



Forsyningstilsynet

# Markedsrapport for 2019 Engrosmarkedet for el

---

RAPPORT

JUNI 2020

---

**FORSYNINGSTILSYNET**  
Torvegade 10  
3300 Frederiksværk

Tlf. 4171 5400  
[post@forsyningstilsynet.dk](mailto:post@forsyningstilsynet.dk)  
[www.forsyningstilsynet.dk](http://www.forsyningstilsynet.dk)

---

# Indhold

RESUMÉ .....	3
SAMMENHÆNGEN MELLEM TILSYNETS OVERVÅGNING OG REMIT .....	6
VIGTIGSTE BEGIVENHEDER I 2019 .....	7
PRODUKTION OG FORBRUG .....	9
PRODUKTION .....	9
FORBRUG .....	10
IMPORT OG EKSPORT .....	10
TRANSMISSION .....	11
DANMARK-TYSKLAND FORBINDELSERNE .....	12
DANMARK-SVERIGE FORBINDELSERNE .....	16
DANMARK-NORGE FORBINDELSEN .....	20
DANMARK-HOLLAND FORBINDELSEN .....	21
HANDEL OG PRISER .....	22
PRISUDVIKLING .....	22
FINANSIELLE PRODUKTER, TRANSMISSIONSRETTIGHEDER OG PPA.....	33
UDVIKLING I VOLUMEN AF FINANSIELLE PRODUKTER .....	34

---

## RESUMÉ

Elproduktionen i Danmark var i 2019 på 28,6 TWh, hvilket er en stabil udvikling (fald på 1 pct.) i forhold til 2018. De fire største produktionskilder i 2019 var vind (56 pct.), kul (13 pct.), biomasse (13 pct.) og gas (9 pct.). Produktionssammensætningen i Danmark er under stor forandring, og produktionsandele baseret på vind, sol og biomasse vinder frem på bekostning af kul og gas.

Det danske elforbrug var på 33,5 TWh i 2019, hvilket er på samme niveau som i 2018. Elforbruget har de seneste år været på et stabilt niveau. De største forbrugskategorier er serviceerhverv, handel og offentlig foretagender (29 pct.), boliger (25 pct.), industri (14 pct.) samt landbrug og gartneri (6 pct.).

Danmark var nettoimportør af el med en import på 5,8 TWh i 2019 og har været nettoimportør i alle år siden 2011. Nettoimporten er steget en del (12 pct.) i forhold til 2018. Danmark importerede mest el fra Tyskland (6,6 TWh) og eksporterede mest el til Norge (3,3 TWh).

Handelskapaciteten for udlandsforbindelserne var mellem 63 og 87 pct. i eksportretningen, mens importretningen lå på mellem 60 og 88 pct. af den nominelle kapacitet.

Cobra-kablet til Holland på 700 MW åbnede den 6. september og har haft en handelskapacitet i både eksport- og importretningen på 87 pct. (612 MW) i de sidste fire måneder af 2019.

Handelskapaciteten fra Vestdanmark til Tyskland er steget fra gennemsnitligt 195 MW i 2016 (11 pct.) til 1200 MW i 2019 (68 pct.). Det er i overensstemmelse med den fælles erklæring mellem Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet (KEFM) og Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) og henholdsvis dansk og tysk regulator. Erklæringen blev indgået den 14. juni 2017. TenneT har efterfølgende givet tilsagn om, at de vil give minimum 1.300 MW i handelskapacitet startende fra juni 2019. Tilsagnet fra TenneT blev accepteret den 7. december 2018 af Europa Kommissionens konkurrencemyndighed DG COMP.

Forsyningstilsynet har i 2019, sammen med den tyske regulator, Bundesnetzagentur, vurderet Energinet og TenneT's monitoreringsrapport for kalenderåret 2018 vedrørende overholdelse af erklæringen om minimumkapacitet mellem DK1 og Tyskland. Forsyningstilsynet og Bundesnetzagentur er enige om, at TSO'ernes afrapportering og overholdelse af erklæringen er tilfredsstillende. Forsyningstilsynet og Bundesnetzagentur anmoder i vurderingen desuden Energinet og TenneT om at besvare en række spørgsmål i monitoreringsrapporten for 2020, bl.a.:

- Ønske om beskrivelse af virkningen af netudviklingen på den forventede evne til at transportere fysisk el ved DK1-DE-grænsen.
- Ønske om angivelse af, hvordan specialregulering vil blive leveret i lyset af kommende europæiske balanceringsplatforme / fremtidig model for modhandel.

Specialnedregulering i DK1 udgjorde i 2019 1,3 TWh, hvilket er en stigning på 0,2 TWh fra 2018. TenneT bruger specialnedregulering til at sikre systemsikkerheden, når de giver en højere handelskapacitet på DK1-DE end den fysiske kapacitet.

Handelskapaciteten fra Østdanmark til Tyskland var på 90 pct. i 2019. Handelskapaciteten i den modsatte retning var på 95 pct. af den nominelle kapacitet.

Handelskapaciteten fra Vestdanmark til Sverige er faldet fra 71 pct. til 63 pct. fra 2018 til 2019. I den modsatte retning er handelskapaciteten faldet fra 93 pct. til 77 pct. Handelskapaciteten fra Østdanmark til Sverige er steget til 66 pct. i 2019 fra 59 pct. i 2018. I den modsatte retning er handelskapaciteten steget til 87 pct. fra 83 pct.

Den svenske TSO, Svenska Kraftnät meddelte på Nordic Energy Regulators (NordREG) interessentmøde den 12. juni 2019, at de vil tage tiltag til at mindske Vestkystsnittets påvirkning af forbindelserne til/fra Sverige.

Med den nye el-markedsforordning 2019/943 af 4. juli indføres pr. 1 januar 2020 et minimumskrav på 70 pct. for grænseoverskridende handelskapacitet. Forordningen giver mulighed for at der kan dispenseres for minimumskravet i de to første år, såfremt der opnås godkendelse hos den nationalt regulerende myndighed. Svenska Kraftnät søgte om en 1-årig undtagelse fra minimumskravet den 25. november 2019, og den blev godkendt af den svenske regulator Energimarknadsinspektionen ("Ei"). I Ei's godkendelse fremgår det, at der er krav om, at Svenska Kraftnät skal gøre rede for evt. årsager til manglende opfyldelse af minimumskravet på 70 pct. Forsyningstilsynet følger løbende udviklingen i handelskapacitet på transmissionsforbindelserne til og fra Danmark.

Den gennemsnitlige timepris i spotmarkedet for DK1 og DK2 var henholdsvis 38,50 og 39,84 EUR/MWh i 2019, mens systemprisen var på 38,94 EUR/MWh. Systemprisen er den fiktive spotpris, der ville have forekommet, såfremt hele Norden var et budområde uden begrænsninger i transmissionskapacitet. Danmark er placeret mellem Nordens vandkraftbaserede elektricitetsproduktion og Centraleuropas termiske og VE-baserede elektricitetsproduktion og fungerer derfor som et transitland mellem to forskellige produktionsmix. De danske spotpriser ligger normalt mellem den nordiske systempris og den tyske spotpris, som var på 37,66 EUR/MWh i 2019.

Den laveste timepris i 2019 var -48,29 EUR/MWh, mens den maksimale pris var 109,45 EUR/MWh. Der har samlet set været 227 timer med negative priser. Negative priser kan forekomme, når der er for meget elektricitet i systemet i forhold til efterspørgslen.

Prisen på el i Danmark påvirkes af prisen på brændsel og CO<sub>2</sub> priser samt af fyldningsgraden af de nordiske vandkraftværkers vandreservoirer. Fyldningsgraden i de nordiske vandreservoirer har i 2019 ligget ca. 1,3 procentpoint under gennemsnittet i forhold til de forrige fem år.

Den gennemsnitlige pris på intraday-markedet i DK1 var 35,1 EUR/MWh i 2019, mens den i DK2 var 36,7 EUR/MWh. Markedsaktører bruger intraday-markedet til at balancere deres forbrugs- og produktionsporteføljer, f.eks. ved nedbrud af kraftvarmeværker eller ved mindre vind end ventet.

Energinet indkøber reservekapacitet og reserveenergi for at balancere elsystemet før driftstimen. Gennemsnitsprisen for frekvensstyrede reserver opregulering ("FCR-op") i DK1 var på 37 EUR/MWh. Forsyningstilsynet kan konstatere, at prisen på FCR-op var høj i sommeren 2019 og ikke faldt tilbage til det forventede lavere niveau i efteråret 2019.

Priserne på erstatningsindkøb af manuelle frekvensgenoprettelsesreserver (mFRR) i DK2 har været lavere end de seneste år (35 EUR/MWh). Disse erstatningsindkøb sker kun, når der er nedetid på de værker, som har en længerevarende aftale med Energinet om levering af mFRR. Priserne på mFRR i DK1 var i gennemsnit på 0,8 EUR/MWh.

Forsyningstilsynet vil have fokus på markedet for automatiske frekvensgenoprettelsesreserver i Vestdanmark, da der er tale om et relativt koncentreret, nyt og umodent marked. Markedet har været på pause i fem år pga. Energinets aftale om indkøb af 100 MW aFRR reserver fra Norge via en reservation over Skagerrak-forbindelsen. Aftalen ophørte 31. december 2019.

Markedsaktørerne risikoafdækker deres produktion og forbrug for at sikre sig mod uforudsete prisændringer på markedet. Markedsaktørernes risikoafdækning udgøres af handel med finansielle transmissionsrettigheder ("FTR"), forwardkontrakter og Power Purchasing Agreements ("PPA"). Udbuddet af FTR på de danske udlandsforbindelser er steget i 2019 i forhold til 2018. Specifikt er udbuddet mellem DK1 og DE steget væsentligt, og der er åbnet for køb af FTR mellem DK1 og Holland.

Forsyningstilsynet skal i løbet af 2020 lave en evaluering af, om markedsaktørerne har tilstrækkelig mulighed for at afdække deres risiko. Evalueringen sker i medfør af Kommissionens Forordning (EU) 2016/1719 af 26. september 2016 om fastsættelse af retningslinjer for langsigtet kapacitetstildeling ("FCA GL").

---

## BOKS 1 | FOKUSOMRÅDER FOR 2020

Forsyningstilsynets fokusområder for den fremadrettede markedsovervågning er Danmarks **transmissionsforbindelser, markedet for reserver** og det **nordiske finansielle marked**.

Markedsovervågningen vil i 2020 fortsat have fokus på handelskapaciteten på Vestdanmark-Tyskland forbindelsen. Erklæringen om **minimumskapacitet** til markedet skal overholdes. Markedsovervågningen vil også følge udviklingen i den **tilgængelige handelskapacitet til og fra Sverige, Norge og Holland** i forhold til 70 pct. kravet.

Forsyningstilsynet vil i 2020 lave en **evaluering af det nordiske finansielle marked**. Markedsaktørerne skal have tilstrækkelige muligheder for at afdække risici.

Markedsovervågningen vil i 2020 følge det nye marked for **automatisk reservekapacitet (aFRR) i DK1 i 2020**. Forsyningstilsynet har markedet under **skærpet overvågning** til og med tredje kvartal 2020.

---

## **SAMMENHÆNGEN MELLEM TILSYNETS OVERVÅGNING OG REMIT**

Denne rapport er et resultat af Forsyningstilsynets overvågning af engrosenergimarkedene.

Forsyningstilsynet overvåger engrosenergimarkedene i medfør af bl.a. eldirektivet, elforsyningslovgivningen og bekendtgørelsen om Forsyningstilsynets overvågning af det indre marked for el og naturgas<sup>1</sup>.

Forsyningstilsynet er kompetent myndighed i forhold til håndhævelsen af forordningen om integritet og gennemsigtighed på engrosenergimarkedene (REMIT)<sup>2</sup>. Forsyningstilsynet skal derfor sørge for, at der sker overholdelse af forbuddene i REMIT mod insiderhandel og markedsmanipulation og af forpligtelsen til at offentliggøre intern viden.

Der er et samspil mellem Forsyningstilsynets håndhævelse af REMIT og Forsyningstilsynets overvågning af engrosenergimarkedene. Dette samspil kan vise sig ved forskellige forhold på markedet. En ualmindelig høj pris kan f.eks. være forårsaget af markedsmanipulation, men kan også være resultatet af et dårligt markedsdesign. Omvendt kan Forsyningstilsynets markeds- overvågning på engrosområdet give indikationer på forhold, som Forsyningstilsynet skal være opmærksomme på i håndhævelsen af REMIT. Dette samspil er derfor en af årsagerne til, at Forsyningstilsynet overvåger udviklingen på det danske elmarked og de enkelte aktørers adfærd.

Trods dette samspil vedrører denne rapport ikke REMIT-specifikke forhold.

---

<sup>1</sup> Europa-Parlamentets og Rådets direktiv 2009/73/EF af 13. juli 2009 om fælles regler for det indre marked for naturgas og om ophævelse af direktiv 2003/55/EF (EØS-relevant tekst), Naturgasforsyningsloven (LBK nr. 1127 af 5. september 2018) og Bekendtgørelsen om Energitilsynets overvågning af det indre marked for el og naturgas (BEK nr. 1002 af 20. oktober 2011).

<sup>2</sup> Europa-Parlamentets og Rådets forordning (EU) nr. 1227/2011 om integritet og gennemsigtighed på engrosenergimarkedene.

## VIGTIGSTE BEGIVENHEDER I 2019

TABEL 1 | VIGTIGE BEGIVENHEDER FOR DET DANSKE ELMARKED I 2019

14. januar 2019	<b>Forsyningstilsynet</b> og de øvrige nordiske energiregulatorer godkender TSO'ernes metoder for <b>koordinering af belastningsomfordeling og modkøb</b> for kapacitetsberegningen i Norden samt omkostningsfordeling af samme. Metoderne skal understøtte arbejdet med at koordinere kapacitetsberegningen i Norden og sikre, at værdien af transmissionskapacitet maksimeres, samtidigt med at forsyningsikkerheden sikres. Metoden vil have en væsentlig indflydelse på modhandel på de danske grænser til Sverige i fremtiden. Læs <a href="#">mere her</a> .
25. januar 2019	<b>ACER</b> træffer beslutning om metoden til at <b>prissætte transmissionskapacitet</b> for det fælleseuropæiske <b>intraday marked</b> . Metoden indebærer, at der vil blive indført implicitte auktioner i intraday-markedet, som vil prissætte transmissionskapaciteten, hvis der opstår flaskehalse. Eventuel overskydende kapacitet efter disse auktioner vil fortsat gives gratis til det kontinuerte intraday marked. Læs mere <a href="#">her</a> .
3. april 2019	<b>Forsyningstilsynet</b> og <b>de andre nordiske energiregulatorer</b> noterer sig, at der er en høj risiko for, at de <b>nordiske transmissionssystemoperatører</b> ikke kan overholde den lovfastede frist for en <b>overgang til 15 minutters ubalanceafregning</b> pr. 18. december 2020 og tilskynder transmissionssystemoperatørerne til fortsat at bestræbe sig på at <b>undgå forsinkelser</b> og at fremlægge en ambitiøs og realistisk udmøntningsplan så hurtigt som muligt. Læs mere <a href="#">her</a> .
5. april 2019	<b>Forsyningstilsynet</b> samt de øvrige regulerende myndigheder i EU godkender TSO'ernes metode for beregning af <b>planlagte udvekslinger</b> i intraday markedskoblingen. Metoden fastsætter, hvordan de udvekslinger af elektricitet, som er et resultat af intraday-markedskoblingen skal beregnes. Metoden angår udvekslinger mellem både budområder, lande, TSO'er og NEMO'er og understøtter dermed udviklingen af det fælleseuropæiske marked. Læs mere <a href="#">her</a> .
5. april 2019	<b>ACER</b> træffer beslutning om ændring af opdelingen af EU i kapacitetsberegningssregioner. Beslutningen tildeler en region til nye interconnectorer. <b>Det danske Cobra-kabel til Holland bliver tildelt kapacitetsberegningssregionen Hansa</b> . Beslutningen indebærer samtidigt, at TSO'erne skal lave en analyse af fremtiden for kapacitetsberegningssregionerne Hansa og Channel inden for 18 måneder. Specifikt skal TSO'erne analysere om det vil være fordelagtigt at slå disse regioner sammen med Core-regionen. Læs mere <a href="#">her</a> .
12. juni 2019	<b>Forsyningstilsynet</b> afholder i samarbejde med <b>de andre nordiske energiregulatorer</b> et interessentmøde om <b>kapacitet på grænserne i engrosenergimarkederne</b> . På mødet diskuteres specifikt de begrænsninger i handelskapacitet, som er forårsaget af Vestkystsnittet i Sverige. Der er tale om det 2. møde i rækken; det første møde blev afholdt den 25. oktober 2018. Læs mere <a href="#">her</a> .
1. juli 2019	<b>Forsyningstilsynet</b> påtaler over for Energinet, at Energinet har offentliggjort <b>priser på specialregulering</b> på et så detaljeret niveau, at Energinet ikke har iagttaget <b>lovfastede krav til fortrolighed om kommercielt følsomme</b> oplysninger. Forsyningstilsynet vurderede, at offentliggørelse af priser på specialregulering kan ske som gennemsnitlige månedsværdier og med tre måneder mellem budafgivelse og offentliggørelse, og at det dermed ikke er offentliggørelse af kommercielt følsomme oplysninger samt, at det er tilstrækkeligt til at give investeringssignaler til gavn for markedet. En mere detaljeret offentliggørelse af priser kan mindske konkurrencen eller skabe risiko for priskoordination. Læs mere <a href="#">her</a> .
2. juli 2019	<b>Forsyningstilsynet</b> godkender <b>markedsregler for Krieger's Flak</b> forbindelsen mellem Østdanmark og Tyskland. Markedsreglerne sikrer, at Krieger's Flak kan åbne for handel og overførsel af el. Kriegers Flak tilføjer 400 MW kapacitet, som dog deles med vindmølleparker på både den danske og tyske side. Læs mere <a href="#">her</a> .
5. juli 2019	<b>Energinet</b> offentliggør notater om tekniske krav til de hurtige frekvensreserver som led i udmøntningen af <b>Forsyningstilsynets rapport</b> fra december 2018 om <b>Energinets indkøb af reserver i elsystemet</b> . Det overordnede formål med rapporterne er at videreudvikle markedet for reserver til balancering. Læs mere <a href="#">her</a> .
24. juli 2019	<b>Forordning 2019/943</b> træder delvist i kraft. Forordning 2019/943 er én blandt 8 retsakter under den såkaldte Vinterpakke (Clean Energy Package) fra EU Kommissionen. Forordning 2019/943 indeholder en række bestemmelser, som først får retsvirkning fra 1. januar 2020. Forordning 2019/943 fastsætter bl.a. udvidede markedsregler, der skal <b>sikre fleksibilitet, bedre konkurrence og klare prissignaler</b> for markedsaktørerne. Forordningen fastsætter desuden udvidede rammebetingelser, der skal fremme en bedre udnyttelse af det europæiske transmissionsnet, herunder et krav om at der som minimum skal være 70% kapacitet tilgængelig på overførselsforbindelserne. Forordningen indeholder endvidere tiltag, der skal sikre et tilstrækkeligt niveau af produktionskapacitet på tværs af EU, og bestemmelser til at styrke det regionale samarbejde af transmissionssystemoperatører i såkaldte regionale koordinationscentre. Læs mere <a href="#">her</a> .

- 6. september 2019** **Cobra-kablet mellem Holland og Vestdanmark åbner og tilføjer 700 MW transmissionskapacitet til den danske handel med udlandet.**
- 11. oktober 2019** **Forsyningstilsynet udpeger** European Market Coupling Operator (EMCO) som **NEMO** i de danske budområder, DK1 og DK2. EMCO er dermed ansvarlig for drift af day-ahead og intraday markederne i Danmark og sørge for, at Danmark er med i den europæiske markedskobling. EMCO er desuden forpligtet til at lave clearing og settlement, offentliggøre markedsresultaterne samt samarbejde med Energinet. Læs mere [her](#).
- 17. oktober 2019** **Forsyningstilsynet** godkender en ændring til Energinets udbudsbetingelser for **indkøb af erstatningskapacitet** af frekvensgenoprettelsesreserver med manuel aktivering (**mFRR**) i **Østdanmark** ved udetid på kontraherede anlæg. Læs mere [her](#).
- 4. november 2019** **ACER** træffer beslutning om **harmoniserede tildelingsregler** i EU. De harmoniserede tildelingsregler er en del af regelsættet, som understøtter markedet for langsigtede transmissionsrettigheder. Læs mere [her](#).
- 5. november 2019** **ACER** træffer beslutning om metoden for **langsigtet kapacitetsberegning** i kapacitetsberegningsregion Norden. Metoden betyder, at beregningen af transmissionskapacitet for tidsrammerne ét år før og én måned før levering overgår til den flowbaserede metode. Metoden skal være med til at sikre en optimal udnyttelse af transmissionskapaciteten, samtidigt med at forsyningsikkerheden sikres. Metoden er samtidigt en del af regelsættet, som understøtter markedet for langsigtede transmissionsrettigheder. Læs mere [her](#).
- 12. november 2019** **Forsyningstilsynet** samt de regulerende myndigheder i Sverige, Tyskland, Polen og Holland (CCR Hansa) godkender TSO'ernes ændringsforslag til regionalt annek for **harmoniserede tildelingsregler** i regionen. Ændringsforslaget muliggør, at TSO'erne kan sælge langsigtede transmissionsrettigheder på Cobra-kablet mellem Danmark og Holland. Læs mere [her](#).
- 3. december 2019** **Forsyningstilsynet** afholder i samarbejde med **de andre nordiske energiregulatorer** et interessentmøde om **kapacitet på grænserne i engrosenergimarkederne**. På mødet diskuteres specifikt de begrænsninger i handelskapacitet, som er forårsaget af Vestkystsnittet i Sverige. Der er tale om det 3. møde i rækken. Læs mere [her](#).
- 19. december 2019** Den svenske energiregulator, **Energimarknadsinspektionen**, træffer afgørelse om godkendelse af anmodning fra den svenske TSO, Svenska Kraftnät, om **fritagelse fra kravet i forordning 2019/943** om minimum 70%'s tilgængelig kapacitet på overførselsforbindelserne. Læs mere [her](#).
- 20. december 2019** **Forsyningstilsynet skærper overvågningen** af markedet for køb af automatiske frekvensgenoprettelsesreserver (**aFRR**) i **Vestdanmark**. Læs mere [her](#).
- 20. december 2019** **Forsyningstilsynet godkender implicit tabshåndtering på forbindelsen til Norge fra Vestdanmark**. Dette betyder, at nettab indkøbes implicit i day-ahead auktionen, og at der ikke længere vil overføres strøm, hvis prisforskellen mellem Danmark og Norge er lavere end tabet på kablerne. Læs mere [her](#).
- 24. januar 2020** **ACER** træffer beslutninger om rammerne for **kommende markedsplatforme** for henholdsvis automatisk og manuelt aktiverede frekvensgenoprettelsesreserver (**aFRR** og **mFRR**). Platformene skal oprettes af transmissionssystemoperatørerne i EU i fællesskab, i Danmark Energinet. ACER træffer desuden beslutning om en metode for **prissætning af balanceringsenergi**. Læs mere [her](#).
- 18. februar 2020** **Forsyningstilsynet** og **de andre nordiske energiregulatorer** afviser tre indbyrdes sammenhængende forslag fra de nordiske transmissionssystemoperatører om **et nordisk kapacitetsmarked** for frekvensgenoprettelsesreserver med automatisk aktivering (**aFRR**), hvorefter forslagene overgår til beslutning hos **ACER**. Læs mere [her](#).
- 1. april 2020** **Forsyningstilsynet** forlænger den **skærpede overvågning** af det vestdanske marked for frekvensgenoprettelsesreserver med automatisk aktivering (**aFRR**) til og med 3. kvartal 2020. Læs mere [her](#).

Kilde: Forsyningstilsynet baseret på egne afgørelser, Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet, Energinet, Energi-styrelsen, Europa-Kommissionen, Ministerrådets hjemmeside, Nasdaq.



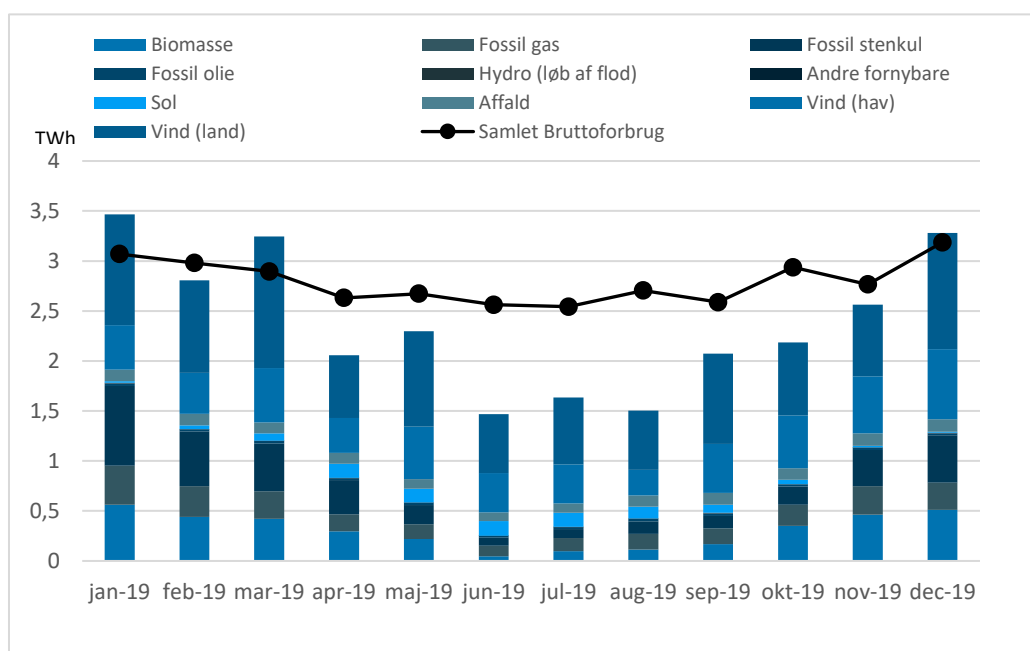
## PRODUKTION OG FORBRUG

### PRODUKTION

Elproduktionen i Danmark var på 28,6 TWh i 2019, hvilket er et svagt fald (1 pct.) i forhold til 2018. De fire største produktionskilder i 2019 var vind (hav og land) på 56 pct., fossil stenkul på 13 pct., biomasse på 13 pct. og gas på 9 pct. Produktionen af el fra vind er steget en del (9 procentpoint) i forhold til 2018, hvorimod fossil stenkul er faldet tilsvarende (9 procentpoint) i forhold til 2018.

Den danske produktionssammensætning er under forandring. Vindproduktionsandelen var på 12 pct. i år 2000, mens den var på 56 pct. i 2019. Kraftvarmeværkerne ombygges fra at benytte kul og gas som brændsel til i større grad at benytte biomasse. Transformationen udfaser hovedsageligt kul og gas som produktionskilder, mens vind og biomasse tager over. I 2016 var produktionsandelene på biomasse 2 pct., mens fossilt stenkul og gas udgjorde henholdsvis 33 pct. og 15 pct.

FIGUR 1 | PRODUKTION OG FORBRUG FOR 2019



Kilde: ENTSO-E Transparency Platform

Note: \*Solcellers produktion er baseret på estimerede tal og er dermed ikke faktiske produktionstal.

Produktionen er generelt højere om vinteren, hvor kraftvarmeværkerne kører, end om sommeren. Den samlede produktion henover sommeren 2019 fra maj til og med september var på 8,9 TWh, hvilket er meget højere (45 pct.) end i 2018<sup>3</sup>. Den relativt koldere sommer har medført, at kraftvarmeværkerne har opretholdt produktionen af fjernvarme i længere tid end normalt og dermed også produktionen af elektricitet.

<sup>3</sup> 2018 havde den laveste sommerproduktion siden år 2000.

Januar var måneden med den højeste produktion på 3,46 TWh, mens juni havde den laveste på 1,46 TWh. Produktionen i Danmark varierer relativt mere henover året, end den gør i de øvrige nordiske lande. Årsagen er, at Danmark producerer varme på kraftvarmeværkerne, mens resten af de nordiske lande i større grad end i Danmark producerer varme med elektricitet. Efterspørgslen efter varme falder markant ved omtrent 17 grader, hvor forbrugerne ofte slukker for varmen, hvorfor produktion af fjernvarme fra kraftvarmeværkerne i Danmark falder og dermed også biproduktet elektricitet.

Efterspørgslen af fjernvarme er styrende for tidspunktet for kraftvarmeværkernes beslutning om at sommerlukke og at genstarte i efteråret<sup>4</sup>. Det skyldes, at fjernvarme er den primære indtægtskilde for kraftvarmeværkerne, mens elektricitet, som er et biprodukt af at producere fjernvarme, udgør en væsentlig mindre del. Figur 1 indeholder detaljeret information omkring produktionen af el med forskellige teknologier gennem 2019.

## **FORBRUG**

Det danske elforbrug var på 33,53 TWh i 2019, hvilket er på niveau med forbruget de seneste 8 år. De største forbrugskategorier i 2019 er serviceerhverv, handel og offentlige foretagende på 29 pct., boliger på 25 pct., industri på 14 pct., samt landbrug og gartneri på 6 pct.

Elforbruget er normalt lidt højere om vinteren end om sommeren på grund af merforbruget til lys og opvarmning. Det er særlig opvarmning, som øger elforbruget både i private hjem til f.eks. cirkulationspumper og i kraftvarmeværker til f.eks. store industrielle varmpumper. Det største månedlige forbrug i 2019 var i december (3,18 TWh), mens det laveste var i juli (2,54 TWh). Fordelingen af forbruget over året fremgår af figur 1.

Det samlede nordiske elforbrug var i 2019 på 387 TWh, hvilket er et lille fald (1,5 pct.) i forhold til forbruget i 2018.

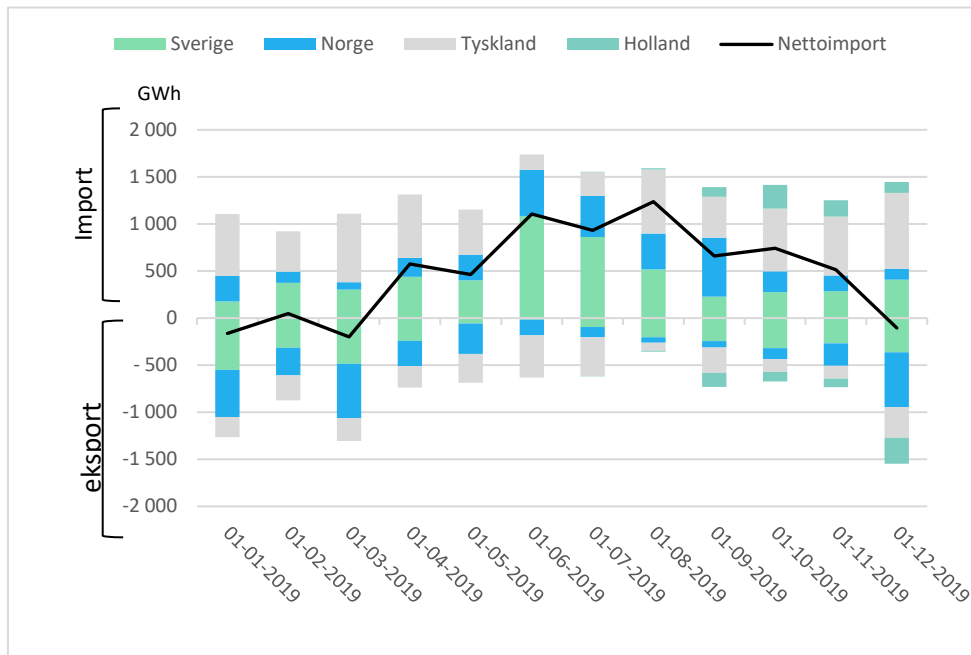
## **IMPORT OG EKSPORT**

Den danske nettoimport var i 2019 på 5,8 TWh, hvilket er en stigning (12 pct.) i forhold til nettoimporten i 2018, som var på 5,2 TWh. Danmark har siden 2011 været nettoimportør. Den større nettoimport skyldes bl.a., at den tyske TSO, TenneT, i højere grad end tidligere har nedreguleret dansk elproduktion til fordel for produktion i Tyskland, pga. udfordringer i det tyske net. Se afsnit om DK1-DE forbindelsen. En anden årsag er, at elproduktionen med gas i Tyskland har været relativt billigere i forhold til de seneste år og dermed mere konkurrencedygtig. Dette beskrives nærmere i afsnittet om prisforklarende faktorer.

Danmark er et transitland for handlen med el imellem Norden og Kontinentet. Det betyder, at den danske import er påvirket af, hvorvidt de svenske og norske vandreservoarer er fyldte og af omkostningerne ved Centraleuropas termiske produktion. Danmark vil primært importere fra Norden, hvis vandreservoarerne er fyldte, og i højere grad importere fra Tyskland, hvis vandresourcerne i Norden er knappe.

---

FIGUR 2 | IMPORT OG EKSPORT FOR 2019



Kilde: Energistyrelsen og Energinet

Note: Figuren viser månedligt eksport og import fra hhv. Sverige, Norge og Tyskland samt nettoimporten.

Danmark importerede mest fra Tyskland med i alt 6,6 TWh, hvorimod Danmark eksporterede mest til Norge med i alt 3,3 TWh i 2019. Til sammenligning eksporterede og importerede Danmark mest til og fra Tyskland i 2018. Importen fra Tyskland er steget (14 pct.), mens eksporten er faldet markant (32 pct.) i forhold til 2018.

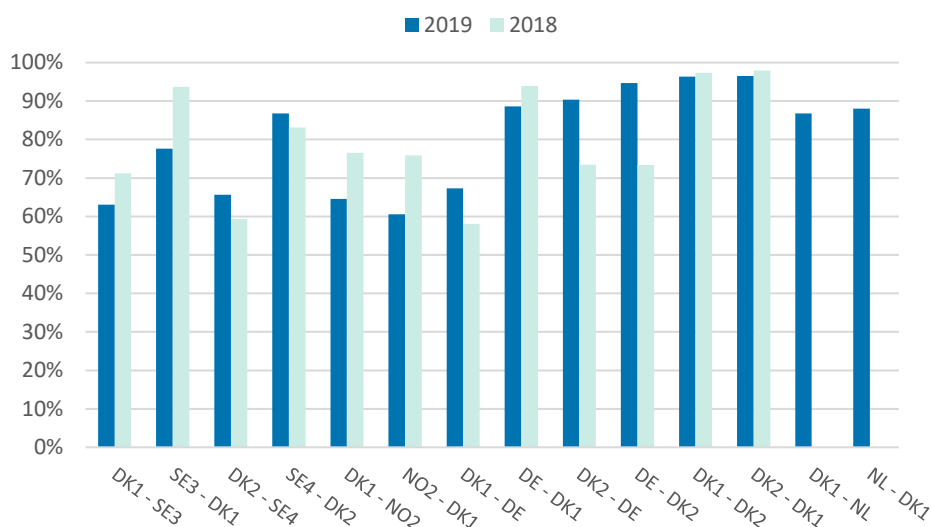
Importen fra Sverige og Norge udgjorde 55 pct. af den samlede import i 2019, hvilket er et fald i forhold 2018. Dette skyldes bl.a., at der har været en lavere tilgængelig importkapacitet på Skagerrak-kablet fra Norge.

Cobra-kablet fra Vestdanmark til Holland på 700 MW åbnede i september, og vil fremover også have en stor betydning for importen og eksporten af el i Danmark.

## TRANSMISSION

Danmarks udlandsforbindelser har i gennemsnit haft en tilgængelig eksportkapacitet på 73 pct. i 2019. Importkapaciteten var i gennemsnit på 83 pct. De sammenlignelige tal var i 2018 på henholdsvis 68 pct. og 84 pct. Den samlede tilgængelige handelskapacitet er dermed steget for eksport og faldet for import i 2019 i forhold til 2018. Med den nye kapacitet på Cobra-kablet er både import- og eksportkapaciteten steget i forhold til 2018.

FIGUR 3 | TILGÆNGELIG HANDELSKAPACITET SOM PROCENT AF DEN NOMINELLE TRANSMISSIONSSKAPACITET FOR 2019



Kilde: Energinet og Nord Pool

Note: Figuren viser den gennemsnitlige tilgængelige handelskapacitet som procentandel af den nominelt tilgængelige kapacitet for de angivne forbindelser.

Den indenlandske Storebæltsforbindelse har haft tilgængelig handelskapacitet på 96 pct. i begge retninger i forhold til den nominelle transmissionskapacitet. Udlandsforbindelsen mellem Østdanmark og Tyskland har haft en tilgængelig handelskapacitet på 90 pct. i eksportretningen, og importretningen har været på 95 pct. De resterende udlandsforbindelser har haft en tilgængelig handelskapacitet i eksportretningen på mellem 63 og 67 pct., mens importretningen har været imellem 60 og 88 pct. i 2019. Handelskapaciteten var lavere mellem Vestdanmark og Norge og Sverige i 2019 i forhold til 2018. Til gengæld var handelskapaciteten mod Tyskland højere for begge de danske budområder. Cobra-forbindelsen har haft en tilgængelig handelskapacitet i eksport- og importretningen på 87 pct. i 2019. Den tilgængelige handelskapacitet for alle udenlandsforbindelser fremgår af figur 3.

Udviklingen i handelskapaciteten uddybes for hver enkelt udlandsforbindelse i de følgende afsnit.

#### DANMARK-TYSKLAND FORBINDELSERNE

Handelskapaciteten fra Vestdanmark til Tyskland er steget fra gennemsnitligt 195 MW i 2016 (11 pct.) til 1200 MW i 2019 (68 pct.). Det er i overensstemmelse med den fælles erklæring mellem Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet (KEFM) og Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) og henholdsvis dansk og tysk regulator. Erklæringen blev indgået den 14. juni 2017.

Ifølge erklæringen skulle minimumskapaciteten i 2018 være på 700 MW, derefter 900 MW til 1. april 2019 og 1.000 MW fra 1. april 2019. Erklæringen ophører ved udgangen af 2020. Forsyningstilsynet overvåger løbende implementeringen af erklæringen, herunder om minimumskapaciteten overholdes.

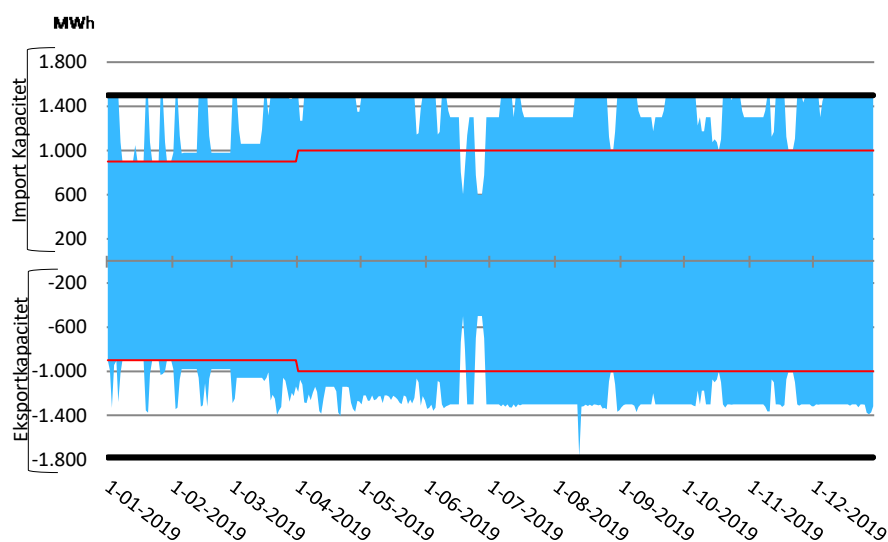
Forsyningstilsynet har i 2019, sammen med den tyske regulator, Bundesnetzagentur, vurderet Energinets og TenneT's monitoreringsrapport for kalenderåret 2018 vedrørende overholdelse af erklæringen om minimumkapacitet mellem DK1 og Tyskland. Forsyningstilsynet og Bundesnetzagentur er enige om, at TSO'ernes afrapportering og overholdelse af erklæringen er tilfredsstillende. Forsyningstilsynet og Bundesnetzagentur anmoder i vurderingen desuden Energinet og TenneT om at besvare en række spørgsmål i monitoreringsrapporten for 2020, bl.a.:

- Ønske om beskrivelse af virkningen af netudviklingen på den forventede evne til at transportere fysisk el ved DK1-DE-grænsen.
- Ønske om angivelse af, hvordan specialregulering vil blive leveret i lyset af kommende europæiske balanceringsplatforme / fremtidig model for modhandel.

TSO'ernes rapport kan tilgås her [her](#). Regulatorernes vurdering kan tilgås her [her](#).

Forsyningstilsynet kan desuden konkludere, at den minimale tilgængelige handelskapacitet pr. time er blevet overholdt i hele 2019<sup>5</sup>, jf. figur 4.

FIGUR 4 | TILGÆNGELIG HANDELSKAPACITET PÅ DK1-DE FOR 2019



Kilde: Energinet

Note: Udvikling i den gennemsnitlige daglig tilgængelige handelskapacitet mellem DK1 og DE. De røde linjer angiver erklæringens minimumskapaciteter. De sorte vandrette streger angiver den respektive maksimale og minimale nominelle transmissionskapacitet

<sup>5</sup> Der har været tilfælde under minimumskapaciteten i 2019, men der er, i overensstemmelse med erklæringen, tale om en undtagelse, når det angår vedligehold af forbindelsen.

Kommissionen åbnede den 19. marts 2018 en formel undersøgelse af, hvorvidt TenneT overtrådte EU's konkurrenceregler ved systematisk at begrænse den sydgående kapacitet på forbindelsen mellem Vestdanmark og Tyskland.

Kommissionens bekymringer, om hvorvidt TenneT diskriminerede ikke-tyske elproducenter, blev adresseret, hvorved TenneT tilbød at påtage sig følgende forpligtelser:

- TenneT vil under hensyntagen til sikker drift gøre den maksimale handelskapacitet tilgængelig og vil under alle omstændigheder sikre en minimumskapacitet på 1.300 MW pr. time fra juni 2019.
- Efter den planlagte udvidelse af forbindelsen mellem Vestdanmark og Tyskland i 2020 (Østkyst projektet) og 2022 (Vestkyst projektet) vil TenneT gradvist øge den garanterede minimumskapacitet til 2.625 MW pr. time pr. den 1. januar 2026.
- TenneT kan reducere den garanterede minimumskapacitet i meget få og exceptionelle tilfælde, hvor der ikke er anden mulighed for at sikre sikkerheden i højspændingsnetværket.

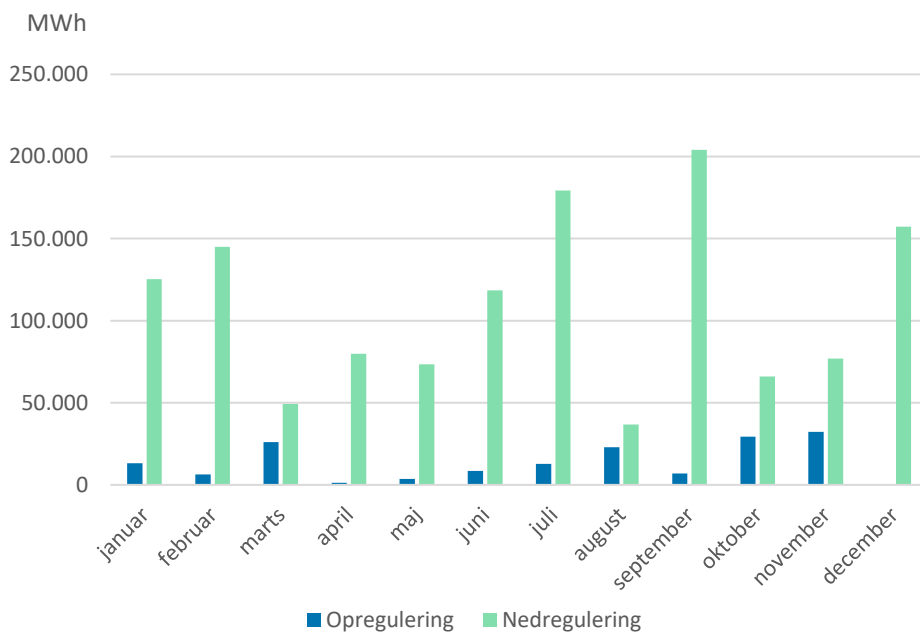
Minimumskapaciteten på 1.300 MW blev overholdt i de fleste timer i anden halvdel af 2019, jf. figur 4. Der er udnævnt en opmand til at sikre overholdelse af TenneTs forpligtelser i forhold til kapacitet.

Handelskapaciteten fra Østdanmark til Tyskland var på 90 pct. i 2019. Handelskapaciteten i den modsatte retning var på 95 pct. af den nominelle kapacitet.

## HANDELSKAPACITET I FORHOLD TIL FYSISK KAPACITET

Den fysiske kapacitet til Tyskland er fortsat lav. Når TenneT stiller handelskapacitet til rådighed for markedet, og denne kapacitet ikke eksisterer fysisk, bliver TenneT nødt til at nedregulere elproduktion i Vestdanmark (DK1) eller Nordtyskland. Det sker gennem køb af specialregulering i markedet for manuelle reserver i DK1. TenneT betaler for, at danske producenter sænker deres produktion, og det sikrer, at der fysisk flyder mindre el fra DK1 til Tyskland. I 2019 blev der indkøbt i alt 1,3 TWh specialnedregulering i DK1. Dette inkluderer også Energinets og andre nordiske TSO'ers indkøb, men langt størstedelen blev købt af TenneT. Specialnedregulering sænkede således den samlede danske elproduktion med knap 5 pct. og udgjorde 23 pct. af den samlede danske nettoimport af el i 2019. Fordelingen af den samlede specialregulering over månederne kan ses i figur 5.

FIGUR 5 | VOLUMEN FOR SPECIALREGULERING DK1, 2019



Kilde: NordPool

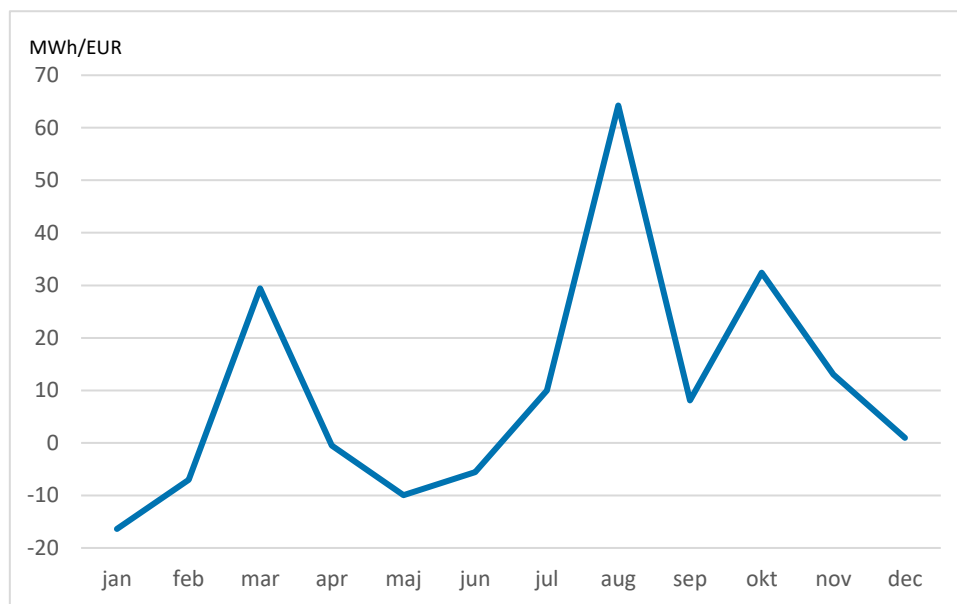
Note: Figuren viser gennemsnitlig månedlig specialreguleringsvolumen i DK1.

Priserne på specialregulering følger udbud og efterspørgsel og fluktuerede kraftigt i 2019. Den dyreste måned havde en gennemsnitspris på -16 EUR/MWh og den billigste havde en gennemsnitspris på +65 EUR/MWh. En pris på -16 EUR/MWh betyder, at TSO'en betaler 16 EUR for at stoppe produktionen af én MWh, mens en pris på 65 EUR/MWh betyder, at producenten betaler 65 EUR til TSO'en for at stoppe produktionen af én MWh. Der er typisk brug for meget nedregulering, når vinden blæser, og der er stor produktion fra vindmøller i både Danmark og Tyskland.

Når en producent bliver nedreguleret sparer de omkostningerne til produktion, f.eks. til indkøb af kul, biomasse eller gas. Disse produktionsenheder vil derfor betale for at blive nedreguleret,

og det resulterer i en positiv pris. Til gengæld har vindmøller meget lave marginalomkostninger til produktion, og nedregulering af vindmøller vil derfor forårsage en lav eller negativ nedreguleringspris. Månedsgennemsnit for prisen på specialregulering fremgår af figur 6.

FIGUR 6 | GENNEMSNITSPRISER PÅ SPECIALREGULERING I DK1, 2019



Kilde: Energinet kvartalsvise rapport til Forsyningstilsynet vedr. erklæringen om DK1-DE handelskapacitet.

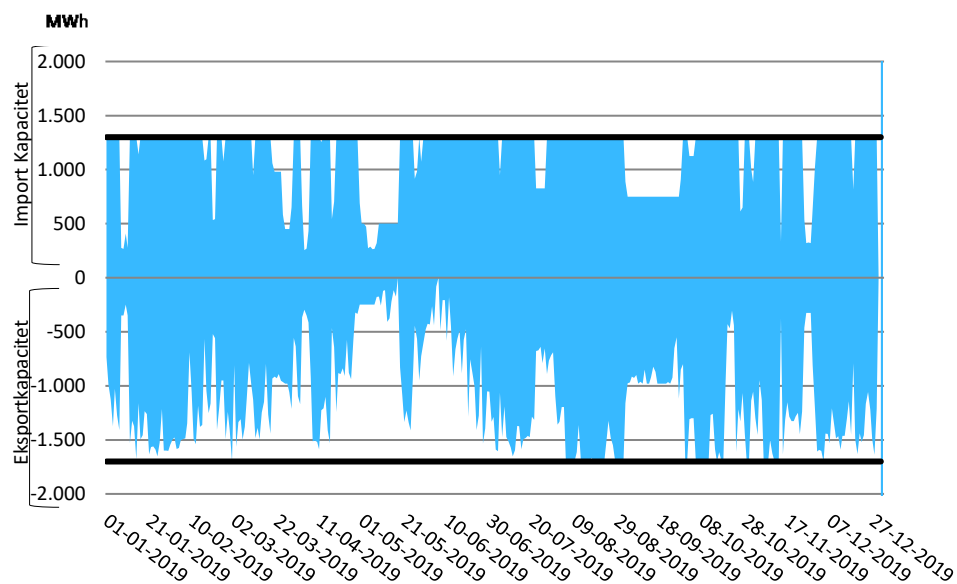
#### DANMARK-SVERIGE FORBINDELSERNE

Handelskapaciteten fra Vestdanmark til Sverige er faldet fra 71 pct. til 63 pct. fra 2018 til 2019. I den modsatte retning er handelskapaciteten faldet fra 93 pct. til 77 pct. Faldet skyldes blandt andet, at der var flere uger med planlagt nedetid på forbindelsen mellem april og maj i 2019.

Handelskapaciteten fra Østdanmark til Sverige er steget til 66 pct. i 2019 fra 59 pct. i 2018. I den modsatte retning er handelskapaciteten steget til 87 pct. fra 83 pct. Fremgangen skyldes mindre planlagt nedetid på forbindelsen. Udviklingen i handelskapaciteten med Sverige i 2019 kan ses i figur 7 og 8.



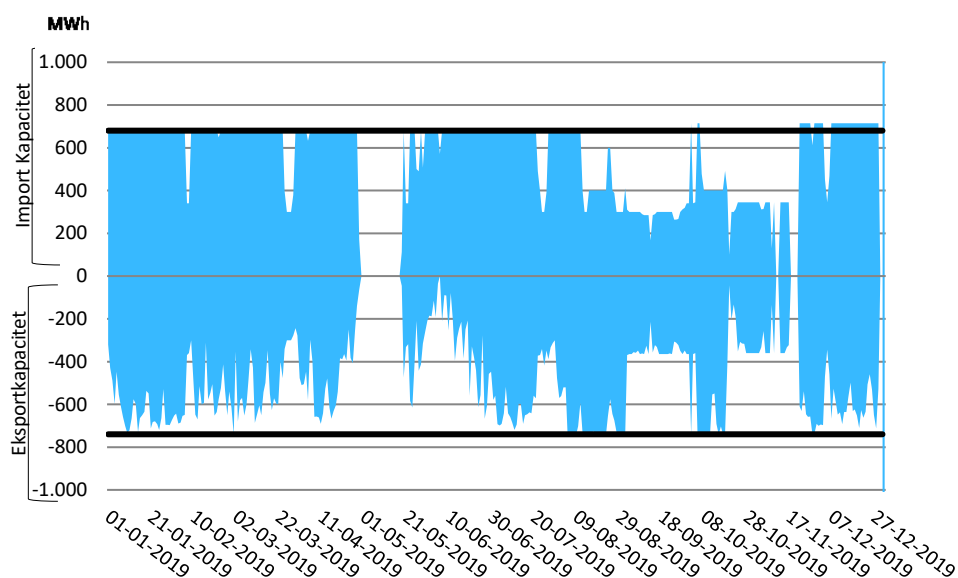
FIGUR 7 | TILGÆNGELIG HANDELSKAPACITET PÅ FORBINDELSEN DK2-SE4 I 2019



Kilde: Energinet

Note: Udvikling i den gennemsnitlige daglig tilgængelige handelskapacitet mellem DK2 og SE4.

FIGUR 8 | TILGÆNGELIG HANDELSKAPACITET PÅ FORBINDELSEN DK1-SE3 I 2019



Kilde: Energinet

Note: Udvikling i den gennemsnitlige daglig tilgængelige handelskapacitet mellem DK1 og SE4.

NordREG har afholdt interessentmøder den 25. oktober 2018, den 12. juni 2019 og den 3. december 2019 i samarbejde med de Nordiske TSO'er. NordREG er sammenslutningen af regulatorerne fra Danmark, Sverige, Norge, Finland og Island. Formålet med møderne er at etablere en fælles nordisk overvågning og sikre øget transparens om anvendelsen af transmissionskapaciteterne mellem de nordiske budområder.

På mødet den 12. juni blev udfordringerne i det svenske net drøftet. Den svenske TSO, Svenska Kraftnät, meddelte, at de vil tage tiltag for at mindske Vestkystnättets påvirkning af forbindelserne til og fra Sverige. De vil bl.a. tage større risiko og anvende mere modhandel. Vestkystnättet er en flaskehals inde i Vestsverige, som påvirker den fysiske kapacitet over for både Danmark, Norge, Tyskland, Polen og Litauen.

Med den nye el-markedsforordning 2019/943 af 4. juli indføres pr. 1 januar 2020 et minimumskrav på 70 pct. for grænseoverskridende handelskapacitet. Forordningen giver mulighed for, at der kan dispenseres for minimumskravet, såfremt der opnås godkendelse hos den nationalt regulerende myndighed. Se boks 2.

Forsyningstilsynet vurderer, at Kommissionens konkurrenceretlige afgørelse fra 2010 i forhold til Svenska Kraftnät reelt er ophævet efter sit indhold, som følge af den juridiske virkning af forordning 2019/943 fra 1. januar 2020, selv om afgørelsen formelt først udløb(er) den 19. april 2020. Dette ses ved, at Svenska Kraftnät ikke har søgt at få forlænget den konkurrenceretlige afgørelse for en flerårig periode, inkl. afgørelsens undtagelse for Vestkystkorridoren. Svenska Kraftnät har i stedet måtte søge om en undtagelse for 70 pct.-kravet efter forordningens artikel 16, og en sådan undtagelse kan alene tilstås for 1 år ad gangen.

Svenska Kraftnät søgte om en 1-årig undtagelse fra minimumskravet den 25. november 2019, og den blev godkendt af den svenske regulator Energimarknadsinspektionen ("Ei"). I Ei's afgørelse om godkendelse af dispensationen fremgår krav om, at Svenska Kraftnät skal gøre rede for årsager til eventuelt manglende opfyldelse af minimumskravet på 70 pct. Specifikt skal Svenska Kraftnät senest 5 dage efter en sådan hændelse indsende en redegørelse om følgende:

- årsager til den aktuelt manglende opfyldelse af 70 pct.-kravet,
- hvilken kapacitet, der i stedet blev stillet til rådighed for day-ahead- respektive intraday-tidsrammen,
- mulighederne for at afbøde, at den grænseoverskridende kapacitet aktuelt kom under de 70 pct., og
- volumen, der aktuelt kunne være gjort tilgængelige for modhandel eller belastningsomfordeling, opgjort som MW pr. budområde for de respektive timer, hvor kapaciteten på en interconnector var begrænset.

NordREG planlægger at afholde et interessentmøde i løbet af 2020, som opfølgning på møderne i 2019. Interessentmøderne skal bl.a. bidrage til, at Svenska Kraftnät informerer interessenterne om den tilgængelige kapacitet og begrænsningerne heri på en gennemsigtig måde. Forsyningstilsynet har desuden månedlige møder med Ei om udviklingen i tilgængelig kapacitet på de dansk-svenske grænser.

---

## BOKS 2 | KAPACITETSBEGRÆNSNINGER PÅ DE DANSKE-SVENSKE BUDOMRÅDE-GRÆNSER OG EU-REGLER

Den nye el-markedsforordning 2019/943 (forordningen) blev offentliggjort den 4. juli 2019, idet størsteparten af forordningens bestemmelser dog først finder juridisk anvendelse fra og med den 1. januar 2020.

Forordningens artikel 16 indebærer, at der som minimum skal gives 70 pct. kapacitet til handel:

Forordningens artikel 16 viderefører retsstillingen fra forordning 714/2009, at der i princippet og som hovedregel skal stilles 100 pct. kapacitet til rådighed for grænseoverskridende el-transmission, og at TSO'erne ikke må begrænse kapaciteten på interconnectorer for at afhjælpe kapacitetsbegrænsninger inden for deres eget systemområde.

I forlængelse heraf definerer forordningen, at forpligtelserne til at stille mest mulig kapacitet til rådighed for grænseoverskridende el-transmission, anses for opfyldt, hvis der kan stilles mindst 70 pct. kapacitet til rådighed.

Imidlertid afgrænses den effektive virkning af 70 pct.-kravet væsentligt af adgangen for den enkelte TSO til at søge om og opnå godkendelse hos national regulator til 1-årige undtagelser ad gangen for at opfylde 70 pct.-kravet fuldt ud.

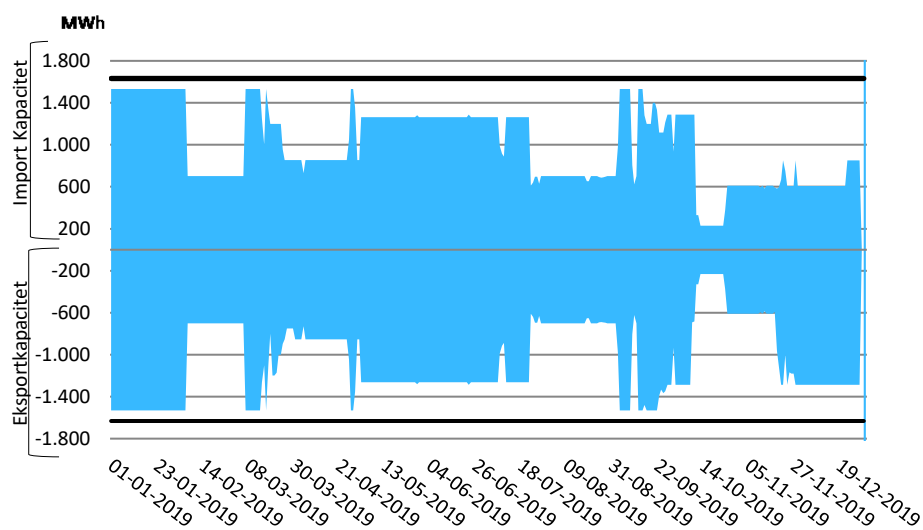
Allerede forud for 2020, som er det første år for 70 pct.-kravets anvendelse, har mange europæiske TSO'er søgt og opnået de nationale regulatorers 1-årige undtagelser for 2020.

---

## DANMARK-NORGE FORBINDELSEN

Der har været væsentlige udfordringer med forbindelsen til Norge i 2019. Problemerne skyldes fejl på landsiden i Danmark, som påvirker den tilgængelige kapacitet på kablerne. Konsekvensen er, at forbindelsens handelskapacitet er faldet til 65 pct. i eksportretningen, hvilket sammenlignet med 2018 er et fald på ca. 15 pct. I importretningen er handelskapacitet faldet til 60 pct., hvilket sammenlignet med 2018 er et fald på ca. 20 pct. Problemet er ikke løst og fortsætter ind i 2020. Udviklingen i handelskapacitet i 2019 kan ses i figur 9.

FIGUR 9 | TILGÆNGELIG HANDELSKAPACITET PÅ FORBINDELSEN DK1-NO2 I 2019



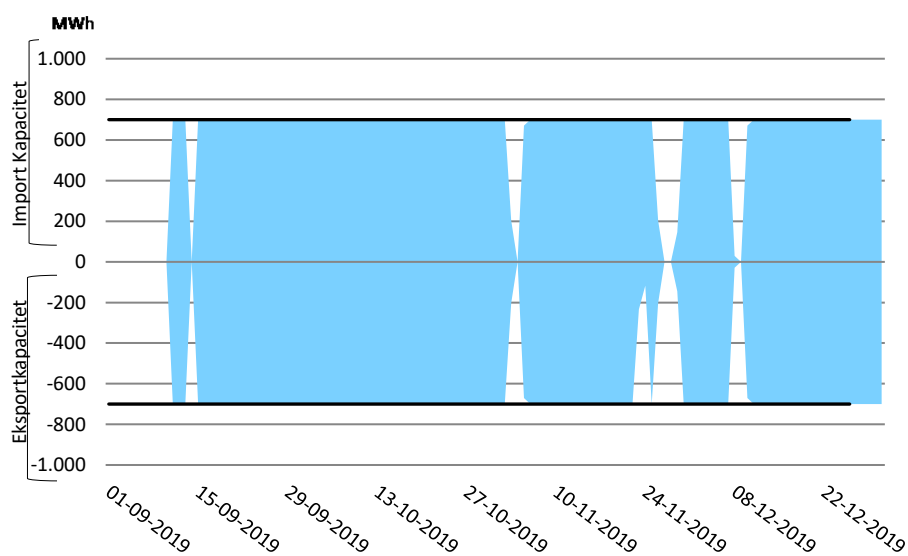
Kilde: Energinet

Note: Udvikling i den gennemsnitlige daglige tilgængelige handelskapacitet mellem DK1 og NO2.

## DANMARK-HOLLAND FORBINDELSEN

Cobra-kablet er den nye forbindelse mellem Danmark og Holland, som åbnede den 6. september 2019. Kablet muliggør for første gang direkte handel med el mellem de to lande. Handelskapaciteten for eksport var gennemsnitligt 87 pct. (612 MW). I importretningen var handelskapaciteten på 88 pct. (621 MW) af den nominelle transmissionskapacitet. Udviklingen i handelskapacitet kan ses i figur 10 for de sidste fire måneder af 2019.

FIGUR 10 | TILGÆNGELIG HANDELSKAPACITET PÅ FORBINDELSEN DK1-NL I 2019



Kilde: Nord Pool

Note: Udvikling i den gennemsnitlige daglige tilgængelige handelskapacitet mellem DK1 og NL.

## HANDEL OG PRISER

### PRISUDVIKLING

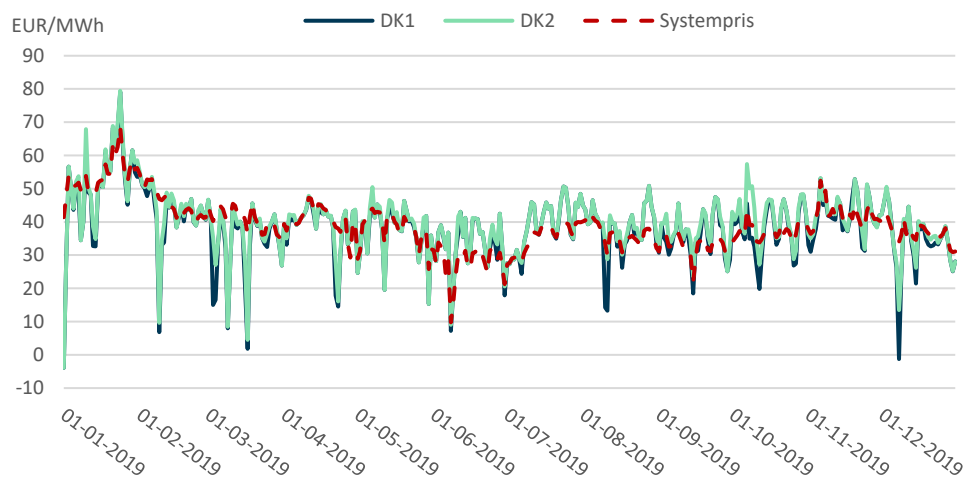
#### PRISER I SPOTMARKEDET

I Danmark handles langt størstedelen af elektriciteten på spotmarkedet, også kaldet day-ahead markedet. Spotmarkedet er dermed det klart vigtigste marked for handel med el. Spotmarkedet er en fælleseuropæisk auktion én gang dagligt, hvor man handler strøm til levering pr. time dagen efter. Transmissionskapacitet mellem lande og budområder anvendes implicit i auktionen og sikrer, at strømmen bliver handlet derhen, hvor der er de højeste priser.

Spotprisen anvendes som en referencepris for de finansielle markeder, som udgangspunkt for regulerkraftprisen i regulerkraftmarkedet (manuelle reserver, mFRR) og i spotpriskontrakter med slutkunderne. Yderligere anvendes spotprisen også som alternativomkostning, når prisen på bud i f.eks. reservemarkederne skal fastsættes.

Den gennemsnitlige timepris i spotmarkedet for DK1 og DK2 var henholdsvis 38,50 og 39,84 EUR/MWh i 2019, hvilket er et fald fra 2018 på 13 pct. i begge områder. Systemprisen var på 38,94 EUR/MWh i 2019. Prisen på den nordiske systempris, er den fiktive spotpris, der ville have forekommet, hvis hele Norden var et budområde. DK1 har generelt lavere priser end DK2 på grund af den relativt store installerede vindmøllekapacitet i DK1, som medvirker til at presse priserne ned, jf. figur 11.

FIGUR 11 | DAGLIG PRISUDVIKLING PÅ SPOTMARKEDERNE I 2019



Kilde: Energinet

Note: Udviklingen i spotprisen for Vestdanmark, Østdanmark og systemprisen.

Negative priser forekom i henholdsvis 132 og 95 timer i DK1 og DK2 i 2019. Til sammenligning var der henholdsvis 51 og 40 timer med negative priser i 2018. Den 2. januar havde DK1 og DK2 de laveste priser i 2019 på -48,29 EUR/MWh.

Negative priser er umiddelbart et udtryk for en markedsanomali, da producenter skal betale for at producere elektricitet. Negative priser kan forekomme på grund af støtteordninger, blokbud fra kraftvarmeværker og samproduktion af elektricitet med fjernvarme. Disse ting gør udbudssiden mindre følsom over for negative priser, da det er dyrere at stoppe værket end at producere til negative priser. Timer med negative priser falder ofte sammen med reduktion af handelskapaciteten, hvilket hindrer eksporten af el baseret på vindenergi, og gør udbuddet relativt større i forhold til efterspørgslen.

Den højeste timepris i 2019 var 109,45 EUR/MWh for både DK1 og DK2 (24. januar 2019). Der har ikke været timer med prisspidser i spotmarkedet i DK1 eller DK2 i henhold til ACER's definition af prisspidser<sup>6</sup>.

Den gennemsnitlige timepris i spotmarkedet var højere i første halvår end i andet halvår af 2019. Gennemsnitsprisen i første halvår var på 39,89 EUR/MWh mod 38,45 EUR/MWh i andet halvår. De højere priser i første halvår er dels forårsaget af, at fyldningsgraden i Norden har været under normalen, og at gas- og kulmarginalen var højere i starten af året. Senere på året er fyldningsgraden forøget, mens gaspriserne er faldet, hvorfor gasmarginalen også er faldet, jf. figur 11. Gasmarginalens betydning uddybes i næste afsnit.

Det danske marked er pristager, da det danske forbrug og produktion er relativt lille i forhold til vores nabolande. Handelskapaciteten med udlandet er samtidigt større end det danske forbrug. Prisen i Danmark afhænger derfor af de omkringliggende markeder. Norden havde samme priser som Danmark (DK1 og DK2) i 22 pct. af timerne, hvilket er meget lavt i forhold til tidligere år. Tyskland havde derimod samme pris som Danmark i 48 pct. af timerne. DK1 alene havde samme pris som Tyskland i 64 pct. af timerne, hvilket er meget højere end de seneste år. DK1 og DK2 havde samme pris i 74 pct. af timerne.

Priserne i Danmark var i 2019 i større grad end normalt påvirket af priserne i Tyskland. Årsagen er, at der var mere tilgængelig handelskapacitet til Tyskland og Holland og mindre tilgængelig handelskapacitet til Norden.

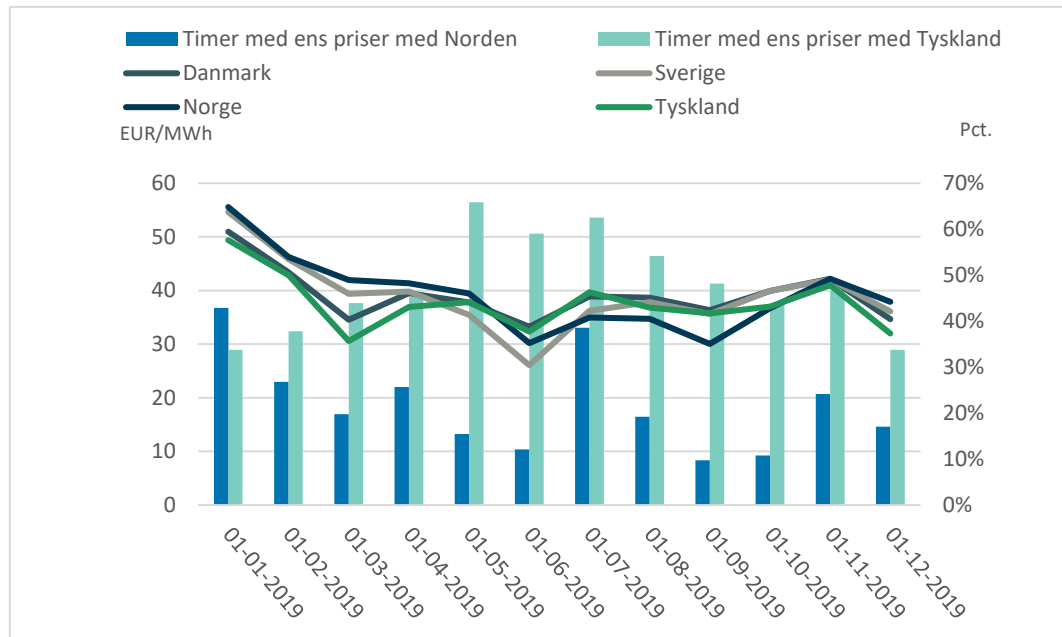
Den tyske produktion er normalt baseret på kul, men eftersom gaspriserne har været historisk lave i 2019, så har elproduktionen været baseret mere på gas end i tidligere år. De danske priser fulgte derfor i større omfang gasmarginalen i 2019 gennem import fra Tyskland.

Den gennemsnitlige spotpris i Norge var på 39,28 EUR/MWh i 2019, i Tyskland på 37,68 EUR/MWh og i Sverige på 38,79 EUR/MWh. Priskonvergens med vores nabolande, som beskrevet ovenfor, kan ses i figur 12.

---

<sup>6</sup> Prisspidserne er beregnet ifølge ACER's definition af selv samme i ACER's Market Monitoring Report 2017, jf. fodnote 32 (side 20). Definitionen er tre gange marginalomkostningen for at producere elektricitet med et gasfyret kraftværk<sup>6</sup> baseret på gaspriser fra den nederlandske gashub TTF. ACER angiver ikke kraftværkets effektivitetsgrad, hvorfor Forsyningstilsynet har anvendt en effektivitetsgrad på 49 pct.

FIGUR 12 | MÅNEDLIGE PRISER PÅ INDEN- OG UDENLANDKSE SPOTMARKEDER OG PRIS-KONVERGENS I 2019



Kilde: Energinet

Note: Ens priser med Norden betyder, at budområderne DK1, DK2, NO2, SE3 og SE4 har samme pris. Ens priser med Tyskland betyder, at DK1, DK2 og DE har samme pris.

#### PRISFORKLARENDE FAKTORER

Priserne på el sættes af udbud og efterspørgsel. Langt det meste af tiden er efterspørgslen pristager i Danmark og udbuddet er prissætter. Udbudspriserne fastsættes på baggrund af producenternes marginalomkostninger, som bliver påvirket af prisen på brændsel og CO<sub>2</sub>-kvoter. Værket, som producerer til de højeste marginalomkostninger en given time, vil være prissættende.

Priserne er også følsomme over for fyldningsgraden af de nordiske vandkraftværkers vandreservoarer. Fyldningsgraden påvirker udbuddet i høj grad. Derudover er den tilgængelige transmissionskapacitet en vigtig faktor for prisdannelsen i Danmark.

På udbudssiden er der i Danmark syv forskellige balanceansvarlige aktører med rådighed over produktionskapacitet (2017). Der er ikke nødvendigvis tale om ejerskab, men om at de balanceansvarlige aktører på vegne af ejeren har balanceansvaret for den installerede produktionskapacitet. Nogle ejere er selv balanceansvarlige for deres produktionskapacitet.



De tre største balanceansvarlige aktører rådede tilsammen over 84 pct. af den installerede kapacitet i Danmark (2017). Koncentrationen af de balanceansvarlige aktørers rådighed over installerede produktionskapacitet i Danmark er beregnet til et HHI<sup>7</sup> på 3.388 (2017), dvs. at der er tale om en relativ koncentreret udbudsside.

#### *GAS- OG KULMARGINALER*

Gas- og kulmarginalen indikerer marginalomkostningen for at producere elektricitet baseret på gas eller kul, hvor der også er taget højde for omkostningen af CO<sub>2</sub>-udledningen. Udledningen for gas er 0,184 ton/MWh og 0,342 ton/MWh for kul. Den samlede omkostning divideres med kraftværkets udnyttelsesgrad. Udnyttelsesgraden er antaget til 49 pct. for gas og 38 pct. for kul.

Gasmarginalen er i løbet af 2019 faldet markant (35 pct.) fra 55,9 EUR/MWh til 36,5 EUR/MWh. Den lave gasmarginal har i høj grad været drevet af en stigning i importen af flydende naturgas (Liquified Natural Gas, LNG), hvilket har påvirket udbuddet af gas og ført til faldende gaspriser (40 pct.). Modsat har CO<sub>2</sub>-kvotepriserne store stigning (56 pct.) medvirket til at dæmpe gasmarginalens fald. Se markedsrapporten for engrosmarkedet for gas for 2019 for at få en nærmere forklaring af gasprisens udvikling.

Kulmarginalen er i løbet af 2019 faldet lidt (10 pct.) fra 53,0 EUR/MWh i 2018 til 47,5 EUR/MWh. Faldet i kulmarginalen er drevet af en lavere efterspørgsel efter kul, som har forårsaget et væsentligt fald i kulpriserne (20 pct.). Modsat har stigningen i CO<sub>2</sub>-kvotepriserne lagt en dæmper på kulmarginalens fald.

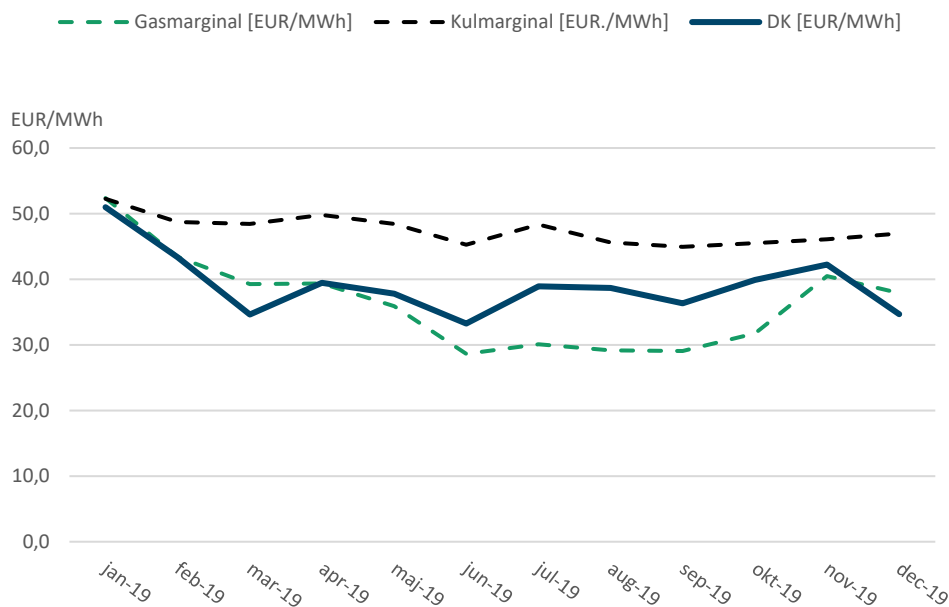
Gas- og kulmarginalen giver sammenholdt med spotprisen en indikation af, hvorvidt henholdsvis et kul- eller gaskraftværk har været prissættende. Er gas- og kulmarginalen under spotpriserne, er det et udtryk for, at den dyreste af de to har været prissættende. Er det kun kulmarginalen, som er under spotprisen, mens gasmarginalen er tilpas over, giver det en indikation af, at et kulkraftværk er prissættende.

Gasmarginalen har ligget under spotprisen for Danmark på månedsbasis i flere måneder end kulmarginalen. Det indikerer, at priserne i Danmark har været mere påvirket af gasmarginalen end kulmarginalen i 2019, jf. figur 13.

---

<sup>7</sup> Herfindahl-Hirschman Indeks

FIGUR 13 | UDVIKLING I KUL- OG GASMARGINALERNE I 2019



Kilde: Energinet, The World Bank, PEGAS ETF og Energistyrelsen.

Note: Følgende formler er benyttet til udregning af hhv. kul- og gasmarginal.

Kulmarginal [EUR/MWh] = (Kulpris [EUR/MWh] + CO<sub>2</sub>-kvotepris [EUR/ton] \* 0,342 ton/MWh) / 0,38. Gas marginal [EUR/MWh] = (Gaspris [EUR/MWh] + 0,18409 \* CO<sub>2</sub>-kvotepris [EUR/ton]) / 0,4913

#### FYLDNINGSGRAD AF NORDISKE VANDRESSERVOIRER

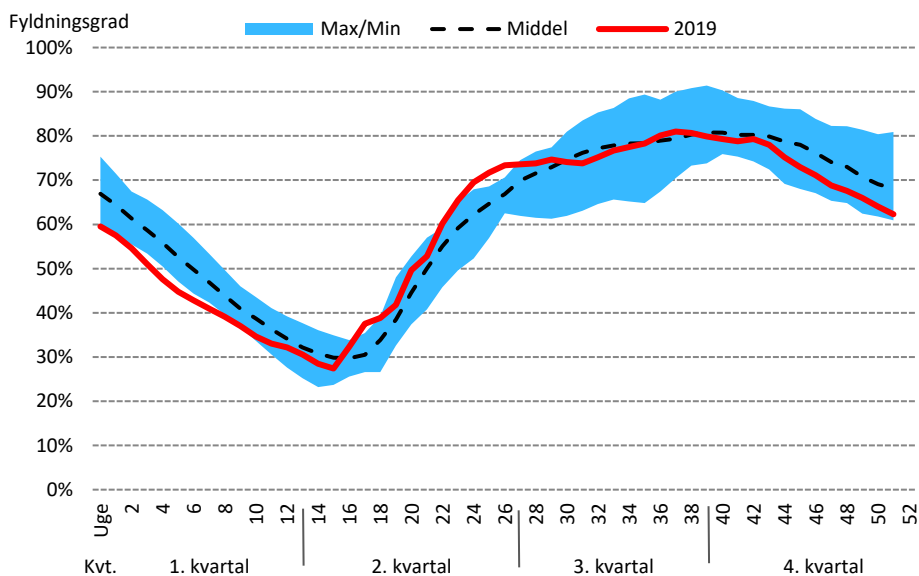
Fyldningsgraden i de nordiske vandreservoarer har i 2019 i gennemsnit ligget på samme niveau, som den gennemsnitlige fyldningsgrad i forhold til de forrige fem år.

Fyldningsgraden lå meget lavt i starten og slutningen af året i forhold til det normale niveau. Midt på året lå fyldningsgraden op til 6 pct. over det normale niveau. En lav fyldningsgrad i de nordiske vandreservoarer betyder, at udbuddet af elektricitet fra Sverige og særlig Norge<sup>8</sup> har været mindre end normalt, hvorimod en høj fyldningsgrad betyder, at udbuddet har været højere end normalt.

Fyldningsgraden har med dens påvirkning af udbuddet en stor indflydelse på spotpriserne i Norden. Er vandreservoiret ikke fyldt, vil vandkraftværket sælge sin produktion til priser lige under gas- eller kulmarginalen. Er vandreservoiret derimod helt fyldt, vil nye vandtilføjelser til reservoiret løbe over reservoirets kanter og være spildt. I disse tilfælde vil vandkraftværket byde sin produktion ind i markedet til en pris omkring 0 EUR/MWh.

<sup>8</sup> Norge har den største vandreservoir kapacitet. Siden 2013 har det højeste fyldningsniveau for Norge og Sveriges vandreservoarer, som blev målt i 2015, henholdsvis været 76,2 TWh og 30,7 TWh, jf. NordPool.

FIGUR 14 | FYLDNINGSGRAD AF DE NORDISKE VANDRESERVOIRER I 2019



Kilde: Nord Pool

Note: Fyldningsgrad i vandmagasinerne i Norge, Sverige og Finland. Værdierne minimum, maksimum og middel er for perioden 2014 - 2018. Data er på ugebasis og opgjort i procent af det maksimale fyldningsniveau af de nordiske vandreservoarer.

### PRISER I INTRADAY-MARKEDET

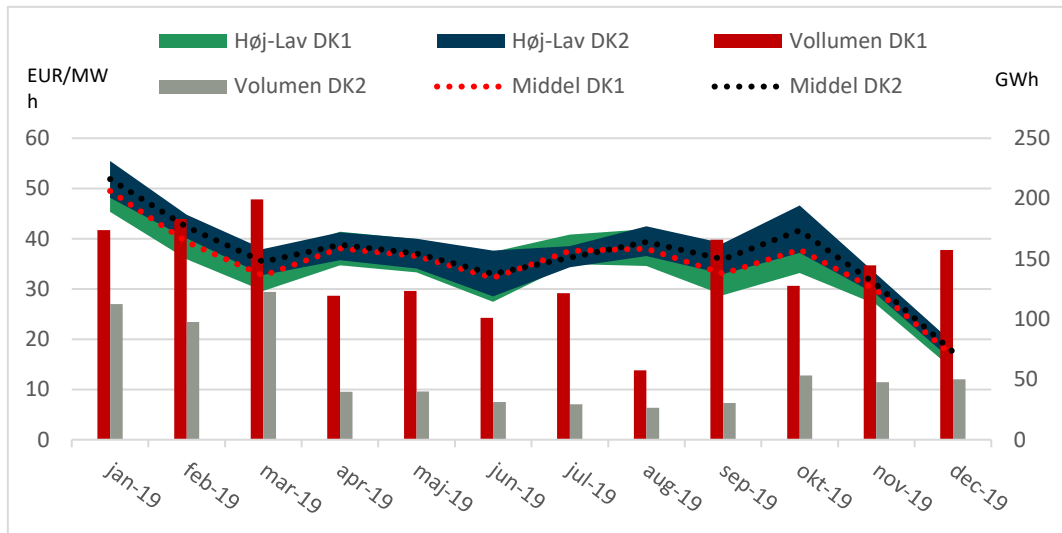
I Danmark handles ca. 6 pct. af elektriciteten på det fælles-europæiske intraday-marked Xbid<sup>9</sup>. Intraday markedet er kontinuert<sup>10</sup> og handler foretages som pay-as-bid i modsætning til day-ahead markedet, som har én fælles pris. Intraday-markedet anvendes til at justere forbrugs- og produktionsplaner med hensyn til bl.a. at genskabe balance i porteføljerne. Det betyder, at prisen i intraday-markedet for hver enkelt time vil starte på spotprisen og derefter bevæge sig op eller ned, hvis der er uforudsete hændelser i løbet af handelsvinduet. Den årlige gennemsnitspris for intraday-markedet i DK1 var 35,1 EUR/MWh i 2019. I DK2 var den på 36,7 EUR/MWh. Intraday-markedets gennemsnitlige priser er lavere i 2019 i forhold til 2018, som var på henholdsvis 40,4 EUR/MWh og 41,9 EUR/MWh.

Der er en tendens til, at den handlede volumen er lav i sommerperioden. Dette går hånd i hånd med, at produktionen i DK1 og DK2 er lavest i samme periode. Dog har volumen for DK2 været bemærkelsesværdig lav fra og med april måned og året ud, jf. figur 15.

<sup>9</sup> Dette er en approksimation, da der ikke korrigeres for mængden import og eksport.

<sup>10</sup> ACER har truffet afgørelse om fælleseuropæisk indførelse af intraday-auktioner, men disse findes i 2019 og 2020 endnu ikke i Danmark.

**FIGUR 15 | HØJ-LAV, GENNEMSNITSPRIS OG HANDELT VOLUMEN PÅ INTRADAY-MARKEDET FOR 2019**



Kilde: Nord Pool

Note: Høj-lav er den gennemsnitlige forskel mellem den dyreste og den billigste handel for hver time i en måned.

## PRISER I RESERVEMARKEDERNE

Energinet er transmissionssystemoperatør (TSO) og indkøber reserver til at opretholde balancen mellem forbrug og produktion i el-systemet i driftsøjeblikket. Opretholdes balancen ikke, kan det i værste fald føre til strømafbud. Reserverne kan opdeles i reservekapacitet, som betales for at stå til rådighed, og energiaktivering, hvor reserverne aktiveres. Specialregulering, som er en energiaktivering og primært anvendes af TenneT, er allerede behandlet i afsnittet om forbindelsen mellem DK1 og Tyskland.

Energinet indkøbte reserver for 590,4 mio. kr. i alt i 2019. Dette inkluderer alle omkostninger til kapacitet og energi. De forskellige reserver, som Energinet indkøber, har forskellig aktiverings-tid og dermed også forskellige priser. De reserver, som kan aktiveres hurtigt (aFRR), er generelt dyrere end de langsommere reserver (mFRR).

Ser man bort fra Energinets længerevarende aftaler om reservekapacitetsindkøb, udgør de tre største reservekapacitetsmarkeder jvf. tabel 2.:

- FCR-D i DK2 på 5,9 mio. euro.
- FCR-N i DK2 på 5,8 mio. euro.
- FCR opregulering i DK1 på 4,5 mio. euro.

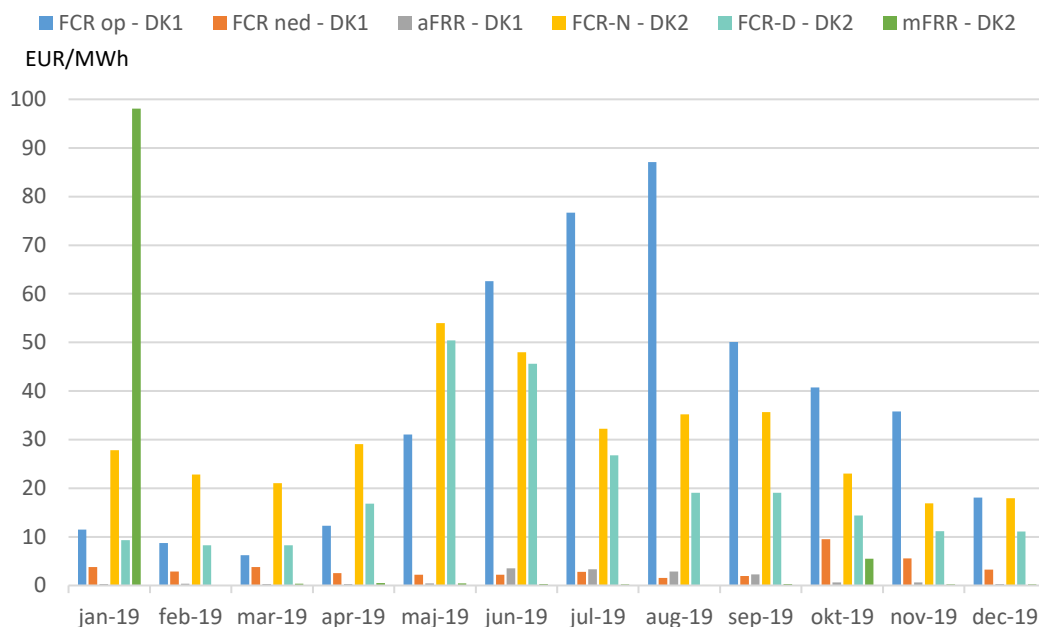
TABEL 2 | MARKEDERNE FOR RESERVEKAPACITET - NØGLETAL, 2019

Produkt	Handlet i antal timer	Gns. handlet mængde (MW)	ENDK indkøb (mio. EUR)	Gns. pris (EUR/MWh)	Årsbetaling for 1 MW (EUR)
mFRR (DK1)	8.760	270	1,9	0,8	7.331
mFRR (DK2)	521	160	2,9	34,8	18.173
aFRR (DK1)	56	83	0,4	86,8	4.863
FCR - op (DK1)	8.760	14	4,5	37	323.474
FCR - ned (DK1)	8.760	14	0,4	3,5	30.769
FCR-N (DK2)	8.760	22	5,8	30,4	265.838
FCR-D (DK2)	8.760	33	5,9	20,4	177.949

Kilde: Energinet.

Note: Indkøb i henhold til Energinets længerevarende aftaler indgår ikke i ovenstående tabel. Årsbetaling er lig gennemsnitsprisen pr. MWh ganget med antal timer produktet er handlet.

FIGUR 16 | MÅNEDSGENNEMSNITLIGE RESERVEKAPACITETS PRISER I DK1 OG DK2, 2019



Kilde: Energinet

Note: De månedsgennemsnitlige reservekapacitetspriser for "aFRR - DK1" er baseret på månedsindkøbet for leveringsevnekontrakterne og omregnet til en pris pr. time.

#### FCR OP- OG NEDREGULERING

De gennemsnitlige månedspriser toppede i 2. kvartal på de forskellige frekvenskontrolreserver. Dette var tilfældet for både Normaldriftsreserven ("FCR-N") i DK2 og Driftsforstyrrelsesreserven ("FCR-D") i DK2. FCR opregulering i DK1 toppede i 3. kvartal, jf. figur 16. FCR-N havde en gennemsnitspris på 30,4 EUR/MWh for hele 2019. FCR-D i DK2 havde en gennemsnitspris på 20,4 EUR/MWh for hele 2019.

Prisen for FCR nedregulering i DK1 toppede den 17. marts 2019 med 41,54 EUR/MWh. Gennemsnitsprisen for hele året var på 3,5 EUR/MWh. FCR nedreguleringsmarkedet er domineret af elkædler, som er omkostningseffektive i forhold til at levere til FCR nedregulering. Når efterspørgslen efter fjernvarme stiger, øges udbuddet af elektricitet, hvilket presser priserne ned på FCR reserveerne i DK1 og DK2, jf. figur 17.

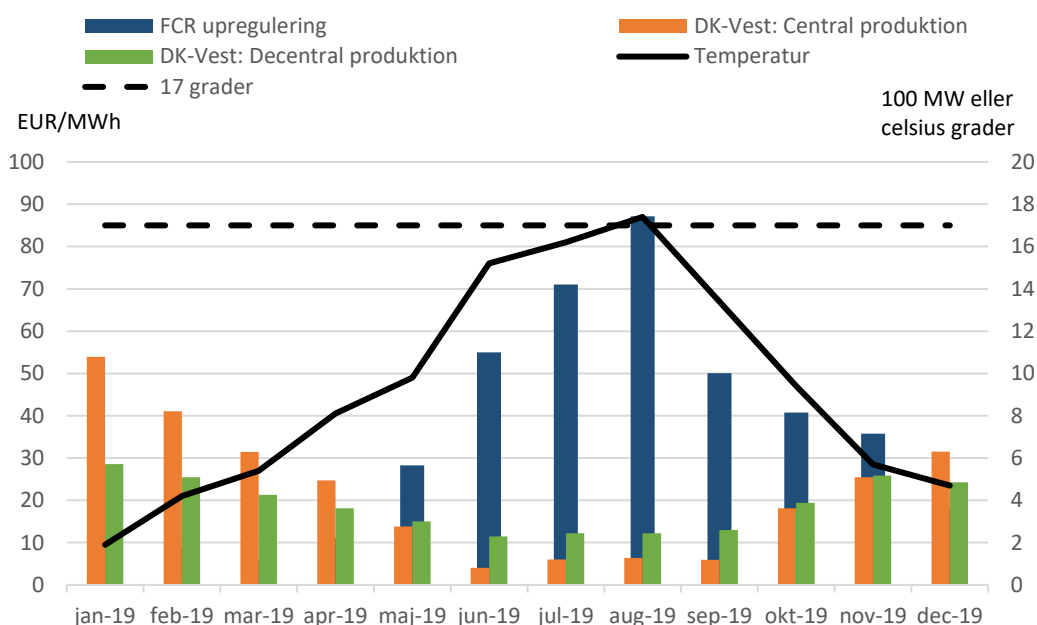
FCR-opregulering i DK1 havde en gennemsnitspris på 37 EUR/MWh i 2019. Forsyningstilsynet har igen i 2019 observeret høje og træge reservepriser for FCR opregulering i DK1 henover og efter sommerperioden. Forsyningstilsynet finder, at temperaturen og dermed niveauet af produktion af elektricitet fra de decentrale kraftvarmeværker er relativt ens før og efter sommeren. De decentrale kraftvarmeværker udgør størstedelen af udbuddet af FCR opregulering i DK1. Efterårets lave temperatur og relativt høje decentrale produktion kan således ikke umiddelbart forklare den træge prisudvikling og de relativt højere priser over efteråret. Lignende høje og træge priser gør sig umiddelbart ikke gældende for aFRR leveringsevnekontrakterne samt for

FCR-D og FCR- N reserveerne. Forsyningstilsynet kan ikke umiddelbart forklare, hvad der ligger bag den observerede prisudvikling, hvor priserne på FCR-opregulering stiger hurtigt over foråret og falder langsomt over efteråret.

Forsyningstilsynet vurderede i en rapport fra december 2018 om *Energinets indkøb af reserver i elsystemet*, at bl.a. dette marked var karakteriseret ved at have:

- forholdsvis høje priser
- få deltagende aktører
- en høj markedskoncentration af indsendte bud
- ofte store overindkøb fra Energinet

FIGUR 17 | FCR OPREGULERINGSPRISER FOR DK1, 2019



Kilde: Forsyningstilsynets egne beregninger baseret på data fra Energinet og Energistyrelsen  
 Note: FCR opreguleringsprisen aflæses på den **venstre lodrette akse** i EUR/MWh. Produktionen af elektricitet fra de- og centrale kraftvarmeværker aflæses på den **højre lodrette akse** og er angivet i 100 MWh. Temperaturen aflæses også på den **højre lodrette akse** og er angivet i celsius grader.

**AFRR – AUTOMATISKE FREKVENSGENOPRETTELSESRESERVER**

Forsyningstilsynet har fokus på det nye marked for automatiske frekvensgenoprettelsesreserver ("aFRR") i DK1. Markedet er nyt, da det har været på pause i en fem årig periode, hvor Energinet i stedet har indkøbt 100 MW aFRR reserver fra Norge til Vestdanmark. Indkøbet foregik via en reservation af transmissionskapacitet på Skagerrak-forbindelsen, som ophørte 31. december 2019. I den femårige periode har der kun været indkøb af aFRR i DK1 ved udetid på forbindelsen fra DK1 til Norge.

Det kommende marked for aFRR reserver i Vestdanmark følger det markedsdesign, som blev anvendt før 2015, dvs. via månedsudbud og med pay-as-bid prissætning. Forsyningstilsynet vurderer, at det kommende marked er nyt, da det har været på pause i fem år og dermed umodent. Herudover er markedet kendetegnet ved at være relativt koncentreret. Forsyningstilsynet er desuden bekendt med, at aktører har udtrykt usikkerhed ved markedsdesignet, der indebærer høje erstatninger for udeblevne leverancer. Energinet har på baggrund af denne usikkerhed anmeldt en ændring til Forsyningstilsynet, som blev godkendt af Forsyningstilsynet den 18. maj 2020.

Forsyningstilsynet har besluttet at forlænge den skærpede overvågning af markedet til og med tredje kvartal 2020 og har i forbindelse hermed anmodet Energinet om at oplyse bud og priser for de månedlige udbud af aFRR reserver. Endvidere har Forsyningstilsynet bedt Energinet om at oplyse om evt. udsædvanlige forhold i markedet. Forsyningstilsynet vil have fokus på det nye aFRR marked i DK1 i 2020.

#### *MFRR – MANUELLE FREKVENSGENOPRETTELSESREREVER*

Manuelle frekvensgenoprettelsesreserver ("mFRR") indkøbes på lange aftaler i DK2. Energinet indkøber erstatningsindkøb ad hoc ved revision og nedetid af de værker, som leverer mFRR på de lange aftaler. Prisen på de erstatningsindkøb af mFRR toppede den 17. januar 2019 med en pris på 174,3 EUR/MWh i DK2. Til sammenligning var den årlige gennemsnitlige pris på mFRR i DK1 på 0,8 EUR/MWh. Den 17. januar var Kyndbyværkets blok<sup>11</sup> ude af drift, hvorfor der var behov for at afholde ekstra udbud.

Kyndbyværkets planmæssige revision udløste også erstatningsindkøb fra den 19. oktober til den 29. oktober 2019. Erstatningsindkøbsprisen var i gennemsnit 49 EUR/MWh i denne periode.

Der har tidligere været meget høje priser på erstatningsindkøb af mFRR i DK2 tilbage i 2017 og 2018. Forsyningstilsynet skærpede derfor overvågningen af markedet for indkøb af erstatningsindkøb af mFRR i DK2 fra den 28. oktober 2018 til og med den 3. november 2018. Årsagen til den skærpede overvågning var, at Forsyningstilsynet observerede meget høje priser i indkøbet af erstatningskapacitet for mFRR den 4. oktober 2018 på 1.400 EUR/MWh samtidig med, at Kyndbyværket var ude til revision.

Energinet anmeldte den 13. juni 2019 en ændring til Forsyningstilsynet om mFRR erstatningsindkøb. Ændringen indebærer, at indkøb af erstatningskapacitet for mFRR kan erstattes af anlæg med en tilsvarende længere responstid på op til 90 minutter – og ikke som før kun af anlæg med en hurtigere responstid på op til 15 minutter. Energinets anmeldelse er en opfølgning på en anbefaling i Forsyningstilsynets rapport om *Energinets indkøb af reserver i elsystemet* fra december 2018. I rapporten konstaterede Forsyningstilsynet, at udbudssituationen var presset, og anbefalede Energinet at lave en udviklingsplan for mFRR markedet. Den 15. oktober 2019 godkendte Forsyningstilsynet Energinets markedsændringer til erstatningsindkøb for mFRR. Ændringerne forventes at føre til et større udbud på dette marked.

---

<sup>11</sup> Et af de anlæg som indgår i de femårige kontrakter om levering af mFRR i DK2 fra 1. januar 2016 til 31. december 2020.



Forsyningstilsynet konstaterer, at udviklingen på mFRR-markedet er positiv, idet udbuddet er steget, og priserne er faldet.

#### *DE BALANCEANSVARLIGE AKTØRERS BUDGIVNING*

Forsyningstilsynet har i 2019 opnået et bedre indblik i de balanceansvarlige aktørers budgivning. På baggrund af en anbefaling i Forsyningstilsynets rapport, om *Energinets indkøb af reserver i elsystemet* fra december 2018, har Forsyningstilsynet haft en dialog med Energinet for at afklare, hvorvidt og i givet fald hvordan Energinet kan få et bedre indblik i de balanceansvarlige aktørers budgivning. Energinet har på denne baggrund sendt en redegørelse om de balanceansvarlige aktørers rolle i forbindelse med udviklingen af konkurrence på systemydelsesmarkederne til Forsyningstilsynet.<sup>12</sup>

Energinet har i redegørelsen undersøgt, om de balanceansvarlige aktører, som kan kaldes for aggregatorer, potentielt kan påvirke prisen i de forskellige reservemarkeder ved at indsende relativt "få store dyre" bud, idet dette kan indikere, at den balanceansvarlige aktør udøver en grad af kontrol over kundernes bud, hvilket ikke i alle tilfælde sikrer mere effektive markeder.

Forsyningstilsynet konstaterer på baggrund af redegørelsen, at antallet af aktører, som potentielt udøver kontrol over deres kunders bud, er faldet siden 2017. Ifølge Energinet tyder dette på, at budstrukturen hos aktørerne har ændret sig på de pågældende markeder, hvilket er en positiv ændring, da det giver mindre anledning til overindkøb fra Energinets side.

Forsyningstilsynet har dog også noteret sig de metodemæssige usikkerheder, som Energinet beskriver i den analyse af de balanceansvarlige aktørers handler i reservemarkederne, som er indeholdt i redegørelsen. Der er tale om nogle af de samme usikkerheder, der er omtalt i Forsyningstilsynet netop omtalte rapport fra december 2018.

Forsyningstilsynet finder ikke, at der på nuværende tidspunkt er behov for yderligere opfølgning ift. anbefalingen i Forsyningstilsynets rapport om Energinets indkøb af reserver fra 2018. Forsyningstilsynet vil dog fortsat være i dialog med Energinet i forhold til de balanceansvarlige aktørers rolle i fremtidens elsystem, hvor nye teknologier og både forbrug og produktion i distributionsnettet vil spille en større rolle.

#### **FINANSIELLE PRODUKTER, TRANSMISSIONSRETTIGHEDER OG PPA**

Handel med finansielle produkter anvendes af markedsdeltagerne til at prissikre forbrug og produktion. Der er behov for prissikring i forhold til elmarkedets udsving og eventuelt også til spekulative handler. Power Purchasing Agreements (PPA) kan også udgøre prissikring, afhængigt af parternes konkrete bilaterale aftaler. PPA'er er typisk aftaler med fysisk leverance af el mellem en producent og en industriel forbruger, men kan også være finansielle aftaler om levering af el.

Prissikring i Norden har historisk primært fundet sted ved hjælp af futures i den nordiske systempris kombineret med Electricity Price Area Differentials (EPADs). Den nordiske systempris

---

<sup>12</sup> Rapporten vil blive offentliggjort på Energinets hjemmeside

er den fiktive pris, der ville være, hvis hele Norden var et budområde. EPADs sikrer forskellen mellem den lokale spotpris og den nordiske systempris. De danske aktører i DK1 og DK2 kan alene anvende futures for enten den nordiske systempris eller den tyske pris som proxy for prissikring, såfremt de vurderer, at der er tilstrækkelig korrelation mellem den lokale pris og systemprisen eller den tyske pris. Dette indebærer en risiko for, at den lokale pris afviger fra systemprisen. Hvis fuld sikkerhed ønskes må futures i systemprisen suppleres med futures i EPADs. EPADs handles primært på OMX Nasdaq, men de handles også bilateralt via brokere.

En anden mulighed er en finansiel transmissionsrettighed (FTR) fra Tyskland, Holland eller DK1/DK2 til det pågældende prisområde. FTR indkøb kræver, at aktøren samtidigt prissikrer sig i det område, hvor transmissionsrettigheden går til. Dette kan f.eks. gøres ved at handle en tysk future. Udbuddet af FTRs er steget i 2019 i forhold til 2018 mellem DK1 og DE. Den årlige auktion var på 200 MW og de månedlige auktioner var på 300 MW i hver retning. I 2018 var den årlige auktion på 0 MW, og de månedlige auktioner havde svingende kapacitet. Derudover åbnede en ny mulighed for køb af FTR mellem DK1 og Holland på 150 MW i både november og december. Udbuddet af FTR mellem DK1 og DK2 samt DK2 og DE var uændret i forhold til året før.

En tredje mulighed er at indgå en Power Purchase Agreement ("PPA"). Det er en bilateral kontrakt mellem en producent (f.eks. sol/vind) og enten en større slutbruger eller et forsyningselskab. Kontrakten dækker el-leverancer til en aftalt pris i et længere tidsrum, og kan dermed substituere FTRs / EPADs / systempriskontrakter. Priserne er ikke nødvendigvis offentlige, og PPAs bidrager derfor ikke til den langsigtede prisdannelse.

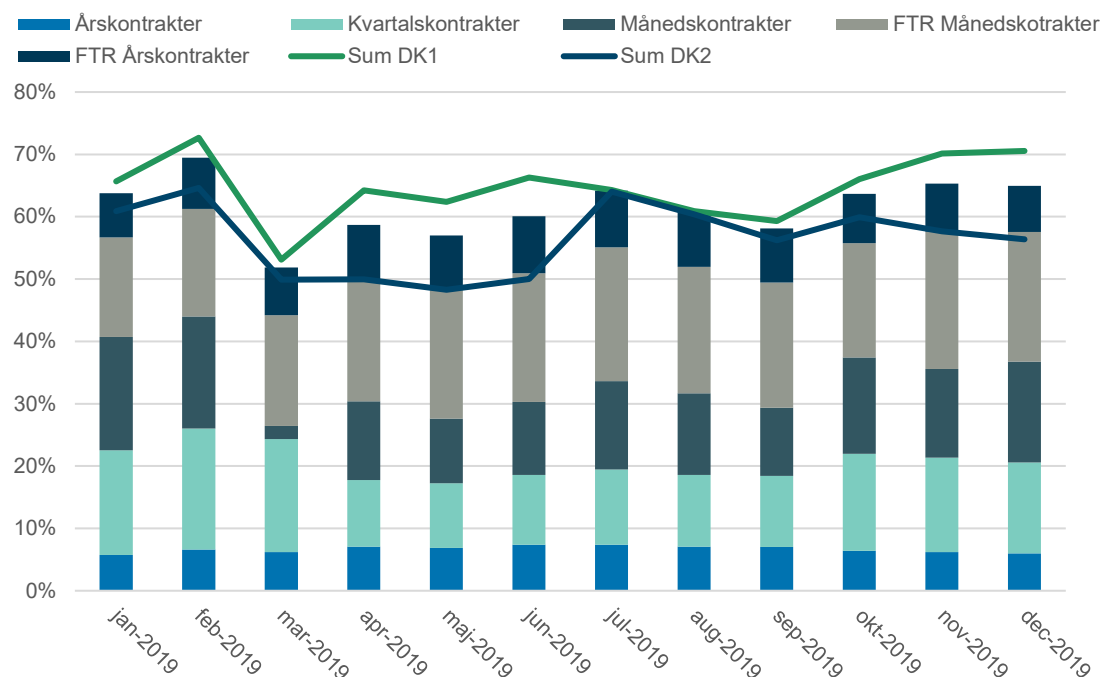
## **UDVIKLING I VOLUMEN AF FINANSIELLE PRODUKTER**

Omfanget af volumen af de finansielle handler i forhold til bruttoforbrug er en indikator for anvendelsen af prissikringsprodukter på et marked. En markedsaktør kan have en interesse i at prissikre, fx hvis markedsaktøren sælger fastpriskontrakter til slutkunder. Anvendelsen af prissikring afhænger også af budområdes priskorrelationen med den nordiske systempris (og andre relevante priser) samt omkostningerne til prissikring.

Finansielle handlers månedlige volumen i forhold til volumen af bruttoforbruget var mellem 48 pct. (DK2, maj 2019) og 73 pct. (DK1, februar 2019). I DK1 handles der generelt større finansielle volumener i forhold til forbruget end i DK2.

Andelen af volumen af de finansielle handler i forhold til bruttoforbruget var relativt stabilt over året, med undtagelse af 1. kvartal, hvor der blev handlet en større andel i januar og februar og mindre i marts. I november og december steg andelen i DK1. Dette skyldes den nye mulighed for at købe FTR mellem Holland og Vestdanmark.

FIGUR 18 | HANDELT FINANSIEL VOLUME I FORHOLD TIL BRUTTOFORBRUGET FOR 2019



Kilde: Nasdaq og Energinet.

Note: Figuren viser hvor stor en andel af bruttoforbruget der er handlet i EPAD kontrakter (både futures og forwards i DK1 og DK2) på henholdsvis års, kvartals eller månedsbasis samt i FTR for importretningen for de respektive forbindelser mellem DK1, DK2, Tyskland og Holland.

Forsyningstilsynet opgjorde i oktober 2019 andelen af forbruget i 2018, som er på en fastpris-kontrakt med varighed af minimum tre måneder og med et forbrug på under 100.000 kWh, til 57 pct.<sup>13</sup> (49 pct. er med varighed af tre måneder, mens 8 pct. er med en varighed af minimum tre måneder og op til tre år).

Året igennem er fordelingen af finansielle produkter forholdsvis stabilt. 7 pct. af handlerne udgøres af såkaldte EPAD årskontrakter, 14 pct. af EPAD kvartalskontrakter, 13 pct. af EPAD månedskontrakter, 8 pct. af årlige FTR og 19 pct. af månedlige FTR, jf. figur 16.

De finansielle måneds- og kvartalskontrakter udgør tilsammen 25 pct. af den finansielle volumen, mens årskontrakterne udgør 75 pct. Aktørerne handler derfor større volumener med længere tidshorisonter.

I 2019 blev der indgået ca. 0,25 GW PPAs i Danmark. Det er en stigning fra cirka 0,1 GW i 2018. Væksten ligger primært i salg til slutbrugere. 0,25 GW udgør i størrelsesordenen 5 pct. af bruttoeffektforbruget.

<sup>13</sup> "Hvad kostede strømmen i 2018?", jf. figur 3, side 17.

Forsyningstilsynet vil i løbet af 2020/2021 lave en evaluering af mulighederne for hedging i de danske budzoner. Denne evaluering sker hvert 4. år og blev sidst foretaget i 2016/2017. Evalueringen sker i medfør af Kommissionens Forordning (EU) 2016/1719 af 26. september 2016 om fastsættelse af retningslinjer for langsigtet kapacitetstildeling ("FCA GL").