



Forsyningstilsynet

Markedsrapport for 2023 Engrosmarkederne for el

RAPPORT

JULI 2024

FORSYNINGSTILSYNET

Torvegade 10
3300 Frederiksværk

Tlf. 4171 5400

Digital Post til os:

Send via virk.dk

Send via borger.dk

Indhold

RESUMÉ	3
FOKUSOMRÅDER FOR 2024.....	4
OVERVÅGNING AF ENGROSMARKEDERNE FOR EL	5
PRODUKTION OG FORBRUG.....	6
PRODUKTION	6
FORBRUG	7
IMPORT OG EKSPORT	9
TRANSMISSION.....	10
MINIMUMSKRAV PÅ 70%.....	11
DANMARK-TYSKLAND FORBINDELSERNE	12
DANMARK-SVERIGE FORBINDELSERNE	14
DANMARK-NORGE FORBINDELSEN.....	14
DANMARK-HOLLAND FORBINDELSEN	14
FYLDNINGSGRADEN AF NORDISKE VANDRESERVOIRER.....	14
PRISER	15
PRISER I DAY-AHEAD MARKEDET	15
ENS PRISER MED NABOOMRÅDER.....	17
GAS- OG KULMARGINAL	18
PRISER I INTRADAYMARKEDET OG UBALANCEPRISEN	19
PRISER I RESERVEMARKEDERN	20
FCR OP- OG NEDREGULERING	22
AUTOMATISKE FREKVENSGENOPRETTELSESRESERVER.....	22
MANUELLE FREKVENSGENOPRETTELSESRESERVER.....	23
FINANSIELLE PRODUKTER, TRANSMISSIONSRETTIGHEDER OG PPA.....	24
UDVIKLING I VOLUMEN AF FINANSIELLE PRODUKTER.....	25

RESUMÉ

Efter ekstraordinært høje priser i 2022 har elpriserne i 2023 stabiliseret sig, men er dog fortsat over det historiske gennemsnit. Dette skyldes en stadig høj, men faldende omkostning til gas til brug for elproduktion for året 2023. 2023 har været et rekordår for mængden af produktion af el fra vedvarende energi, med særligt markante stigninger i produktionen fra solceller. Dette har betydet et historisk højt antal timer med negative elpriser i 2023.

Det danske elforbrug er vokset med 1,7 pct. i forhold til året før, mens den danske elproduktion er faldet med 7,1 pct. Forbruget er dog fortsat under niveauet fra 2021. Dette skyldes en fortsættelse af energibesparende tiltag fra 2022. De fem største produktionskilder i rækkefølge var i 2023 vind, biomasse, kul, sol, og gas. 59,8 pct. af produktionen kom fra vindmøller, mens 10,0 pct. kom fra solceller.

I løbet af 2023 var Danmark samlet set en nettoimportør af el. Nettoimporten var 129,5 pct. over niveauet fra 2022. Dette skyldes lavere indenlandsk produktion samt et højere forbrug.

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 Sverige og Tyskland. Derudover har Vestdanmark også en forbindelse til Norge og Holland. Desuden er der også Storebæltsforbindelsen mellem Vest- og Østdanmark. Forbindelserne er med til at udjævne prisforskelle mellem de forskellige budområder.

I 2023 var den gennemsnitlige eksportkapacitet på 81,1 pct., mens den gennemsnitlige importkapacitet var på 85,5 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 jævnligt skal foretages vedligehold af forbindelserne.

Elnettet i Nordtyskland kan ikke håndtere den mængde strøm, som normalvis ville strømme sydpå efter markedet er clearet. Derfor anvendes modhandel og netting. Modhandel består i, at markedsaktører betales for at mindske deres produktion eller øge deres forbrug. Netting er en proces, hvor TSO'er indbyrdes kan udjævne ubalancer.

I 2023 blev al strukturel modhandel fra den 2. juli håndteret på intraday markedet. Danske aktører nedregulerede for i alt 1,1 TWh, og 2,6 TWh blev handlet på intraday markedet.

Størstedelen af elektriciteten i Danmark bliver handlet dagen før den bruges, på day-ahead markedet. Den gennemsnitlige day-ahead pris i Danmark i 2023 var 84,0 EUR/MWh. Dette er et fald på 61,5 pct. sammenlignet med 2022.

For at kunne opretholde balancen i elnettet er det nødvendigt for Energinet at råde over en hvis mængde kapacitet, som står til rådighed i tilfælde af ubalancer. De fleste systemydelse i 2023 er faldet i forhold til priserne i 2022.

Markedsaktører kan vælge at prissikre sig via kontrakter for at mindske eller fjerne risikoen ved udsving i elprisen. Den årlige volumen af bruttoforbruget for åbne kontrakter faldt fra 84,5 pct i 2022 til 69,0 pct. i 2023. Den faldende volatilitet i elmarkedet har et mindre behov for prissikring.

FOKUSOMRÅDER FOR 2024

Forsyningstilsynet har en række forskellige fokusområder for markedsovervågningen i 2024.

- Markedsovervågningen vil i 2024 have fokus på handelskapaciteten på transmissionsforbindelserne, da dette er af afgørende betydning for den danske forsynings sikkerhed og danske aktøres mulighed for at afsætte deres produktion. Markedsovervågningen vil særligt have fokus på udnyttelsesgraden af den nyåbnede Viking Link forbindelse mellem Vestdanmark og Storbritannien.
- Markedsovervågningen vil have et skærpet fokus på markedet for reserver, da der er særlige udfordringer med likviditeten i visse markeder, og tiltag for at imødegå disse.
- Tilsynet vil ligeledes fokusere indgående på opgaver, der hører under forordningen om integritet og gennemsigtighed på engrosmarkedene for el (REMIT-forordningen¹).
- Markedsovervågningen vil have fokus på konsekvenserne af, at nordisk flow-based markeds kobling forventes at gå i luften i oktober 2024.² Flow-based er en ny kapacitetsberegning metode til at fastsætte og allokere kapaciteten i el-transmissionsnettet, der tager hensyn til de fysiske egenskaber og begrænsninger i nettet. Metoden vurderer netværket som en helhed og fokuserer på den faktiske strøm af elektricitet gennem nettet og beregner kapaciteten ud fra, hvordan elektriciteten flyder gennem forskellige ruter i netværket.
- Markedsovervågningen vil endelig have fokus på de forventede ændringer af EU's regulering af elmarkedene, som vil sætte retningen for den fremtidige fælles europæiske elmarkeds funktion. Tilsynet vil have fokus på implementering af de fælles europæiske regler for elmarkedene, den såkaldte Electricity Market Design Reform (EMD).

¹ [Europa-Parlamentets og Rådets forordning \(EU\) nr. 1227/2011 af 25. oktober 2011 om integritet og gennemsigtighed på engrosenergimarkedene EØS-relevant tekst](#)

² [Ny dato for "go live" for nordisk Flow-based Capacity Calculation \(energinet.dk\)](#)

OVERVÅGNING AF ENGROSMARKEDERNE FOR EL

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

Forsyningstilsynet overvåger engrosmarkederne for el i medfør af bl.a. el-direktivet³, elforsyningsloven⁴ og bekendtgørelsen om Forsyningstilsynets overvågning af det indre marked for el⁵.

Forsyningstilsynet er kompetent myndighed i forhold til håndhævelsen af REMIT-forordningen. Forsyningstilsynet skal derfor sørge for, at der sker overholdelse af forbuddene mod insiderhandel og markedsmanipulation samt sikre, at intern viden offentliggøres rettidigt. Der er et samspil mellem Forsyningstilsynets håndhævelse af REMIT og Forsyningstilsynets overvågning af engrosmarkederne 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 opmærksom 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.

Forsyningstilsynet har noteret en række begivenheder for de danske el-markeder i 2023, jf. tabel 1.

TABEL 1 | TIDSLINJE OVER VIGTIGE BEGIVENHEDER FOR DE DANSKE EL- MARKEDER I 2023

1. januar 2023	De danske elnetselskaber kan nu vælge at implementere Tarif Model 3.0, der giver mulighed for øget tidsdifferentiering i tarifførelser. Læs mere her .
1. januar 2023	Elafgiften lempes til EU's minimumssats (0,8 øre per kWh) i seks måneder. Læs mere her .
2. maj 2023	Specialregulering kan gradvist blive flyttet fra regulerkraftmarkedet til intraday markedet. Læs mere her .
29. juni 2023	Forsyningstilsynet godkender Energinets anmeldte metode, der introducerer en mFRR energipris hvert kvarter, der danner grundlag for en ubalancepris hvert kvarter, som markedsaktørerne skal afregnes efter. Dette skal ses som led i overgangen til først et nordisk mFRR energiaktiveringsmarked og efterfølgende den europæiske platform for udveksling af balanceringsenergi med manuel aktivering, MARI. Læs mere her .
2. juli 2023	Alt strukturel modhandel er blevet flyttet fra regulerkraftmarkedet til intraday markedet. Læs mere her .
12. juli 2023	De nordiske regulatorer (NordREG) godkendte som en del af implementeringen af flow-based, at 6 måneders external parallel runs (EPR) kunne gå i gang. Læs mere her .

³ [Europa-Parlamentets og Rådets direktiv 2009/72/EF af 13. juli 2009](#)

⁴ [Bekendtgørelse af lov om elforsyning nr 984 af 12/05/2021](#)

⁵ [Bekendtgørelse om Forsyningstilsynets overvågning af det indre marked for el og naturgas m.v. nr 2249 af 29/12/2020](#)

- 23. oktober 2023** | Forsyningstilsynet godkender Energinets anmeldte metode om markedsbaseret fordeling af overførselskapacitet til udveksling af mFRR og aFRR balanceringskapacitet på det nordiske kapacitetsmarked. Læs mere [her](#).
- 29. december 2023** | Transmissionskablet Viking Link mellem Vestdanmark og Storbritannien blev idriftsat. Læs mere [her](#).

PRODUKTION OG FORBRUG

PRODUKTION

Elproduktionen i Danmark var i 2023 på 32,6 TWh brutto, hvilket inkluderer kraftværkerne egetforbrug på 0,33 TWh. Dette er et fald i elproduktionen på 7,1 pct. sammenlignet med året forinden. 59,8 pct. af denne produktion stammede fra vindmøller, og 10,0 pct. fra solceller. 2023 var et nyt rekordår for produktion fra vedvarende kilder med markante stigninger i både sol- og vindproduktion. Andelen af solenergi af den samlede produktion steg med 3,5 procentpoint set ift. 2022 og 6,3 procentpoint set ift. 2021. Andelen af vindproduktion voksede tilsvarende med hhv. 3,5 procentpoint i forhold til 2022, og 8,8 procentpoint i forhold til 2021.

Udviklingen skyldes, at der blev idriftsat mange nye solcelleanlæg i 2023, samt at Danmark i 2023 havde solskinstimer 6 pct. over normalen⁶. Solpark Kassø på 300 MW blev koblet på elnettet i 2022 og blev formelt indviet i maj i 2023. Solanlægget er det største i Nordeuropa. Den danske solcellekapacitet er mere end tredoblet siden primo 2020. Produktionen fra solkraft steg med 53 pct. i 2023 sammenlignet med 2022.

Udviklingen i antallet af vindmøller har været stort set uændret i 2023, men vindåret 2023 var en anelse bedre end 2022. Sammenlignet med tidligere år har 2023 været det, man betegner som et normalår for vindressourcer.⁷ Den højere produktionsandel i 2023 skyldes, at det samlede antal timer med nedreguleret produktion har været reduceret i forhold til 2022. Årsagen til at nedregulering af vindmøller har været reduceret skyldes indfasningen af specialregulering i intraday markedet. Specialregulering i intraday-markedet blev indført den 2. maj 2023 og indebar bl.a., at det ikke længere kun var danske el-producenter, der kunne byde ind med nedreguleringsmuligheder, men også producenter fra resten af Norden, f.eks. ved at gemme vandet i de norske vandkraftværker. Det indebar desuden, at el-forbrugere kunne deltage i at sikre balancen ved at skruer op for forbruget i stedet for at vindmøllerne skulle stoppe med at snurre. Der begyndte i

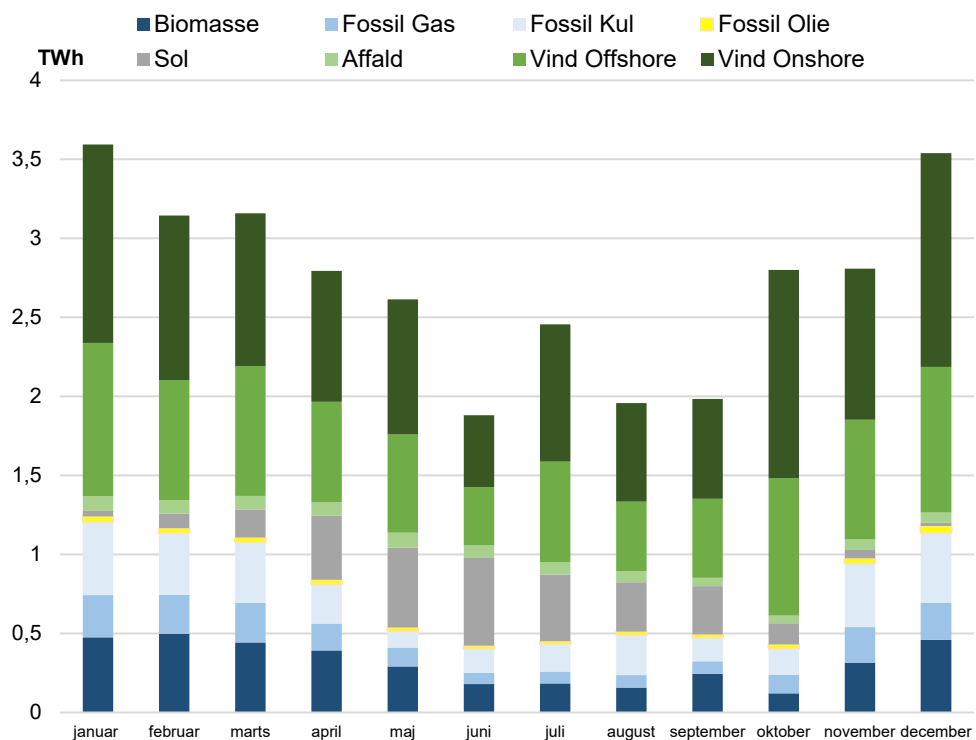
Elproduktionen i Danmark varierer relativt mere henover året, end den gør i de øvrige nordiske lande. Årsagen er, at Danmark producerer varme på kraftvarmeværkerne, mens resten af de nordiske lande i større grad end Danmark producerer varme ved brug af elektricitet. Efterspørgslen efter varme falder markant ved temperaturer på omkring 17 grader, hvorfor produktionen af fjernvarme fra kraftvarmeværkerne i Danmark ligeledes falder og dermed også biproduktet elektricitet.

⁶ [Sammendrag af året 2023 - DMI](#)

⁷ [f vindenergi-danmark-2023.pdf](#)

Den danske elproduktion er generelt højere om vinteren, hvor kraftvarmeværkerne kører, og hvor vinden blæser mere end om sommeren. Januar var måneden i 2023 med den højeste produktion på 3,6 TWh, mens der i juni blev produceret 1,9 TWh, jf. figur 1.

FIGUR 1 | PRODUKTION



Kilde: ENTSO-E Transparency platform

Note: Figuren viser produktionen i Danmark fordelt på brændselstyper samt bruttoforbruger.

FORBRUG

Det samlede danske elforbrug var i 2023 på 36,1 TWh, inklusive tab i elnettet. Dette er en stigning på blot 1,7 pct. ift. 2022. Historisk har elforbruget været stigende i takt med den øgede elektrificering af samfundet. De høje elpriser i 2022 betød dog, at husholdninger, virksomheder og det offentlige sparede på energien på grund af energikrisen i Europa. Denne tendens fortsatte til dels i 2023, hvor forbruget også var under niveauet i 2021 og under niveauet i 2022 i bestemte måneder.⁸ Forbruget var rekordhøjt i fjerde kvartal, jf. figur 2. Det kan hænge sammen med kolde temperaturer og en øget brug af

⁸ [Fyringssæsonen er forbi: Danskernes vedholdende spareindsats på el og gas gav markante reduktioner i energiforbruget | Energistyrelsen \(ens.dk\)](#)

varmepumper. Temperaturerne i fjerde kvartal af 2023 var i gennemsnit 15,5 pct. lavere end fjerde kvartal i 2022. Antallet af varmepumper i bygninger er ifølge Danmarks Statistik (DST) steget med 26,2 pct. i 2023 sammenlignet med 2022.⁹

Det lave elforbrug skyldes, at elpriserne fortsat lå over det historiske gennemsnit samt energibesparende tiltag som følge af de høje priser i 2022. Hvis man ser bort fra 2022 som var et særligt år pga. energikrisen, så fortsatte især husholdninger og det offentlige med at spare på energien i 2023. Husholdningernes og det offentlige elforbrug var fortsat under niveauet fra 2021. Forbruget fra virksomheder var derimod over niveauet fra 2021. Dette kan til dels skyldes konvertering fra gas til el i produktionserhvervene.

Det lave elforbrug er et brud på den generelle tendens, og det forventes, at elforbruget fremover vil stige i takt med den øgede elektrificering af sektorer som transport og varmeforsyning.

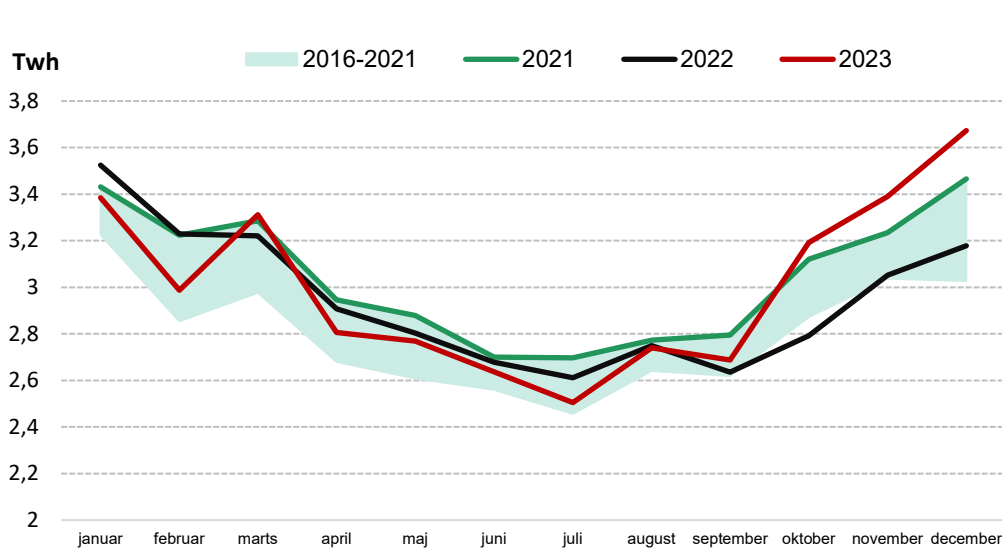
Vedvarende energi fra sol og vind udgjorde 63,1 pct. af elforbruget i Danmark. Danmarks installation af store mængder vedvarende energi betyder, at sol og vind i visse måneder dækker over 70 pct. af forbruget. Dette skete i maj, juli og oktober 2023. I juli måned udgjorde vind og sol 78,5 pct. af det samlede bruttoforbrug.

Elforbruget er normalt højere om vinteren end om sommeren på grund af det øgede behov for lys og opvarmning. Det er særligt opvarmning, som øger elforbruget, både i private hjem til f.eks. cirkulationspumper, og i kraftvarmeverker til f.eks. store industrielle varmepumper. Det største månedlige bruttoforbrug i 2023 var i januar på 3,4 TWh, mens det mindste var i juli med 2,5 TWh.

Bruttoforbruget oversteg produktionen alle måneder bortset for januar og februar 2023. Produktionen af elektricitet er som anført oven for generelt højest i vintermånederne, da vindmøller ofte producerer mere elektricitet i vintermånederne, og de danske fjernvarmeparker producerer elektricitet biprodukt i vintermånederne. Denne effekt kan ses i biomasse- og kulforbruget.

⁹ [Bestanden af bygninger 1. januar 2023 \(dst.dk\)](https://dst.dk)

FIGUR 2 | FORBRUG



Kilde: Energinet

Note: Figuren viser de månedlige forbrug i Danmark for hvert år fra 2016 til 2023

IMPORT OG EKSPORT

Danmark har siden 2011 været nettoimportør af elektricitet. Den danske nettoimport var i 2023 på 3,1 TWh, hvilket er en stigning på 129,5 pct. Stigningen i nettoimporten skyldes, at eksporten i 2023 er faldet med 4,1 pct., samtidig med, at importen er vokset med 5,6 pct.

Kun en del af den strøm, der importeres til Danmark, forbruges i landet. Det skyldes, at Danmark fungerer som et transitland for elhandel mellem Norden og Kontinentaleuropa. Dette medfører lave priser, gode afsætningsmuligheder for dansk vindenergi og et højt niveau af forsyningssikkerhed.

I et effektivt marked vil el strømme derhen, hvor prisen er højest. Prisniveauer afhænger af forskellige faktorer såsom fyldningsgraden i de nordiske vandreservoirer, mængden af vind osv. De nordiske lande kan, i kraft af deres store vandreservoirer, betragtes som et energilager, som Kontinentaleuropa kan forbruge af i tider med høje priser.

I 2023 var Sverige det primære land, som Danmark importerede strøm fra, mens Tyskland var det primære land, der blev eksporteret til. Der blev samlet importeret 9,4 TWh fra Sverige i 2023, og der blev eksporteret 9,0 TWh til Tyskland. Det er særligt vand-, vind- og atomkraft, der importeres fra Sverige.

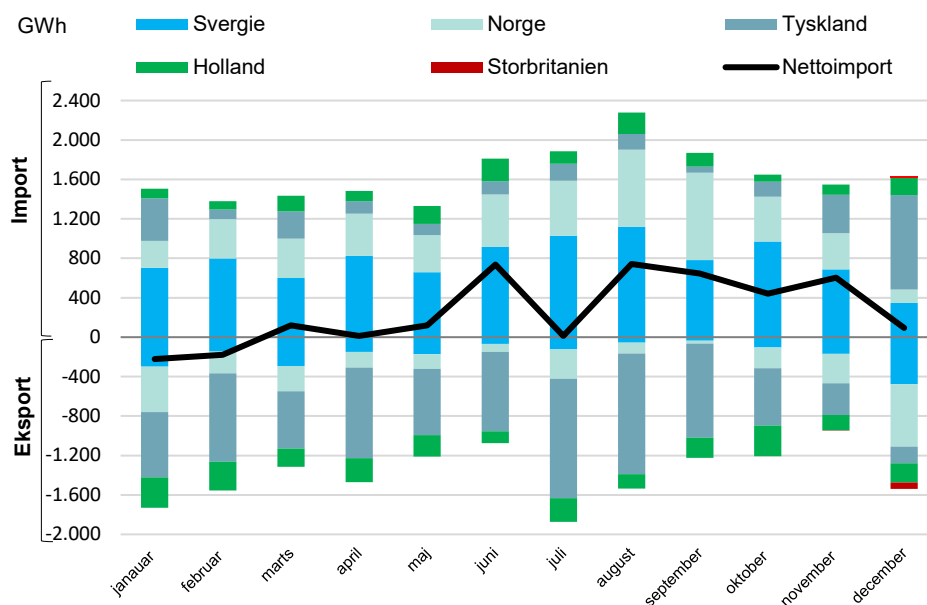
Importen fra Norge og Sverige udgjorde 76 pct. af den samlede import i 2023. I december måned blev der dog eksporteret mere strøm til Norge og Sverige, end der blev

importeret, jf. figur 3. Dette skyldes koldt vejr med temperaturer under normalen i starten af december i Norden. Et koldt og tørt vejr betød en lav tilstrømning til vandreservoarerne i Sverige og Norge

Danmark begyndte i slutningen af december at importere og eksportere strøm til Storbritannien via transmissionsforbindelsen Viking Link, som gik i kommerciel drift den 29. december 2023.

Danmark var nettoimportør i alle måneder, bortset for januar og februar, jf. figur 3. Typisk vil der i vintermånederne være overskudsenergi, mens der i de øvrige måneder vil være et underskud.

FIGUR 3 | IMPORT OG EKSPORT



Kilde: Energinet

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

TRANSMISSION

Dette kapitel omhandler transmissionsforbindelserne til udlandet fra Vestdanmark (DK1) og Østdanmark (DK2). Danmark har transmissionsforbindelser til fem andre lande: Sverige (SE3 og SE4), Norge (NO2), Tyskland (DE), Holland (NL) og Storbritannien (UK). Derudover har Danmark også en transmissionsforbindelse mellem DK1 og DK2 (Storebæltsforbindelsen).

Den tilgængelige kapacitet på forbindelserne beregnes som den procentdel af den nominelle kapacitet, der har været til rådighed for day-ahead markedet. Import-retningen er defineret som flowet fra udlandet til Danmark, mens eksport-retningen er flowet fra

Danmark til udlandet. Den tilgængelige kapacitet på forbindelsen til Storbritannien er ikke beregnet, da forbindelsen kun har været i drift i ganske kort tid i 2023.

MINIMUMSKRAV PÅ 70%

Den 1. januar 2020 trådte EU's el-markedsforordning 2019/943 i kraft. Forordningen indførte et minimumskrav på 70 pct. for grænseoverskridende handelskapacitet. Det er dog muligt for den enkelte TSO at søge om og opnå godkendelse hos den nationale regulerende myndighed til fritagelse fra at opfylde kravet fuldt ud.

EU's agentur for samarbejdet mellem energiregulatorer (ACER) udgiver to gange årligt en rapport, hvor overholdelsen af 70 procents-kravet monitoreres. ACER har desuden udarbejdet en henstilling¹⁰, hvor beregningerne til brug for monitoreringen uddybes.

Det er regulatorernes opgave at håndhæve 70 procents-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 på månedsbasis i forhold til den nominelle kapacitet. Der er ikke taget højde for årsager til reduktioner i den tilgængelige 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 procents-kravet. Forsyningstilsynet henviser til ACER's årlige monitoreringsrapporter¹¹ for mere information om overholdelsen af 70 procents-kravet på de danske grænser.

OVERHOLDELSE AF MINIMUMSKRAVET

I 2023 var den gennemsnitlige eksportkapacitet på 81,1 pct., mens den gennemsnitlige importkapacitet var på 85,5 pct. Sammenlignet med 2022 har den gennemsnitlige importkapacitet set en tilbagegang på 0,3 procentpoint, mens den gennemsnitlige tilgængelige eksportkapacitet har haft en tilbagegang på 0,4 procentpoint.

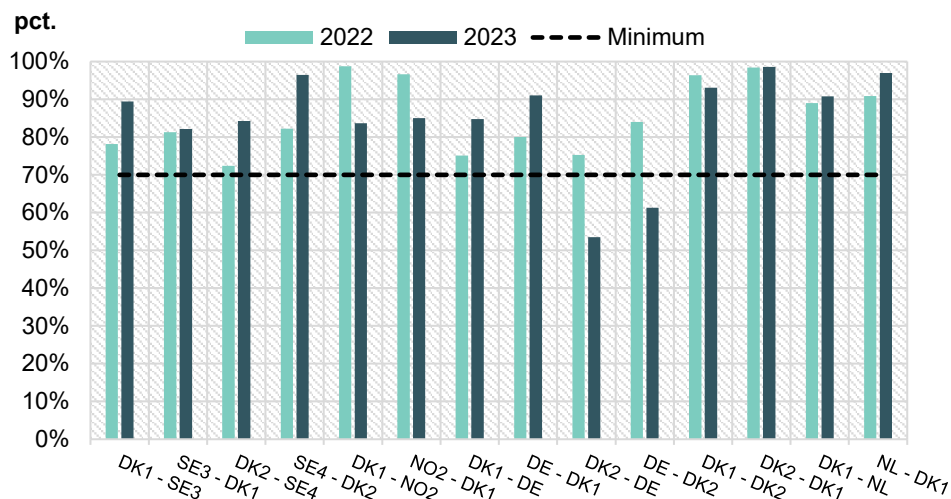
I 2023 var den gennemsnitlige tilgængelige kapacitet over 70 pct. på næsten alle transmissionsforbindelserne til og fra Danmark. Dette var tilfældet på alle transmissionsforbindelser, bortset for forbindelsen mellem DK2 og DE. Forbindelsen er gået fra en gennemsnitlig kapacitet på 84,0 pct. til 61,3 pct. i importretningen. I eksportretningen er den gået fra 75,3 pct. til 53,5 pct. jf. figur 4.

70 procents-kravet er indsat i figuren som en horisontal streg. Søjlerne i figuren bygger på en gennemsnitsbetragtning og tager ikke højde for årsagen til udfald. Det kan derfor ikke endegyldigt konkluderes, om 70 procents-kravet er opfyldt eller i hvor høj grad, men det giver en indikation derom.

¹⁰ [RECOMMENDATION No 01/2019 OF THE EUROPEAN UNION AGENCY FOR THE COOPERATION OF ENERGY REGULATORS](#)

¹¹ [Documents | www.acer.europa.eu](#)

FIGUR 4 | IMPORT OG EKSPORT



Kilde: Energinet

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

DANMARK-TYSKLAND FORBINDELSERNE

Den gennemsnitlige tilgængelige handelskapacitet på forbindelserne mellem Danmark og Tyskland var i 2023 på 69,1 pct. i eksportretningen, og 76,1 pct. i importretningen. Det er et fald i forhold til 2022, hvor tallene for eksport og import var henholdsvis 75,2 pct. og 82,0 pct.

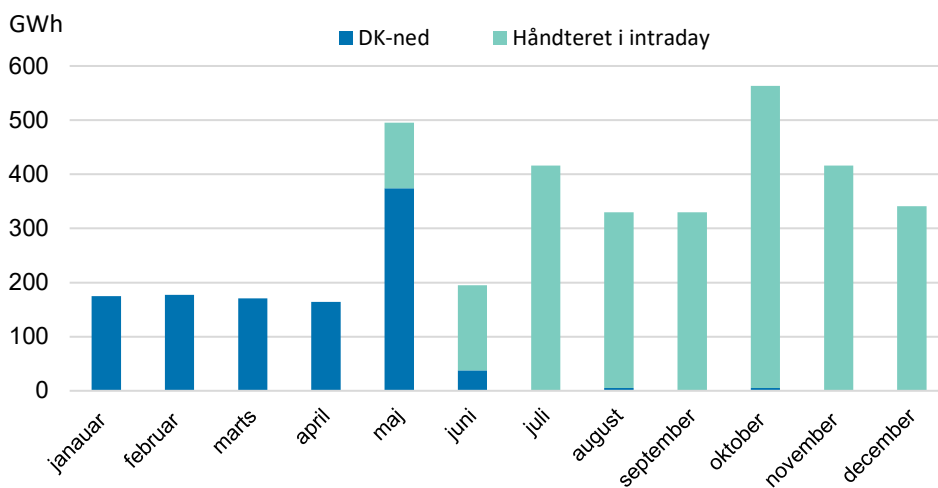
Den lavere handelskapacitet i 2023 til import og eksport skyldes løbende vedligeholdelsesarbejde på Kontek-forbindelsen. Budområdegrænsen DK2-DE består af to interconnectorer: Kontek og Kriegers Flak Combined Grid Solution. Kontek-forbindelsen har kapacitet på i alt 600 MW, mens Kriegers Flak Combined Grid Solution har en kapacitet på 400 MW. Dette har betydet, at den samlede handelskapacitet har været stærkt reduceret i perioder med vedligeholdelse på Kontek-forbindelsen.

Grundet en intern flaskehals i Nordtyskland har den tilgængelige kapacitet på forbindelsen mellem Vestdanmark og Tyskland tidligere været reduceret. Kommissionen åbnede den 19. marts 2018 en formel undersøgelse af, hvorvidt den Nordtyske TSO, 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). Siden denne forpligtelse blev indgået, er eksportkapaciteten på DK1 - DE gradvist steget fra 67,3 pct. i 2019 til 80,0 pct. i 2023.

Når TenneT stiller handelskapacitet til rådighed for markedet, og denne kapacitet ikke eksisterer fysisk, bliver TenneT nødt til at nedregulere elproduktionen i Danmark eller Nordtyskland. Den tyske lovgivning betyder dog, at TenneT ikke nedregulerer tyske vindmøller, hvis der er markedsmæssige muligheder for at nedregulere i eksempelvis Vestdanmark¹². Derfor sker modhandlen primært i Danmark gennem køb af såkaldt specialregulering i markedet for manuelle reserver samt netting. TenneT betaler eksempelvis danske vindmøller for at sænke deres produktion, og det sikrer, at der fysisk flyder mindre el fra Danmark til Tyskland. Termiske anlæg og elkedler er derimod villige til at betale for at blive nedreguleret. Det skyldes, at deres produktionsomkostninger medfører, at det er profitabelt at betale for at blive nedreguleret frem for at betale produktionsomkostninger til at producere.

Fra den 2. maj 2023 blev specialregulering gradvist flyttet fra regulerkraftmarkedet til intraday markedet. Den 1. juli 2023 blev alt strukturel modhandel håndteret i intraday markedet. Danske aktører nedregulerede for i alt 1,1 TWh, og 2,6 TWh blev handlet på intraday markedet i 2023.

FIGUR 5 | VOLUMEN FOR MODHANDEL MELLEM DANMARK OG TYSKLAND



Kilde: Energinet

Note: Figuren viser mængden af specialregulering og mængden håndteret intraday markedet.

¹²[Notat om de konsekvenser, som begrænsninger i det tyske el-net har for danske vindmøller og forsyningen](#)

DANMARK-SVERIGE FORBINDELSERNE

Alle Sveriges forbindelser har i både eksport- og importretningen haft en tilgængelig handelskapacitet på over 80% i 2023, jf. figur 4.

På forbindelsen mellem DK2 og SE4 var der en fremgang i tilgængelig kapacitet i importretningen fra 82,2 pct. i 2022 til 96,5 pct. i 2023 og i eksportretningen fra 72,4 pct. til 84,3 pct.

Den tilgængelige handelskapacitet mellem DK1 og SE3 i importretningen steg fra 81,3 pct. i 2022 til 82,1 pct. i 2023. Samtidig skete der en stor fremgang i den tilgængelige kapacitet i eksportretningen fra 78,2 pct. i 2022 til 89,5 pct. i 2023.

DANMARK-NORGE FORBINDELSEN

I 2023 faldt den gennemsnitlige tilgængelige handelskapacitet mellem DK1 og NO2 i importretningen til 85,0 pct. i forhold til 96,6 pct. i 2022. I eksportretningen faldt kapaciteten til 83,6 pct. fra 98,8 pct. i 2022. I 2019 opstod der flere fejl på landkablerne på den danske del af Skagerrak forbindelsen. For at forhindre nye fejl er der siden skruet ned for den samlede overførselskapacitet, sådan at der nu er en primærretning med mest kapacitet, og en sekundær med mindre. Siden 16. oktober 2020, har primærretningen været fra Norge mod Danmark, men Statnett og Energinet ændrede fra den 28. januar 2022 på primærretningen. Dette er gjort ud fra en samfundsøkonomisk betragtning¹³.

DANMARK-HOLLAND FORBINDELSEN

Den tilgængelige handelskapacitet på transmissionsforbindelsen mellem DK1 og Holland var i importretningen på 96,9 pct. i 2023, i forhold til 90,9 pct. i 2022. I eksportretningen var den tilgængelige kapacitet 90,8 pct. i 2023, i forhold til 89,0 pct. i 2022.

FYLDNINGSGRADEN AF NORDISKE VANDRESERVOIRER

Fyldningsgraden i de nordiske vandreservoarer var i 2023 under gennemsnitsværdien for de seneste 10 års fyldningsgrad. I 2023 havde de nordiske vandreservoir en gennemsnitlig fyldningsgrad på 59,0 pct, hvilket er 2,7 procentpoint under gennemsnittet for de seneste 10 år.

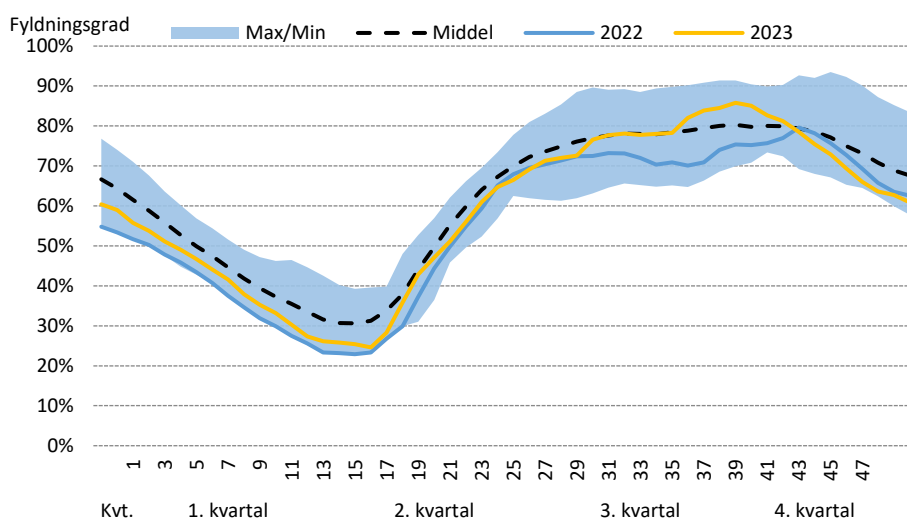
Fyldningsgraden i 2023 var dog over middelværdien fra året. Fyldningsgraden var 3,1 procentpoint over niveauet i 2022.

I figur 6 ses fyldningsgraden i de nordiske vandreservoarer. Max-, min- og middelværdierne er for de seneste 10 år. I slutningen af fjerde kvartal af 2023 faldt fyldningsgraden markant på grund af lav tilstrømning til vandreservoarerne som følge af koldt og tørt vejr. Fyldningsgraden faldt med 24,9 pct. fra uge 41 til uge 52.

¹³ [Danmark og Norge ændrer primærretning på el-forbindelse – større eksportkapacitet til Norge \(energinet.dk\)](#)

En lav fyldningsgrad i de nordiske vandreservoirer indebærer, at udbuddet af elektricitet fra Sverige og, i særdeleshed, Norge har været mindre end normalt. Fyldningsgraden har en stor indflydelse på priserne i Norden gennem dens påvirkning af udbuddet. Er vandreservoiret ikke fyldt, vil vandkraftværket sælge sin produktion til priser lige under gas- eller kulmarginalen. Er vandreservoiret derimod helt fyldt, vil nye vandtilførsler til reservoiret løbe over kanterne og være spildt. I disse tilfælde vil vandkraftværket byde sin produktion ind i markedet til en pris omkring 0 EUR/MWh.

FIGUR 6 | VOLUMEN FOR MODHANDEL MELLEM DANMARK OG TYSKLAND



Kilde: Nordpool

Note: Fyldningsgraden i vandmagasinerne i Norge, Sverige og Finland. Værdierne minimum, maksimum og middel er for perioden 2017 - 2021. Data er på ugebasis og opgjort i procent af det maksimale fyldningsniveau af de nordiske vandreservoirer.

PRISER

PRISER I DAY-AHEAD MARKEDET

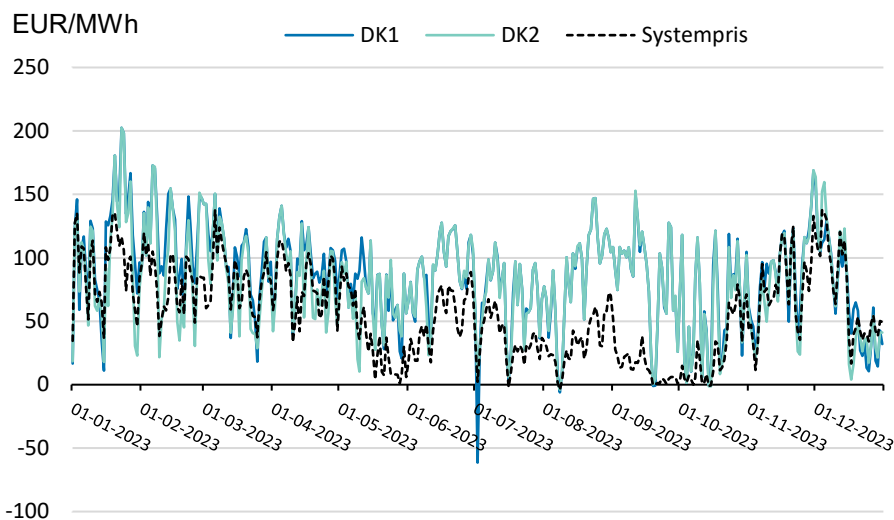
I Danmark handles størstedelen af elektriciteten på day-ahead markedet. Day-ahead markedet er dermed et afgørende marked og fungerer bl.a. som benchmark for finansielle kontrakter samt som udgangspunkt for regulerkraft- og balanceafregningsprisen. Day-ahead markedet er en fælleseuropæisk auktion, der afholdes én gang dagligt, hvor der handles strøm til levering hver time for det efterfølgende døgn. Transmissionskapacitet mellem budområder anvendes implicit i auktionen og sikrer, at strømmen bliver handlet derhen, hvor priserne er højest.

Den gennemsnitlige timepris i day-ahead markedet for DK1 og DK2 var henholdsvis 86,8 og 81,3 EUR/MWh i 2023, jf. figur 7. Det er et fald på 60,3 pct. i DK1 og 61,3 pct. i DK2, forhold til 2022. Prisen er 62,2 pct. i DK1 og 56,8 pct. i DK2 over det historiske gennemsnit fra 2016-2020. Systemprisen, som er en tænkt pris i tilfælde af, at alle

prisforskelle kunne udjævnes i Norden, faldt med 58,5 pct. fra 135,9 EUR/MWh i 2022 til 56,4 EUR/MWh i 2023.

Faldet i day-ahead-prisen skyldes bl.a. et generelt fald i naturgasprisen samt et lavt elforbrug. Efterspørgslen på el i EU faldt med yderligere 3,2 pct. i 2023 i forhold til året forinden, hvor forbruget faldt med 3,1 pct.¹⁴ Udbygningen af vedvarende energi har også betydet en lang række timer med lave priser, når vejrforholdene var gunstige. I EU er den samlede mængde af installeret kapacitet af vind- og solenergi vokset med 14 pct. i 2023. Produktionen fra vind- og solenergi voksede med 15 pct. i alt i 2023. Produktion fra atomkraft voksede med 2 pct. i 2023.¹⁵

FIGUR 7 | DAGLIG PRISUDVIKLING PÅ DAY-AHEAD MARKEDET



Kilde: Energinet

Note: Udviklingen i day-ahead prisen for DK1, DK2 samt systemprisen.

Kalenderåret 2023 havde et rekordstort antal timer med negative priser med 281 timer i DK1 og 231 timer i DK2. Negative priser forekom i 26 timer i DK1 i 2022, mens der ikke var nogen tilfælde i DK2 i 2022. Den 7. juli var prisen på sit laveste i DK1 på -440,1 EUR/MWh, mens prisen var lavest i DK2 den 16. juli på -60,0 EUR/MWh. I 2023 var der i modsætning til tidligere år en del timer med negative priser i sommerhalvåret. Dette skyldes udbygningen af solceller i Danmark og resten af Europa, som har skabt et nyt mønster, hvor elprisen kan blive presset ned, når forbruget er lavt.¹⁶ I EU blev der

¹⁴ <https://www.iea.org/reports/electricity-2024>

¹⁵ [Quarterly report On European electricity markets with focus on annual overview for 2023](#)

¹⁶ [Rekord: Flere timer med negative elpriser end nogensinde | Green Power Denmark](#)

i alt målt 6.870 timer med negative priser i 2023. De fleste timer med negative priser fandt sted i oktober (1685), hovedsageligt på de nordeuropæiske markeder.¹⁷

ENS PRISER MED NABOOMRÅDER

Danmark fungerer som transitland og er bindeleddet mellem Norden og Kontinentaleuropa. Dette betyder, at den danske elpris er stærk påvirket af landene omkring os og ofte befinder sig mellem de særligt lave nordiske priser og de relativt højere priser syd for Danmark.

Den månedlige andel af timer med ens priser mellem Danmark og nabo-budområderne er vist i figur 8.

Danmark (både DK1 og DK2) havde samme pris som Tyskland i 44,1 pct. af timerne. DK1 havde samme pris som i Tyskland i 62,3 pct. af timerne i 2023. Dette er et lille fald på 3,0 procentpoint i forhold til timerne i 2022. DK2 havde ens priser med Tyskland i 46,2 pct. af timerne i 2023. På grund af DK2's mindre forbindelse til Tyskland er priserne mindre tilbøjelig til at være ens. Der har dog været et markant faldt på 13,8 procentpoint i antallet af timer med ens priser sammenlignet med 2022. Dette skyldes det vedligeholdelsesarbejde, der blev udført på Kontek-kablet i 2023.

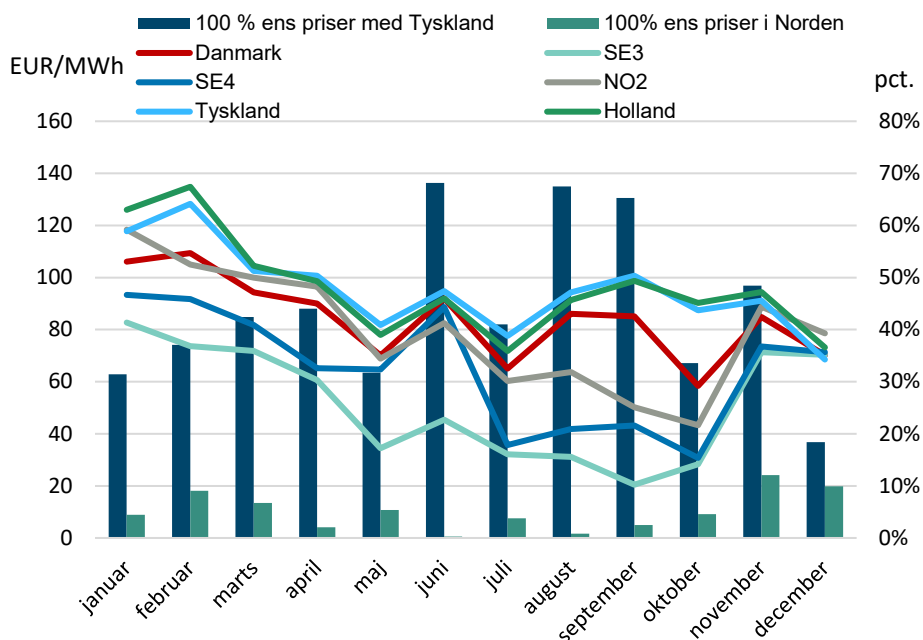
Norden (SE3, SE4 og NO2) havde samme pris som Danmark i 5,1 pct. af timerne, næsten uændret i forhold til 2022 Dette skete på trods af, at priserne i DK2 og SE4 er konvergerede. DK2 havde ens priser med SE4 i 56,8 pct. af timerne. Dette er en stigning på i alt 14,6 procentpoint i forhold til 2022 og en stigning på 30,6 procentpoint i forhold til 2021. DK2's mindre forbindelse til Tyskland betyder, at der er flere timer, hvor DK2 og SE4 danner deres eget prisområde. Mellem DK1 og SE3 har priserne været ens i 17,3 pct. af timerne svarende til 6,6 procentpoint. Priserne mellem DK1 og NO2 har været ens i 10,5 pct. af timerne i 2023.

Priskoblingen mellem Danmark og hhv. Norden og Tyskland i sammenhæng med udviklingen i day-ahead priserne på månedsbasis fremgår af figur 8. Sverige (SE3 og SE4) skiller sig ud ved at have markant lavere priser, hvorimod Holland ligger i den høje ende. Grunden til Sveriges lavere priser skal findes i deres uafhængighed af gas. Sverige har et minimalt forbrug af gas og er i stedet drevet af vand, vind og atomkraft.

Den gennemsnitlige day-ahead pris i 2023 var 95,5 EUR/MWh i Tyskland og 96,1 EUR/MWh i Holland. I Norden havde NO2 en gennemsnitlig pris på 79,7 EUR/MWh, SE3 havde en pris på 51,9 EUR/MWh, og SE4 havde en pris på 65,1 EUR/MWh.

¹⁷ [Quarterly report On European electricity markets with focus on annual overview for 2023](#)

FIGUR 8 | MÅNEDLIGE PRISER I DAY-AHEAD MARKEDET I DANMARK OG NABOLANDE SAMT PRISKONVERGENS



Kilde: Energinet

Note: Udviklingen i day-ahead prisen for DK1, DK2 samt systemprisen.

GAS- OG KULMARGINAL

Gasprisen var den 1. januar 2023 på 77,30 EUR/MWh, hvilket var det højeste niveau for hele kalenderåret. Gaspriserne faldt frem til juni, hvorefter de stabiliserede sig. I løbet af 2023 havde gas en gennemsnitspris på 48,9 EUR/MWh. Gennemsnitsprisen i 2022 var på 125,0 EUR/MWh. Dermed faldt gennemsnitsprisen med 60,9 pct. i 2023.

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.

Der har ikke været markante udsving i CO₂-kvoteprisen i 2023. Gennemsnitsprisen for CO₂ kvoter i 2023 var på 83,5 EUR/ton. Dog havde CO₂-kvoteprisen for første gang en lukkepris på over 100 EUR/ton i 2023.¹⁸ En høj CO₂-kvotepris gør vind og solceller mere konkurrencedygtig i forhold til fossil og energikilder med høj klimabelastning. Den årlige CO₂-kvotepris steg med 3,3 pct. i forhold til 2022.

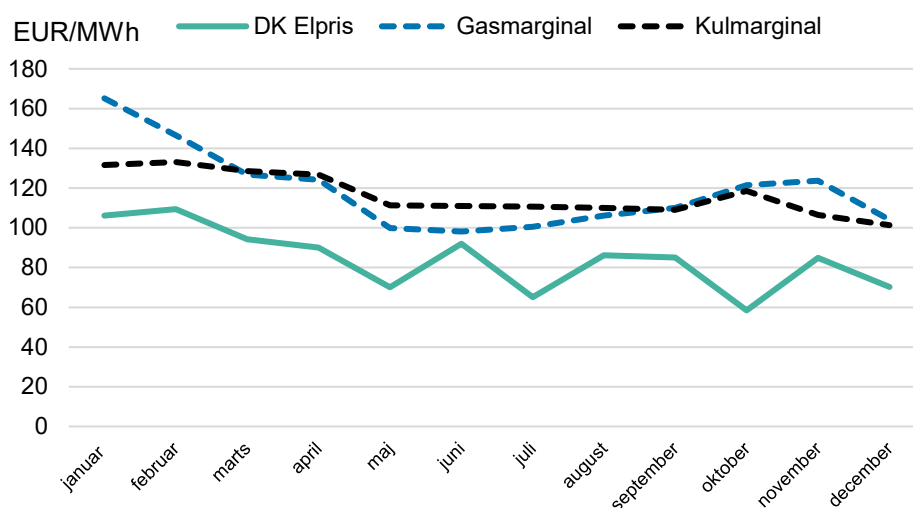
Den månedlige gennemsnitspris for gasmarginalen for var på 118,9 EUR/MWh. Dette repræsenterer et fald på 57,5 pct. i forhold til 2022. Kulmarginalen havde en månedlig

¹⁸ [Pris på CO₂-udledning bryder magisk loft | Green Power Denmark](#)

gennemsnitspris på 116,5 EUR/MWh i 2023. Dette er et fald på 34,5 pct. i forhold til 2022.

Gas- og kulmarginalen giver, sammenholdt med day-ahead prisen, en indikation af, hvorvidt henholdsvis kul eller gas har været prissættende. Dette ses ved korrelationen mellem gasprisen og elprisen. I starten af året var gasmarginalen på sit højeste, hvilket betød en høj elpris. Som gasprisen faldt frem mod maj, faldt elprisen også, jf. figur 9.

FIGUR 9 | DAGLIG PRISUDVIKLING I DAY-AHEAD-, INTRADAY- OG UBALANCEPRISER



Kilde: Energinet, The World Bank, og PEGAS ETF

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

PRISER I INTRADAY MARKEDET OG UBALANCEPRISEN

Intraday markedet benyttes i Norden primært af balanceansvarlige aktører til at balancere deres portefølje. Dette bliver tiltagende nødvendigt i takt med, at en større del af elektriciteten kommer fra især vindmøller. Mængden af energi fra vindmøller kan kun forudsiges med stor usikkerhed op til cirka 15 minutter før levering. Når der opstår ubalancer i porteføljen, kan den balanceansvarlige handle sig i balance i intraday markedet eller forblive i ubalance og afstemme porteføljen med Energinet. Energinet er altid den ultimative ansvarlige enhed, og omkostningerne til at genoprette balancen betales af de balanceansvarlige, som har haft ubalancen.

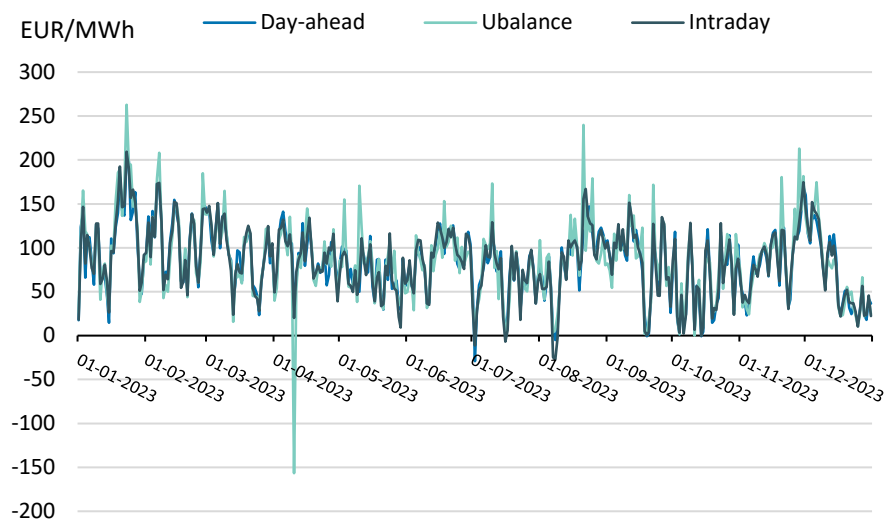
I et effektivt marked vil priserne i både day-ahead, intraday og balancemarkedet afspejle den faktiske pris på strøm i de respektive tidshorisonter. Hvis der er forskelle mellem disse priser, vil markedsaktører have incitament til at ændre deres produktionsmønster, og priserne vil konvergere mod en fælles pris. Dette afspejler et marked,

hvor aktører handler ud fra retvisende prissignaler og dermed opnår en optimal resourceallokation.

Intraday prisen var i 2023 85,9 EUR/MWh i DK1 og 82,7 EUR/MWh i DK2. Dette afspejler et fald på 60,0 pct. i DK1 og 59,8 pct. i DK2 set i forhold til 2022. Ubalanceprisen var i 2023 87,4 EUR/MWh i DK1 og 82,5 EUR/MWh i DK2.

Den 10. april 2023 ramte ubalancepriserne i Danmark en dagsgennemsnitspris på 156,6 EUR/MWh, jf. figur 10. Dette var 197,6 EUR/MWh under day-ahead prisen for dagen. Årsagen til dette var et rekordhøjt nedreguleringsbehov på næsten 1.500 MW i DK1 i tidsrummet 13-14, hvilket medførte en nedreguleringspris på -2.200 EUR/MWh i tidsrummet 13-15. Nedreguleringsbehovet skyldtes, at vindmøllerne og solcelleparkeerne producerede mere strøm end forventet, samt at visse aktører havde foretaget køb på intraday markedet uden at være opmærksomme på den aktuelle reguleringssituation i DK1.

FIGUR 10 | DAGLIG PRISUDVIKLING I DAY-AHEAD-, INTRADAY- OG UBALANCEPRISER



Kilde: Energinet, ENTSOE, EPEX SPOT

Note: Daglige gennemsnitspriser i day-ahead-, intraday- og ubalancemarkedet.

PRISER I RESERVEMARKEDERN

Energinet er transmissionssystemoperatør (TSO) og indkøber reserver til at opretholde balancen mellem forbrug og produktion i elnettet i driftsøjeblikket. Hvis balancen ikke opretholdes, kan det i værste fald føre til strømafbud.

Reserverne kan opdeles i reservekapacitet, som betales for at stå til rådighed, og energitivering, hvor Energinet køber op- eller nedregulering af energi. Alle, der opfylder de

tekniske krav, kan byde ind på dette marked, mens de aktører, der er blevet betalt for deres kapacitet, er forpligtet til at byde ind.

Specialregulering er, når nedregulering anvendes i anden sammenhæng end med henblik på balancering af markedet. Den hyppigst forekommende anvendelse af specialregulering er i forbindelse med modhandel med den nordtyske TSO, TenneT. Specialregulering er ikke forbundet med ubalancer i nettet og prissættes derfor separat.

De forskellige reserver har forskellige aktiveringstider og dermed også forskellige priser. De reserver, der kan aktiveres hurtigst, er FCR reserverne. Disse 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 1:

- aFRR i DK1 på 55,5 mio. EUR.
- mFRR i DK2 månedsmarked på 36,3 mio. EUR
- mFRR i DK2 dagsmarked på 32,5 mio. EUR

Der blev indkøbt modhandel og specialregulering for i alt 191,5 mio. EUR i 2023.

TABEL 1 | MARKEDERNE FOR RESERVEKAPACITET – DANSKE NØGLETAL

Produkt	Indkøbt i antal timer	DK-levering Gns. MW	Gns. pris EUR/MW/h	Årsbetaling for 1 MW (EUR)	Energinet indkøb mio. (EUR)
mFRR (DK1) – dag	8760	320	2,4	21.590	6,9
mFRR (DK2) – dag	8760	239	15,6	136.131	32,5
mFRR (DK2) – måned	8760	330	12,6	109.968	36,3
aFRR symmetrisk (DK1)	4992	100	111,1	554.615	55,5
aFRR opregulering (DK2)	7300	0	28,6	209.087	0,0
aFRR nedregulering (DK2)	7300	0	42,5	310.274	0,0
FCR symmetrisk (DK1)	8760	2	12,7	111.923	0,2
FCR-N symmetrisk (DK2)	8760	9	66,3	580.343	5,2
FCR-D opregulering (DK2)	8760	30	38,5	336.952	10,1
FCR-D nedregulering (DK2)	8760	33	70,6	618.398	20,4
FFR-opregulering (DK1)	1010	6	127,1	128.348	0,8
Modhandel/specialregulering	3376	1377	41,2	139.089	191,5

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. Forklaring til tabel:

Søjlen *Indkøbt i antal timer* angiver det antal timer, hvor det er lykkedes at købe produktet på kommercielle vilkår.

Søjlen *Dk levering gns. MW* angiver det antal MW, som danske aktører har solgt i de forskellige auktioner i gennemsnit over året.

Søjlen *Gns. pris - EUR/MW/h* angiver gennemsnitsprisen for det enkelte produkt pr. MW pr. time uanset auktionsmodel.

Søjlen *Årsbetaling for 1 MW (EUR)* angiver, hvor meget 1 MW ville have opnået i årsprovenu, hvis den havde været tilbudt og fået tilslag i samtlige timer, som produktet har været indkøbt (antal timer x gennemsnitspris).

Søjlen *Energinet indkøb mio (EUR)* er den omkostning, Energinet har haft til danske aktører til reservekapacitet.

Ved sammenligning med nøgletallene for 2022 fremgår det, at de fleste systemydelse i 2023 er blevet billigere med en lavere gennemsnitspris end sidste år. Årsbetalingen for aFRR opregulering og aFRR nedregulering i DK2 er vokset markant, men det kan ikke sammenlignes en til en, da produkterne først blev lanceret i løbet af 2022 og 2023. Dermed er 2023 det første hele år, hvor produkterne har været tilgængelige.

FCR OP- OG NEDREGULERING

FCR reserven, også kaldet primærreserven, anvendes til at stabilisere frekvensen i elnettet. I DK1 handles den på et fælleseuropæisk marked, hvor produktet er symmetrisk. Det betyder, at op- og nedregulering ikke købes separat, men handlet som ét samlet produkt. I DK2 er primærreserven opdelt i Normaldriftsreserven (FCR-N) og Driftsforstyrrelsesreserven (FCR-D).

Den gennemsnitlige månedspris for Normaldriftsreserven (FCR-N) i DK2 toppede i juni måned med en pris på 103,7 EUR/MWh, hvilket er en stigning på 4,7 pct. i forhold til den højeste gennemsnitlige månedspris i 2022. For Driftsforstyrrelsesreserven (FCR-D_op) var prisen højest i april måned, hvor den gennemsnitlige pris var 52,2 EUR/MWh, hvilket er et fald på 56,8 pct. i forhold til den højeste gennemsnitlige månedspris i 2022.

Gennemsnitsprisen for hele 2023 for FCR-N og FCR-D var henholdsvis 66,3 EUR/MWh og 38,5 EUR/MWh.

Den gennemsnitlige månedspris for FCR i DK1 toppede i marts måned med en værdi på 16,9 EUR/MWh i marts måned. Den højeste månedlige pris i 2022 var 494,2 EUR/MWh, og gennemsnitspriserne er dermed faldet med 96,6 pct. i 2023. Den store forskel skyldes, at fra den 7. september 2022 har der ikke længere været en forpligtelse til at have en andel af det samlede FCR behov i Danmark. Dette har betydet øget FCR-kapacitet til mere konkurrencedygtige priser end de danske.

AUTOMATISKE FREKVENSGENOPRETTELSESRESERVER

Energinet indkøbte i 2023 100 MW automatiske frekvensgenoprettelsesreserver (aFRR) i DK1 i hver time gennem et ugemarked, med forpligtelse i alle månedens timer. I perioder, hvor der ikke kommer tilstrækkeligt med bud, indkøber Energinet aFRR via reguleret pris/Cost Plus.

Cost Plus benyttes til afregning af afhjælpende tiltag til sikring af forsynings sikkerheden. Kompensation efter Cost Plus omfatter en række dokumenterbare omkostningselementer, herunder afskrivninger og rimelig forrentning af investeret kapital. Regulerede priser kan opstå ud fra en historisk betragtning, dog kan den regulerede pris ikke

blive lavere end de dokumenterbare omkostninger ved at levere ydelsen, som fastsættes efter dele af metoden for Cost Plus.

Hvis der ikke er nogen bydere, vil Energinet dække behovet for aFRR med andre systemydelser, med hjælp fra TenneT eller ved brug af beordring.

Gennemsnitsprisen på aFRR i DK1 var højest i september med en værdi på 190,0 EUR/MWh, hvilket er et fald på 4,4 pct. i forhold til den højeste pris i 2022.

I DK2 fandtes der i 2023 ikke noget marked for aFRR, da Energinets andel af det samlede nordiske behov for aFRR var meget lille.

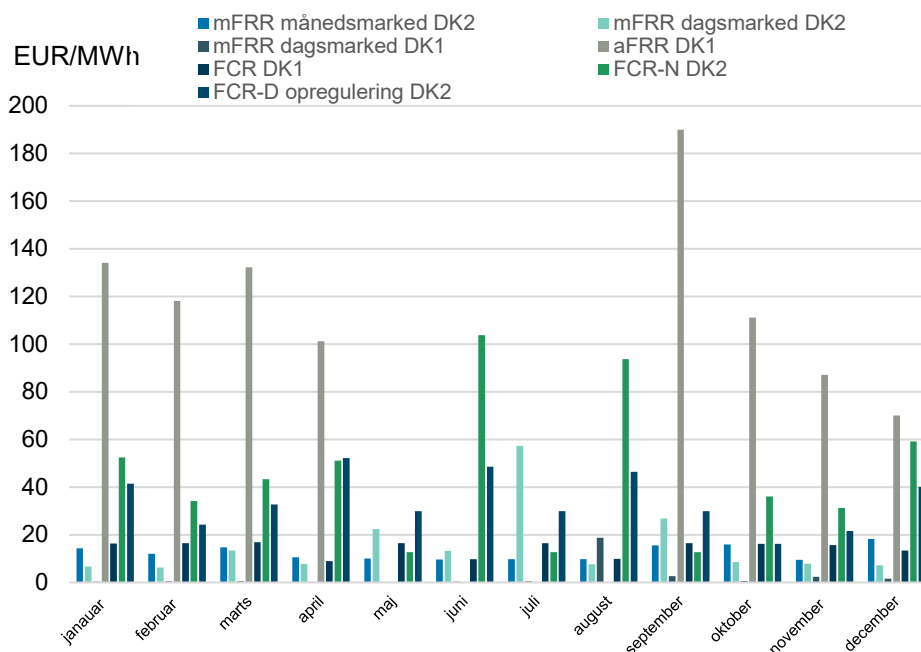
MANUELLE FREKVENSGENOPRETTELSESRESERVER

De manuelle frekvensgenoprettelsesreserver (mFRR) bliver indkøbt forskelligt i DK1 og DK2. I DK1 indkøbes udelukkende gennem dagsauktioner, mens der i DK2 indkøbes 40 pct. i et dagsmarked og 60 pct. i et månedsmarked. Der er stor forskel på udbuddet af mFRR i markedet i DK1 og DK2, hvilket resulterer i markant højere priser i DK2.

Gennemsnitsprisen på mFRR indkøbt på månedskontrakter i DK2 var i 2023 på 12,6 EUR/MWh. Til sammenligning var prisen 12,9 EUR/MWh i 2022, og der er derfor sket et fald på 2,3 pct. Gennemsnitsprisen i dagsmarkedet var på 15,6 EUR/MWh i 2023, mens den var 19,9 EUR/MWh i 2022, et fald på 21,6 pct.

I DK1 var gennemsnitsprisen i dagsauktionerne 2,4 EUR/MWh i 2023 og 1,4 EUR/MWh i 2022, og der er derfor sket en stigning på 71,4 pct.

FIGUR 11 | **DAGLIG PRISUDVIKLING I DAY-AHEAD-, INTRADAY- OG UBALANCEPRISSEN**



Kilde: Energinet

Note: Figur 11 viser en oversigt over reservekapacitetspriser fordelt på typen af reservekapacitet. Manglende søjler skyldes, at reserven er anskaffet via reguleret pris/Cost Plus.

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 ét budområde. EPADs sikrer forskellen mellem den lokale day-ahead pris og den nordiske systempris, mens en future i systemprisen sikrer prisændringer i system-prisen 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 finansiell 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 / systempris-kontrakter. Priserne er ikke nødvendigvis offentlige, og PPAs bidrager derfor ikke til den langsigtede prisdannelse.

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 angiver den mængde MWh, der er prissikret i en given periode. En markedsaktør kan have interesse i at prissikre, fx hvis markedsaktøren sælger fastpriskontrakter til slut-kunder. Anvendelsen af prissikring afhænger også af budområdernes priskorrelation med den nordiske systempris (og andre relevante priser) samt omkostningerne til prissikring.

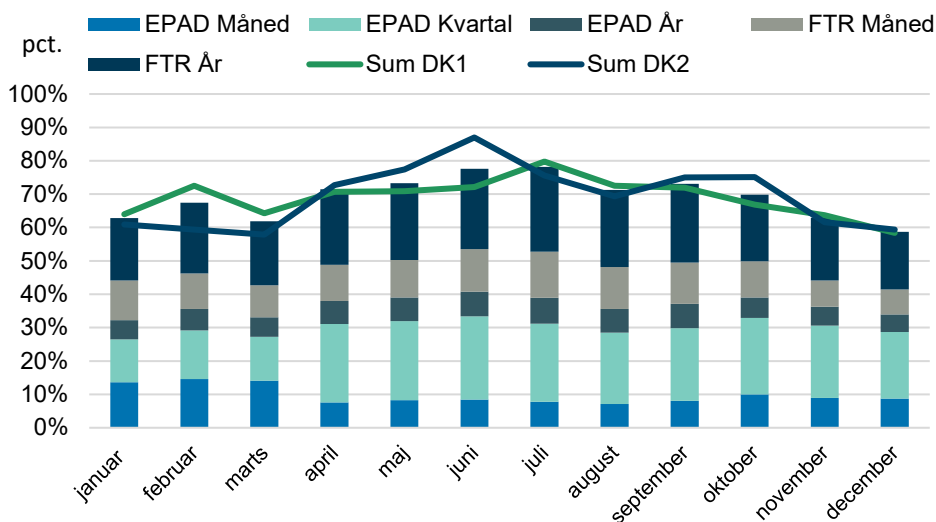
Andelen af åbne kontrakter i forhold til bruttoforbruget faldt til 69,0 pct. i 2023 fra 84,5 pct. i 2022. I 2023 udgjorde 9,8 pct. af handleerne EPAD månedskontrakter, 20,3 pct. var EPAD kvartalskontrakter, 6,5 pct. var EPAD årskontrakter, 11,0 var FTR månedskontrakter, og 21,4 var FTR årskontrakter.

Fordelingen på de forskellige kontrakter henover hele året fremgår af figur 12.

Åbne kontrakters månedlige volumen i forhold til volumen af bruttoforbruget var i gennemsnit 69,0 pct. på månedsbasis for DK1 og 69,3 pct. for DK2.

Faldet i prissikringskontrakter hænger sammen med den faldende volatilitet og usikkerhed på markedet.

FIGURE 12 | ÅBNE KONTRAKTER I FORHOLD TIL FORBRUGET



Kilde: Nasdaq og JAO

Note: Søjlerne i figur 12 angiver hvor stor en andel af det samlede danske forbrug der er handlet i kontrakter. Graferne viser, hvor stor en andel af DK1 og DK2 der var handlet i kontrakter.