

Mikkel Korsbæk
Bo Riisgaard Pedersen

Reguleringsreserver og vind- kraft i det vestdanske elnet

Eksamensprojekt, februar 2008

Mikkel Korsbæk
Bo Riisgaard Pedersen

Reguleringsreserver og vindkraft i det vestdanske elnet

Eksamensprojekt, februar 2008

Reguleringsreserver og vindkraft i det vstdanske elnet, <Subtitle>

Rapporten er udarbejdet af:

Mikkel Korsbæk

Bo Riisgaard Pedersen

Vejleder(e):

Lektor Jan Jantzen, Institut for Automation, Ørsted-DTU

Medvejleder: Torkild Christensen, DONG Energy, Skærbæk

Ørsted•DTU

Institut for Automation (AU)

Danmarks Tekniske Universitet

Elektrovej

Bygning 326

2800 Kgs. Lyngby

Denmark

www.oersted.dtu.dk/au

Tel: (+45) 45 25 35 50

Fax: (+45) 45 88 12 95

E-mail: bkp@oersted.dtu.dk

Udgivelsesdato: 1. februar 2008

Klasse: 1 (offentlig)

Udgave: 1. udgave

Bemærkninger: Denne rapport er indleveret som led i opfyldelse af kravene for opnåelse af Cand. Polyt. på Danmarks Tekniske Universitet.
Rapporten repræsenterer 35 ECTS point.

Rettigheder: © Mikkel Korsbæk, Bo Riisgaard Pedersen, 2008

ABSTRACT

This report presents the impacts of large-scale wind power on regulation in the Western Danish power system, which is characterized by a high penetration of wind power (23 % in 2005) and by large transmission capabilities to both the Nordic and the Central European systems. The thermal power system has been simulated and the exchange conditions to neighbouring countries have been part of the simulations. Five scenarios have been simulated with wind power penetrations ranging from 23 % in the base case to 62 % in 2025. Two additional scenarios have been simulated for the year 2025 to show the consequences of utilizing decentralized combined heat and power plants (DCHP), and flexible demand as regulation reserves.

A simulation tool has been developed to simulate the Western Danish power system. It considers: the centralized combined heat and power (CHP) production; DCHP production, wind power (both offshore and onshore) and heat- and electricity demand. The simulations analyze the need for fast regulation reserves and operate in a 1-15 minute timescale with timesteps of 1 minute.

The results of the simulations show that the amount of energy which needs to be activated within 15 minutes quadruples from 40 MW in the base case year 2005 to 160 MW in 2025. The maximum ramping over a 5-minute period increases from 55 MW in 2005 to 250 MW in 2025. According to the results, the CHP is forced to operate at undesirable loads because the wind power replaces some of the electricity production. This reduces the regulation capabilities of the CHP plants. Consequently, regulation demand must be met utilizing transmissions from neighbouring countries. But the production conditions in neighbouring countries may be reduced from an expansion of wind power and if so, regulation demand cannot be met. The simulations show that utilizing DCHP plants and flexible demand of 500 MW will solve this problem. However there's still a need for a yearly export of 5,3 TWh and an import of 3,3 TWh. Reductions in CO₂ emissions are reduced by 34 % compared to the base case year, 2005.

RESUMÉ

Denne rapport handler om de reguleringsmæssige problemer, der er forbundet med den fremtidige udbygning af vindkraftproduktionen i det vstdanske elnet. Det vstdanske elnet er karakteriseret ved en meget høj vindandel (23 % af forbruget i 2005), og derudover er der store udvekslingsforbindelser både til det nordiske og det centraleuropæiske elnet. Der er foretaget simuleringer af det termiske elsystem, hvor udvekslingsforbindelserne er inddraget under hensyntagen til forholdene i nabo-områderne. Der er simuleret fem scenarier, hvor vindandelen øges fra 23 % i basisåret 2005 til 62 % i 2025. Yderligere to scenarier for år 2025 er simuleret og viser konsekvensen af at bruge den decentrale kraftvarmeproduktion og et fleksibelt forbrug som reguleringsreserver.

Der er opstillet et simuleringsprogram, der simulerer driften i det vstdanske elnet vha. de centrale kraftvarmeverkers produktion, den decentrale kraftvarmeproduktion, vindmøllernes produktion (fordelt på land og hav) og varme- og elforbruget. Simuleringerne beregner behovet for hurtige reguleringsreserver, der opererer på en tidsskala fra 1 – 15 minutter. Simuleringsberegningerne foregår i 1-minuts-trin.

Resultaterne af simuleringerne viser, at mængden af de hurtige reguleringsreserver, som aktiveres indenfor et kvarter firedobles fra ca. 40 MW i år 2005 til 160 MW i år 2025. Den maksimale gradient over en 5-minutters periode øges fra 55 MW i 2005 til 250 MW i 2025. Resultaterne viser desuden, at vindkraften presser de centrale kraftvarmeverker ud i en uhensigtsmæssig drift, der begrænser reguleringsevnen. Konsekvensen er, at det er nødvendigt at hente regulering i nabo-områderne via udvekslingsforbindelserne. Men efterhånden som nabo-områderne også udbygger med vindkraft, opstår der situationer, hvor det ikke er muligt at regulere via udvekslingsforbindelserne. Regulering vha. de decentrale kraftvarmeverker og et fleksibelt forbrug på 500 MW løser dette problem. Der er dog stadig behov for en el-eksport på 5,3 TWh/år og en el-import 3,3 TWh/år. Men den samlede CO₂-udledning i 2025 reduceres med 34 % i forhold til basisåret 2005.

INDHOLDSFORTEGNELSE

Abstract	3
Resumé.....	4
Liste over figurer	7
Liste over forkortelser og fagudtryk.....	9
1 Indledning.....	11
Formål	12
Arbejde af andre.....	12
Kravspecifikation.....	14
2 Regulering og vindkraft	16
2.1 Reguleringsreserver	16
2.2 Vindkrafts påvirkning på reguleringsreserverne.....	18
3 Beregningsforudsætninger.....	22
3.1 Datagrundlag.....	22
3.2 De opstillede scenarier.....	23
3.3 Beregningsmodel	27
4 Program arkitektur	32
4.1 Dataflow	32
4.2 Beregningsgennemgang.....	35
5 Resultater.....	42
5.1 Validering af simuleringsprogram	42
5.2 Det fremtidige behov for reguleringsreserver.....	46
5.3 Det fremtidige udbud af reguleringsreserver	49
5.4 Det fremtidige brændselsforbrug i elsystemet	54
5.5 Resume	56
6 Konklusion.....	58
6.1 Resultater	58
6.2 Perspektiver	59
6.3 Videre arbejde.....	60

Referencer	61
A Scenarier - nøgledata.....	67
B karakteristika for kraftværker.....	72
C Brændselsdiagrammer	73
D P/Q diagrammer for værker.....	74
E Strukturarrays fra program.....	75
F Situationen den 10.03.2005 (2025).....	77

LISTE OVER FIGURER

Figur 3-1: Vindudbygning i Vestdanmark og nabolande i % af det samlede elforbrug	23
Figur 3-2: Optimale placeringer for vstdanske havvindmølleparker	25
Figur 3-3: Oversigt over den forudsatte vindkraftudbygning i scenarierne	25
Figur 3-4: Brændselsdiagrammet for de decentrale værker viser anvendt brændsel som funktion af driftspunktet.....	30
Figur 4-1: Karakteristika for P/Q-diagram og gradienter.	33
Figur 4-2: Karakteristika for brændselssammensætningen på de centrale værker.....	33
Figur 4-3: Oversigt over dataflowet i simuleringsprogrammet	35
Figur 4-4: Overordnet flowdiagram for simuleringsprogrammet.....	37
Figur 4-5: Flowdiagram for funktionen "Driftsimulering"	39
Figur 4-6: Funktionen "Regulator" plottet for forskellige værdier af R. Den øvre og nedre grænse for driftspunktet er 0,3 og 0,8.	41
Figur 4-7: Produktionsprisen på et værk bestemt efter driftspunktet	41
Figur 5-1: Benchmarking af simuleringsmodel ud fra udvekslingen mellem Vestdanmark og udlandet den 5. april 2005.....	42
Figur 5-2: Benchmarking af simuleringsberegninger efter samlet udveksling for 2005	43
Figur 5-3: Benchmarking af simuleringsprogram baseret på data for den 5. april 2005.....	43
Figur 5-4: Følsomhedsanalyse af simuleringsprogram.....	44
Figur 5-5: Benchmarking af simuleringsmodellen efter brændselsforbruget på seks centrale værker og de samlede decentrale i 2005.....	45
Figur 5-6: Varighedskurve for reguleringsbehovet udtrykt som gradienter.....	47
Figur 5-7: Største gradient for opregulering over en periode på hhv.1 minut og 5 minutters intervaller for hvert simuleret scenarie.	48

Figur 5-8: Største gradient for nedregulering over en periode på hhv.1 minut og 5 minutters intervaller for hvert simuleret scenarie.	48
Figur 5-9: Vindkraftproduktion for en periode med konstruktiv interferens af 2010 scenariet.	48
Figur 5-10: Energimængden af den hurtige reguleringsreserve (t<15 min.)henover året	49
Figur 5-11: Driftlasten på Nordjyllandsværket d. 10/3 - 12/3 2005.....	51
Figur 5-12: Driftlasten på Nordjyllandsværket d. 10/3 - 12/3 2025.....	51
Figur 5-13: Driftlasten på Nordjyllandsværket d. 10/3 - 12/3 2025 med DCHP og fleksibelt forbrug som reguleringsmekanismer i elsystemet	51
Figur 5-14: Timer med afhængighed af import pr. år.	52
Figur 5-15: Timer med afhængighed af eksport pr. år	52
Figur 5-16: Årligt el-overløb for hvert simuleret scenarie.	53
Figur 5-17: Det årlige kritiske el-overløb for hvert simuleret scenarie.....	53
Figur 5-18: Simuleringsresultater for netto-eksporten fra Vestdanmark når vindandelen øges.....	54
Figur 5-19: Brændselsforbrug i den vstdanske elproduktion for alle simulerede scenarier.....	55
Figur 5-20: Samlet CO2-udledning per produceret kWh el i Vestdanmark	56

LISTE OVER FORKORTELSER OG FAGUDTRYK

Forkortelse	Enhed	Definition
DCHP		Decentral kraftvarmeproduktion (Decentralised Combined Heat and Power)
SSV		Studstrupværket
ENV		Enstedværket
ESV		Esbjergværket
FYV		Fynsværket
NJV		Nordjyllandsværket
SKV		Skærbækværket
V_H		Vindmøller på havet
V_L		Vindmøller på land
HB		Hovedbrændsel
SB		Suppleringsbrændsel
TSO		Transmission System Operator
LP		Linier programmering
FF		Fleksibelt forbrug

Fagudtryk	Enhed	Definition
Gradient	MW/min	Hvor hurtigt den nødvendige effekt skal leveres (dP/dt)
Reserve	MW	Reguleringsklart potentiale
Aktiveret reserve	MW	Del af reserve i drift
Reguleringsbehov	MW (MW/min)	Energi (Effekt) mængde mellem prognose og faktiske drift

1

INDLEDNING

"Danmark er klar til at løfte sin del af opgaven...", lød det fra klima- og energiminister Connie Hedegaard, den 23. januar 2008, som reaktion på EU-Kommissionens påbud til Danmark om at øge energiforsyningens andel af vedvarende energi. Målet er at reducere EU's CO₂-udslip med 20 % i 2020 i forhold til niveauet i 1990 (ENS, 2008).

Kommissionens omfattende energi- og klimapakke pålægger Danmark, at øge andelen af vedvarende energi i energiforsyningen fra de nuværende 16 % til 30 % i 2020. Opgjort efter Energistyrelsens metode svarer Kommissionens 30 % imidlertid reelt til 26,8 %, og dermed er afstanden mellem Kommissionens påbud for 2020 og regeringens hidtidige mål for 2025 - 30 % - ganske beskeden. Regeringen har allerede fremlagt en plan for udbygning af vindmøller på havet frem til år 2025, som vil stå for en stor del af den ønskede stigning i andelen af vedvarende energi. Men desværre er udbygning med vindkraft ikke problemfri, idet vindmøllerne forstyrrer og besværliggør driften af elnettet.

Et af de grundlæggende problemer ved at drive og kontrollere et elnet er at opretholde balancen mellem produktion og forbrug. Planlægning af produktionen sikrer, at der produceres nok elektricitet til at dække det forventede forbrug i perioden. Men derudover skal der være tilstrækkelige reserver til rådighed til at udligne de uundgåelige afvigelser, der vil være mellem produktion og forbrug pga. prognosefejl og udfald i elnettet. At der er tilstrækkelige reserver i det danske elnet sikres af den systemansvarlige operatør (TSO¹), Energinet.dk. I Danmark leveres reguleringen næsten udelukkende af centrale kraftvarmeværker, der kører i dellast således, at de kan regulere både op og ned.

Udbygningen af vindkraft i det danske og især det vstdanske elnet har betydning for balancen mellem produktion og forbrug og derved for behovet for reguleringsreserver. Et eksempel er Energinet.dks oplevelser med den 160 MW store havvindmøllepark, Horns Rev. Her ses det, at havmølleparken har meget større produktionsudsving minut for minut, end der er observeret på vindmøller på land. En del af forklaringen er, at den geografiske spredning af alle landmøller er meget større end for havmøllerne på Horns

¹ Transmission System Operator = Den systemansvarlige operatør

Rev. Men der hersker også andre meteorologiske forhold på havet, som gør, at produktionsudsvingene forstærkes (Akhmatov et al 2006).

De forstærkede produktionsudsving, eller fluktuationer, har betydning for gradienterne (hvor hurtigt reguleringsreserverne skal levere effekt) af reguleringsreserven. Med den nuværende vindkraftkapacitet er der tilstrækkeligt med reguleringsreserver til rådighed med de nødvendige gradienter. Men med udbygningen af yderligere havmølleparker, bl.a. Horns Rev II, som allerede er planlagt, er det usikkert hvor meget, det vil påvirke både det fremtidige behov for reguleringsreserver og reguleringssevnen af de tilgængelige reserver. Det skyldes, at en større vindandel vil betyde, at de centrale værker skal levere mindre el, men da de samtidig har en bunden fjernvarmeproduktion tilknyttet de enkelte anlæg, tvinges værkerne til at producere i uhensigtsmæssige driftlastsområder. Uhensigtsmæssig betyder i denne sammenhæng, at værkernes reguleringssevne forringes. Man risikerer med andre ord, at de centrale værker, som skal stå for reguleringen af nettet, simpelthen ikke kan levere den nødvendige effekt.

Især energiproducenterne har en stor interesse i at kende betingelserne i det fremtidige elnet, da det har stor betydning for konstruktionen og dimensioneringen af nye anlæg.

Formål

Formålet med dette projekt er at undersøge hvilke reguleringsmæssige problemer, der er forbundet med den fremtidige øgede udbygning af vindkraft, samt hvilke tiltag der kan imødekomme disse problemer.

Arbejde af andre

Andre studier har undersøgt betydningen af en øget vindkraftandel for et elsystem, hvor centrale kraftvarmeværker leverer reguleringsreserverne. Analyserne i disse studier kan inddeles i to grupper, efter de beregningsmodeller der anvendes, hhv. SIVAEL (Holttinen & Pedersen, 2003) og EnergyPLAN (Lund & Münster 2004).

SIVAEL er et simuleringsprogram udviklet af Elsam/Eltra for et termisk elsystem med tilhørende kraftvarmeområder. Programmet laver simulering på timeniveau på perioder fra én dag til ét år. Programmet kan håndtere kondensanlæg, kraftvarmeanlæg, men også vindkraft, el-lagring (batteri eller pumpekraft) og handel med udlandet. Derudover kan modellen simulere behovet for op- og nedreguleringer på timebasis i driftsdøgnet som følge af unøjagtige vindprognoser. Resultater fra modellen peger på øget reguleringsbehov, øget udveksling med nabolandende, større energieffektivitet i det termiske elsystem samt øgede produktionsomkostninger ved øgede vindkraftandele. Ved vindkraftandele på omkring 40 % af forbruget ses det, at kun omkring halvdelen af den nød-

vendige regulering kommer fra de nuværende centrale kraftvarmeværker (Holtinen & Pedersen, 2003).

Programmet EnergyPLAN er udviklet på Aalborg Universitet. Beregningerne inkluderer både tekniske og økonomiske analyser ved forskellige reguleringsstrategier af termiske elsystemer med en høj andel af vedvarende energi. Modellen omfatter hele energisystemet: både varme og elproduktion; både industri, husholdning og transportsektor; og både vedvarende og fossil energi. Med til programmet følger en omfattende database af distributionsdata og -profiler på timebasis. Outputet fra modellen er årlig brændselsforbrug, CO₂-emissioner og udveksling med nabolande og eloverløb. Modelleringen af programmet er beskrevet i (Lund & Münster 2003).

Resultater fra studier der har anvendt modellen viser, at når andelen af vedvarende energi øges i energisystemet, især i form af vindmøller, skaber det et øget behov for reguleringsreserver. Ved meget høje vindandele (40-50 %) viser resultaterne, at det er nødvendigt med en mere fleksibel reguleringsreserve end den nuværende. Det kan opnås ved at inddrage de decentrale kraftvarmeværker som reguleringsreserve og anvende varmepumper og andre former for fleksibelt forbrug (Lund & Clark 2002) (Lund & Münster 2004) (Lund 2005) (Andersen & Lund 2006) (Lund & Münster 2006).

Fælles for begge modeller er at der regnes på timebasis. Det stigende behov for reguleringsreserver pga. en øget vindandel er imidlertid aktuelt for alle tidsskalaer, og en model baseret på timesimuleringer kan ikke direkte simulere behovet for regulering på minutskala. Dette problem søger begge simuleringssystemer at overkomme ved at allokerer en vis mængde af produktionen på de centrale anlæg til regulering. I SIVAEL antages 5 % af forbruget i en given time at blive anvendt til regulering, vha. et værk der kører i dellast (Holtinen & Pedersen, 2003). I EnergyPLAN omgås problemet ved at definere enten at minimum 30 % af produktionen kommer fra centrale værker (Lund 2005). I begge tilfælde ses der altså på energimængden af reguleringen, og ikke på den hurtigt effekten (gradienten) skal leveres for at oprette balancen i elnettet. Den aktuelle drift af et kraftvarmeværk har stor betydning for gradienten, hvormed effekten til nettet kan øges eller reduceres. F.eks. skal et anlæg der kører i lav last, bruge længere tid på at opvarme rør, ventiler o.a. end et anlæg i normal drift. Dvs. at når der er en stor vindkraftproduktion, som tvinger værkerne ned i drift har det betydning for udbuddet af reguleringsreserver. Alt andet lige vil det problem blive større efterhånden som vindandelen øges. Horns Rev havmøllepark har vist store fluktuationer indenfor ti-minutters intervaller, hvor gradienterne kan være helt op til 15 MW/min. Da havmølleparken er på 160 MW kan produktionen altså svinge fra nul til fuld effekt på 10-15 minutter (Akhmatov et al 2006). Den tidsskala hvor det er mest relevant at se på problemstillingen omkring gradienter er altså fra 0 – 15 minutter. Samtidig er den længste aktiveringstid for reserver, der startes op, 15 minutter og indtil da, skal reguleringen leveres af de rullende, som kører i dellast. For at kunne se på den øgede vindkraftandels påvirkning på

reguleringsreservernes evne til at regulere, er det altså nødvendigt at simulere på en tidsskala under 15 minutter. Andre studier har vist, at en øget vindandels påvirkning på meget korte tidsskalaer (>1 minut) er ret begrænset (Dany 2001), og derfor er der ikke behov for simuleringer på sekundbasis. Derfor vil dette projekt foretage simuleringer med 1-minuts-trin.

Kravspecifikation

Regulering i det vstdanske elnet skal belyses med simuleringer af driften, hvor de centrale kraftvarmeværkers produktion, den decentrale kraftvarmeproduktion, vindmøllernes produktion (fordelt på land og hav), kapaciteten på udvekslingsforbindelserne og varme- og elforbruget indgår.

Simuleringerne skal vise behovet for reguleringsreserver på en tidsskala fra 1 – 15 minutter, efterhånden som vindandelen i elnettet øges. Simuleringerne skal foregå med 1-minuts-trin.

For at vurdere hvorvidt reguleringsevnen på de centrale kraftvarmeværker, der står for reguleringen, er tilstrækkelig til at dække behovet, er det nødvendigt at kende driften på hvert enkelt værk. Programmet skal derfor kunne beregne og vise den optimale drift på de 6 centrale kraftvarmeværker simultant. Optimering af driften på værkerne skal tage hensyn til varmebinding, brændselsudgifter, virkningsgrad og reguleringsevne.

I tilfælde af at der ikke er tilstrækkelig med reguleringsevne internt i det vstdanske elsystem, skal programmet være i stand til at udnytte kapaciteten på udvekslingsforbindelserne til nabo-områderne. Programmet skal tage højde for, at den ledige kapacitet kan være helt eller delvist begrænset af aktuelle forhold i nabo-områderne.

Udover de konventionelle reguleringsreserver skal programmet kunne håndtere nye typer enheder, der kan regulere elnettet, og vise på hvilken måde disse påvirker forholdene for de eksisterende reguleringsenheder.

Programmet skal opstilles i MATLAB.

Programmet skal ikke kunne:

- Foretage økonomiske beregninger af reguleringsreserverne
- Tage højde for begrænsninger på transmissionsnettet – udover flaskehalse til nabo-områder
- Regne med dynamiske priser, der afhænger af udbud og efterspørgsel.

Afgrænsning

Der ses udelukkende på det vstdanske elnet, da det er karakteriseret ved en meget høj vindandel. I slutningen af 2006 udgjorde den samlede vstdanske vindkraftkapacitet 2392 MW svarende til over 76 % af den samlede kapacitet i hele Danmark (energinet.dk 2007a). Dette skal ses i forhold til årets højeste vstdanske elforbrug, maksimalforbruget, på 3755 MW og laveste forbrug på 1409 MW (energinet.dk, 2008). Der er set flere eksempler på situationer, hvor produktionen på vindmøller overstiger forbruget i det vstdanske elnet. Det gør det vstdanske elnet unikt og betyder, at efterhånden som vindkraften udbygges, bliver nettet sat under yderligere pres, da produktionen på de centrale værker bliver reduceret. Det er uheldigt, da det er de centrale værker, der står for at levere alle de nødvendige reguleringsreserver. Dette projekt omhandler kun den del af reguleringsreserven som aktiveres mellem 30 sekunder og 15 minutter. Baggrunden herfor uddybes nærmere i afsnit 2.2 ”Vindkrafts påvirkning på reguleringsreserverne”.

Vindproduktionen på land antages at være tilstrækkeligt geografisk fordelt, således at lokale peaks i vindproduktionen udglattes, når der ses på hele den vstdanske produktion. De største fluktuationer i vindkraftproduktionen ses på havmøllerne (Akhmatov et al., 2006) (Dany 2001). Selvom der bygges flere havmølleparker fremover, vil geografisk spredning ikke være nok til at udglatte produktionsudsvingene - alene fordi der er tale om færre møller. Der vil naturligvis være en vis udglatning, men der vil stadig være markant større fluktuationer sammenlignet med de mange og spredte vindmøller på land. I beregningerne antages det, at den største del af prognosefejlene ligger på havmølleproduktionen.

Vindkraftprognosen baserer sig på den sidste kendte vindhastighed, altså gættes der på, at der er samme vindhastighed i givent minut som i minuttet før. Der ses ikke på effekter på transmissionsnettet af en øget vindkraftandel, selvom sådanne effekter kan observeres (Østergaard 2003). Ligeledes ligger det udenfor formålet med dette projekt at behandle problemstillinger angående reaktiv effekt, der primært leveres af de centrale værker. Som vist i (Akhmatov & Eriksen 2007) (Akhmatov & Knudsen 2007) er der behov for yderligere kontrol og koordination af den reaktive effekt i det vstdanske net ved en øget vindkraftandel.

2

REGULERING OG VINDKRAFT

I det følgende kapitel undersøges det nærmere, hvordan vindkraftudbygningen influerer på elsystemet. En høj grad af vindkraft i et elnet besværliggør en sikker og stabil drift på alle tidsskalaer, både sekund-, minut-, time- og selv dagsbasis. Især når det handler om at balancere nettet via reguleringsreserver, vil øget vindkraft betyde øget usikkerhed. Dette emne behandles til sidst i kapitlet. Men førend vindkraftens påvirkning på reguleringsreserverne uddybes, er det fordelagtigt først at definere terminologien bag betegnelsen reguleringsreserver. Der eksisterer mange betegnelser og definitioner af regulering, og i det følgende forklares og inddeles de mange forskellige betegnelser, efter den tidsskala hvori de forskellige reserver aktiveres. Inddelingen af de forskellige reguleringsreserver er foretaget efter, hvad der er fundet mest hensigtsmæssig for forståelse og sammenhæng af de resultater, som dette projekt præsenterer og altså ikke er en ”officiel” inddeling fra en TSO. Der er brugt megen tid på at indsamle viden fra videnskabelige artikler, tekniske forskrifter og udbudsmateriale fra den danske TSO, Energinet.dk. Derudover har personlige møder, telefonsamtaler og mailkorrespondance med både Energinet.dk og DONG Energy været en vigtig kilde til at opnå en fuldstændig forståelse af begrebsapparatet omkring reguleringsreserver, og de praktiske driftsrutiner de dækker over. En indsigt i dette vil gøre det nemmere at forstå resultaterne i dette projekt, og den sammenhæng de indgår i.

2.1 Reguleringsreserver

Regulering og balancering af elnettet foretages af den systemansvarlige TSO i hvert land. Det er baggrunden for, at rutiner og betegnelser omkring regulering varierer både i de forskellige lande og de forskellige synkroniserede elnet. F.eks. eksisterer der forskellige betegnelser og reguleringsrutiner i hhv. det vestdanske og østdanske elnet. Det skyldes, at Danmark vest for Storebælt er synkroniseret med det centraleuropæiske elnet, UCTE, hvor der anvendes andre forskrifter, end det er tilfældet øst for Storebælt, som er synkroniseret med det nordiske elnet, Nordel. De forskellige betegnelser giver anledning til en del forvirring, og derfor gives et overblik i det følgende

I denne rapport anvendes tre overordnede betegnelser for reguleringsreserver; øjeblikkelige reserver, hurtige reserver og langsomme reserver.

2.1.1 Øjeblikkelige reserver

De øjeblikkelige reserver opererer på en tidsskala fra 0-60 sekunder og aktiveres automatisk af frekvensfluktuationer i nettet. Frekvensfluktuationer opstår ved en ubalance mellem elproduktion og elforbrug, således at frekvensen stiger, hvis produktionen overstiger forbruget, og hvis forbruget overstiger produktionen, falder frekvensen tilsvarende. Ubalancer der aktiverer de øjeblikkelige reserver kan skyldes, at et termisk værk tripper eller at et betydeligt forbrug pludseligt afbrydes. De øjeblikkelige reserver sørger for at genetablere elbalancen således, at frekvensen igen bliver stabil. For at kunne levere så hurtigt respons på ubalancer er det nødvendigt, at der altid er tilstrækkeligt produktionsreserve til rådighed, på de produktionsenheder der er i drift. I UCTE er den øjeblikkelige reguleringsreserve dimensioneret efter to 1500 MW atomkraftanlæg der tripper samtidigt. Den vstdanske andel af den øjeblikkelige reserve i UCTE er 32,1 MW svarende til at Vstdanmark har ca. 1 % af den samlede installerede kapacitet i hele UCTE (Abildgaard & Pedersen 2007). I Danmark leveres den øjeblikkelige regulering ved at justere outputtet, fra de termiske værker der er i drift. I Norge, Sverige og Finland leveres reserven typisk af synkroniserede vandkraftturbiner. Øjeblikkelig reserve betegnes også ofte som frekvensregulering, primær og/eller automatisk regulering.

2.1.2 Hurtige reserver

Betegnelsen hurtige reserver dækker i denne sammenhæng over, reserver der aktiveres på en tidsskala fra 30 sekunder til 15 minutter. Hovedopgaven for den hurtige reserve er at aflaste den øjeblikkelige reserve og fungere som back-up. Med andre ord "overtager" den hurtige reserve, reguleringen fra den øjeblikkelige reserve, således at der altid er tilstrækkelige reserver til at sikre en stabil frekvens. Den hurtige reserve består af rullende anlæg (spinning reserves), typisk termiske værker eller vandkraftturbiner, og stående reserver i form af gasfyrede turbiner. Reserven kan også bestå af at afbryde et forbrug (load shedding). Den hurtige reserve kan også leveres via udvekslingsforbindelser til omkringliggende områder. De hurtige reserver er aktive, indtil den langsomme reserve er klar til at "overtage" ubalancen

Den hurtige reguleringsreserve betegnes også sekundær reserve og på engelsk som "load following", og i det østdanske net betegnes den som hurtig, aktiv driftforstyrrelsesreserve og regulérkraft. Automatisk reguleringsreserve er den betegnelse Energinet.dk anvender for den hurtige reserve i det vstdanske elnet.

Da ændringer i elforbrug og produktion, som resulterer i ubalancer i elnettet, sjældent kan forudsiges eller planlægges, betyder det, at de øjeblikkelige og hurtige reserver hele tiden er i drift for at holde netfrekvensen stabil omkring referencefrekvensen.

2.1.3 Langsomme reserver

I denne sammenhæng er langsomme reserver betegnelsen for, reserver der aktiveres fra 15 minutter og helt op til et par dage. Den langsomme reserve overtager dels frekvensreguleringen fra de hurtige reserver ved mindre ubalancer samt sikrer balancen ved udfald eller begrænsninger på produktionsanlæg og udvekslingsforbindelser til omkringliggende områder. Den langsomme reserve i det vstdanske elnet er f.eks. dimensioneret efter den største udvekslingsforbindelse til Sverige på 680 MW (Abildgaard & Pedersen 2007).

Den langsomme reserve betegnes også som tertiær reserve, manuel reserve, og også her anvendes den engelske betegnelse "load following". I denne sammenhæng er det vigtigt at bemærke, at betegnelsen langsomme reserver til dels inddrager planlægningen af produktionen på de forskellige anlæg, altså den såkaldte "unit commitment".

Udover de reserver der er beskrevet i det ovenstående, eksisterer der også reaktive reserver og spændingsregulering, som sikrer en stabil og sikker drift af elsystemet. Desuden er det nødvendigt ved større driftsforstyrrelser, som bevirker, at hele (blackout) eller dele af el-systemet er ude af drift, at have nødstarts anlæg, som kan starte uden forsyning fra elsystemet (black-starte). Nødstarts anlæggene starter de større anlæg og hjælper med at genetablere el-systemet. De ovennævnte dele af systemsikkerheden behandles dog ikke i dette projekt, da formålet er at undersøge vindkraftsudbygningens påvirkning af den aktive hurtige reguleringsreserve.

2.2 Vindkrafts påvirkning på reguleringsreserverne

Især når det handler om at balancere nettet via reguleringsreserver vil øget vindkraft betyde øget usikkerhed. Det er primært uforudsigeligheden og fluktuationerne af vindkraftproduktionen, der giver problemer. Vind og blæsevejr er karakteriseret ved både at fluktuere kortvarigt på en kort tidsskala og ved at svinge på længerevarende tidsskalaer. Den korte tidsskala er på ca. 1-600 sekunder og er typisk vindstød og pludselig ændring af vindretning (Paatero & Lund 2005). Disse kortvarige fluktuationer eller turbulens kan skabe problemer for især distributionsnettets mekaniske og elektriske komponenter. Længerevarende fluktuationer er typisk døgnvariation i vinden, variation pga. lav- og højtryk, samt sæsonvariationer. Problemerne der affødes heraf, drejer sig om produktionsplanlægningen, hvor fejl i vindprognoserne kan skabe ubalancer i den forventede timeproduktion. Det betyder at TSO'en ikke kan regne med, at en vis andel af den nødvendige produktion vil komme fra vindkraften. Det er baggrunden for, at de termiske anlæg stadig er nødvendige på trods af, at vindkraftproduktionen udgår en voksende andel af produktionskapaciteten.

I det følgende uddybes vindkraftens påvirkning, både de korte og de længerevarende fluktuationer, på reguleringsreserverne.

2.2.1 Vindkraft og øjeblikkelige reserver

Den påvirkning som en høj andel af vindkraft udøver på en tidsskala fra 0 til 60 sekunder er ret begrænset. Flere studier har undersøgt, hvorledes den kortvarige turbulens påvirker behovet for at regulere frekvensen (Ernst 1999)(Dany 2001). Baggrunden for den begrænsede påvirkning skyldes, at vindmøllerotoren har en vis inert, som sørger for at kortvarige vindstød bliver udjævnet en smule af selve vindmøllen. Den kortvarige effekt af vindstød bliver udjævnet over en hel vindmøllepark, og når der er tale om et helt land med mange møller og mølleparker spredt over et stort geografisk område, bliver effekten på den korte tidsskala endnu mere udjævnet.

Selv med en høj vindandel i elnettet er vindkraftens påvirkning på de øjeblikkelige reserver lille i forhold til fluktuationerne i elforbruget.

2.2.2 Vindkraft og hurtige reserver

Udover de korte vindstød kan der også være variationer i vindstyrken på tværs af en vejfront. En øget vindandel vil øge amplituden af disse vindstyrkevariationer uden at påvirke frekvensen mærkbart, hvilket har en påvirkning for de hurtige reserver med en tidsskala på 1-15 minutter. Det er vist, at en øget vindkraftandel vil påvirke de hurtige reserver, ikke kun ved at øge effektbehovet i MW, men også ved at øge behovet for større gradienter (MW/s), altså anlæg der er i stand til at øge eller smide last hurtigere (Dany 2001). Dette er især nødvendigt i elsystemer med høj vindandel², og hvor det udelukkende er termiske anlæg, der leverer de hurtige reguleringsreserver. Altså i høj grad et elsystem der minder om det vstdanske, bortset fra at der ikke er fjernvarmebinding på værkerne. Netop varmebindingen kan forhindre de enkelte værker i netop at kunne levere de nødvendige gradienter. En nærmere undersøgelse af problemet med at levere de nødvendige gradienter er centralt for formålet med dette projekt.

Behovet for større gradienter gælder både for op- og nedregulering, da det ikke længere kun drejer sig om at regulere et stort blokudfald i nettet, som det er tilfældet med de øjeblikkelige reserver. Store offshore vindmølleparker bidrager mere til behovet for hurtige reserver end tilsvarende vindmølleparker på land. Det skyldes at havmøllerne er samlet på et mindre geografisk område, som betyder, at der er større sammenhæng mel-

² I undersøgelsen (Dany, 2001) er sammenhængen kun undersøgt for installerede vindkraftkapaciteter op til maksimalforbruget. Med den vindkraftudbygning der forudsættes i dag vil vindkraftkapaciteten i det vstdanske elnet overstige maksimalforbruget inden år 2020.

lem vindstyrkevariationerne på møllerne, end hvis møllerne er spredt over et større område (Sørensen et al 2007).

2.2.3 Vindkraft og langsomme reserver

Den vigtigste påvirkning på de langsomme reserver skyldes fejl i vindprognoserne, der bruges til at forudsige produktionen. Det kan illustreres ved, at der i Vestdanmark er installeret så meget vindkraft at en fejl i vindprognosen på 1m/s kan betyde en forskel på op til 320 MW mellem den forventede produktion og den faktiske produktion (Akhmatov et al 2006). Prognosefejlene, som vokser i takt med den installerede effekt, betyder at timevariationerne er større end variationerne på sekund og minutbasis (Ernst 1999).

Der er set variationer på helt til 50 % af den samlede kapacitet i en vindmøllepark på 103 MW (Parsons et al 2001 som citeret i Holttinen 2004, side 36). Den geografiske spredning er naturligvis ikke så stor henover en enkelt vindmøllepark (her på 10 x 14 km), og undersøgelser viser, at sammenhængen mellem vindkraftproduktion på timebasis er ret stor for afstande under 100 km (korrelationsfaktor over 0,7), mens korrelationen falder for afstande over 200-500 km (korrelationsfaktor under 0,5) (Holttinen 2004 i appendiks – publication B). Den største ændring på timebasis er omkring +/-30 % af den installerede kapacitet i et område på ca. 200 x 200 km, svarende til Vestdanmark (Holttinen 2004 i appendiks – publication B). Variationen i vindkraftproduktion stiger efterhånden som tidsskalaen vokser, og de maksimale variationer over fire timer er omkring +/- 60 % af kapacitet i Vestdanmark, mens den maksimale 12-timers variation er omkring 80 % (Holttinen 2004 i appendiks – publication B). Det er 4-12 timers variationerne, der har den største betydning for produktionsfordelingen på værkerne (unit commitment).

På en endnu længere tidsskala er der både dagsvariationer og sæsonvariationer. I Central- og Nordeuropa er der tydelige sæsonudsving, hvor vinterproduktionen ligger 110-150 % over det årlige gennemsnit. Ligeledes er der daglige udsving i det europæiske blæsevejr, der har en tendens til at tiltage om morgenen og aftage hen på aftenen, mest tydelig om sommeren, men i Danmark ses mønstret også om vinteren. Mellem kl. 11 og kl. 18 produceres der gennemsnitligt over 20 % af kapaciteten, mens der produceres under 15 % om natten (Holttinen 2004). Dags- og sæsonvariationerne har betydning for energiplanlægningen på årsbasis.

2.2.4 Resumé

En høj andel af vindkraftproduktionen i elsystemet påvirker stabiliteten af elnettet på alle tidsskalaer og alle typer af reguleringsreserver. For den øjeblikkelige regulering

($t < 60$ s.) er betydningen af fluktuationerne i vindkraftproduktionen begrænset i forhold til fluktuationerne i forbruget og i forhold til blokudfald på store termiske værker. Hvad angår den langsomme reserve ($t > 15$ min.) vil en højere vindandel øge størrelsesordenen af fejlprognoser og derved øge behovet for både op- og nedreguleringsreserver. I forhold til de hurtige reserver ($30 \text{ s.} < t < 15 \text{ min.}$) betyder en øget vindkraftandel et øget behov for reserver, både i form af effekter og gradienter. Der er dog ingen undersøgelser af elsystemer, hvor den hurtige regulering leveres af centrale værker med termiske bindinger. Der er heller ikke undersøgelser af elsystemer, hvor den installerede vindkraftkapacitet er på over 100 % af maksimalforbruget, hvilket vil betyde at de centrale værker, der leverer hurtig regulering vil være tvunget ned i produktion og dermed operer i dårlige driftlastsområder.

Formålet med dette projekt er netop, at undersøge hvordan en øget vindkraftandel vil påvirke et sådant elsystem, og hvad det betyder at de centrale værker presses ned i uhensigtsmæssig drift. For at synliggøre effekten af fluktuationerne i vindkraftproduktionen på de hurtige reserver og se de nødvendige gradienter, er det nødvendigt at lave beregninger på minutskala. I det næste kapitel gennemgås forudsætningerne for simuleringerne af elsystemet.

3

BEREGNINGSFORUDSÆTNINGER

Kapitlet forklarer hvordan data er indsamlet og anvendt, samt redegør for de væsentligste forudsætninger for de opstillede scenarier. De sidste afsnit forklarer beregningsmodellen der udgør kernen i simuleringsprogrammet. Designet af selve simuleringsprogrammet beskrives først i kapitel 4.

3.1 Datagrundlag

Der tages udgangspunkt i Vestdanmark som område med den installerede kapacitet af både centrale og decentrale kraftvarmeværker samt hav- og landvindmøller for 2005. Derudover anvendes historiske data for el og varmekonsum ligeledes for 2005. Data for elforbruget og data for elproduktionen på de decentrale værker og landvindmøller foreligger på timebasis og sammen med de andre timeværdier interpoleres disse til minutværdier.

Data for elproduktionen på havvindmøllerne stammer fra vindmølleparken Horns Rev fra perioden februar 2005 til januar 2006. De målte data stammer fra vindmøllernes kontrolsystem og i denne sammenhæng anvendes sammenhængende data for elproduktion og vindhastighed. Målingerne er logget med 1 Hz samplingsfrekvens og derefter er målingerne midlet til 1-minuts værdier.³

Driftsdata for de centrale værkers varme/el ratio og brændselskarakteristika er dannet på baggrund af fortroligt materiale fra DONG Energy A/S. Præsentationen af de resultater i projektet, der knytter sig specifikt til disse baggrundsdata vil derfor være forvaskede tilstrækkeligt til at de oprindelige data ikke kan genkendes.

Der er brugt megen tid på at indsamle data af tilstrækkelig høj kvalitet. Der er naturligvis plads til forbedringer, især er det ikke lykkedes at finde økonomiske data på især prissætning af el-produktion, reguleringsreserver og import/eksport af el. Derfor vil beregningerne heller ikke kunne forudsige de kommende omkostninger af reguleringsreserverne selvom dette ville have været ønskeligt. Pga. datasæt med manglende perioder

³ Databehandlingen fra 1 Hz samplingerne til minut-serierne er foretaget af adjunkt Pierre Pinson, Institut for Informatik og Matematisk Modellering, DTU.

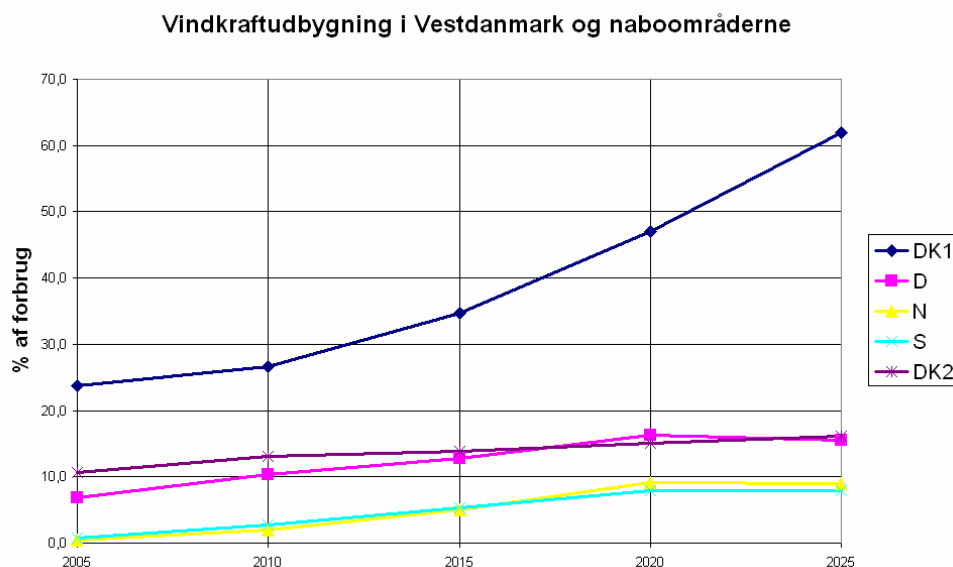
og regnekapacitet er det valgt at basere alle simuleringer på rådata fra 17 perioder af 2 døgn fordelt over året 2005. Derudover foregår benchmarking på 1 udvalgt døgn.

3.2 De opstillede scenarier

I dette afsnit forklares forudsætningerne for de opstillede scenarier. Datagrundlaget for både basisåret 2005 og de øvrige scenarier for 2010, 2015, 2020, 2025 beskrives

3.2.1 Forudsætninger

I beregningerne indgår flere scenarier med en øget vindkraftandel frem mod år 2025, som vist i Figur 3-1, hvor vindandelen i basisåret, 2005, udgør 23,7 % af det samlede forbrug. Fælles for alle scenarier forudsættes det at profilen i vindproduktionen på land er ens og derefter skaleret til den respektive vindkraftandel i det pågældende scenarie. Vindkraftproduktionen på havet benytter samme produktionsprofil som Horns Rev i 2005, men profilen forskydes dog en smule for hver vindmøllepark for at efterligne den geografiske spredning. Dvs. at for vindkraftproduktionen på havmøllerne er vindforholdene de samme i alle scenarier som i år 2005 bare med en tidslig forskydning.



Figur 3-1: Vindudbygning i Vestdanmark og nabolande i % af det samlede elforbrug

Det antages at varmemeforbrugsprofilen er ens i hele Vestdanmark. Alle varmeområder anvender derfor samme timeserie skaleret efter årsproduktion i 2005. Timeserien er konstrueret ved at kombinere en standardprofil⁴ for timevariationen henover året med data for den samlede års fjernvarmeproduktion fra hvert enkelt værk. Herved fås varmebindingen for hvert enkelt værk. Herefter er timeserierne interpoleret til minutserier

⁴ Standardprofilen er en realistisk årsprofil fra programmet EnergyPLAN udviklet af Henrik Lund, Ebbe Münster og Leif H. Tambjerg, Aalborg Universitet, modellen er beskrevet i (Lund & Münster 2003).

og den samme minutserie anvendes i alle scenarier. Varmeforbruget antages at være det samme i alle scenarier. Der tages ikke højde for evt. varmelagre og varmeværker tilknyttet fjernvarmekredsen.

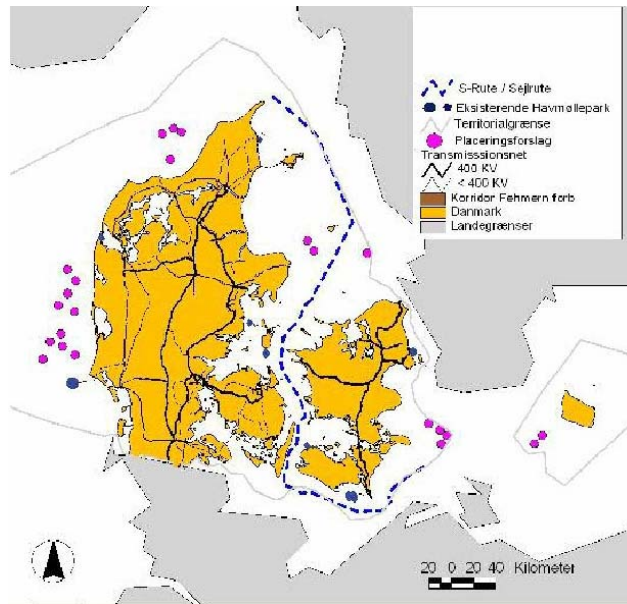
Udvekslingsforbindelserne er defineret som den samlede landmølle produktion, havmølle produktion og elforbrug i naboområdet med en fordeling efter de vstdanske datasæt med en tidsmæssig forskydning. Desuden er den samlede kraftværkskapacitet i området aktuel med samme forudsætninger som de vstdanske værker, men med en effektadskillende begrænsning svarende til udvekslingsforbindelsens kapacitet.

3.2.2 Basisår

Som nævnt er der indsamlet historiske data for 2005 og den danske produktionskapacitet i 2005 (både øst og vest) er hentet fra Energinet.dks analyseforudsætninger 2006-2015 (Energinet.dk 2006). Den svenske og norske kapacitet er som beskrevet i Nordels årlige statistik for 2005 (Nordel, 2005). Den tyske produktionskapacitet og elforbrug for basisåret er hentet fra Eurostats årlige statistik for 2005 (Eurostat 2007). Det vest- og østdanske elforbrug er hentet via Energinet.dks hjemmeside – Udtræk af markedsdata (Energinet.dk 2008b). Det norske og svenske elforbrug stammer fra Energistyrelsens basisfremskrivning (Energistyrelsen, 2006).

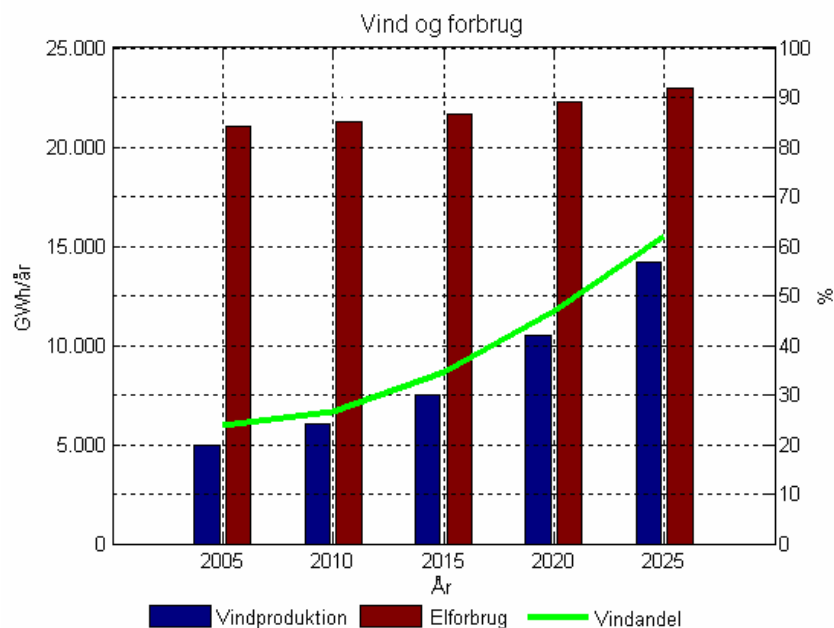
3.2.3 Øvrige scenarier

Der tages udgangspunkt i den danske vindkraftudbygning som beskrevet i Energistyrelsens rapport "Fremtidens Havmølleplaceringer - 2025" (Energistyrelsen 2007), der anviser, hvor nye havvindmølleparker kan placeres på syv hovedområder som vist på Figur 3-2. Energistyrelsen har vurderet samfundsmæssige forhold som nettransmission, sejlads, natur og tekniske, økonomiske muligheder i forbindelse med placeringerne.



Figur 3-2: Optimale placeringer for vestdanske havvindmølleparker

Den installerede vindkraftskapacitet i Vest- og Østdanmark fra år 2010-2025 er opstillet efter Energinet.dks analyseforudsætninger (Energinet.dk, 2007a, b). Figur 3-3 viser vindkraftudbygningen i forhold til forbruget frem til år 2025.



Figur 3-3: Oversigt over den forudsatte vindkraftudbygning i scenarierne

Investeringer i vindkraft i Sverige og Norge er baseret på Nordels forventninger (Nordel 2007) og for Tyskland på DENA studiet (Ea 2007). Der sker en udbygning frem til 2020, men ikke herefter.

Den konventionelle kraftværkskapacitet fra 2010-2025 i Danmark (både vest og øst) er fundet vha. produktionsudbygningsplaner fra Miljøstyrelsens basisfremskrivning for regeringens energistrategi (Energistyrelsen 2006, s. 61 og 39) fratrasket skrotningsplaner fra samme. Konventionel kraftværkskapacitet i Sverige, Norge og Tyskland antages at være den samme som i år 2005, trods at Tyskland vil skrotte mere konventionel kapacitet end de udbygger. Antagelsen vil betyde at Tyskland i scenarierne vil kunne aftage mindre el fra Vestdanmark når den nedre driftsgrænse rammes på den tyske kraftværkskapacitet. Da udvekslingsforbindelserne er forsimplede i den form at de kun har forbindelse til Vestdanmark og hele systemet er defineret af kun 4 enheder, vil antagelserne være forsvindende små.

Der forudsættes en begrænset vækst i elforbruget gennem perioden. I Danmark antages forbruget i de kommende år at stige med ca. 0,5 % om året frem til 2025. For Tyskland er der antaget en vækst på 1 pct. pr. år (Ea 2007), mens væksten i de øvrige lande (inkl. Danmark) er baseret på Energistyrelsens seneste basisfremskrivning (Energinet.dk 2007b).

Som beskrevet i indledningen har andre studier konkluderet at det er nødvendigt at inddrage andre typer af reguleringsenheder i elnettet i takt med vindkraftudbygningen. Disse "håndtag" skal sikre enten en øget fleksibilitet i elnettet (Lund, 2004) eller gøre Danmark selvforsynende i den forstand at der ikke opstår eloverløb, som skal eksporteres (Lund & Clark, 2002). Der er to overordnede håndtag der inddrages for at opnå en mere fleksibel reguleringsreserve end den nuværende. Det kan opnås ved at:

- Inddrage de decentrale kraftvarmeværker som reguleringsreserve
- Anvende varmepumper og andre former for fleksibelt forbrug

Derfor opstilles der yderligere to scenarier for at undersøge hvordan disse håndtag påvirker elsystemet ved en meget høj vindandel. Scenariet for år 2025 simuleres derfor yderligere to gange. Første ekstra scenarie undersøger resultatet af at inddrage den decentrale produktion i reservemængden og andet scenarie tester et 500 MW stort fleksibelt forbrug. I simuleringerne ses det fleksible forbrug som et methanolproducerende anlæg.

Oversigt over scenarierne kan ses i tabelform i appendiks A.

3.3 Beregningsmodel

Den beregningsmodel der er opstillet for at simulere elnettet, definerer en række krav og begrænsninger på det elsystem som skal ”løses”. Kravene er varme-, el- og reguleringsbehov, som skal opfyldes. Når kravene opfyldes sætter det en begrænsning for produktionsenhederne i elsystemet, f.eks. tvinger varmebindingen et kraftvarmeværk til at producere en vis mængde el. Yderligere begrænsninger udgøres af vindkraftproduktionen som kan betyde at driften på et kraftvarmeværk er meget lav (hvis der er meget vind) og det begrænsning har indflydelse på værkets reguleringsevne. Flaskehalse på udvekslingsforbindelserne til nabo-områderne er endnu en begrænsning der har betydning for den økonomisk optimale fordeling af lasten på produktionsenhederne og forholdene på den anden side kan sætte flere begrænsninger. Alle begrænsninger kan beskrives som lineære ligheder eller uligheder, f.eks. skal el-eksport til Tyskland være mindre end eller lig med kapaciteten på flaskehalsen.

Løsning af modellen foregår ved, at der formuleres en kriteriefunktion, som optimeres. Kriteriefunktionen giver lastfordelingen på hver enkelt enhed i elsystemet ud fra produktionsomkostningerne. Dette er en klassisk fremgangsmåde og den anvendte kriteriefunktion giver en løsning, der svarer til, at lasten (varme-, el-, og reguleringsbehov) fordeles så det billigste anlæg anvendes først. Anlæggene anvendes altså i rangorden og hvis der findes en løsning sikres der ligevægt i elsystemet:

- Ligevægt mellem varmeproduktion og forbrug
- Ligevægt mellem el-produktion og forbrug
- Ligevægt mellem de geografiske områder, under hensyntagen til flaskehalse
- Ligevægt mellem forbrug og produktion i hvert tidsafsnit og hvert geografisk område

De beregninger der skal foretages er altså opfyldelsen af den overordnede kriteriefunktion under indflydelse af en række begrænsninger eller betingelser så der sikres ligevægt. Til at løse ligningssystemet anvendes lineær programmering.

3.3.1 Lineær programmering

Kernen i beregningsmodellen anvender lineær programmering, (LP) som tidligere er brugt til i tidligere studier af elnet og metoden har sin styrke i at kunne håndtere mange variable og betingelser uden at det kræver meget computerregnekraft som det er tilfældet med ikke-lineær dynamisk programmering (Bansal 2005).

Lineær programmering er en matematisk metode til optimering af en proces som afhænger af en række variabler (ofte et meget stort antal). Systemet er begrænset af en række lineære uligheder hvor variablerne indgår. Disse kaldes bibetingelserne eller begrænsningerne og kan være kombineret med et krav om positive løsninger kaldet positi-

vitetsbetingelserne. Den funktion der skal optimeres er ligeledes en lineær ligning i variable og kaldes kriteriefunktionen. Et givent LP-problem kan derfor udtrykkes ved:

Optimér kriteriefunktionen under bibetingelserne

For at beskrive LP-metoden er det ofte brugbart at foretage en geometrisk fortolkning. Hvis kriteriefunktionen er en funktion i to variable fås en løsning i et to-dimensionalt koordinatsystem, hvor positivbetingelser vil betyde, at der kun opereres i 1. kvadrant. Området, der bliver bestemt af bibetingelserne og positivitetsbetingelserne, kaldes for mulighedsområdet eller løsningsrummet, og det er i dette område der findes det eller de punkt(er), hvor kriteriefunktionen har sin optimale værdi. Ulighederne i bibetingelserne og positivitetsbetingelserne giver anledning til lige så mange linjer som der er uligheder. Skæringspunkterne mellem linjerne vil enten ligge udenfor løsningsrummet, eller være en del af det som et hjørnepunkt. Normalt antages det at kriteriefunktionens optimale værdi ligger i et hjørnepunkt og hvis det er tilfældet kan LP-problemet løses ved at finde skæringspunkterne mellem de lineære uligheder og se hvilke der ligger i løsningsrummet, indsætte disse i kriteriefunktionen og vælge den største.

Hvis der indgår tre variable i ulighederne vil kriteriefunktionen blive en lineær funktion med tre variable. Det betyder, at en geometrisk fremstilling skulle foretages i et 3-dimensionalt koordinatsystem og kriteriefunktionen vil være et plan og også her vil den optimale løsning kunne antages i et hjørnepunkt.

Disse egenskaber kan generaliseres til vilkårlige dimensioner, således at den optimale værdi (hvis den findes) vil antages i et hjørnepunkt. Det er baggrunden for simplexmetoden, som består i at starte i et hjørnepunkt i løsningsrummet og bevæge sig til hjørnepunkter, hvori kriteriefunktionens værdi er bedre (enten mindre eller større), indtil dette ikke længere kan lade sig gøre. Simuleringsprogrammet løser netop LP-problemet vha. simplexmetoden.

I dette tilfælde skal kriteriefunktionen minimeres og det skrives som:

$$f(x) \equiv c^T x \quad (3-1)$$

under

$$Ax \geq b, x \geq 0 \quad (3-2)$$

Hvor A er en $m \times n$ matrice og $m \leq n$.

I beregningsmodellen optræder 19 variable og op til 37 begrænsninger. I de beregninger der skal udføres i forbindelse med dette projekt har x strukturen:

$$x = (F \quad LV \quad K \quad D \quad HV \quad IM \quad EX)$$

hvor

$$F = (F_1)$$

$$LV = (LV_1)$$

$$K = (K_1 \dots K_\alpha)$$

$$D = (D_1)$$

$$HV = (HV_1 \dots HV_\beta)$$

$$IM = (IM_1 \dots IM_\gamma)$$

$$EX = (EX_1 \dots EX_\gamma)$$

hvor K_i står for effekten på i 'te kraftvarmeværk; D_1 for effekten fra den decentrale produktion; HV_i for effektproduktionen på den i 'te havvindmøllepark; LV_1 for produktionen på alle landvindmøller; IM_i og EX_i for hhv. el-import og -eksport på den i 'te udvekslingsforbindelse til nabo-områderne og F_1 er det samlede elforbrug og

α = antal kraftvarmeværker

β = antal havvindmølleparker

γ = antal udvekslingsforbindelser

c i ligning (3-1) får en struktur som følger:

$$c = (C_F \ C_{LV} \ C_K \ C_D \ C_{HV} \ C_{IM} \ C_{EX})$$

hvor beregningerne besværliggøres af at produktionsomkostningerne i form af brændselsforbrug på kraftvarmeværkerne, afhænger af driftspunktet X_i . Omkostningerne bliver:

$$C_F = (3,5)$$

$$C_{LV} = (0)$$

$$C_K = \left[\frac{P_1}{\eta_1} K_1 \dots \frac{P_\alpha}{\eta_\alpha} K_\alpha \right]$$

$$C_D = \left[\frac{P_1}{\eta_1} D_1 \right]$$

$$C_{HV} = (0)$$

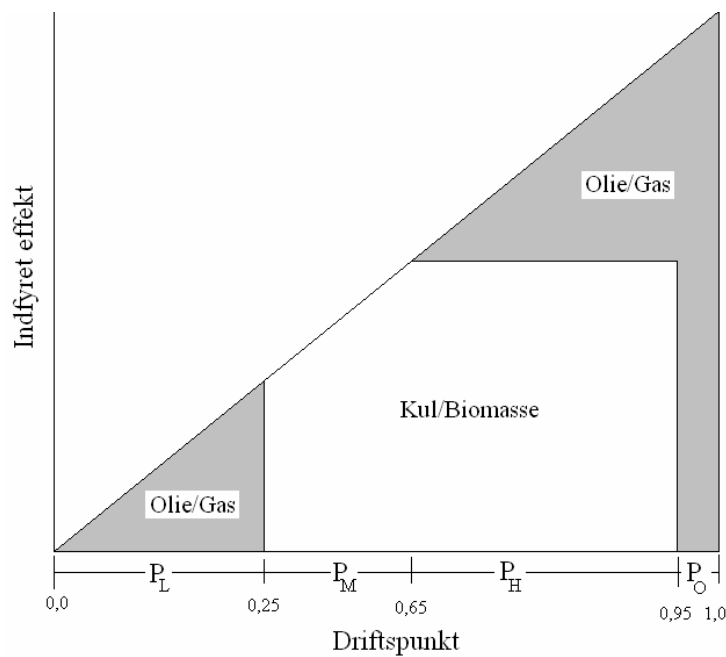
$$C_{IM} = (3)$$

$$C_{EX} = (0,1)$$

C_{HV} og C_{LV} er altid nul, da det antages at vindproduktionen er gratis. C_{IM} , C_{EX} kan vælges frit alt efter hvor godt forholdet mellem import- og eksportpris er kendt. C_F kan li-

geledes vælges frit, da den kun har betydning hvis der beregnes på rentabiliteten i det samlede elnet, men i forhold til dette projekt har C_F ingen påvirkning på beregningerne da elforbruget skal opfyldes uanset prisen. Hvis alle omkostninger er kendte, både på import, eksport, produktionsomkostninger og elpris er det muligt at udregne en samlet rentabilitet for hele elsystemet.

Produktionsomkostningen P på driften af kraftvarmeværkerne, i form af brændselsforbrug, afhænger af driftspunktet X_i . Figur 3-4 viser sammenhængen mellem driftspunkt og anvendt brændsel, hvilket har betydning for produktionsomkostningerne på det enkelte værk.



Figur 3-4: Brændselsdiagrammet for de decentrale værker viser anvendt brændsel som funktion af driftspunktet⁵

Forholdene mellem P i lavlast P_L , mellemlast P_M , højlast P_H , overlast P_O og driftspunktet på de decentrale værker er som følger:

$$P_L = I_{p2} \text{ for } x \in [0; 0,25[\quad (3-3)$$

$$P_M = I_{p1} \text{ for } x \in [0,25; 0,65[\quad (3-4)$$

$$P_H = I_{p2} \cdot \frac{x - 0,65}{x} + I_{p1} \cdot \frac{0,65}{x} \text{ for } x \in [0,65; 0,95[\quad (3-5)$$

$$P_O = I_{p2} \text{ for } x \in [0,95; 1[\quad (3-6)$$

⁵ Brændselsdiagram med inspiration fra fortroligt materiale (DONG 2007) og grønt regnskab for 2005 for alle centrale kraftvarmeværker i Vestdanmark (DONG 2008).

Hvor I_{p1} er indeksprisen på hovedbrændslet (kul og biomasse) og I_{p2} er indeksprisen på suppleringsbrændslet (olie og gas)⁶.

Problemet kan opstilles på matriceform hvor:

$$A_1 = \begin{bmatrix} 1 & 1 & \dots & 1 \\ 1 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & 1 & \dots & 0 \end{bmatrix} = b_1 = \begin{bmatrix} 0 \\ F_1 \\ LV_1 \end{bmatrix} \quad (3-7)$$

$$A_2 = \begin{bmatrix} 1 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & 1 & \dots & 0 \\ \dots & \dots & \ddots & \dots \\ 0 & 0 & \dots & 1 \end{bmatrix} \geq b_2 = \begin{bmatrix} K_{\min 1} \\ \vdots \\ K_{\min \alpha} \\ D_{\min 1} \\ HV_{\min 1} \\ \vdots \\ HV_{\min \beta} \\ IM_{\min 1} \\ \vdots \\ IM_{\min \gamma} \\ EX_{\min 1} \\ \vdots \\ EX_{\min \gamma} \end{bmatrix} \quad (3-8)$$

$$A_3 = \begin{bmatrix} 1 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & 1 & \dots & 0 \\ \dots & \dots & \ddots & \dots \\ 0 & 0 & \dots & 1 \end{bmatrix} \leq b_3 = \begin{bmatrix} K_{\max 1} \\ \vdots \\ K_{\max \alpha} \\ D_{\max 1} \\ HV_{\max 1} \\ \vdots \\ HV_{\max \beta} \\ IM_{\max 1} \\ \vdots \\ IM_{\max \gamma} \\ EX_{\max 1} \\ \vdots \\ EX_{\max \gamma} \end{bmatrix} \quad (3.9)$$

Optimeringen af driftspunkterne sker flere gange for hvert minut, enten indtil gennemsnittet af driftspunkterne $\frac{\sum x_{1-i}}{i}$ er lig det forrige gennemsnit $\frac{\sum x_{1-(i-1)}}{i-1}$, eller indtil den numeriske afvigelse er mindre end en bestemt valgt tolerance der sikrer en vis kvalitet i optimeringen.

⁶ Indexpriserne på brændsel i kraftværker: $I_{Kul} = 1$; $I_{Biomasse} = 1,083$; $I_{Olie} = 1,6$; $I_{Gas} = 1,6$ (DONG 2007)

4

PROGRAM ARKITEKTUR

Simuleringsprogrammet er udarbejdet i MATLAB og simulerer produktion og forbrug af el og varme i det Vstdanske elsystem. Simuleringerne anviser en optimal fordeling af el-produktionen minut for minut med en vægtning af produktionsomkostninger og reguleringsreserver til rådighed. Dette kapitel forklarer opbygningen af programmet, både den overordnede struktur og de detaljer der er nødvendige for at forstå baggrunden for de resultater der præsenteres i det næste kapitel.

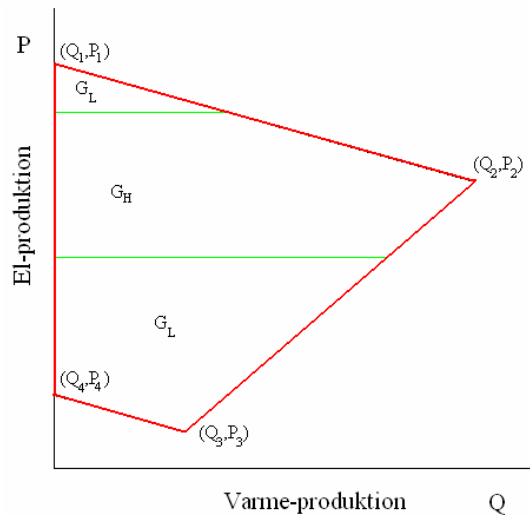
4.1 Dataflow

Først forklares den overordnede struktur af programmet, hvilke input og parametre, der anvendes i simuleringerne, samt hvilket output der genereres. Figur 4-3 giver et overblik over programmet og de enkelte dele beskrives nærmere i det følgende.

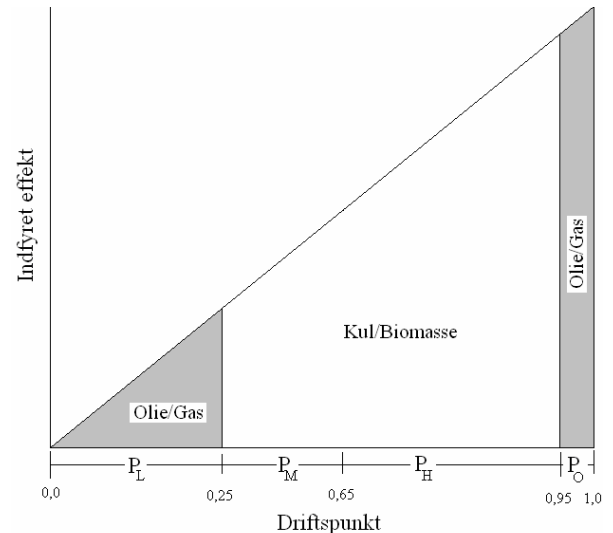
4.1.1 Input og parametre

Det primære input til programmet er vindkraftkapaciteten fordelt på hav og land, da det netop er vindkraftens påvirkning af elsystemet, der ønskes undersøgt. Simuleringerne er underlagt nogle forudsætninger, eller parametre, der kan inddeles i to grupper, som vist på Figur 4-3. Den ene gruppe er forudsætninger der ændrer sig i takt med vindmølleudbygningen og som er defineret i hvert scenarie som f.eks. kapaciteten på udlandsforbindelserne, samt vindkraftudbygningen og forbruget i nabolandene som beskrevet i afsnit 3.2.1. på side 23.

Den anden gruppe af forudsætninger er faste parametre der er ens for alle simuleringer og som udgør begrænsningerne på beregningerne. Det gælder karakteristika for produktionsenhederne hvor alle større enheder i elsystemet er beskrevet hver for sig og hvor mindre enheder er grupperede. Hver enhed defineres i programmet som hjørnepunkter i et P/Q-diagram og grænser i et diagram over indfyret brændselstype og fordeling som funktion af kedellasten. Fiktive eksempler på dette er vist i Figur 4-1 og Figur 4-2. Anlæggene er dimensioneret efter kravene fra Energinet.dks tekniske forskrifter for systemtjenester (Energinet.dk 2008a).



Figur 4-1: Karakteristika for P/Q-diagram og gradienter⁷.



Figur 4-2: Karakteristika for brændsels sammensætningen på de centrale værker⁸.

En oversigt over tekniske karakteristika for de 6 centrale kraftvarmeværker og samlet for de decentrale kraftvarmeværker kan ses i appendiks B. En speciel type enheder i programmet er simplificerede udvekslingsforbindelser til nabo-områderne, hvor hver udvekslingsforbindelse defineres som sammensat af: et kraftværk uden varmebinding; et elforbrug, en samlet enhed af vindmøller på land og en samlet havmøllepark.

Andre faste parametre er varmekonsumet som modelleres efter en standard timeprofil⁹ og elforbruget som skaleres efter timeprofilen for år 2005. Begge forbrug er interpoleret lineært til minutbasis. Det samme gælder produktionen på vindmøllerne på land, mens hver enkelt havmøllepark skaleres efter minutprofilen fra Horns Rev (fra februar 2005 til januar 2006) med en tidsforskydning defineret efter de geografiske afstande. Alle datasæt med fordeling af produktion og forbrug hentes fra et strukturarray i matfilen "distributionsdata.mat". Denne fil indeholder også andre data bl.a. historiske data som bruges til benchmarking. Indholdet af strukturarrayet kan ses i appendiks E.

Det er vigtigt at understrege at alle, også de faste, parametre, kan ændres hvis der fremkommer nye og bedre data (f.eks. gradientforbedringer) ligesom det er muligt at udvide simuleringerne med flere enheder (komponenter i elnettet). Programmet er altså meget fleksibelt, forstået på den måde at alle parametre også kan defineres som input idet programmet har en input-fil hvor alle input og parametre kan ændres og gemmes. På den måde kan der fremstilles flere scenarier som hver får tildelt et nummer og et navn. Den

⁷ Brændselsdiagram med inspiration fra fortroligt materiale (DONG 2007) og grønt regnskab for 2005 for alle centrale kraftvarmeværker i Vestdanmark (DONG 2008).

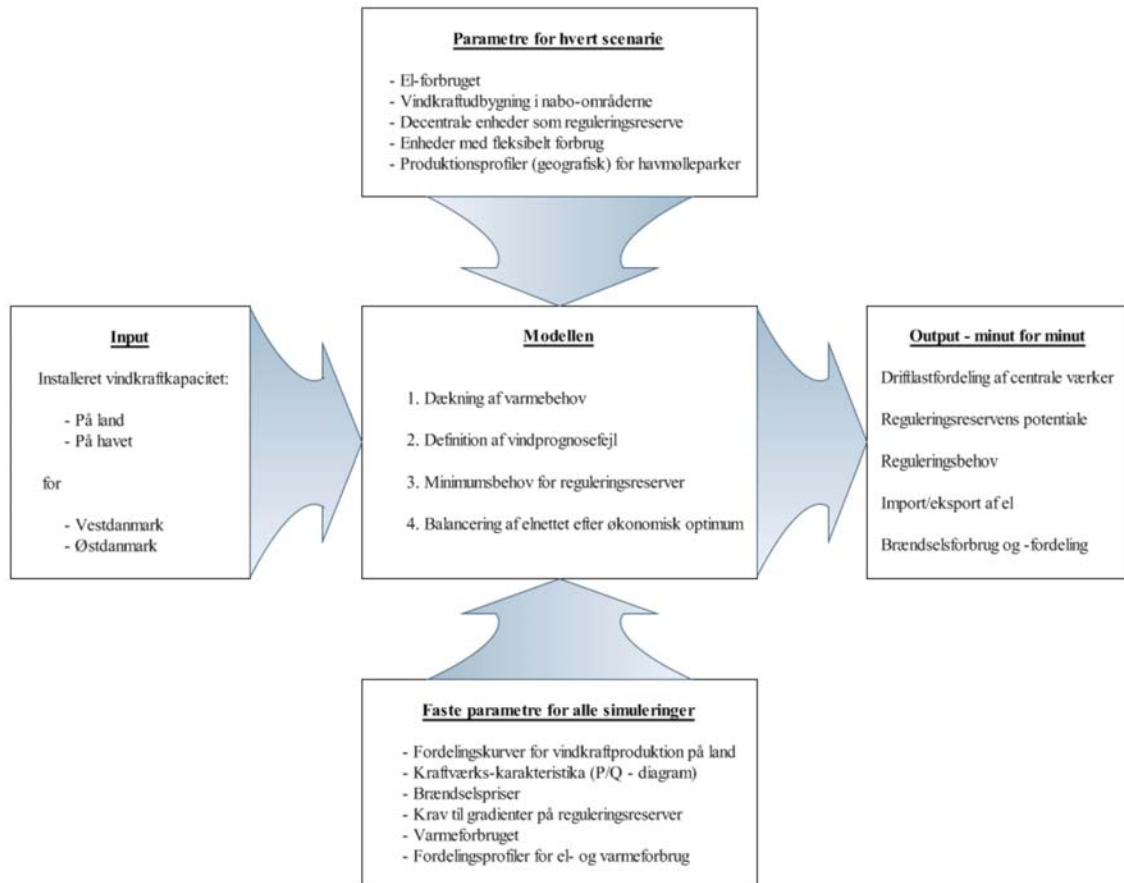
⁸ Se note 7

⁹ Fra programmet EnergyPLAN.

generelle struktur gør det også muligt at dimensionere andre energisystemer end det Vestdanske. Når inputfilen køres skrives hvert scenarie til et strukturarray, der indeholder alle input og parametre. Når simuleringerne køres, opdateres dette strukturarray med de beregnede driftsdata på minutbasis (den beregningsmæssige og tidskrævende del af programmet). Mængden (og længden) af perioder og scenarier bør tilpasses hukommelsesstørrelsen i den benyttede computer (7 scenarier over 17 døgn kræver minimum 1 GB hukommelse og har en beregningstid på 6-8 timer med en 2,6 GHz processor).

4.1.2 Simuleringsberegninger

Både de centrale og de decentrale kraftvarmeværker skal først og fremmest dække fjernvarmebehovet. De centrale værker har hver deres varmekreds mens de decentrale værkers varmekredse er akkumuleret til en enhed. Da programmet ikke indregner varmelagring giver varmebindingen en direkte begrænsning for driftspunktet. Produktionen på de centrale værker skal herefter dække elforbruget samt den nødvendige regulering. Behovet for reguleringsgradienten defineres som forskellen mellem faktisk vindproduktion og vindprognosen, hvor prognosen er bestemt som ”samme produktion som minutet før”. Reguleringsbehovet allokeres herefter, sammen med elforbruget, til de enkelte enheder i systemet ved at driftlastpunktet for hver enhed findes gennem iterationer, der sikrer den optimale fordeling af lasten på de enkelte enheder i hvert enkelt minut. Dette gøres for det antal scenarier der skal sammenlignes. Et eksempel på det tidligere nævnte strukturarray som opdateres med simuleringsdata kan ses i appendiks E.



Figur 4-3: Oversigt over dataflowet i simuleringssprogrammet

4.1.3 Output

Som resultat af simuleringerne fås driftslastpunkterne for alle enheder, minut for minut, i et PQ-diagram, samt øjeblikkelige størrelser på tilgængelige reserver, reguleringsbehov, evt. udveksling, omkostninger og fordeling af brændsler. Herefter køres et output-script (filen "SHOW_SIM3") som behandler datamængderne og beregner de vigtigste output som opstilles i et nyt strukturarray. Resultaterne kan herefter plottes og analyseres via MATLAB kommandoer og scripts. Dette er praktisk, da en hver simuleringsskørsel er meget tidskrævende. Et eksempel fra dette strukturarray er vist i appendiks E.

4.2 Beregningsgennemgang

I det følgende beskrives de vigtigste detaljer i simuleringssdelen af programmet nærmere. Indblik i simuleringssprogrammet skal gøre det nemmere at gennemskue hvordan resultaterne i dette projekt er fremkommet, samt at få forståelse for robustheden af de simulerede resultater. Flowdiagrammet i Figur 4-4 viser kronologien af beregningerne

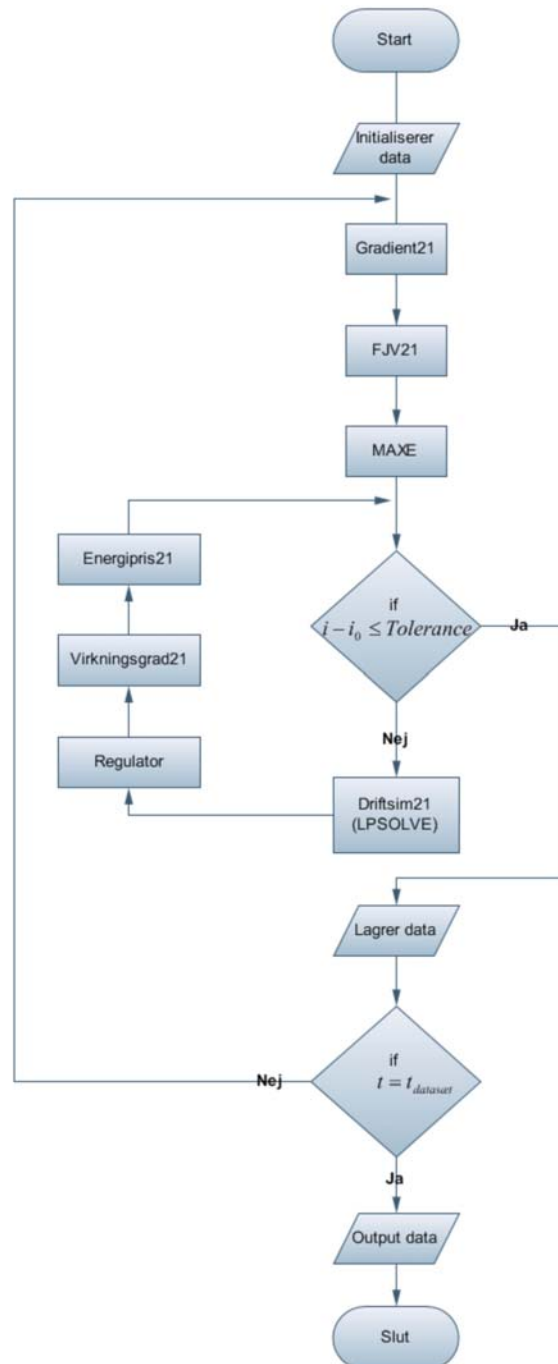
gennem programmet, tidsløkken i figuren er den centrale tidsløkke, dvs. at hvis beregningerne løber over et helt år, stopper programmet når $t = 525.600$ minutter.

Hvert minut skal simuleres for sig selv da betingelserne og forudsætningerne for løsningsrummet er afhængige af tilstanden af systemet i minuttet før. Når simuleringen starter defineres driftsøjeblikket $t=0$ (minuttet før start af simuleringen) ved at simulere minuttet uden gradientbegrænsninger og med en varmebinding svarende til situationen i $t=1$. Med dette udgangspunkt kan simuleringen nu starte da begrænsningerne til første minut nu er kendt. I hvert minut vurderes det hvilket krav der begrænser det enkelte værks evne til at "flytte sig" mest. F.eks. kan fjernvarmebehovet, sætte en begrænsning for hvor meget værket kan nedregulere, da værket ikke kan producere varme uden at producere en vis mængde el.

Det største krav definerer derved hvert enkelt værks reguleringsevne (gradient) i det aktuelle minut. Dette sker i funktionerne: "Gradient21" (tekniske gradientbegrænsninger), "FJV21" (jernvarmebindingens begrænsninger) og "MAXE". "MAXE"-funktionen er en effektpotentiale-begrænsning. Hermed menes der at enheder kan have en begrænset maksimaleffekt bestemt af andre parametre end gradienter og fjernvarmebinding. F.eks. har en havmølle mulighed for at nedreguleres, men vil aldrig kunne producere mere end vindpotentiallet tillader det enkelte minut.

Når grænserne for hvert værks op- og nedreguleringsevne $X_{\min}(t)$ og $X_{\max}(t)$ er fundet for går programmet ind i iterationsløkken, som stopper, når det rullende gennemsnit af driftspunkterne $X(t)$ og $X(t-1)$ er næsten identiske (en selvvalgt parameter bestemmer hvilken differens der samlet set er acceptabel), herved er den optimale driftsfordeling til tiden t er nået og de optimale driftspunkter for alle enheder skrives lagres og beregningerne fortsætter til tiden $t=t+1$.

I iterationsløkken findes den økonomiske optimale driftlastfordeling på de producerende enheder. Selve optimeringen foregår vha. LP i funktionen "Driftsim21", som beskrives i næste afsnit. Outputtet fra LP-funktionen vil favorisere den billigste produktion først, dernæst den næstbilligste osv. Et flowdiagram over den overordnede struktur i programmet kan ses i Figur 4-4.



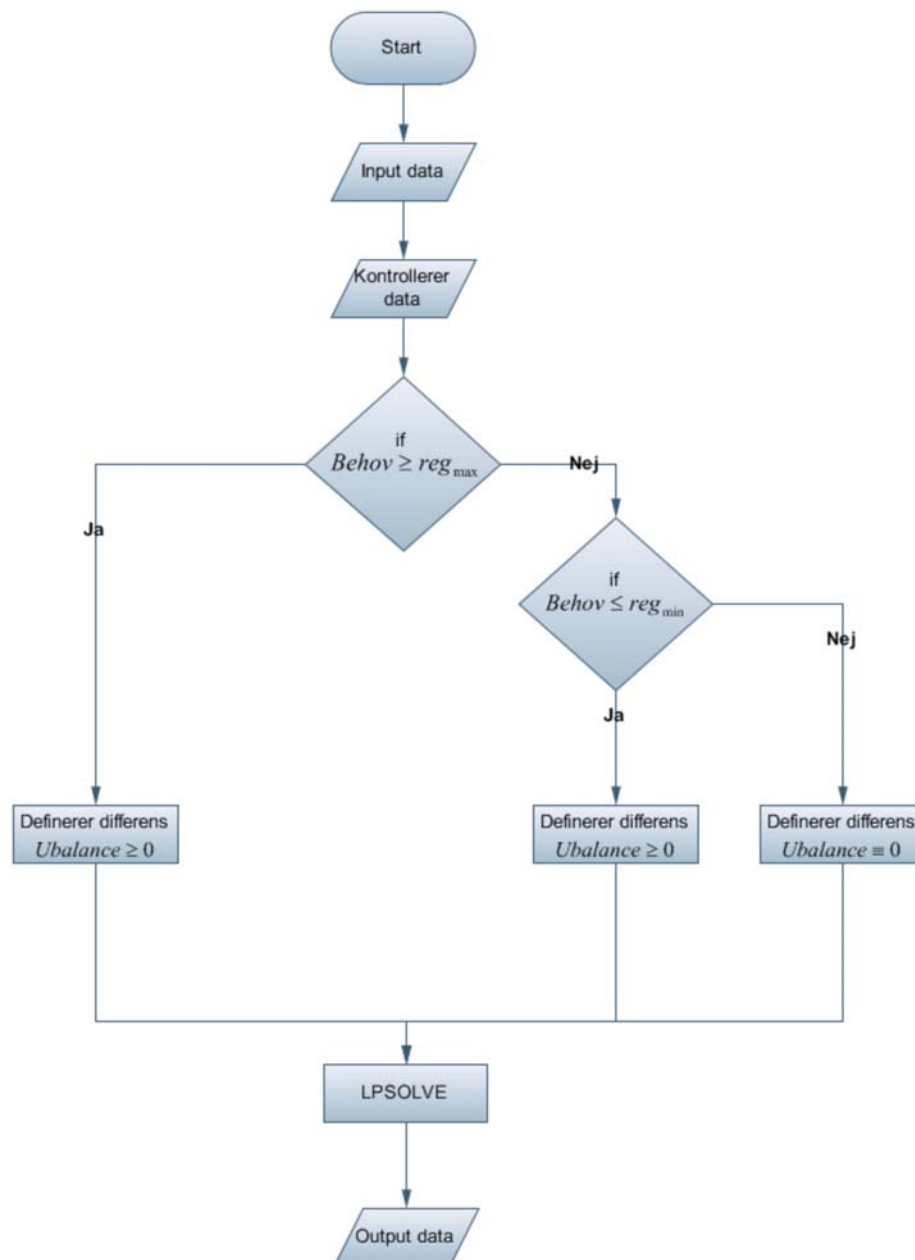
Figur 4-4: Overordnet flowdiagram for simuleringsprogrammet

Desværre kan det lineære element ikke tage højde for, at den optimale fordeling af lasten i det aktuelle minut, ikke nødvendigvis er den mest optimale fordeling i forhold til at levere den nødvendige regulering i minuttet efter. Når denne fordeling sker i virkeligheden defineres behovet for reserver efter prognoser og fremskrivninger, som bruges til at finde den mest fordelagtige driftsstrategi. Modellen indeholder en "Regulator-funktion" som netop forsøger at efterligne en sådan overordnet driftsstrategi ved at tilgodese en værdi i mængden af reserver. Funktionen beskrives nærmere i afsnit 4.2.2. Outputtet fra "Regulator"-funktionen er en driftslastfordelingsprioritering der manipu-

lerer det økonomiske optimum i kriteriefunktionen. De andre afgørende parametre for prioriteringsrækkefølgen er virkningsgrad og produktionspris som findes i funktionerne "Virkningsgrad21" og "Energipris21". Disse funktioner er ligesom "Regulator"-funktionen ikke-lineære (dog ikke virkningsgraden) og er derfor placeret i iterationsløkken.

4.2.1 Driftssimuleringsfunktionen

Dette afsnit fokuserer på selve den centrale funktion i simuleringsprogrammet, "Driftsim21". Det er her den aktuelle last på de reguleringsdygtige enheder fordeles. Inputtet er begrænsninger og optimeringsparametre fra den overordnede funktion, og outputtet er den optimale driftsfordeling på alle enheder det pågældende minut. På Figur 4-5 ses et flowdiagram af funktionen. Først kontrolleres det om varmebehovet på de enkelte værker kan dækkes, da gradienten i særlige tilfælde kan betyde at varmebehovet ikke kan dækkes. Særlige tilfælde er situationer hvor der er en stor ændring i varmeforbruget hvilket i de fleste tilfælde tyder på en fejl i datasættet. Derefter undersøges det hvorvidt der er reguleringskapacitet nok i elsystemet, inkl. Udveksling, til at håndtere behovet for regulering.



Figur 4-5: Flowdiagram for funktionen "Driftsimulering"

Hvis der ikke er reguleringskapacitet nok, svarer det til en frekvensafvigelse eller et black-out, alt efter den relative størrelse af ubalancen, i det fysiske net. Det kontrolleres altså hvorvidt elsystemet er robust nok til at håndtere reguleringen. Efter kontrollen sendes data til funktionen LPSolve som er et tilføjelsesprogram til MATLAB, der vha. lineær programmering finder den økonomisk optimale løsning af lastfordelingen, som beskrevet i afsnit 3.3.1. Men da det økonomiske optimum som før nævnt ikke altid falder sammen med en særlig god reguleringssevne til det næste minut, er det nødvendigt at manipulere med resultatet fra LP-funktionen. Dette sker i "Regulator"-funktionen.

4.2.2 Regulatorfunktionen

Driften af de samlede værker kan foregå efter to overordnede strategier. Enten ved at optimere efter at der skal være den størst mulige mængde af reguleringsreserve til rådighed eller ved at minimere produktionsomkostningerne. En kombination af disse strategier vil være at foretrække og med regulatorfunktionen kan programmet vægte disse to driftsstrategier. Den simulerede drift bliver altså en afvejning af de to strategier. På den måde kan simuleringsprogrammet sørge for at der er tilstrækkeligt med reserver til rådighed i et underdimensioneret elnet, eller minimere produktionsomkostningerne i et overdimensioneret elnet.

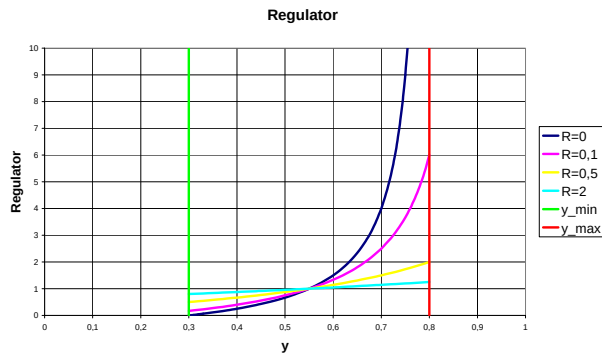
Selve regulatorfunktionen påvirker kriteriefunktionen i LPSolve og manipulerer derved modellen gennem iterationer til at fordele driften på værkerne så der er et bedre reguleringspotentiale. Først ser funktionen på hver enkelt værks varmebinding og den begrænsning den sætter for værkets evne til at regulere både op og ned. Regulatorfunktionen tager nu udgangspunkt i det driftspunkt der ligger lige midt imellem de to grænser og betragter det som det reguleringsstekniske ideelle driftspunkt. Funktionen foretager herefter en vægtning af hvert anlægs driftspunkt i forhold til det ideelle punkt og manipulerer kriteriefunktionen gennem iterationer til at finde optimum tættere på dette punkt. Hvis f.eks. værkets aktuelle driftspunkt er lavere sænkes produktionsomkostningerne hvilket får LP-funktionen til at prioritere værket højere og hvis værkets driftspunkt ligger over det ideelle driftspunkt hæves værkets produktionsomkostninger og derved nedprioriterer LP-funktionen værket. Regulatoren er bestemt ud fra ligningen:

$$"R - funktion" = \frac{x - x_{\min} + R}{x_{\max} - x + R} \quad (4-1)$$

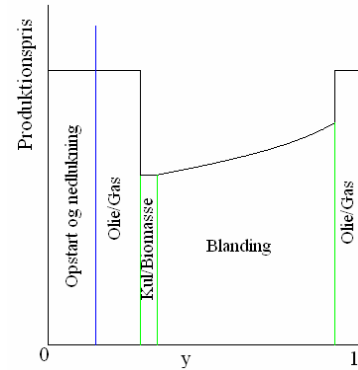
Hvor x er driftspunktet i elektrisk effekt, $x_{\min}$ er det nedre grænsepunkt der kan opnås i minuttet, $x_{\max}$ er det øvre grænsepunkt der kan nås i minuttet, og R er regulatorparameteren som bestemmer vægtningen af regulatoren.

Faktoren R er en indikator for vægtningen mellem produktionspris og reguleringssteknisk optimum. På Figur 4-6 ses værdien af regulatoren plottet for driftspunkterne mellem øvre og ned grænse for forskellige værdier af faktoren R .

For at vurdere regulatorens indvirkning på driften, bør man se på produktionsprisen for hvert enkelt værk. I Figur 4-7 vises et eksempel på produktionsprisen og brændsels-sammensætningen for et værk.



Figur 4-6: Funktionen ”Regulator” plottet for forskellige værdier af R. Den øvre og nedre grænse for driftspunktet er 0,3 og 0,8.



Figur 4-7: Produktionsprisen på et værk bestemt efter driftspunktet

Normalt er de danske værker fyret med olie og gas ved lav- og højlast og derimellem med kul og/eller biomasse (brændselssammensætningen er da værkernes virkelige brændselssammensætning er fortrolige). Modellen beregner produktionsprisen hver gang LPSolve har foretaget en ny lastfordeling da dette i næsten alle tilfælde vil give nye produktionspriser. Ved at foretage flere iterationer og vægte de fundne resultater findes der en endelig løsning placeret mellem de fundne løsninger.

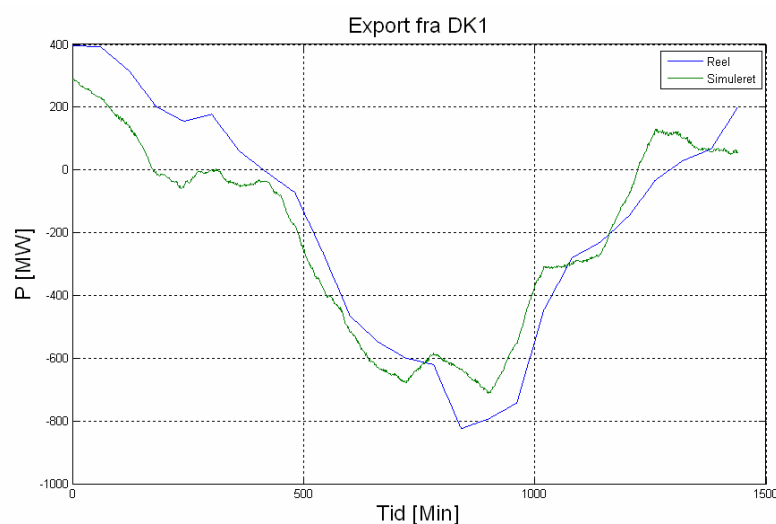
5

RESULTATER

Dette kapitel præsenterer resultaterne af simuleringerne. Først afprøves programmet med historiske data for at teste validiteten af beregninger og program. Derefter præsenteres resultater af simuleringer med de fire fremtidige scenarier. Det sidste scenarier (år 2025) er simuleret i alt tre gange, hvoraf to afprøver forskellige metoder, eller håndtag, til at mindske reguleringsbehovet og øge mængden af reserver. Resultaterne er inddelt i 4 dele, hvor resultaterne præsenteres og diskuteres. Til sidst i kapitlet summeres de vigtigste resultater.

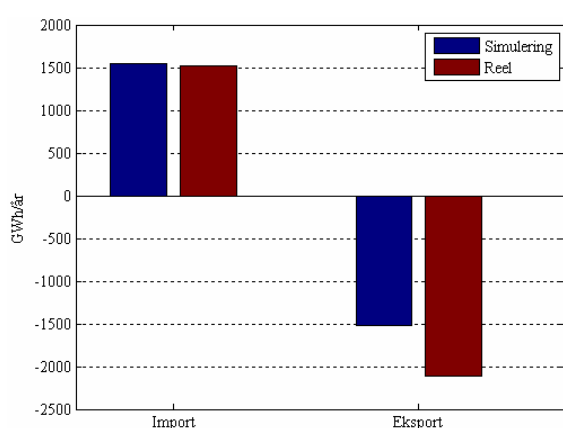
5.1 Validering af simuleringsprogram

For at benchmarke beregningerne er programmet fodret med historiske data for basisåret 2005 og outputtet bliver sammenlignet med de historiske tal for udveksling på udlandsforbindelserne, altså hhv. Sverige, Norge og Tyskland. Simuleringernes match på de virkelige tal for udvekslingen bruges til at bedømme simuleringsprogrammets validitet og til at vurdere de efterfølgende resultater. Figur 5-1 viser overensstemmelsen mellem de simulerede og de virkelige tal for den 5. april 2005. De simulerede tal er på minutbasis og de virkelige tal er på timebasis. De simulerede resultater ligger i fase.

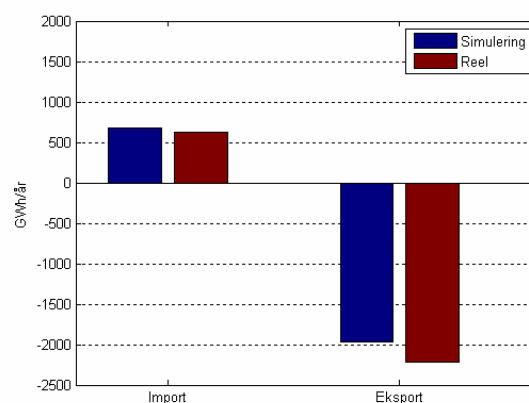


Figur 5-1: Benchmarking af simuleringsmodel ud fra udvekslingen mellem Vestdanmark og udlandet den 5. april 2005

Den akkumulerede import og eksport henover året er også en vigtig indikator af simuleringsmodellens gyldighed. Figur 5-2 viser udvekslingen, fordelt på import og eksport. Afvigelsen mellem de historiske og de simulerede data for eksporten er på ca. 600 GWh svarende til 29 % og det tilsvarende forhold for import er 3 %. Afvigelsen skyldes, at prisforholdet mellem import og eksport er sat for lavt i simuleringerne. Da de faktiske prisforhold mellem produktionsomkostninger og import-/eksportpriserne ikke er kendte, skal forholdet findes gennem trial-and-error. Dette besværliggøres yderligere af at en simuleringskørsel for alle data er utroligt tidskrævende. Afvigelsen på 600 GWh eksport skal ses i forhold til det samlede elforbrug i Vestdanmark på over 21.000 GWh og det giver en margin på 3 %. Det prisforhold der anvendes i simuleringerne er kalibreret efter den 5. april 2005 som vist i Figur 5-3. Afvigelsen over den 5. april er på ml. 7 % og 10 % for hhv. import og eksport og set som nettoeksport i forhold til det

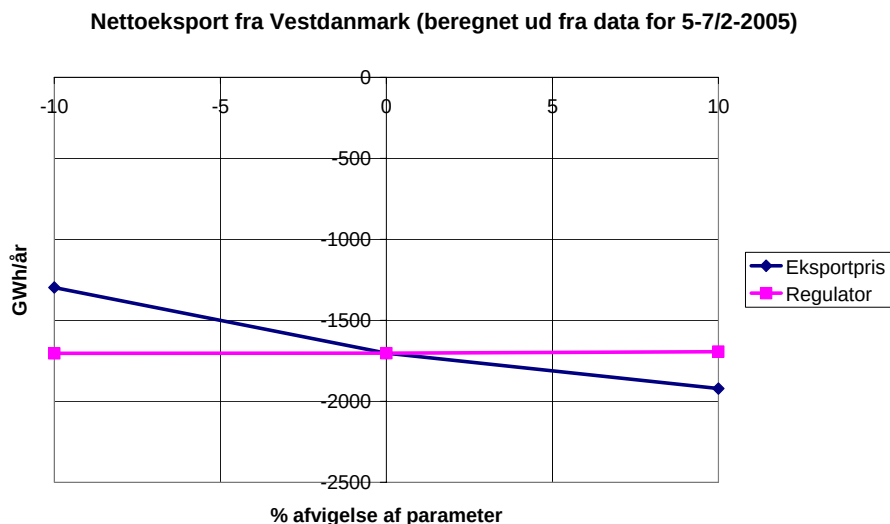


Figur 5-2: Benchmarking af simuleringsberegninger efter samlet udveksling for 2005



Figur 5-3: Benchmarking af simuleringsprogram baseret på data for den 5. april 2005

samlede forbrug opereres der med en margin på 2 %. **Figur 5-4** viser følsomheden af systemet på nettoeksporten i forhold til prisforholdet mellem import/eksport og størrelsen af regulatoren.



Figur 5-4: Følsomhedsanalyse af simuleringsprogram

Det ses at regulatoren næsten ingen effekt har på nettoeksporten, men her skal det huskes at regulatorfunktionen er ikke-lineær og kan derfor have en større følsomhed omkring andre værdier af R. Følsomheden i forhold til prisniveauet på import og eksport er større. Når de simulerede tal for el-eksport er mindre end de virkelige er det udtryk for at programmet kun eksporterer el til nabo-områderne hvis det samlet set er billigere og mere fordelagtigt at bruge dansk el i f.eks. Tyskland end det er at bruge et tysk kraftværk til at producere til det tyske elbehov. Når den simulerede eksport er mindre end den virkelige er det altså udtryk for at den tyske (eller svenske eller norske) elpris sat for lavt.

Selvom om der kunne være brugt mere tid på at tilpasse priserne på el-eksporten synes den overordnede økonomiske optimering, der balancerer udvekslingen med nabo-områderne i simuleringerne at efterligne de faktiske forhold på en tilfredsstillende måde. I dette projekt er fokus mere på de fysiske begrænsninger end på økonomiske overvejelser omkring eksporten.

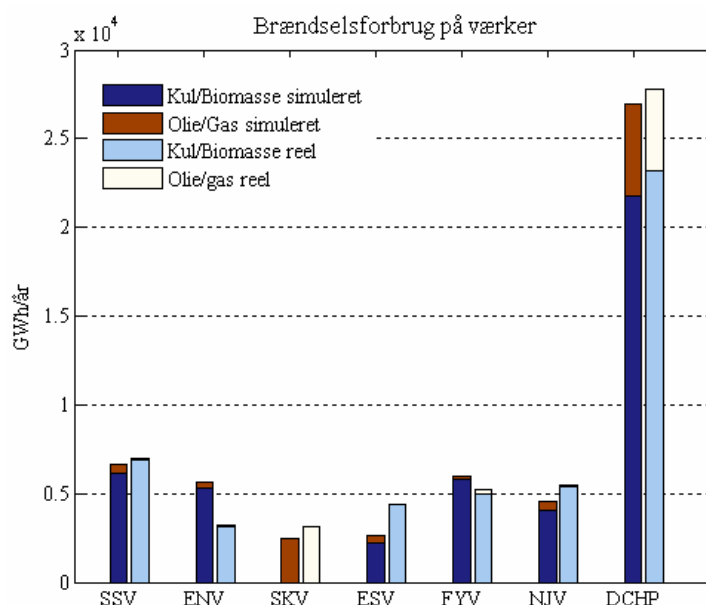
En anden måde at vurdere simuleringsmodellens gyldighed er ved at se på driften af de enkelte værker. Programmet finder en fordeling af lasten på hvert enkelt værk med en overordnet strategi der vægter forholdet mellem reserver til rådighed og økonomi. Ved at sammenligne de enkelte værkers simulerede produktion mod deres virkelige produktion i år 2005 fås et mål for programmets evne til at fordele lasten efter disse to strategier.

Figur 5-5 viser brændselsforbruget for hvert af de centrale værker - og det samlede forbrug for de decentrale værker.

Den største afvigelse ses på Enstedværket (ENV) hvor forbruget næsten er fordoblet. Den tilsvarende mængde mangler dog på Esbjergværket (ESV). Programmet har vurderet at der findes en bedre reguleringsmæssig og/eller økonomisk fordeling, ved at fordele lasten mere ligeligt i forhold til værkernes fuldlast. Dette stemmer dog ikke overens med den historiske drift for 2005, hvor Esbjergværket (378 MW) har haft en meget større produktion i forhold til værkstørrelsen end Enstedværket (633 MW). Afvigelsen mellem det simulerede og den virkelige produktion skyldes at programmet ikke kender alle forhold på de to værker. Enstedværket har ifølge det grønne regnskab for 2005 (DONG 2008) været nødsaget til at lukke ned for blok 3 i en længere periode, pga. markeds-mæssige forhold. Derved er produktionen blevet halveret i forhold til det forventede. Simuleringsprogrammet benchmarker altså bedre på Enstedværket end tallene viser. Det er ikke lykkedes at finde grunden til afvigelsen på Esbjergværket.

Da driften af de decentrale værker i modellen er baseret på de virkelige data er årsagen til afvigelsen at den reelle virkningsgrad ikke er kendt og at den simulerede periode ikke har udgjort et gennemsnit for hele året (der er kun simuleret på 34 døgn fra 2005 i scenarierne).

Forskellen i fordelingen mellem hovedbrændsel og suppleringsbrændsel på værkerne skyldes at brændselsdiagrammer for værkerne ikke har været tilgængelige.



Figur 5-5: Benchmarking af simuleringsmodellen efter brændselsforbruget på seks centrale værker og de samlede decentrale i 2005

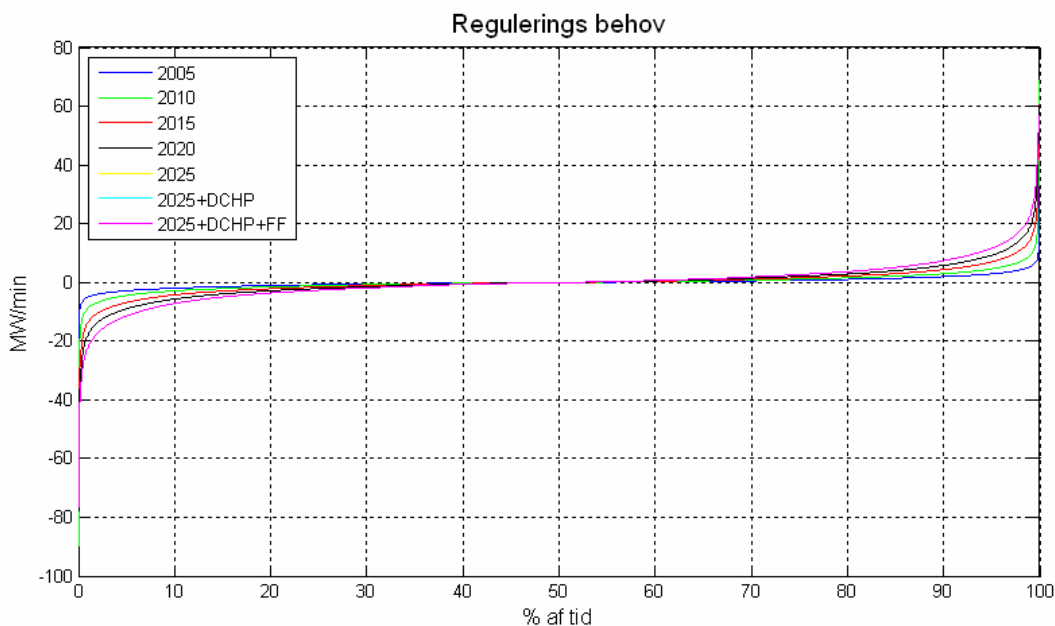
Fordelingen af lasten mellem værkerne og derved driften af det enkelte værk kunne simuleres bedre hvis de faktiske produktionsomkostninger for det enkelte værk, eller det faktiske forhold imellem disse, var kendte. Ligeledes vil det faktiske forhold mellem

elvirkningsgrad og driftlastpunkt, som er individuelt for hvert værk, have betydning for den faktiske fordeling af lasten. Programmet regner virkningsgraden for konstant på samtlige værker. Derudover vil der ofte være andre praktiske forhold der har betydning for lastfordelingen på værkerne da værkernes drift planlægges med større tidshorisonter end tilfældet er i simuleringerne, f.eks. vil en planlagt revision af et værk betyde en anden fordeling af lasten i revisionsperioden. Hændelser, både pludselige og planlagte tager simuleringerne ikke højde for.

Afvigelsen mellem det simulerede og det virkelige skyldes primært at prisforholdet mellem import/eksport og produktionsomkostningerne ikke er kendte. Ydermere er dette prisforhold dynamisk da det afhænger af udbud og efterspørgsel og vil variere for hver time henover året. En oplagt forbedring af programmet vil være at inddrage dynamisk prissætning. Men i dette projekt betyder de faste priser at de simulerede resultater for el-eksporten er en anelse lavere end de virkelige.

5.2 Det fremtidige behov for reguleringsreserver

Både effekten og energimængden af reguleringsreserverne har betydning når reguleringsbehovet i et elsystem skal analyseres. Resultaterne fra simuleringsprogrammet er på minutbasis hvilket gør det muligt at se på reguleringsbehovet udtrykt ved både effektbehovet (gradientbehovet) og energimængden (aktiverede reserver). Der er behov for regulering i næsten alle årets minutter men den voksende mængde vindkraft vil øge størrelsen på reguleringen i de enkelte minutter. Figur 5-6 viser varighedskurven for op- og nedregulering for de 7 scenarier. Der ses et stigende behov for regulering som skyldes vindkraftudbygningen på havet hvor fluktuationerne i vinden skaber fluktuationer i vindkraftproduktionen på en tidsskala fra 1 til 15 minutter og det skaber et øget behov for regulering på samme tidsskala. I 2005 var gradienterne på nedregulering større end 5 MW/min i 1 % af tiden. Simuleringerne viser at gradienter på over 5 MW/min vil forekomme omkring 14 % af tiden i 2025.



Figur 5-6: Varighedskurve for reguleringsbehovet udtrykt som gradienter

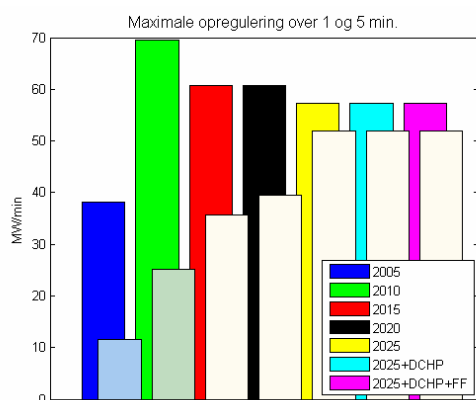
5.2.1 Krav til den fremtidige reguleringsreserve (Effekten)

Når der simuleres på minutskala er det muligt at se hvilke gradienter kraftværkerne skal kunne levere efterhånden som vindkraftandelen øges. Når gradienterne for et minut midles til større tidsskalaer, f.eks. timebasis, ser man ikke de største gradienter, især ikke hvis der er stor spredning omkring middelværdien. Men netop gradienterne på minutbasis har stor betydning for de kraftværker der skal levere regulering. Figur 5-7 og Figur 5-8 viser effekten af at midle minutværdier (de farvede søjler) til 5-minutters intervaller (de lyse søjler). Den fremtidige reguleringsreserve skal tilrettelægges efter 1-minuts gradienterne men skal også være i stand til at levere en (høj) længerevarende regulering.

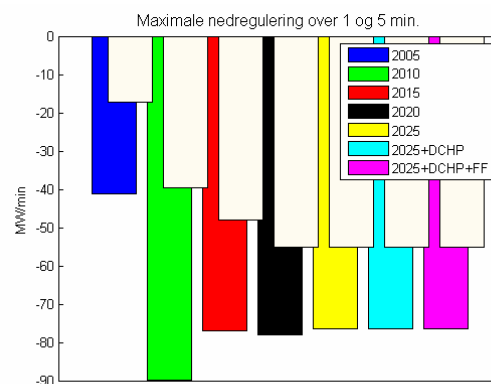
Det simulerede maksimale behov for opregulering over 5 minutter i 2005 er på ca. 55 MW hvorimod det simulerede maksimale behov i 2025 er på 250 MW. Den hurtige reguleringsreserve udgør +/- 140 MW i dag og ifølge simuleringerne skal den mængde næsten femdobles. Det skal ses i forhold til at vindandelen i det vstdanske elnet er øget fra ca. 23 % i 2005 til over 60 % af forbruget i 2025. Det tyder på et ikke-lineært forhold mellem vindandel og kapaciteten af de hurtige reguleringsreserver.

Grunden til at de maksimale gradienter for år 2010 er de højeste skyldes at udbygningen med havmølleparker først foretages omkring Horns Rev. Dvs. at den geografiske spredning er meget lille og produktionen på to havmølleparker meget tæt på hinanden oftere vil opleve vindfluktuationer med konstruktiv interferens. Den simulerede vindkraftpro-

duktion for en tilfældig periode på Figur 5-9 viser at der er større konstruktiv interferens i år 2010 end i de øvrige år og det afspejler at havmølleparkerne ligger geografisk tæt i år 2010.

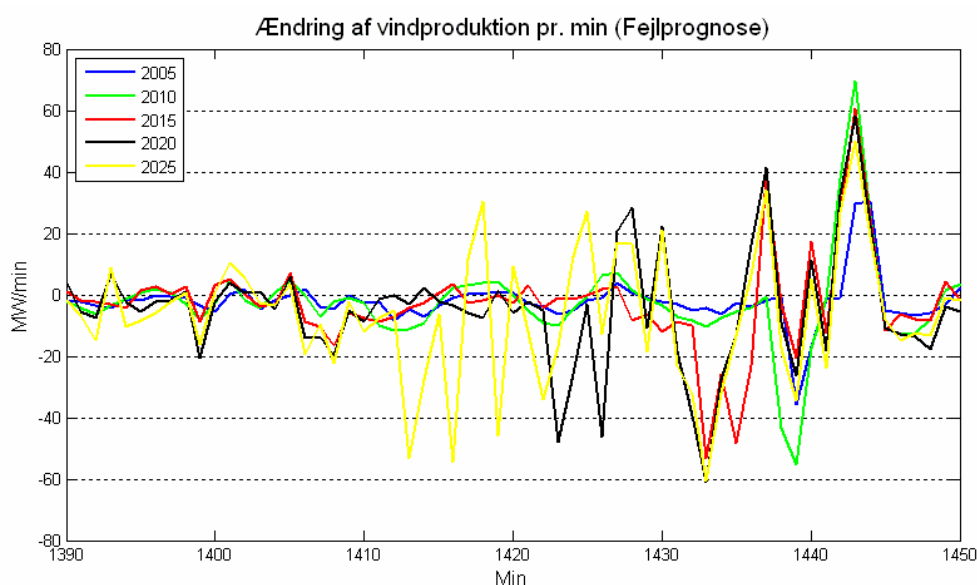


Figur 5-7: Største gradient for opregulering over en periode på hhv. 1 minut og 5 minutters intervaller for hvert simuleret scenarie.



Figur 5-8: Største gradient for nedregulering over en periode på hhv. 1 minut og 5 minutters intervaller for hvert simuleret scenarie.

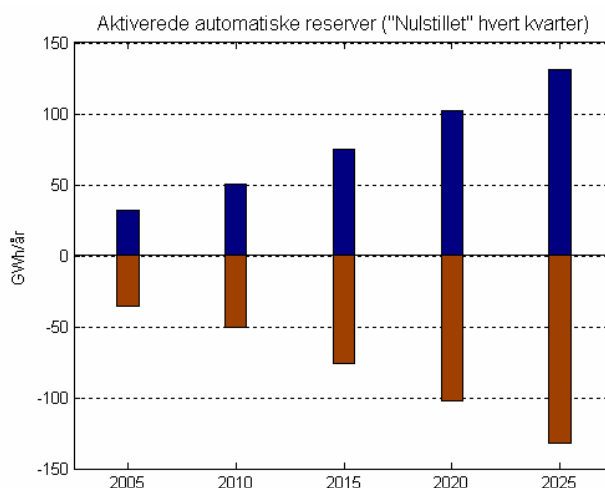
Det ses at der i år 2010 scenariet næsten er en direkte fordobling på størrelsen af 2005 scenariets ændringer, hvorimod der i de senere år vil være længere perioder med voldsomme fluktuationer.



Figur 5-9: Vindkraftproduktion for en periode med konstruktiv interferens af 2010 scenariet.

Reguleringsbehovet i form af energimængden kan findes ved at se på de reserver som aktiveres i simuleringerne. Her er det vigtigt at definere hvilken tidshorisont der fokuse-

res på. En prognosefejl og dermed mængden af aktiveret reserve ophører når der lægges en ny prognose som giver anlæggene en ny driftsplan. Ved hver ny prognose "nulstilles" den energimængde der skal reguleres. Alt efter hyppigheden af denne "nulstilling" vil der forekomme forskellige størrelser af reguleringsmængderne. På Figur 5-10 er energimængden af de aktive reserver beregnet ved en prognosefornyelse på 15 minutter. De 15 minutter er valgt da det er aktiveringstiden for den langsomme reguleringsreserve.



Figur 5-10: Energimængden af den hurtige reguleringsreserve ($t < 15$ min.) henover året

Grafen viser at mængden af den hurtige reguleringsreserve der skal aktiveres indenfor et kvarter bliver firedoblet i 2025 i forhold til år basisåret 2005 hvilket stiller større krav til aktiveringstiden af den langsomme reguleringsreserve eller gør det nødvendigt at øge mængden af den hurtige reguleringsreserve.

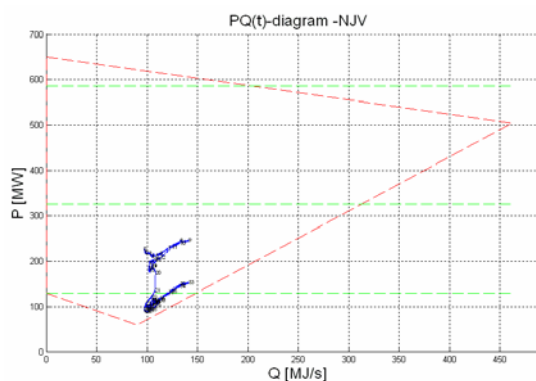
5.3 Det fremtidige udbud af reguleringsreserver

Vindmølleudbygningen på havet øger altså behovet for regulering, både i energimængde men også behovet for gradienter. Det stiller øgede krav til de anlæg der skal levere reguleringen, de skal kunne levere store gradienter i et større driftsområde men også kunne opretholde drift i et lavt driftsområde for at holde reserverne klar. Den stigende vindkraftproduktion presser værkerne ned i driftlastområder, som både er økonomisk og reguleringsteknisk dårlige. Dette skaber en dobbelteffekt, idet reguleringsbehovet stiger i takt med at reguleringsreserverne mindskes.

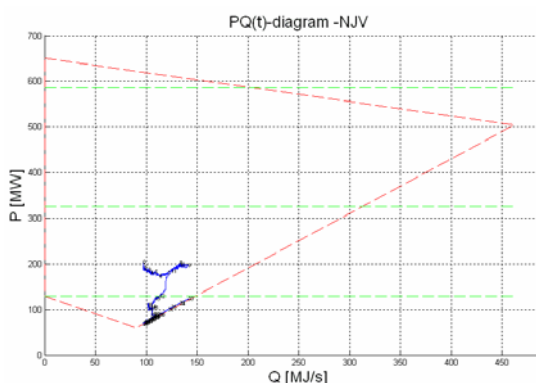
5.3.1 Driften på de enkelte værker

Problemet med det faldende udbud af reguleringsreserver på kraftvarmeværkerne kan beskrives ved at se på en driftsperiode for et enkelt værk. Et output fra simuleringsprogrammet viser driftspunktet i et P/Q-diagram af hvert enkelt værk for alle perioder. Figur 5-11 viser et sådant output for Nordjyllandsværket for en periode på to døgn i år 2005 hvor driftspunkterne er plottet for hvert minut (og nummereret hver time). Værket har en el-virkningsgrad på 41,1 % (NJV, 2005), som var den højeste i Vestdanmark. Værket får derfor førsteprioritet i en kombination med brændselsprisen. Det ses at værket ligger lavt i P/Q-diagrammet og da det vil være det sidste værk som man vil regulere ned giver det en indikation af at systemet er presset allerede i basisscenariet.

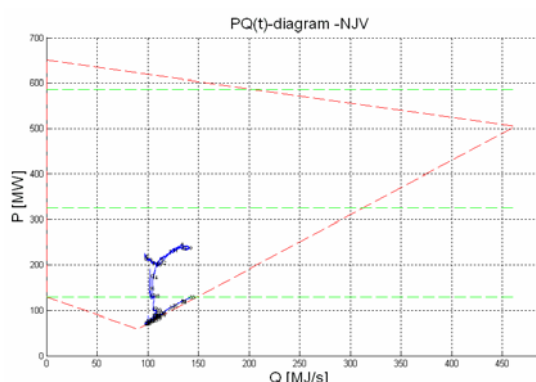
I simuleringerne for år 2025-scenariet er vindkraftandelen øget til 62 % og Figur 5-12 viser hvordan værket nu presses ned i et endnu mere uhensigtsmæssigt driftlastområde. Kraftværket befinder sig nu i lavlast og kører med en reduceret temperatur på kedlen. Værket kan altså ikke regulere ned og værkets evne til at levere hurtig opregulering er begrænset af at rør, ventiler og lign. skal opvarmes.



Figur 5-11: Driftlasten på Nordjyllandsværket d. 10/3 - 12/3 2005



Figur 5-12: Driftlasten på Nordjyllandsværket d. 10/3 - 12/3 2025



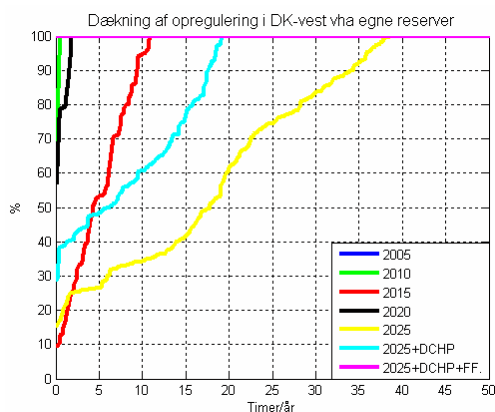
Figur 5-13: Driftlasten på Nordjyllandsværket d. 10/3 - 12/3 2025 med DCHP og fleksibelt forbrug som reguleringsmekanismer i elsystemet

Samme tendens er gældende for de andre kraftvarmeværker og det vil betyde at elsystemets samlede reguleringssevne forringes, hvis ikke der tages højde for problemet i dimensioneringen af fremtidige anlæg, eller i det fremtidige elsystem. En måde at tage højde for problemet på er ved at indføre andre typer reguleringshåndtag som f.eks. ved at lade de mindre DCHP-enheder slå sig sammen og levere regulering til nettet. Derfor er der simuleret et scenarie for år 2025 der hvor alle DCHP (1714 MW) leverer regulering og samtidig er der indsat et fleksibelt forbrug på 500 MW. Figur 5-13 viser hvilken betydning den ekstra reguleringsreserve har for driften på Nordjyllandsværket i samme periode som de to foregående eksempler. Værket er stadig presset ned i lavlastdrift, men i en mindre del af tiden. Men i dette scenarie er eksporten også kraftigt reduceret og havmøllerne er ikke bremset (se Appendiks F).

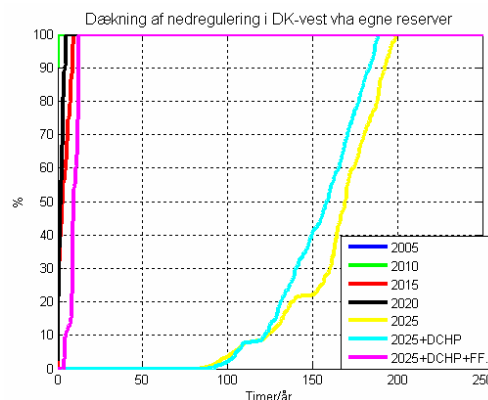
Samlet set for Vestdanmark og nabolandene er reguleringshåndtagene en stor hjælp som reguleringsreserve og især det fleksible forbrug i tilfælde som i eksemplet ovenfor, hvor nedregulering er det helt store problem. Det ovenstående eksempel giver også et billede af det fremtidige potentiale for elektrolysebaseret brændstoffremstilling af billig vindmøllestrøm.

5.3.2 Udveksling og eloverløb

Når de vstdanske kraftværker ikke selv har de nødvendige reserver til rådighed er man afhængig af forbindelserne til udlandet. Figur 5-14 og Figur 5-15 viser det antal timer hvor Vestdanmark er helt eller delvist afhængig af udlandsforbindelserne svarende til at reguleringsbehovet ikke kan dækkes af egne reserver.



Figur 5-14: Timer med afhængighed af import pr. år.



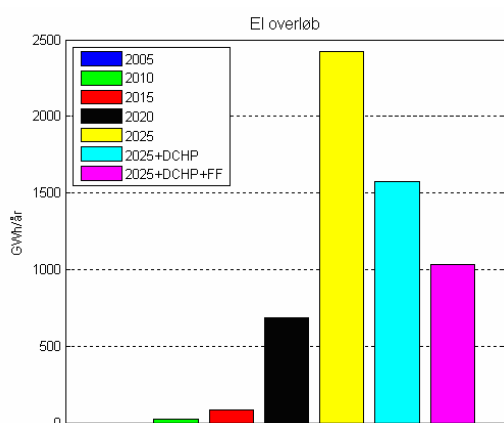
Figur 5-15: Timer med afhængighed af eksport pr. år

I 2025 scenariet er der behov for nedregulering via udvekslingsforbindelserne i knap 100 timer om året. Det indikerer at kraftvarmeværkerne har nået deres laveste driftslastpunkt, og at møllerne ikke er i stand til at fortrænge den varmbundne produktion yderligere. Allerede i 2010 forekommer perioder hvor Vestdanmark ikke er i stand til at regulere det interne behov uden hjælp fra udlandet (den grønne linje er i en mindre periode er den grønne linje nede på 90 %, dvs at Vestdanmark ikke er i stand til at dække de sidste 10 % af reguleringsbehovet selv). Dette gør systemet fuldt afhængigt af udlandsforbindelserne eller nedlukning af havmøller.

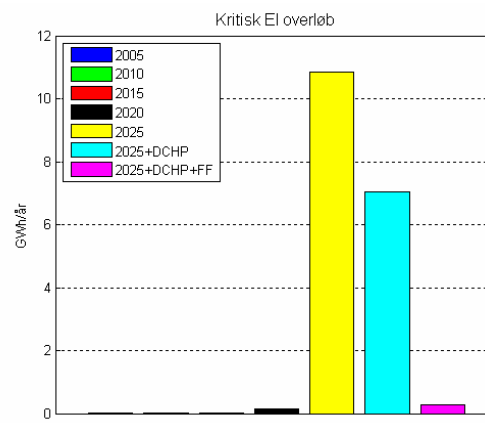
Regulering via udvekslingsforbindelserne er dog ikke altid mulig da nabo-områderne kan stå i samme situation som Vestdanmark. F.eks. ved eloverløb på en kold, blæsende dag der giver sammenfald mellem en høj vindkraftproduktion og høj produktion på kraftvarmeværkerne pga. varmebindingen. Hvis situationen er den samme i f.eks. både Tyskland og Vestdanmark er det ikke muligt at eksportere eloverløbet og det bliver til et kritisk eloverløb. I 16 ud af de knap 100 timer i år 2025 hvor der er behov for nedregu-

lering via udvekslingsforbindelserne er der tale om kritisk eloverløb hvor en begrænsning eller stop af vindmølleproduktionen er det eneste alternativ til et blackout af elnettet. Det kritiske eloverløb skyldes ikke kun den vstdanske udbygning af vindkraft men også nabolandenes udbygning, som betyder at de kan stå i samme situation, hvor der er stort behov for nedregulering

Søjlediagrammet på Figur 5-16 viser det samlede eloverløb fra Vestdanmark som i år 2025 vil stige til over 2400 GWh hvilket svarer til over 10 % af det samlede forbrug. Figur 5-17 viser energispildet som følge af kritisk eloverløb. Andre studier har undersøgt sammenhængen mellem øget vindkraftandel og kritisk eloverløb. Et tidligere studie har fundet at kritiske eloverløb først opstår ved en vindkraftandel på 50 % (Holtinen & Pedersen, 2003). Resultatet stemmer overens med resultaterne i Figur 5-17, hvor scenariet for år 2020 svarer til en vindkraftandel på ca. 47 % og det er først her der ses et kritisk eloverløb. Men resultaterne viser også at en vindkraftandel på omkring de 50 % er smertegrænsen for det vstdanske net. Scenariet for år 2025 har en vindandel på over 60 % og her sker en relativ stor stigning i det kritiske eloverløb i forhold til de øvrige scenarier. Hvis der indføres nye typer af reguleringsreserver (i scenariet for 2025) viser resultaterne at det kritiske eloverløb reduceres næsten til niveauet for år 2020 (47 % vindandel). Dette resultat stemmer godt overens med andre resultater der siger at ved inddrage fleksibelt forbrug og DCHP er det muligt at opnå 50 % vindandel i elnettet (Ea, 2007) (Lund & Münster som citeret i Holtinen & Pedersen, 2003).

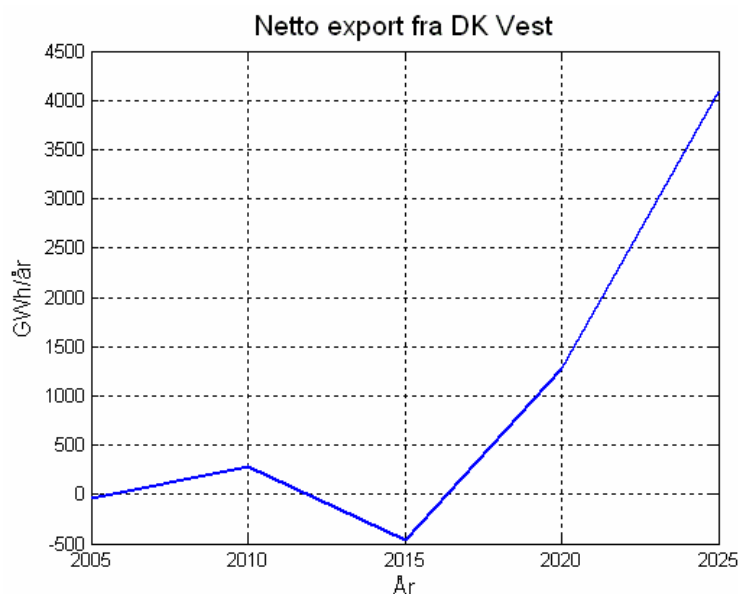


Figur 5-16: Årligt el-overløb for hvert simuleret scenarie.



Figur 5-17: Det årlige kritiske el-overløb for hvert simuleret scenarie.

Der eksporteres også el udover eloverløbet. Figur 5-18 viser nettoeksporten frem mod 2025. Her skal det bemærkes at modellen regner omkring 600 GWh forkert i år 2005 (fejlmargen fra benchmarking). Det betyder at grafen for netto-eksporten på Figur 5-18 forskydes opad.



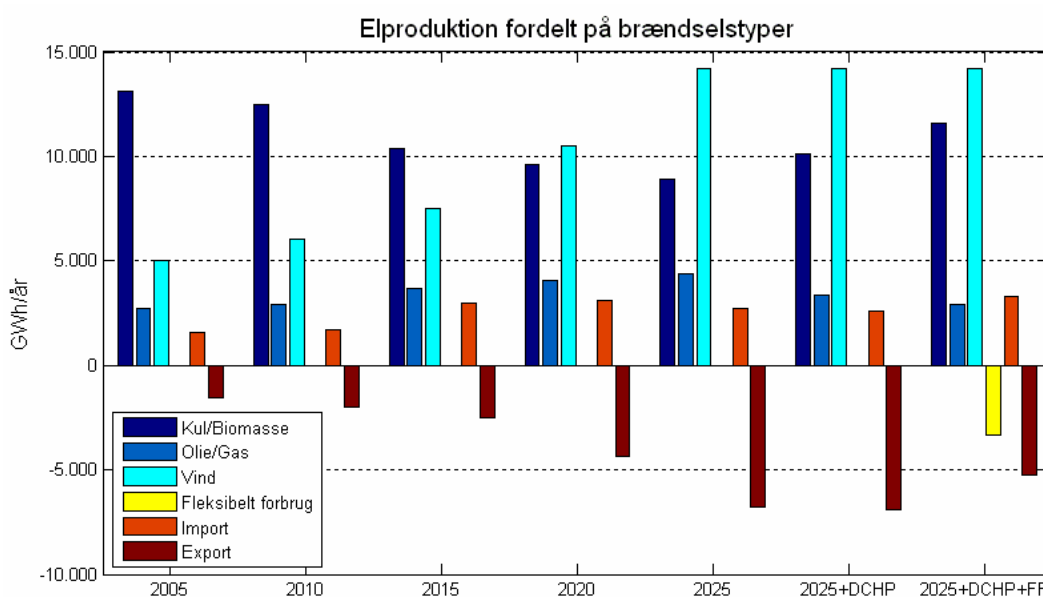
Figur 5-18: Simuleringsresultater for netto-eksporten fra Vestdanmark når vindandelen øges.

Det ses at eksporten stiger til omkring 4700 GWh som svarer til 20 % af det årlige forbrug. Dette er omkring en tredjedel af vindproduktionen og en kraftig forøgelse i forhold til 2005 hvor eksporten kun udgjorde 12 % af vindkraftproduktionen. I 2015 vender udvekslingen til en nettoimport hvilket skyldes at vindudbygningen i nabolandene vokser hurtigere end den danske. I scenariet for 2025 inkl. DCHP og fleksibelt forbrug er el-importen på ca. 3300 GWh/år og eksporten udgør knapt 5300 GWh/år. Der er altså et stort behov for at bruge udvekslingsforbindelserne ved meget høje vindandele også selvom der indføres nye typer af reguleringshåndtag. Da importen er over dobbelt så stor som i basisåret er det også i høj grad nabo-områderne, der bruger udvekslingen mere efterhånden som de udbygger med vindkraft. Simuleringsprogrammet viser at den mest optimale drift er at landene hjælper hinanden med at opretholde stabile og sikre elnet. Det er en effekt som andre studier ofte overser da de ofte koncentrerer sig om at balancere f.eks. det vstdanske elnet internt og hvis udvekslingsforbindelserne inddrages tages der ikke højde for forholdene i nabo-området (Holtinen & Pedersen, 2003) (Lund & Clark, 2000).

5.4 Det fremtidige brændselsforbrug i elsystemet

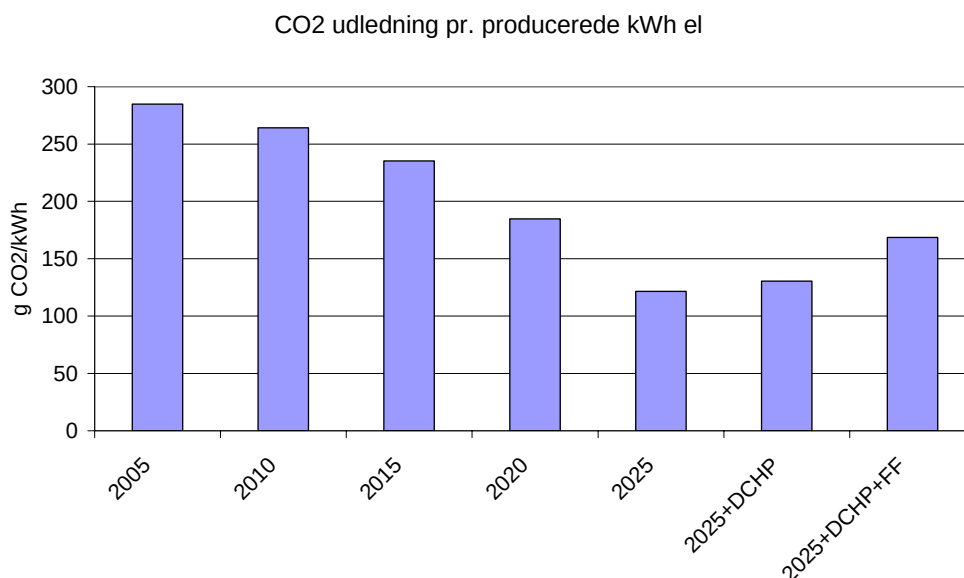
En af forudsætningerne for at udbygge med vindkraft er at elproduktionen på vindmøllerne skal fortrænge fossilt brændsel og derved CO₂. Figur 5-19 viser at vindkraftudbygningen rent faktisk fortrænger elproduktion fra kul. Men figuren viser også at forbruget af de dyre brændsler (olie og gas) øges. Det skyldes at kraftvarmeværkerne tvinges ud i uhensigtsmæssige driftsområder. Denne effekt vil være yderligere forstærket

ved de større krav til gradienter som er forbundet med indfyring af de dyre brændsler. Ved at bruge DCHP som regulering i år 2025 reduceres forbruget af olie og gas til et niveau svarende til forbruget i år 2010. Dvs. for at få den største CO₂-reduktion i det vstdanske elnet er det en fordel at inddrage DCHP som reguleringsreserve. Den store besparelse på dyrt brændsel skyldes bl.a. at de decentrale kraftvarmeverker har en "tidligere" overgang til højlast med dyre brændsler end de centrale værker, hvilket gør at de bør drives ved laveste mulige driftspunkt i forhold til varmebindingen.



Figur 5-19: Brændselsforbrug i den vstdanske elproduktion for alle simulerede scenarier

Figur 5-19 viser også en øget import og eksport på udvekslingsforbindelserne, især er eksporten stærkt stigende op mod år 2025 hvor der eksporteres ca. 7 TWh, som svarer til halvdelen af den samlede el-produktion fra vindmøllerne eller ca. 30 % af elforbruget. Simuleringen for år 2025, der inkluderer et fleksibelt forbrug på 500 MW viser, at eksporten kan reduceres med over 1500 GWh. Hvis det fleksible forbrug bestod af methanolproducerende anlæg ville der, med en virkningsgrad for el til methanol på 67 %, kunne produceres 505 mio. liter methanol svarende til 4 % af Danmarks samlede energiforbrug til transport. På Figur 5-20 ses CO₂ reduktionen som resultat af vindudbygningen.



Figur 5-20: Samlet CO2-udledning per produceret kWh el i Vestdanmark

Søjlediagrammet viser, at den fortrængte mængde af kul (32 % i 2025 i forhold til år 2005) reducerer CO₂-udledningen med 52 %. Ved brug af DCHP og fleksibelt forbrug til regulering øges CO₂-udslippet dog i forhold til år 2025 og reduktionen bliver kun 34 %, men det ”prisen” for et langt mere stabilt net med øget reguleringsreserve. Ved at inddrage DCHP som reguleringsreserve reduceres forbruget af olie og gas til gengæld med 23 % og giver en CO₂-forøgelse på 7 % (el-produktion fra kul udleder omkring den dobbelte mængde CO₂ i forhold til olie og gas). Hvis der samtidig tilføjes et fleksibelt forbrug på 500 MW er den samlede reduktion af olie og gas på hele 34 % i forhold til scenariet uden alternative reguleringshåndtag. Hvis det fleksible forbrug er methanolproduktion via elektrolyse, fortrænges fossile brændstoffer i transportsektoren og derved bliver den samlede reduktion af olie og gas på 85 % i forhold til år 2005.

5.5 Resume

Simuleringsprogrammet er benchmarket på historiske data for 2005. Simuleringsresultaterne viser, at den øgede vindmølleudbygning stiller store krav til de hurtige reguleringsreserver. Behovet for regulering øges både i form af energimængder men også i form af gradienter. Mængden af de hurtige reguleringsreserver det er nødvendigt at aktivere indenfor et kvarter firedobles fra ca. 40 MW i år 2005 til 160 MW i år 2025. Behovet for gradienter over en fem-minutters periode næsten femdobles fra 55 MW i basisscenariet til 250 MW i år 2025. Samtidig med, at behovet øges, mindskes udbuddet af de hurtige reguleringsreserver, da de centrale kraftværker presses ned i u hensigtsmæssige driftsområder, hvor brændselsforbruget er dyrt og reguleringsevnen er sløv. Det betyder, at udvekslingen med nabo-områderne øges for at klare den nødvendige regulering, især eloverløb (tvungen eksport). Men efterhånden som vindkraftudbygningen også øges i nabo-områderne opstår der situationer med kritisk eloverløb.

Problemerne med øget forbrug af det dyre brændsel og perioder med kritisk eloverløb kan overkommes ved at introducere nye reguleringshåndtag i form af fleksibelt forbrug og regulering via DCHP. Håndtagene begrænser forbruget af det dyre brændsel og reducerer det kritiske eloverløb, så det er muligt have meget høje vindandele ($> 50\%$) i det vstdanske net. Der er dog stadig behov for en nettoeksport til nabo-områderne på omtrent 2000 GWh/år, som dækker over en udveksling på 5300 GWh eksport og 3300 GWh import. Resultaterne peger i retning af at den optimale drift for Vestdanmark og alle nabo-områderne er at hjælpe hinanden med at opretholde et stabilt net.

6

KONKLUSION

Der er opstillet et simuleringsprogram, der belyser regulering i det vstdanske elnet med simuleringer af driften, hvor de centrale kraftvarmeværkers produktion, den decentrale kraftvarmeproduktion, vindmøllernes produktion (fordelt på land og hav), kapaciteten på udvekslingsforbindelserne og varme- og elforbruget indgår. Simuleringerne beregner behovet for de reguleringsreserver der opererer på en tidsskala fra 1 – 15 minutter med 1-minuts-trin.

Fem scenarier med en øget vindandel fra 23 % i 2005 til 62 % i 2025 er simuleret, og det er undersøgt, hvilke reguleringsmæssige problemer den øgede vindandel har forårsaget. Yderligere to scenarier for år 2025 er simuleret for at vise konsekvensen af at lade den decentrale kraftvarmeproduktion og et fleksibelt forbrug indgå som reguleringsreserver.

Der er i kapitel 2 givet en beskrivelse af de forskellige reguleringsreserver og vindkraftens påvirkning herpå. Kapitlet er med, da det er væsentligt for at forstå begreberne omkring reguleringsreserver for at forstå den sammenhæng som dette projekt indgår i. Gennem projektet har vi oplevet, at reguleringsreserver og de systemtjenester der knytter sig hertil forvirrer mange.

6.1 Resultater

Ifølge simuleringerne betyder den øgede vindandel at reguleringsbehovet stiger, både i form af den krævede energimængde men også, i form af de gradienter der er nødvendige. Resultaterne viser, at mængden af de hurtige reguleringsreserver det er nødvendigt at aktivere indenfor et kvarter firedobles fra ca. 40 MW i år 2005 til 160 MW i år 2025. De maksimale gradienter, der er nødvendige stiger fra 38 MW/minut i basisscenariet til 60 MW/minut ved en vindandel på 62 % i år 2025. Gradientbehovet over et femminutters interval næsten femdobles fra 55 MW i 2005 til 250 MW i 2025.

Samtidig med, at behovet øges, viser simuleringerne, at de konventionelle kraftvarmeværker bliver presset ud i uhensigtsmæssig lavlastdrift af den øgede vindkraft. Når værkerne kører i lavlast, er deres reguleringsevne dårlig. Konsekvensen er, at der optræder

flere tilfælde, hvor kraftværkerne ikke kan levere de nødvendige gradienter til reguleringen og derfor er det nødvendigt at hente regulering fra nabo-områder via udvekslingsforbindelserne. Men efterhånden som nabo-områderne også udbygger med vind, opstår der situationer med kritisk eloverløb, fordi der ikke kan reguleres via udvekslingsforbindelserne.

En måde at løse det problem på er at indføre et fleksibelt forbrug, som kan anvendes til nedregulering (man øger forbruget i de rette perioder). Simuleringerne viser, at et fleksibelt forbrug på 500 MW reducerer nettoeksporten med 2400 GWh/år ved en vindandel på ca. 62 % af elforbruget.

Efterhånden som vindandelen øges og de centrale kraftvarmeværker presses ned i lavlast viser simuleringerne, at forbruget af olie og gas stiger. Det øgede brændselsforbrug kan mindskes ved at inddrage den decentrale kraftvarmeproduktion som reguleringsreserve.

Den centrale kraftvarmeproduktion og det fleksible forbrug er to nye reguleringshåndtag, som gør det muligt at have meget høje vindandele (> 50 %) i det vstdanske net. Den fortrængte mængde af kul, som opnås ved en vindandel på 62 % (år 2025), reducerer CO₂-udledningen fra elproduktionen med 52 %. Ved brug af de decentrale kraftvarmeværker og fleksibelt forbrug til regulering er reduktionen lidt mindre (34 %), men det er ”prisen” for et stabilt net, med øget reguleringsreserve. Men selv med de nye reguleringshåndtag er der stadig behov for en udveksling på 5300 GWh eksport og 3300 GWh import henover året. Resultaterne peger i retning af, at den optimale drift for Vestdanmark og nabo-områderne er at hjælpes ad med at opretholde et stabilt net.

6.2 Perspektiver

Formålet med dette projekt var at undersøge de reguleringsmæssige problemer og løsninger, der er forbundet med den fremtidige udbygning af vindkraft.

Resultaterne af dette projekt peger i retning af, at især udvekslingen mellem nabo-områder har stor betydning da det sikrer systemsikkerheden på tværs af områder, lande og elnet. For det første fordi det øger den geografiske spredning af havmølleparkerne, og derved mindsker fluktuationerne i elproduktionen. Men den vigtigste fordel ved at udnytte udvekslingsforbindelserne er, at det sikrer, at der udbygges med vedvarende energi, som vindmøller, på de steder hvor der er de bedste vindforhold, i stedet for på de steder hvor der er flest støttekroner. Derved opnår landende samlet set den billigste reduktion af CO₂-uslippet forudsat, at der ikke er store flaskehalse mellem landene.

Problemstillingen om de reguleringsmæssige problemer og løsninger på tværs af landegrænserne hører også under formålet med dette projekt. Måske er det vigtigere at undersøge om reguleringsproblemerne ved vindkraftudbygningen kan reduceres nemmere og billigere ved at udnytte udvekslingsforbindelserne meget mere, i stedet for at undersøge hvorvidt hvert enkelt område er i stand til balancere deres eget net.

6.3 Videre arbejde

En oplagt mulighed i forbindelse med ovenstående er at undersøge hvorvidt transmissionsforholdene kan bære den eltransport som forårsages af en øget udbygning af vindkraft. Måske er det samfundsøkonomisk fordelagtigt at udbygge udvekslingsforbindelserne yderligere for at sikre den vedvarende energis fri bevægelighed mellem nabo-områder. I den forbindelse har transporten på tværs af områder også betydning for pris-sætningen af reguleringsreserven. Videre arbejde under formålet med dette projekt vil være, at inddrage dynamiske priser, der afhænger af udbuddet og efterspørgslen af reguleringsreserver og som begrænses af flaskehalse på udvekslingsforbindelserne.

I direkte forlængelse af dette projekt vil det også være muligt at undersøge betydningen af energilagring i elsystemet. Det kan gøres med det simuleringsprogram, der er udviklet her. Der bør undersøges konventionelle lagringsteknikker som varmelagre i forbindelse med især den decentrale kraftvarmeproduktion og vandreservoirs i forbindelse med vandkraftværker i Sverige og Norge. Men der bør også inddrages andre typer energilagring som trykluftlagring, batterier og svinghjul i en sådan undersøgelse. Energilagring kan reducere behovet for udveksling til nabo-områderne og derved have betydning for de transmissionsforhold, der er foreslået undersøgt ovenfor.

Der ligger altså mange reguleringsmæssige udfordringer forude, for at sikre at vindmølleudbygningen, både i Danmark og i andre lande, giver den optimale CO₂-besparelse. Det er udfordringer som at tillade nye typer reguleringshåndtag og at udbygge udvekslingsforbindelserne mellem landene, for at sikre at investeringerne i vedvarende energi foretages de rigtige steder. Det kræver samarbejde mellem landene, og derfor er disse udfordringer også i høj grad politiske og Danmark har et godt udgangspunkt for at tage initiativet til et samarbejde. Det er altså her at klima- og energiminister Connie Hedegaards ord bliver sat på prøve – Er Danmark klar til at løfte sin del af opgaven?

REFERENCER

(Abildgaard & Pedersen 2007)

Abildgaard, H., Pedersen, J., 2007. [Møde om eksamensprojekt og diskussion om reguleringsreserver og vindprognosefejl] (Personlig kommunikation, 29. Nov. 2007)

(Akhmatov et al., 2006)

Akhmatov, V., Rasmussen, C., Eriksen, P.B., & Pedersen, J., 2006. *Technical Aspects of Status and Expected Future Trends for Wind Power in Denmark*, [Online]. Tilgængelig på <http://www.interscience.wiley.com> (Wiley Interscience)[besøgt 8. januar 2008]

(Akhmatov & Eriksen 2007)

Akhmatov, V., Eriksen, P., E., 2007. A large Wind Power System in Almost Island Operation – A Danish Case Study. *IEEE Transactions on Power Systems* 22 (3), p. 937-943.

(Akhmatov & Knudsen 2007)

Akhmatov, V., Knudsen, H., 2007. Large Penetration of wind and dispersed generation into Danish power grid. *Electric Power Systems Research* (77), p. 1228-1238.

(Andersen & Lund 2006)

Andersen, N., A., Lund, H., 2007. New CHP partnerships offering balancing of fluctuating renewable electricity productions, *Journal of cleaner production*,(15) pp. 288-293.

(Bansal 2005)

Bansal, R., C., 2005. Optimization Methods for Electric Power Systems: An Overview. *International Journal of Emerging Electric Power Systems*. 2 (1), Art. 1021. p. 2.

(Dany 2001)

Dany, G., 2001. Power Reserve in Interconnected Systems with High Wind Power Production. In, *IEEE Porto Power Tech. Conference* 10-13 Sept. 2001, IEEE, Porto, Portugal.

(DONG 2007)

Christensen, T., 2007. [Møde om eksamensprojekt og diskussion om reguleringsreserver og kraftværker] (Personlig kommunikation, 30. okt, 13. dec. 2007 og 15. januar 2008)

(DONG 2008)

DONG Energy A/S, 2008. Grønne regnskaber for alle centrale kraftvarmeværker. [Online] Tilgængelig via http://www.dongenergy.com/DA/Ansvarlighed/rapporter/groenne_regnskaber.htm - klik "2005" [besøgt den 3. december 2008]

(Ea 2007)

Ea Energianalyse a/s, 2007. 50 pct. vindkraft i Danmark i 2025 – en teknisk - økonomisk analyse. [Online] Tilgængelig via <http://www.ea-energianalyse.dk/projects17.html> via linket 50 pct. vindkraft i Danmark i 2025 – resumé og rapport. [besøgt d. 10 januar 2008].

(Energinet.dk 2006)

Energinet.dk 2007. *Analyseforudsætninger 2006-2015* [Online]. Tilgængelig på [http://www.miljorapport2006.dk/media\(587,1030\)/Ref._14.pdf](http://www.miljorapport2006.dk/media(587,1030)/Ref._14.pdf) [besøgt 3. december 2007]

(energinet.dk 2007a)

Energinet.dk 2007. *Analyseforudsætninger 2007-2016* [Online]. Tilgængelig på <http://www.energinet.dk/NR/ronlyres/F53D95F7-36FF-477A-AD71-35C64DEDAFA4/0/Analyseforuds%C3%A6tninger20072016.pdf> [besøgt 2. december 2007]

(Energinet.dk, 2007b)

Energinet.dk, 2007. *Forudsætninger for analyser af regeringens energistrategi: "En visionær dansk energipolitik 2025" til Systemplan 2007*. [Online] Tilgængelig <http://www.energinet.dk/NR/ronlyres/ED6973F7-FD36-40F2-B335-D5D75B91201B/0/Forudsætninger201525.pdf> [besøgt 7. januar 2008]

(energinet.dk 2008a)

Energinet.dk, 2008. *Teknisk forskrift for termiske kraftværksenheder på 1,5 MW eller mere – side 29*. [Online] Tilgængelig på http://www.energinet.dk/NR/ronlyres/C72A3A02-5801-49AB-9C51-09E3D37AF2A7/0/TekniskForskrift323Termiskkraftværksenhederpå1_5MWellermere301007.pdf [besøgt den 11. december 2007]

(energinet.dk, 2008b)

Energinet.dk 2008. *Udtræk af markedsdata* [Online]. Tilgængelig på <http://www.energinet.dk/da/menu/Marked/Udtr%C3%A6k+af+markedsdata/Udtr%C3%A6k+af+markedsdata.htm> [besøgt 7. januar 2008]

(Energistyrelsen, 2006)

Energistyrelsen. *Basisfremskrivningen til CO₂-kvoteallokeringsplanen for 2008-12 og regeringens energistrategi: En visionær dansk energipolitik – side 31*. [Online] Tilgængelig via http://www.mst.dk/NR/ronlyres/4C8DFBDA-CD8B-4F44-A557-9C63AEE97DAD/0/Basisfremskrivning_Sep06samlet.pdf [besøgt 8. januar 2008]

(Energistyrelsen 2007)

Energistyrelsen, 2007. *Fremtidens havmølleplaceringer – 2025*. Ed. Steffen Nielsen. [Online] Tilgængelig via http://www.ens.dk/graphics/Publikationer/Havvindmoeller/Fremtidens_Havvind_Final_240407.pdf [besøgt d. 10 januar 2008]

(ENS, 2008)

Energistyrelsen. 2008. *EU's klima- og energiplan: Europas største grønne udfordring* [Online]. Tilgængelig på <http://www.ens.dk/sw63079.asp> [besøgt 24. januar, 2008]

(Ernst 1999)

Ernst, B., 1999. Analysis of Wind Power Ancillary Services Characteristics with German 250-MW Data. [Online] Tilgængelig på <http://www.nrel.gov/docs/fy00osti/26969.pdf> (National Renewable Energy Laboratory) [besøgt 11. Nov 2007]

(Eurostat 2007)

Eurostat. *Energy - Yearly statistics 2005, (2007 version) – side 97*. [Online] Tilgængelig på <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/> - vælg engelsk – tilgængelig via Quick Search på "978-92-79-06483-8". ISBN.978-92-79-06483-8

(Holttinen & Pedersen, 2003)

Holttinen, H., Pedersen, J., 2003. The Effect of Large Scale Wind Power on a Thermal System Operation. In, *Proceedings of the Fourth International Workshop of Large-Scale Integration of Wind Power and Transmission Networks for Offshore Windfarms*, Billund, Denmark 20-22 Oct. 2003. KTH , Stockholm, Sweden.

(Holttinen 2004)

Holttinen, H., 2004. The Impact of large scale wind power production on the Nordic Electricity System. ,Espoo, Finland, VTT Publications 554. [Online] Tilgængelig på <http://www.vtt.fi/inf/pdf/publications/2004/P554.pdf>

(Lund & Clark 2002)

Lund, H., Woodrow, W., C., 2002. Management of fluctuations in wind power and CHP comparing two possible Danish strategies, *Energy*, (27) pp. 471-483.

(Lund & Münster 2003)

Lund, H., Münster, E., 2003. Modelling of Energy systems with a high percentage of CHP and wind power, *Renewable Energy*, (28) pp. 2179-2193.

(Lund & Münster 2004)

Lund, H., Münster, E., 2004. Management of Surplus Electricity Production from a Fluctuating Renewable Energy Source, *Applied Energy*, (76,) pp. 65-74.

(Lund 2005)

Lund, H., 2005. Largescale integration of wind power into different energy systems, *Energy*, (30) pp. 2401-2412.

(Lund & Münster 2006)

Lund, H., Münster, E., 2006. Integrated energy systems and local energy markets, *Energy Policy*, (34) pp. 1152-1160.

(Nordel, 2005)

Nordel. *Annual statistics 2005* – side 4 [Online] Tilgængelig på <http://www.nordel.org/Content/Default.asp?> via link: Annual Statistics 2005.pdf [besøgt 11. januar 2008]

(Nordel 2007)

Nordel, 2007. *Wind Power in Nordel - system impact for the year 2008 – annex 1*. [Online] Tilgængelig via <http://www.svk.se/upload/4176/vindkraftsrapport.pdf> [besøgt d. 5. januar 2008]

(Paatero & Lund 2005)

Paatero, J., V., Lund, P., D., 2005. Effects of energy storage on variations in wind power. *Wind Energy*, (8), p. 421-441.

(Sørensen et al 2007)

Sørensen, P., et al., 2007. Power Fluctuations From Large Wind Farms. *IEEE Transactions on Power Systems*. 22 (3), p. 958-965.

(Østergaard 2003)

Østergaard, P., A., 2003. Transmission-grid requirements with scattered and fluctuating renewable electricity-sources, *Applied Energy* (76), p. 247-255.

A

SCENARIER - NØGLEDATA

2005 (vindandel ~20 %)	DK1	DK2	Sverige	Norge	Tyskland
Kraftværkskapacitet [MW]	5.116	4.397	32.687	28.512	105.094
Central (termisk)	3.402	3.755			
Decentral (termisk)	1.714	642			
Vindkraftkapacitet [MW]	2.393	748	525	281	18.428
Offshore	160	166			
Onshore	2.233	582			
Elforbrug [GWh]	21.058	14.484	147.300	125.900	517.504
Varmeforbrug [TJ]	72.386	-	-	-	-
Transmissionkapacitet [MW]	n.a.	-	630	1.000	950
Til DK1	n.a.	-	670	1.000	1.350
Fra DK1					
Gradient på transmission	n.a.	0,5	0,5	0,5	1
Gradient på produktion	n.a.	0,02	0,02	0,06	0,02

2010 % vindandel ()	DK1	DK2	Sverige	Norge	Tyskland
Total produktionskapacitet [MW]	5.116	4.397	32.687	28.512	105.094
Central (termisk)	3.402	3.755			
Decentral (termisk)	1.714	642			
Vindkraftkapacitet [MW]	2.760	966	2.000	1.275	27.648
Offshore	360	366			5.400
Onshore	2.400	600			22.248
Elforbrug [GWh]	21.350	14.370	153.530	132.320	559.800
Varmeforbrug [TJ]	72.386	-	-	-	-
Transmissionkapacitet [MW]	n.a.	600	(630)	(1.000)	1.500
Til DK1	n.a.	600	(670)	(1.000)	2.000
Fra DK1					
Gradient på transmission	n.a.	0,5	0,5	0,5	1
Gradient på produktion	n.a.	0,02	0,02	0,06	0,02

2015 % vindandel ()	DK1	DK2	Sverige	Norge	Tyskland
Kraftværkskapacitet [MW]	5.116	4.397	32.687	28.512	105.094
Central (termisk)	3.402	3.755			
Decentral (termisk)	1.714	642			
Vindkraftkapacitet [MW]	3.160	966	4.000	3.250	36.000
Offshore	760	366			9.800
Onshore	2.400	600			26.200
Elforbrug [GWh]	22.250	14.930	156.130	134.870	585.800
Varmeforbrug [TJ]	72.386	-	-	-	-
Transmissionkapacitet [MW]	n.a.	600	630	1.000	2.000
Til DK1	n.a.	600	670	1.000	2.000
Fra DK1					
Gradient på transmission	n.a.	0,5	0,5	0,5	1
Gradient på produktion	n.a.	0,02	0,02	0,06	0,02

2020 % vindandel ()	DK1	DK2	Sverige	Norge	Tyskland
Kraftværkskapacitet [MW]	5.116	4.397	32.687	28.512	105.094
Central (termisk)	3.402	3.755			
Decentral (termisk)	1.714	642			
Vindkraftkapacitet [MW]	4.160	1.066	6.000	6.000	48.300
Offshore	1.360	366			20.400
Onshore	2.800	700			27.900
Elforbrug [GWh]	23.080	15.490	158.210	136.970	616.200
Varmeforbrug [TJ]	72.386	-	-	-	-
Transmissionkapacitet [MW]	n.a.	600	630	1.000	2.000
Til DK1	n.a.	600	670	1.000	2.000
Fra DK1					
Gradient på transmission	n.a.	0,5	0,5	0,5	1
Gradient på produktion	n.a.	0,02	0,02	0,06	0,02

2025 (vindandel ~ 50%)	DK1	DK2	Sverige	Norge	Tyskland
Kraftværkskapacitet [MW]	3.983	2.454	32.687	28.512	105.094
Central (termisk)	2.317	1.809			
Decentral (termisk)	1.666	645			
Vindkraftkapacitet [MW]	5.360	1.166	(6.000)	(6.000)	48.300
Offshore	2.160	366			20.400
Onshore	3.200	800			27.900
Elforbrug [GWh]	23.560	15.810	159.700	138.700	646.600
Varmeforbrug [TJ]	72.386	-	-	-	-
Transmissionkapacitet [MW]	n.a.	600	630	1.000	2.500
Til DK1	n.a.	600	670	1.000	2.500
Fra DK1					
Gradient på transmission	n.a.	0,5	0,5	0,5	1
Gradient på produktion	n.a.	0,02	0,02	0,06	0,02

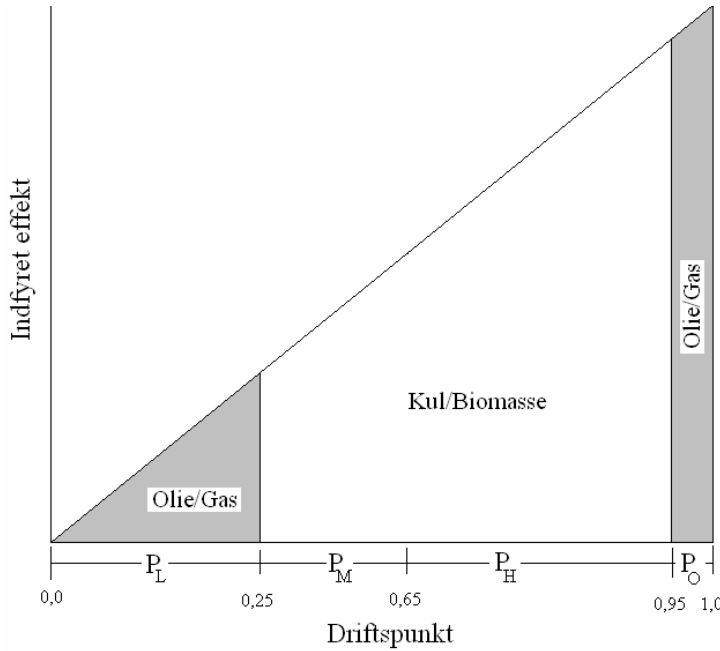
B

KARAKTERISTIKA FOR KRAFTVÆRKER

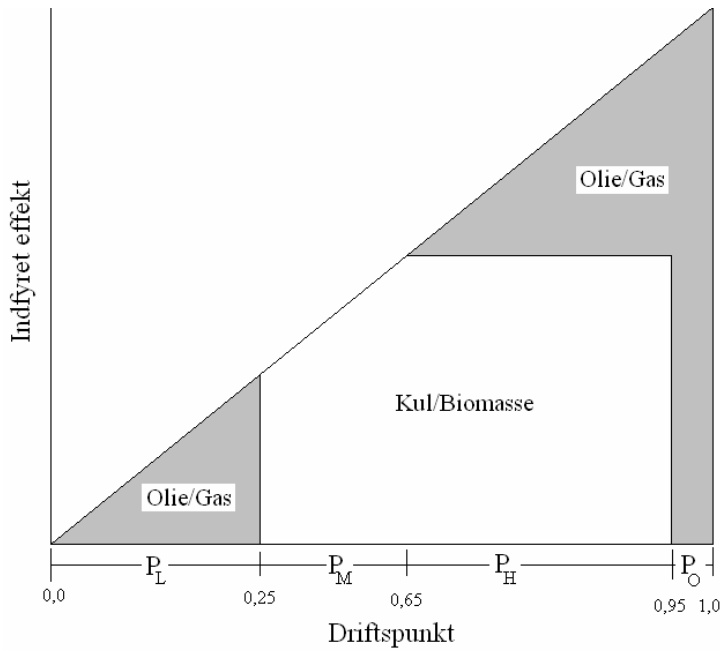
Tabel 1: Kilde: (DONG 2008) (energinet 2008a)

Værktype	Navn på værk	Centrale kraftværker										Decentrale kraftværker																			
		Studstrup værk	Ensted værk	Skaerbæk værk	Esbjerg værk	Fyns værk	Nordjyllands værk	Herningværk	Odense kraftværker	Fredrikshavn 1	Grenå	Hansholm	Hirtshals	Løgum Kloster	Nibe	Ringkøbing	Rudkøbing	Skjern	Århus	Fredrikshavn 2	Haderslev	Horsens	Målbjerg	Vejlen	Bjerringbro	Langå	Nordborg	Rask mølle	Silkeborg	Samlet decentral	
Forkørelse Sted	SSV	Århus	ENV	SKV	ESV	FVY	NUV	HEV																							
	Åbenrå			Skærbæk	Esbjerg	Odense	Ålborg	Herning	Odense																						
P.O.karakteristika	Max EI (MW (P1))	700	633	392	378	640	661	96	24	18	18	5	9	6	5	6	3	8	10	3	5	36	28	3	6	1	3	1	49	1375	
	Max EI (MW v max varme (P2))	543	622	304	293	496	505	74	19	14	14	4	7	5	4	5	2	6	7	2	3	27	22	2	5	1	2	1	38	1066	
	Min EI (MW (P3))	65	88	35	59	80	9	2	1	2	2	0	1	1	0	1	0	1	1	0	0	3	3	0	1	0	0	0	5	127	
	Min EI (MW v varme (P4))	140	127	78	76	128	130	19	5	4	4	1	2	1	1	1	1	1	2	2	1	7	6	1	1	0	1	0	10	275	
	Min Varme MU/s v max el (Q1)	0	0	0	0	0	0	127	32	23	24	7	12	8	6	8	3	11	13	3	6	47	37	3	8	2	4	1	86	1833	
	Max Varme MU/s (Q2)	910	86	444	460	782	462	174	64	40	60	12	21	14	11	14	6	19	22	13	15	45	68	9	14	3	7	2	113	3163	
	Max Varme MU/s v min el (Q3)	177	86	86	89	152	90	22	12	5	8	2	3	2	1	2	1	2	3	2	2	6	9	1	2	0	1	0	15	408	
	Min Varme MU/s (Q4)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Brændstoftilførsel TJ/år	Kul	23016	9650		15905	17866	19361				1260																				
	Biomasse	1860	1667	11123		816	236	203	201	20	1	225	0	0	0	0	0	0	0	0	349	662	917	2520	375	0	0	0	752		
	Gas	337	207	107	134	246	236	203	20	1	225	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	823	180	0	0	0	0	0	136	30	
	Olje	967	962	0	992	944	968	656	993	996	911	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1000	525	993	1000	0	0	0	0	835		
	Hovedbrændstof forbrug %																														
Energi produktion TJ/år	EI produktion	7974	4229	4255	6118	6604	8055	1009	621	62	313																			21604	
	Fjernvarme produktion	8962	616	3436	2578	8246	3474	2143	1965	290	2045	247	412	275	220	275	115	380	440	290	456	914	1726	247	284	60	137	32	2253	88032	
Virkningsgrad	EI (middel)	31,6	36,7	37,9	38,4	34,4	41,1	27,8	21,9	17,6	12,4	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9	13,1	19,9	19,4	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9	21,6	68,0	
	Varme (middel)	36,6	5,3	30,6	16,2	43,6	17,7	59,0	69,0	82,8	80,7																				
Gradient karakteristika	Gradient grænse 1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	
	Gradient grænse 2	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	
	Gradient grænse 3	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	
	Gradient interval 1	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	
	Gradient interval 2 HB	0,2	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	
	Gradient interval 2 DB	0,04	0,04	0,08	0,04	0,04	0,04	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	
	Gradient interval 3	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	
Brændstof karakteristika	Brændstof grænse HB min	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	
	Brændstof grænse HB max	0,9	0,9	0,5	0,9	0,9	0,9	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	
	Brændstof grænse HB spidslast	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	
Energiindex	SB pris index	1,60	1,60	1,60	1,60	1,60	1,60	1,60	1,60	1,60	1,60	1,60	1,60	1,60	1,60	1,60	1,60	1,60	1,60	1,60	1,60	1,60	1,60								

C



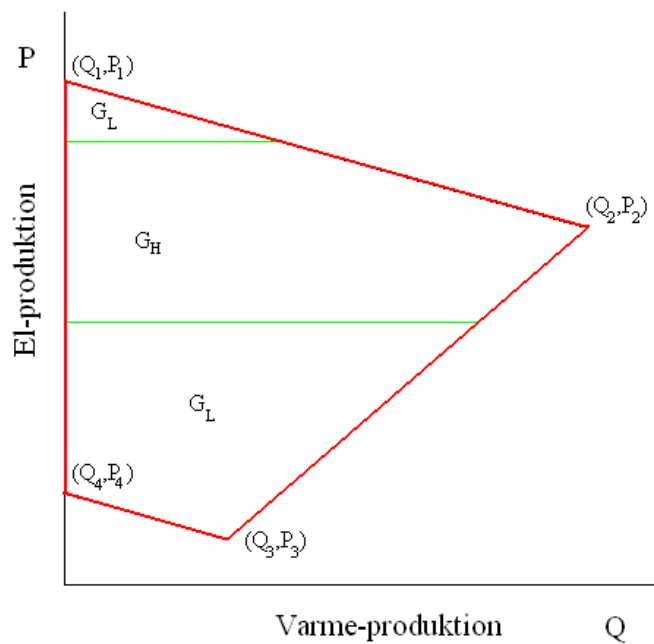
Brændselsdiagram for centralt kraftvarmeværk



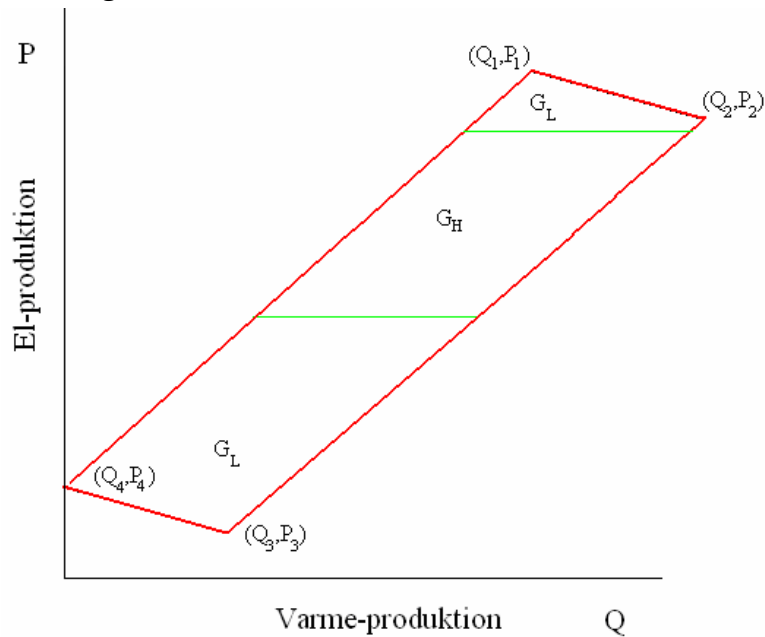
D

P/Q DIAGRAMMER FOR VÆRKER

Brændselsdiagram for centralt kraftvarmeværk



P/Q-diagram for centralt kraftvarmeværk



P/Q-diagram for decentralt kraftvarmeværk

E

STRUKTURARRAYS FRA PROGRAM

Strukturarray med distributionsdata

Field	Value
Kap_DK1_N	<4441x1 double>
Kap_N_DK1	<4441x1 double>
Kap_DK1_S	<4441x1 double>
Kap_S_DK1	<4441x1 double>
Kap_DK1_D	<4441x1 double>
Kap_D_DK1	<4441x1 double>
Fys_DK1_N	<4441x1 double>
Fys_DK1_S	<4441x1 double>
Fys_DK1_D	<4441x1 double>
CCHP_DK1	<4441x1 double>
DCHP_DK1	<4441x1 double>
Vind_L_DK1	<4441x1 double>
Vind_H_DK1	<4321x1 double>
El_forb_DK1	<4441x1 double>
Vind_DK2	<4441x1 double>
El_forb_DK2	<4441x1 double>
Reg_ned_DK1	<4441x1 double>
Reg_op_DK1	<4441x1 double>
Reg_ned_pris_DK1	<4441x1 double>
Reg_op_pris_DK1	<4441x1 double>
FJV_DK1	<4441x1 double>

Strukturarray med simuleringsdata

Field	Value
Scenario	'DK_2005'
Periode	1
Enhedsnavn	<16x1 cell>
Elteffekt	<16x4 double>
Varmeeffekt	<16x4 double>
Braendsel	<16x6 double>
Braendselspris	<16x2 double>
Virkningsgrad	<16x5 double>
Gradient	<16x7 double>
Varmeforbrug	<16x1 double>
Effektpotentiale	<16x720 double>
Varmefordeling	<16x720 double>
Reguleringstype	<16x1 double>
Udlandforbindelse	<16x5 double>
Driftsstrategi	<10x2 double>
Regulator_vaerdi	<16x720 double>
X	<16x720 double>
dX	<16x719 double>
X_max	<16x720 double>
X_min	<16x720 double>
X_max_G	<16x720 double>
X_min_G	<16x720 double>
X_max_Q	<16x720 double>
X_min_Q	<16x720 double>
X_max_E	<16x720 double>
X_min_E	<16x720 double>
Ubalance	<1x720 double>
Virkningsgrad_t	<16x720 double>
Produktionspris	<16x720 double>
Produktionsudgifter	<16x720 double>
Braendstofforhold	<16x720 double>
Braendstofftyper	<6x1 cell>
Braendstofforbrug	<6x720 double>
Regbehov	<1x719 double>
Reguler	<1x719 double>
Reserve_op	<1x719 double>
Reserve_ned	<1x719 double>
Udveksel	<1x719 double>

Strukturarray med output data

Array Editor - data2{1,1}	
Field	Value
Reguler_behov	<1x48737 double>
Max_opregulering	39.211
Maxopregindex	41272
Max_nedregulering	-35.318
Maxnedregindex	26408
Maxopregulering_5min	17.239
Maxopregindex_5min	33022
Max_nedregulering_5min	-11.402
Maxnedregindex_5min	27129
Maxopreg_data	[0 -7.4025 -11.651 -9.7121 0.35598 39.567 48.981 43.269 14.192 -1.3938]
Maxnedreg_data	[0 0.81049 1.6214 2.4326 -0.17718 -35.495 -48.657 -49.046 -48.156 -47.636]
Maxopreg5_data	[0 37.953 76.511 81.57 81.333 80.658]
Maxnedreg5_data	[0 -7.8468 -29.12 -42.282 -56.73 -55.762]
Reserver_op	<1x48737 double>
Reserver_ned	<1x48737 double>
Reserver_op_m_DCHP	<1x48737 double>
Reserver_ned_m_DCHP	<1x48737 double>
Benyttet_reserve_op	<1x48737 double>
Benyttet_reserve_ned	<1x48737 double>
Eloverloeb	0
Kritisk_Eloverloeb	1.7817
Braendstofforbruksforhold	[1.3114e+007;2.7225e+006;4.994e+006;0;1.5513e+006;-1.5179e+006]
Import_export	[1.5513e+006;-1.5179e+006]
CHP_produktion	[2.0973e+006;2.0592e+006;9.227e+005;1.0005e+006;2.0618e+006;1.8811e+006;5.8135e+006]
HB_produktion	[1.9538e+006 1.9539e+006 0 8.4849e+005 1.9847e+006 1.6773e+006 4.6955e+006]
SB_produktion	[1.4353e+005 1.0534e+005 9.227e+005 1.5203e+005 77154 2.038e+005 1.118e+006]
Reserve_op_ulf	<1x48737 double>
Reserve_ned_ulf	<1x48737 double>
Vind_produktion	4.994e+006

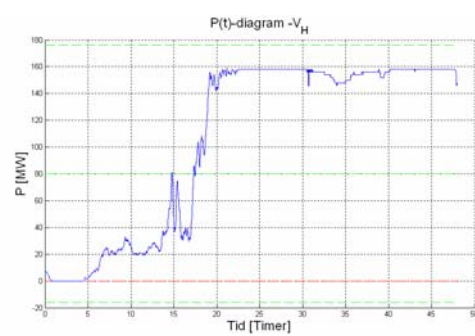
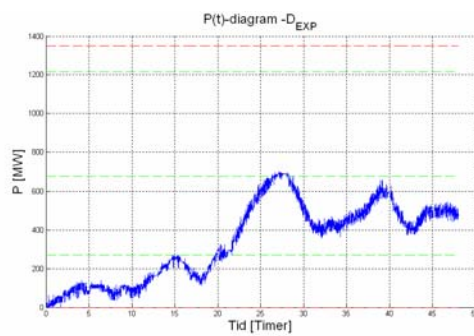
F

SITUATIONEN DEN 10.03.2005 (2025)

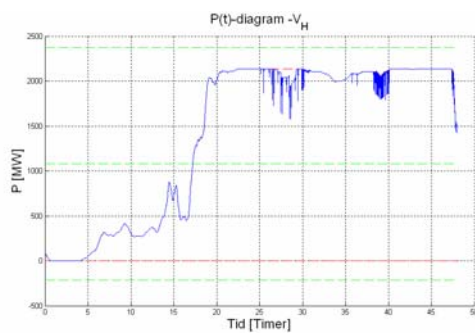
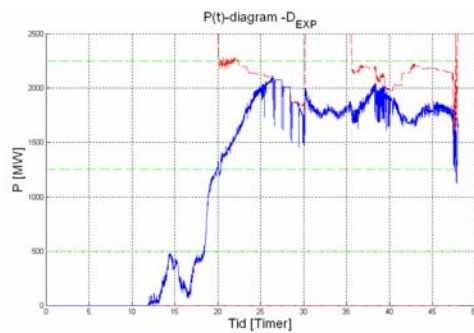
Eksport til Tyskland

Offshore vindmøller

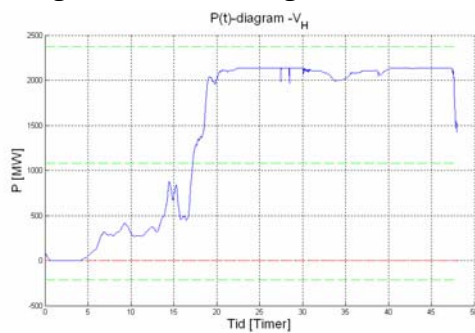
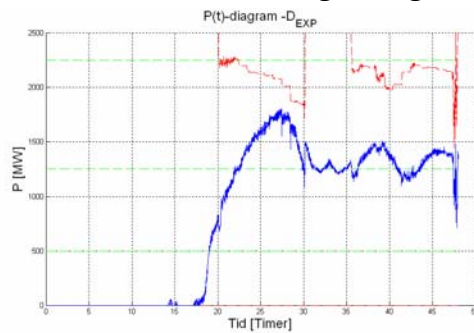
2005



2025



2025, regulering med DCHP og fleksibelt forbrug



www.oersted.dtu.dk

Ørsted·DTU
Institut for Automation (AU)
Technical University of Denmark
Elektrovej 326
DK-2800 Kgs. Lyngby
Denmark
Tel: (+45) 45 25 35 50
Fax: (+45) 45 88 12 95
E-mail: info@oersted.dtu.dk