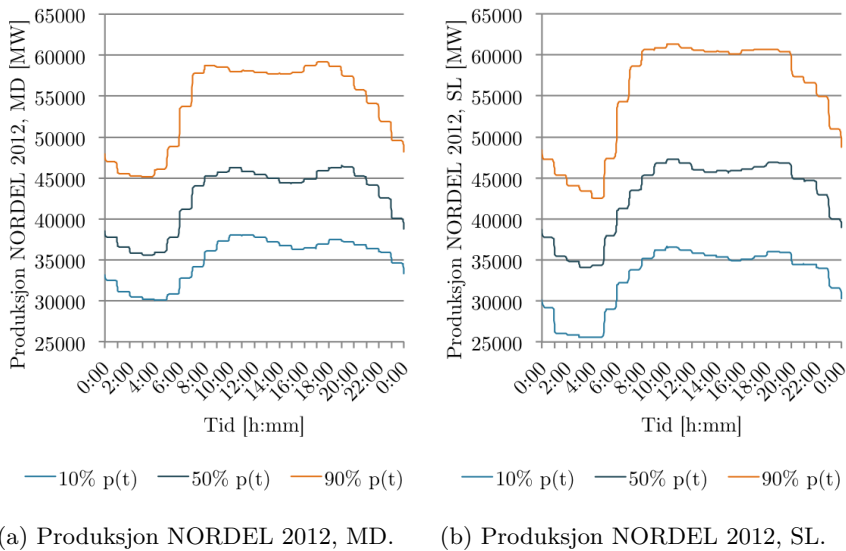
Ifølge figur 5.10 gir modelleringen av utvekslingen mindre jevn flytendringer på kablene enn i det målte tilfelle. I figuren er flyten til den gjennomsnittlige målte utvekslingen til systemet i 2012 langt mer avrundet enn tilsvarende kurve for samlastdataene. Dette kan bidra til at amplituden til ubalansene fra samlastdata er litt høyere eller lavere enn den burde være.

Produksjonen i 2012 og fra 2012-simuleringen er plottet som persentiler i figur 5.11. Den målte produksjonen i NORDEL i 2012 i figur 5.11a varierer mindre i verdi over ett døgn enn produksjonen fra samlast i figur 5.11b. I figur 5.8 på side 89 er forbruksprofilen omtrent lik i størrelse over døgnet. Dette kan være resultatet av antagelsene gjort for samlast 2012 i forhold til faktisk forløp i 2012. Samtidig er den varierende produksjonen i samlast 2012 naturlig ettersom utvekslingen ofte veksler mellom eksport og import. De større endringene i produksjonen og dermed i flyten gir de mer tilspissede og høye ubalansene i figur 4.9b. Til tross for dette er



Figur 5.10: Gjennomsnittlig utveksling NORDEL 2012, SL og MD.

ubalansene overraskende like i størrelse som i tabell 4.8 på side 77.



Figur 5.11: Persentiler kontinuerlig produksjon over et døgn i NORDEL 2012, SL og MD.

Når det kommer til produksjonsprofilene er det større endringer klokken 5:00, 20:00

og 23:00 i samlastproduksjonen. Dette betyr at forbruksgradienten også er stor i disse timene noe som forklarer at store ubalanser i samlast inntreffer akkurat her. Samtidig er det forståelig at ubalansene i figur 4.9b ikke øker jevnt på slutten av dagen i forhold til ubalansene fra målte data i figur 4.9a. Dette kommer klart frem i de ulike produksjonsendringene som skjer fra rundt 18:00 i figur 5.11. De målte produksjonsendringene er omtrent like store hver heltime mens produksjonsendringene i samlast varierer i større grad. Ettersom produksjonen per time for samlast beregnes fra utvekslingen og forbruket er dette en konsekvens av omgjøringen av forbruket til timesverdier.

Til tross for alle ulikhetene er det veldig mange likheter mellom ubalansene fra samlast og fra de målte dataene i 2012. Dette kan også sees i de første to radene i tabell 4.8 på side 77 hvor størrelsesverdiene på persentilene og varighetene av ubalansene i 2012 ligger veldig nært tross de nevnte forskjellene. Likhetene og forskjellene funnet brukes videre til å analysere resultatene fra 2020.

5.2.2 Samlast i 2020

I denne delen blir resultatene fra 4.3.2 gjennomgått ved å undersøke forbruket, utvekslingen og produksjonen i samlast for 2020 systemet og de ulike scenarioene.

Kurvene for det gjennomsnittlige forbruket over et døgn for målte data 2012, samlast 2012 og samlast 2020 kan sees i figur 5.12. Som tidligere nevnt har modelleringen av forbruket fra tretimersverdier til timesverdi ført til at den generelle formen på forbruket fra samlastdata varierer fra kurven for det målte forbruket i noen timer i løpet av dagen. Dette skjer på morgenen fra 0:00–5:00 og på kvelden fra 19:00–00:00. Denne forskjellen kommer også frem i figur 5.12 hvor den nederste kurven er gjennomsnittet av forbruket fra de målte dataene og de to øverste er kurvene fra samlast i 2012 og 2020. Dette gir prinsipielt ulike former på ubalansene i disse tidsperiodene noe som også kan sees i figur 4.10–4.12 som viser resultatene for de tre scenarioene.

Samtidig er det interessant å se forskjellene på forbruket i samlastsystemene, mellom den mørkeblå og orange kurven, i figur 5.12. Ifølge figuren er forbruket i samlastmodellen i 2020 generelt høyere enn i 2012 mens formen er den samme. Dette skyldes at i 2020 systemet er det antatt at forbruket til industri har økt. Dette gir den konstante økningen i figuren.



Figur 5.12: Gjennomsnittlig forbruk over et døgn i NORDEL 2012 og 2020, SL og MD.

Størrelsene på ubalansene varierer med størrelsen på gradienten til forbruket. Om morgenen i timene hvor gradienten er størst, når også ubalansene sin maksverdi. Ettersom størrelsesforskjellene på gradientene om morgenen ikke er like lette å skille fra hverandre i figuren, er endringene i det gjennomsnittlige forbruket, Δf , i figuren fra 5:00–6:00 og fra 6:00–7:00 funnet og listet i tabell 5.2 for alle kurvene.

Type/Tid	5:00–6:00	6:00–7:00
Δf , 2012 MD	2165	3068
Δf , 2012 SL	2513	2051
Δf , 2020 SL	2545	2035

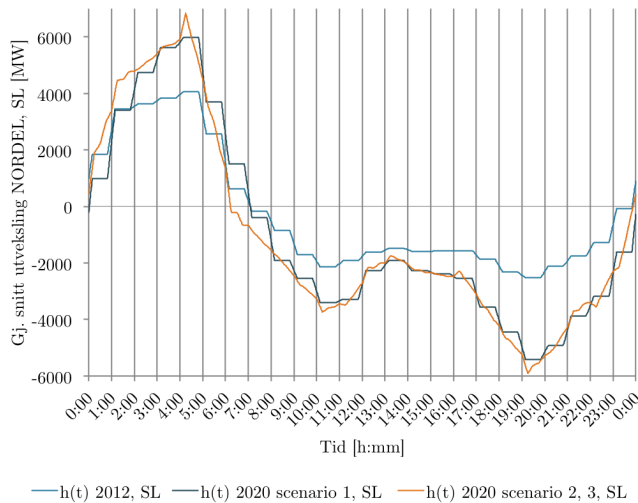
Tabell 5.2: Sammenligning gjennomsnittlig forbruksendring fra 5:00–6:00 og 6:00–7:00 NORDEL 2012 og 2020, SL og MD.

I tabellen er det verdt å merke seg at endringene i forbruket ved samlast er større i time 5:00–6:00. I figurene i 4.3 hvor samlastresultatene er plottet er ubalansene i denne timen ofte nesten like store og iblant større enn timen etter. Dette vil altså ikke nødvendigvis være tilfelle i virkeligheten, men er et resultat av omgjøring til timesforbruket fra samlastdataene.

Den andre forskjellen verdt å merke seg er en liten økning i endringen i forbruket fra 2012 til 2020 ved samlastforbruket (rad to og tre i tabellen). Altså vil ikke det økte forbruket i 2020 ha noen stor innvirkning på størrelsene på ubalansene. Dette

forklarer de små forskjellene i størrelsene på ubalansene mellom 2012-resultatene og 2020-resultatene for scenario 1 for samlastberegningene. For å forklare de store forskjellene mellom 2012 og 2020 scenarioene må derfor forskjellene i utveksling og produksjonen undersøkes.

I figur 5.13 er gjennomsnittlig utveksling i NORDEL over et døgn ved samlast i 2012 og 2020 for scenario 1 og scenario 2 og 3 plottet. Den orange kurven representerer gjennomsnittet over et døgn av utvekslingen funnet for scenario 2 og 3 der det er antatt kontinuerlig ramping gjennom timen. Den mørkeblå kurven viser utvekslingen ved scenario 1 i 2020 med lik rampingrestriksjon som i 2012 og den lysblå kurven er utvekslingen i 2012 med samlastdata. I forhold til 2012 er det tydelig at den totale utvekslingen er økt i amplitude og i endring per time i 2020-modellen. Dette stemmer overens med de tilførte utvekslingskablene i samlastsystemet for 2020.



Figur 5.13: Gjennomsnittlig utveksling NORDEL 2012 og 2020, SL.

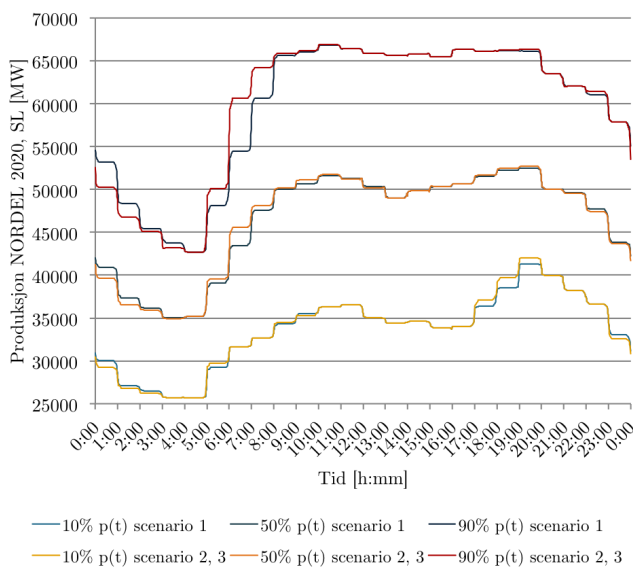
De største flytendringene inntreffer som tidligere vist klokken 5:00 og 6:00 om morgenen og ved midnatt. Disse flytendringene vises som knekk i kurvene for ubalansene i 2020. Etersom flytendringene er såpass mye større enn i 2012 vil de også være mer fremtredende enn i ubalansene fra 2012. Dette kan sees i figur 4.10 på side 74 hvor ubalansene er mere tilspisset enn i figur 4.9b som viser resultatene fra samlast for 2012.

I scenario 2 og 3 øker også rampingrestriksjonen til 1000 [MW]. Dette fører til enda

høyere flytendringer i de kritiske timene fra 4:00–7:00 som kan sees i figur 5.13. Dette er en av faktorene som utgjør størrelsesforskjellene mellom ubalansene i scenario 1 og 2. Produksjonen ved 600 og 1000 [MW] rampingrestriksjoner er også forskjellig for 2020, noe som drøftes senere.

Samtidig er det ikke sikkert flytendringene blir like store som i figur 5.13. Dette skyldes i såfall igjen modelleringen av timesutvekslingen. En følge av dette er at ubalansene kan være større ved tidspunkter i resultatene enn de vil bli i virkeligheten for alle samlastberegningene.

I figur 5.14 er persentilene av produksjonen for scenario 1 og for scenario 2 plottet. Produksjonsverdiene per time P_i for samlast beregnes fra utvekslingen og forbruket. I 2020 når rampingrestriksjonene implementeres på utvekslingen blir derfor produksjonen forskjellig for scenario 1 og for scenario 2. Dette gir utslag i timene hvor det er store flytendringer klokken 5:00, 6:00 og ved midnatt. Produksjonen ved scenario 1 er lavest da utvekslingen, for eksempel om morgenen, tvinges til å endres mindre mellom to timer. Dette innebærer at utvekslingen økes i andre timen. Endringer trekkes fra produksjonen i scenario 1. Korrigeringen av utvekslingen skjer sjeldnere ved høyere rampingrestriksjoner, altså endres ikke produksjonen ved scenario 2 like mye.



Figur 5.14: Persentiler av produksjonen i NORDEL 2020 scenario 1 og 2,3, SL.

De store produksjonsendringene og den høye rampingen dette medfører gir et stort utslag i amplituden på ubalansene i scenario 2 i forhold til scenario 1, spesielt i timene nevnt over hvor rampingrestriksjonen er begrensende. I figur 4.11 på side 75 for scenario 2 er det større variasjon i amplituden av ubalansene mellom disse timene og resten av dagen enn i ubalansene fra scenario 1 i figur 4.10 side 74. Dette viser den store påvirkningen utvekslingen har i 2020-systemet.

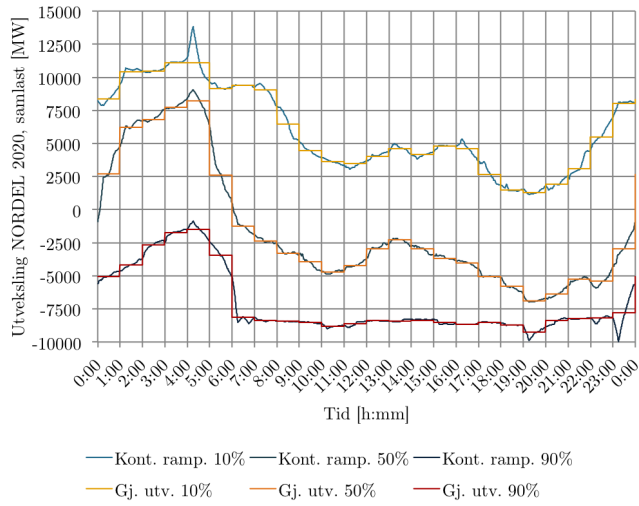
I figur 5.15 er utvekslingen med kontinuerlig ramping plottet for samlast i 2020 som persentiler sammen med utveksling per time for samlast 2020 $H_{SL,i}$ med rampingrestriksjon på 1000 [MW]. Utvekslingen med kontinuerlig ramping følger timesverdiene godt og det ser ut til at arealet over en time er omtrent lik timesverdien for alle persentilene.

Maksimum utveksling inntreffer rett etter 4:00. De største flytendringene skjer fra 4:00–7:00 om morgenen. Dette bidrar til de store ubalansene som inntreffer denne tiden i scenario 2. Høye flytendringer foregår også på kvelden fra 22:00 frem til 1:00 ”neste” dag. Modelleringen av utvekslingen med kontinuerlig ramping gir en mer variabel form på utvekslingen enn tidligere. Dette gjør at ubalansene i NORDEL i scenario 2 er mindre jevn i formen enn tidligere ubalanser, spesielt for 10%- og 90%-persentilene i figur 4.11.

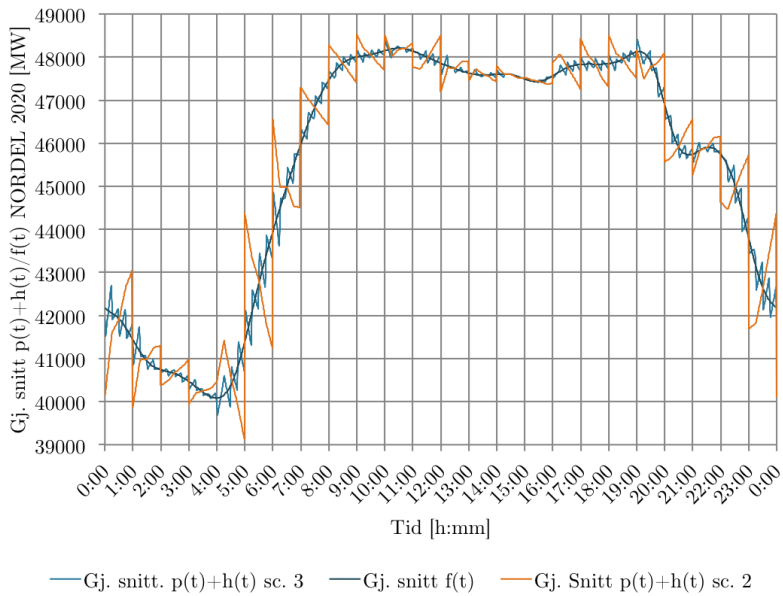
I figur 5.15 varierer utvekslingen fra cirka -8000 til 13000 [MW]. Til sammenligning varierer utvekslingen i samlast i 2012 mellom -7000 og 4000 [MW]. Dette gjør at størrelsene på ubalansene i 2020 varierer innefor et større område. Størrelsene på ubalansene er derfor avhengig av den daglige bruken av utvekslingskablene, om systemet går fra maksimum import til eksport om morgenen og på kvelden eller ikke.

Innføring av kvartersoppløst kraftmarked i NORDEL i 2020 (figur 4.12, side 76) førte til at ubalansene endte opp på samme nivå som i ubalansene i 2012. Resultatene forklares i figur 5.16 hvor gjennomsnittet av utveksling og kvartersoppløst produksjon, gjennomsnittlig produksjon og utveksling ved scenario 2 og gjennomsnittlig forbruk i 2020 vises.

Områdene mellom produksjon (og utveksling) og forbruk som utgjør ubalansene er betydelig redusert i et kvartersoppløst marked i forhold til timesoppløst marked med kontinuerlig ramping. På grunn av en høyere rampingrestriksjon og kontinuerlig ramping blir nå ubalansene større enn tidligere og mere sporadisk i størrelse gjennom dagen. Med kvartersoppløst marked minker ubalansene ettersom produk-



Figur 5.15: Persentiler av utveksling med kontinuerlig ramping i NORDEL 2020, SL.



Figur 5.16: Gjennomsnittlig produksjon pluss utvekslingen og forbruk i NORDEL 2020, SL.

sjonen endrer seg i takt med forbruket. Resultatet ser mere rotete ut enn tidligere på grunn av den kontinuerlig endrede flyten. I alle scenarioene i 2020 er det derfor klart at utvekslingen utgjør en større forskjell i 2012 ettersom antall kabler er økt. Samtidig økes denne påvirkningen når total tillatt ramping per time økes og flyten endres kontinuerlig.

5.3 Avvik i resultatene

I denne delen studeres differansen eller avviket E_i mellom arealet av modellert produksjon, forbruk og utveksling over en time og de oppgitte timesverdiene. Resultatene presenteres for de ulike kurvemodellingene som gir opphav til et avvik. Differansene er beregnet for kurvene for NORDEL generert fra de målte dataene. I siste seksjon sees avvikene under ett og innvirkningen de har på resultatene diskuteres. Kurvemodellingene som gir avvik er forbruket $f(t)$, produksjonen $u(t)$ og utveksling med kontinuerlig ramping $h_{kont}(t)$.

Definisjonen av avviket per time E_i er som i ligning (3.9), side 32. Denne ligningen brukes til å beregne avviket for forbruk, utveksling og produksjon. Dersom avviket $E_i > 0$ vil det si at kurvemodelleringen generelt er for lav gjennom time i . Hvis avviket $E_i < 0$ er kurven time i generelt for høy i forhold til oppgitt verdi.

Avvikene vil også presenteres som persentiler over en dag, men nå er også 0%- og 99- eller 100%-persentiler inkludert i figurene.

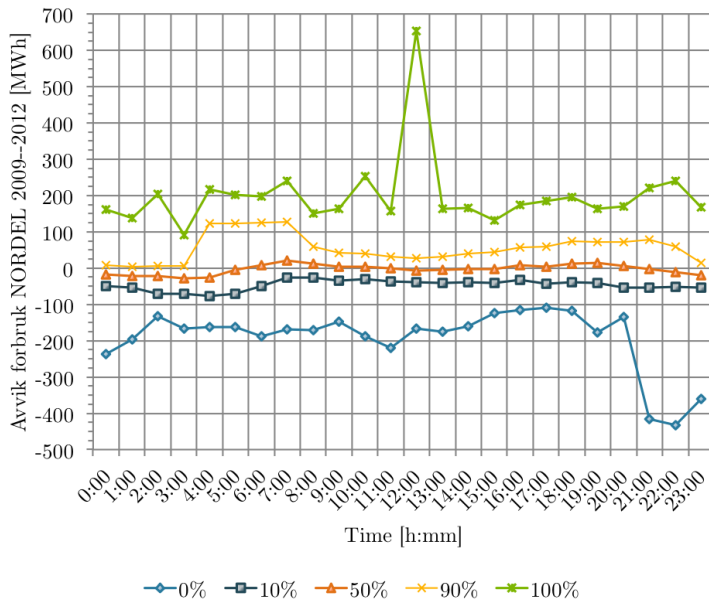
5.3.1 Avvik forbruk med midtpunktkorrigering

For å finne et kontinuerlig forbruk $f(t)$ er splinefunksjonen i Matlab brukt og det er antatt at gjennomsnittet av forbruket hver time inntreffer midt i timen. Forbruket er først funnet for alle land på denne måten. Deretter er midtpunktene korrigert på kurvene for å minke avvikene $|E_i| > 80$ [MW] per time i . Forbruket for hele NORDEL $f_{NORDEL}(t)$ er deretter funnet ved å summere de kontinuerlige forbrukene for hvert land $f_i(t)$.

Avviket ved forbrukskurven for NORDEL fra 2009–2012 er beregnet for hver time. Resultatene er presentert som persentiler i figur 5.17.

Utenom noen få store avvik fra 2009–2012 holder avviket seg innenfor ± 200 [MWh]. Samtidig varierer avviket rundt kurven gjennom døgnet. Dette gjør at arealet av ubalansene over et døgn vil bli tilnærmet null og medianen av ubalansene vil ligge

rundt null til tross for avvikene i forbruket. Dette betyr at kurvetilpasningen ikke er generelt for stor eller liten.

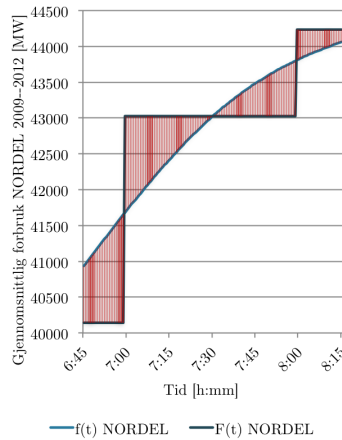


Figur 5.17: Timesavvik ved forbruksmodellering for NORDEL 2009–2012, MD.

I morgentimene fra 0:00–4:00 er 90%-persentilen av avviket null. Dette indikerer at 90% av avvikene ligger under nullaksen. Som tidligere nevnt vil et negativt avvik E_i si at den kontinuerlige kurven generelt er for høy i time i . Dette tilsier at ubalansene i morgentimene kan være høyere enn de burde være på grunn av kurvmodelleringen av forbruket. Men først må også de andre avvikene undersøkes.

I syvende time krysser 50%-persentilen nullaksen og 90%-persentilen er større enn 100 [MWh]. Igjen ser det ut til at avviket heller mer i en retning. Tidsperioden drøftes i 5.18. Her er gjennomsnittsforkbruket av $f(t)$ tegnet sammen med gjennomsnittet av den stegvise kurven $F(t)$ som er laget fra de målte verdiene F_i for NORDEL fra 2009–2012.

Områdene mellom de to kurvene markert med vertikale striper utgjør avviket. Fra 7:00–8:00 er området mellom kurvene den første halvtimen større enn området den andre halvtimen. De to områdene $E_{i,7:00--7:30}$ og $E_{i,7:30--8:00}$ har omvendt fortegn etter definisjonen av avviket i ligning (3.9). Etersom $E_{i,7:00--7:30} > E_{i,7:30--8:00}$ blir det et avvik. Desto større differansen er mellom områdene, desto større blir



Figur 5.18: Illustrasjon av timesavvik ved gjennomsnittlig forbruk NORDEL 2009–2012, MD.

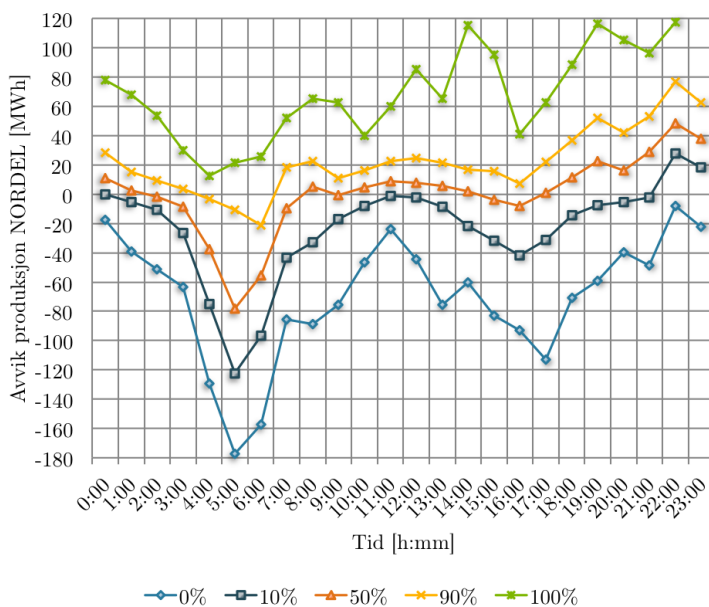
avviket per time. Det kontinuerlige forbruket er altså modellert for lite i denne timen fra 2009–2012. Dette vil føre til mindre ubalanser i beregningene gjort for et timesoppløst kraftmarked dersom ikke avvikene fra produksjonen heller i motsatt retning.

Grensen for størrelsene på avvikene som skal korrigeres kan enkelt endres, men en endring på denne til 50 [MWh] vil føre til at beregningstiden firedobles. Midtpunktkorrigeringen gjøres kun på et år om gangen, og med data for fire år og fire land, blir beregningstiden betydelig forlenget når grensen settes til 50 [MW]. Forbedringene i kurvetilpasningene av forbruket ved å minke grensen er dessuten små ettersom kun avvik på 50–80 [MWh] blir endret på i forhold til korreksjonen med 80 [MWh]. Et bedre alternativ kunne vært å kjøre skriptet flere ganger slik at de største avvikene hele tiden blir mindre. Dette kan føre til større avvik andre steder og er ikke blitt testet.

En annen fremgangsmåte som kunne gitt bedre resultater er å lage et skript basert på tendensene til avvikene i figur 5.17. Poenget med skriptet er kun å rette på midtpunktene i timene der avvikene er mere positive eller negative slik at de totalt ikke går i en retning mer enn en annen. Mangelen på tid har gjort det vanskelig å følge denne idéen videre.

5.3.2 Avvik produksjon

I modelleringen av produksjonen gjennom timen $p(t)$ ble det antatt at produsentene i NORDEL endrer produksjonen på kraftverkene sine til å være lik produksjonplanene etablert på kraftmarkedet. Samtidig ble det innført en treghet i kurven ved timestskiftet for å representere tiden det tar å endre produksjonen på de ulike kraftverkene. Denne rampingen av produksjonen gjør at integralet av $p(t)$ for en time ikke er lik timesverdien P_i da størrelsene på produksjonsendringene mellom timen før og timen etter gjerne er ulike. For å få en økonomisk balanse per time burde disse blitt korrigert slik som utvekslingsverdien gjennom timen er korrigert som følge av rampingen i 3.5.2. En konsekvens av dette er et avvik E_i hver time mellom den oppgitte verdien P_i og arealet av kurven den timen.

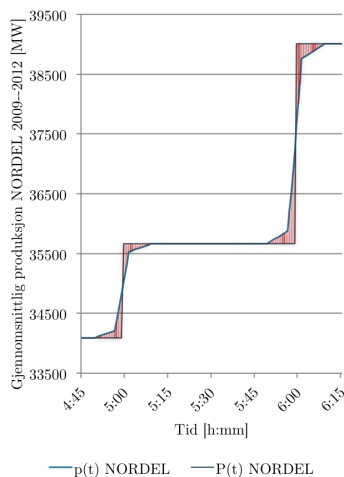


Figur 5.19: Timesavvik ved produksjonsmodellering for NORDEL 2009–2012, MD.

I figur 5.19 undersøkes disse avvikene for produksjonen i NORDEL fra de målte dataene fra 2009–2012. De største avvikene oppstår i timene hvor produksjonsendringen først er liten og deretter stor. Produksjonsendringene varierer i takt med forbruksgradientene og gjør at de største avvikene vil inntreffe i timene når gradienten endrer seg mest. Det gjennomsnittlige forbruket i uke- og helgedager kan sees i figur 5.4 på side 83. Her ser man at forbruksgradienten endrer seg mest mellom

5:00 og 6:00 og på kvelden mellom 22:00 og 23:00 i ukedagene. Dette fører til at de største avvikene fra produksjonen i figur 5.19 inntreffer disse timene.

I figur 5.20 er den gjennomsnittlige kontinuerlige produksjonen funnet og plottet med de gjennomsnittlige timesverdiene for NORDEL fra 2009–2012 fra 4:45–6:15 om morgenen når avvikene er store i negativ retning ifølge figur 5.19.



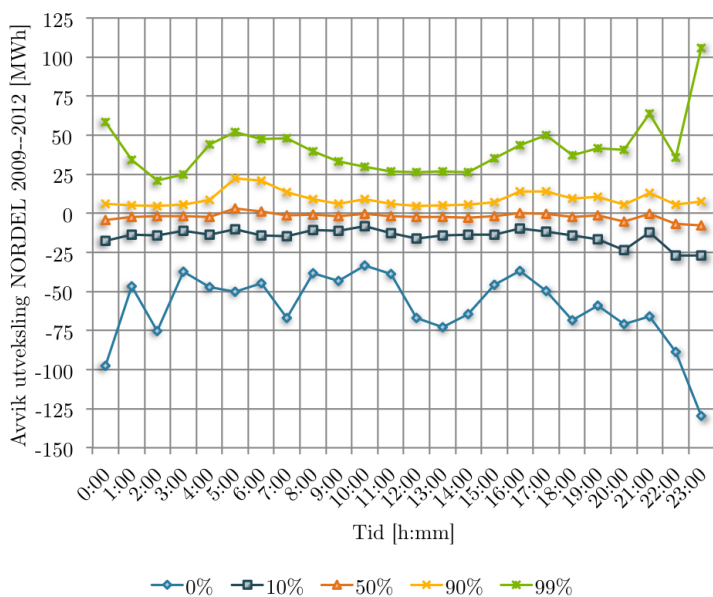
Figur 5.20: Illustrasjon av timesavvik ved gjennomsnittlig produksjon NORDEL 2009–2012, MD.

Her er produksjonsendringene klokken 5:00 omtrent halvparten så stor som endringen klokken 6:00. Dette fører til at avviket fra 5:30–6:00, markert med røde striper, mellom kurvene er mye større enn avviket den første halvtimen. Da områdene er såpass forskjellige i størrelse blir avviket den timen stort.

5.3.3 Avvik utveksling med kontinuerlig ramping

I et kvartersoppløst kraftmarkedet er det antatt at utvekslingen vil håndteres ved å rampe kontinuerlig fra kvarter til kvarter. I modelleringen av rampingen er det problematisk å få arealet av utvekslingen hvert kvarter til å være likt kvartersverdiene som ble modellert fra timesverdiene. I denne delen sammenlignes arealet av utvekslingen hele timen med timesverdiene av utvekslingen H_i . Avviket mellom de to E_i er funnet for NORDEL over et døgn fra 2009–2012 og presentert i figur 5.21 som persentiler.

Avvikene ved utvekslingen med kontinuerlig ramping er overraskende små og sym-



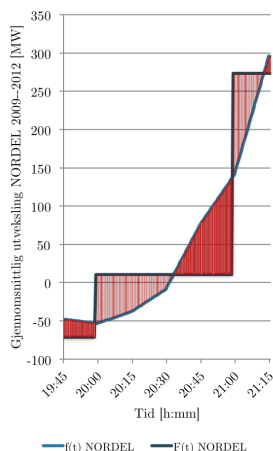
Figur 5.21: Timesavvik ved modellering av kontinuerlig ramping for NORDEL 2009–2012, MD.

metrisk rundt nullaksen. Dette indikerer at feilene per kvarter er balansert for hele timen for alle fire kvarterene. 50%-persentilen ligger rett under nullaksen nesten hele dagen, altså er utvekslingen generelt litt for stor. Denne forskyvningen er likevel på mindre enn 5 [MWh], noe som er veldig lite i forhold til størrelsene på ubalansene.

Igjen er gjennomsnittlig utveksling med kontinuerlig ramping funnet for NORDEL over et døgn fra 2009–2012. Denne er plottet med gjennomsnittet av timesverdiene i figur 5.22 fra 19:45–21:15. De røde områdene er avviket. I figuren er det små forskjeller i timen fra 20:00–21:00 mellom området i første og siste halvtime. Det andre området er litt større enn det første, noe som forklarer at 50%-persentilen såvidt er negativ i figur 5.21 i timen.

5.3.4 Innvirkningen av avvik i resultatene

De valgte modelleringene for å generere kontinuerlige kurver for produksjon og forbruk fra timesverdier gir opphav til et avvik E_i per time mellom arealet av kurvene og timesverdiene. For å studere innvirkningen av avvikene på resultatene



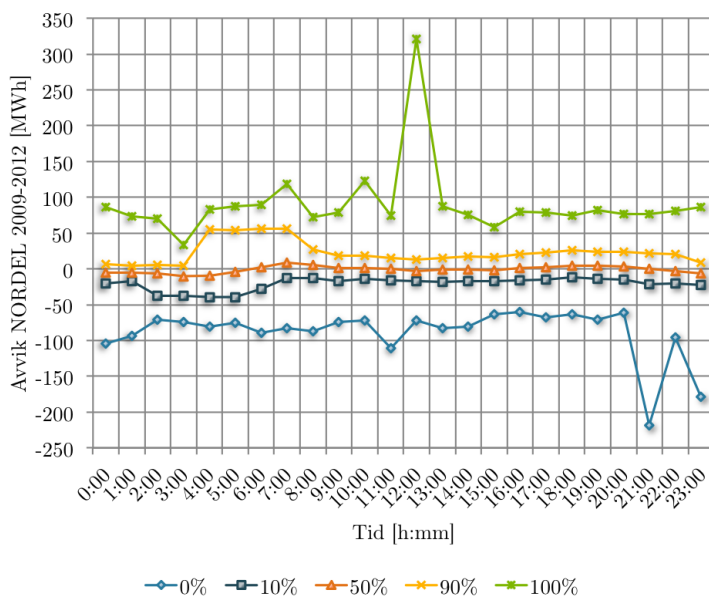
Figur 5.22: Illustrasjon av timesavvik ved gjennomsnittlig utveksling med kontinuerlig ramping for NORDEL 2009–2012, MD.

må avvikene for de ulike kurvene sees under ett. Summen av avvikene for forbruket og produksjon for NORDEL fra 2009–2012 kan sees som persentiler over et døgn i figur 5.23.

Her er det klart at avvikene fra forbruk og produksjon ofte nuller ut hverandre ettersom det totale avviket av disse kurvene ikke har noen store tendenser i en bestemt retning. Med få unntak ligger avvikene mellom ± 100 [MWh] per time. Sammenlignet med størrelsene på produksjon og forbruk er disse størrelsene veldig små. I tillegg er dette avviket over en hel time. Med hver kurve bestående av hundre punkter per time blir endringene i verdi per punkt kun på $\frac{E_i}{100}$ [MW]. Disse avvikene påvirker alle resultatene presentert i kapittel 4 med unntak av beregningene gjort for kvartersoppløst marked. I disse beregningene må også avvikene fra utvekslingen med kontinuerlig ramping tas i betraktning.

Fra 0:00–4:00 ligger 50%-persentilen litt under nullaksen, men summert over døgnet er 50%-persentilen tilnærmet null. Summen av ubalansene over døgnet skal derfor ikke være langt fra null. Størrelsene på avvikene vil, ettersom de er såpass små, ha en liten innvirkning på amplituden til ubalansene og disse endringene vil gå i begge retninger.

Avvik ved resultatene fra kvartersoppløst kraftmarked vil være litt større fordi avvikene fra modelleringen av utvekslingen inkluderes. Størparten av disse er likevel, som vist i figur 5.21, innenfor ± 25 [MWh], altså gir dette minimale utslag i



Figur 5.23: Totalt timesavvik ved forbruks- og produksjonsmodellering for NORDEL 2009–2012, MD.

resultatene.

5.3.5 Innvirkning av målefeil i resultatene

Målefeilene ved innsamlingen av datasettet fra 2009–2012 kan også ha påvirket resultatene. Som nevnt i 3.1 korrigeres datasettet for å fjerne ekstremverdier og erstatte nullverdier med andre verdier. Likevel, med en verdi for hver time fra 2009–2012 for utveksling, forbruk og produksjon i hvert land, er det ikke usannsynlig at det fortsatt kan forekomme feil i datasettet.

For at ikke feil og linjetap skal gi utslag i resultatene, er forbruksverdiene F_i som brukes i oppgaven beregnet fra produksjon og flyt som i (3.5). Derfor vil det være en planmessig balanse hver time i systemet, og ekstremverdier og nullverdier bør derfor ikke gi store utslag på ubalansene. Resultatene presenteres med 10%-, 50%- og 90%-persentiler. Dette medfører at avvik i ubalansene ikke fremkommer i figurene.

Nullverdier for produksjonen er erstattet av verdier som ligger mellom verdiene timen før og etter, eller med verdier fra uken før tilsvarende dag og timer. Inn-

virkingen av korreksjonene er vanskelig å vurdere. I tabell 3.1 på side 26 er antall nulltilfeller for produksjonen listet. Antall nulltilfeller utgjør mindre enn 1% av totalt antall timer i datasettet. Nullinstanser i utvekslingen er uvvist ettersom flyten på en linje kan være null. Nullverdier i utvekslingen som kommer av målefeil vil inngå i forbruket. Ettersom ubalansene presenteres som persentiler som viser tendensene over et døgn for fire år, er det rimelig å anta at timene med feil ikke gjør store utslag i resultatene.

En måte å bekrefte dette på kunne ha vært å sammenligne den målte systemfrekvensen en dag med de beregnede systemfrekvensen i oppgaven. Problemet er at med den målte systemfrekvensen er det gjort reguleringsinngrep. Følgelig vil ikke dette vise de rå frekvensene som oppstår av ubalansene mellom produksjon, forbruk og utveksling på grunn av kraftmarkedstrukturen.

Tidligere studier av strukturelle ubalanser er lignende i form som ubalansene presentert i denne oppgaven. Derfor er det god grunn til å anta at beregningene gjort med det målte datasettet viser de strukturelle ubalansene som ville ha oppstått uten reguleringsinngrep fra 2009–2012 på grunn av strukturen til det nordiske kraftmarkedet.

6 Konklusjon

I første del av oppgaven er resultatene basert på et målt datasett fra 2009–2012. Her er 10%-, 50%- og 90% persentilene av de strukturelle ubalansene over et døgn funnet for det nordiske synkronsystemet. Kurveformen på resultatene får den velkjente sagformen hvor ubalansene går fra å være positive til negative eller omvendt avhengig av om det er et effektoverskudd eller -underskudd i systemet.

De største ubalansene inntreffer fra 5:00–8:00 om morgenen og 21:00–1:00 på kvelden. Maksimum og minimum av 90%- og 10%-persentilene av alle resultatene er på 2467 og -2251 [MW], henholdsvis. I de kritiske tidsperiodene opplever systemet et effektoverskudd eller -underskudd i hele 80% av dagene i 2009–2012. Ved de største ubalansene her, vil være nødvendig med reguleringsinngrep fra systemansvarlig. De største ubalansene forekommer i ukedagene. I helgene er størrelsen på ubalansene halvert i forhold til ukedagene fra 5:00–8:00. Ubalansene på kveldene er derimot like store i helger som ukedager.

Innføringen av kvartersoppløst kraftmarked i dagens system vil føre til at de strukturelle ubalansene reduseres med en 1/3 av ubalansene i et timesoppløst kraftmarked. Disse vil derimot svinge fire ganger så mye som ubalansene i et timesoppløst kraftmarked ettersom produksjonen endrer seg hvert kvarter og ikke hver time.

I det nordiske synkronsystemet er de største ubalansene funnet i Sverige i perioden målingene er foretatt, deretter kommer Norge, Finland og Øst-Danmark. Hovedårsaken til denne fordelingen av ubalansene i nettet skyldes størrelsene på systemet i hvert land.

Rampingen som foregår ti minutter før og etter timesskiftet øker de strukturelle ubalansene. Størrelsen på denne innvirkningen er avhengig av totalt tillat ramping per time i et system i forhold til størrelsen på systemet.

Selv om samlast ikke nøyaktig kan gjengi forløpet i det nordiske synkronsystemet, er det mange likeheter mellom de strukturelle ubalansene funnet fra samlastdata og målte data i 2012. Resultatene fra de to beregningene er veldig lik i form, størrelse og varighet. Dette indikerer at det er mulig å hente informasjon fra resultatene fra samlast også i 2020. Statnett har foretatt en del endringer i samlastsystemet i 2020

i forhold til modellen for 2012. Blant annet er det lagt til flere utvekslingskabler til 2012-systemet.

I første scenario er rampingrestriksjonen på kablene som i 2012. I de strukturelle ubalansene funnet for dette scenarioet er innvirkningen av utvekslingen større enn i 2012. De strukturelle ubalansene i scenario 1 er høyere i timer med store flytendringer. Store ubalanser vil derfor inntreffe også utenfor de kritiske tidsperiodene fra 5:00–8:00 og 21:00–1:00. Ellers er de strukturelle ubalansene i scenario 1 noe større enn ubalansene funnet i 2012.

Ved innføring av 1000 [MW/h] rampingrestriksjon og kontinuerlig ramping blir størrelsene på ubalansene i scenario 2 nesten fordoblet i forhold til scenario 1. Den kontinuerlige endringen i flyten fører også til at ubalansene ikke har den gjenkjennelige sagformen. De strukturelle ubalansen varierer nå mye i størrelse avhengig av størrelsen på rampingen på utenlandskablene i det nordiske systemet. Maksimum størrelse på 90%- og 10%-persentilene er i scenario 2 på ± 4000 [MW]. Dette indikerer at det vil være behov for flere reguleringsreserver i et slikt scenario i forhold til 2012-nivået. Det er utvekslingen og ikke det økte forbruket til industrien som fører til de høye strukturelle ubalansene.

I siste scenario er strukturelle ubalanser beregnet med utveksling som i scenario 2 og for et kvartersoppløst kraftmarked. De strukturelle ubalansene i et slikt scenario reduseres her til 2012-nivå. Endringene av de strukturelle ubalansene er igjen ujevn og utslaget i ubalansene er varierer mye med størrelsene på rampingen på kablene. Maksimum av 10%- og 90%-persentilene er på ± 2000 [MW]. Med dette nivået på ubalansene i 2020 vil det ikke være nødvendig å øke reguleringsreservene i det nordiske synkronsystemet.

7 Videre arbeid

I oppgaven er modelleringen av den kontinuerlige produksjonskurven forenklet. Her er det mulig å forsøke å finne data per time fra 2009–2012, eller en ikke-konstant fordeling av krafttypene gjennom et døgn. Det er også mulig å dele inn krafttypene i flere kategorier og endre de lineære kurverepresentasjonene til produksjonsendringene i tinesskiftene av disse.

Systemansvarlige i regionsentralen på Statnett regulerer kraftflyten på utenlandskablene. Det er mulig å forhøre seg med systemansvarlige om hvordan flyten vil håndteres dersom rampingrestriksjonen økes til 1000 [MW/h] og rampingen er kontinuerlig gjennom timen. Dette kan brukes til å lage en mer realistisk representasjon av utvekslingen på kablene i systemet.

Samlastmodellen er en god representasjon av det nordiske synkronsystemet som stadig er i utvikling. Det kan derfor være av interesse å hente ut flere resultater herfra. En bedre omregning fra tretimesverdier til timesverdier vil gi mer realistiske fremstillinger av forbruk, produksjon og utveksling. Her kan spesielt den store variasjonen av forbruksprofilen gjennom året være utfordrende å gjenskape.

I oppgaven ble det ikke gjort noen beregninger fra andre historiske tilsig enn 1980. Det kan være verdt å undersøke hvordan ubalanser fra samlast ved ulike historiske tilsig vil gi i forhold til de fra målte data i 2012.

I den opprinnelige oppgaveteksten gikk andre del av masteroppgaven ut på å videreutvikle en modell ved navn "Stepwise Powerflow" i Matlab laget av SINTEF. Dette kan gjøres ved å oppdatere datasett i modellen og endre modellen for å inkludere rutiner for bruk av regulerkraft. Dette kan deretter brukes for å beregne frekvensavvik ved ulike situasjoner.

Referanseliste

- [1] Statnett. *Systemdrifts- og markedsutviklingsplan 2012*. Oslo: april, 2012.
- [2] Statnett. *Nordisk kraftflyt*. Internett: <http://bit.ly/K5JEIR> [30. oktober 2013].
- [3] T. Haugland. *Ubalanser i det nordiske synkronsystemet*. Trondheim: NTNU, 2013.
- [4] J. W. Bialek, J. R. Bumby og J. Machowski. "Frequency Stability and Control" i *Power System Dynamics: Stability And Control*, 2. utg. West Sussex: Wiley, 2008, kap. 9, s. 335–357.
- [5] D. Gan, D. Feng og J. Xie. *Electricity Markets and Power System Economics*. CRC Press, 2013, kap.2, s.33–35.
- [6] Statnett. *Funksjonskrav i kraftsystemet 2012*. Internett: <http://bit.ly/1dT4coW> [29.november 2013]
- [7] B. H. Bakken og A. Petterteig. *Alternative to reduce reserve requirements and reserve costs in the Nordel system*. Trondheim: SINTEF 2005, kap. 3, s.9–17.
- [8] Statnett. *Om reservemarkeder*. Internett: <http://www.statnett.no/Drift-og-marked/Markedsinformasjon/>[29.november 2013]
- [9] UCTE. *Operation Handbook*, 1,9 utg., Brüssel, 2004, s. A1-2–A1-4.
- [10] I. Wangensten. "Restructuring/Deregulation of the Electricity Supply" i *Power System Economics – the Nordic Electricity Market*, 2. utg. Trondheim: Tapir Academic Press, 2012, kap. 5, s.104–105.
- [11] NPS. *The nordic blueprint – annual report 2011*. Internett: <http://bit.ly/Limytf> [1. desember 2013]
- [12] NPS. *The Nordic Electricity Exchange and The Nordic Model for a Liberalized Electricity Market*. Internett: <http://bit.ly/1m2WSvq> [27. november 2013]
- [13] Gerard L. Doorman. Special Advisor, Statnett. E-post: *Master i ubalanser*. NTNU. 12. desember 2013.

- [14] V. Nelson og L. L. Grigsby. "Wind Power" i *The Electric Power Engineering Handbook*, 3. utg. Boca Raton: CRC Press, 2012, kap. 1-1, s.1-2.
- [15] G. H. Rosenlund. *Optimal Production Balance with Wind*. Trondheim: NTNU, 2013.
- [16] Richard C . Dorf. *Systems, Controls, Embedded Systems, Energy, and Machines*. Boca Raton: CRC Press, 2006, kap.3, s.3-1-3-8.
- [17] NPS. *Ramping restrictions on planned flow on HVDC connections*. Internett: <http://bit.ly/1fB6S1l> [4. november 2013]
- [18] NPS. *No. 53/2007 Extended use of ramping on HVDC link*. Internett: <http://bit.ly/1kDJPVQ> [27. november 2013]
- [19] Siemens. "The 400 kV Storebælt HVDC Project", *HVDC/FACTS - Highlights*, Issue 10/02 Siemens newsletter. Internett: http://www.ptd.siemens.de/artikel1002_high.pdf [3. november 2013]
- [20] Energinet.dk. (2012, 10. april). *Elforbindelser til udlandet*. Internett: <http://bit.ly/19wp3T8> [3. november 2013]
- [21] L. O. Askheim, K. Saugstad og A. Vinjar. (2013, 5. juli). "Kraftutveksling Med Utlandet", *Store norske leksikon*. Internett: http://snl.no/kraftutveksling_med_utlandet [3. november 2013].
- [22] ABB. "The Baltic Cable HVDC Connection Sweden/Germany", *Submarine Cable Link*. Internett: <http://bit.ly/1dy753C> [3. november 2013].
- [23] ABB. "The SwePol Link HVDC Connection Sweden/Poland", *Submarine Cable Link*. Internett: <http://new.abb.com/systems/hvdc/references/swepol-link> [3. november 2013]
- [24] ABB. *Konti-Skan*. Internett: <http://bit.ly/1arC3HS> [9. desember 2013]
- [25] ABB. *Estlink HVDC Light link*. Internett: <http://bit.ly/1arCrGl> [3. november 2013]
- [26] Fingrid. *Russia*. Internett: <http://bit.ly/1dw3SQz> [3. november 2013]
- [27] Fingrid. *EstLink 2 – second high-voltage direct current link between Finland and Estonia*. Internett: <http://bit.ly/19wpVXS> [21. november 2013]

- [28] Statnett. *Norge-Danmark – ny mellomlandsforbindelse*. Internett: <http://www.statnett.no/Nettutvikling/Skagerrak-4/>
- [29] Statnett. *Norge-England – ny mellomlandsforbindelse*. Internett: <http://www.statnett.no/Nettutvikling/Kabel-til-england/> [21. november 2013]
- [30] Statnett. *Norge-Tyskland – ny mellomlandsforbindelse*. Internett: <http://www.statnett.no/Nettutvikling/NORDLINK/> [21. november 2013]
- [31] ABB. "NordBalt HVDC Light connection, Sweden-Lithuania", *The world's longest HVDC Light cable*. Internett: <http://bit.ly/1gPi72F> [21. november 2013]
- [32] T. Weissbach og E. Welfonder. "High frequency deviations within the European power system: Origins and proposals for improvement." i Power Systems Conference and Exposition, 2009. PSCE'09. IEEE/PES. IEEE, 2009. s.1–6.
- [33] Ellen C. Stavseth. Trading adviser, Nord Pool Spot. E-post: *RE: markedsseminar for studenter NTNU*. NTNU. 17. september 2013.
- [34] S. McKinley og M. Levine. *Cubic spline interpolation*. College of the Redwoods, 1998.
- [35] W. Boehm, M. Paluszny og H. Prautzsch. *Bézier- and B-spline techniques*. New York: Springer, 2002, kap.5, s.68.
- [36] A. Quarteroni, R Sacco og F. Saleri. "Polynomial Interpolation" i *Numerical Mathematics*. New York: Springer, 2000, kap. 8, s. 353–355.
- [37] Jan Hystad. Landssentralen, Statnett. Møte. Statnett, Oslo. 19. november 2013.
- [38] Brynjulf Owren. Professor ved Institutt for matematiske fag, gruppe for differensiallikninger og numerisk analyse. E-post:*Dokumentasjon*. NTNU. 30. september 2013.

A Beregning av flyt, målte data

Flyten oppgitt i datasettet fra Statnett er slik at import er positiv og eksport er negativ for land/område l_i :

$$\mathbf{H}_{l_i-l_{i+1}} = \mathbf{I}_{l_i} - \mathbf{E}_{l_i} \quad (\text{A.1})$$

$$\mathbf{V}_{l_i-l_{i+1}} = \mathbf{I}_{l_i} - \mathbf{E}_{l_i}. \quad (\text{A.2})$$

Likestrømsflyten beregnes som

$$\mathbf{H}_{\text{DK2}} = -\mathbf{H}_{\text{DK1-DK2}} + \mathbf{H}_{\text{DK2-DE}} \quad (\text{A.3})$$

$$\mathbf{H}_{\text{FI}} = \mathbf{H}_{\text{FI-EE}} + \mathbf{H}_{\text{FI-DE}} \quad (\text{A.4})$$

$$\mathbf{H}_{\text{NO}} = -\mathbf{H}_{\text{DK1-NO}} + \mathbf{H}_{\text{NO-NL}} + \mathbf{H}_{\text{NO-RU}} \quad (\text{A.5})$$

$$\mathbf{H}_{\text{SE}} = \mathbf{H}_{\text{SE-DE}} + \mathbf{H}_{\text{SE-DK1}} + \mathbf{H}_{\text{SE-PL}}, \quad (\text{A.6})$$

og vekselstrømsflyten beregnes som

$$\mathbf{V}_{\text{DK2}} = -\mathbf{V}_{\text{DK2-SE}} \quad (\text{A.7})$$

$$\mathbf{V}_{\text{FI}} = -\mathbf{V}_{\text{NO-FI}} + \mathbf{V}_{\text{FI-SE}} \quad (\text{A.8})$$

$$\mathbf{V}_{\text{NO}} = -\mathbf{V}_{\text{NO-FI}} + \mathbf{V}_{\text{NO-SE}} \quad (\text{A.9})$$

$$\mathbf{V}_{\text{SE}} = -\mathbf{V}_{\text{FI-SE}} - \mathbf{V}_{\text{NO-SE}} - \mathbf{V}_{\text{DK2-SE}}. \quad (\text{A.10})$$

B Tabell med dager fjernet fra 2009–2012, målte data

Land	$dp_{i,i+1}$ [MW]	Dato	Ukedag	Time	Indeks
Øst-Danmark	500	13.02.2009	Fredag	8	1040
		13.04.2010	Tirsdag	9	11217
		25.05.2010	Tirsdag	9	12225
		16.06.2010	Onsdag	15	12759
		27.07.2010	Tirsdag	11	13739
		26.08.2010	Torsdag	1	14449
		28.08.2010	Lørdag	16	14512
		14.03.2011	Onsdag	1	19296
		15.03.2011	Tirsdag	24	19297
		18.03.2011	Fredag	1	19345
		19.06.2011	Søndag	1	21577
		31.07.2011	Søndag	23	22607
		25.08.2011	Torsdag	13	23197
		26.09.2011	Mandag	23	23975
		27.12.2011	Tirsdag	23	26183
		25.03.2012	Søndag	5	28301
		02.07.2012	Mandag	23	30695
Finland	500	28.10.2009	Onsdag	16	7216
		02.09.2010	Torsdag	8	14624
		15.09.2011	Torsdag	13	23701
Norge	2000	09.10.2009	Fredag	24	6768
		25.10.2009	Søndag	3	7131
		28.01.2011	Fredag	19	18187
		22.03.2011	Tirsdag	20	19460
		24.03.2011	Torsdag	20	19508
		04.07.2011	Mandag	15	21951
		04.07.2012	Onsdag	6	30726
		16.08.2012	Torsdag	14	31766
04.12.2012	Tirsdag	14	34406		
Sverige	1500	01.01.2009	Torsdag	4	4
		10.11.2009	Tirsdag	19	7531
		10.11.2009	Tirsdag	23	7535
		23.02.2010	Tirsdag	19	10051
		28.06.2010	Mandag	14	13046
		25.11.2012	Søndag	3	34179

Tabell B.1: Dager som fjernes fra det målte datasettet fra 2009–2012 på grunn av urealistiske verdier.

C Utregning med B-splinemetoden

I masteroppgaven er det gitt ett datasett med gjennomsnittsforkret hver time av det kontinuerlige forbruket $f(t)$. Dette kan skrives som

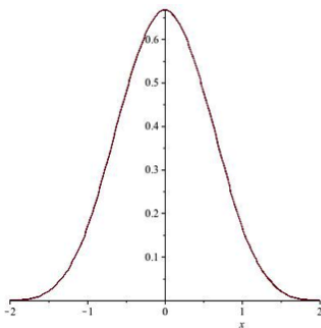
$$F_i = \int_{i-1}^i f(t)dt, \quad \text{for } i = 1, 2, \dots, N. \quad (\text{C.1})$$

Ut fra disse verdiene ønskes det å lage en kubiske splinefunksjon $S(t)$ for knutepunktene $0, 1, \dots, N$ slik at

$$\int_{i-1}^i S(t)dt = F_i, \quad \text{for } i \in N. \quad (\text{C.2})$$

En basis for splinefunksjonen kan finnes med ligning (3.8), side 30. For å finne splinefunksjonen må tredjegrads B-splineene først beregnes for $[-3, N - 1]$. Etersom knutepunktene er timer, er de uniforme og alle B-splineene vil være like i form og høyde. Følgelig trengs det kun å beregnes én B-spline. Dersom det tas utgangspunkt i tilfellet $j = -2$ finnes B-splinen med ligning (2.8) og (2.9), side 20 til å være

$$B_{-2}(t) = \begin{cases} \frac{1}{6}(t+2)^3, & -2 \leq t < -1 \\ -\frac{1}{2}t^3 - t^2 + \frac{2}{3}, & -1 \leq t < 0 \\ -\frac{1}{2}t^3 - t^2 + \frac{2}{3}, & 0 \leq t < 1 \\ \frac{1}{6}(2-t)^3, & 1 \leq t \leq 2. \end{cases} \quad (\text{C.3})$$



Figur C.1: B-spline.

Kurven til $B_{-2}(t)$ kan sees i figur C.1. Kurven er symmetrisk rundt $t = j + 2 = -2 + 2 = 0$. Etersom B-splinene er like vil også integralene av kurvene være like for hvert intervall

$$\int_{-2}^{-1} B_{-2}(t) dt = \frac{1}{24} \quad (\text{C.4})$$

$$\int_{-1}^0 B_{-2}(t) dt = \frac{11}{24} \quad (\text{C.5})$$

$$\int_0^1 B_{-2}(t) dt = \frac{11}{24} \quad (\text{C.6})$$

$$\int_1^2 B_{-2}(t) dt = \frac{1}{24}. \quad (\text{C.7})$$

$$(\text{C.8})$$

Uttrykkene kan nå kombineres for å finne $S(t)$ ut fra betingelsene i problemet formulert i ligning (3.8). Etersom B-splinen er ikke er null kun over fire intervaller kan integralet av B-splinene kan forenkles til

$$\int_{i-1}^i B_j(t) dt = \begin{cases} \frac{1}{24}, & j = i - 1 \\ \frac{11}{24}, & j = i - 2 \\ \frac{11}{24}, & j = i - 3 \\ \frac{1}{24}, & j = i - 4 \\ 0, & \text{ellers.} \end{cases} \quad (\text{C.9})$$

Følgelig kan er det mulig å skrive ligningen

$$\frac{1}{24}\alpha_{i-4} + \frac{11}{24}\alpha_{i-3} + \frac{11}{24}\alpha_{i-2} + \frac{1}{24}\alpha_{i-1} = F_i, \quad (\text{C.10})$$

for $i = 1, \dots, N$. Med dette ligningssettet er det N antall ligninger og $N + 3$ antall ukjente α_j . Grensebetingelsene må derfor undersøkes.

Ved å anta at splinen er naturlig i endepunktene finnes to betingelser. Av dette følger at $S''(0) = S''(N) = 0$. Her finnes

$$S''(0) = \alpha_{-3}B''_{-3}(0) + \alpha_{-2}B''_{-2}(0) + \alpha_{-1}B''_{-1}(0) = \alpha_{-3} - 2\alpha_{-2} + \alpha_{-1} = 0 \quad (\text{C.11})$$

og likt

$$S''N = \alpha_{N-3} - 2\alpha_{N-2} + \alpha_{N-1} = 0. \quad (\text{C.12})$$

En annen betingelse kan finnes ved å estimere $S'(1)$ fra $F_1 - F_0$ for å få den siste betingelsen

$$-\frac{1}{2}\alpha_{-2} + \frac{1}{2}\alpha_0 = F_1 - F_0. \quad (\text{C.13})$$

Det er nå totalt sett nok ligninger til å finne de $N + 3$ ukjente $\alpha_{-3}, \dots, \alpha_{N-1}$.

Disse brukes til å finne splinekurven ved bruk av ligning (2.7), side 20.

D Utveksling med kontinuerlig ramping hvert kvarter

Stigende $h(t)$: (D.1)

$$b_{i,q} = \frac{1}{2}(H_{i,q} - H_{i,q-i}) + H_{i,q-1} \quad (\text{D.2})$$

Synkende: (D.3)

$$b_{i,q} = \frac{1}{2}(H_{i,q-1} - H_{i,q}) + H_{i,q} \quad (\text{D.4})$$

Topp $h(t)$: (D.5)

$$H_{i,q-1} > H_{i,q+1}: \quad b_{i,q} = \frac{1}{4}(H_{i,q} - H_{i,q+1}) + H_{i,q} \quad (\text{D.6})$$

$$H_{i,q-1} < H_{i,q+1}: \quad b_{i,q} = \frac{1}{4}(H_{i,q} - H_{i,q-1}) + H_{i,q} \quad (\text{D.7})$$

Bunn: (D.8)

$$H_{i,q-1} > H_{i,q+1}: \quad b_{i,q} = -\frac{1}{4}(H_{i,q} - H_{i,q-1}) + H_{i,q} \quad (\text{D.9})$$

$$H_{i,q-1} < H_{i,q+1}: \quad b_{i,q} = -\frac{1}{4}(H_{i,q} - H_{i,q+1}) + H_{i,q} \quad (\text{D.10})$$

Det er også funnet tilfeller hvor $H_{i,q} = H_{i,q+1}$ eller der $H_{i,q} = H_{i,q-1}$. Når disse tilfellene en sjelden gang inntreffer settes $b_{i,q} = b_{i,q-1}$ og $a_{i,q} = 0$.

E Tendenser timesforbruket uke- og helgedager

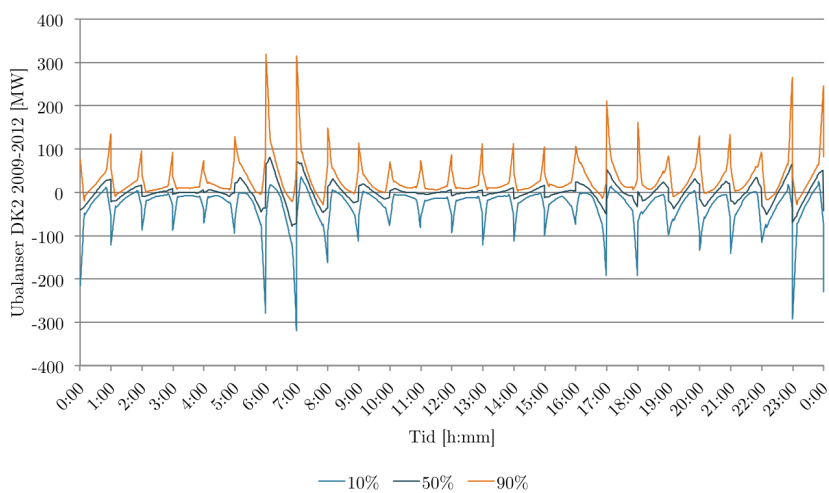
Segment	Tid	Topp	Bunn	Stigende	Synkende
1	00:00–03:00	0	5	0	255
2	03:00–06:00	0	32	227	1
3	06:00–09:00	1	0	259	0
4	09:00–12:00	65	7	55	133
5	12:00–15:00	8	37	15	200
6	15:00–18:00	32	46	75	106
7	18:00–21:00	32	3	26	199
8	21:00–00:00	5	0	0	255

Tabell E.1: Tendenser timesforbruket ukedager 2012, MD.

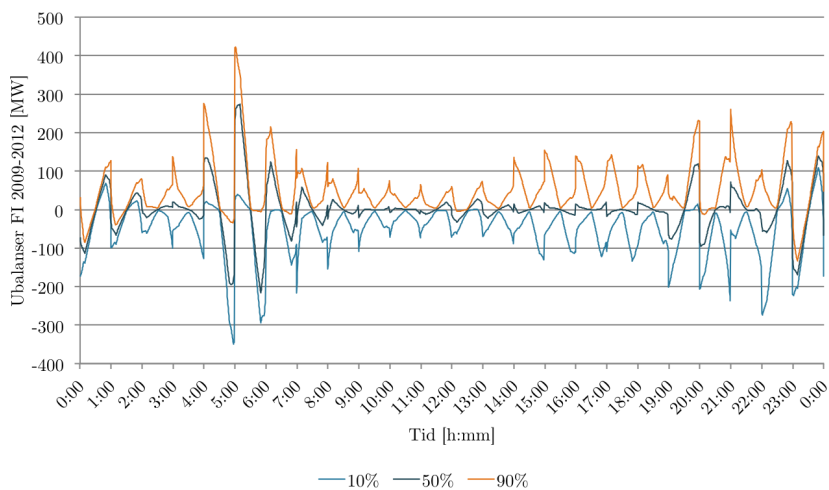
Segment	Tid	Topp	Bunn	Stigende	Synkende
1	00:00–03:00	0	2	0	102
2	03:00–06:00	1	21	58	24
3	06:00–09:00	0	0	104	0
4	09:00–12:00	36	0	68	0
5	12:00–15:00	0	20	6	78
6	15:00–18:00	2	15	87	0
7	18:00–21:00	15	4	14	71
8	21:00–00:00	10	0	0	94

Tabell E.2: Tendenser timesforbruket i helgedager 2012, MD.

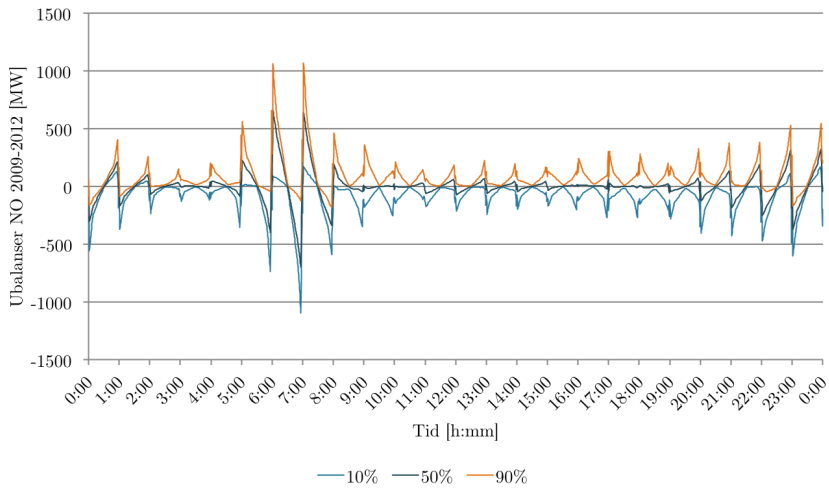
F Strukturelle ubalanser per land 2009–2012, MD



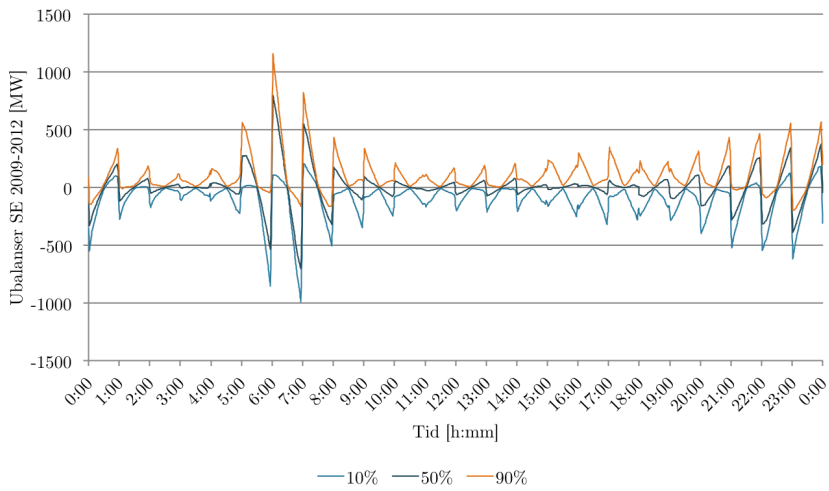
Figur F.1: Persentiler ubalanser DK2 timesoppløst kraftmarked 2009–2012, MD.



Figur F.2: Persentiler ubalanser FI timesoppløst kraftmarked 2009–2012, MD.



Figur F.3: Persentiler ubalanser NO timesoppløst kraftmarked 2009–2012, MD.



Figur F.4: Persentiler ubalanser SE timestepsløst kraftmarked 2009–2012, MD.