



Markedsrapport for 2021 Engrosmarkedet for el

RAPPORT

JUNI 2022

FORSYNINGSTILSYNET

Torvegade 10
3300 Frederiksværk

Tlf. 4171 5400
post@forsyningstilsynet.dk
www.forsyningstilsynet.dk

Indhold

RESUMÉ	3
FOKUSOMRÅDER FOR 2022.....	5
OVERVÅGNING AF ENGROSMARKEDET FOR EL	6
VIGTIGE BEGIVENHEDER I 2021	7
PRODUKTION OG FORBRUG	8
PRODUKTION	8
FORBRUG	9
IMPORT OG EKSPORT	9
ABSOLUT IMPORT OG EKSPORT	9
TRANSMISSION	10
DANMARK-TYSKLAND FORBINDELSERNE	12
DANMARK-SVERIGE FORBINDELSERNE	16
DANMARK-NORGE FORBINDELSEN	19
DANMARK-HOLLAND FORBINDELSEN	20
HANDEL OG PRISER	21
PRISER I DAY-AHEAD MARKEDERNE	21
GAS- OG KULMARGINAL	24
FYLDNINGSGRAD AF NORDISKE VANDRESERVOIRER	25
PRISER I INTRADAY MARKEDET OG UBLANCEPRISEN	26
PRISER I RESERVEMARKEDERNE	27
FINANSIELLE PRODUKTER, TRANSMISSIONSRETTIGHEDER OG PPA.....	30
UDVIKLING I VOLUMEN AF FINANSIELLE PRODUKTER	31

RESUMÉ

2021 var et usædvanligt år for det danske elmarked, hvor de danske elpriser steg til et historisk højt niveau. Prisstigningerne skyldtes særligt, at prisen på gas steg markant i 2021, hvilket har medført øgede omkostninger for kraftværker, der benytter gas som brændsel. Derudover var der mindre vand i de nordiske vandreservoirer i andet halvår af 2021. Vandet fra reservoirerne benyttes til at producere elektricitet med få omkostninger.

Både det danske elforbrug og den danske elproduktion steg i 2021 sammenlignet med 2020. De fire største produktionskilder var vind, kul, biomasse og gas.

I løbet af 2021 både eksporterede og importerede Danmark strøm til og fra de lande, som Danmark er forbundet med. I 2021 blev der importeret mere end der blev eksporteret. Sådan har det været siden 2011.

Danmark er opdelt i to budområder: Vestdanmark (vest for Storebælt) og Østdanmark (øst for Storebælt). Inden for et budområde er prisen på elektricitet den samme, mens den kan variere mellem budområder. Både Vest- og Østdanmark har forbindelser til Norge, Sverige og Tyskland. Derudover har Vestdanmark også en forbindelse til Holland. Desuden er der også Storebæltsforbindelsen mellem Vest- og Østdanmark. Forbindelserne er med til at udjævne prisforskelle mellem de forskellige budområder.

I 2021 var den gennemsnitlige eksportkapacitet på 82 pct., mens den gennemsnitlige importkapacitet var på 85 pct. En kapacitet på 100 pct. betyder, at forbindelserne ikke har været begrænset på noget tidspunkt. Det er normalt, at kapaciteten er under 100 pct., da der kan opstå fejl, og der også jævnligt skal foretages vedligehold af forbindelserne.

På forbindelsen mellem Vestdanmark og Tyskland anvendes modhandel. Modhandel består i, at markedsaktører betales for at mindske deres produktion eller øge deres forbrug. Årsagen er, at elnettet i Nordtyskland ikke kan håndtere den mængde elektricitet, der løber fra Vestdanmark til Tyskland. Ved at benytte modhandel kan presset på det nordtyske elnet mindskes. Energinet køber modhandlen i Danmark og sender efterfølgende regningen videre til den tyske transmissionssystemoperatør TenneT. I 2021 oplevede vi den højeste mængde modhandel nogensinde.

Størstedelen af elektriciteten i Danmark bliver handlet dagen før den bruges på det såkaldte day-ahead marked. Den gennemsnitlige day-ahead pris i 2021 var 88 EUR/MWh i både Vest- og Østdanmark. Det er mere end en tredobling sammenlignet med 2020. De store prisstigninger skyldes særligt, at gaspriserne steg voldsomt i 2021. Prisen på at producere en MWh ved hjælp af gas blev mere end femdoblet i løbet af 2021.

Da det er omkostningstungt at oplagre elektricitet, skal størstedelen af den producerede elektricitet forbruges umiddelbart efter, at den er produceret. Hvis der forbruges mere eller mindre elektricitet, end der er i nettet, kortslutter systemet. For at undgå kortslutninger betaler Energinet markedsaktører for at stå klar til at producere eller forbruge mere, hvis der opstår mangel eller overskud af elektricitet i elnettet. Dette kaldes for

reserver. Energinet brugte i 2021 183 mio. EUR på forskellige typer af reserver. Det er en stigning på 46 pct. i forhold til 2020.

Markedsaktører kan vælge at prissikre sig frem i tiden, for at mindske eller fjerne risikoen ved udsving i elprisen. Dette kan særligt have været gavnligt i 2021, hvor priserne har været meget ustabile og høje. I 2021 har markedsaktørerne prissikret sig mere, end de gjorde i 2020.

FOKUSOMRÅDER FOR 2022

Forsyningstilsynet har en række forskellige fokusområder i 2022, jf. boks 1.

BOKS 1 | FOKUSOMRÅDER FOR 2022

Forsyningstilsynets fokusområder for den fremadrettede markedsovervågning er Danmarks transmissionsforbindelser, markedet for automatiske frekvensgenoprettelsesreserver i DK1 og markedet for manuelle frekvensgenoprettelsesreserver i DK2.

Markedsovervågningen vil i 2022 fortsat have fokus på handelskapaciteten på transmissionsforbindelserne, med et særligt fokus på forbindelserne til Sverige som følge af Svenska Kraftnåts ansøgning om fritagelse for at leve op til 70 pct.-kravet.

Markedsovervågningen vil i 2022 have et skærpet fokus på markedet for automatiske frekvensgenoprettelsesreserver i DK1. Dette skyldes, at likviditeten i markedet har været lav, samt at der i første halvår af 2022 benyttes et ugemarked i stedet for et månedsmarked.

Markedsovervågningen vil i 2022 fortsat have fokus på dags- og månedsmarkedet for manuelle frekvensgenoprettelsesreserver i DK2. Energinet har leveret en evalueringsrapport til Forsyningstilsynet angående første års drift af månedsmarkedet i DK2.

OVERVÅGNING AF ENGROSMARKEDET FOR EL

Denne rapport er et resultat af Forsyningstilsynets overvågning af engrosmarkedene for el.

Forsyningstilsynet overvåger engrosmarkedene for el i medfør af bl.a. el-direktivet, elforsyningslovgivningen og bekendtgørelsen om Forsyningstilsynets overvågning af det indre marked for el.

Forsyningstilsynet er kompetent myndighed i forhold til håndhævelsen af forordningen om integritet og gennemsigtighed på engrosmarkedene for el (REMIT). 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 engrosmarkedene for el. 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 dårligt markedsdesign. Omvendt kan Forsyningstilsynets markedsovervågning 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.

VIGTIGE BEGIVENHEDER I 2021

TABEL 1 | TIDSLINJE OVER VIGTIGE BEGIVENHEDER PÅ DE DANSKE ELMARKEDER I 2021

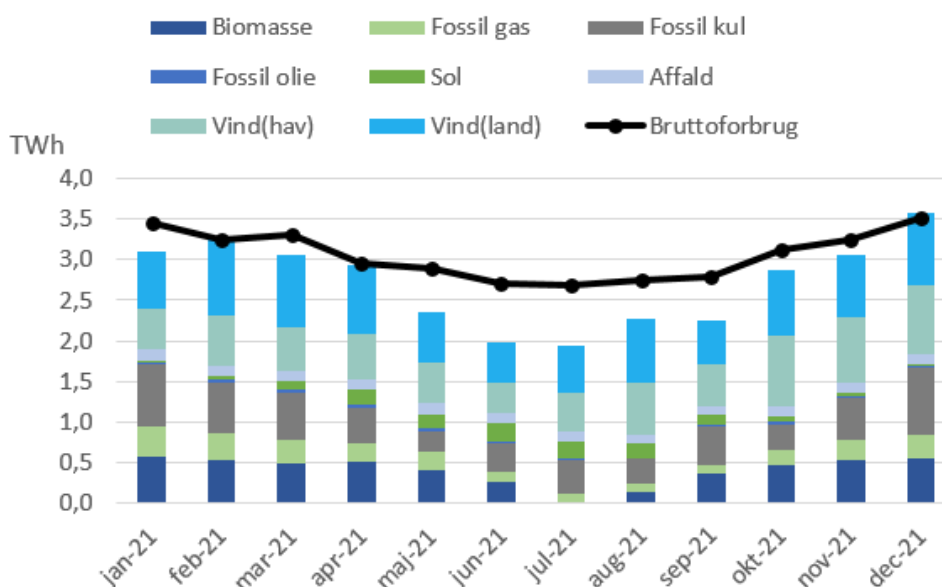
1. februar 2021	Danmark indtræder i fælles nordisk balanceafregning. Læs mere her .
12. marts 2021	Forsyningstilsynet godkender Energinets anmodning om en undtagelse fra at implementere 15-minutters ubalanceafregning. Læs mere her .
18. marts 2021	Forsyningstilsynet lancerer antologiserie om bedre regulering i energisektoren. Læs mere her .
30. juni 2021	Forsyningstilsynet træffer afgørelse om Energinets metode for handel med lokal fleksibilitet til håndtering af lokale flaskehalse i eltransmissionsnettet. Energinet vurderer ikke, at det er nødvendigt at anmelde metoden til Forsyningstilsynet. Forsyningstilsynet træffer afgørelse om, at metoden skal godkendes af Forsyningstilsynet, inden den kan tages i brug, og godkender samtidig metoden. Læs mere her .
27. juli 2021	ACER offentliggør en såkaldt Framework Guideline forud for oprettelsen af en netværkskode for cybersikkerhed vedrørende grænseoverskridende elektricitetsstrømme. Læs mere her .
22. september 2021	Forsyningstilsynet godkender Energinets metode for reguleret pris for systemydelser. Læs mere her .
12. oktober 2021	Forsyningstilsynet godkender en ændret fælles langsigtet kapacitetsberegningsskema i kapacitetsberegningsregionen Hansa. Læs mere her .
25. oktober 2021	Forsyningstilsynet godkender Energinets ændrede vilkår og betingelser for balanceansvarlige aktører. Anmeldelsen er en konsekvens af EU-forordningen om fastsættelse af retningslinjer for balancering af elektricitet. Læs mere her .
15. november 2021	ACER udgiver foreløbig analyse af de høje energipriser og det nuværende markedsdesign. Den færdige analyse udkommer i løbet af 2022. Læs mere her .
16. november 2021	Forsyningstilsynets udtrykker uenighed i ny svensk fritagelse for kapacitetskrav på transmissionsforbindelser. Fritagelsen vil betyde, at Svenska Kraftnät er fritaget fra at give mindst 70 pct. af den tilgængelige transmissionskapacitet til markedet i 2022, når det vil gå ud over systemsikkerheden. Læs mere her .
19. november 2021	NordREG afholder seminar om udviklingen på det nordiske engros- og transmissionsmarked. Læs mere her .
30. november 2021	Energinet, Statnett, Svenska Kraftnät og Fingrid beslutter at etablere Nordic RCC A/S til at koordinere driftsplanlægningen af det overordnede nordiske elsystem. Læs mere her .
10. december 2021	Forsyningstilsynet og de øvrige nordiske regulatorer afholder et virtuelt seminar om gennemsigtighed og integritet på energimarkederne. Læs mere her .
10. december 2021	Forsyningstilsynet godkender Energinets metode Cost Plus. Læs mere her .
14. december 2021	Forsyningstilsynet godkender Energinets metode for levering af kapacitetsreserver fra fluktuerende vedvarende energikilder. Læs mere her .
17. december 2021	ACER udgiver ændringsforslag til retningslinjerne for kapacitetstildeling og håndtering af kapacitetsbegrænsninger (CACM 2.0). Læs mere her .

PRODUKTION OG FORBRUG

PRODUKTION

Elproduktionen i Danmark var i 2021 på 32,6 TWh, hvilket er en stigning på 16,8 pct. i forhold til 2020. De fire største produktionskilder i 2021 var vind (hav og land) på 49,3 pct., fossil stenkul på 17,9 pct., biomasse på 15 pct. og fossil gas på 8 pct. I forhold til 2020 er produktionsandelen af el fra vind faldet med 9 pct. point., mens det for fossil stenkul, biomasse og fossil gas er steget med henholdsvis 4 pct. point, 5 pct. point og 2 pct. point, jf. figur 1.

FIGUR 1 | PRODUKTION OG FORBRUG I 2021



Kilde: ENTSO-E Transparency platform

Den danske produktionssammensætning i 2021 har været påvirket af det øgede elforbrug og et historisk dårligt vindår, hvor det blæste 10 pct. mindre end et gennemsnitligt år. Det betød, at vindproduktionens andel faldt fra 58 pct. i 2020 til 49,3 pct. i 2021.

Produktionen er generelt højere om vinteren, hvor kraftvarmeværkerne kører, end om sommeren. Den samlede produktion henover sommeren 2021 fra maj til og med september var på 10,8 TWh, hvilket er 22,7 pct. højere end i 2020.

December var måneden med den højeste produktion på 3,6 TWh, mens juli havde den laveste på 1,9 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.

FORBRUG

Det danske elforbrug var på 36,6 TWh i 2021, hvilket er en stigning på 7,5 pct. i forhold til 2020.

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 varmepumper. Det største månedlige forbrug i 2021 var i december (3,52 TWh), mens det mindste var i juli (2,69 TWh), jf. figur 1. Både det største og mindste månedlige forbrug var højere for 2021 end for 2020 (3,48 TWh og 2,56 TWh).

IMPORT OG EKSPORT

Den danske nettoimport var i 2021 på 4,5 TWh, hvilket er et fald på 26,2 pct. i forhold til nettoimporten i 2020, der var på 6,1 TWh. Danmark har siden 2011 været nettoimportør. En årsag til den sænkede nettoimport er, at produktionen i Danmark steg mere end forbruget. Derudover er eksportkapaciteten på de fleste transmissionsforbindelser steget, hvilket har gjort det muligt at eksportere mere elektricitet. I 2021 udgjorde den samlede nettoimport 12,3 pct. af det samlede forbrug.

ABSOLUT IMPORT OG EKSPORT

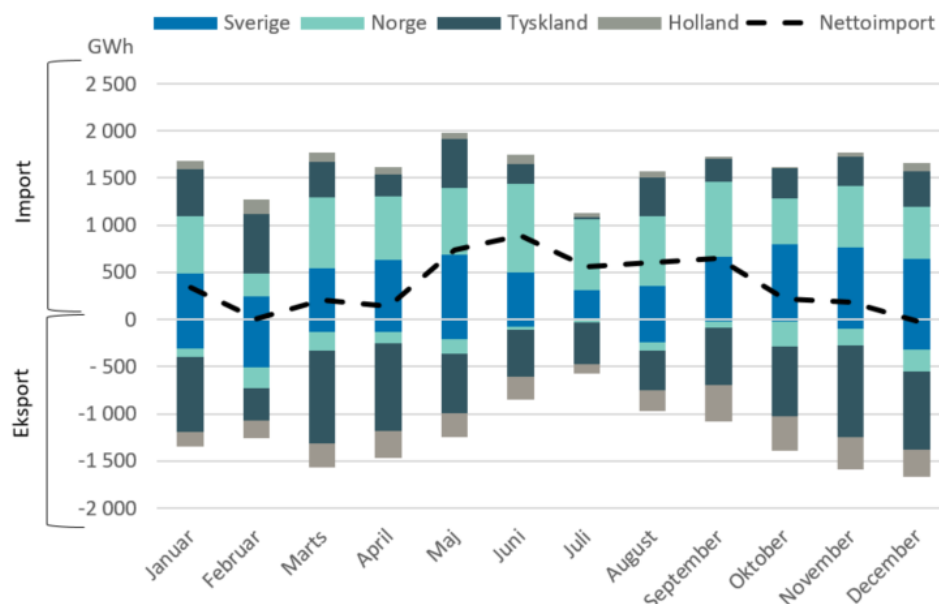
Danmark er et transitland for handlen med el imellem Norden og kontinentet. Det betyder, at den danske import er påvirket af, hvorvidt de svenske og norske vandreservoarer er fyldte og af omkostningerne ved Centraleuropas termiske produktion. Danmark vil primært importere fra Norden, hvis vandreservoarerne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

I 2021 importerede Danmark 7,9 TWh fra Norge, som var den største importkilde, mens der blev eksporteret mest til Tyskland med i alt 8,2 TWh. Importen fra Norge er faldet med 4,8 pct., mens eksporten til Tyskland er steget med 26,3 pct. i forhold til 2020.

Importen fra Sverige og Norge udgjorde 74 pct. af den samlede import i 2021, hvilket er et lille fald (1 procentpoint) i forhold til 2020. Det skyldes, at Norge har fået direkte forbindelser til Tyskland og Storbritannien. En del af Norges eksport er derfor gået til disse lande i stedet for til Danmark.

Importen fra Holland via Cobra-kablet er faldet til 0,8 TWh (fra 1,0 TWh) mens eksporten er steget til 3,1 TWh (fra 2,1 TWh).

FIGUR 2 | IMPORT OG EKSPORT I 2021



Kilde: Nord Pool og Energinet

Note: Figuren viser månedlig eksport og import fra henholdsvis Sverige, Norge, Tyskland og Holland samt nettoimporten.

TRANSMISSION

Dette kapitel omhandler transmissionsforbindelserne til udlandet fra Vestdanmark (DK1) og Østdanmark (DK2). Danmark har transmissionsforbindelser til fire andre lande: Sverige (SE3 og SE4), Norge (NO2), Tyskland (DE) og Holland (NL). Derudover har Danmark også en transmissionsforbindelse, Storebæltsforbindelsen, mellem DK1 og DK2. Efter planen kommer der en forbindelse til Storbritannien i 2023 (Viking Link).

Den tilgængelige kapacitet på forbindelserne er beregnet som den procentdel af den nominelle kapacitet, der har været til rådighed for day-ahead markedet. Importretningen er defineret som flowet fra udland til Danmark, mens eksportretningen er flowet fra Danmark til udlandet.

Den 1. januar 2020 trådte EU's el-markedsforordning 2019/943 i kraft. Forordningens artikel 16 indebærer, at der som minimum skal gives 70 pct. af transmissionskapaciteten på en forbindelse til handel med andre EU-lande¹. Det er dog muligt for den enkelte TSO at søge om og opnå godkendelse til fritagelse for at opfylde kravet fuldt ud hos den nationalt regulerende myndighed, dvs. regulator.

¹ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DA/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019R0943&from=EN>

ACER udgiver to gange årligt en rapport, hvor overholdelsen af 70 pct.-kravet monitoreres. ACER har desuden udarbejdet en henstilling, hvor beregningerne til brug for monitoreringen uddybes². Det er regulatorernes opgave at håndhæve 70 pct.-kravet.

De tilgængelige handelskapaciteter vist i de efterfølgende delafsnit er ikke beregnet på baggrund af ACER's henstilling. Handelskapaciteterne er i stedet opgjort som den gennemsnitlige tilgængelige kapacitet i forhold til den nominelle kapacitet. Der er ikke taget højde for årsager til reduktioner i tilgængelig handelskapacitet, og der er ikke taget hensyn til, hvilke TSO'er som er ansvarlig for de enkelte reduktioner.

Forsyningstilsynet har dermed ikke i nærværende rapport taget stilling til, om Energinet eller øvrige TSO'er har overholdt 70 pct.-kravet. Forsyningstilsynet henviser til ACER's halvårslige monitorerings-rapporter for mere information omkring overholdelsen af 70 pct.-kravet på de danske grænser.

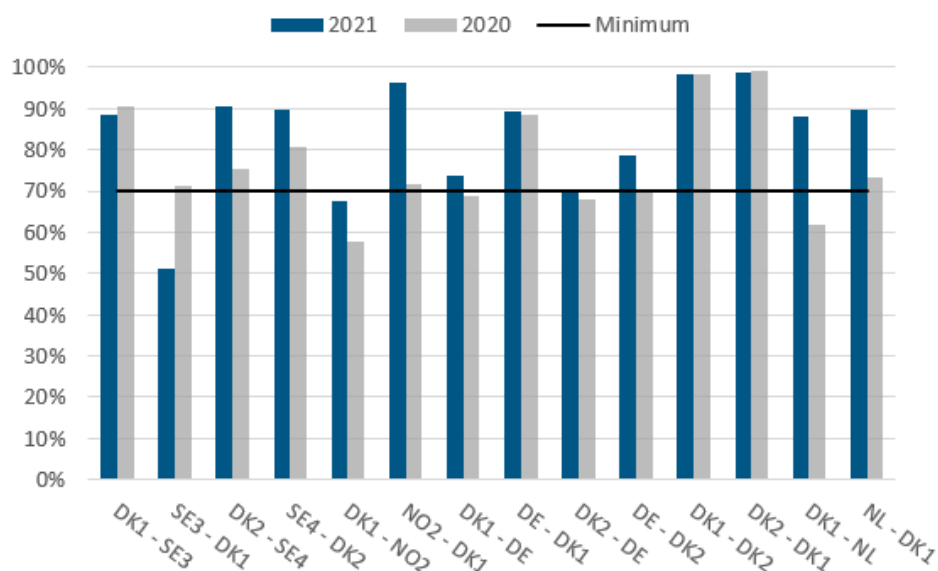
I 2021 var den gennemsnitlige eksportkapacitet på 82 pct., mens den gennemsnitlige importkapacitet var på 85 pct. Det er en stigning i forhold til 2020, hvor den gennemsnitlige eksport- og importkapacitet var henholdsvis 74 pct. og 78 pct.

I 2021 var den gennemsnitlige tilgængelige kapacitet over 70 pct. på de fleste af transmissionsforbindelserne til og fra Danmark. To forbindelser havde en gennemsnitlig kapacitet under 70 pct. i enten import- eller eksportretningen. Det drejer sig om importretningen (udland til Danmark) på forbindelsen SE3-DK1 og eksportretningen (Danmark til udland) på forbindelsen DK1-NO2, jf. figur 3.

Handelskapaciteten på de enkelte transmissionsforbindelser beskrives i de følgende afsnit.

² https://extranet.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Recommendations/ACER%20Recommendation%2001-2019.pdf

FIGUR 3 | TILGÆNGELIG HANDELSKAPACITET SOM PROCENT AF DEN NOMINELLE TRANSMISSIONSKAPACITET I 2021



Kilde: Energinet

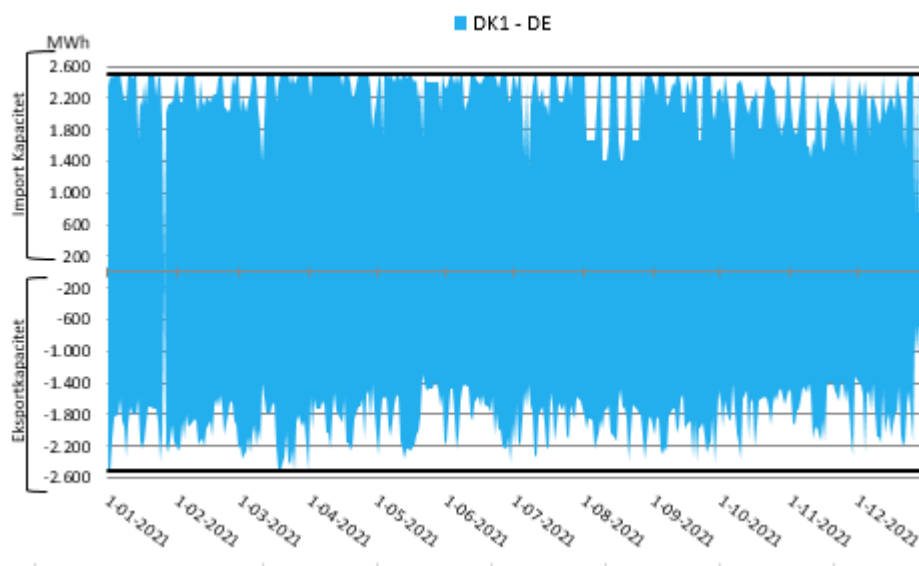
Note: Gennemsnitlig tilgængelig handelskapacitet som procentandel af den nominelt tilgængelige kapacitet for de angivne forbindelser. Minimumskravet er på 70%.

DANMARK-TYSKLAND FORBINDELSERNE

Den gennemsnitlige tilgængelige handelskapacitet fra Vestdanmark til Tyskland var i 2021 på 74 pct. i eksportretningen og 89 pct. i importretningen, jf. figur 4. Det er en stigning i eksportretningen mens kapaciteten i importretningen er uændret i forhold til 2020, hvor tallene for eksport og import var henholdsvis 69 og 89 pct.

Grundet en intern flaskehals i Nordtyskland, har der tidligere været reduceret tilgængelig kapacitet på forbindelsen mellem Vestdanmark og Tyskland. 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, ved at TenneT tilbød at sikre en minimumskapacitet på 1.300 MW fra 1. januar 2020, samt gradvist at øge kapaciteten til 2.625 MW frem mod 2026 (TenneT Commitments).

FIGUR 4 | TILGÆNGELIG HANDELSKAPACITET PÅ DK1-DE I 2021



Kilde: Energinet

Note: Gennemsnitlig daglig udvikling i tilgængelig handelskapacitet mellem DK1 og DE. De sorte vandrette streger angiver den respektive maksimale og minimale nominelle transmissionskapacitet.

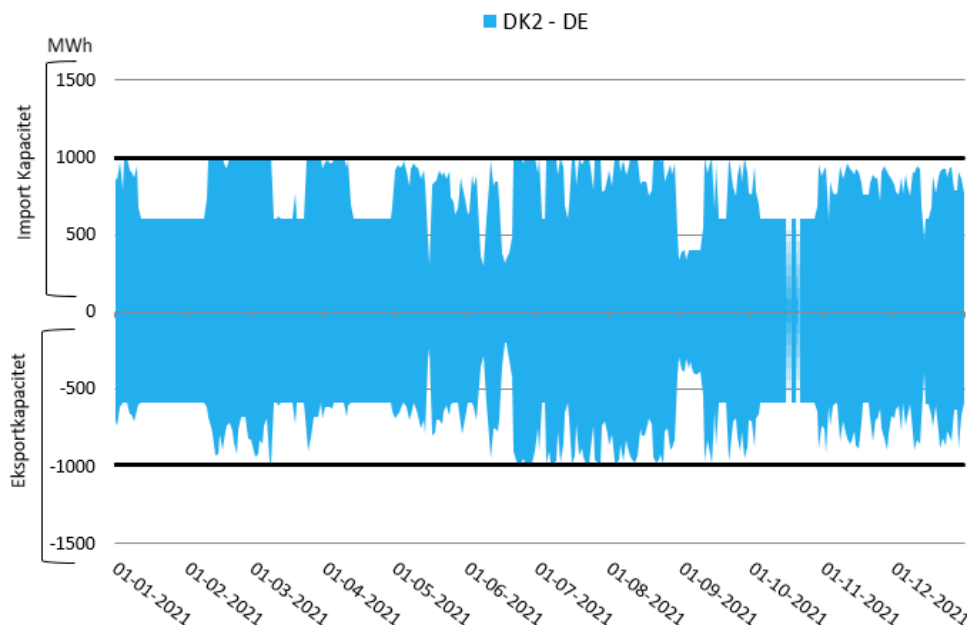
På forbindelsen mellem Østdanmark og Tyskland er den gennemsnitlige tilgængelige kapacitet steget fra 68 pct. til 70 pct. i eksportretningen og fra 70 pct. til 79 pct. i importretningen. Kapaciteten på forbindelsen har været nedsat i begge retninger af varierende omfang i løbet af 2021, jf. figur 5. Dette skyldes flere perioder med planlagt vedligehold³. Vedligeholdelsen fortsætter i 2022 med forventet afslutning ved årets udgang.

En anden årsag til, at der til tider er nedsat kapacitet på forbindelsen mellem Østdanmark og Tyskland er, at forbindelsen går via havvindmølleparken Kriegers Flak. Vindmøllerne har "forrang", hvilket betyder, at den strøm, som vindmøllerne producerer, bruger kapaciteten på forbindelsen. Den eventuelle overskydende kapacitet gives derefter til markedet.

EU's konkurrencemyndighed traf i 2020 afgørelse om, at Kriegers Flak er undtaget fra kravet om, at 70 pct. af den tilgængelige kapacitet skal stilles til rådighed for markedet. Dette skyldes den særlige kombination af vindmøllepark og transmissionsforbindelse. Uden undtagelsen ville der være perioder, hvor der kunne produceres strøm fra vindmøllerne, men der ville ikke være kapacitet på forbindelsen til den producerede strøm. Undtagelsen gælder i 10 år med en mulighed for 15 års forlængelse.

³ <https://umm.nordpoolgroup.com/#/messages/eb24d8db-0f7c-4029-baf7-dde4965f2553/29>

FIGUR 5 | TILGÆNGELIG HANDELSKAPACITET PÅ DK2-DE I 2021



Kilde: Energinet

Note: Gennemsnitlig daglig udvikling i tilgængelig handelskapacitet mellem DK2 og DE. De sorte vandrette streger angiver den respektive maksimale og minimale nominelle transmissionskapacitet.

HANDELSKAPACITET I FORHOLD TIL FYSISK KAPACITET

Den kapacitet der stilles til rådighed for markedet er ikke altid lig med den fysiske kapacitet. Dette skyldes den interne flaskehals i Nordtyskland. Når den nordtyske TSO, TenneT, stiller handelskapacitet til rådighed for markedet, og denne kapacitet ikke eksisterer fysisk, bliver TenneT nødt til at nedregulere elproduktion i Danmark eller Nordtyskland. I Danmark sker det med modhandel i DK1 og DK2, som foretages gennem køb af såkaldt specialregulering i markedet for manuelle reserver. TenneT betaler i de fleste tilfælde for, at danske vindmøller sænker deres produktion, og det sikrer, at der fysisk flyder mindre el fra Vestdanmark til Tyskland. Kraftværker er derimod villige til at betale for at blive nedreguleret. Det skyldes, at kraftværkernes produktionsomkostninger medfører, at det er profitabelt at betale for at blive nedreguleret frem for at betale produktionsomkostninger til at producere.

Når DK1 er i samlet ubalance og mangler strøm, bliver denne ubalance anvendt til at dække en del af modhandlen i stedet for specialnedregulering.

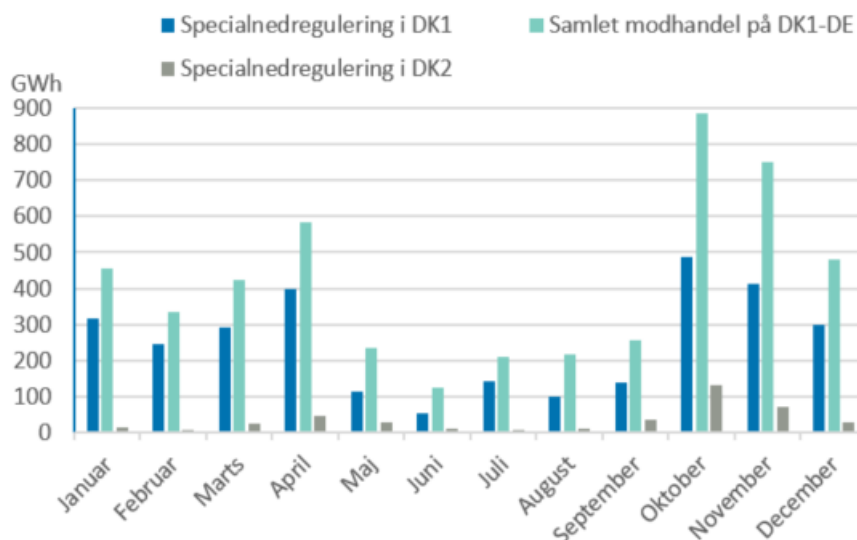
Størstedelen af modhandel foretages gennem specialnedregulering i DK1. Den resterende del af modhandelen består af specialnedregulering i DK2, ubalance-netting og i

meget begrænset omfang specialopregulering i DK1 og DK2. Volumen for specialnedregulering i DK1 og den samlede modhandel fordelt på månederne i 2021 kan ses i figur 6.

I 2021 var den samlede modhandel mellem Vestdanmark og Tyskland i alt 5,0 TWh, hvilket er en stigning fra 3,9 TWh i 2020. Modhandlen sænkede således den samlede danske produktion med godt 15 pct. i 2021. Der er typisk brug for meget specialnedregulering, når vinden blæser, og der er stor produktion fra vindmøller i Danmark. Vindproduktionen er typisk størst i første og sidste kvartal, hvorfor den største andel af modhandlen købes i disse perioder.

Den højere mængde modhandel i 2021 skyldes dels et større flow af elektricitet fra Norge, gennem Vestdanmark og videre til Tyskland, og dels tildelingen af mere kapacitet på grænsen mellem Vestdanmark og Tyskland som følge af TenneT Commitments. Derudover blev Østkyst-projektet færdiggjort, som øgede den nominelle kapacitet fra ca. 1.800 MW til 2.500 i begge retninger.

FIGUR 6 | VOLUMEN FOR MODHANDEL MELLEM VESTDANMARK OG TYSKLAND I 2021



Kilde: Nord Pool og Energinet

Note: Specialopregulering udgjorde ca. 4 pct. af den samlede mængde specialregulering, og er derfor ikke inkluderet i figuren.

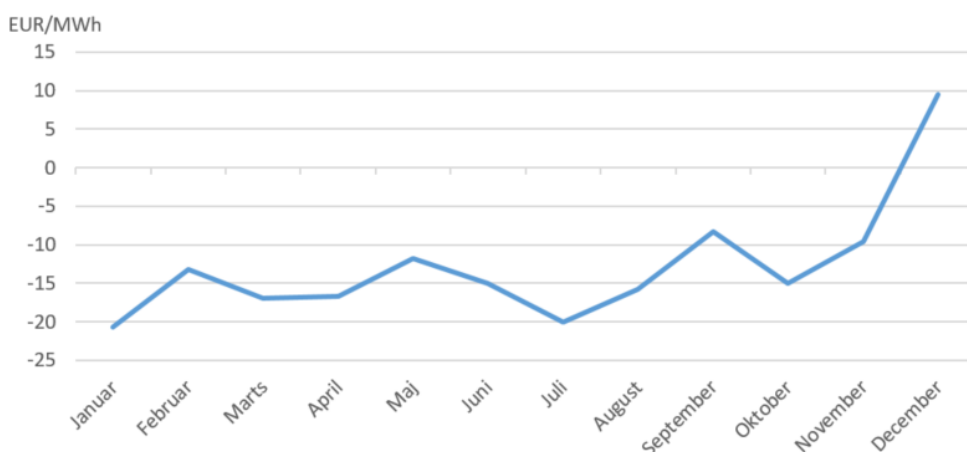
Specialnedregulering i DK1 udgjorde 60 pct. af modhandlen på forbindelsen mellem Vestdanmark og Tyskland i 2021, mens den resterende udgøres af specialnedregulering i DK2 (9 pct.) og netting af ubalance (31 pct.).

Priserne på specialregulering følger udbud og efterspørgsel og var stabile i 2021 med undtagelse af december måned. En negativ pris betyder, at TSO'en betaler producenten

for at sænke deres produktion. En positiv pris betyder omvendt, at producenten betaler TSO'en for, at sænke sin egen produktion.

Gennemsnitsprisen for specialnedregulering i DK1 var -13 EUR/MWh i 2021. Den gennemsnitlige pris var negativ i alle måneder med undtagelse af december, hvor gennemsnitsprisen var 9 EUR/MWh, jf. figur 7. Den positive pris skyldes, at el- og brændselspriserne var ekstremt høje i december, hvilket medførte, at termiske anlæg var villige til at betale mere for at blive nedreguleret end i resten af året. Prisen på specialnedregulering fra vindmøller var fortsat negativ i december.

FIGUR 7 | GENNEMSNIPTSPRISER PÅ SPECIALNEDREGULERING I DK1 I 2021



Kilde: Energinets kvartalvis rapport til Forsyningstilsynet vedr. erklæringen om DK1-DE handelskapacitet.

DANMARK-SVERIGE FORBINDELSERNE

Den svenske TSO, Svenska Kraftnät, ansøgte i 2019 om en 1-årig fritagelse fra 70 pct.-minimumskravet for 2020. Dette blev godkendt af den svenske regulator, Energi-marknadsinspektionen (Ei).

Den 26. august 2020 informerede Ei alle regulerende myndigheder om, at Svenska Kraftnät den 7. juli 2020 havde ansøgt om forlængelse af fritagelsen fra minimumskravet for 2021. I forordningens artikel 16(9) står der, at når der er blevet givet en 1-årig fritagelse, kan denne fritagelse forlænges, *forudsat at omfanget af fritagelsen falder betydeligt efter det første år, op til højst to år*⁴. I den forbindelse foretog Forsyningstilsynet en vurdering af, om *omfanget af fritagelsen faldt betydeligt* i 2020⁵. Forsyningstilsynet fandt, at den gennemsnitlige eksportkapacitet på forbindelserne fra Danmark til Sverige var

⁴ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DA/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019R0943&from=EN>

⁵ <https://forsyningstilsynet.dk/aktuelt/nyheder/bemaerkninger-til-svenska-kraftnaets-ansoegning-om-forlaengelse-af-undtagelse-fra-70-pct-regel>

steget, mens antallet af timer med en tilgængelig kapacitet under 70 pct. var faldet i 2020 sammenlignet med 2019. Dermed vurderede Forsyningstilsynet, at Svenska Kraftnät opfyldte betingelserne for at forlænge fritagelsen yderligere et år. Svenska Kraftnät havde således en fritagelse fra 70 pct.-minimumskravet i 2021.

Den 6. oktober 2021 anmodede Svenska Kraftnät om en fritagelse fra 70 pct.-minimumskravet for 2022. Forsyningstilsynet foretog derfor en ny vurdering af, om *omfanget af fritagelsen var faldet betydeligt* i 2021.

Forsyningstilsynet fandt, at på forbindelsen mellem Vestdanmark og Sverige var den gennemsnitlige tilgængelige kapacitet faldet i begge retninger, og at antallet af timer med tilgængelig kapacitet under 70 pct. ligeledes var steget i 2021 sammenlignet med 2020.

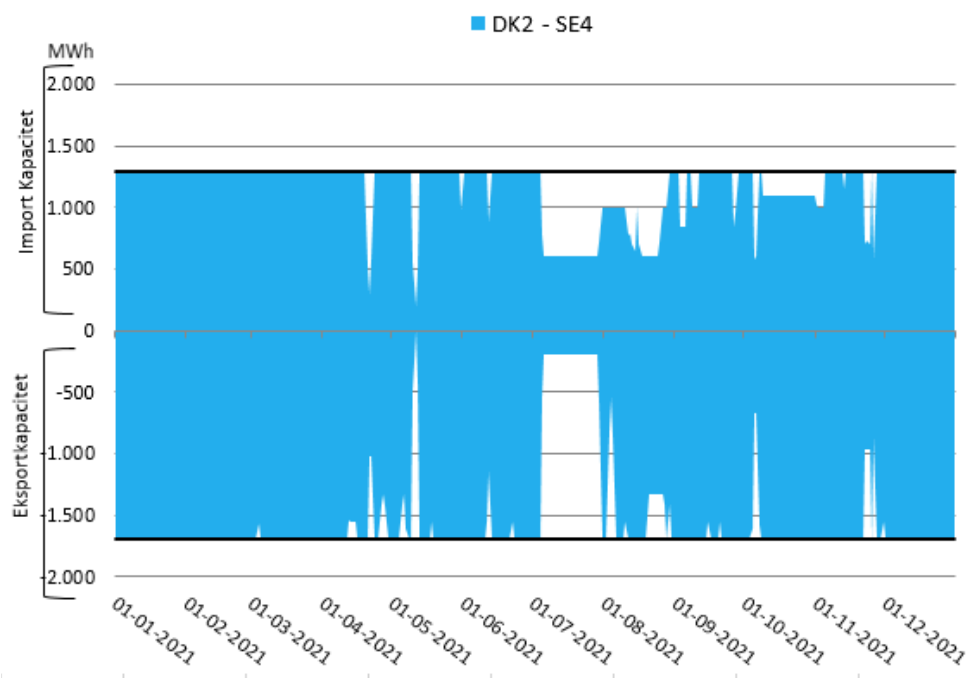
På forbindelsen mellem Østdanmark til Sverige var den gennemsnitlige tilgængelige kapacitet steget i begge retninger og antallet af timer med tilgængelig kapacitet under 70 pct. faldet i 2021 sammenlignet med 2020. Antallet af timer med kapacitet under 70 pct. forårsaget af Svenska Kraftnät var dog steget.

På baggrund af Forsyningstilsynets analyse udtrykte Forsyningstilsynet den 16. november 2021 formel uenighed i, at Svenska Kraftnät skulle tildeles en fritagelse fra 70 pct.-minimumskravet for 2022.

Den tilgængelige handelskapacitet fra Østdanmark til Sverige er steget fra 75 pct. i 2020 til 91 pct. i 2021. I importretningen er kapaciteten steget fra 81 pct. i 2020 til 90 pct. i 2021. I 2021 har der været én periode med længerevarende nedsat kapacitet på forbindelsen. Denne periode var i størstedelen af juli måned, hvor der blev udført planlagt vedligehold⁶, jf. figur 8.

⁶ <https://umm.nordpoolgroup.com/#/messages/79a3a277-efa7-4343-be3c-98bc1dcdd60a/9>

FIGUR 8 | TILGÆNGELIG HANDELSKAPACITET PÅ FORBINDELSEN DK2-SE4 I 2021



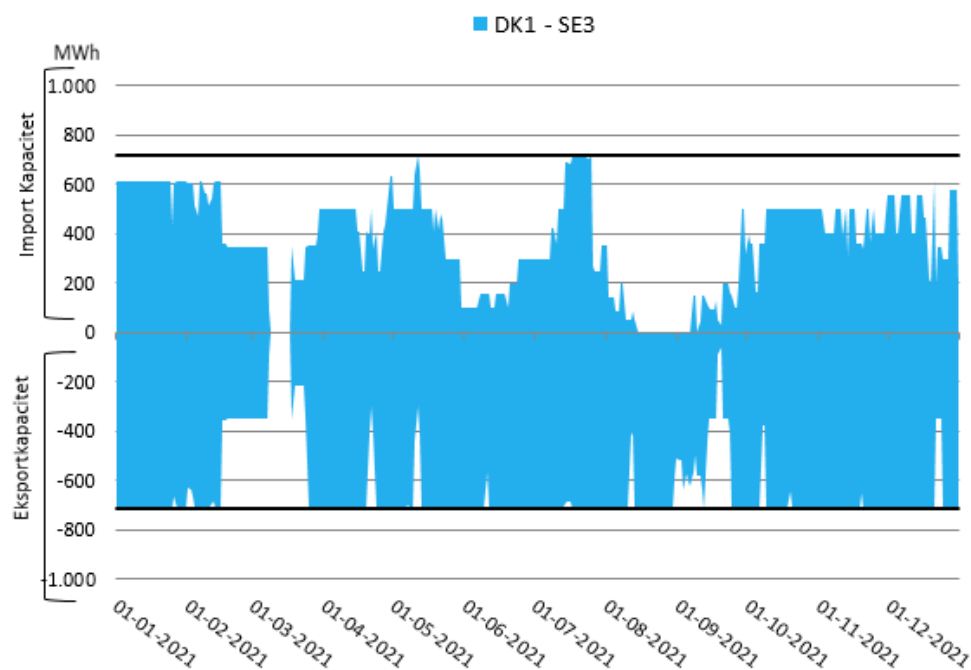
Kilde: Energinet

Note: Gennemsnitlig daglig udvikling i tilgængelig handelskapacitet mellem DK2 og SE4. De sorte vandrette streger angiver den respektive maksimale og minimale nominelle transmissionskapacitet.

Den tilgængelige handelskapacitet fra Vestdanmark til Sverige er faldet fra 90 pct. i 2020 til 88 pct. i 2021. I importretningen er kapaciteten faldet fra 71 pct. i 2020 til 51 pct. i 2021. Begrænsningen af kapaciteten har været spredt ud over året, hvilket dels skyldes flere perioder med planlagt vedligehold af forbindelsen⁷, og dels at Svenska Kraftnät har reduceret den tilgængelige kapacitet grundet interne problemer i det svenske net, jf. figur 9.

⁷ <https://umm.nordpoolgroup.com/#/messages/0790d5ba-ab79-44e5-be68-d1a982281090/46>

FIGUR 9 | TILGÆNGELIG HANDELSKAPACITET PÅ FORBINDELSEN DK1-SE3 I



Kilde: Energinet

Note: Gennemsnitlig daglig udvikling i tilgængelig handelskapacitet mellem DK1 og SE3. De sorte vandrette streger angiver den respektive maksimale og minimale nominelle transmissionskapacitet.

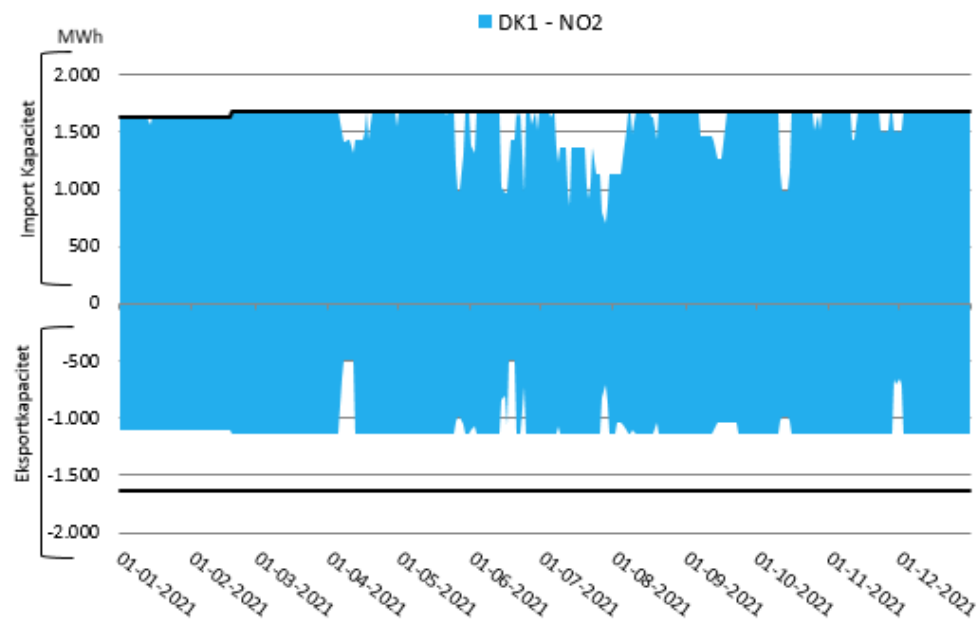
DANMARK-NORGE FORBINDELSEN

I 2021 var den gennemsnitlige tilgængelige handelskapacitet i importretningen på 96 pct., hvilket er en stigning fra 72 pct. i 2020. I eksportretningen er kapaciteten steget til 68 pct. i 2021 fra 58 pct. i 2020.

Siden 2019 har der været problemer på forbindelsen mellem Vestdanmark og Norge grundet en fejl på landsiden i Danmark. I slutningen af 2020 lykkedes det Energinet og Statnett i fælleskab at øge den tilgængelige kapacitet fra Norge til Vestdanmark til 100 pct., mens kapaciteten i den modsatte retning var nedsat til ca. 70 pct. Denne situation har været ved i hele 2021⁸, jf. figur 10.

⁸ <https://umm.nordpoolgroup.com/#/messages/8f9738ef-71c5-4bb8-816c-a00290516007/11>

FIGUR 10 | TILGÆNGELIG HANDELSKAPACITET PÅ FORBINDELSEN DK1-NO2 I 2021



Kilde: Energinet

Note: Gennemsnitlig daglig udvikling i tilgængelig handelskapacitet mellem DK1 og NO2. De sorte vandrette streger angiver den respektive maksimale og minimale nominelle transmissionskapacitet.

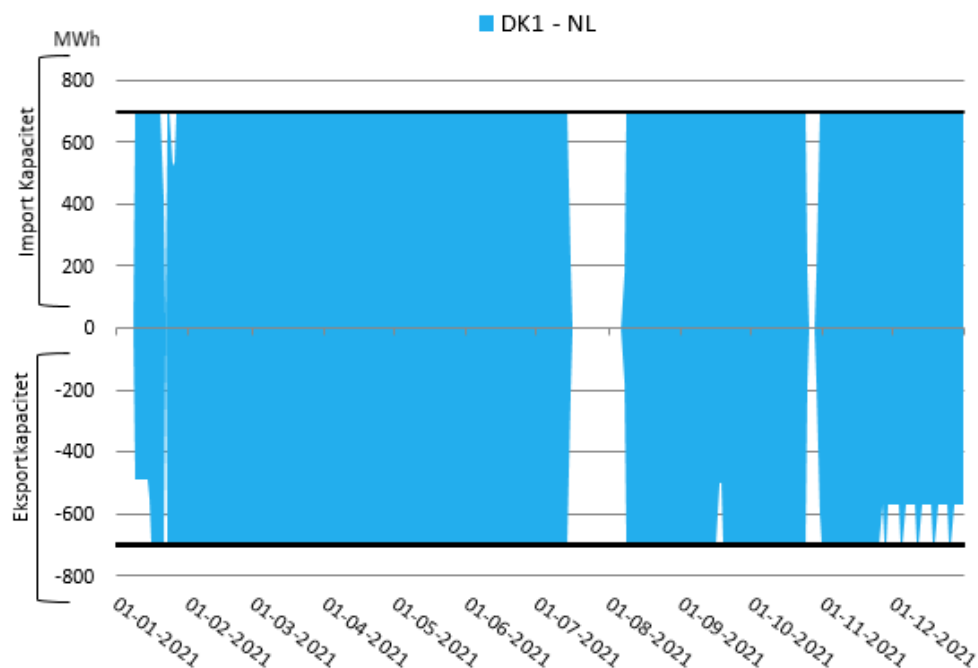
DANMARK-HOLLAND FORBINDELSEN

Den tilgængelige handelskapacitet på transmissionsforbindelsen mellem Danmark og Holland var i importretningen på 90 pct. i 2021, hvilket er en stigning fra 73 pct. i 2020. I eksportretningen er kapaciteten steget fra 62 pct. i 2020 til 88 pct. i 2021.

Der har været enkelte perioder med utilgængelig kapacitet, hvilket skyldes planlagt vedligehold. Den længste periode var fra midten af juli til starten af august⁹, jf. figur 11.

⁹ <https://umm.nordpoolgroup.com/#/messages/518e742b-7db3-4e73-81a9-5dfa0e6913c5/3>

FIGUR 11 | TILGÆNGELIG HANDELSKAPACITET PÅ FORBINDELSEN DK1-NL I 2021



Kilde: Energinet

Note: Gennemsnitlig daglig udvikling i tilgængelig handelskapacitet mellem DK1 og NL. De sorte vandrette streger angiver den respektive maksimale og minimale nominelle transmissionskapacitet.

HANDEL OG PRISER

PRISER I DAY-AHEAD MARKEDERNE

I Danmark handles langt størstedelen af elektriciteten på day-ahead markedet. Day-ahead markedet er dermed det klart vigtigste marked for handel med el. Day-ahead markedet er en fælleseuropæisk auktion én gang dagligt, hvor der handles strøm til levering i hver 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.

Day-ahead prisen anvendes som en referencepris for de finansielle markeder, i kontrakter med slutkunder og som udgangspunkt for regulerkraftprisen og ubalanceafregningsprisen. Yderligere anvendes day-ahead prisen også som alternativomkostning, når prisen på bud i f.eks. reservemarkederne skal fastsættes.

Den gennemsnitlige timepris i day-ahead markedet for DK1 og DK2 var henholdsvis 88,14 og 87,91 EUR/MWh i 2021, hvilket er mere end en fordobling for begge budområder (stigning på 252 pct. i DK1 og 209 pct. i DK2). De volumenvægtede gennemsnitspriser var 88,36 og 87,59 EUR/MWh i henholdsvis DK1 og DK2.

Systemprisen var i 2021 på 62,21 EUR/MWh, hvilket er en stigning på 469 pct. fra 2020. Prisen på den nordiske systempris er den fiktive day-ahead pris, der ville have forekommet, hvis hele Norden var et budområde.

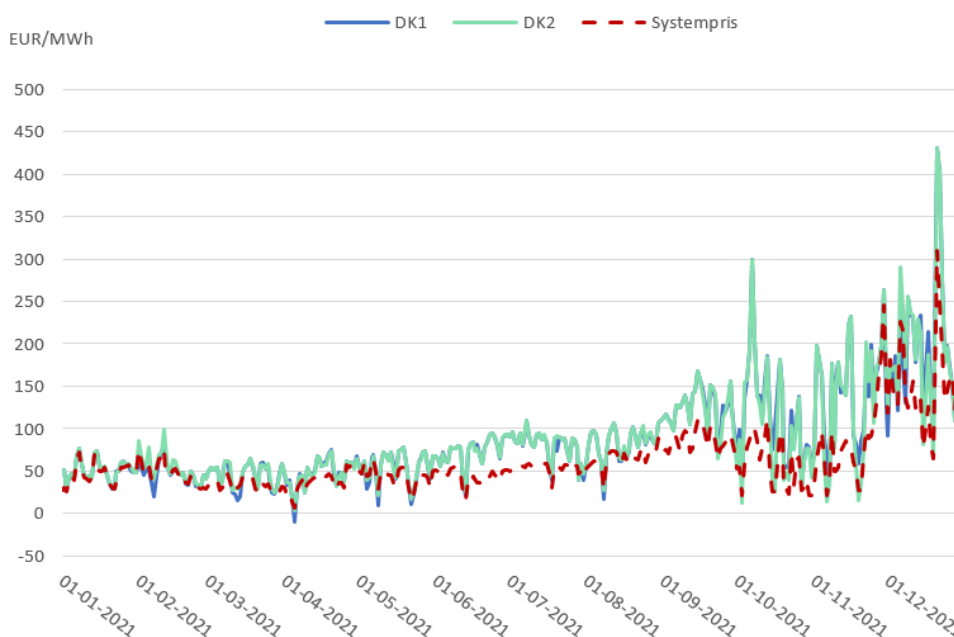
De høje priser skyldes primært, at gaspriserne er steget voldsomt i 2021. I januar 2021 var gasprisen 20 EUR/MWh, mens den i december 2021 var steget til 116 EUR/MWh.

CO₂-kvoteprisen steg ligeledes markant i løbet af 2021 fra 33 EUR/ton i januar til 80 EUR/ton i december.

Derudover kan de høje priser blandt andet skyldes, at sommermånederne var ramt af høje temperaturer, der gav et øget behov for energi til aircondition og kølesystemer, samt der generelt var mindre blæst, og i andet halvår var der lavere fyldningsgrad i de nordiske vandreservoirer end normalt.

Den store prisforskel mellem 2020 og 2021 skyldes også, at priserne i 2020 var særligt lave i forhold til de foregående år.

FIGUR 12 | DAGLIG PRISUDVIKLING PÅ DAY-AHEAD MARKEDERNE I 2021



Kilde: Energinet

Note: Udviklingen i day-ahead prisen for Vestdanmark, Østdanmark og systemprisen på den nordiske elbørs Nord Pool. Den daglige gennemsnitlige day-ahead pris er opgjort i EUR/MWh. Systemprisen er den ubegrænsede ligevægtspris på det nordiske marked.

Negative priser forekom i henholdsvis 87 timer og 24 timer i DK1 og DK2 i 2021. Til sammenligning var der henholdsvis 192 og 89 timer med negative priser i 2020. Den 9. maj var prisen lavest i DK1 (-43,91 EUR/MWh), mens prisen var lavest i DK2 den 12. juni (-26,20 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, større omkostninger ved at lukke produktionen ned, blokbud fra kraftvarmeverker og samproduktion af elektricitet med nødvendig produktion af fjernvarme. Disse ting gør udbudssiden mindre følsom over for lave eller 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 eksport af el baseret på vindenergi og gør udbuddet relativt større i forhold til efterspørgslen.

De højeste timepriser i 2021 var 620 EUR/MWh i DK1 (21.december) og 626,06 EUR/MWh i DK2 (6.december). Der var henholdsvis 0 og 14 timer med prisspidser i day-ahead markedet i DK1 og DK2 i henhold til ACER's definition af prisspidser¹⁰. Alle prisspidserne forekom i februar måned 2021.

Den gennemsnitlige timepris i day-ahead markedet var lavere i første halvår end i andet halvår af 2021. Gennemsnitsprisen i første halvår var på 53,10 EUR/MWh mod 122,72 EUR/MWh i andet halvår. De lavere priser i første halvår er bl.a. forårsaget af det milde vejr, som har haft betydning for, at fyldningsgraden i Norden var over normalen.

Det danske marked er pristager hovedparten af tiden, 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.

DK1 havde samme pris som Tyskland i 69,5 pct. af timerne, hvilket er væsentlig højere end i 2020, hvor prisen var ens i 40 pct. af timerne. Mod Sverige havde DK1 samme pris som SE3 13,8 pct. af timerne, og DK1 havde samme pris som Holland i 14,9 pct. af timerne.

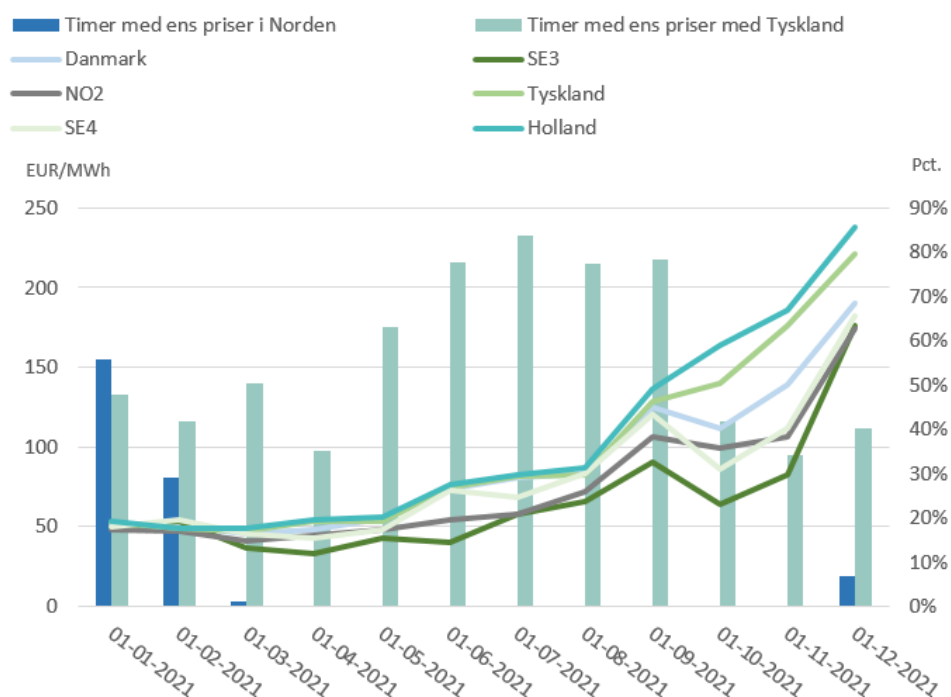
DK2 havde samme pris som Tyskland i 58,6 pct. af timerne. Mod Sverige havde DK2 samme pris som SE4 i 26,4 pct. af timerne, hvilket er et fald på næsten 40 pct. point i forhold til 2020.

Norden (SE3, SE4 og NO2) havde samme priser som Danmark (DK1 og DK2) i 8 pct. af timerne, hvilket er meget lavt i forhold til tidligere år. Tyskland havde derimod samme pris som Danmark i 56 pct. af timerne, jf. figur 13. DK1 og DK2 havde samme pris i 74,4 pct. af timerne.

¹⁰ En prisspids er defineret af ACER som en timepris i day-ahead markedet, der er tre gange højere end de teoretiske variable omkostninger ved at producere elektricitet med et gasfyret kraftværk baseret på TTF day-ahead gaspriserne i Holland.

Den gennemsnitlige day-ahead pris i 2021 var i Norge (NO2) på 74,89 EUR/MWh, i Tyskland på 96,58 EUR/MWh og i Sverige på 73,10 EUR/MWh (65,84 og 80,36 EUR/MWh for SE3 og SE4).

FIGUR 13 | MÅNEDLIGE PRISER I DAY-AHEAD MARKEDET I DANMARK OG NABOLANDE SAMT PRISKONVERGENS FOR 2021



Kilde: Energinet og Nordpool

Note: Udviklingen i day-ahead prisen for Danmark, Sverige, Norge og Tyskland aflæses på venstre vertikale akse. Timer med ens priser mellem Danmark og Tyskland samt Danmark og Norden (SE3, SE4 og NO2) aflæses på højre vertikale akse.

GAS- OG KULMARGINAL

Gas- og kulmarginalen indikerer marginalomkostningen for at producere elektricitet baseret på gas eller kul, hvor der også er taget højde for omkostningen af CO₂-udledningen.

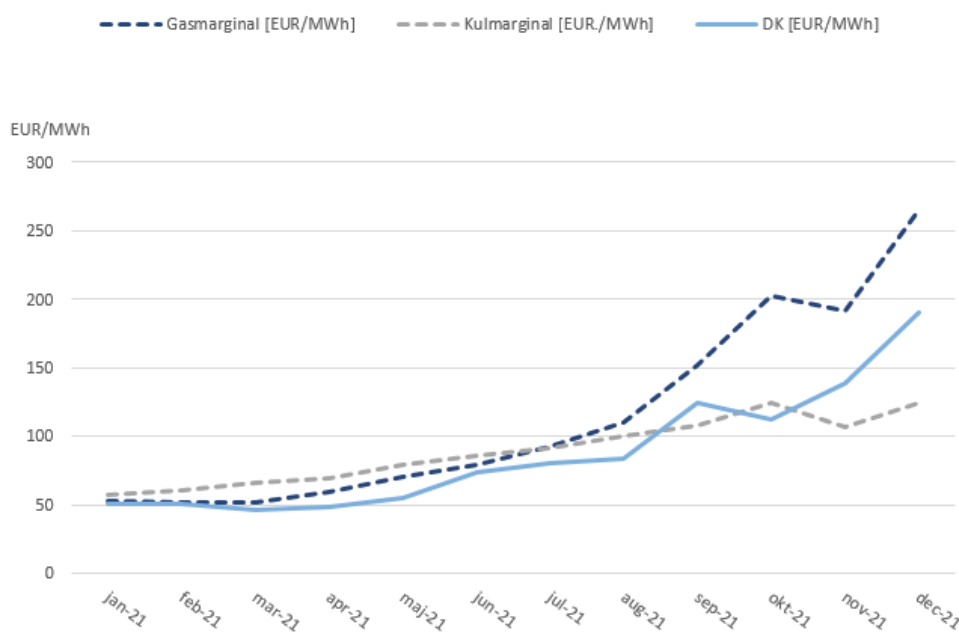
Gasmarginalen er i løbet af 2021 femdoblet (stigning på 402 pct.) fra 52,9 EUR/MWh til 265,6 EUR/MWh. Stigningen i gasmarginalen skyldes en kombination af stigende gaspriser (484,3 pct.) og CO₂-kvotepriser (139 pct.). Se markedsrapporten for engrosmarkedet for gas for 2021 for en nærmere forklaring af gasprisens udvikling.

Kulmarginalen er i løbet af 2021 mere end fordoblet (117,5 pct. stigning), fra 57,0 EUR/MWh til 124,0 EUR/MWh. Stigningen i kulmarginalen kommer af bl.a. stigningen i CO₂-kvoteprisen (139 pct.) og i kulprisen (93,5 pct.).

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

Gasmarginalen har ligget over day-ahead prisen i hele 2021, mens kulmarginalen lå over day-ahead prisen i det første halvår af 2021 og primært under day-ahead prisen i andet halvår af 2021. Det indikerer, at priserne i Danmark har været mere påvirket af kulmarginalen end gasmarginalen i 2021, jf. figur 14.

FIGUR 14 | UDVIKLING I GAS- OG KULMARGINALEN I 2021



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

Note: Udvikling af gas- og kulmarginalen samt et gennemsnit af day-ahead prisen i DK1 og DK2 på månedsbasis.

FYLDNINGSGRAD AF NORDISKE VANDRESERVOIRER

Fyldningsgraden i de nordiske vandreservoarer var i 2021 0,7 procentpoint under den gennemsnitlige fyldningsgrad i forhold til et normalt år¹¹.

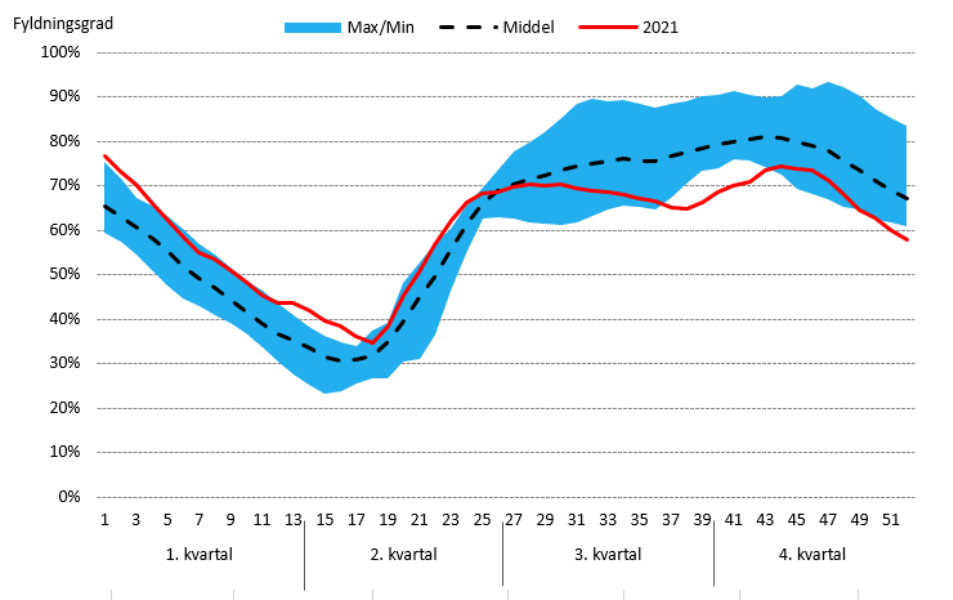
I både 1. og 2. kvartal var fyldningsgraden over gennemsnittet, mens den var under gennemsnittet i 3. og 4. kvartal. I de to første kvartaler var fyldningsgraden høj, hvor den

¹¹ Baseret på gennemsnittet fra de foregående fem år.

lå 10-15 pct. over gennemsnittet, mens fyldningsgraden var lav i de sidste to kvartaler, hvor den lå 10-11 pct. under gennemsnittet, jf. figur 15. En lav fyldningsgrad i de nordiske vandreservoarer indebærer, at udbuddet af elektricitet fra Sverige og særligt Norge har været mindre end normalt, hvorimod en høj fyldningsgrad indebærer, at udbuddet har været højere end normalt.

Fyldningsgraden har med dens påvirkning af udbuddet en stor indflydelse på priserne 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.

FIGUR 15 | FYLDNINGSGRADEN AF DE NORDISKE VANDRESERVOIRER I 2021



Kilde: Nord Pool

Note: Fyldningsgrad i vandmagasinerne i Norge, Sverige og Finland. Værdierne minimum, maksimum og middel er for perioden 2016 - 2020. Data er på ugebasis og opgjort i procent af det maksimale fyldningsniveau af de nordiske vandreservoarer.

PRISER I INTRADAY MARKEDET OG UBLANCEPRISEN

Intraday markedet benyttes primært af aktører til at balancere deres forbrug og produktion. Et eksempel er, at et kraftværk har solgt en mængde elektricitet, men ændrer deres produktionsplan, så de nu vil producere mindre end den solgte mængde. I denne situation kan ejeren af kraftværket enten handle i intraday markedet for at fjerne ubalancen eller forblive i ubalance og betale ubalanceprisen til Energinet, tillagt et gebyr som kompensation for, at Energinet er nødt til at balancere nettet.

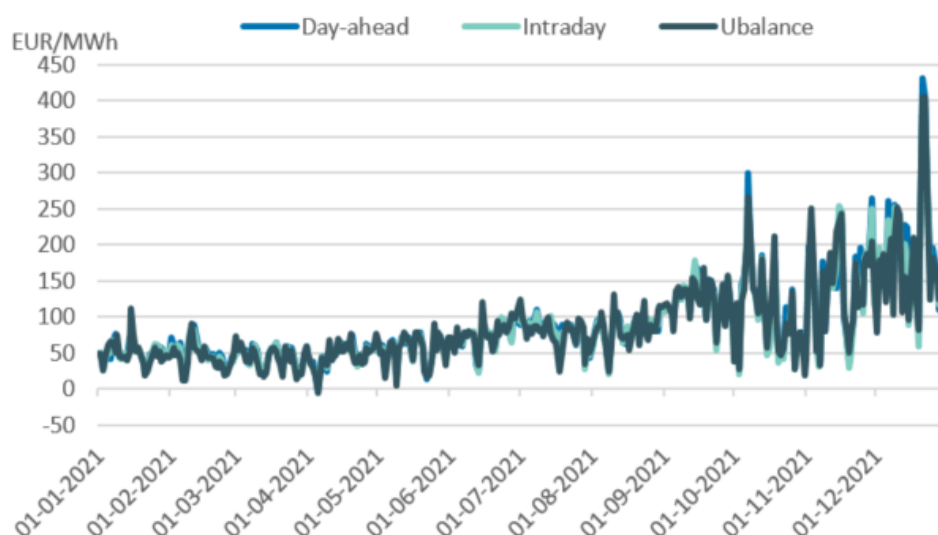
Intraday prisen var i 2021 84,13 EUR/MWh i DK1 og 86,50 EUR/MWh i DK2.

Teoretisk set bør day-ahead prisen, intraday prisen og ubalanceprisen gennemsnitligt være ens på lang sigt. Dette skyldes, at hvis day-ahead prisen f.eks. generelt er højere end intraday prisen, vil det kunne betale sig at sælge i day-ahead markedet og derefter købe strømmen i intraday markedet til en billigere pris.

I 2021 var day-ahead prisen, intraday prisen og ubalanceprisen set som et gennemsnit over DK1 og DK2 henholdsvis 88, 86 og 86 EUR/MWh.

Figur 16 viser den daglige gennemsnitspris i day-ahead markedet, intraday markedet og for ubalanceprisen. Som det fremgår af figuren, fulgte priserne samme mønster og lå på samme niveau i 2021.

FIGUR 16 | **DAGLIG PRISUDVIKLING I INTRADAY MARKEDET OG UBALANCEPRIS I 2021**



Kilde: Nord Pool

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 Energinet køber op- eller nedregulering af energi, som bl.a. leveres af reserverne. Specialregulering, som er en energiaktivering og primært anvendes til modhandel med den nordtyske TSO, TenneT, er allerede behandlet i afsnittet om forbindelsen mellem DK1 og Tyskland.

Energinet indkøbte reserver for 183 mio. EUR i alt i 2021, hvilket er en stigning på 46 pct. i forhold til 2020. Dette inkluderer alle omkostninger til kapacitet og energi. De for-

skellige reserver har forskellig aktiveringstid og dermed også forskellige priser. De reserver, som kan aktiveres hurtigst er FCR reserverne. De aktiveres automatisk og leverer kun effekt, indtil andre reserver kan tage over. De automatiske frekvensgenoprettelsesreserver (aFRR) er generelt dyrere end de langsommere manuelle frekvensgenoprettelsesreserver (mFRR).

De tre største reservekapacitetsmarkeder er, jf. tabel 2:

- mFRR i DK2 månedsmarked på 44,4 mio. EUR
- mFRR i DK2 dagsmarked på 43,8 mio. EUR.
- aFRR i DK1 på 35,7 mio. EUR.

De forskellige reserver bliver beskrevet i de kommende afsnit.

TABEL 2 | MARKEDERNE FOR RESERVEKAPACITET – NØGLETAL 2021

Produkt	Handlet i antal timer	Gns. handlet mængde (MW)	Energinet Indkøb (mio. EUR)	Gns. Pris (EUR/MW/h)	Årsbetaling for 1 MW (EUR)
mFRR (DK1) – dag	8760	299	12,3	4,7	41.277
mFRR (DK2) – dag	8760	278	43,8	18	157.633
mFRR (DK2) – måned	8760	342	44,4	14,8	129.707
aFRR (DK1)	8016	100	35,7	44,5	356.507
FCR (DK1)	8328	9	2,0	27,3	227.686
FCR-N (DK2)	8760	-	-	37,8	330.988
FCR-D (DK2)	8760	-	-	45	394.595
FFR (DK2)	1555	7	4,0	366,4	569.719

Kilde: Energinet

Note: Tabellen indeholder udgifter til indkøb af reserver fra danske aktører. FCR-N og FCR-D indkøbes på et kombineret dansk-svensk marked, og Energinet har ikke data på fordelingen af indkøbet fra danske og svenske aktører. 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.

FCR OP- OG NEDREGULERING

Den gennemsnitlige månedspris for Normaldriftsreserven ("FCR-N") i DK2 toppede i december måned med en pris på 75,37 EUR/MW/h, hvilket er en stigning på 48,0 EUR/MW/h i forhold til den dyreste gennemsnitlige månedspris i 2020 (oktober).

For Driftsforstyrrelsesreserven ("FCR-D") var prisen også højest i december måned, hvor den gennemsnitlige pris var 63,34 EUR/MWh, jf. figur 16. Gennemsnitsprisen for hele 2021 for FCR-N og FCR-D var henholdsvis 37,8 EUR/MW/h og 45,0 EUR/MW/h.

FCR i DK1 er siden 19. januar 2021 blevet købt på et marked, hvor produktet er symmetrisk. Det betyder, at der ikke er blevet købt op- og nedregulering separat, men det er blevet handlet samlet, hvorfor det fremgår som ét produkt.

De gennemsnitlige månedspriser på FCR i DK1 toppede i december med en gennemsnitspris på 84,83 EUR/MW/h. Årsgennemsnittet var på 27,3 EUR/MW/h.

AUTOMATISKE FREKVENSGENOPRETTELSESRESERVER

Gennemsnitsprisen på automatiske frekvensgenoprettelsesreserver (aFRR) indkøbes kun i DK1, og var i 2021 44,5 EUR/MW/h, hvilket er et fald på 7 pct. i forhold til 2020. Prisen toppede i november med en månedlig gennemsnitspris på 66,6 EUR/MW/h, jf. figur 17. I 2021 har Energinet indkøbt 100 MW i hver time.

I auktionen for december måned 2021 kom der kun bud fra én aktør. I tilfælde med kun én byder benytter Energinet en metode kaldet "reguleret pris" til at fastsætte prisen. Prisen fastsættes på baggrund af historiske data for sammenlignelige perioder med flere bydere. Som følge af den regulerede pris valgte aktøren at trække sine bud tilbage for at byde dem ind i andre markeder. Energinet dækkede derfor aFRR-behovet med andre systemydelse og med hjælp fra TenneT.

I januar 2022 var prisen på aFRR i DK1 146,0 EUR/MW/h, hvilket er den højeste pris nogensinde siden produktets introduktion i 2004.

Fra februar 2022 overgik Energinet fra en månedsauktion til en ugeauktion, da der ikke kom nok bud ind til månedsauktionen. Den første ugeauktion kom der ikke nok bud ind, hvorfor leveringen af aFRR foregik ved hjælp af beordring.

Energinet har efter midlertidig godkendelse fra Forsyningstilsynet fået tilladelse til at fortsætte med ugeauktioner til og med juni 2022.

Som følge af den pressede situation på aFRR-markedet i DK1, vil Forsyningstilsynet have markedet under særlig overvågning i 2022.

MANUELLE FREKVENSGENOPRETTELSESRESERVER

De manuelle frekvensgenoprettelsesreserver bliver indkøbt forskelligt i DK1 og DK2. I DK1 indkøbes udelukkende i et dagsmarked, mens der i DK2 fra 2021 indkøbes 40 pct. i et dagsmarked og 60 pct. i et månedsmarked. Tidligere blev mFRR i DK2 indkøbt på lange kontrakter. Forsyningstilsynet har som følge af det nye markedsdesign i 2021 haft mFRR-kapacitetsmarkedet i DK2 under skærpet overvågning.

Der er relativt stor forskel på mFRR-priserne i DK1 og DK2. Dette skyldes, at udbuddet er større i DK1 end i DK2.

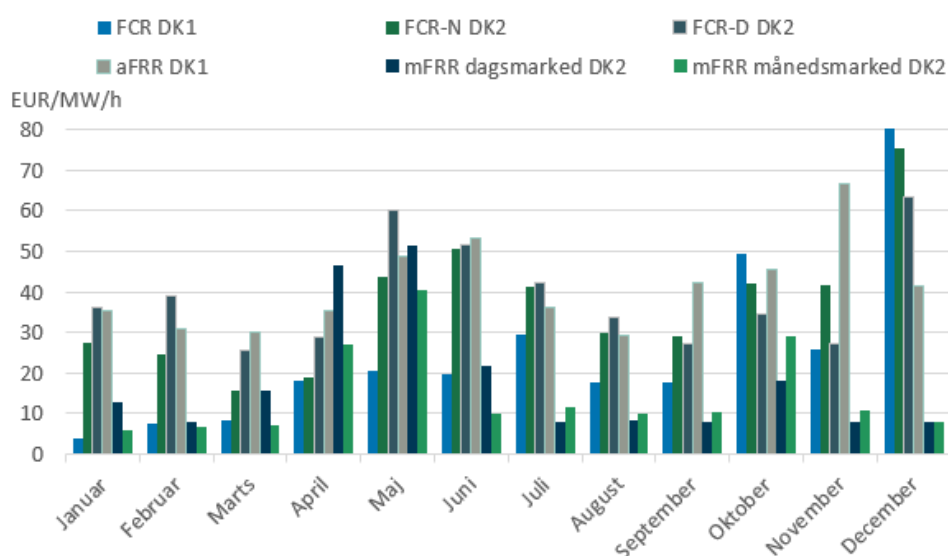
Gennemsnitsprisen i DK1 var i 2021 på 4,7 EUR/MW/h, hvilket er en stigning på 262 pct. i forhold til 2020. Den store procentvise stigning skyldes, at prisen er lav, og en relativt lille absolut stigning vil svare til en stor procentvis stigning.

I DK2 var gennemsnitsprisen i dags- og månedsmarkedet henholdsvis 18 EUR/MW/h og 14,8 EUR/MW/h. Der er ikke sammenlignelige priser fra 2020, da mFRR i DK2 tidligere blev indkøbt på lange kontrakter.

Efter ændringen af mFRR-kapacitetsmarkedet i DK2 fra brug af lange kontrakter til et dags- og et månedsmarked skulle Energinet udarbejde en evalueringsrapport af det nye markedsdesign. Den 28. marts 2022 modtog Forsyningstilsynet denne evalueringsrapport fra Energinet.

Forsyningstilsynet vil i 2021 have fokus på dags- og månedsmarkedet i DK2. Dette skyldes den lave likviditet i markedet og det delte indkøb mellem dags- og månedsmarkedet.

FIGUR 17 | MÅNEDSGENNEMSNITLIGE RESERVEKAPACITETSPRISER I DK1 OG DK2 I 2021



Kilde: Energinet

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.

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 er den fiktive pris, der ville være, hvis hele Norden var et budområde. EPADs sikrer forskellen mellem den lokale day-ahead pris og den nordiske systempris, mens en future i systemprisen sikrer prisændringer i systemprisen mellem købstidspunktet og leverings-tidspunktet. Hvis fuld risikoafdækning ønskes gennem risikoafdækning i systemprisen må futures i systemprisen suppleres med EPADs.

En anden mulighed er at købe en finansiel transmissionsrettighed (FTR) fra Tyskland, Holland eller DK1/DK2 til det pågældende budområde. Hvis en markedsaktør vil prissikre ved at købe en FTR, kræver det, at aktøren samtidigt prissikrer sig i det område, hvor transmissionsrettigheden går til. Dette kan f.eks. gøres ved at handle en tysk eller en hollandsk future.

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 forsyningsselskab. 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.

Forsyningstilsynet vil i 2022 afslutte en evaluering af om mulighederne for prissikring i det finansielle marked i Danmark er tilstrækkelige. Evalueringen foretages i medfør af Kommissionens Forordning (EU) 2016/1719 af 26. september 2016 om fastsættelse af retningslinjer for langsigtet kapacitetsfordeling (FCA GL).

UDVIKLING I VOLUMEN AF FINANSIELLE PRODUKTER

Omfanget af åbne kontrakter i forhold til bruttoforbrug er en indikator for anvendelsen af prissikringsprodukter på et marked. Åbne kontrakter betegner den volumen MWh der er prissikret i en given periode.

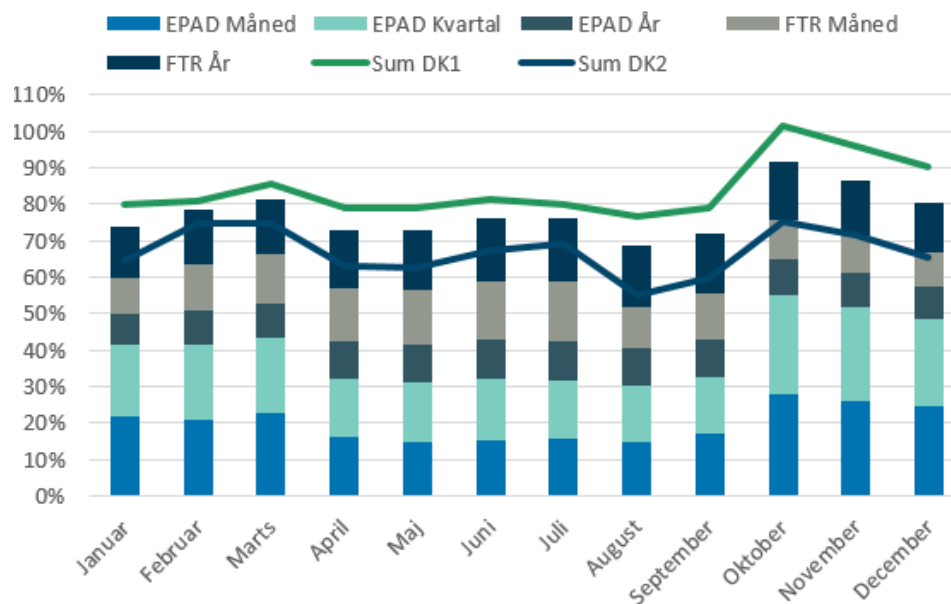
En markedsaktør kan have en interesse i at prissikre, fx hvis markedsaktøren sælger fastpriskontrakter til slutkunder. Anvendelsen af prissikring afhænger også af budområders priskorrelation med den nordiske systempris (og andre relevante priser) samt omkostningerne til prissikring.

Åbne kontrakters årlige volumen af bruttoforbruget er steget fra 67 pct. i 2020 til 78 pct. i 2021. 20 procentpoint af handlerne blev udgjort af EPAD månedskontrakter, 19 procentpoint af EPAD kvartalskontrakter, 10 procentpoint af EPAD månedskontrakter, 13 procentpoint af FTR månedskontrakter og 16 procentpoint af FTR årskontrakter, jf. figur 18.

Åbne kontrakters månedlige volumen i forhold til volumen af bruttoforbruget var mellem 55 pct. (DK2, august) og 102 pct. (DK1, oktober) i 2021. I DK1 er volumen af åbne kontrakter større i forhold til forbruget end i DK2.

Åbne kontrakters volumen i forhold til bruttoforbruget var relativt stabil i første halvår af 2021, hvorefter andelen faldt i august og september for derefter at stige til et højere niveau i sidste kvartal. Stigningen skyldes formentlig de stigende elektricitetspriser, der kan have øget incitamentet til at prissikre sig. Den øgede andel skyldes en øget volumen i EPAD måneds- og kvartalskontrakter. Her steg andelen fra 16 procentpoint i tredje kvartal til 26 procentpoint i fjerde kvartal for begge kontrakttyper.

FIGUR 18 | ÅBNE KONTRAKTER I FORHOLD TIL BRUTTOFORBRUGET I 2021



Kilde: Nasdaq og JAO

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.