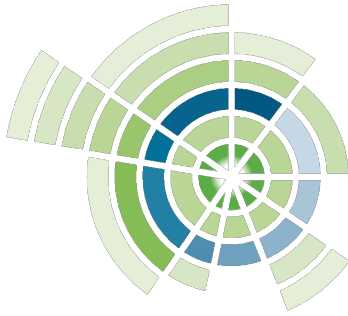




Elmarkedsstatistik

2016



Grøn Energi er fjernvarmens tænketank. Vi omsætter innovation og analyser til konkret handling til gavn for den grønne omstilling, vækst og beskæftigelse i fjernvarmebranchen. Grøn Energi bygger på et dynamisk fællesskab mellem Dansk Fjernvarme, de toneangivende danske eksportvirksomheder, rådgivere, interesseorganisationer samt universiteter.

Dato: 2. marts 2017

Udarbejdet af: Christian Holmstedt Hansen

Kontrolleret af: Nina Detlefsen

Beskrivelse: Analysen indeholder statistik over spotpriser, produktioner, flow på udlandsforbindelser og regulerkraft. Analysen bygger på historiske markedsdata fra 2010-2016.

Grøn Energis medlemmer:



Opsummering

Grøn Energi har med udgangspunkt i historiske markedsdata fra Energinet.dk og Nord Pool udarbejdet en analyse med fokus på spotpriser, produktioner, flow på udlandsforbindelser og regulerkraft.

I dette afsnit beskrives de vigtigste observationer for udviklingen af priser, produktioner og flow af el.

Stigende gennemsnitspriser i Norden: De nordiske gennemsnitlige spotpriser er alle steget fra 2015-2016. Prisen i DK1 steg ca. 16 %, mens prisen i DK2 steg ca. 20 %. De svenske og norske priser steg også, mens de tyske priser faldt marginalt. Gennemsnitspriserne i Norden og Tyskland er nu tætte på hinanden. Spændet mellem højeste pris (Østdanmark) og laveste pris (Norge) er ca. 30 DKK/MWh.

Faldende engelsk spotpris: Den engelske gennemsnitspris faldt ca. 12 %, eller hvad der svarer til ca. 50 DKK/MWh. Spotprisen i England ligger dog stadig i et højere niveau end de nordiske priser (ca. 150 DKK/MWh højere).

2016 - mindre vind, mere central produktion: Vindproduktionen faldt fra 2015-2016, mens den termiske produktion steg. I DK1 faldt vindproduktionen 8 % (ca. 0,90 TWh), mens den faldt 16 % (ca. 0,47 TWh) i DK2. Tilgængæld steg den centrale produktion i DK1 med 24 % (ca. 1,31 TWh) og i DK2 med 16 % (ca. 0,59 TWh). Den decentrale produktion steg kun marginalt. Den mindre mængde vindmøllestrøm blev altså erstattet af mere, men dyrere, termisk produktion.

Elproduktion fra vind og sol er større end termisk produktion i DK1: I både 2015 og 2016 var den samlede elproduktion fra vind og sol større end den termiske elproduktion i DK1. Dette var ikke tilfældet i DK2 hvor den termiske elproduktion stadigvæk er større end elproduktionen fra vind og sol.

Større flow fra Vest mod Øst via storebæltskablet: Udnyttelsen af kablet over storebælt er støt stigende fra DK1 mod DK2. Den fulde kapacitet blev udnyttet mod DK2 hvad der svarer til 78 % af tiden i 2016. Den modsatte vej var den gennemsnitlige udnyttelse kun ca. 4 MW. Flaskehalsindtægterne på forbindelsen er ligeledes steget. På de resterende forbindelser til Danmark er flaskehalsindtægterne faldet fra 2015-2016.

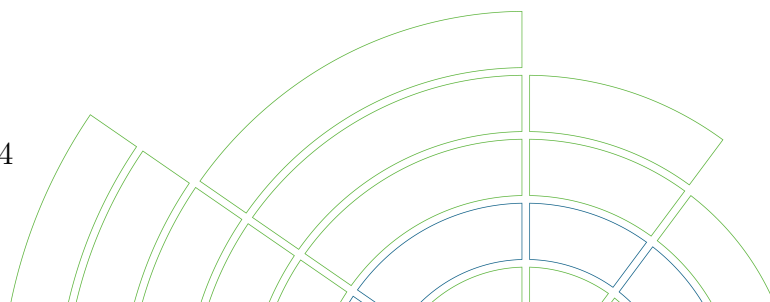
DK2 er nettoimportør af strøm: Østdanmark er nettoimportør af strøm fra udlandet (ca. 1,08 TWh), men importerer også ca. 4 TWh fra DK1. Der forbruges altså ca. 5 TWh mere strøm i DK2 end der produceres. DK1 er også nettoimportør fra udlandet, men hele den mængde DK1 importerer (netto) og lidt til, eksporteres som sagt til DK2. DK1 producerer ca. 0,2 TWh mere end der forbruges i området.

Stadig større assymetri på forbindelsen til Tyskland: Fra 2015-2016 steg den gennemsnitlige tilgængelige kapacitet fra Tyskland mod Vestdanmark ca. 450 MW. Den modsatte vej er den gennemsnitlige kapacitet faldet og har gjort det hvert år siden 2010. I 2016 var den gennemsnitlige tilgængelige kapacitet mod Tyskland kun ca. 195 MW, eller ca. 11 % af den fysiske kapacitet sammenlignet med ca. 87 % den anden vej.

Importpris højere end eksportpris mellem Norge og Vestdanmark: Den vægtede gennemsnitlige importpris fra Norge har siden 2012 været højere end den tilsvarende eksportpris. Vestdanmark importerer altså gennemsnitligt strøm fra Norge når prisen er høj og eksporterer strøm når prisen er lav. Der findes en sammenhæng mellem vindproduktionen i DK1 og import/eksport til Norge. Når vindproduktionen er høj eksporteres der gennemsnitligt til Norge (lav pris), mens det omvendte er tilfældet når vindproduktionen er lav.

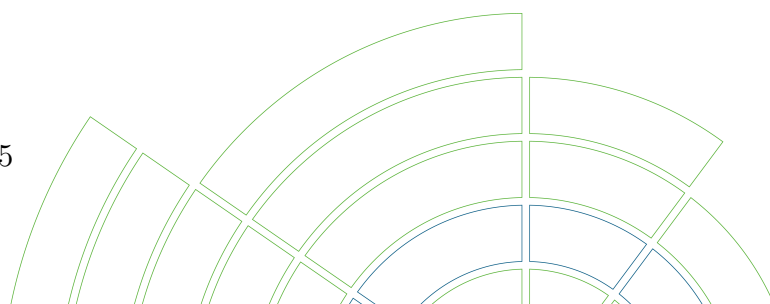
Eksportpris højere end importpris mellem Tyskland og Vestdanmark: Den vægtede gennemsnitlige eksportpris til Tyskland har siden 2010 været højere end den tilsvarende importpris. Importen fra Tyskland er voksende med mængden af vindproduktion. Eksporten til Tyskland er tilgængelig meget lille og sker oftest til meget høje priser. Kun ca. 20 % af flowet på forbindelsen går mod Tyskland. At Nordtyskland ikke kan sende nok vindmøllestrøm til Sydtyskland ser ud til at betyde meget lave priser i Nordtyskland som betyder at Danmark (og Norden) kan købe meget billig strøm.

Mængden af specialregulering er større end mængden af regulerkraft: I både 2015 og 2016 var mængden af specialnedregulering væsentligt større end mængden af nedregulering. Den totale mængde af specialregulering var i både 2015 og 2016 næsten lige så stor som den totale mængde af regulerkraft. De seneste to år har regulerkraftmarkedet altså bestået af ca. 50 % specialregulering og ca. 50 % almindelig regulerkraft. Ser man kun på nedregulering og specialnedregulering (som der er mest af), så er der specialnedregulering i ca. 40 % af timerne med nedregulering, mens mængden af specialnedregulering udgør omkring 75 % af den samlede mængde af nedregulering. I 2015 og 2016 har aktørerne dermed i 40 % af tiden budt ind i markedet i den tro at det var et marginalprissat marked, mens de i virkeligheden er endt med at blive afregnet som pay-as-bid. Dette er et problem da man i et marginalprissat marked bør byde ind med sin marginalpris, mens man i et pay-as-bid marked bør byde ind med sin marginalpris, samt et tillæg for faste omkostninger.



Indhold

Indhold	5
Introduktion	6
Spotpriser	7
Gennemsnitlige spotpriser	7
Beskrivende statistik	9
Vægtede spotpriser	11
Produktion og forbrug	13
Vindproduktion	17
Udlandsforbindelser	20
Flow på udlandsforbindelser	20
Kapacitet på udlandsforbindelser	24
Storebælt, flow og kapaciteter	26
Flaskehalsindtægter	27
Vægtede import/eksport-priser på udlandsforbindelser	29
Regulerkraft	38
Specialregulering	40
Bilag A Appendiks	42
Tabeller	42
Produktion og forbrug, middel, median-og maksimum timeværdier	45

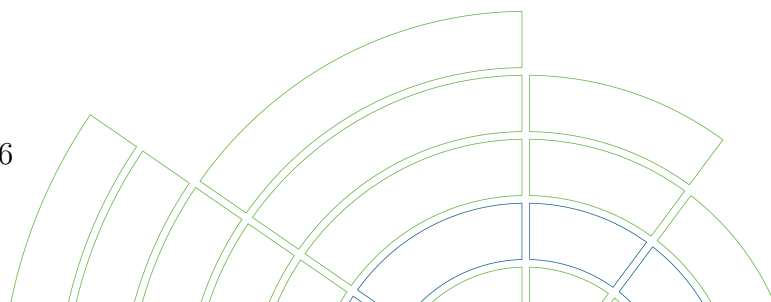


Introduktion

Elsystemet er i disse år inde i en rivende udvikling. Dels introduceres stadig mere vedvarende energikapacitet og dels udbygges transmissionsnettet i hele Europa massivt. Dette giver anledning til ændrede flowmønstre og ændrede priser. I denne analyse vises udviklingen i grafer.

Analysen bygger på data som er tilgængelige på Energinet.dk's hjemmeside (Markedsdata) og på Nord Pool's hjemmeside.

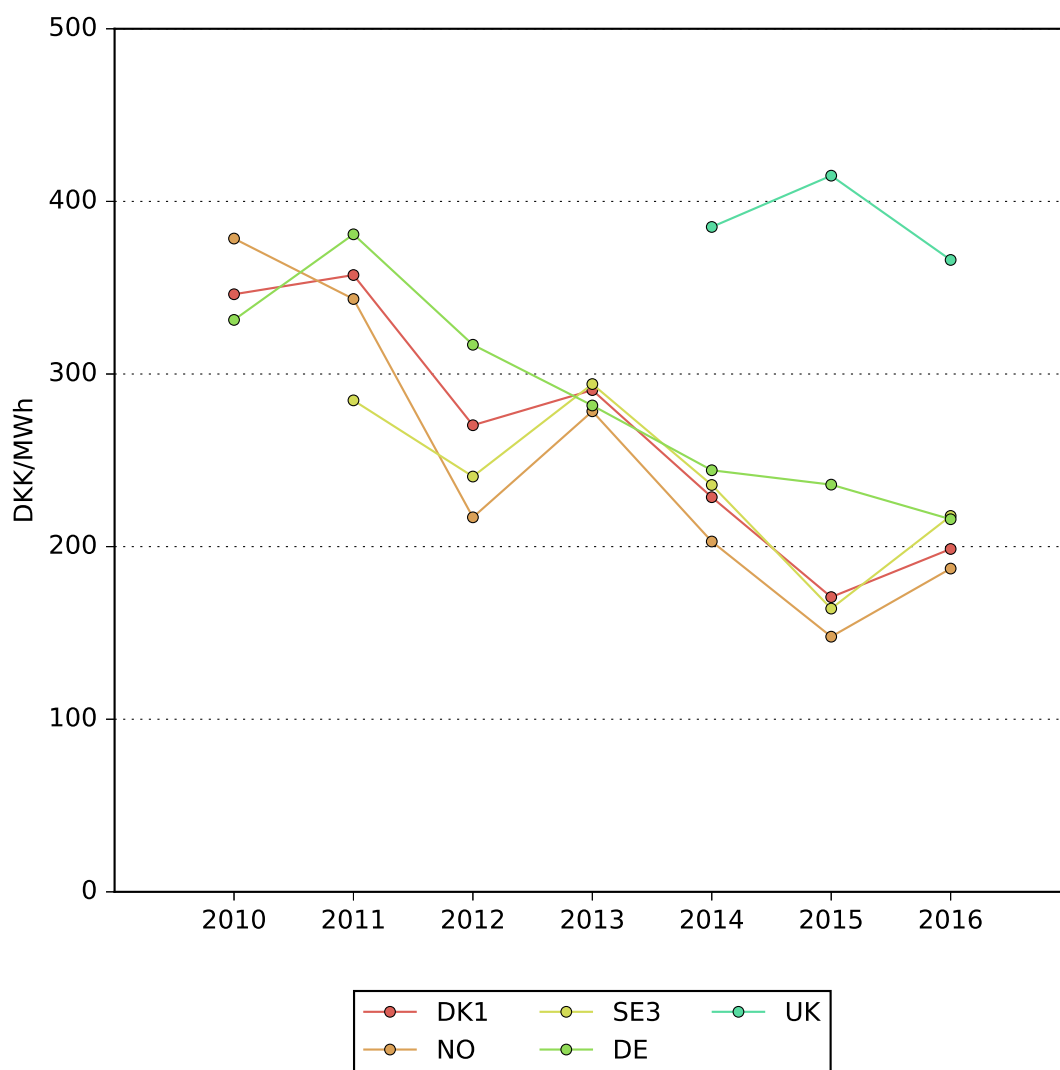
Analysen indeholder primært data for de to danske prisområder, DK1 for Vestdanmark og DK2 for Østdanmark. Dertil kommer i nogle tilfælde data for de områder som Danmark er forbundet med såsom Tyskland (DE), England (UK), Sverige (SE3 og SE4) og Norge (NO).



Spotpriser

Dette afsnit indeholder statistik om spotpriser for årene 2010-2016. Afsnittet indeholder gennemsnitlige spotpriser, vægtede spotpriser og beskrivende statistik som minimums-og maksimumspriser, medianpriser og standardafvigelse.

Gennemsnitlige spotpriser



Figur 1: Gennemsnitlige spotpriser i områder forbundet med DK1, 2010-2016

Figur 1 viser udviklingen i gennemsnitlige spotpriser i DK1 og i de udenlandske områder DK1 enten er forbundet med eller kan tænkes at blive forbundet med i fremtiden. Der ses en generelt faldende tendens i hele perioden, dog er gennemsnitsprisen steget fra 2015-2016 (ca. 16 % for DK1 og ca. 20 % for DK2), undtagen i Tyskland, hvor prisen er faldet lidt. Med undtagelse af de engelske priser ligger gennemsnitspriserne tæt på hinanden, dog er gennemsnitsprisen lavest i Norge. Bemærk at den engelske gennemsnitspris er faldet ca. 50 DKK/MWh fra 2015-2016, eller ca. 12 %. Spændet mellem den højeste (DK2) og laveste (NO)

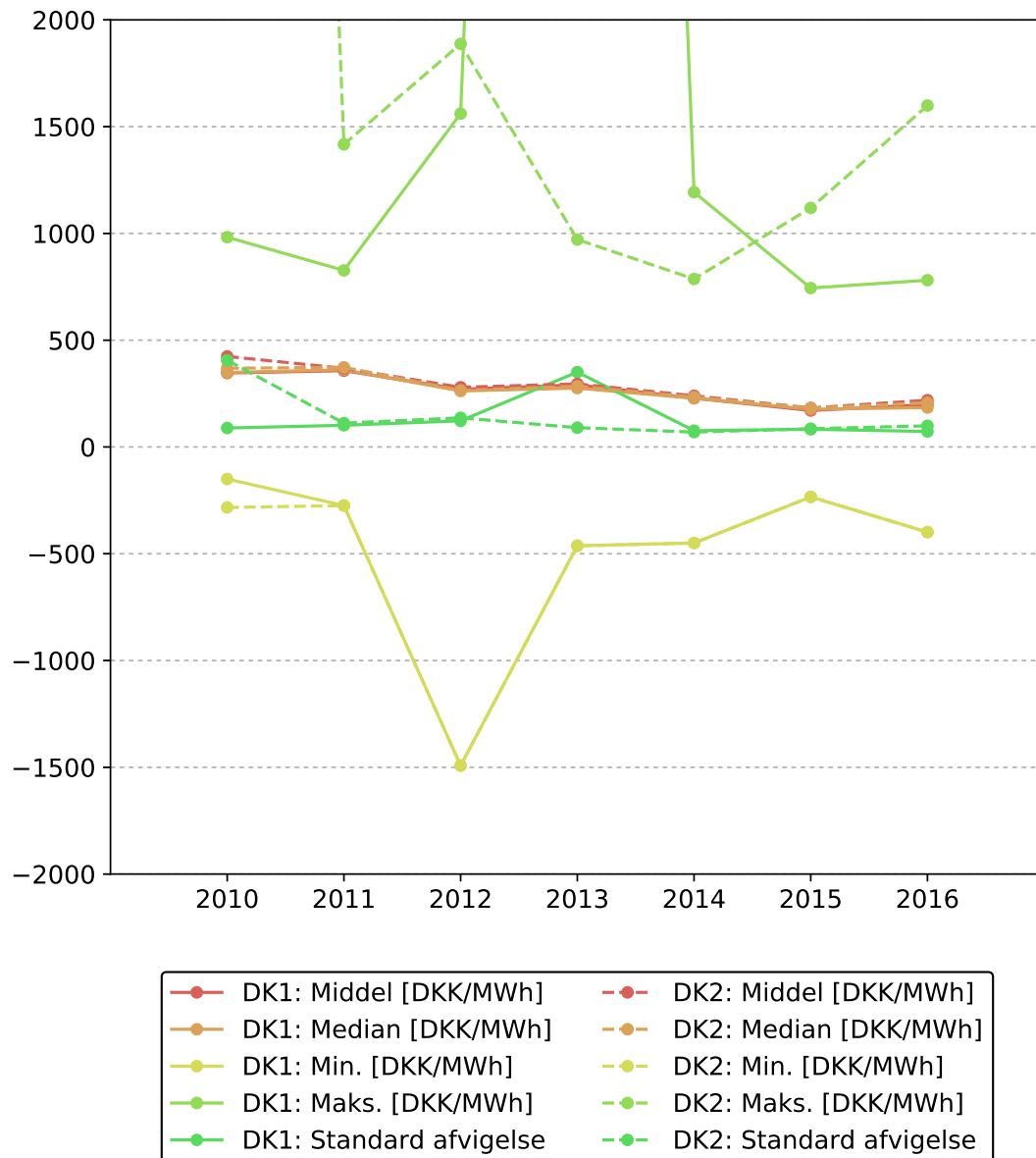
nordiske pris er ca. 30 DKK/MWh, mens spændet mellem de nordiske priser og den engelske pris er ca. 150 DKK/MWh.



Figur 2: Gennemsnitlige spotpriser i områder forbundet med DK2, 2010-2016

Figur 2 viser udviklingen i gennemsnitlige spotpriser i DK2 og i de udenlandske områder DK2 er forbundet med. Tendensen er den samme som i Figur 1. Den svenske og danske gennemsnitspris er næsten den samme som den tyske gennemsnitspris, efter at have afvejet fra den tyske pris i 2015.

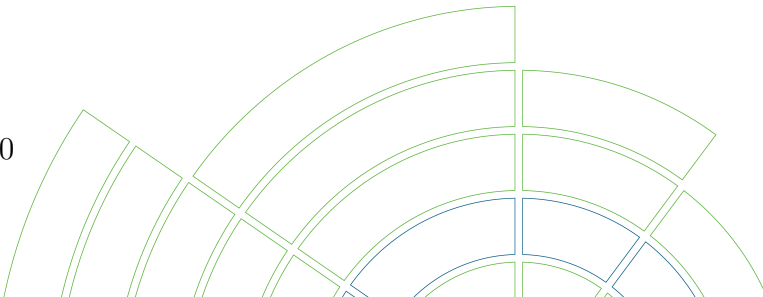
Beskrivende statistik



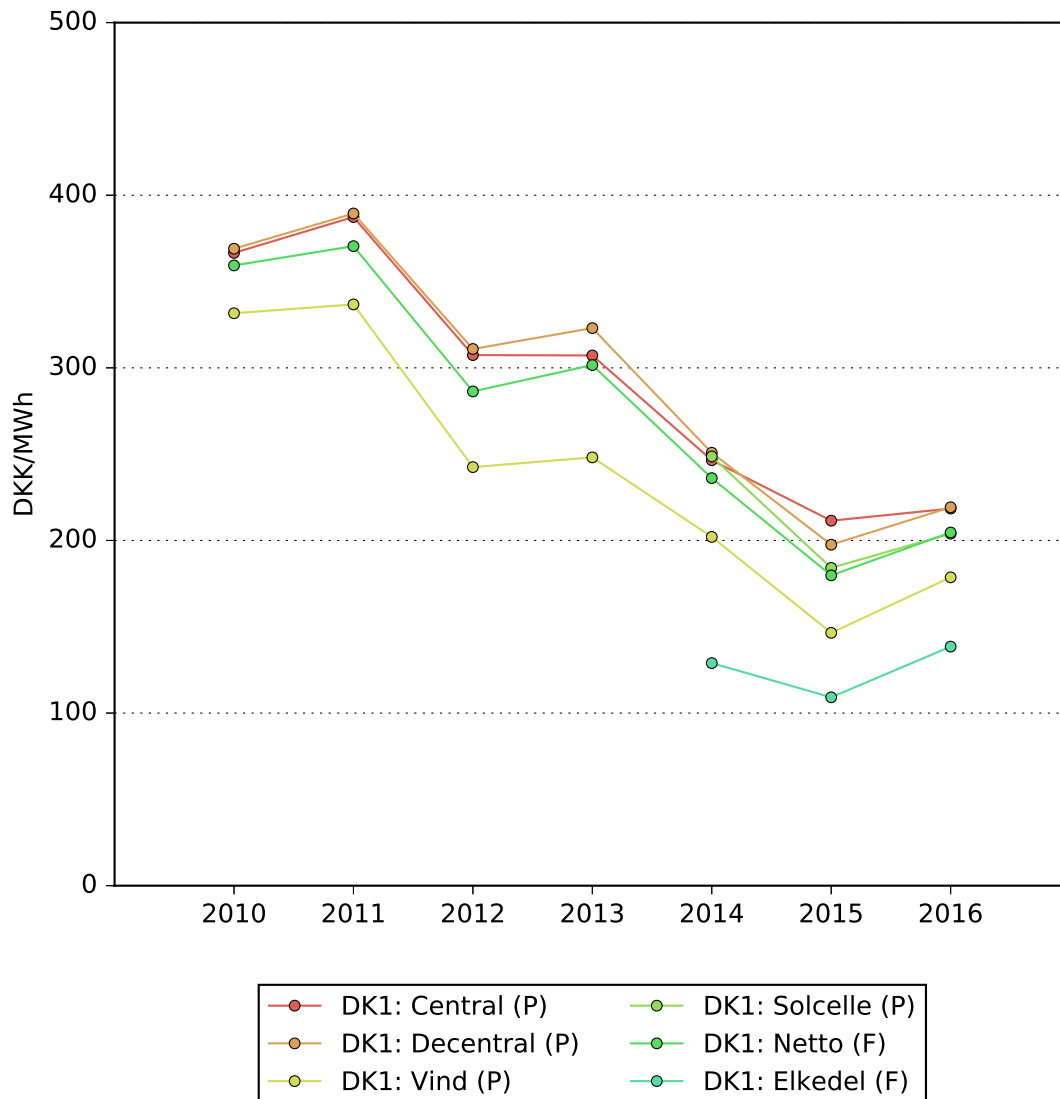
Figur 3: Deskriptiv statistik for spotpriser, DK1 og DK2

Figur 3 viser beskrivende statistik for DK1 og DK2 for årene 2010-2016. Grafen er afskåret ved +2000. Den maksimale spotpris, i DK2 i 2010 var mellem 14.000-15.000 DKK/MWh, ligesom det var tilfældet i DK1 i 2013 hvilket ikke kan ses af grafen. Disse to tilfælde er årsagen til at standardafvigelsen (SD) for spotpriserne steg voldsomt i DK2 (2010) og DK1 (2013). De resterende år har standardafvigelsen i DK1 og DK2 fulgt hinanden. Både minimums, middel- og medianpriserne for DK1 og DK2 følger hinanden. Maksimumspriserne afviger fra hinanden i DK1 og DK2. De udviser forskellige “mønstre” og skiftes til at være højest. Maksimumspriserne er højest i DK1 i to ud af de syv år i analysen, mens de er højest i DK2 de resterende fem år. I 2012 var minimum spotprisen næsten 1000 kr. lavere end for alle andre år, for begge områder. Dette skete d. 25. december under en storm.

Tallene der danner grundlag for Figur 3 kan ses i tabelform i Appendiks A, Tabel 5.



Vægtede spotpriser



Figur 4: Vægtede spotpriser i DK1

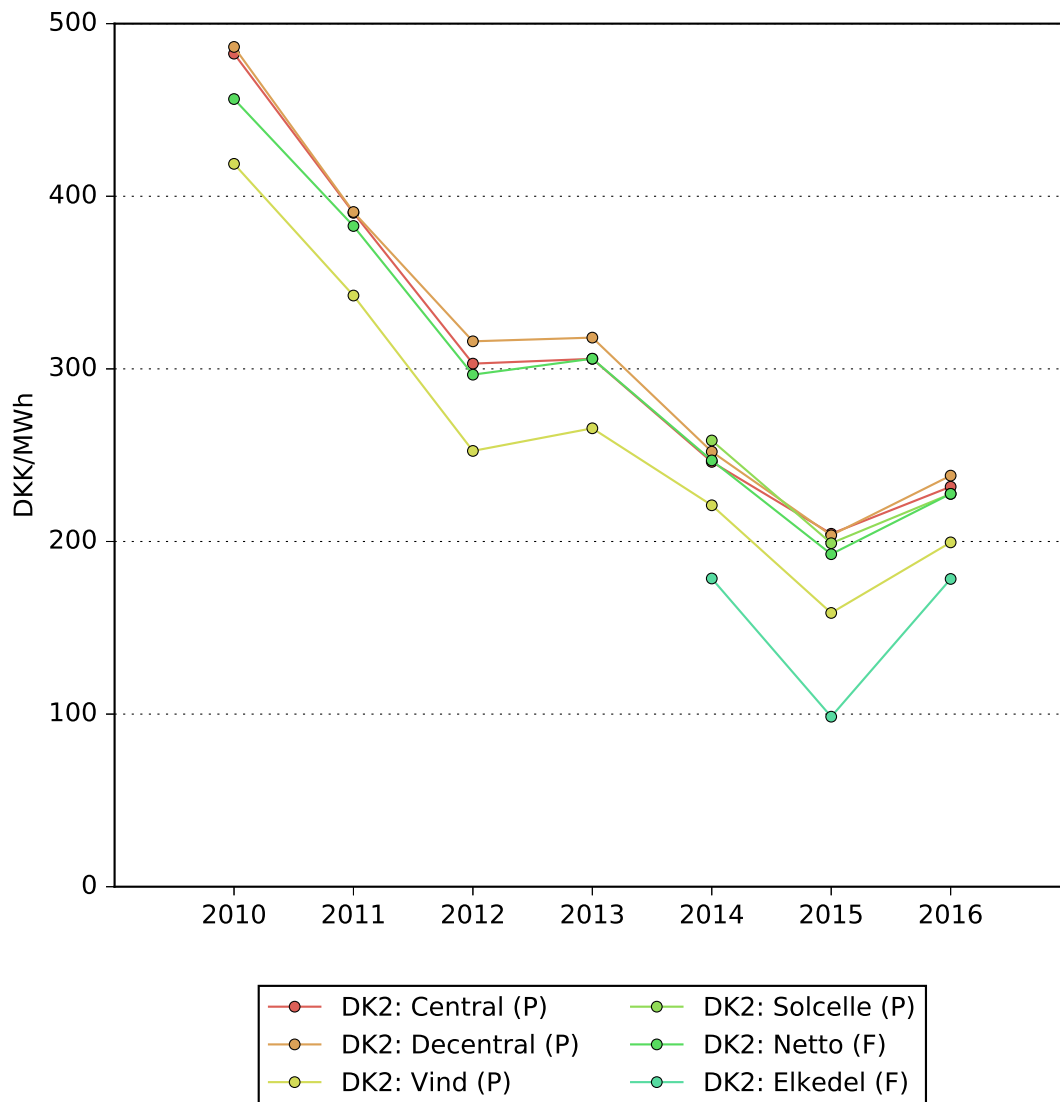
Figur 4 og 5 viser spotpriser vægtet med produktion eller forbrug. Som et eksempel beregnes den vægtede centrale produktionspris i DK1 for 2016, $DK1 : \text{Central (P)}_{2016}$, som

$$DK1 : \text{Central (P)}_{2016} = \frac{\sum_{t=1}^{8760} (\text{Spotpris}_t \cdot \text{Central (P)}_t)}{\sum_{t=1}^{8760} \text{Central (P)}_t}$$

og fortolkes som den gennemsnitlige pris for central produktion i DK1. Samme procedure er anvendt for de resterende parametre hvor f.eks $DK1 : \text{Netto (F)}_{2016}$ er det forbrugsvægtede nettoforbrug i DK1 i 2016.

Figurerne viser, meget naturligt, samme overordnede tendens som Figur 1 og 2. Det interessante i graferne er forskellen på niveauet af de forskellige parametre. Vi

ser i Figur 4 at både den centrale og decentrale produktion gennemsnitligt sker til en pris som ligger over den gennemsnitlige forbrugspris. Solcelleproduktionsprisen ligger meget tæt på den gennemsnitlige forbrugspris, kun ca. 0,3 % under. Vindproduktionsprisen ligger ca. 12,7 % under den gennemsnitlige forbrugspris, mens elkedelforbrugsprisen som forventet ligger væsentligt under den gennemsnitlige pris (ca. 32 % under). Elkedlerne bruges altså mest når spotprisen er lav.

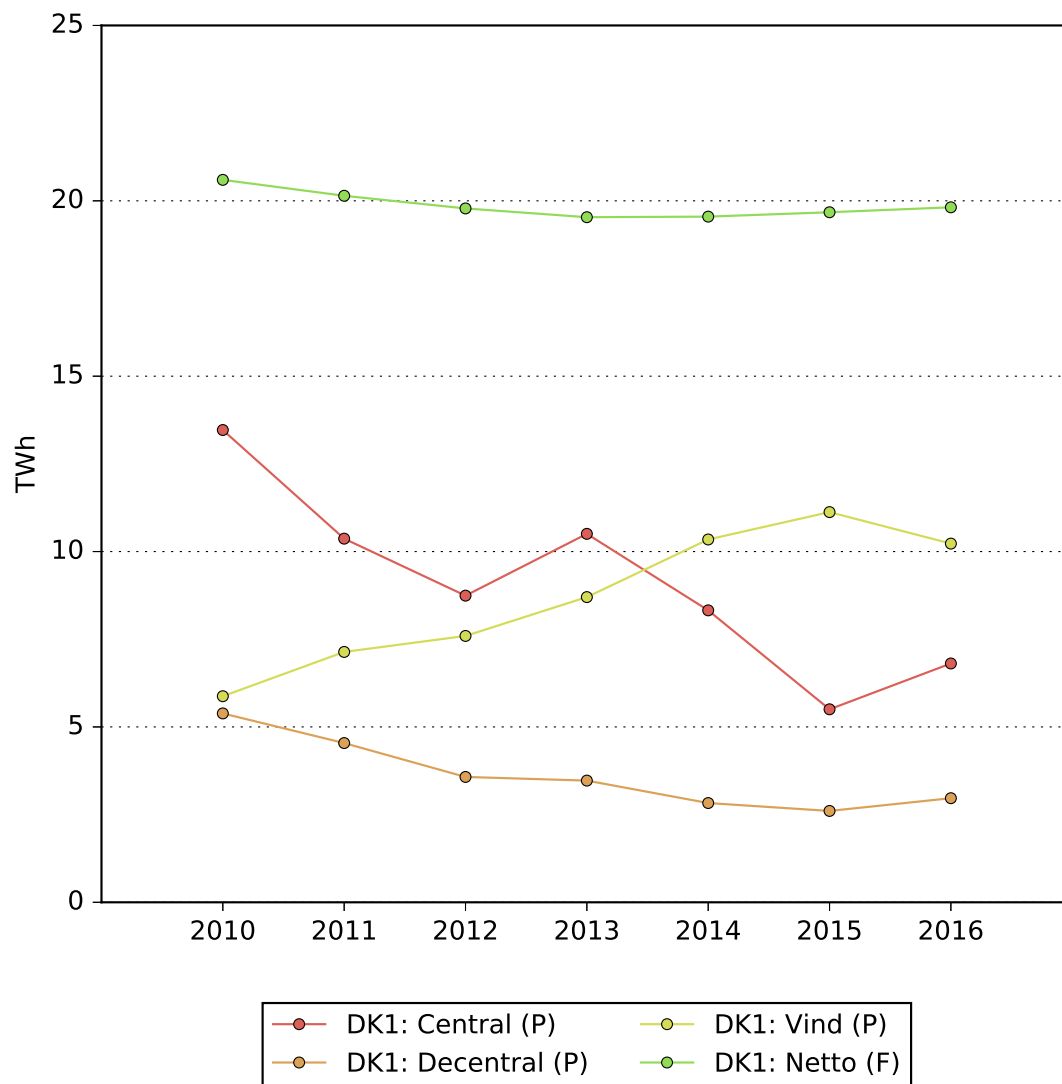


Figur 5: Vægtede spotpriser i DK2

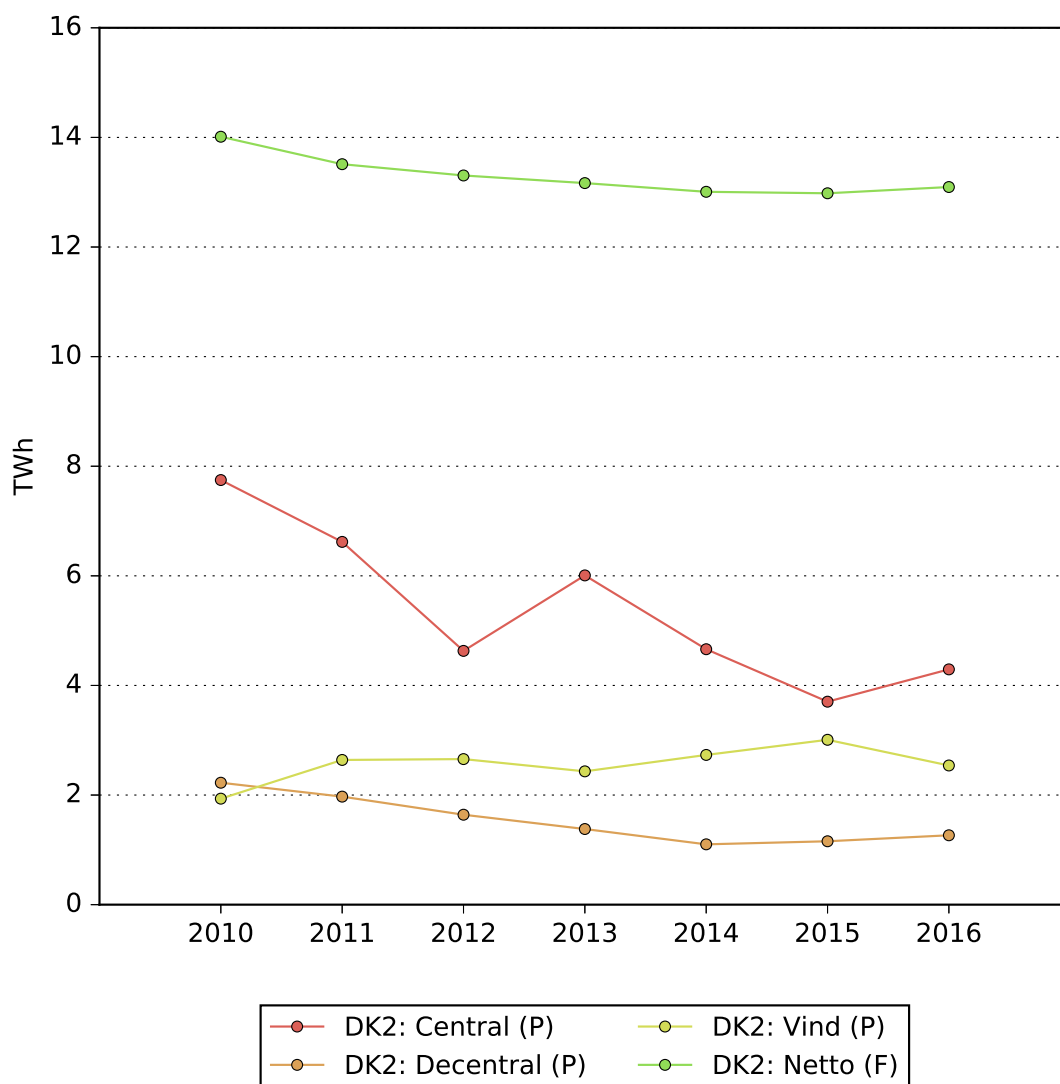
I Figur 5 ses det, at de gennemsnitlige produktionspriser for central, decentral- og solcelleproduktion også ligger meget tæt på den gennemsnitlige forbrugspris i DK2. Vindproduktionsprisen og elkedelforbrugsprisen ligger igen under den gennemsnitlige forbrugspris (henholdsvis ca. 12,4 % og 22 % under), men elkedelforbrugsprisen ligger tættere på vindproduktionsprisen end i DK1. Desuden er det generelle prisniveau i DK2 højere end i DK1.

Produktion og forbrug

Figur 6, 8, 7 og 9 viser summerede årsværdier for produktion og forbrug i de to danske områder.



Figur 6: Produktion og forbrug i DK1



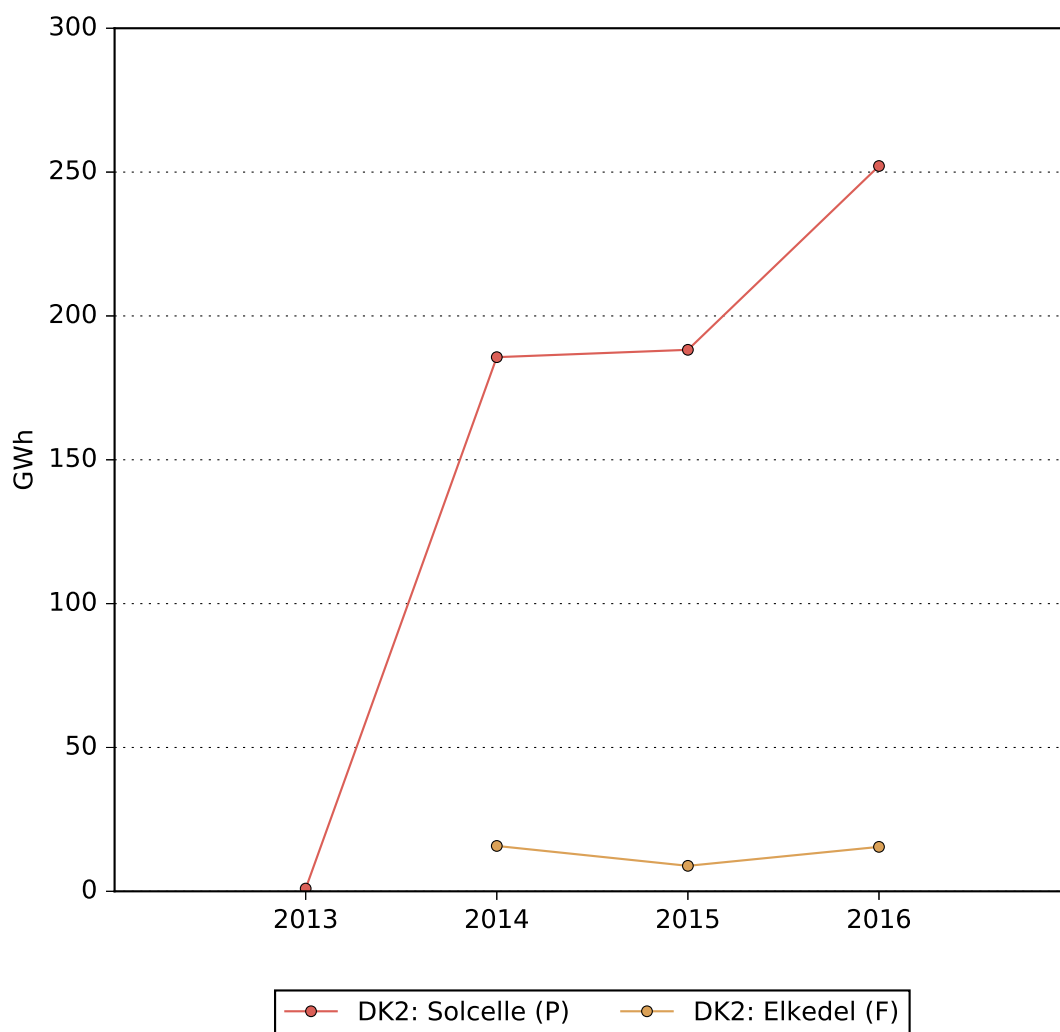
Figur 7: Produktion og forbrug i DK2

Forbruget i både DK1 og DK2 ligger på et relativt stabilt niveau. Nettoforbruget er steget en lille smule fra 2015-2016. Vindproduktionen er faldet i både DK1 (ca. 0,90 TWh eller 8 %) og DK2 (ca. 0,47 TWh eller 16 %), altså mest i DK1 hvor kapaciteten også er størst. Til gengæld er den termiske produktion steget. Den decentrale produktion er kun steget lidt, mens den centrale produktion er steget ca. 1,31 TWh eller 24 % i DK1 og ca. 0,59 TWh eller 16 % i DK2, fra 2015-2016. Disse to effekter er sandsynligvis medvirkende til den højere gennemsnitlige spotpris, da der er mindre af den billige vindkraft, som erstattes af den dyrere termiske produktion.



Figur 8: Solcelleproduktion og elkedelforbrug i DK1

Fra figur 8 og 9 kan man se at solcelleproduktion steg markant fra 2013-2014. Op til denne periode var der særdeles fordelagtige solcelleordninger som gjorde at der blev investeres massivt i solceller. Solcelleproduktionen er fra 2015-2016 steget ca. 100 GWh eller 18 % i DK1 og ca. 50 GWh eller 33 % i DK2. Elkedelforbruget er faldet ca. 94 GWh eller 36 % i DK1, men er steget ca. 75 % i DK2. Dog er det samlede elkedelforbrug væsentligt mindre i DK2 end i DK1, så der er kun tale om en stigning på ca. 7 GWh.



Figur 9: Produktion og forbrug i DK2

Fra graferne kan man se at de brændselsfrie teknologier (vind og sol), efterhånden har overtaget “pladsen” som den største producent af vstdansk el. I både 2015 og 2016 var den samlede elproduktion fra vind og sol i DK1, større end den samlede termiske elproduktion i DK1. I Østdanmark, hvor udbygningen af elproduktionskapacitet for vind og sol er mindre end i Vestdanmark, er den termiske elproduktion stadigvæk større end elproduktionen fra de brændselsfrie teknologier.

Grafer med middel timeværdier, median timeværdier og maksimum timeværdier for produktion og forbrug kan ses i [Appendiks A](#).

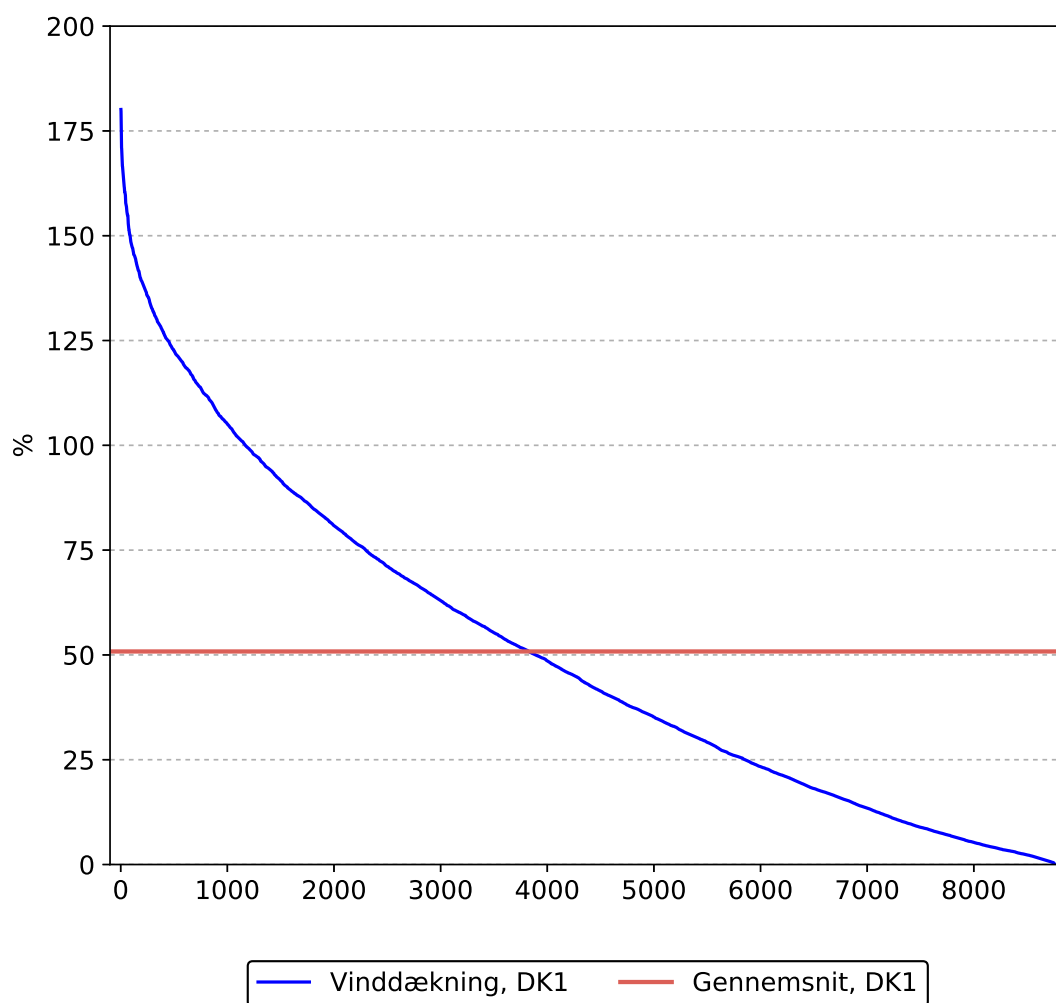
Vindproduktion

I dette afsnit beregnes vinddækning. Vinddækningen for en given time t er beregnet ud fra følgende:

$$\text{Vinddækning, DK1}_t = \frac{\text{Vindproduktion, DK1}_t}{\text{Bruttoforbrug, DK1}_t}$$

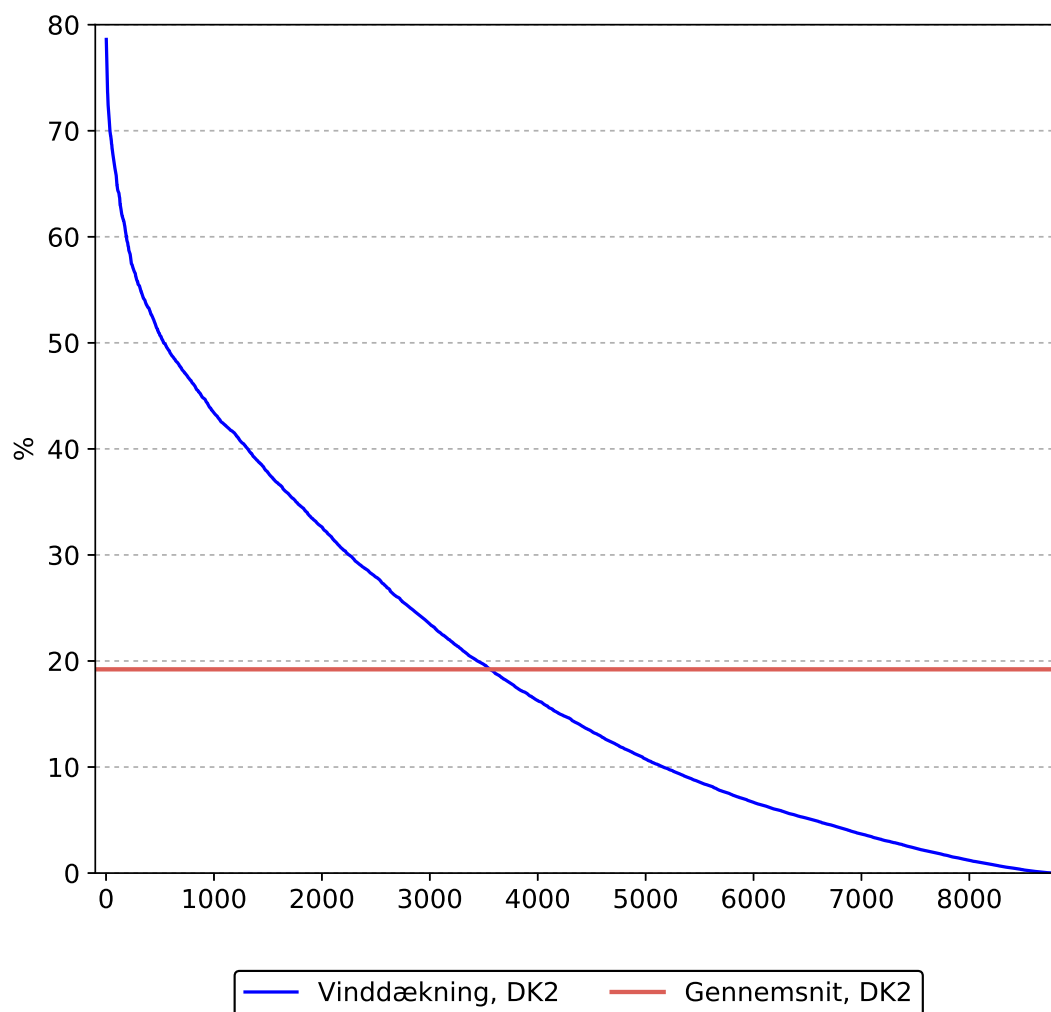
og viser samtidigheden mellem elforbrug og vindkraftproduktion i området.

Den samlede danske vinddækning var i 2016 på 37,6%. Figur 10 og 11 viser varighedskurver over vinddækningen i 2016 for henholdsvis DK1 og DK2.



Figur 10: Varighedskurve over vinddækning, DK1, 2016 data

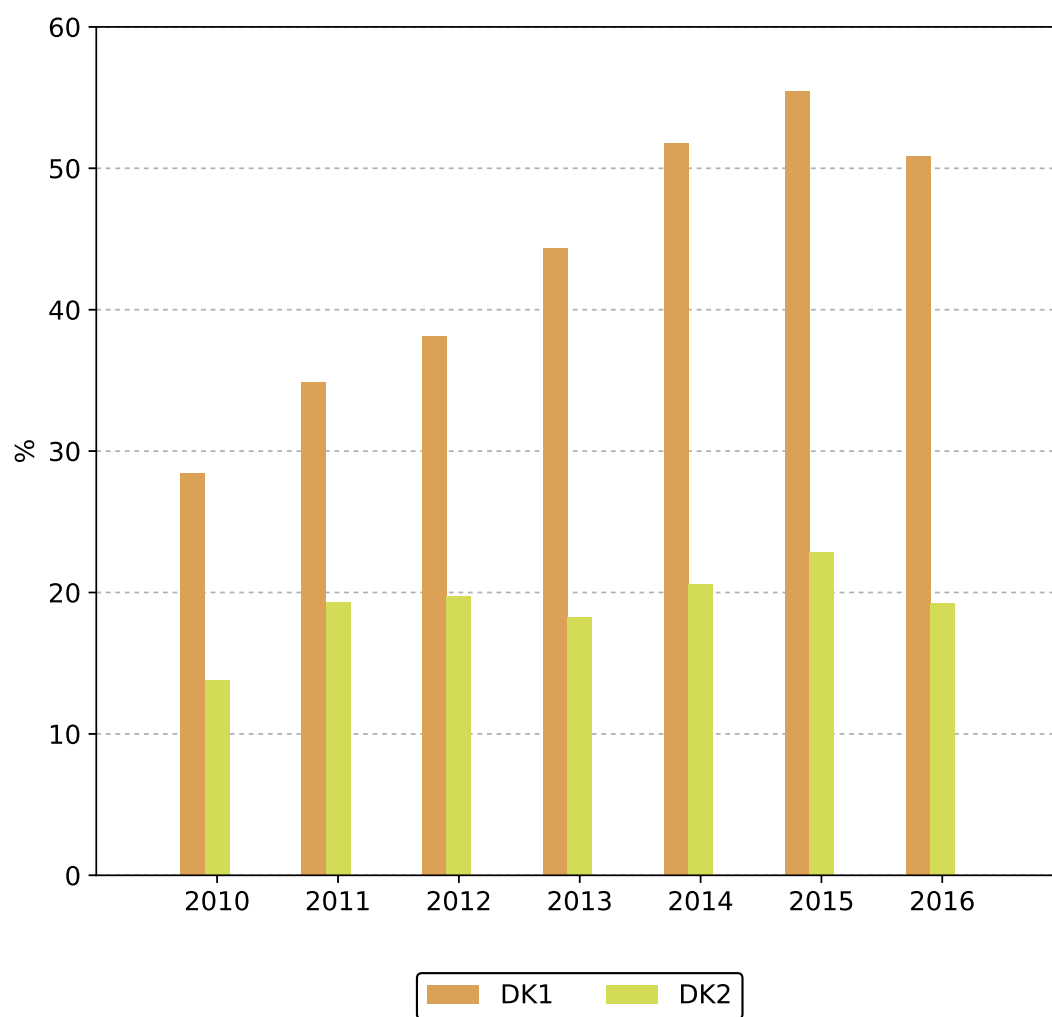
Figurerne viser tydeligt forskellen mellem Vest- og Østdanmark, mht. udbygning af vindkraftkapacitet ifht. forbrug. I DK1 var den maksimale vinddækning ca. 180 % i 2016. I tæt på 1200 timer var vindkraftproduktionen i DK1 større end forbruget af el. Den gennemsnitlige vinddækning for DK1 endte i 2016 på lige over 50 %.



Figur 11: Varighedskurve over vinddækning, DK2, 2016 data

I DK2 nåede den maksimale vinddækning i 2016 op på næsten 80 %, altså væsentligt mindre end i DK1 men aldrig over 100 %. Den gennemsnitlige vinddækning for DK2 endte i 2016 på lige under 20 %.

Historisk har den gennemsnitlige vinddækning været støt stigende i DK1, fra 2010-2015. Fra 2015-2016 faldt vindproduktionen i DK1 og dermed også den gennemsnitlige vinddækning. Dette ses i Figur 12. I DK2 steg den gennemsnitlige vinddækning ca. fem procentpoint fra 2010-2011. Fra 2011-2016 har niveauet været omkring 20 %. Niveauet i 2016 er meget tæt på niveauet i 2011 for DK2.



Figur 12: Udvikling i gennemsnitlig vinddækning, DK1 og DK2

Udlandsforbindelser

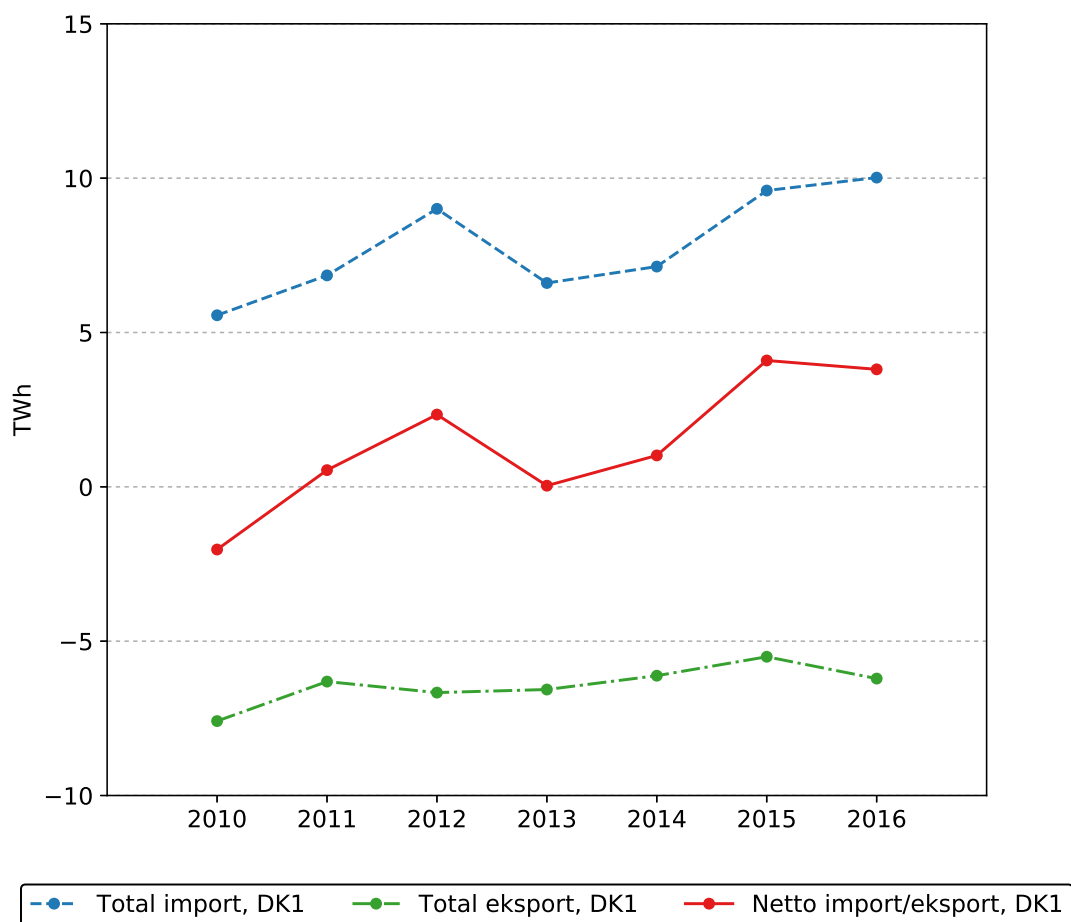
Dette afsnit indeholder statistik om flow, kapaciteter og total import/eksport på udlandsforbindelser for årene 2010-2016.

Flow på udlandsforbindelser



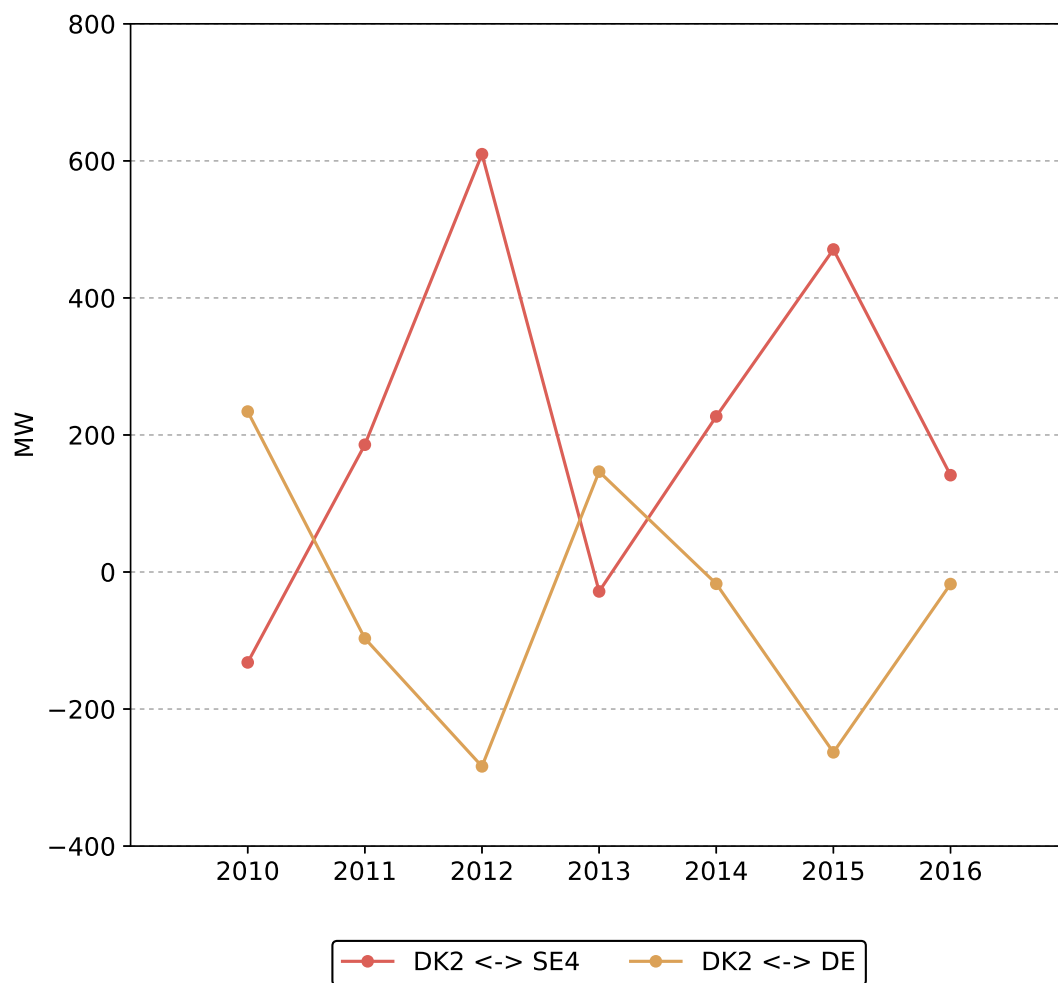
Figur 13: Gennemsnitligt flow på forbindelser, DK1

Figur 13 viser det gennemsnitlige flow mellem DK1 og de udenlandske områder DK1 er forbundet med. Altså ses der her bort fra flow mellem DK1 og DK2. DK1 var i 2016 nettoimportør af el fra både Norge og Tyskland, men var nettoeksportør til Sverige. Dette er et skift fra 2015 hvor DK1 var nettoeksportør til både Sverige og Tyskland.



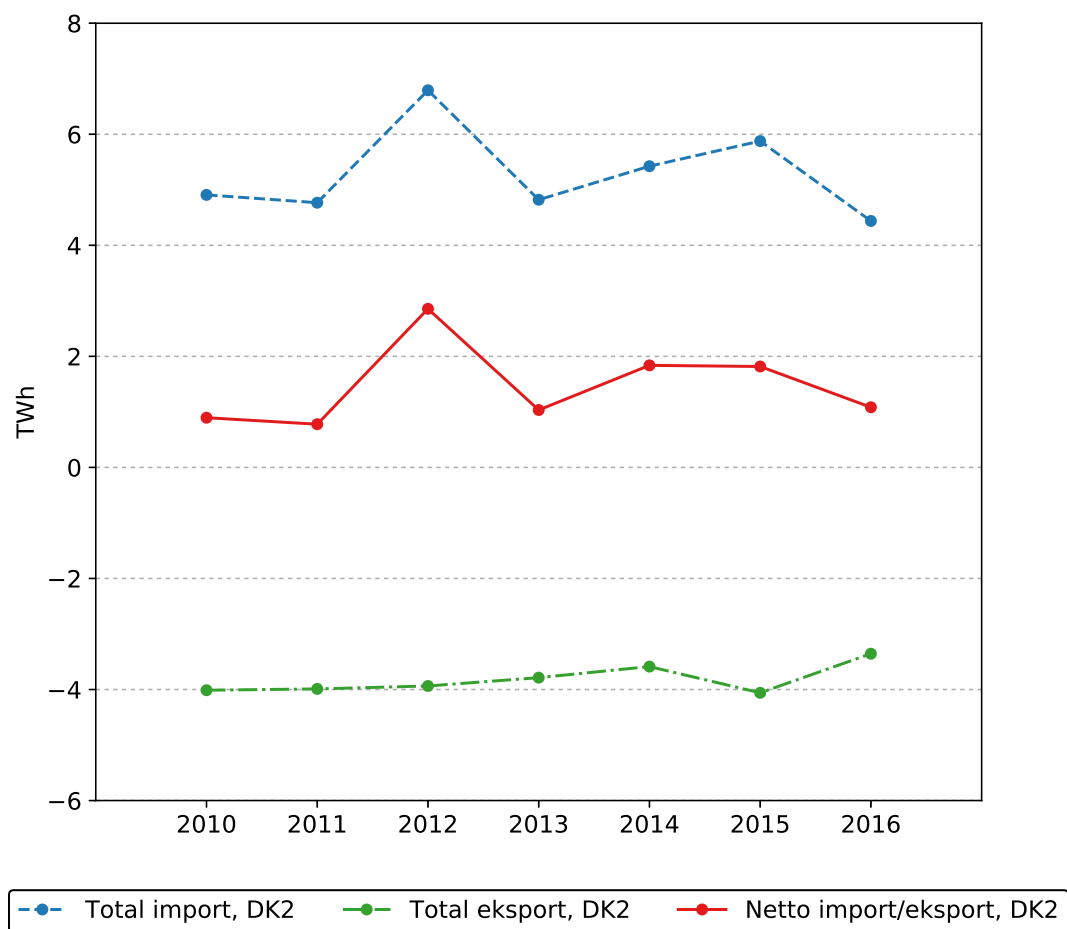
Figur 14: Total import/eksport på forbindelser, DK1

Totalt er Vestdanmark nettoimportør fra de udenlandske områder, se Figur 14. Hele denne mængde eksporteres til Østdanmark og lidt til (ca. 0,2 TWh). I 2016 har Danmark fungeret som transitland for strøm fra Norge til Sverige, i stedet for at bruge forbindelsen mellem Norge og Sverige, sandsynligvis fordi der er flaskehalse på denne forbindelse. I 2016 var der 5395 timer hvor DK1 importerede strøm fra Norge og samtidig eksporterede strøm til Sverige. De resterende timer var det primært tilfældet at der både var eksport til Sverige og Norge fra DK1, eller import fra Sverige og Norge samtidigt.



Figur 15: Gennemsnitligt flow på forbindelser, DK2

Figur 15 viser det gennemsnitlige flow mellem DK2 og de udenlandske områder DK2 er forbundet med. Østdanmark var i 2016 nettoeksportør til Tyskland, men var nettoimportør fra Sverige. Dette var også tilfældet i 2015, dog var de gennemsnitlige mængder i hver retning noget større.



Figur 16: Total import/eksport på forbindelser, DK2

Totalt er Østdanmark dermed nettoimportør fra udlandet (ca. 1,08 TWh). Da Østdanmark tillige importerer en stor mængde strøm fra Vestdanmark ender DK2-området som en stor nettoimportør af strøm i 2016 (ca. 4 TWh). Den indenlandske udveksling mellem DK1 og DK2 ses i Figur 19.

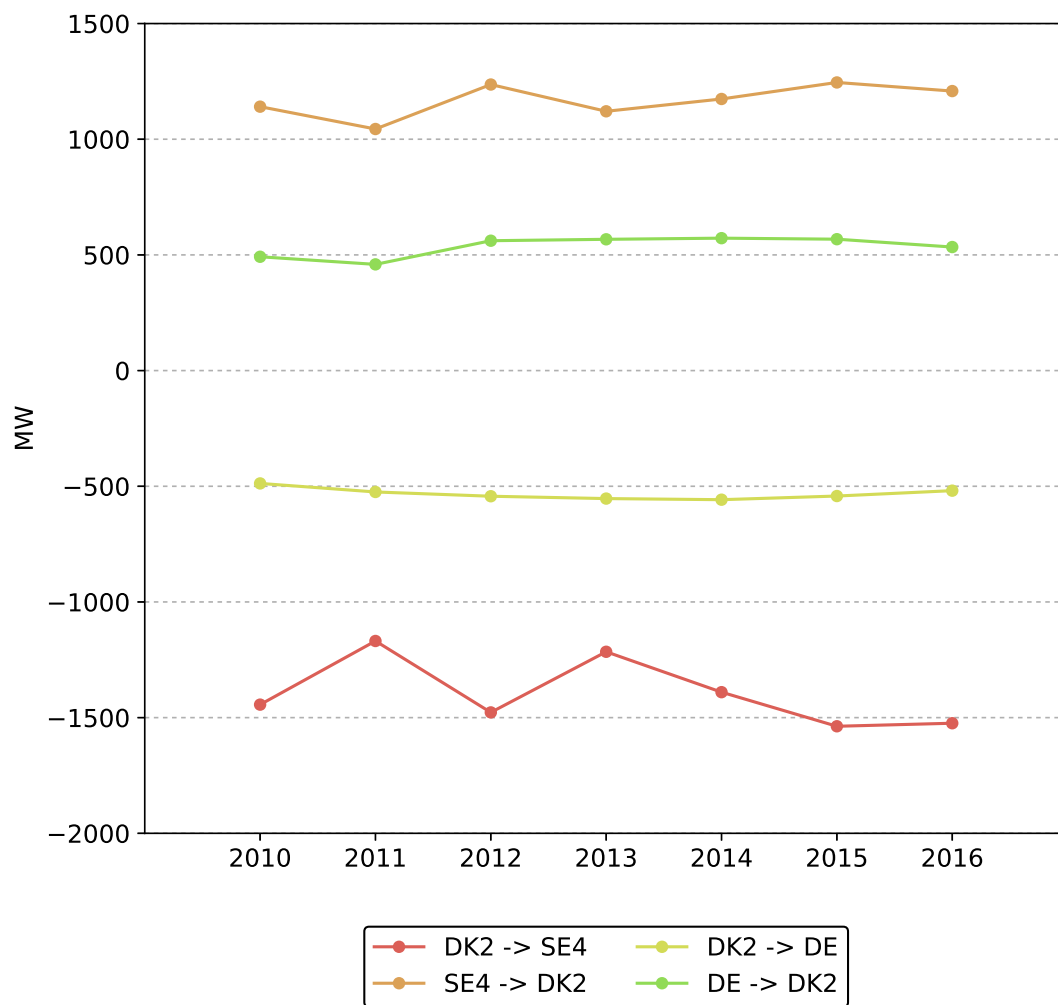
Kapacitet på udlandsforbindelser



Figur 17: Gennemsnitlig kapacitet på forbindelser tilgængelig for markedet, DK1

Figur 17 viser ikke overraskende en stigning i kapaciteten mellem Norge og Vestdanmark fra 2014-2015, pga. udbygningen af Skagerak forbindelserne med Skagerak 4. Kapaciteten mellem DK1 og NO, og DK1 og SE3 er forholdsvis symmetrisk mht. hvad der har været tilgængelig for markedet. Der er altså gennemsnitligt ca. lige meget kapacitet tilgængeligt til og fra DK1 når det gælder Sverige og Norge.

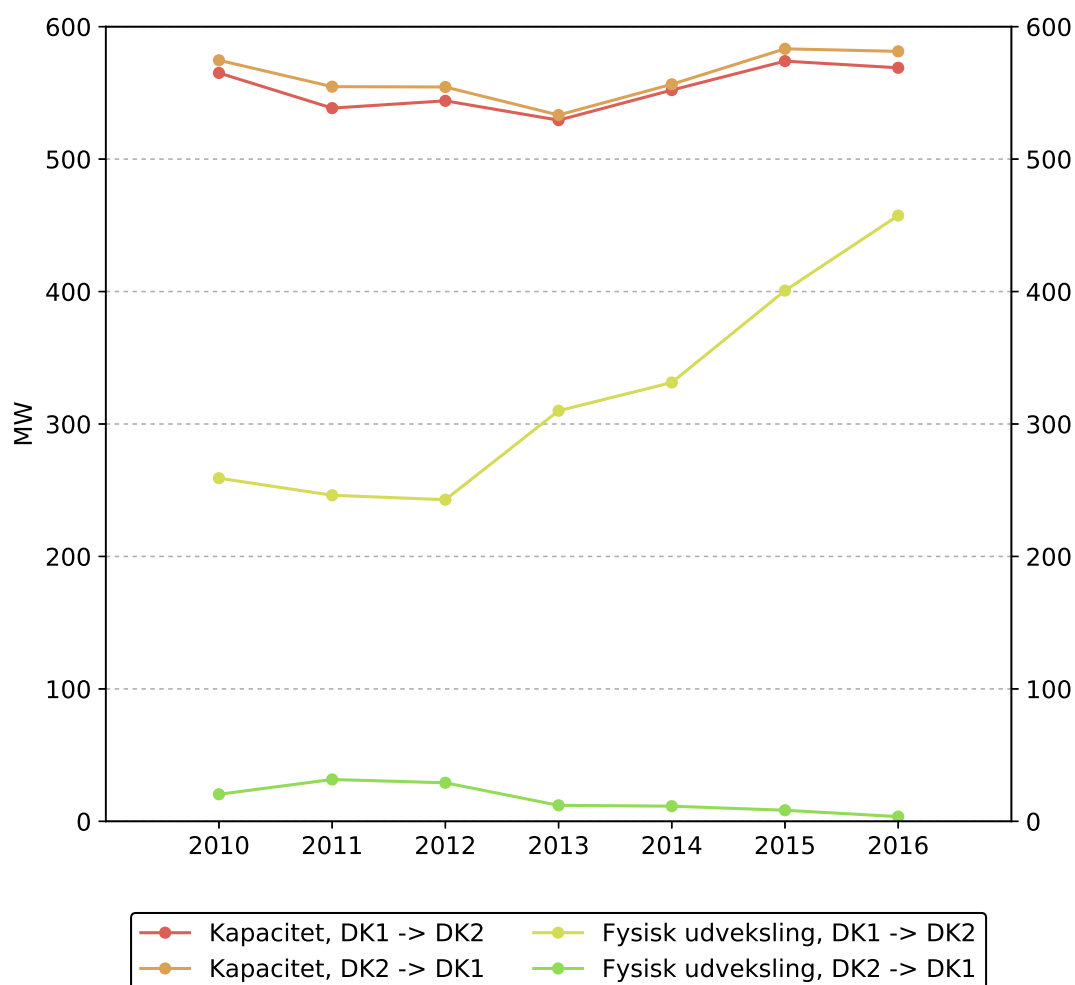
Den gennemsnitligt tilgængelige kapacitet fra Tyskland mod DK1 er steget ca. 450 MW fra 2015-2016. Fra DK1 mod Tyskland er kapaciteten faldet ca. 40 MW. Figuren viser at den tilgængelige kapacitet mod Tyskland har været støt faldende siden 2010. Den tilgængelige kapacitet begrænses altså mere og mere. I 2016 var den gennemsnitlige tilgængelige kapacitet således kun ca. 195 MW. Den maksimale kapacitet var i 2016 på 1780 MW, gennemsnitligt var der altså i 2016 kun ca. 11 % af den tilgængelige kapacitet til rådighed mod Tyskland, sammenlignet med ca. 87 % mod DK1. Dette har primært hængt sammen med stigende vindproduktion i Nordtyskland samtidig med at der er interne flaskehalse i Tyskland.



Figur 18: Gennemsnitlig kapacitet på forbindelser, DK2

Figur 18 viser ingen særlig udvikling i kapaciteten fra og mod DK2. Kapaciteten begrænses altså ikke fra DK2 mod hverken Tyskland eller Sverige.

Storebælt, flow og kapaciteter



Figur 19: Gennemsnitlig kapacitet og flow over Storebælt

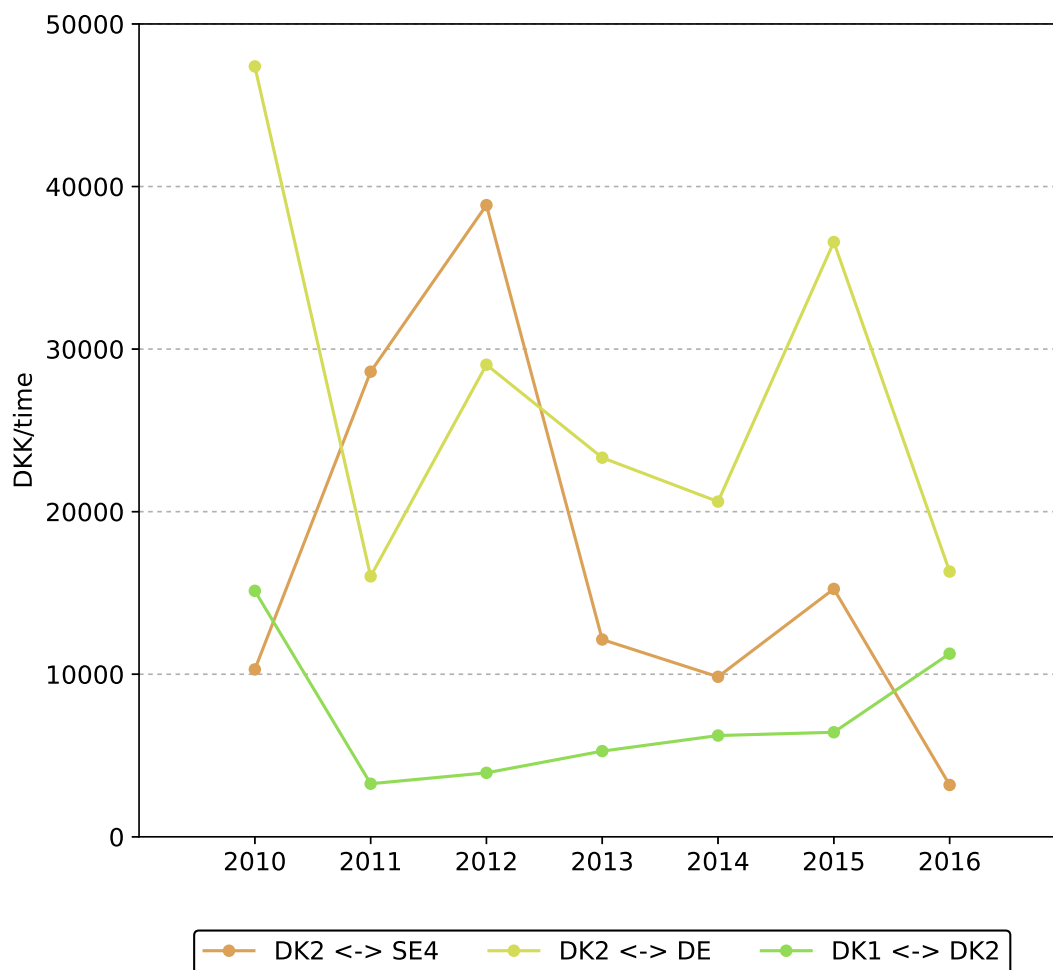
Figur 19 viser en støt stigende udnyttelse af kablet over storebælt, men kun fra DK1 mod DK2. Udnyttelsen fra DK2 mod DK1 nærmer sig efterhånden 0 da den gennemsnitlige udnyttelse i 2016 var ca. 4 MW. Derimod var det gennemsnitlige flow pr. time i 2016 fra DK1 mod DK2 ca. 460 MW ud af en maksimal kapacitet på 590 MW. Kapaciteten fra DK1 mod DK2 udnyttes hvad der svarer til ca. 78 % af tiden.

Flaskehalsindtægter



Figur 20: Gennemsnitlige flaskehalsindtægter, DK1

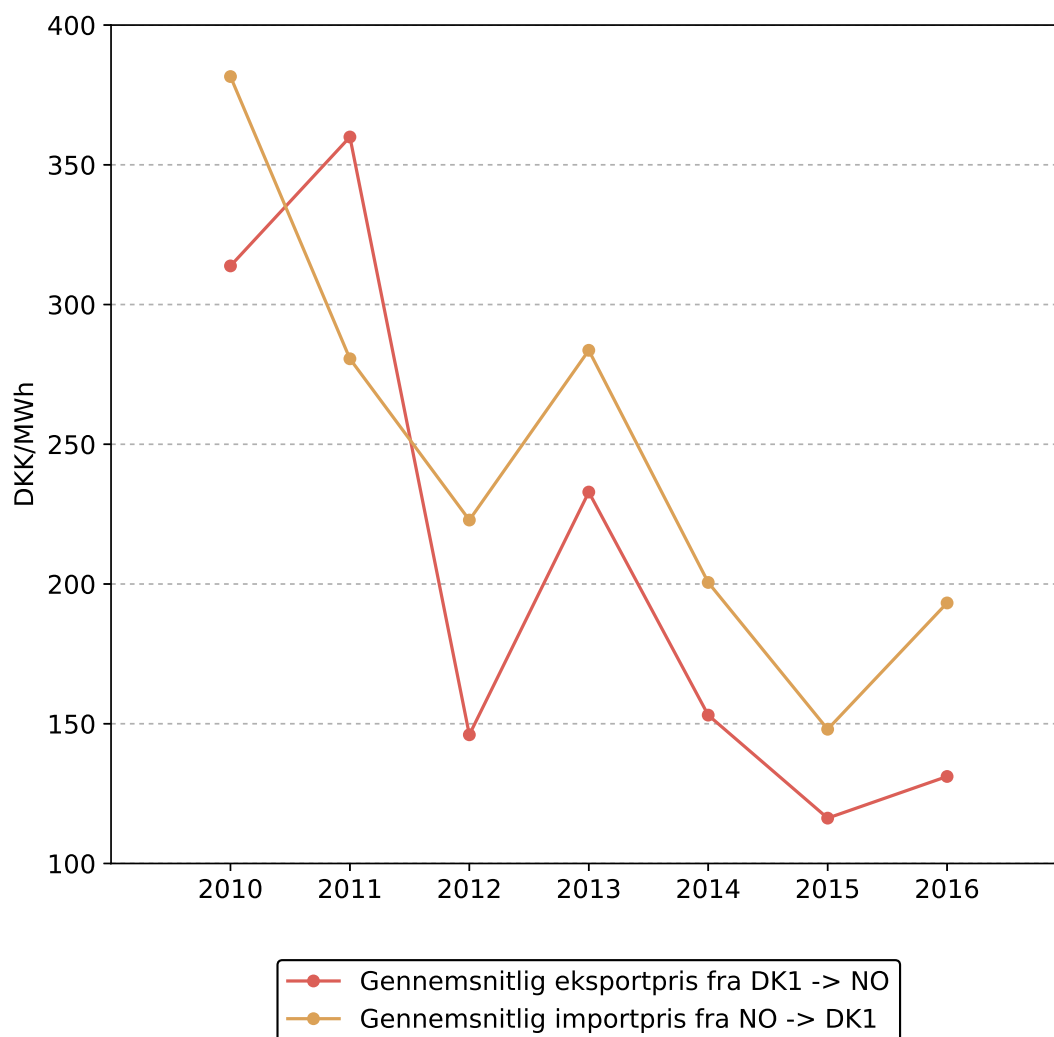
Figur 20 viser de gennemsnitlige flaskehalsindtægter pr. time mellem de områder DK1 er forbundet til. Forbindelserne til Norge og Tyskland har oplevet et fald i flaskehalsindtægter fra 2015-2016. Flaskehalsindtægterne for forbindelsen til Sverige er ca. status quo, mens flaskehalsindtægterne for storebæltsforbindelsen er stigende.



Figur 21: Gennemsnitlige flaskehalsindtægter, DK2

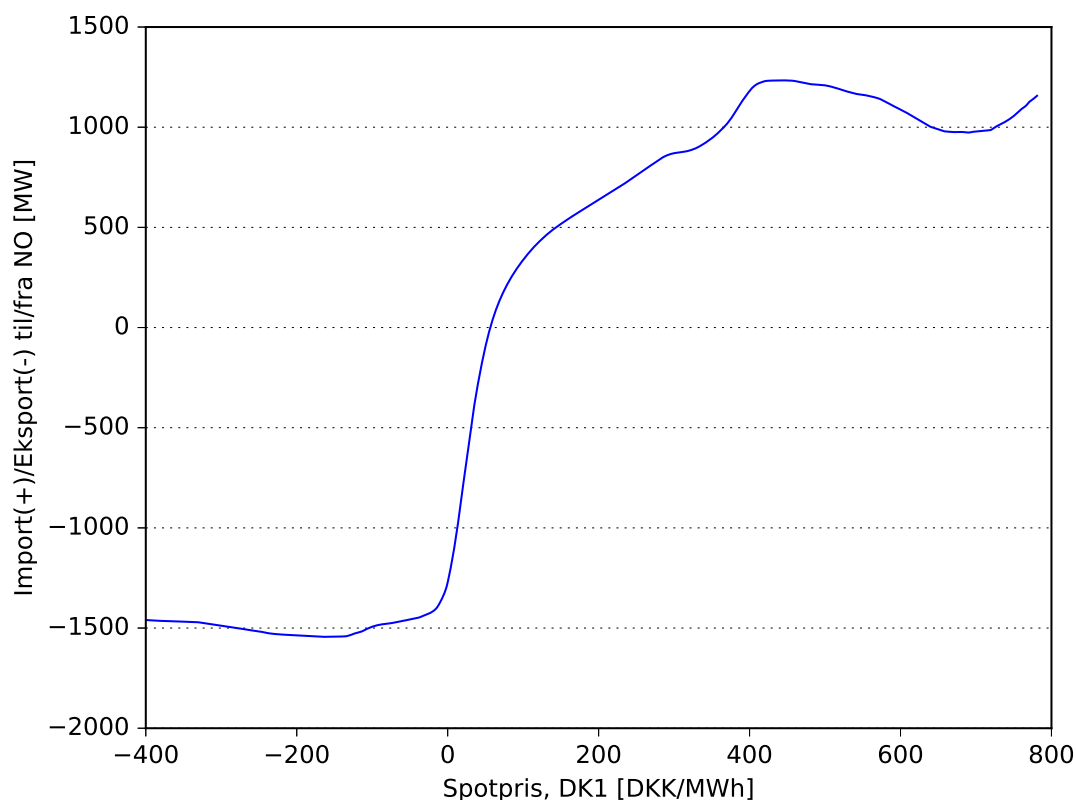
Flaskehalsindtægterne for forbindelsen mellem Tyskland og DK2 er ligeledes faldet, men i større omfang end mellem Tyskland og DK1. Mellem Tyskland og DK1 faldt den gennemsnitlige indtægt ca. 7800 DKK/time (ca. 44 %), mellem Tyskland og DK2 faldt den gennemsnitlige indtægt ca. 20.300 DKK/time (ca. 55 %). Flaskehalsindtægterne mellem DK2 og Sverige er også faldet fra 2015-2016, til kun ca. 3200 DKK/time.

Vægtede import/eksport-priser på udlandsforbindelser



Figur 22: Gennemsnitligt vægtede import- og eksportpris, DK1 og Norge

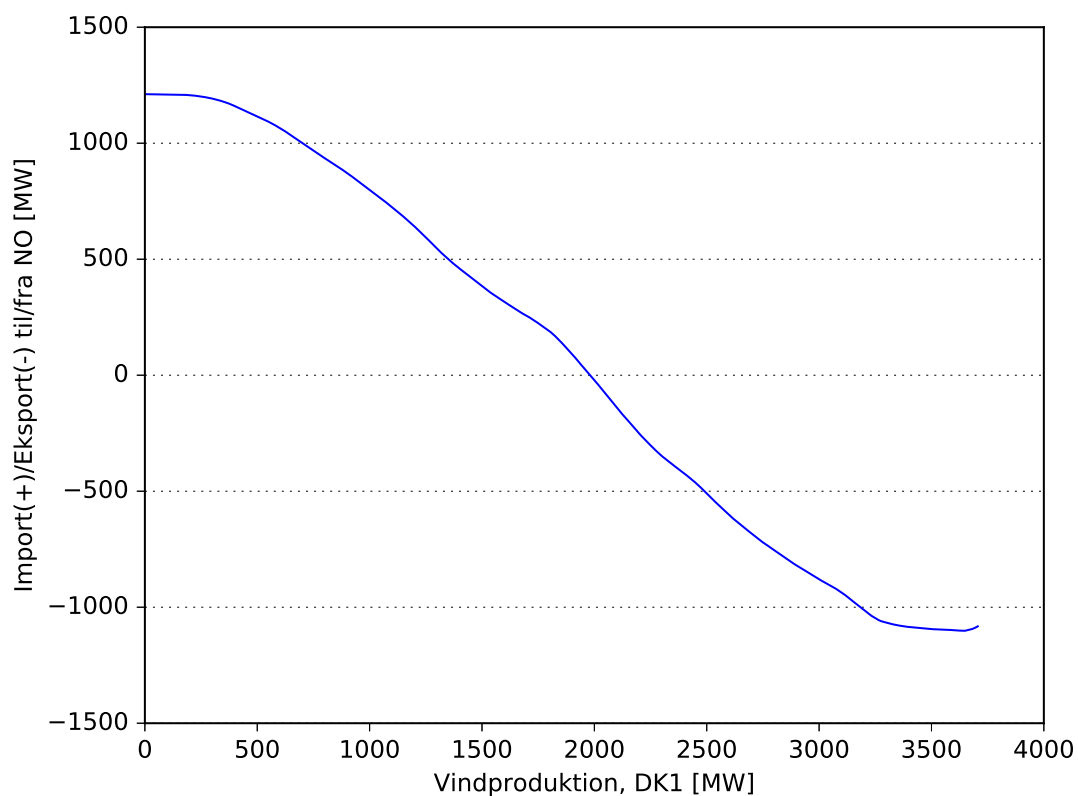
Figur 22 viser de historiske gennemsnitlige vægtede import- og eksportpriser mellem Vestdanmark og Norge. Siden 2012 har den gennemsnitlige importpris fra Norge været højere end den gennemsnitlige eksportpris til Norge, endda med et øget spænd mellem priserne fra 2015-2016. Gennemsnitligt eksporterer Danmark altså billig strøm til Norge og importerer strøm til en højere pris.



Figur 23: Estimation af spotprisens effekt på den gennemsnitlige import/eksport til/fra NO, DK1, 2016 data

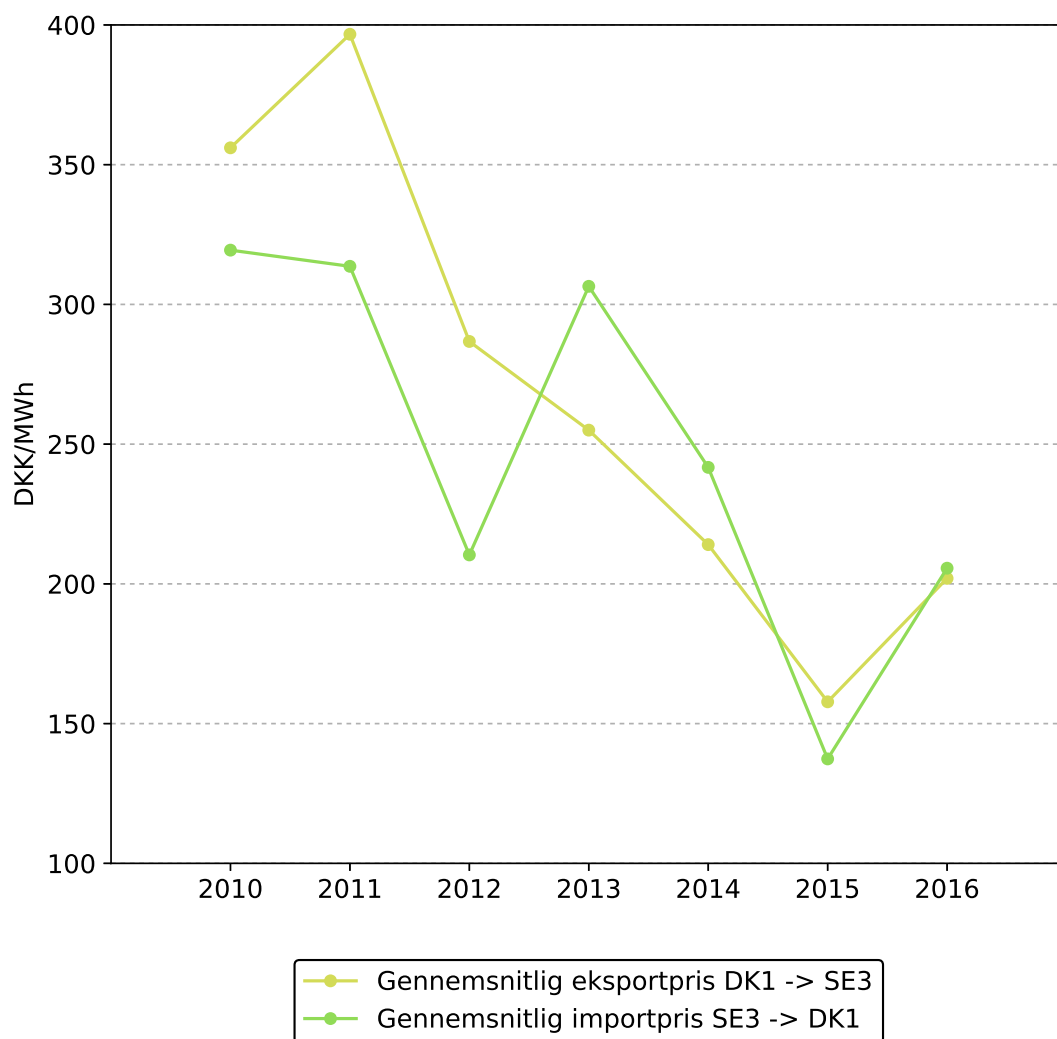
For at give et mere nuanceret billede af dette, er forholdet mellem import/eksport (mellem Norge og DK1) og spotprisen i DK1 modelleret med en “ikke-parametrisk regression med kernel estimatorer”, eller mere specifikt en “lokalt lineær regression”. Resultatet ses i Figur 23. Figuren viser spotprisen i DK1’s effekt på det gennemsnitlige niveau af import/eksport af strøm til/fra Norge og bekræfter at når spotprisen er lav så eksporteres der strøm til Norge. Efterhånden som spotprisen i DK1 stiger importeres der i stedet gennemsnitligt strøm fra Norge. Det kan aflæses af figuren at for negative spotpriser eksporteres der gennemsnitligt omkring 1500 MW til Norge. Når spotprisen bliver større end 0 DKK/MWh skifter strømretningen ret drastisk fra eksport til import, særligt for prisniveauet fra 0-100 DKK/MWh. For prisniveauet fra 100-400 DKK/MWh øges den gennemsnitlige import, men i mindre grad end fra 0-100 DKK/MWh. For priser over 400 DKK/MWh er den gennemsnitlige importmængde mindre prisafhængig (fladere udvikling). Givetvis er der ved priser over dette niveau nogle danske anlæg som det bedre kan betale sig at producere på, fremfor at importere fra Norge.

Da der er en sammenhæng mellem størrelsen af vindproduktionen og spotprisen er sammenhængen mellem disse modelleret.



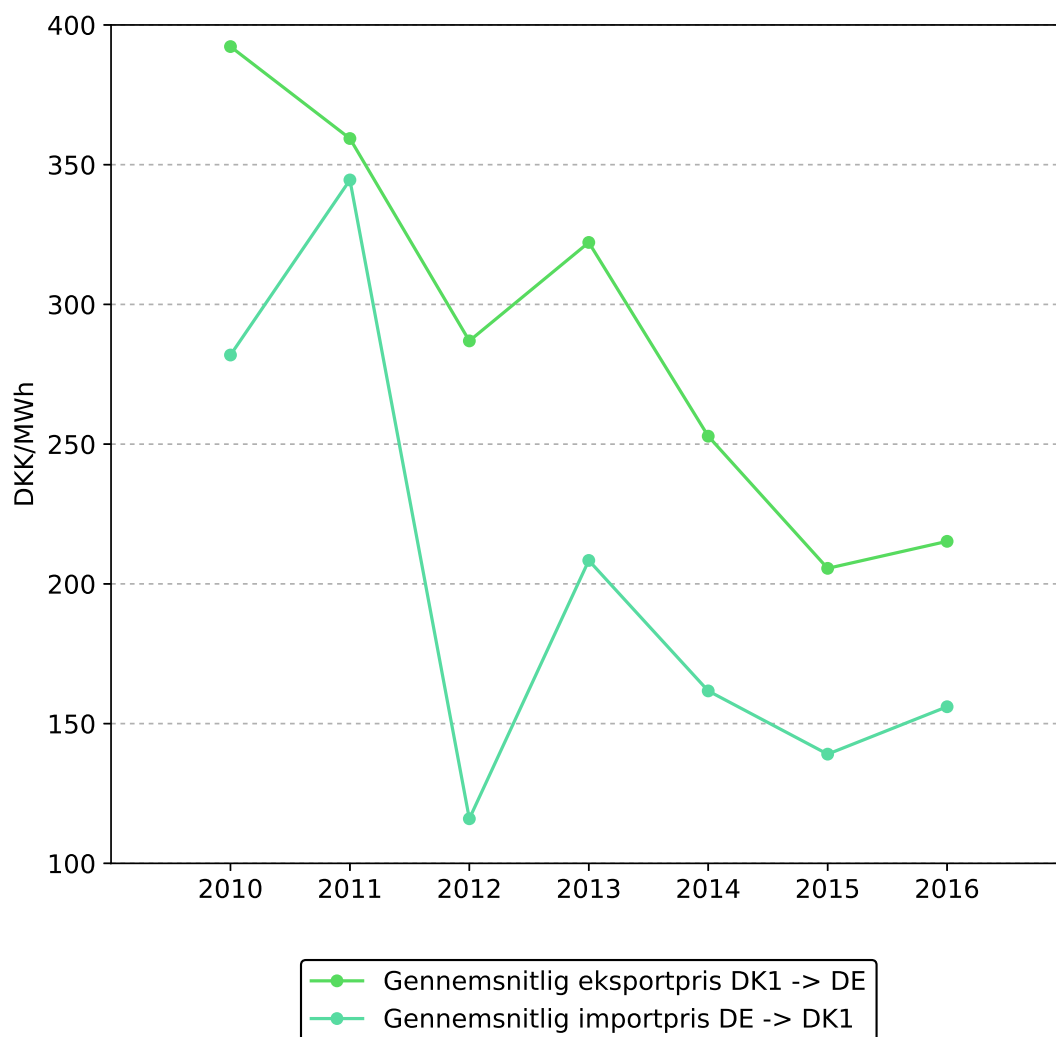
Figur 24: Estimation af vindkraftproduktionens effekt på den gennemsnitlige import/eksport til/fra NO, DK1, 2016 data

Figur 24 viser resultatet af modellen. Figuren viser at når vindproduktionen i Vestdanmark er lav importeres der i gennemsnit strøm fra Norge. Efterhånden som andelen af vindkraft i DK1 stiger så falder importen fra Norge gennemsnitligt. Først ved en vindproduktion i DK1 over 2000 MW eksporteres der gennemsnitligt strøm til Norge. Da spotprisen gennemsnitligt er lav når andelen af vindmøllestrøm er høj hænger dette fint sammen med at der eksporteres til Norge når priserne er lave og der er meget vindmøllestrøm i systemet. Dette er med til at forklare spændet mellem de vægtede priser i Figur 22.



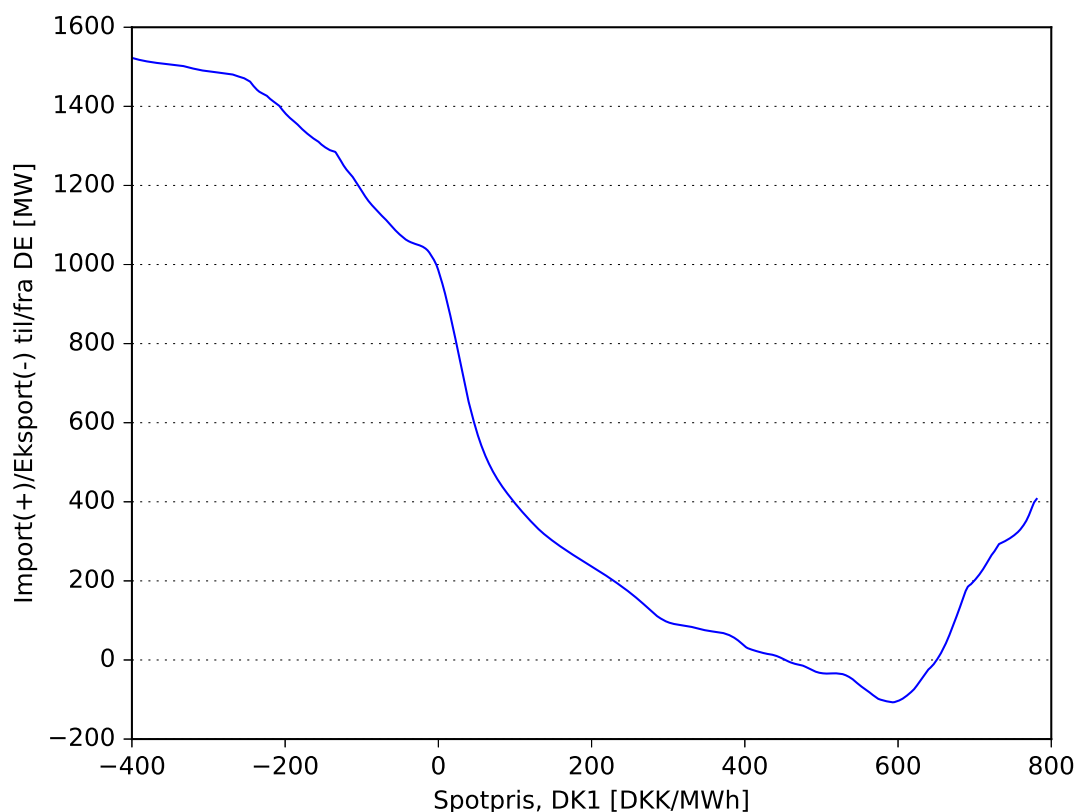
Figur 25: Gennemsnitlig import-og eksportpris, DK1 og Sverige

Figur 25 viser at den gennemsnitlige importpris fra Sverige til DK1 ligger meget tæt på den gennemsnitlige eksportpris fra DK1 til Sverige. Gennemsnitligt foregår importen/eksporten af strøm mellem DK1 og Sverige til ca. samme pris.



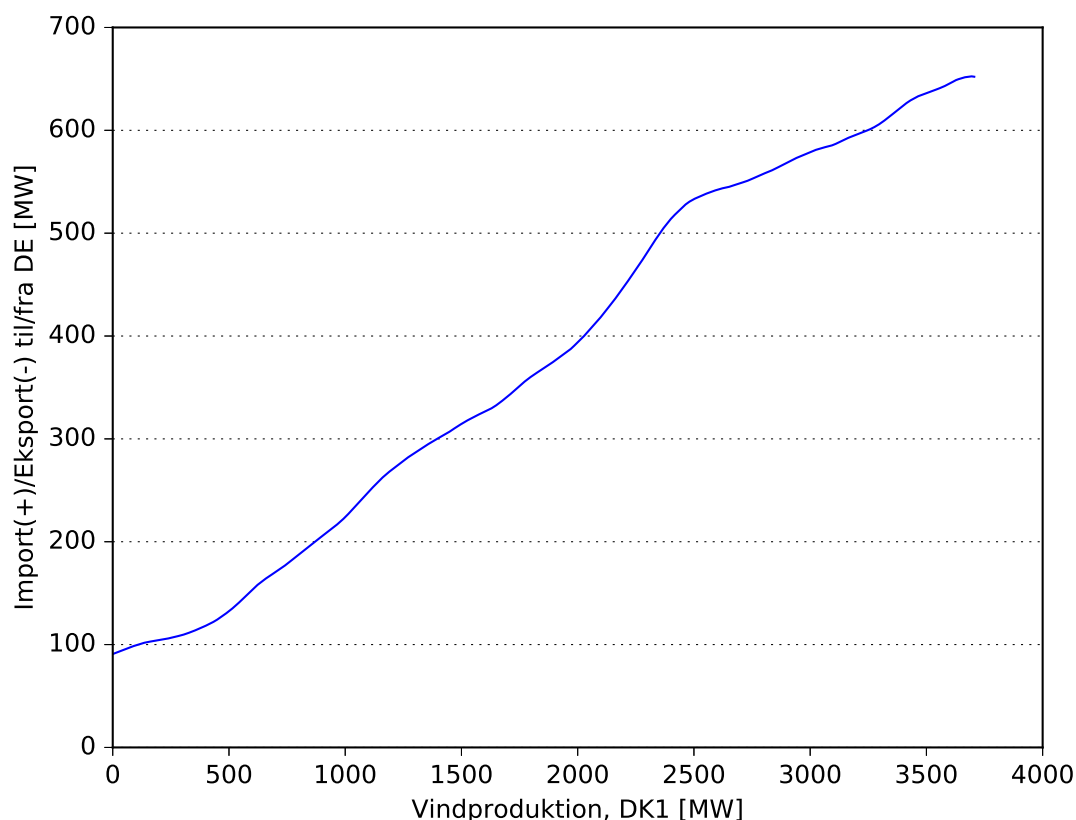
Figur 26: Gennemsnitlig import-og eksportpris, DK1 og Tyskland

Figur 26 viser de historiske gennemsnitlige vægtede import-og eksportpriser mellem Vestdanmark og Tyskland. I alle årene fra 2010-2016 har den gennemsnitlige eksportpris fra Vestdanmark til Tyskland været højere end den gennemsnitlige importpris fra Tyskland til Vestdanmark. Ligesom med forbindelsen til Norge er forholdet mellem import/eksport (mellem Tyskland og DK1) og spotprisen modelleret vha. en statistisk model. Resultaterne af dette er vist i Figur 27.



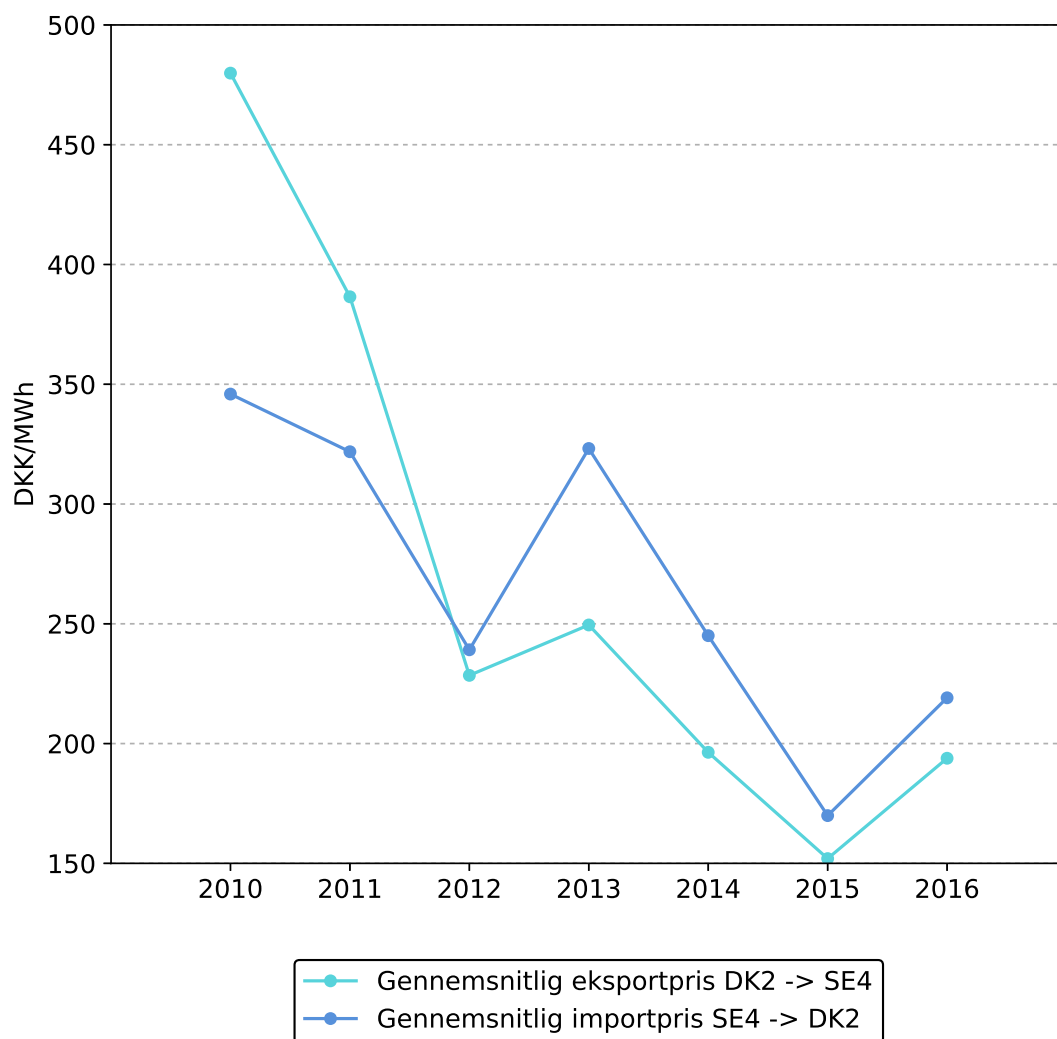
Figur 27: Estimation af spotprisens effekt på den gennemsnitlige import/eksport til/fra DE, DK1, 2016 data

I Figur 27 vises den statistiske sammenhæng melle import/eksport til/fra DE og spotprisen i DK1. Det kan ses at når spotprisen i DK1 er negativ, så importeres der gennemsnitligt mellem 1000 MW og 1500 MW el fra Tyskland, jo lavere pris jo større mængde import. For spotpriser mellem 0-100 DKK/MWh falder den gennemsnitlige import drastisk. Kun ved priser i området mellem omkring 450-650 DKK/MWh eksporteres der strøm fra DK1 til Tyskland og kun i små mængder. Ved højere priser importeres der igen fra Tyskland, dette kan være på dage med meget lav vindproduktion i Danmark. Den meget lave gennemsnitlige eksport til Tyskland opstår givetvis også fordi kapaciteten fra DK1 til Tyskland gennemsnitligt er meget lille (under 200 MW). Bemærk desuden at dette billede ligner det modsatte af spotprisafhængigheden med import/eksport til Norge (Figur 23). Kun ca. 20 % af flowet gik i 2016 mod Tyskland.



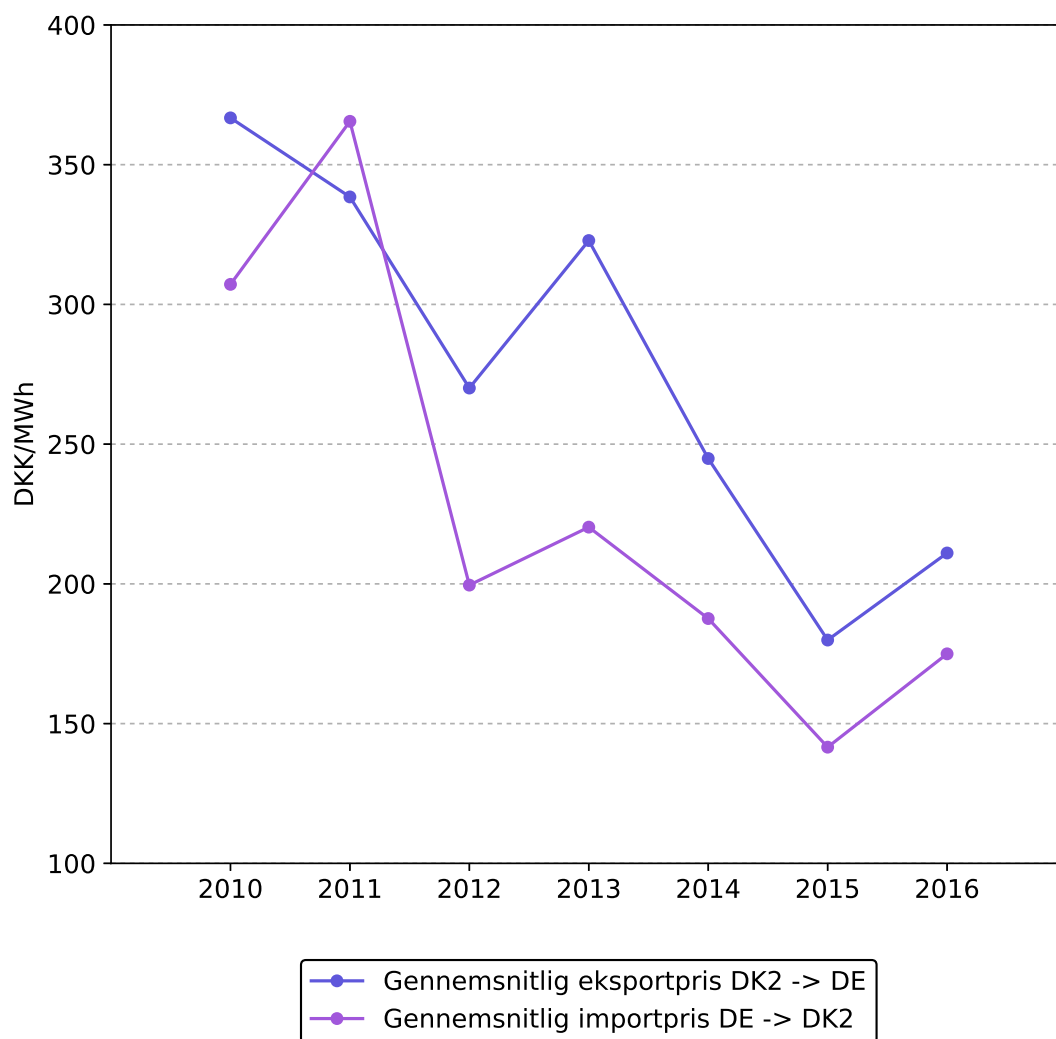
Figur 28: Estimation af vindkraftproduktionens effekt på den gennemsnitlige import/eksport til/fra DE, DK1, 2016 data

Figur 28 viser et modelleret forhold mellem vindproduktionen i DK1 og flowet på forbindelsen mellem DK1 og Tyskland. Figuren viser at jo højere vindproduktionen er i DK1, jo højere er den gennemsnitlige import fra Tyskland. For alle niveauerne af vindproduktion i DK1 er der ingen gennemsnitlig eksportsituation. En forklaring for dette kan være at når vindproduktionen i DK1 er høj så er vindproduktionen i Tyskland også høj og det er netop i disse tilfælde at kapaciteten mod DK1 begrænses pga. flaskehalse internt i det tyske net. Forholdet i Figur 28 stemmer overens med Figur 27, da meget vindproduktion i DK1 ofte er sammenstemmende med lave priser i DK1 og meget import fra Tyskland.



Figur 29: Gennemsnitlig import-og eksportpris, DK2 og Sverige

Figur 29 viser, at den gennemsnitlige importpris fra Sverige til DK2 ligger over den gennemsnitlige eksportpris fra DK2 til Sverige. Billedet er det samme som på forbindelsen mellem DK1 og Norge, men forskellen er langt mindre. Gennemsnitligt foregik importen af strøm fra Sverige til DK2 i 2016 til en pris som var ca. 25 DKK/MWh højere end den gennemsnitlige eksportpris.

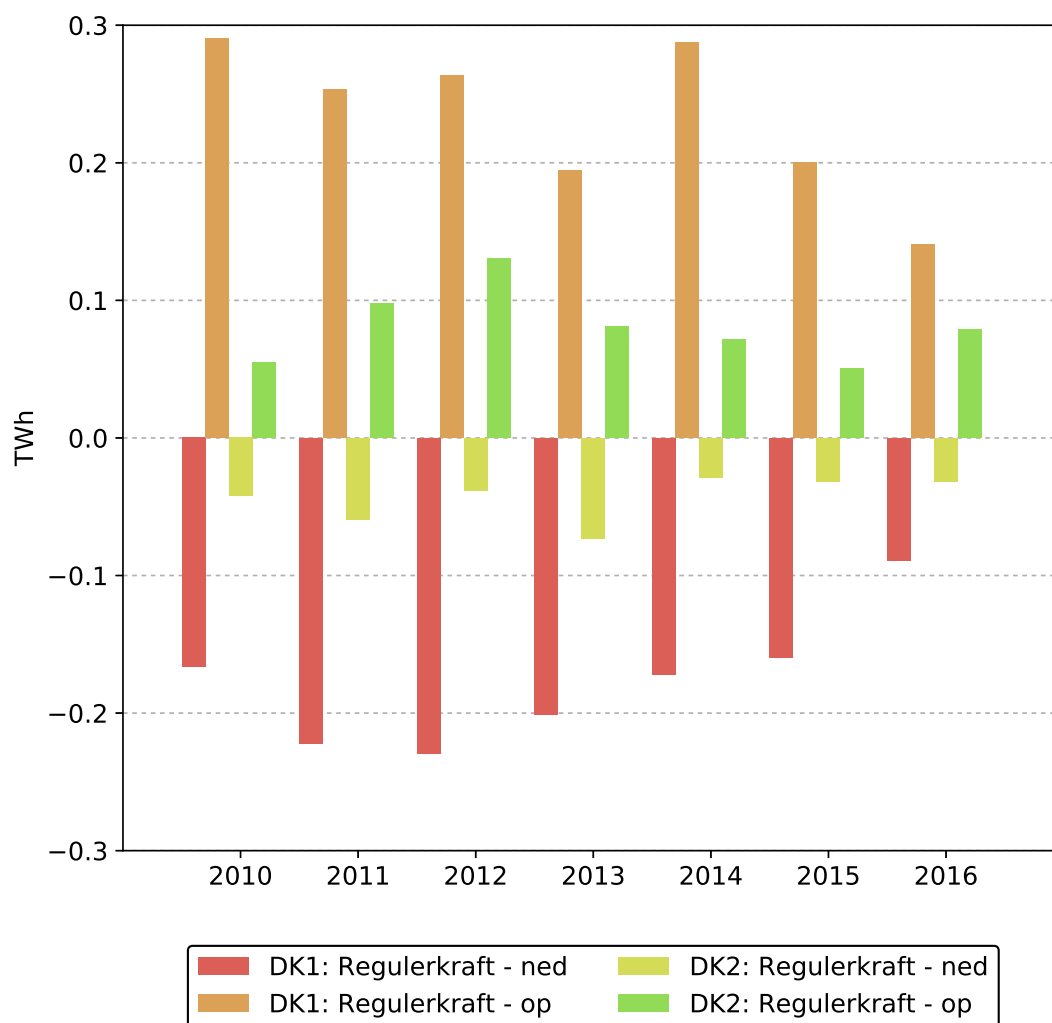


Figur 30: Gennemsnitlig import-og eksportpris, DK2 og Tyskland

Figur 30 viser at den gennemsnitlige importpris fra Tyskland til DK2 ligger under den gennemsnitlige eksportpris fra DK2 til Tyskland. Der eksporteres dermed gennemsnitligt strøm fra DK2 til Tyskland til en højere pris end der importeres. Billedet er altså det samme som i Figur 26, men prisforskellen er mindre.

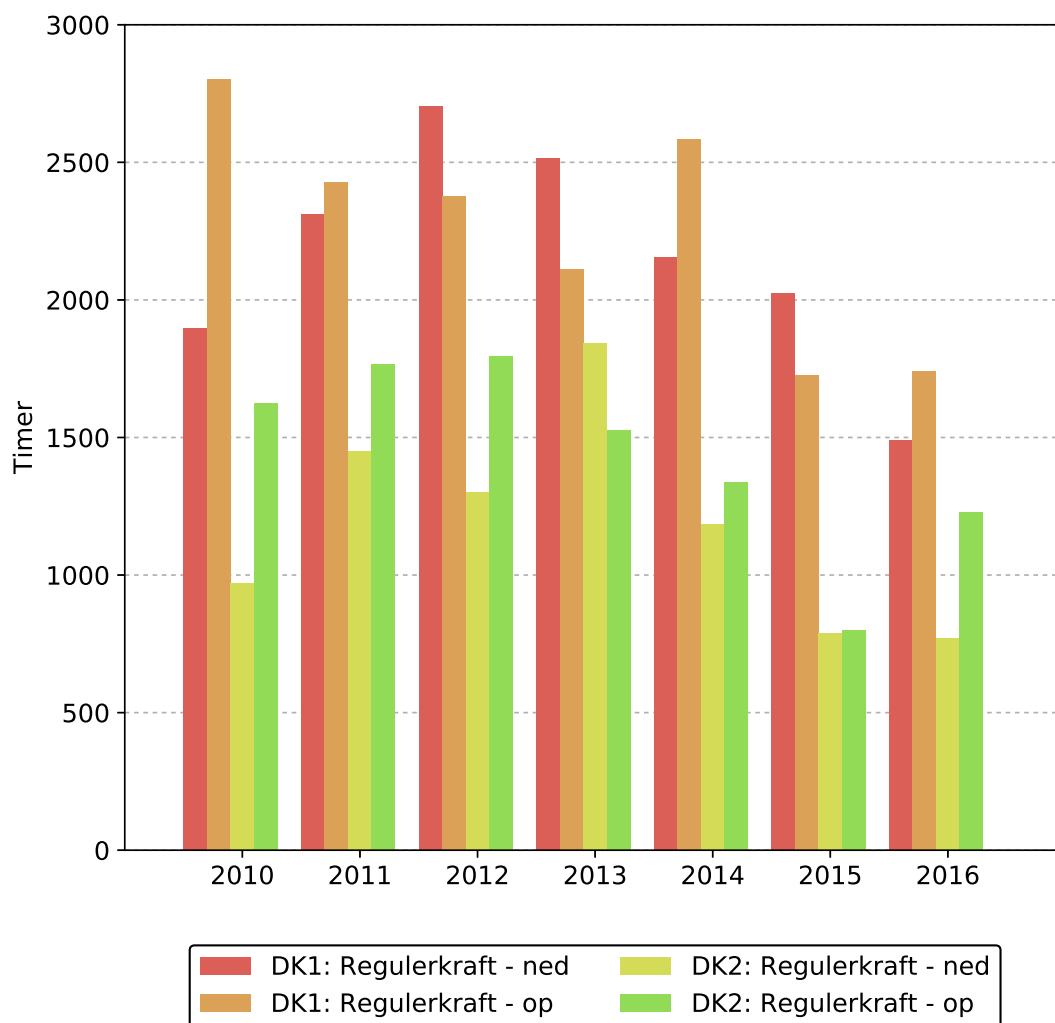
Regulerkraft

Regulerkraft er en systemydelse som Energinet.dk bruger til at balancere el-systemet. Denne regulerkraft kan afregnes på to forskellige måder, enten som almindelig regulerkraft som marginalprisafregnes eller som specialregulering som er pay-as-bid afregnet. Aktørerne ved først efter aktivering om regulerkraften afregnes på den ene eller den anden måde.



Figur 31: Mængde regulerkraft i DK

Figur 31 viser den samlede mængde af almindelig regulerkraft som har været aktiveret i Danmark, fordelt på Vest- og Østdanmark. Behovet for opregulering har været svingende i både DK1 og DK2. I DK1 er mængden faldet både i 2015 og 2016. I DK2 faldt mængden i 2015, men steg igen i 2016. Mængden af nedregulering i DK2 er stort set konstant fra 2014-2016, mens den i DK1 er faldet støt siden 2012.

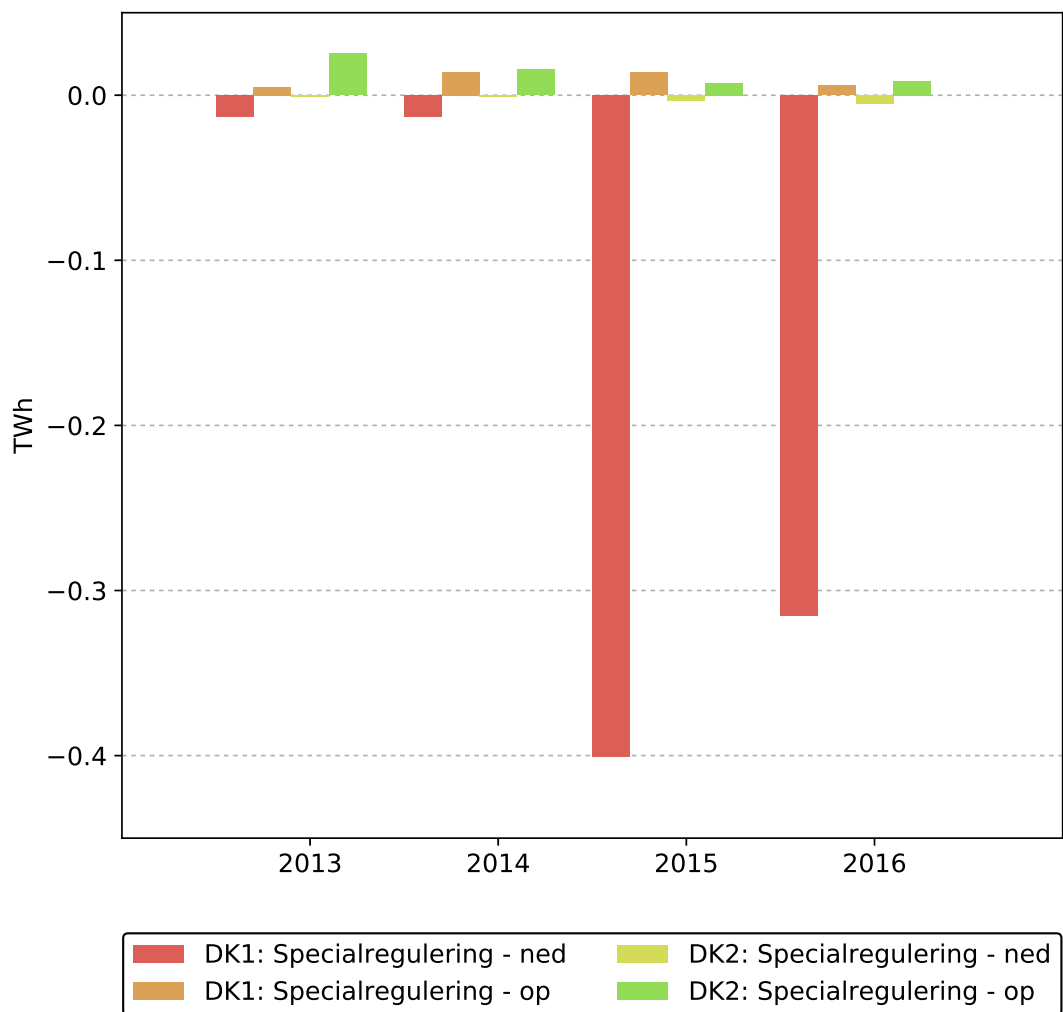


Figur 32: Antal timer med regulering, DK

Figur 32 viser antallet af timer med regulering, pr. år i Danmark. Der er generelt et højere antal timer med regulering i DK1 end i DK2. Dette skyldes sandsynligvis at der er en større mængde vindstrøm i DK1 end i DK2. Det har skiftet fra år til år om der har været flest timer med opregulering eller nedregulering i DK1. I DK2 har der fra 2010-2016 været flere timer med opregulering end med nedregulering, undtagen i 2013.

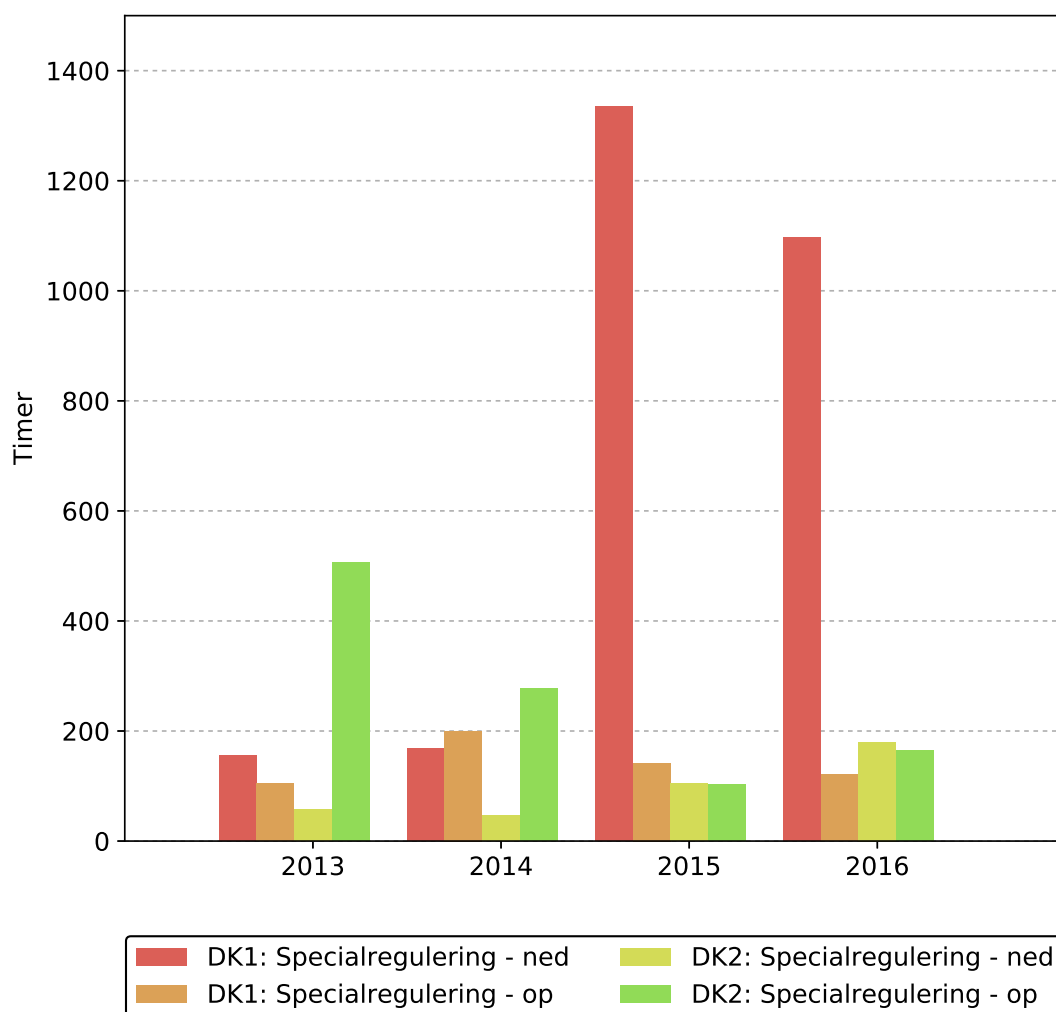
Specialregulering

Specialregulering opstår når der aktiveres regulerkraft af årsager som ikke skal indgå i den almindelige marginalprisafregning og dermed påvirke ubalanceafregningen. Derfor afregnes det som pay-as-bid. De mængder som har været de seneste par år har været unormalt store og skyldes stor vindproduktion i Nordtyskland kombineret med interne tyske flaskehalse og udfordringer med den tyske markedsstruktur.



Figur 33: Total mængde specialregulering, DK

I Figur 33 vises specialnedregulering i både DK1 og DK2. Specialnedregulering i DK1 steg fra 2014-2015 voldsomt mens niveauet faldt lidt fra 2015-2016, men var i 2016 stadig på et meget højt niveau sammenlignet med tidligere år. I disse to år har regulerkraftmarkedet ca. været halv almindelig regulerkraft og halv specialregulering. Sammenligner man Figur 33 og Figur 31, kan man se at mængden af specialnedregulering i både 2015 og 2016 var ca. tre gange større end mængden af "almindelig" nedregulering. Specialregulering er mest anvendt i DK1. Grunden til dette er at den hyppigste årsag til brugen af specialregulering er flaskehalse internt i Tyskland.



Figur 34: Antal timer med specialregulering, DK

Selvom mængden af specialregulering er større end mængden af “almindelig” regulering, er antallet af timer det ikke. Dette ses i Figur 34. Da mængden af specialnedregulering i DK1 er højere end almindelig regulering, men timerne er færre¹ må det betyde at mængden pr. time er meget stor når der er specialregulering.

¹Ca. 40 % af timerne med nedregulering var i 2016 specialnedregulering

A Appendiks

Tabeller

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Produktion							
DK1: Solcelle	0,0	0,0	0,0	1,7	409,9	416,0	489,7
DK2: Solcelle	0,0	0,0	0,0	0,9	185,7	188,2	252,1
Forbrug							
DK1: Elkedel	0,0	0,0	0,0	0,0	90,5	261,1	166,8
DK2: Elkedel	0,0	0,0	0,0	0,0	15,8	8,9	15,4

Tabel 1: Solproduktion og elkedelforbrug, 2010-2016, GWh

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Produktion							
DK1: Central	3007,0	2853,0	2900,5	2187,5	2146,1	2289,5	2323,4
DK1: Decentral	1257,1	1245,9	1201,9	1144,1	1052,5	1133,9	1013,2
DK1: Vind	2488,5	2667,7	2868	3871,3	3525,8	3553,9	3705,9
DK1: Solcelle	0,0	0,0	0,0	75,0	336,0	348,0	409,0
DK2: Central	2393,9	1701,0	1658,9	1744,0	1514,9	1391,0	1879,5
DK2: Decentral	480,2	466,5	462,3	468,5	443,5	407,3	476,1
DK2: Vind	865,3	893,3	916,3	1021,2	947,0	965,1	998,0
DK2: Solcelle	0,0	0,0	0,0	53,0	147,0	154,0	209,0
Forbrug							
DK1: Brutto	3743,1	3665,3	3676,5	3562,8	3540,7	3427,0	3672,2
DK1: Elkedel	0,0	0,0	0,0	0,0	231,7	273,4	328,7
DK2: Brutto	2615,4	2555,7	2558,7	2521,2	2500,1	2337,2	2444,2
DK2: Elkedel	0,0	0,0	0,0	0,0	26,9	39,8	30,1

Tabel 2: Maks timeværdier, 2010-2016, MW

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Produktion							
DK1: Central	1537,1	1183,6	998,1	1199,2	950,2	628,1	777,3
DK1: Decentral	614,8	518,3	408,0	396,1	323,1	297,3	338,8
DK1: Vind	670,7	814,9	866,9	993,3	1180,9	1270,0	1167,4
DK1: Solcelle	0,0	0,0	0,0	5,0	46,8	47,5	55,9
DK2: Central	884,5	755,6	528,6	685,8	532,1	422,8	490,1
DK2: Decentral	254,0	225,0	187,3	157,5	125,6	132,0	144,5
DK2: Vind	220,8	301,4	303,2	277,7	311,9	343,4	289,9
DK2: Solcelle	0,0	0,0	0,0	2,8	21,2	21,5	28,8
Forbrug							
DK1: Brutto	2411,0	2363,9	2326,5	2295,2	2297,2	2317,9	2335,5
DK1: Netto	2351,3	2299,5	2258,3	2229,8	2231,7	2245,9	2262,0
DK1: Elkedel	0,0	0,0	0,0	0,0	10,3	29,8	19,0
DK2: Brutto	1641,1	1585,4	1559,0	1537,1	1520,5	1519,5	1530,8
DK2: Netto	1599,6	1542,4	1518,9	1503,0	1484,9	1481,8	1494,8
DK2: Elkedel	0,0	0,0	0,0	0,0	1,8	1,0	1,8

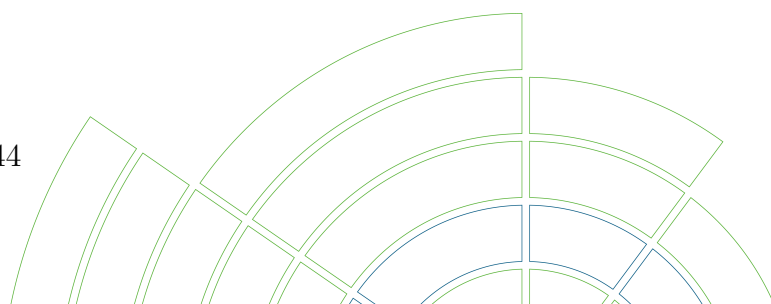
Tabel 3: Middel timeværdier, 2010-2016, MW

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Produktion							
DK1: Central	1562,1	1152,45	888,85	1174,4	922,4	544,5	750,45
DK1: Decentral	602,9	443,3	351,95	331,95	282,2	259,5	285,85
DK1: Vind	522,2	647,45	719,65	761,1	975,35	1100,5	962,1
DK1: Solcelle	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	1,0	1,0
DK2: Central	820,75	676,3	512,2	652,85	514,05	403,2	490,45
DK2: Decentral	255,95	210,3	161,45	129,5	119,2	126,4	131,9
DK2: Vind	148,1	232,2	240,1	194,4	245,1	274,95	204,3
DK2: Solcelle	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0
Forbrug							
DK1: Brutto	2354,9	2305,4	2271,35	2249,3	2256,3	2267,25	2294,55
DK1: Netto	2289,35	2232,05	2199,4	2179,7	2185,35	2193,4	2218,8
DK1: Elkedel	0,0	0,0	0,0	0,0	3,3	4,6	2,4
DK2: Brutto	1627,7	1582	1557,95	1526,85	1518,85	1520,8	1530,75
DK2: Netto	1585,65	1538,75	1519,2	1494,2	1482,8	1482,45	1494,35
DK2: Elkedel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

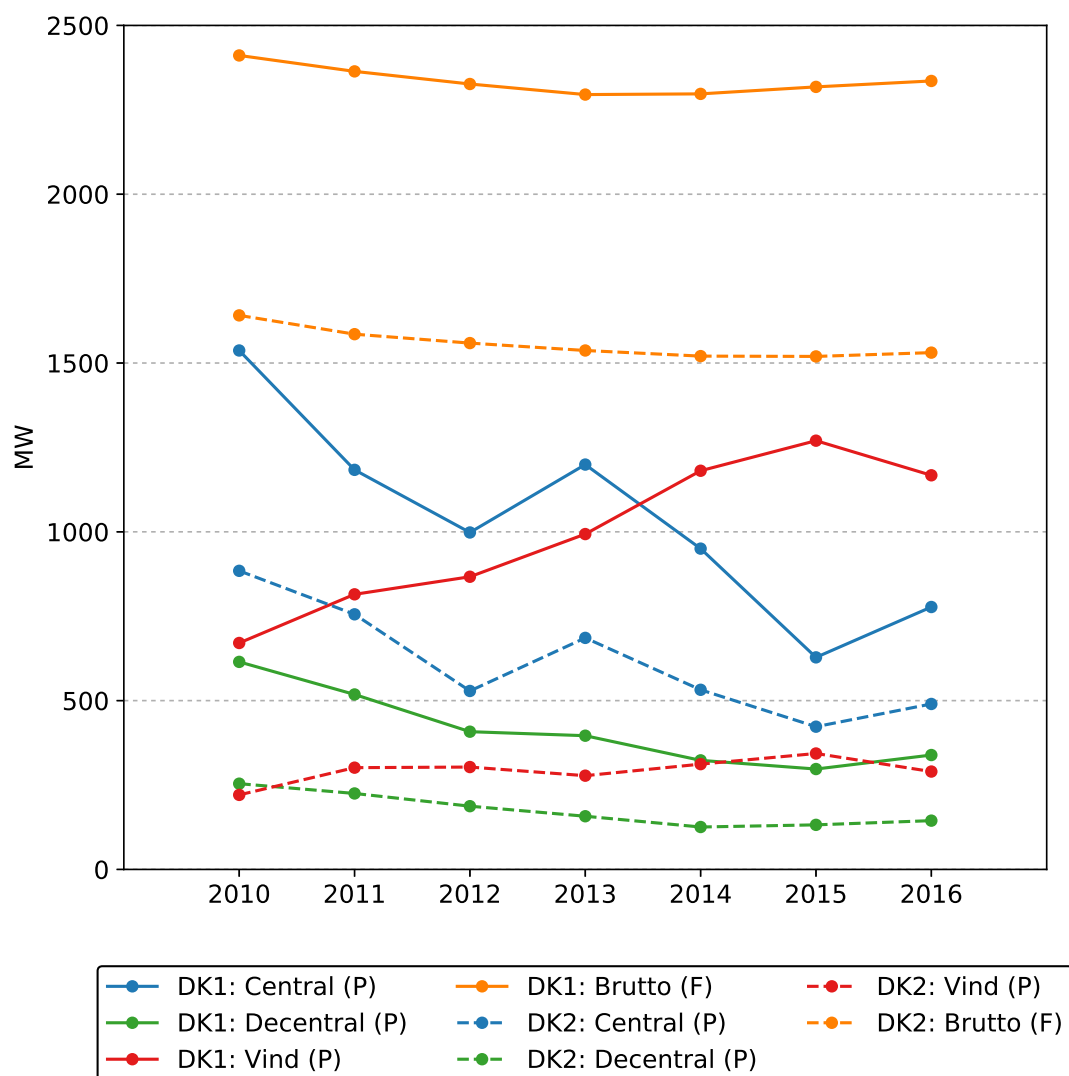
Tabel 4: Median timeværdier, 2010-2016, MW

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
DK1: Middel	346,2	357,3	270,3	290,7	228,6	170,7	198,6
DK2: Middel	424,0	368,1	279,5	295,3	239,6	182,6	219,0
DK1: Median	348,7	361,7	262,3	275,6	228,0	176,7	184,6
DK2: Median	368,6	372,9	264,7	284,3	233,3	181,8	207,0
DK1: Min.	-150,1	-274,3	-1491,9	-462,8	-449,7	-233,8	-398,6
DK2: Min.	-283,3	-274,3	-1491,9	-462,8	-449,7	-233,8	-398,6
DK1: Maks.	982,4	826,8	1561,0	14910,8	1193,0	744,2	780,9
DK2: Maks.	14903,6	1416,9	1887,4	971,4	786,6	1119,4	1598,8
DK1: Neg. Priser	11,0	15,0	33,0	39,0	46,0	65,0	62,0
DK2: Neg. Priser	5,0	14,0	31,0	30,0	19,0	36,0	49,0
DK1: Std. Afv.	88,7	101,6	122,4	350,7	76,3	82,9	72,7
DK2: Std. Afv.	406,0	111,5	136,5	90,4	69,6	85,5	99,0

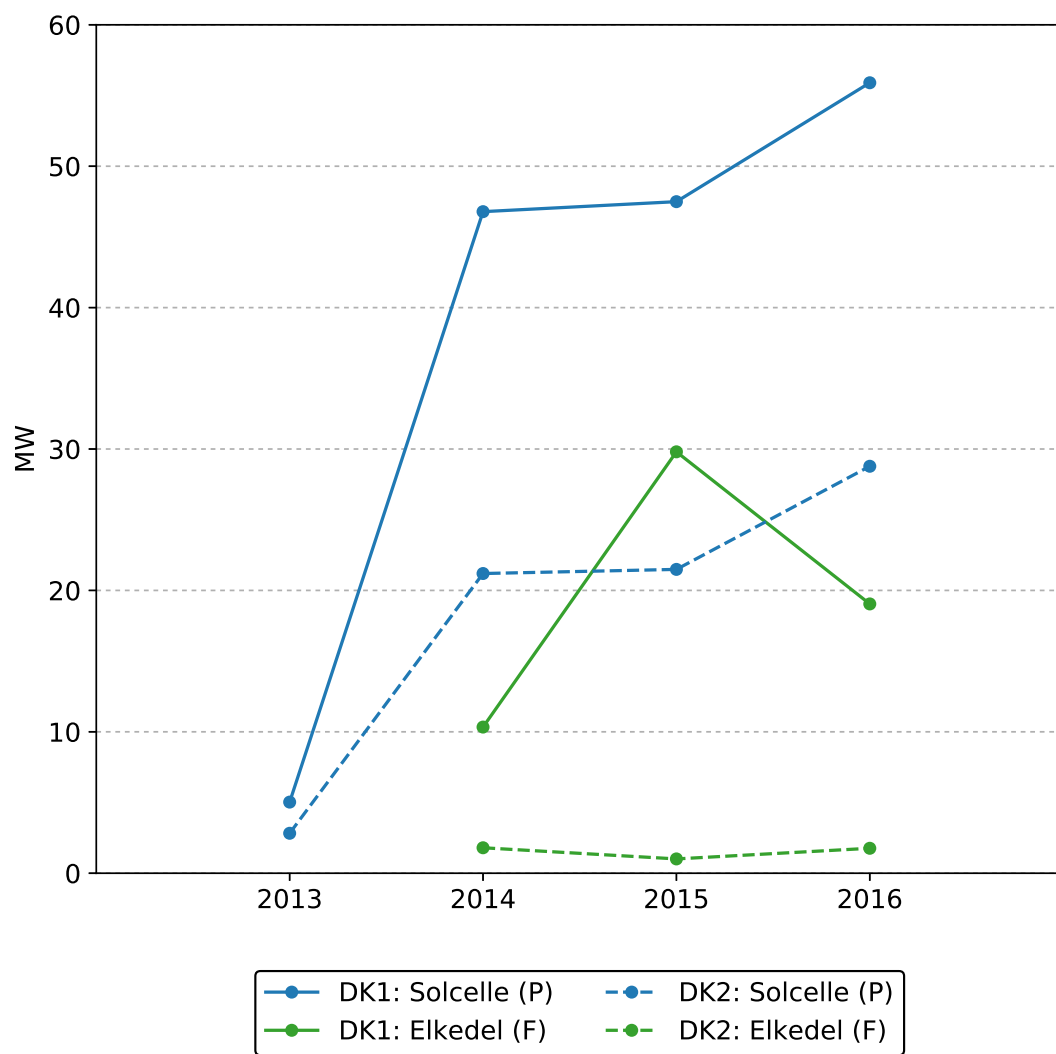
Tabel 5: Deskriptiv statistik, spotpriser, 2010-2016



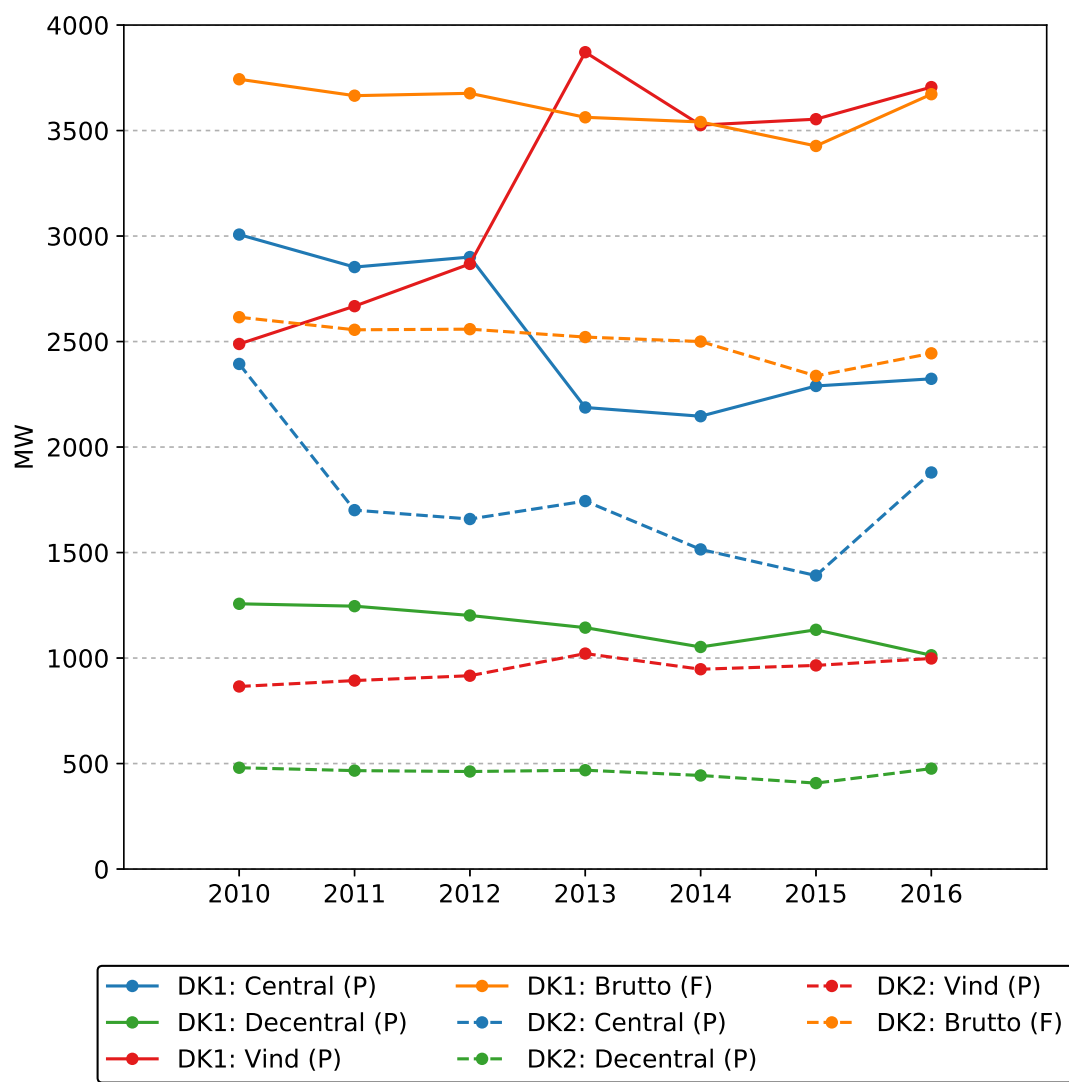
Produktion og forbrug, middel, median-og maksimum timeværdier



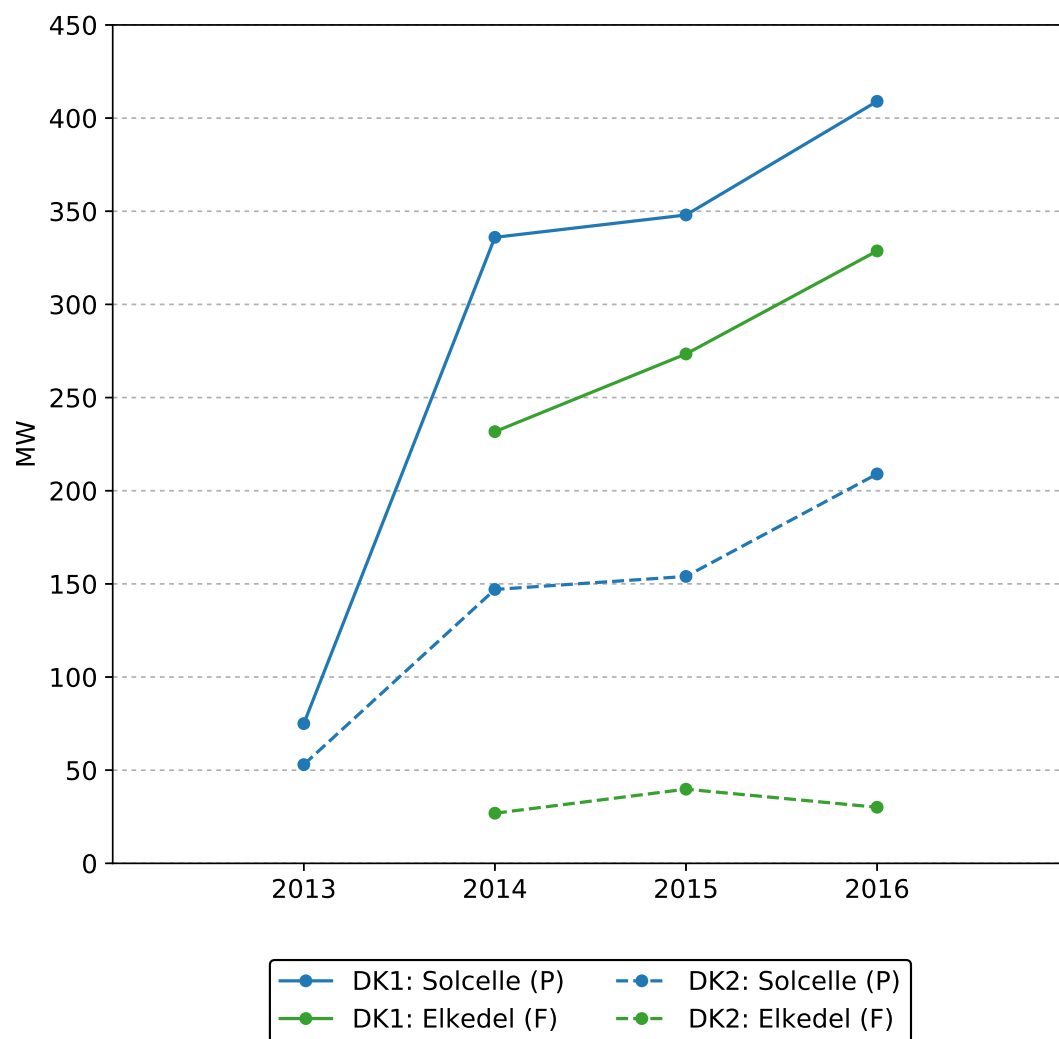
Figur 35: Middel timeværdier, MW



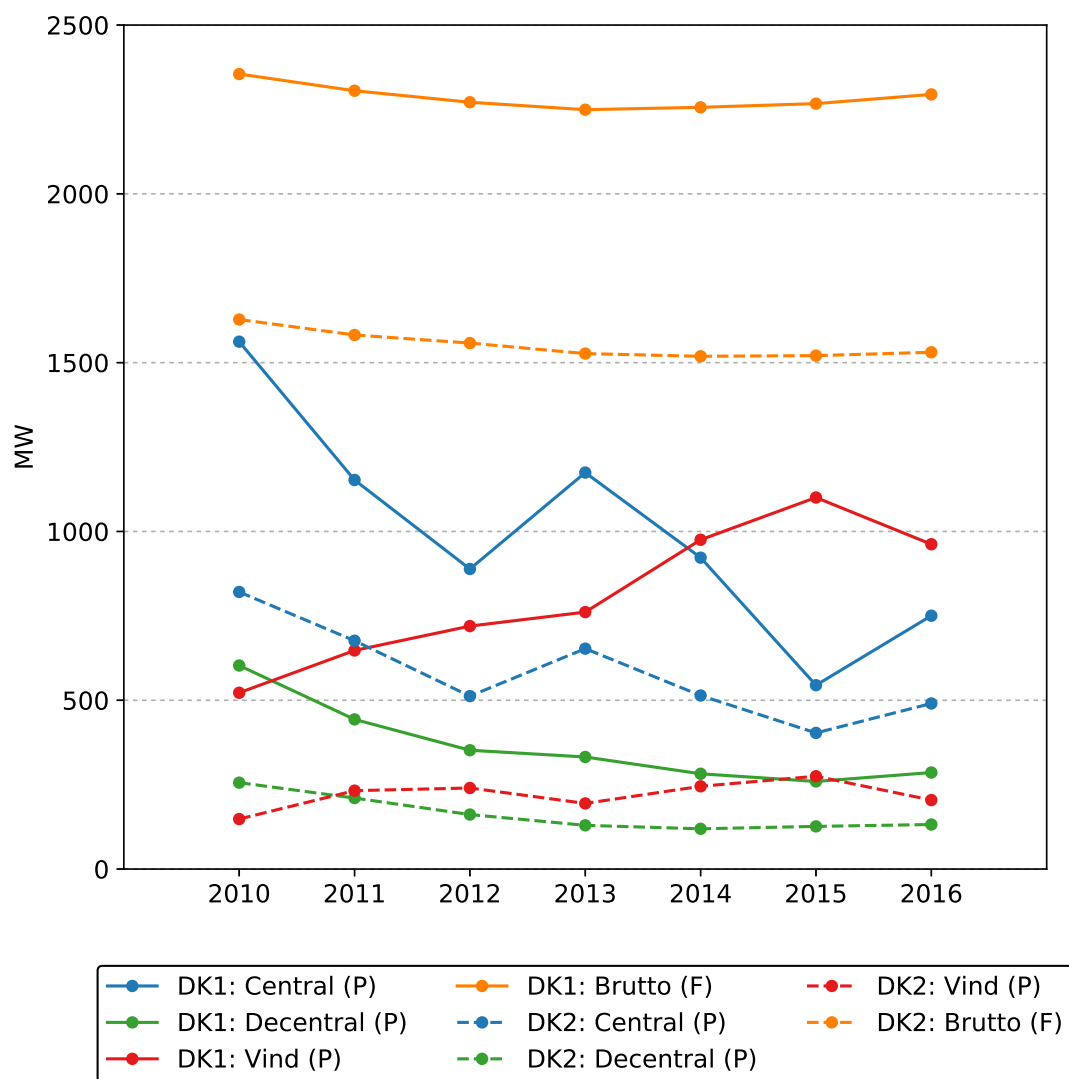
Figur 36: Middel timeværdier, MW



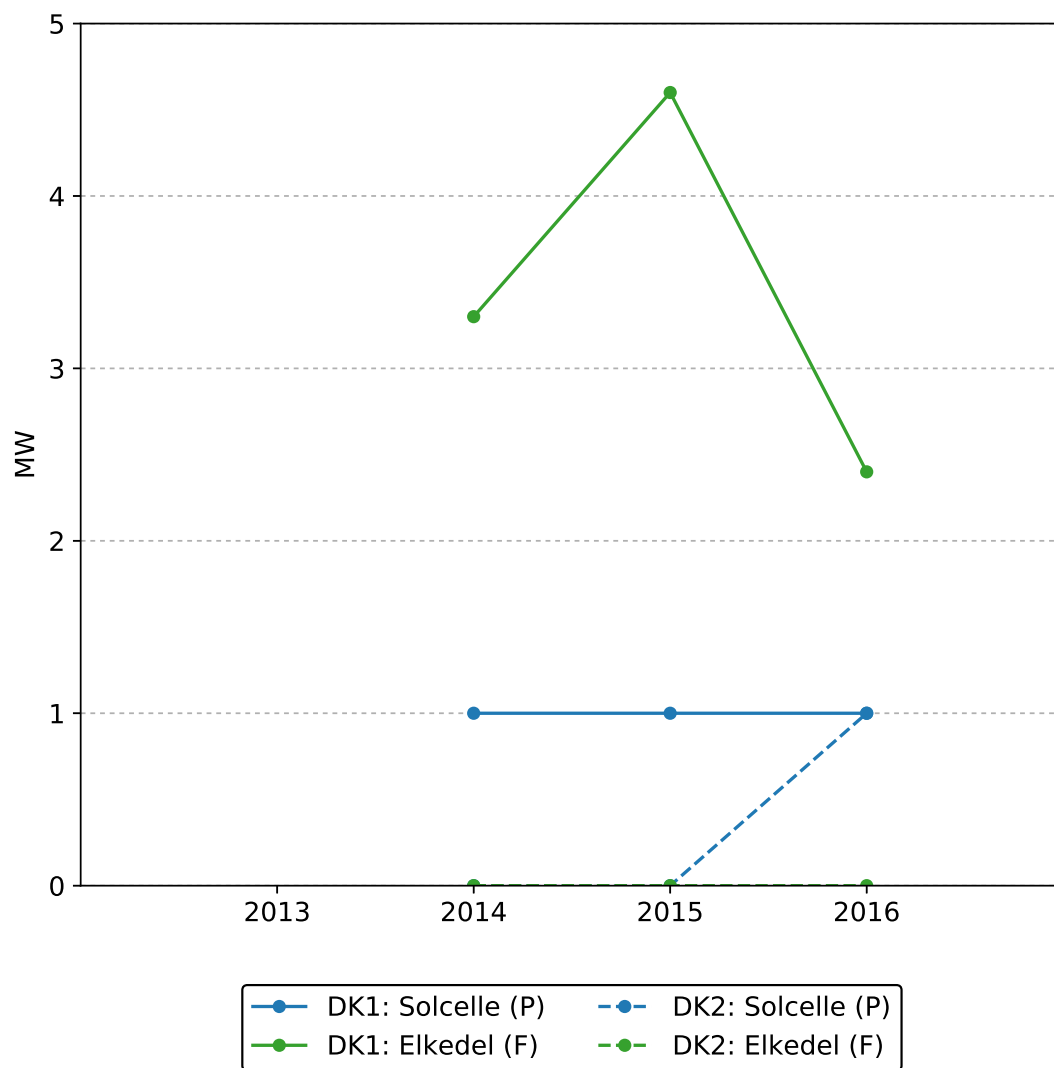
Figur 37: Maks timeværdier, MW



Figur 38: Maks timeværdier, MW



Figur 39: Median timeværdier, MW



Figur 40: Median timeværdier, MW