

RAPPORT

# INTRODUKTION TIL ELMARKEDET

Kort introduktion til engros- og detailmarkedet

## Indhold

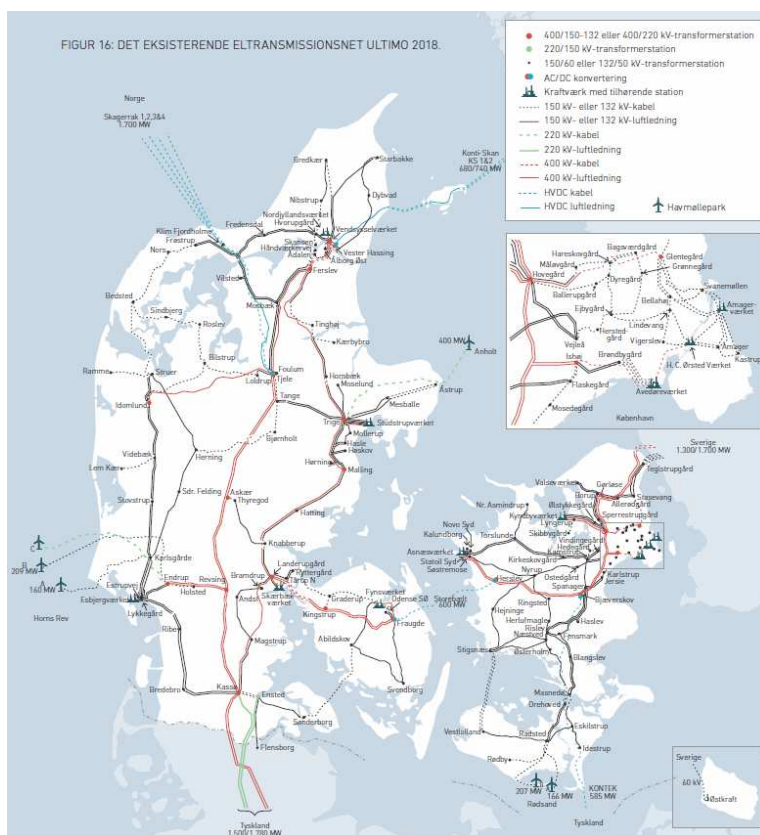
<b>1. Indledning.....</b>	<b>3</b>
1.1 Det danske elsystem .....	3
<b>2. Detailmarkedet.....</b>	<b>4</b>
2.1 Liberaliseringen af det danske elmarked .....	4
2.2 DataHub .....	4
2.3 Markedsdesignet på detailmarkedet for el .....	4
<b>3. Engrosmarkedet .....</b>	<b>5</b>
3.1 Balanceansvar og planer .....	6
3.2 Et marked for el .....	7
3.3 Engrosmarkedets faser .....	7
<b>4. Handel med el på Engrosmarkedet.....</b>	<b>8</b>
4.1 Day-Ahead-Markedet .....	8
4.1.1 Handel Day-Ahead-Markedet.....	8
4.1.2 Budområder og flaskehalse .....	9
4.2 Intraday-markedet.....	11
4.2.1 Handel på intraday-markedet .....	11
<b>5. Forward-markedet – finansiel elprissikring .....</b>	<b>12</b>
5.1 Prissikring mod systemprisen .....	13
5.1.1 Futures.....	13
5.1.2 Forwards.....	13
5.2 Prissikring mod områdeprisen .....	14
5.2.1 Electricity Price Area Differentials (EPADs) og fysiske transmissionsrettigheder	14
5.2.2 Transmissionsrettigheder .....	15
5.3 Put and call options .....	15

## 1. Indledning

Dette notat beskriver det danske engrosmarked for elektricitet. I de følgende afsnit gives en introduktion til elmarkedets produkter, handelsplatforme og funktionsmåde. For konkrete markedsregler og tekniske krav til produktionsanlæg henvises til markedsforskrifterne for elmarkedet samt de tekniske forskrifter.

### 1.1 Det danske elsystem

Hver dag passerer elektricitet fra blandt andet vindmøller, kraftværker og solceller gennem transmissionsnettets mere end 4.000 km ledninger. Nettet er opdelt i det nationale 400 kV-net og de regionale net på 150/132 kV, der begge ejes og drives af Energinet.



Figur 1 Det danske transmissionsnet ultimo 2018.

I praksis består det danske elsystem i dag af to sammenkoblede synkronområder, Vestdanmark (DK1) og Østdanmark (DK2), adskilt af Storebælt. De to synkronområder er teknisk sammenpasset med henholdsvis Norden og Kontinental Europa og var indtil for få år siden ikke forbundne. Frem til slutningen af 1990'erne var den øst- og vestdanske produktions- og omkostningsstruktur stort set ens og behovet for en sammenkobling af systemerne begrænset. Med udbygningen af vindenergi og decentral kraftvarme har dette forhold ændret sig, og blandt andet derfor satte Energinet i august 2010 en fast jævnstrømsforbindelse over Storebælt i drift.

Ligesom det nationale transmissionsnet i Øst- og Vestdanmark er sammenkoblet gennem Storebæltsforbindelsen, er det danske elnet fysisk integreret med vores nabolande gennem fem elforbindelser til udlandet. Forbindelserne, der går til Sverige, Norge og Tyskland, drives og ejes i fællesskab af Energinet og de pågældende nabolandes systemoperatører, hvor Holland også forbindes en gang i tredje kvartal 2019, via COBRACable.

## 2. Detailmarkedet

Den fysiske transport af strømmen ud til den enkelte forbruger er ét aspekt. Et andet aspekt er, hvordan strømmen handles. Det danske elmarked kan opdeles i et engrosmarked og et detailmarked.

Detailmarkedet er der, hvor elleverandøren køber strøm og sælger det til kunden, mens engrosmarkedet er det marked, hvor producenter udbyder deres strøm via balanceansvarlige på elbørsen og balanceansvarlige indkøber det på vegne af elleverandørerne, som i sidste ende kan sælge strømmen videre til forbrugerne.

### 2.1 Liberaliseringen af det danske elmarked

I 2003 blev detailmarkedet for el liberaliseret i Danmark. Det betød, at alle forbrugere frit kunne købe el fra en kommerciel elleverandør på det frie elmarked. På samme tidspunkt blev forsyningspligten indført for at sikre alle danske forbrugere strøm i kontakten. Det vil sige, at der for alle geografiske områder i Danmark var udpeget en elleverandør med pligt til at levere elektricitet til en reguleret elpris, hvilket dog blev afskaffet igen den 1. april 2016.<sup>1</sup>

Liberaliseringen medførte ligeledes en igangsættelse af strukturelle ændringer i ejerskab af kraftværker og transmissions/distributionselskaber. Et selskab måtte efter 2003 ikke længere producere eller sælge el samtidig med at eje og drive transmissionsinfrastruktur. En ændring der i øvrigt ledte til Energinets dannelse i 2005.

### 2.2 DataHub

Med henblik på at fremme og effektivisere konkurrencen yderligere, blev det i 2009 politisk besluttet at indføre en DataHub på det danske elmarked. En DataHub skulle danne grundlag for mere innovation og produktudvikling gennem lettere adgang til data for både forbrugere og andre aktører. Samtidig skulle DataHub skabe nemmere adgang til elmarkedet for nye aktører gennem lige vilkår for adgang til markedet og standardiserede processer for registrering og distribution af markedsdata. Før DataHub'en skulle de individuelle netselskaber kontaktes for at få adgang til eksempelvis forbrugsdata, hvilket kunne være hæmmende for konkurrencen.

DataHub blev implementeret i 2013 og understøtter i dag al kommunikation mellem aktører på detailmarkedet. DataHub er et centralt og uafhængigt IT-system, som ejes og drives af Energinet. DataHub indsamler dagligt tusindevis af oplysninger om kunder, deres forbrug og elpriser, som i sidste ende sikrer, at elleverandøren kan udskrive én samlet elregning til sine kunder.

### 2.3 Markedsdesignet på detailmarkedet for el

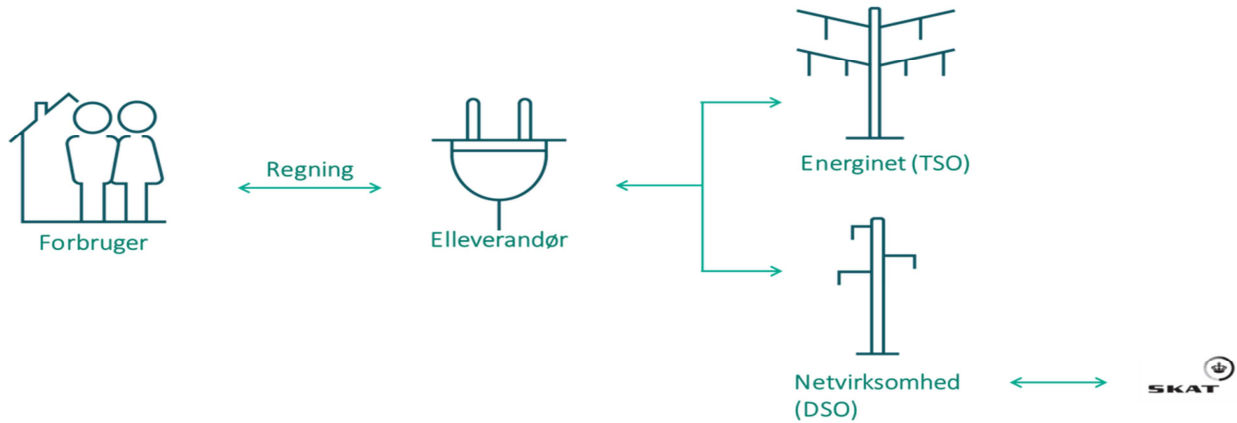
I april 2016 blev et nyt markedsdesign, Engrosmodellen, implementeret på det danske detailmarked for el. I dag er det således elleverandøren, som er ansvarlig for al kontakt med kunden.

Selvom kunder betaler til elleverandøren, skal betalingen deles mellem flere parter. Kunderne skal betale for den strøm, der er forbrugt. Det sker til elleverandøren, som på forhånd<sup>2</sup> og måned efter måned indkøber strømmen på engrosmarkedet. Kunderne skal ligeledes betale for den fysiske levering af strømmen, altså at strømmen transporteres fra producenterne til deres fysiske adresse. Det sker gennem betaling af system- og nettarif til Energinet samt gennem

<sup>1</sup> Den tidligere forsyningspligt med særlige forsyningspligtige virksomheder og regulerede priser blev afskaffet den 1. april 2016. Selvom forsyningspligten blev afskaffet, har alle husholdningsforbrugere stadig ret til at blive forsynet med elektricitet i deres bolig, hvis de anmoder om det og betaler for det. Det sikres med leveringspligten (Se oplysning fra Energistyrelsen for mere information: [Læs mere her](#)).

<sup>2</sup> Dvs. fysisk køber elleverandøren det i day-ahead-markedet, som defineres senere.

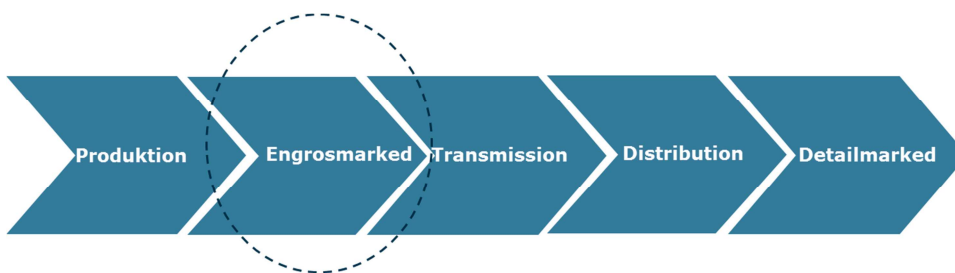
betalinger til netvirksomheden, der sikrer transporten af el det sidste stykke vej ud til kunden samt måler kundens fysiske forbrug. Sidst men ikke mindst skal forbrugeren også betale elafgift for den forbrugte el til SKAT.



Figur 2 Samspillet mellem aktørerne på det danske elmarked.

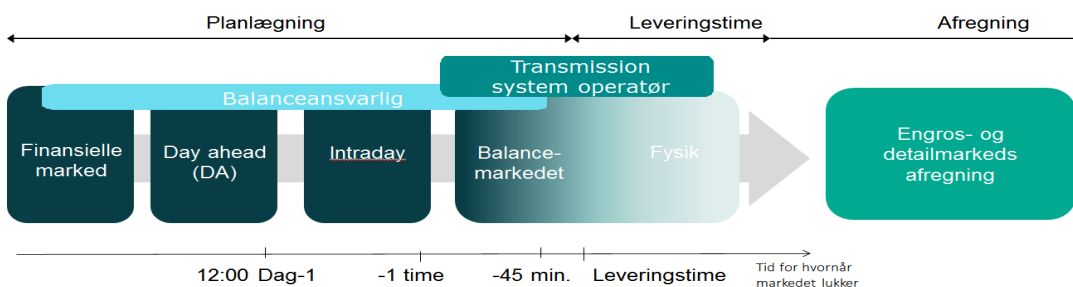
### 3. Engrosmarkedet

Den danske elsektor beskæftiger aktører i alle led af værdikæden, lige fra udvinding og produktion, over transmission og handel, til distribution og detailsalg. Liberaliseringen af elsektoren indførte konkurrence mellem producenter og leverandører. Disse aktører handler sammen på engrosmarkedet. På grund af sin status som naturligt monopol er transmissionsnettet ikke konkurrenceudsat. Transmissionsnettet ejes derfor af staten gennem Energinet. Fordi transmissionsnettet udgør den fysiske platform for engroshandelen med el – det er via transmissionsnettet, at køber og sælger udveksler el – er det Energinet, der sætter rammerne for denne handel.



Figur 3 Engrosmarkedets placering i værdikæden.

Nedenstående figur 5 viser den tidsmæssige opdeling af Engrosmarkedet, frem til leveringstimen, Energinet overtager, og til afregningen, som er åben op til 3 år efter.

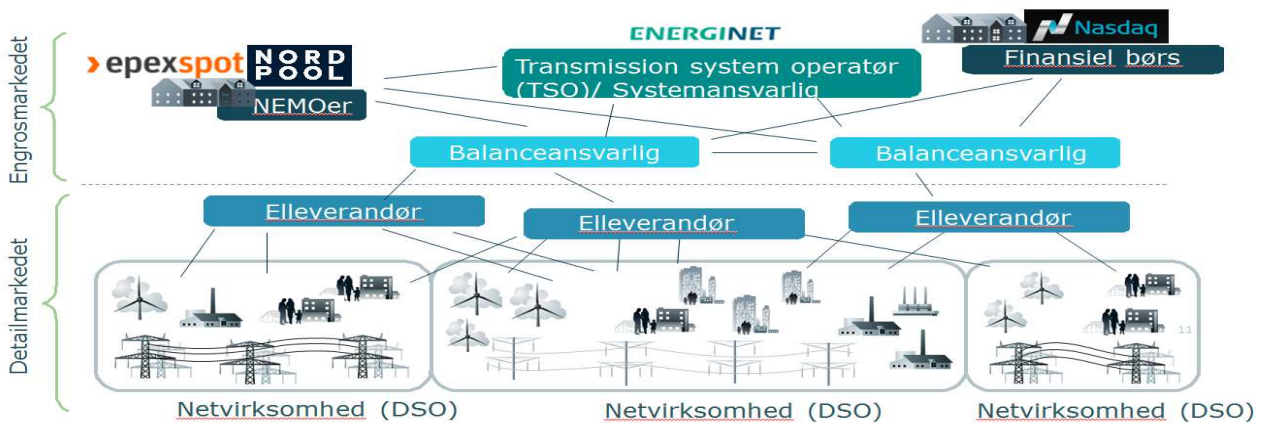


Figur 4 Engrosmarkedets placering inden driftsøjeblikket.

### 3.1 Balanceansvar og planer

I ethvert elsystem er det nødvendigt med en aktør, der har ansvar for den overordnede stabilitet i nettet – hvilket vil sige, at både forbrug, produktion, import og eksport, samt frekvens og spænding, skal holde sig indenfor aftalte grænser. Denne aktør kaldes den systemansvarlige virksomhed, og i Danmark varetages denne rolle af Energinet. Energinet er en selvstændig offentlig virksomhed, ejet af staten ved Energi-, Forsynings- og Klimaministeriet.

For at sikre at balancen mellem køb og salg af el konstant opretholdes, har udvalgte aktører på elmarkedet status som "balanceansvarlige". Al produktion, forbrug og handel med el skal være tilknyttet en balanceansvarlig aktør. I praksis kan alt forbrug og produktion overdrages til en vilkårlig balanceansvarlig aktør. Hvis eksempelvis elleverandøren ikke selv er balanceansvarlig, garanterer de at være finansiel ansvarlig for balancen gennem en aftale om indkøb med en balanceansvarlig markedsaktør, som køber/sælger ubalancer, hvor nødvendigt. Nedenstående Figur 1.3 illustrerer elmarkedets aktører og forbindelserne imellem dem.



Figur 5 Aktørerne på elmarkedet.

Ovenstående figur viser balanceansvarliges interaktion med markedsaktørerne i både engrosmarkedet og detailmarkedet. De andre aktører er bl.a. Transmission System Operator (TSOen), Nominated Electricity Market Operator (NEMOer/ elbørs), Finansielle Børser i Engrosmarkedet, og Elleverandør i detailmarkedet, som igen har et sammenhæng til Netvirksomhederne (Distribution System Operators (DSOerne)).

De balanceansvarlige aktører anmelder deres forventede aktivitet til Energinet ved indsendelse af forskellige planer.

Senest kl. 15.00 dagen inden driftsdøgnet indsender de balanceansvarlige aktører en såkaldt aktørplan til Energinet med en samling af såkaldte time-energier – en opgørelse over købte og solgte MW pr. time – for det kommende døgn. Denne plan kan justeres frem til 45 minutter før driftstimen, hvorefter den er bindende for aktøren. Der er dog ikke krav om, at aktørerne skal være i balance – hverken i aktørplanen eller i selve produktionen og forbruget i driftstimen. Ubalancer i planen og afvigelser fra planen i driftstimen afregnes efterfølgende i balancemarkedet, som det er beskrevet i kapitel **Fejl! Henvissningskilde ikke fundet.**

I aktørplanen indgår ud over time-energierne også handelsplaner. Handelsplanerne angiver selve udvekslingen af el mellem to balanceansvarlige aktører. De aktører, der har produktionsbalanceansvar, skal desuden indsende en køreplan, der angiver produktionen opdelt i 5-minutters intervaller over det kommende døgn<sup>3</sup>. Køreplanen indsendes senest kl. 17.00 inden driftsdøgnet og opdateres løbende i tilfælde af ændringer i den forventede produktion.

<sup>3</sup> Venligst bemærk at landvindmøller, og solceller, som ikke er del af reservemarkedet er undtaget af dette.

Planerne er et vigtigt værktøj for Energinet, fordi de hjælper med at forudse ubalancer i systemet, før de opstår, og danner grundlag for vurderingen af behovet for systemstabiliserende tiltag.

### 3.2 Et marked for el

El har to særlige egenskaber, som adskiller sig fra de fleste andre varer. For det første kan el, selv om det er teknisk muligt, ikke endnu lagres på økonomisk rentabel vis. Derfor skal el forbruges, så snart den er produceret. For det andet har el ingen kvalitativ differentiering<sup>4</sup>. I nettet kan man derfor ikke skelne mellem el produceret af forskellige kilder, eksempelvis el fra kulkraftværker og fra vindmøller. Når el fødes ind i transmissionsnettet, sammenblandes produktion fra alle kilder.

Disse egenskaber har flere konsekvenser for indretningen af elmarkedet. En er, at alle udbydere og aftagere gennem elnettet er koblet til den samme tilgængelighed af el. En anden er, at når elleverandøren køber en bestemt mængde el, forpligter den sig til at forbruge den mængde i leveringsøjeblikket, eller at skulle betale for ubalancen. På samme måde sælger producenter ikke alene en bestemt mængde el, den forpligter sig også til at føde den ind i nettet på et bestemt tidspunkt, eller at skulle betale for en evt. ubalance.

Fordelene ved at have et markedsbaseret elsystem er mange. *For det første* sikrer markedet elpristransparens og sørger for, at el hele tiden produceres af de enheder, der har de laveste produktionsomkostninger. *For det andet* forbedrer markedet håndteringen af transmissionskapaciteten. På det nordiske og nordvesteuropæiske elmarked allokeres transmissionskapaciteten i hovedreglen implicit, det vil sige sammen med elektriciteten, således at den udnyttes bedst muligt. Dette sikrer en effektiv udnyttelse af transmissionsnettet og en optimering af udnyttelse af produktionskapaciteten, ved at *el flyder fra et lav- til højprisbudsområder*.

### 3.3 Engrosmarkedets faser

Aktiviteten i engrosmarkedet kan grovkornet opdeles i fire faser.

**Frem til dagen før driftsdøgnet:** Fra måneder og år før driftsdøgnet og frem til dagen før driftsdøgnet er der aktivitet i forwardmarkedet. På NASDAQ OMX og EEX kan nordiske markedsaktører købe og sælge finansielle produkter, der elprissikrer den fremtidige day-ahead elpris på el. Desuden handles fysisk transmissionskapacitet på de dansk-tyske forbindelser og Storebæltsforbindelse gennem års- og månedsauktioner, hvilket gøres igennem selskabet Joint Allocation Office. Disse markeder er beskrevet nærmere i kapitel 5.

**Dagen før driftsdøgnet:** På selve dagen før driftsdøgnet foregår handlen på day-ahead-markedet – i Norden kendt som day-ahead-markedet. Dette marked er nærmere beskrevet i kapitel 4.1. Senest kl. 15.00 – efter day-ahead-markedet er lukket – indsender de balanceansvarlige aktører bindende aktørplaner for forbrug, produktion og handel for det efterfølgende døgn. Aktørplanerne godkendes efterfølgende af Energinet, men kan ændres frem til 45 minutter før driftstimen gennem handler på intraday-markedet eller ved bilaterale handler mellem to aktører.

**Frem til driftsøjeblikket:** I denne fase kan aktørerne handle sig i balance på det grænseoverskridende intraday-marked (XBID). Intraday-markedet er åbent fra kl. 15.00<sup>5</sup> og frem til en time før driftstimen. Dette marked er nærmere beskrevet i kapitel 4.2. Herefter ligger ansvaret for at balancere systemet alene hos systemoperatøren, som gennem en række

<sup>4</sup> Da Tekniske forskrifter for at indføre el er fastsat.

<sup>5</sup> Det skal dog bemærkes, at forbindelserne Vestdanmark-Tyskland og Østdanmark-Tyskland vil åbne uden tilgængelig kapacitet grundet tyske scheduling-processer. Kapacitet opdateres omkring kl. 18:00 D-1. En fyldestgørende forklaring (på engelsk) fra kapacitetsberegningensregionen.

systemydelse kan tilpasse produktionen. Balancen opretholdes blandt andet ved, at Energinet køber el (opregulering) eller sælger el (nedregulering) på regulerkraftmarkedet. Samtidig stabiliseres frekvensen i nettet af de automatiske reserver i selve driftøjeblikket. Markedet for systemydelse er beskrevet separat i dokumentet [Introduktion til Systemydelse](#).

**Dagen efter driftsdøgnet:** Efter driftsdøgnet afslutning indsamles målinger af faktisk forbrug og produktion og sammenholdes med aktørplanerne. Herefter afregnes ubalancerne mellem planlagt produktion/forbrug og de faktiske mængder til de priser, som blev genereret i regulerkraftmarkedet. Dette marked er beskrevet i detaljer i [Introduktion til Systemydelse](#).

## 4. Handel med el på Engrosmarkedet

Handel med el kan i udgangspunktet foregå enten bilateralt mellem to parter eller via en elbørs (NEMO). Vi har historisk haft et integreret nordisk marked med en fælles elbørs – Nord Pool Spot – med hovedsæde i Oslo. Men med netregulering, og 'More NEMOs' er der flere NEMOer i Norden. NEMOerne tilbyder elleverandører og producenter to handelspladser for fysisk elhandel – day-ahead-markedet (Spotmarkedet) og intraday-markedet (XBID). Som følge af den tredje liberaliseringspakke og den europæiske target model skal alle europæiske markeder integreres i ét, paneuropæisk marked. Det første skridt på vejen var en markedskobling mellem de nordvesteuropæiske markeder (UK, Norden, Frankrig, Tyskland og Benelux), fulgt af en markedskobling til Sydvesteuropa (SWE) i henholdsvis februar og maj 2014. Med tilføjelse af de italienske grænser (Italien/Østrig, Italien/Frankrig og Italien/Slovenien) i 2015 blev det nuværende Multi-Regional Coupling (MRC) etableret. Yderligere udvidelse af elpriskoblingsregionerne er ved at blive gennemført<sup>6</sup>. Desuden er det grænseoverskridende intraday-markedet implementeret siden juni 2018, og indeholder 14 lande. I løbet af sommeren 2019, vil yderligere lande, såsom Polen, deltage i intraday-markedskoblingen.

### 4.1 Day-Ahead-Markedet

Elleverandører og producenter handler igennem deres balanceansvarlige i day-ahead-markedet for at dække produktion og forbrug for det følgende døgn. Day-ahead-markedet er det største marked, og mere end 70 procent af det samlede elforbrug i Norden handles her. Med introduktionen af en fælles elpriskoblingsmekanisme, der sammenkobler markeder i hele det nordlige og vestlige Europa, tog de europæiske NEMOer og systemoperatører i februar 2014 et stort skridt mod et fælles indre marked for elektricitet. I dag kan der således handles el og overførselskapacitet mellem aktører i én samlet pakke, hvor købs- og salgsbud fra Portugal til Finland matches centralt. Danmark er altså del af et sammenkoblet, europæisk day-ahead marked.

#### 4.1.1 Handel Day-Ahead-Markedet

Handel på day-ahead marked sker efter en fast tidsplan. Inden kl. 10.00 dagen inden driftsdøgnet oplyser de nordiske systemansvarlige virksomheder igennem NEMOerne, hvor meget kapacitet på forbindelserne mellem budområderne, der er til rådighed for day-ahead for det næste døgn. I Danmark varetages dette af Energinet.

Senest kl. 12.00 indmelder elleverandører og producenter købs- og salgsbud på mængde og elpris til NEMOerne, og markedet lukker derefter for yderligere handel. Buddene kan indmeldes på timebasis eller som blokbud over flere timer. Et timebud angiver mængde og elpris for en konkret time i driftsdøgnet. Et blokbud angiver mængde og gennemsnitlig elpris for mindst tre sammenhængende timer. Blokbud accepteres enten i sin helhed eller slet ikke. For at blokbud kan accepteres, skal et af følgende kriterier være opfyldt. For en salgsblok skal salgsprisen være lavere end den

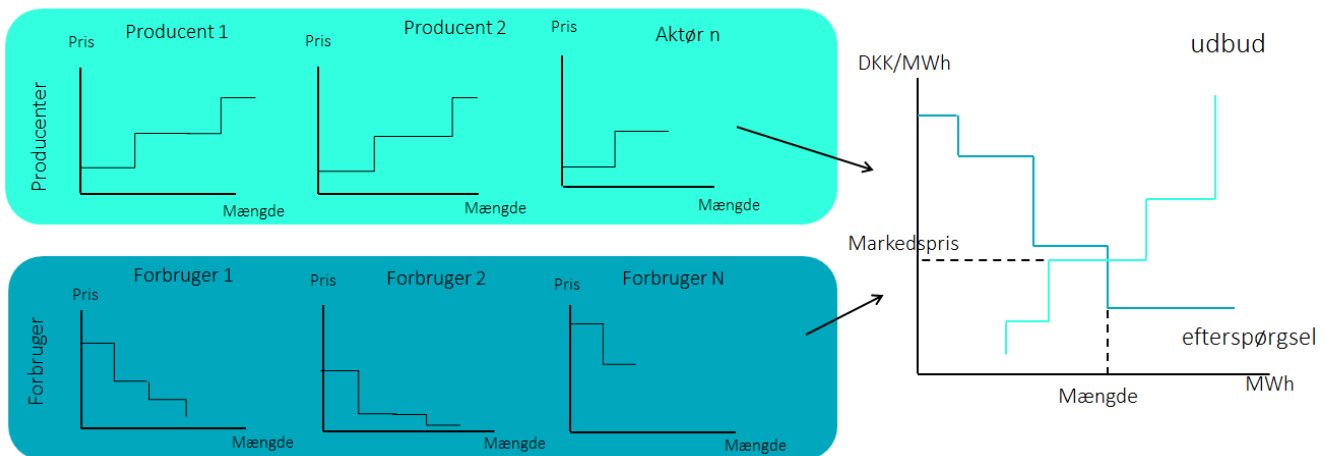
<sup>6</sup> Priskoblingsregionen, 4MMC, er planlagt at tilsluttes til priskoblingsregionerne i resten af EU. 4MMC indeholder budområder fra Tjekkiet, Slovakiet, Ungarn og Rumænien.



gennemsnitlige elspotpris for de pågældende timer, og for en købsblok skal købsprisen være højere end den gennemsnitlige elspotpris for de pågældende timer. Blokbud er særligt anvendelige for anlæg, hvor høje opstartsomkostninger gør det urentabelt at producere i få timer ad gangen.

Senest kl. 13.00 matcher markedskoblingsoperatøren alle købs- og salgsbud under hensyn til de begrænsninger, der er i elnettet. På denne måde udregnes 24 timepriser for hele Europa gennem en fælles elprisberegningsskema. Når udbud og efterspørgsel er matchet, offentliggøres elpriserne, og aktørerne informeres om, hvilke mængder de har handlet. De balanceansvarlige indsender derefter aktørplanerne til den systemansvarlige aktør, Energinet.

På grund af flaskehalse i det nordiske system opererer day-ahead-markedet med en række budområder, mellem hvilke elpriserne kan variere, afhængig af produktion, forbrug, og tilgængelig kapacitet på interkonnektorerne. Der er dog fastsat et loft og en bund for elpriserne på markedet. Elpriser lavere end +500 EUR/MWh eller højere end 3.000 EUR/MWh accepteres ikke<sup>7</sup>. I fald der kun kan dannes elpriskryds udenfor disse ekstrempriser, afkortes NEMO'en de indkomne bud pro rata. Det vil sige, at volumen for hvert eneste salgsbud (ved elpriser under elprisbunden) eller købsbud (ved elpriser over elprisloftet) reduceres med en fastsat procentsats.



Figur 6 elprisdannelse på day-ahead markedet.

#### 4.1.2 Budområder og flaskehalse

Selv om budområderne i priskoblingsområderne af day-ahead-markedet udgør ét samlet elmarked med én fælles elprisberegning, er elpriserne ofte forskellige i eksempelvis Norge og Danmark eller på Sjælland og i Tyskland. Normalt udjævnes elprisforskelle automatisk i elmarkedet ved, at elektriciteten flyder fra lavpris- til højprisbudområder. Men når der kun er begrænset kapacitet (en flaskehals) på forbindelsen mellem to budområder – eksempelvis forbindelsen mellem Norge og Vestdanmark – overføres der ikke nok el til, at markedet kan udligne elpriserne. For at håndtere disse flaskehalse er Norden opdelt i en række områder på både day-ahead og intraday-markedet, se Figur 7 herunder.

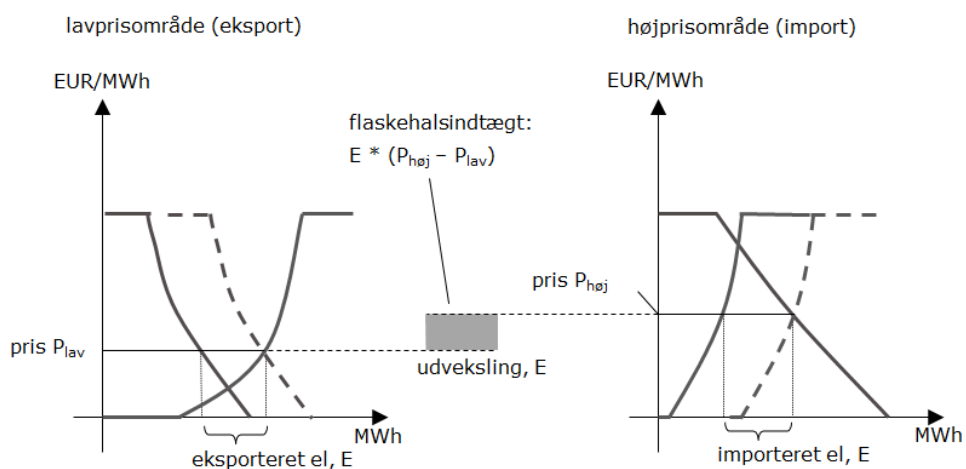
<sup>7</sup> Ifølge de nye harmoniserede min og max priser, jf. ACER beslutning november 2017, så skal max øges med 1.000 EUR/MWh, hvis clearing af elpriser, i mindst en markedstimer i mindst et budområde, er større end 60 % af max prisen. Ændringen skal gennemføres i alle budområder, som er del af day-ahead-markedskoblingen, og det skal træde i kraft 5 uger efter hændelsen. Allerede dagen efter hændelsen benyttes den nye max pris som limit ift. en fremtidig forøgelse af max pris (hvis elprisen overstiger 60 %).



Figur 7 Budområder i day-ahead marked i Norden. Kilde: Statnett

I hvert budområde matches udbud og efterspørgsel under hensyntagen til import og eksport til nabo-områder. Dermed kan der dannes forskellige elpriser i de forskellige områder. Flaskehalse fører altså til geografisk betingede udbuds- og efterspørgselsvariationer, der på markedet omsættes i differentierede elpriser.

Elprisberegningmekanismen på day-ahead-markedet indregner flaskehalsbegrænsningen i ligevægtsprisen i alle områder. I praksis betyder det, at udvekslingen bliver en del af udbudskurven i importområder og en del af efterspørgselskurven i eksportområder, se Figur 8.



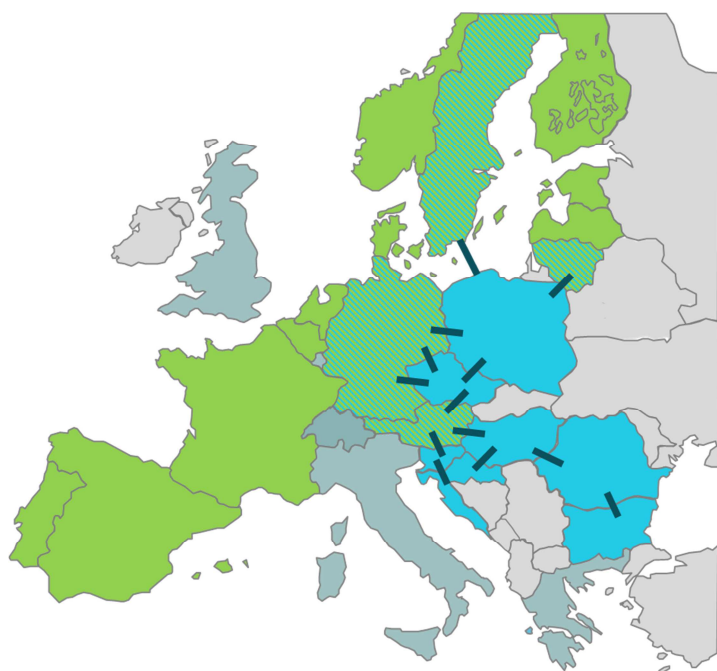
Figur 8 Markedskobling i praksis.

Ved at sælge el fra et lavpris- til et højprisbudområde genereres en avance – en såkaldt flaskehalsindtægt. Flaskehalsindtægten tilfalder systemoperatørerne, der ejer transmissionsforbindelserne, og skal ifølge EU-lovgivningen anvendes til investeringer i og vedligeholdelse af transmissionsnettet.

Fordi al transmissionskapacitet mellem budområder allokeres af NEMOerne, kan man i hovedreglen ikke handle bilateralt mellem forskellige budområder. Bilaterale handler kan derimod foregå indenfor et af budområderne, hvor der per definition ikke er begrænsninger i overførselskapaciteten. Skulle der alligevel opstå problemer med en intern flaskehals, udligner den systemansvarlige virksomhed ubalancen ved at købe og sælge produktion på hver side af flaskehalsen.

## 4.2 Intraday-markedet

Day-ahead-markedet lukker kl. 12.00 dagen inden driftsdøgnet. Efterfølgende handel kan fra kl. 15.00 og frem til en time før driftstimen finde sted på det grænseoverskridende intraday-markedet (XBID). På intraday-marked kan en aktør handle sig i balance, eksempelvis i tilfælde, hvor et kulkraftværk tvinges til driftsstop, eller en offshore vindmøllepark producerer mindre el end prognosticeret. Det grænseoverskridende intraday-markedet opereres af Deutsche Börse Agentur, og dækker 14 lande i Europe, se Figur 9.



Figur 9 Lande, som er del i XBID og forventede fremtidige deltagelse i løbet af 2019.

Ikon: Grøn = deltager go-live 2018, blå = deltagende lande/grænser i anden bølge af go-live.

De handlede mængder på intraday-markedet er betydeligt mindre end på day-ahead markedet. Over de kommende år forventes denne forskel at blive reduceret i takt med, at mere og mere vedvarende energi skal indpasses i nettet, og ubalancerne derfor bliver større. Et velfungerende intraday-marked kan altså være en af nøglerne til den grønne omstilling.

### 4.2.1 Handel på intraday-markedet

Kl. 15.00 dagen inden driftsdøgnet offentliggør NEMOerne de for intradayhandlen tilgængelige kapaciteter. Herefter forløber handelen kontinuerligt frem til en time før den pågældende driftstime. Bud indsendes til NEMOernes lokale ordrebøger, og deles på den såkaldte Shared Order Book, således at det er muligt fx at handle mellem Spanien og Fin-

land, for en pågældende time og mængde. Ligesom i day-ahead-markedet kan der indgives blokbud i intraday-markedet, som kan spænde over flere timer. Et en-times blokbud adskiller sig fra almindelige timebud ved at skulle accepteres i sin helhed, hvor timebud også kan accepteres delvist.

Intraday-handler gennemføres løbende og afregnes derfor efter pay-as-bid princippet. Det vil sige, at XBID systemet matcher de bedste købs- og salgsbud, hvorefter handlen indgås mellem højeste købspris og laveste salgspris, på first come first serve basis, ligesom mange kender det fra aktiemarkedet. Handelen foregår som kontinuerlig implicit allokering, hvor timeenergi og transmissionskapacitet handles samtidigt.

## 5. Forward-markedet – finansiel elprissikring

Fordi el ikke kan lagres i nettet, kan små ændringer i udbud og efterspørgsel i visse tilfælde føre til meget store elprisudsving. Disse elprisudsving er meget større end på de fleste andre markeder, såsom olie- eller kulmarkederne. Day-ahead elprisen på det nordiske elmarked har historisk set vist en betydelig volatilitet – elpriserne svinger meget fra både time til time og område til område.

For aktørerne på markedet udgør disse elprisudsving en finansiel risiko. Som på andre markeder kan risikoen dog reduceres gennem handel med forskellige finansielle produkter. Denne handel kaldes hedging eller elprissikring og foregår i forward-markedet. Især elleverandører, som i den ene ende kan have solgt fastprisprodukter til kunderne og i den anden ende er fuldt eksponeret overfor udsving i markedsprisen, har behov for at afdække risici. Omvendt har producenterne et cash flow, der svarer til elprisudsvingene og kan derfor i princippet, og afhængigt af fx deres belåning m.m., bedre påtage sig risici.

I forward-markedet handles i modsætning til day-ahead og intraday-markedet ikke en eneste fysisk kWh, men kun finansielle produkter knyttet til fremtidig handel med el. Foruden handlen med transmissionsrettigheder på de dansk-tyske forbindelse og Storebæltsforbindelsen, er der fire hovedprodukter på det finansielle marked:

- Futures
- Forwards
- Electricity Price Area Differentials (EPADs)
- Put and call options

På grund af det nordiske elmarkeds opdeling i budområder kan prisrisikoen opdeles i to; en eksponering overfor udsving i systemprisen og en eksponering overfor udsving i områdeprisen. Gennem handel med en kombination af forwards/futures, der sikrer mod tidsvariation i systemprisen<sup>8</sup>, og EPADs, der sikrer mod geografiske udsving mellem budområdepris og systempris, kan aktøren afdække begge risici.

De finansielle produkter handles i modsætning til den fysiske el ikke NEMOens markeder, men hos en privat aktør, NASDAQ OMX Commodities. Produkterne handles kontinuerligt på samme måde som aktier og har forskellige specifikationer, se nedenstående Tabel 1.

<sup>8</sup> Fælles nordisk elpris beregnet i day-ahead markedskoblingsalgoritmen uden hensyntagen til flaskehalse mellem de nordiske budområder.

	Base Load	Peak Load
<b>Produkter</b>	<i>Futures: Dag, Uge Forwards: Måned, Kvartal, År, Forward-optioner Electricity Price Area Dif- ferentials</i>	<i>Futures: Uge Forwards: Måned, Kvartal, År</i>
<b>Minimumhandel</b>	1 MW	1 MW
<b>Referencepris</b>	Den officielle nordiske day-ahead elpris for mandag til søndag hele døgnet	Den officielle nordiske day-ahead elpris for mandag til fredag fra kl. 08.00-20.00

Tabel 1 Produkter som handles i NASDAQ OMX Commodities

## 5.1 Prissikring mod systemprisen

På NASDAQ OMX handles finansielle kontrakter på fremtidig levering af el i form af futures og forwards, på EEX handles også system futures. Disse produkter har en leveringsperiode på alt fra en enkelt uge op til seks år og har Nordens day-ahead-marked systempris, som reference. Det betyder, at kontraktens værdi er bestemt af udviklingen i systemprisen og ikke i en lokal budområdepris. Forwards og futures kan handles enten som base load (baseret på et gennemsnit af systemprisen for alle ugens timer) eller peak load kontrakter (baseret på et gennemsnit af systemprisen fra kl. 08.00-20.00 alle hverdage).

### 5.1.1 Futures

En future er en kontrakt på at købe eller sælge en vare i fremtiden. Kontrakten indgås mellem NASDAQ OMX og en køber eller sælger i markedet. Det sker i praksis ved, at en markedsaktør køber eller sælger en future af NASDAQ OMX ved at indbetale en del af futures værdi til børsen. Værdien af denne future – den fremtidige handel – svinger dagligt i takt med day-ahead-markedets systempris. Udsvingene afregnes dagligt af køberens indbetalte beløb frem til kontraktens udløb. Ved afslutningen af hver handelsdag overfører mægleren derfor en del af marginen til eller fra futureejerens konto. I selve leveringsperioden afregnes kontrakten på baggrund af systemprisen.

Fordi udsvingene mellem spotprisen og futurekontrakten løbende udbetales som marginer, svarer futureværdien på leveringsdagen til spotprisen. På leveringsdagen betaler køber altså ikke den aftalte futurepris (eks. 100 kr.), men derimod spotprisen (eks. 110 kr.) samtidig med, at 10 kr. er overført fra sælgers margin til købers margin.

Futurekontrakterne på NASDAQ OMX Commodities er opdelt i kontrakter baseret på daglige og ugentlige leveringsperioder for base load og ugentlige leveringsperioder for peak load.

### 6.1.2 Forwards

Forwardkontrakter er en aftale mellem køber og sælger om på et givent tidspunkt i fremtiden at sælge en given mængde el for en fastsat elpris. Elprisudsving afregnes i modsætning til futures ikke løbende. Forwards handles oftest bilateralt og ikke hos børsen, fordi de ikke er standardiserede.

De forwards, der handles på NASDAQ, kan opdeles i kontrakter med månedlige, kvartalsvise og årlige leveringsperioder og kan handles både base load og peak load. Desuden kan der handles *forwardoptioner* på base load.

## 5.2 Prissikring mod områdeprisen

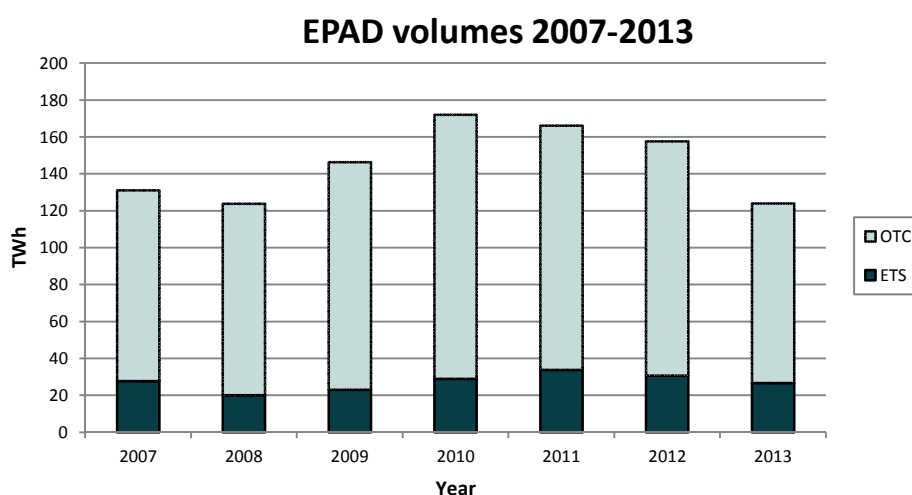
### 5.2.1 Electricity Price Area Differentials (EPADs) og fysiske transmissionsrettigheder

Referenceprisen for forward- og futurekontrakter er systemprisen. Men på det nordiske elmarked er aktørernes fysiske elpris bestemt af budområdeprisen, som varierer mellem budområderne. For at sikre differencen mellem budområdepris og systemprisen handles i det nordiske marked et særligt finansielt produkt – Electricity Price Area Differentials (EPADs). EPADs afspejler elprisforskellen mellem et konkret budområde og systemprisen. Hvis systemprisen er højere end områdeprisen, har EPADs en negativ værdi, og hvis systemprisen er *lavere* end områdeprisen, har EPADs en positiv værdi.

EPAD-kontrakter handles tre år frem i Danmark og sælges ofte af producenter, der ønsker at sikre sig mod elprisudsving i deres eget produktionsområde. De dækker base load, og leveringsperioden løber typisk fra en måned op til et år. Fordi handlen med finansielle produkter er anonymiseret, agerer NASDAQ OMX clearinghouse. Det vil sige, at NASDAQ OMX er modpart i alle handler og garanterer værdien.

Kombinerede køb af forwards og EPADs resulterer i en fuldstændig hedge af elprisen, hvor aktøren hverken er eksponeret for udsving i systemprisen eller i områdeprisen. Ved at købe en EPAD-kontrakt i ét budområde og sælge en EPAD-kontrakt i et andet afdækker markedsaktøren prisrisikoen mellem to budområder, og opnår dermed en position, der svarer til købet af finansielle transmissionsrettigheder.

EPAD handles på NASDAQ OMX som clearede produkter, men kan også handles bilateralt som enten clearede eller unclearede. En cleared EPAD er registreret hos en modpart, eksempelvis NASDAQ, der garanterer værdien af EPADs. Konkrete opgørelser over den handlede mængde af clearede EPADs viser, at der har været en kraftig stigning i anvendelsen af EPADs til hedging. Af Figur 10 fremstår det, at volumen af handlede kontrakter stiger til 172 TWh i 2010, efterfulgt af et fald til 121 TWh i 2013. Volumen i Figur 10 præsenterer både registreret over-the-counter handler (OTC) og handler med Electronic Trading System (ETS) på børsen, hvilket er to forskellige systemer at handle EPADs på.



Figur 10 EPAD-handelsmængde på NASDAQ OMX. Kilde: Spodniak, Collan & Viljainen (2015)<sup>9</sup> - data fra NASDAQ OMX Commodities.

<sup>9</sup> Petr Spodniak, Mikael Collan, and Satu Viljainen. "Examining The Markets For Nordic Electricity Price Area Differentials (EPAD) – Focus On Finland". LUT Scientific and Expertise Publications 51 (2015).

### 5.2.2 Transmissionsrettigheder

Foruden EPADs kan områdeprisen også hedges gennem handel med transmissionsrettigheder.

I 2019 vil der stadigvæk være fysiske transmissionsrettigheder (PTR) på forbindelserne mellem Vest- og Østdanmark (DK1-DK2). De fysiske transmissionsrettigheder giver adgang til at overføre en fastsat mængde el i en bestemt retning på forbindelsen og sælges på års- og månedsauktioner gennemført af Joint Allocation Office (JAO). Salget omfatter alene transmissionsretten – selve elektriciteten skal handles separat.

På Storebælt udbydes 150 MW på års- og månedsauktion. Kapaciteten sælges med use-it-or-sell-it (UIOSI) forpligtelse, hvilket vil sige, hvis kapaciteten ikke nomineres af ejeren, der således ikke vil bruge forbindelsen til at transportere el, sælges den automatisk til TSO'en og genallokeres sammen med anden overførselskapacitet i day-ahead markedskoblingen. Som betaling modtager PTR-ejeren elprisforskellen mellem de pågældende elprisbudområder i day-ahead markedet. Således kan de fysiske transmissionsrettigheder anvendes til risikoafdækning af markedsaktørerne. Fra December 2019 ændres de fysiske transmissionsrettigheder til finansielle transmissionsrettigheder.

På Vestdanmark- Tyskland (DK1-DE) og Østdanmark-Tyskland (DK2-DE) er der fra levering januar 2019 finansielle transmissionsrettigheder på forbindelserne, som års og månedsauktioner. På Østdanmark-Tyskland (DK2-DE) er der 120 MW tilgængelig i både års og månedsauktionen, imens der samlet allokeres 500MW fordelt mellem års-og månedsauktion på Vestdanmark-Tyskland (DK1-DE).

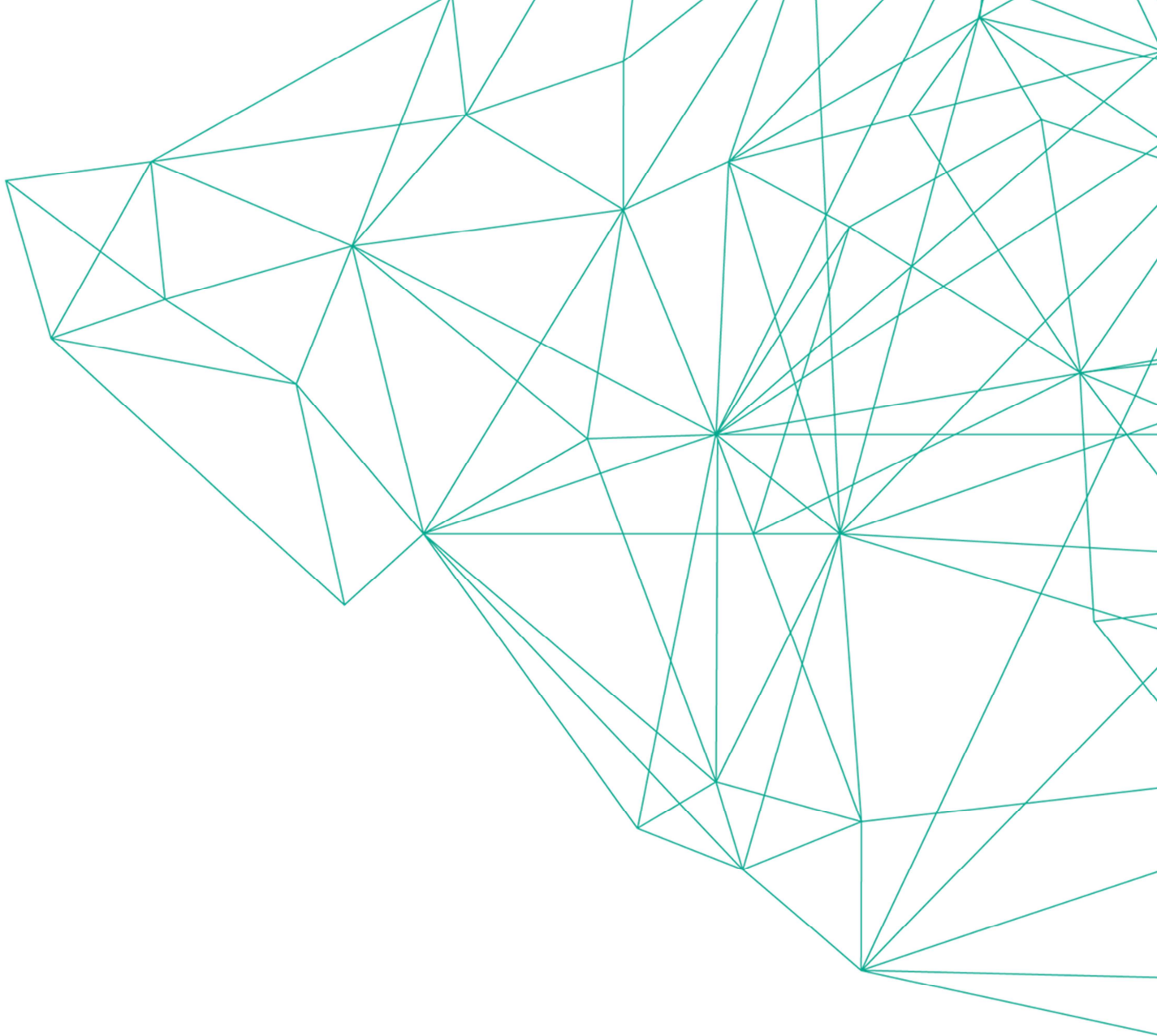
Den finansielle transmissionsrettighed fungerer præcist som en fysisk transmissionsrettighed, der ikke nomineres, dvs. at ejeren får prisforskellen mellem budområderne på leveringstidspunktet.

### 5.3 Put and call options

Ved at forpligte køber og sælger på en fremtidig handel låser future- og forwardkontrakter potentielle elprisudsving i begge retninger. Ved kontraktens udløb kan systemprisen være højere eller lavere end den aftalte elpris – begge parter kan derfor have enten tab eller gevinst *i forhold til den aktuelle markedspris*. Aktører, der alene ønsker at låse elprisudsvingene i en enkelt retning, kan handle med put og call optioner. En option giver ejeren ret til, men ikke pligt til, at købe (call) eller sælge (put) en forwardkontrakt i fremtiden til en i forvejen fastsat elpris. Med en call option sikrer man sig en fremtidig maksimumpris for køb af el. Med en put option sikrer man sig omvendt en fremtidig mindstepris for salg af el. Derfor virker optioner som en forsikring mod høje eller lave elpriser. Samtidig giver optioner – i modsætning til obligationer – stadig mulighed for penge på elprisbevægelser i den modsatte retning. På NASDAQ OMX handles kun optioner på base load forwardkontrakter.

De nordiske TSO'er deltager ikke aktivt i det finansielle marked. Dog arbejder TSO'erne på europæisk plan på en integration af forward-markedet igennem udviklingen af en fælleseuropæisk target model.

Put and call optioner kan også købes over the counter (OTC), og kan både handles med EPADs eller systemprisen, som underliggende aktiv.



**ENERGINET**  
El-systemansvar

KOLOFON

Energinet  
Tonne Kjærvej 65  
DK-7000 Fredericia

+45 70 10 22 44  
info@Energinet  
CVR-nr. 25 94 33 25

Forfatter: MBJ/MBJ  
Dato: 16. januar 2019