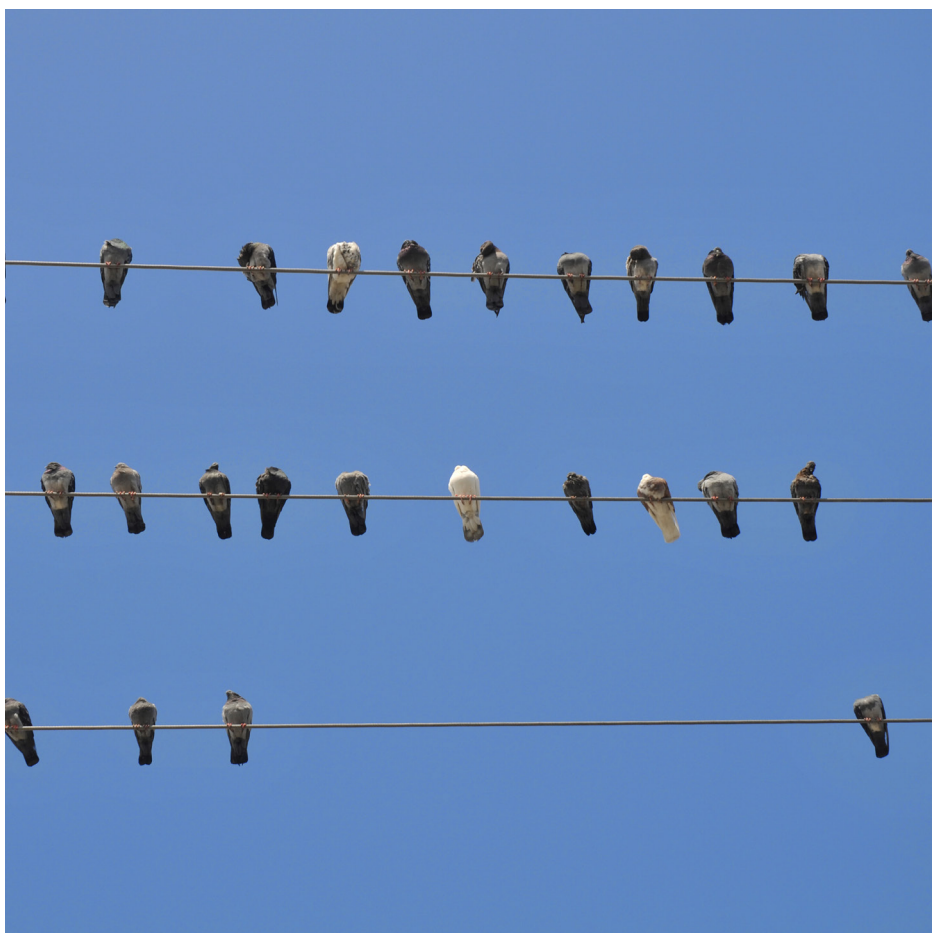
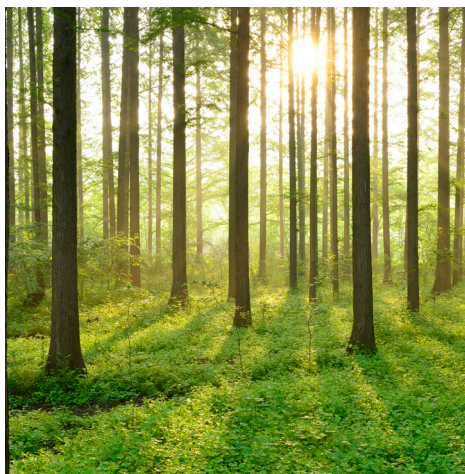


INTRADAGMARKNADEN

RAPPORT 2021:797



Intradagmarknaden

En generell beskrivning av intradagmarknadens funktion

MAGNUS BROLIN

CAMILLE HAMON

SOFIA NYSTRÖM

ISBN 978-91-7673-797-2 | © Energiforsk september 2021

Energiforsk AB | Telefon: 08-677 25 30 | E-post: kontakt@energiforsk.se | www.energiforsk.se

Förord

Intradagmarknaden är en marknad som växer både i volym och samhällsekonomiskt värde. Trots detta har denna marknads funktion och koppling till andra marknader i kraftsystemet endast utforskats i begränsad utsträckning. Denna rapport utgör en första kartläggning av intradagmarknadens funktion.

”INTRADAGMARKNADEN – En generell beskrivning av intradagmarknadens funktion” är en rapport framtagen i Energiforsks elmarknadsprogram Future Electricity Market Design (FemD).

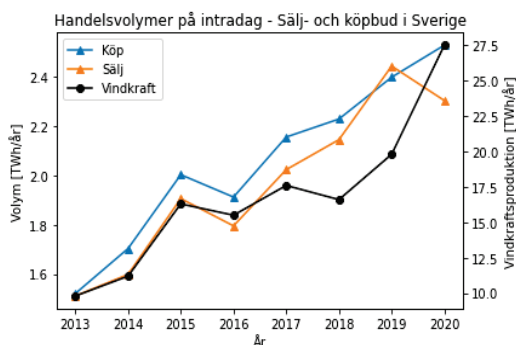
Utförare är Magnus Brolin, Camille Hamon och Sofia Nyström på forskningsinstitutet RISE. I projektets referensgrupp deltog Tania Pinzon (Svk), Magnus Thorstensson (Energiföretagen), Anna Sundberg (Öresundskraft), Henrik Forsgren (Göteborgs Energi), Rickard Nilsson (NordPool), Lars Joelsson (Vattenfall) och Mats Nilsson (för Energiforsk).

Sammanfattning

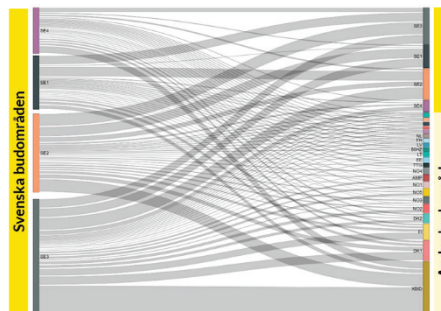
I och med omställningen till ett energisystem med en större andel förnybar el står elmarknaden inför flera utmaningar. Traditionella kraftslag som kärnkraft är ofta styrbar, men förnybara kraftslag som vindkraft är väderberoende. En ökad mängd förnybar produktion kan därmed innebära ett ökat behov av fysisk handel närmare leveranstimmen. Intradagmarknaden är en marknad för fysisk handel mellan leveranstimmen och dagen före marknaden, där majoriteten av all handel sker. Den planerade expansionen av förnybara kraftslag är en indikation på att intradagmarknadens betydelse kommer att öka. Av den anledningen är det viktigt att de aktörer som direkt eller indirekt kan påverka eller påverkas av intradagmarknaden har en god förståelse för dess funktion. Den här rapporten beskriver intradagmarknadens funktion och roll i elhandelssystemet.

Intradagmarknadens syfte var från början att möjliggöra för justering av obalanser mellan prognostiserad produktion och förbrukning närmare leveranstimmen, efter att dagen före-marknaden stängts. I och med den växande andelen förnybara kraftslag har intradagmarknaden fått ett utökat syfte och fungerar också som en allt viktigare marknad för fysisk handel.

Volymen som handlas på intradagmarknaden har ökat över tid. Utbyggnaden av vindkraft är troligen en stark påverkande faktor. Som den vänstra figuren nedan visar finns en korrelation mellan vindkraftsproduktion och handel på intradagmarknaden, men även andra faktorer existerar som troligen påverkar handlade volymer. Som figuren visar finns en fortsatt ökande aktivitet på intradagmarknaden trots en minskande vindkraftsproduktion under 2018. Under 2018 introducerades den nya gränsöverskridande europeiska intradagmarknaden SIDC, vilket innebär bättre möjligheter för gränsöverskridande handel mellan budområden under de timmar som överföringskapaciteten så tillåter. En stor del av all handel sker över sådana gränser, se figuren till höger nedan.



Vindkraftsproduktion och årsvolymer av intradaghandel för sälj- och köpbud i Sverige.



Andel av intradaghandel (köp och sälj) på Nord Pool mellan svenska budområden och andra budområden, 2020.

De flesta aktörer som handlar på intradagmarknaden är balansansvariga, men alla elmarknadens aktörer har möjlighet att handla på intradagmarknaden. Aktörerna på marknaden kan grovt delas in i behovsägare och resursägare. Behovsägare är aktörer för vilka ett behov av att köpa eller sälja uppstår efter stängning av dagen före-marknaden, exempelvis på grund av uppdaterade väderprognoser eller oplanerade bortfall av enheter. Resursägare är aktörer som förfogar över resurser som inte fick tillslag på dagen före-marknaden, vilket innebär att de har kapacitet kvar att sälja. Det kan exempelvis vara på grund av för dyra bud på dagen före-marknaden eller förändringar i tillgänglig produktion.

Intradagmarknaden är en av flera marknader i det svenska elhandelssystemet, vilket illustreras i figuren nedan. De olika marknaderna påverkar varandra i stor utsträckning. Exempelvis vad som händer på dagen före-marknaden påverkar intradagmarknaden, och vad en aktör förväntar sig kommer hända på reglermarknaden påverkar också dess agerande på intradagmarknaden.



Marknader för elhandel.

Reglermarknaden är viktig på grund av den efterföljande balansavräkningen. Balansavräkningen innebär en kostnad för de aktörer som inte lyckats placera sig i balans och är därmed ett incitament för aktörer att uppnå balans mellan handlade volymer och verkligt utfall. Den svenska balansavräkningen kommer att genomgå en förändring i november 2021. Den nya modellen kommer att vara baserad på enpris- och enpositionsmodellen (endast en position för både produktion och förbrukning; samma pris för obalanser i båda riktningar).

Under de närmsta åren kommer några större förändringar påverkan på intradagmarknaden att genomföras. På dagen före-marknaden kommer en ny flödesbaserad kapacitetsberäknings- och kapacitetsallokeringsmetod att införas i Norden i Q3 2022. Detta kommer att påverka de överföringskapaciteter som finns tillgängliga för handel på intradagmarknaden. Den nya metoden förväntas exempelvis leda till fler tillfällen av så-kallade icke-intuitiva flöden, det vill säga handelsflöden från hög- till lågprisområden. För intradagmarknaden innebär det att kapaciteten kommer att sättas till noll i motsatt riktning, då ett marknadsflöde åt andra hållet skulle innebära en överträdelse av överföringskapaciteten någon

annanstans i systemet. Detta kan leda till minskade möjligheter för gränsöverskridande handel på intradagmarknaden och potentiellt flytta obalanser till reglermarknaden.

En annan förändring är införandet av auktioner på intradagmarknaden under 2023. Det är möjligt att dessa kan komma att påverka handeln genom att handelsvolymerna flyttas från dagen före-marknaden till intradagauktioner som äger rum närmare leveranstimmen. Detta kan påverka prisbildningen på dagen före-marknaden och kan därmed även inverka på prissättningen på reglermarknader och för obalanser.

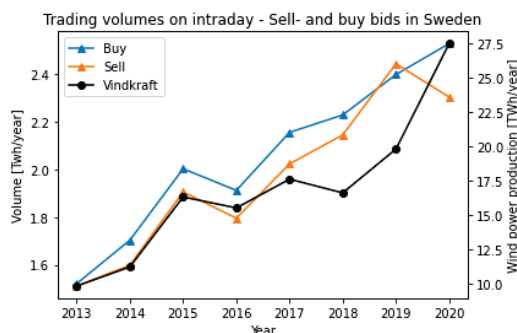
En tredje förändring är införandet av 15 minuters avräknings- och handelsperiod. Detta kommer att gälla i hela Norden från och med maj 2023, och kommer att innebära stora förändringar för marknadsaktörerna. Det är exempelvis troligt att avvikelser mellan faktisk och planerad produktion (eller förbrukning) minskar, men samtidigt minskar möjligheten för aktörer att jämna ut sina avvikelser under avräkningsperioden då denna blir kortare.

Summary

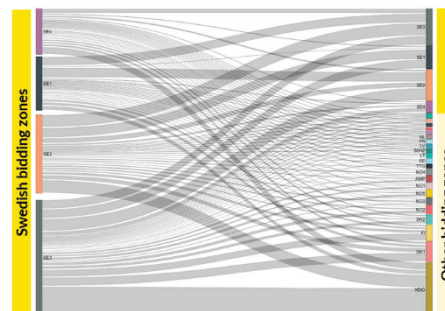
Electricity markets are facing multiple challenges due to the transition to an energy system with larger amounts of variable renewable energy sources (vRES). Traditional energy sources such as nuclear and hydropower are dispatchable whereas vRES such as wind power are predictable to a certain degree. This transition can entail an increased need for physical trading closer to real-time. The intraday market is a market for physical trading where market participants can continue trading after the day-ahead market has closed. Today, most of the trading activities occur on the day-ahead market. The planned expansion of vRES will most likely entail that the importance of the intraday market will increase. Therefore, it is important that stakeholders that have an impact on or are impacted by the intraday market have a thorough understanding of the function of this market. This report describes the role and function of the intraday market.

The intraday market was originally designed to allow for adjustments of imbalances between forecasted production and demand after the day-ahead market has closed and when approaching real-time operations. The increase of vRES has entailed that the role of the intraday market has expanded to also become an important marketplace for physical trading.

The trading volumes on the intraday market have been increasing. The expansion of wind power is likely to be one of the most contributing factors. The leftmost figure below shows that there seems to be a correlation between wind power production and the volume of intraday trading. Other factors are also likely to have contributed to the increase in trading volume. In 2018, a new cross-border European intraday market (single intraday market coupling, SIDC) was introduced. This enables large possibilities for cross-border trading when the availability of cross-border trading capacity allows for it. In the rightmost figure below, it can be observed that a large share of all trading occurs across bidding zone borders.



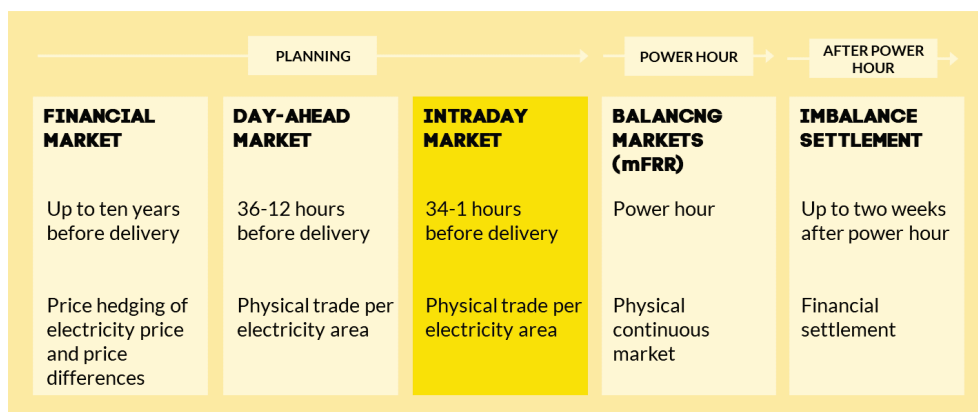
Wind power production and yearly volumes of intraday trading (sell and buy) in Sweden in 2020.



Share of intraday trading on Nordpool between Swedish and other bidding zones, 2020.

Most of the participants that trade on the intraday market are also balance responsible, although that is not a requirement. The participants can roughly be divided into need owners and resource owners. Need owners are market participants for whom a need to buy or sell has come up after the closing of the day-ahead market, for example due to updated weather forecasts or unplanned loss of units. Resource owners are market participants that have spare resources that did not get committed on the day-ahead market, for example due to too expensive bids or changes in their availability.

The intraday market is one of several markets in the Swedish electricity trading system, see figure below. The different markets all influence each other to a large extent. For example, what happens on the day-ahead market has an impact on the intraday market. Another example is that a market participant's expectations on what is going to happen on the balancing market influences this participant's trading decisions on the intraday market.



Markets for electricity trading in Sweden.

The balancing market is important because of its influence on the subsequent imbalance settlement. Imbalances between planned and metered production or consumption incur a cost for market participants, which acts as an incentive for the market participants to be in balance. The Swedish imbalance settlement model will undergo changes in November 2021. The new model will be based on a one-price and one-position structure, which means that there will be only one position for both production and consumption imbalances, and that imbalances will receive the same price regardless of the imbalance direction.

In the coming years, a few changes are expected to impact the intraday market. First, the new flow-based capacity calculation and allocation methodology will go live on the day-ahead market in Q3 2022. This will impact the trading capacities available for intraday trading. For example, the new flow-based methodology is expected to lead to more occurrences of so-called counter-intuitive trading flows where day-ahead trading flows go from high to low price areas. In such situations, the intraday trading capacity will be zero in the opposite direction, which can lead

to a reduction of the cross-border capacity for intraday trading and, therefore, may move imbalances to the real-time balancing market.

A second change is the introduction of intraday auctions in 2023. They will likely attract some of the trading occurring today on the day-ahead market since they take place closer to real-time. This can have an impact on the price formation on the day-ahead market and on the imbalance settlement prices.

A third change is the introduction of the 15-minute imbalance settlement and trading period, which is expected to occur in May 2023 for the Nordics. It will have a large impact on the market participants. For example, imbalances to be settled in real-time will most likely be reduced, at the cost of decreased possibilities for market participants to even out their imbalances throughout the settlement period since this period becomes shorter.

Innehåll

1	Inledning	12
2	Intradagmarknadens roll och funktion – nu och då	13
2.1	Marknaderna – en kort introduktion	13
2.2	Intradagmarknaden genom tiderna	15
2.3	Handeln på intradagmarknaden	20
3	Exempel från verkligheten	33
3.1	Ej styrbar produktion: Vindkraft	33
3.2	Styrbar produktion: Kärnkraft	35
4	Trender	39
4.1	Volymer	39
4.2	Påverkan av vindkraftsutbyggnaden på ID	40
4.3	Priser	41
4.4	Gränsöverskridande ID-handel	43
5	Framtida möjligheter och utmaningar	50
5.1	Flödesbaserad kapacitetsberäkningsmetod för dagen före-marknaden	50
5.2	Intradagauktioner	51
5.3	15 minuters avräkning	52
5.4	Framtida forskning	53
6	Referenser	55

Lista över förkortningar

Förkortning	Beskrivning
BRP	Balance responsible party (Balansansvarig)
DA	Day-ahead (dagen före)
ID	Intradag
MFRR	Manual Frequency Restoration Reserve
NEMO	Nominerad elmarknadsoperatör, till exempel Nord Pool
SDAC	Single Day-Ahead Coupling
SIDC	Single Intraday Coupling
TSO	Transmission system operator (Systemansvarig)
XBID	Cross-Border Intraday. XBID is the system delivering SIDC Continuous Trading.

1 Inledning

Sverige har på senare år sett en relativt kraftig utbyggnad av förnybara kraftslag som vind- och solkraft. Ett av kännetecknen för dessa kraftslag är att de är svåra att prognosticera. Det blir därför allt viktigare med kompletterande marknader där justeringar från handeln på dagen före-marknaden kan göras på ett kostnadseffektivt sätt. Intradagmarknaden är en sådan kompletterande marknad. Den planerade expansionen av förnybara kraftslag är alltså en indikation på att intradagmarknadens betydelse kommer att öka. Av den anledningen är det viktigt att de aktörer som direkt eller indirekt kan påverka eller påverkas av intradagmarknaden har en god förståelse för dess funktion.

Den litteratur som beskriver den svenska intradagmarknaden är relativt begränsad utifrån vad som identifierats under projektets gång. Såväl (Scharff & Amelin, 2016) och (Scharff, 2015) ger en god beskrivning av marknaden med fokus på handelsmönster och aktörers olika beteenden, men på grund av genomförda och kommande förändringar finns behov att komplettera och uppdatera tidigare publicerad litteratur.

Denna rapport ger en grundläggande beskrivning av intradagmarknadens roll och funktion, samt framtida möjligheter och utmaningar. Syftet är att på ett pedagogiskt och lättillgängligt sätt bidra till en ökad förståelse för marknaden och hur den relaterar till angränsande marknader. Målgruppen är personer som indirekt arbetar med eller är intresserade av intradagmarknaden och som vill lära sig om dess grundläggande roll och funktion.

I kapitel 2 beskrivs den kontext i vilken marknaden verkar samt dess roll och funktion. Dessutom ges en beskrivning av hur marknaden är uppbyggd, hur handeln går till och vilka överväganden som marknadens aktörer kan ställas inför. I kapitel 3 ges tre exempel på situationer som typiskt leder till handel på intradagmarknaden, det första tar upp förändringar och osäkerhet i vindprognoser, och det andra och tredje tar upp plötsliga förändringar i kärnkraftsproduktion. I kapitel 4 beskrivs intradagmarknadens trender med fokus på volymer, hur vindkraftsutbyggnad korrelerar med dessa, handelsmönster, priser och gränsöverskridande handel. I det avslutande kapitel 5 beskrivs kommande förändringar samt förslag på möjlig framtida forskning presenteras.

2 Intradagmarknadens roll och funktion – nu och då

I det här kapitlet beskrivs intradagmarknadens roll och funktion samt handel, hur den har utvecklats över tid, hur den är idag och vissa kommande förändringar.

2.1 MARKNADERNA – EN KORT INTRODUKTION

Intradagmarknaden är en av flera marknader i det svenska elhandelssystemet. Utöver intradagmarknaden finns även prissäkrings-, dagen före- och flera marknader för handel med reglerkraft, varav mFRR som beskrivs nedan är en, samt efterföljande avräkning, se Figur 1. Handeln på alla marknader förutom reglermarknaden och balansavräkningen sker innan leveranstimmen, det vill säga under planeringsfasen och är därmed baserad på prognoser. Handeln på reglermarknaden sker i realtid under leveranstimmen och balansavräkningen sker en tid efter leveranstimmen.



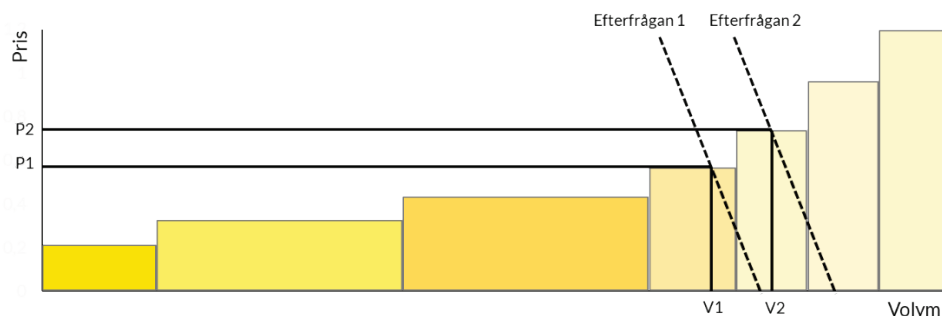
Figur 1: Marknader för elhandel.

Baserad på (Energimarknadsinspektionen, 2020)

Handeln på **prissäkringsmarknaden** kan inledas upp till tio år innan leverans och dess syfte är framför allt att hantera de ekonomiska risker som uppkommer på grund av prisvariationer. En elproducent kan säkra upp sin intäkt och en stor elkonsument kan med större säkerhet uppskatta sina framtida elkostnader jämfört med om de valt att inte handla på prissäkringsmarknaden (Energimarknadsinspektionen, 2020). Det finns även bilaterala avtal för långsiktig fysisk handel, dessa är inte del av de standardiserade produkterna och saknar tidsbegränsning.

Dagen före-marknaden (eng. *Day-Ahead market*) är en auktionsbaserad marknad där handel för nästkommande dygns alla timmar sker. Syftet med handeln är att på ett effektivt sätt matcha morgondagens produktion och förbrukning, och det är här som majoriteten av all fysisk handel sker. När marknaden stänger kl. 12.00 ska köp- och säljbud med önskade volymer och priser för nästkommande dygn vara inlämnade. Baserat på buden konstrueras en utbuds- och en efterfrågekurva, se Figur 2, och de säljbud som ligger lägre än jämviktspriset får sälja och de köpbud

som ligger över får köpa. Jämviktspriset är marknadspriset vilket innebär att samtliga köper och säljer till jämviktspris oavsett initialt bud (Energimarknadsinspektionen, 2020). Detta brukar kallas för pay-as-clear eller marginalprissättning.



Figur 2: Illustrativ figur som beskriver dagen före-marknaden.

De bud som kommer in sorteras efter pris, det innebär att dyrare kraftslag hamnar till höger på utbudskurvan i figuren och långt ner på *merit order*-listan. Om figuren hade varit en avbild av verkligheten hade den gula boxen längst till vänster förmodligen bestått av vindkraft, den andra av vattenkraft och den tredje av kärnkraft. Efterfrågekurvan visar hur mycket el som behöver efterfrågas. Om efterfrågan ökar förskjuts den till höger. Där efterfrågekurvan och utbudskurvan möts ges jämviktspriset.

Sedan 2014 är Sverige med i ett europeiskt samarbete med målet att skapa en gemensam europeisk dagen före-marknad¹. Projektet heter SDAC, kort för *Single Day-Ahead Coupling*, och kopplar samman marknadsoperatörerna via en gemensam algoritm, PCR EUPHEMIA, som med hänsyn till gränsöverskridande överföringskapaciteter matchar bud. Syftet är att öka effektiviteten genom ökad konkurrens, likviditet och ett bättre utnyttjande av Europas elproduktion (All NEMOs Committee, 2019). Denna sammankoppling är idag till 90% realiserad för hela EU plus Norge. Ytterligare 4 länder (Ungern, Rumänien, Tjeckoslovakien och Slovenien) kommer integreras till kvartal 3 2021².

Nio timmar före den första timmens leverans öppnar **intradagmarknaden** och håller sedan öppet fram till en timme före varje leveranstimme.³ I kommande delar av rapporten följer en mer detaljerad beskrivning av intradagmarknaden, men en beskrivning av dess övergripande syfte har historiskt varit att justera obalanser mellan prognostiserad produktion och förbrukning. I takt med att mängden förnybar elproduktion ökar i systemet kan intradagmarknaden dock bli en allt viktigare marknad för fysisk handel genom att mer volym generellt flyttas från dagen före-marknaden in på intradagmarknaden. Det finns flera anledningar till att handla på intradagmarknaden, vilket beskrivs i kapitel 2.3, och ett par exempel ges i kapitel 3. Det vanligaste målet är att uppnå balans vid leveranstimmen (Energimarknadsinspektionen, 2020).

¹ Innan 2014 var Sverige integrerad med hela Norden och Baltikum, samt Polen och med koppling mot CWE-regionen bestående av Tyskland, Benelux och Frankrike.

² Dessa 4 länder utgör idag en egen sammankopplad region ("4MMC"-regionen).

³ 60 minuter gäller i Sverige, det varierar dock mellan länder/budområden. I Finland, Estland och stora delar av kontinental Europa håller intradagmarknaden exempelvis öppet fram tills noll minuter innan leverans.

Till skillnad från dagen före-marknaden matchas bud kontinuerligt, det kan förenklat beskrivas som en "först till kvarn"-princip. Likt dagen före-marknaden finns ett europeiskt gränsöverskridande samarbete, *Single Intraday Coupling* (SIDC). Här sammanförs marknadsoperatörerna för att arbeta vidare med projektet *Cross-Border Intraday* (XBID) som realiserades sommaren 2018 när intradagmarknaderna kopplades samman. XBID är också namnet på den tekniska lösning som möjliggör SIDC (All NEMOs Committee, 2020). Implementeringen av SIDC beskrivs mer i detalj i kapitel 2.2 och dess utformning och funktion beskrivs närmare i kapitel 2.3.2.

Reglermarknaden, mFRR, är den enda av systemtjänstemarknaderna som kommer att behandlas i den här rapporten.⁴ Det beror på att det är priset på mFRR som definierar priset på obalanserna i balansavräkningen, vilket påverkar hur aktörer agerar på intradagmarknaden. De övriga systemtjänsterna har i dagsläget inte samma koppling till handeln på intradagmarknaden.

mFRR:s syfte är att tillhandahålla reglerresurser som återställer frekvensen när det uppstår störningar i driften av elsystemet. Störningar kan uppstå på grund av obalanser mellan produktion och konsumtion eller vid fel på anläggningar eller transmissionsnätets ledningar (Svenska kraftnät, 2021b). Marknaden är gemensam för Norden och förlitar sig till stor del på frivilliga bud från balansansvariga till systemoperatören (TSO), vilket i Sverige är Svenska kraftnät (Svenska kraftnät, 2020b). Om de frivilliga buden inte räcker till kan Svenska kraftnät aktivera tidigare upphandlad mFRR eller Störningsreserven (Svenska kraftnät, 2021b). Det pågår just nu ett arbete med att implementera en ny modell för reglermarknaden, *Nordic Balancing Model* (Energimarknadsinspektionen, 2020).

Elmarknaden är utformad för att incentivera balansansvariga aktörer⁵ att planera och handla sig till balans innan leveranstimmen, men det är svårt och ovanligt att lyckas med att handla sig i perfekt balans. Under två veckor efter leveranstimmen insamlas uppgifter som ligger till grund för **balansavräkningen**, det sista steget i Figur 1, där de balansansvariga faktureras för sina obalanser (eSett, 2018). Priserna för dessa obalanser är viktiga faktorer för aktörernas beteende på intradagmarknaden, detaljer om hur balansavräkningen och prissättningen går till beskrivs därför i kapitel 2.3.

2.2 INTRADAGMARKNADEN GENOM TIDERNA

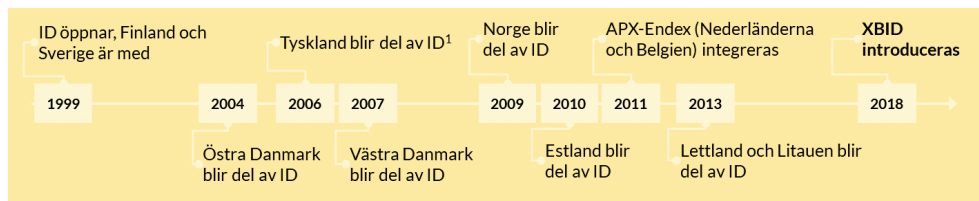
Den svenska elmarknaden avreglerades 1996, från ett system där staten beslutade vilka företag som fick sälja el till vem och till vilket pris, till ett system där såväl handel som produktion konkurrensutsattes (Energikommissionen, 2016). Samtidigt etableras en norsk-svensk elbörs som döptes till Nord Pool ASA för att

⁴ De övriga marknaderna är Fast Frequency Reserve (FFR), Frequency Containment Reserve Normal (FCR-N), Frequency Containment Reserve Disturbance (FCR-D) och automated Frequency Restoration Reserve (aFRR). mFRR står för manual Frequency Restoration Reserve.

⁵ Alla elleverantörer är skyldiga att leverera samma mängd el som deras kunder förbrukar, en aktör med balansansvar har åtagit sig att se till att balansen hålls. Elleverantören kan antingen ta ansvaret själv och därmed bli balansansvarig eller sluta ett avtal med en annan aktör som är balansansvarig.

möjliggöra en effektiv elhandel och vid millennieskiftet var samtliga nordiska länder en del av en gemensam Nordisk dagen före-spotmarknad⁶ (Nord Pool, n.a.).

Under de första åren efter avregleringen skedde all handel på dagen före-marknaden och eventuella obalanser hanterades genom att justera produktion eller förbrukning genom bilateral handel (Energikommisionen, 2016). Denna bilaterala handel var begränsad till intern handel inom respektive land. Intradagmarknaden Elbas infördes 1999 (Nord Pool, n.a.) för att underlätta justering av handlade volymer under tiden mellan dagen före-marknaden och leveranstimmen och möjliggjorde även intradaghandel mellan Sverige och Finland. Genom åren har marknadens geografiska spridning ökat kraftigt, se Figur 3. Under de första åren omfattades endast Sverige och Finland, för att 2004–2006 få sällskap av Danmark och Tyskland. Tyska aktörer fick dock möjlighet att börja handla på dåvarande EEX några månader efter att Elbas etablerades i Tyskland. Under 2009–2013 blev även Norge, Estland, Lettland och Litauen del av marknaden liksom Nederländerna och Belgien när APX-Endex integrerades.



Figur 3: Intradagmarknadens tidslinje.

1) Aktörer i Tyskland kan också handla på EpexIntraday.

(Energimarknadsinspektionen, 2020), (Scharff & Amelin, 2016), (Nord Pool, 2021e)

En stor förändring skedde 2018 när SIDC, en gränsöverskridande europeisk intradagmarknad, introducerades. SIDC är baserad på ett gemensamt IT-system, XBID, med en *Shared Order Book*, en *Capacity Management Module* och en *Shipping Module*. XBID möjliggör för bud som lämnas in i ett område att matchas med bud som lämnas in i ett annat område inom SIDC:s räckvidd, givet att det finns tillgänglig överföringskapacitet (ENTSOE, 2018).

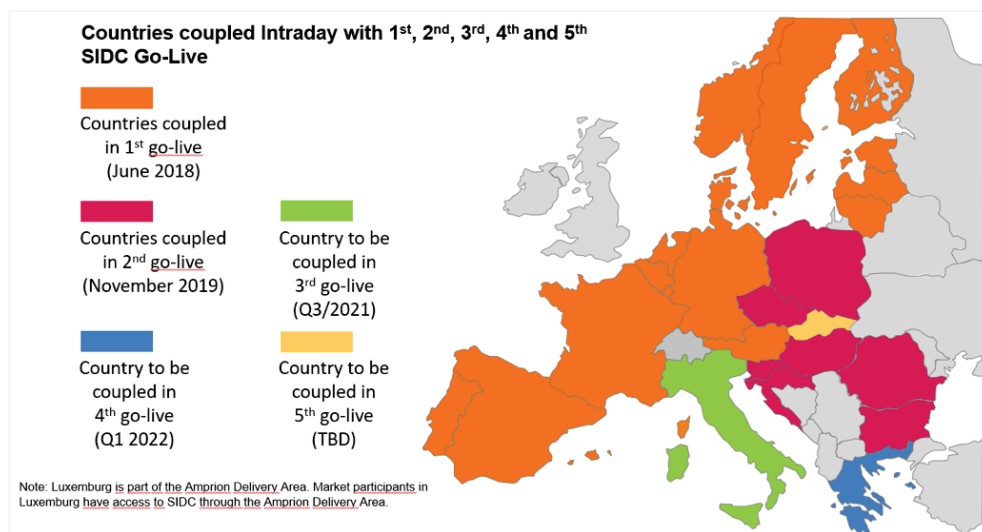
Bakgrunden till en gränsöverskridande europeisk intradagmarknad återfinns i EU:s förordning om fastställande av riktlinjer för kapacitetstilldelning och hantering av överbelastning från 2015. Syftet med att koppla samman regioner för dagen före- och intradagmarknaden är flerfaldigt⁷, men går i korthet ut på att upprätthålla en trygg energiförsörjning, öka konkurrenskraften och se till att alla

⁶ Sverige kopplades först samman med Norge 1996. Finland tillkom i juni 1998, Jylland i juli 1999 och slutligen Själland i oktober 2000.

⁷ Syftet med förordningen är att a) främja ändamålsenlig konkurrens inom elproduktion, elhandel och elförsörjning, b) säkerställa optimal användning av infrastruktur för överföring, c) säkerställa driftsäkerhet, d) optimera beräkning och tilldelning av kapacitet mellan elområden, e) säkerställa rättvis och icke-diskriminerande behandling av systemansvariga för överföringssystem, nominerade elmarknadsoperatörer, byrå, tillsynsmyndigheter och marknadsaktörer, f) säkerställa och förbättra öppen och tillförlitlig information, g) bidra till en effektiv och långsiktig drift och utveckling av elöverföringssystemet och elsektorn i unionen, h) ta hänsyn till behovet av en rättvis och välordnad marknad och en rättvis och välordnad prisbildning, i) skapa en spelplan med lika villkor för nominerade elmarknadsoperatörer, j) tillhandahålla en icke-diskriminerande tillgång till kapacitet mellan elområden. (Europeiska kommissionen, 2015)

konsumenter kan köpa energi till överkomliga priser (Europeiska kommissionen, 2015).

I den första så kallade *go-live*-rundan i juni 2018 kopplades 15 länder samman, i den andra rundan adderades ytterligare sju och i runda tre och fyra planeras för ytterligare två. Den fjärde rundan planeras att genomföras under första kvartalet 2022 och marknaden kommer då omfatta 24 länder, se Figur 4. Målet är att även Slovakien ska integreras men det är ännu inte bestämt när (All NEMOs Committee, 2021).



Figur 4: SIDC Go-Live.
(ENTSO-E, 2021)

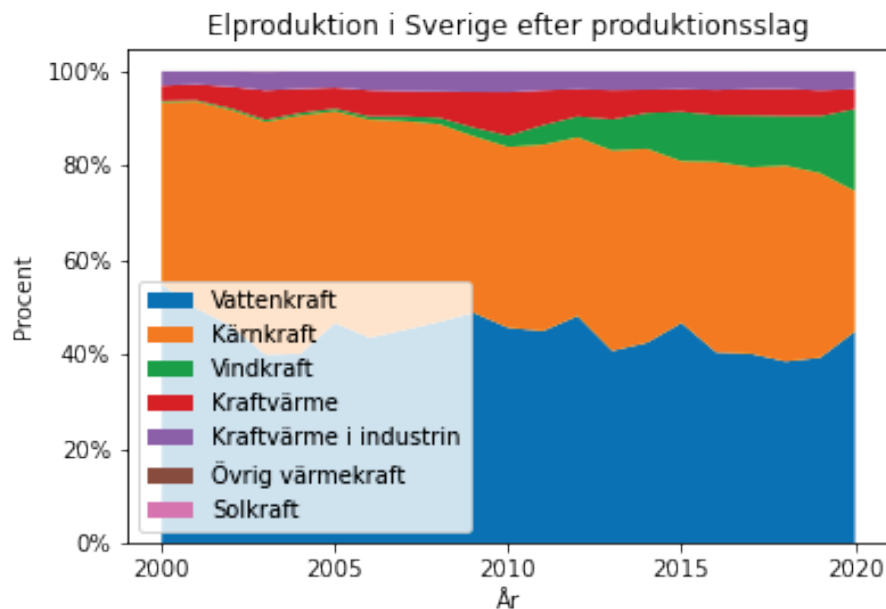
Volymerna som handlas på intradagmarknaden presenteras i mer detalj i kapitel 4, men mellan 2013 och 2020 har handlad volym i Sverige fördubblats från ca 1,3 TWh till 2,6 TWh per år. En liknande utveckling har skett utifrån ett nordiskt perspektiv. Tre TWh motsvarar nästan två procent av all elproduktion i Sverige under 2020 och drygt två procent av all elförbrukning. Det är alltså en relativt liten del av all el som handlas på intradagmarknaden (SCB, 2021).

För att en marknad ska fungera effektivt är det viktigt att den är likvid. Likviditeten är inte direkt observerbar och det finns inget vedertaget mått, men den kan beskrivas som hur lätt eller svårt det är att handla på en marknad. Ofta används handelsvolymen som en proxy. Om marknaden är likvid är det lätt att handla, och i annat fall är det svårt att handla. Likviditeten är en funktion av många parametrar men ett högt antal deltagare och transaktioner är positivt (Weber, 2010).

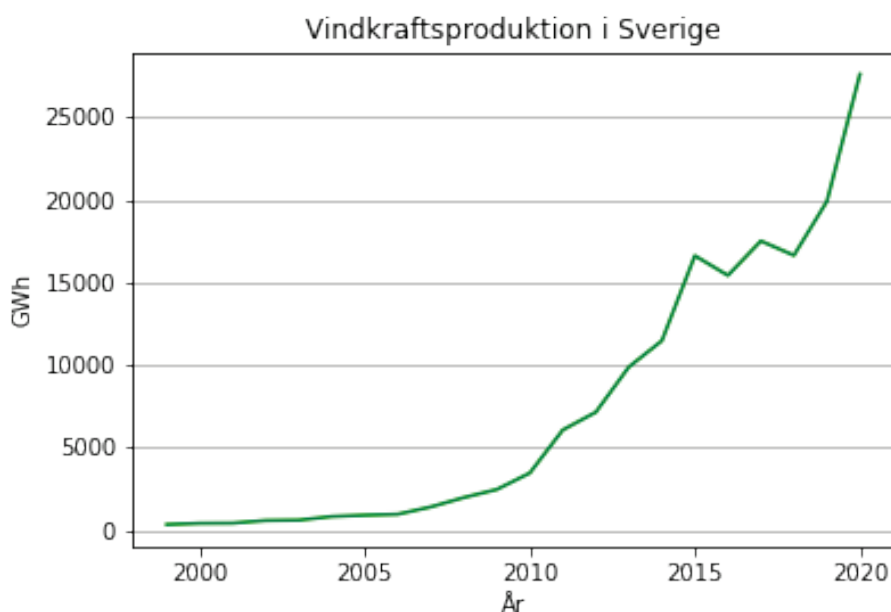
En låg likviditet på intradagmarknaden behöver inte betyda att elmarknaden inte fungerar effektivt, det är naturligtvis positivt att behovet av justeringar är lågt. Dock kan det innebära problem för aktörer med behov av att göra justeringar på intradagmarknaden efter exempelvis uppdaterade prognoser. Sveriges många budområden innebär en försvårande omständighet för likviditeten eftersom färre aktörer möts. Många andra länder har endast ett eller färre områden, exempelvis Tyskland har bara ett budområde vilket är positivt för likviditeten men har andra

nackdelar såsom en sämre avbild av det fysiska kraftsystemet. En djupare diskussion om för- och nackdelar med många eller få budområden ingår inte i den här rapporten.

Parallellt med händelserna på och utvecklingen av intradagmarknaden har Sveriges elproduktion under de senaste 20 åren genomgått en förändring som innebär att vindkraften blir allt viktigare. Drygt 17 procent av all el som producerades i Sverige under 2020 kom från vindkraft och antalet GWh ökar snabbt, se Figur 5 och Figur 6. Enligt Energimyndighetens korttidsprognos kommer vindkraften att öka kraftigt under de närmsta åren. De prognostiserar att 43 TWh vindkraft kommer att produceras 2023, jämfört med 20 TWh i 2019. Även solkraftproduktionen förväntas öka, från mindre än en TWh under 2019 till tre TWh i 2023 (Energimyndigheten, 2020).



Figur 5: Elproduktion i Sverige efter produktionsslag.
(SCB, 2021)



Figur 6: Vindkraftsproduktion i Sverige.

(SCB, 2021)

Den ökande andelen av förnybara energikällor innebär att produktionen beror alltmer på sol och vind. För elmarknaden och den dagliga elhandeln innebär utvecklingen en ökad osäkerhet på grund av mer osäkra prognoser.

Vindprognoserna blir mer exakta närmare leveranstimmen vilket innebär att intradagmarknadens betydelse ökar. På intradagmarknaden kan vindkraftsproducenterna justera sina produktionsplaner i det fall prognosen ändrats, genom att öka eller minska den sålda volymen (Energikommisionen, 2016). Kapitel 4 undersöker hur handeln på intradagmarknaden förändrats i takt med vindkraftens växande andel av den totala elproduktionen.

För elproducenter utgör alltså intradagmarknaden ett viktigt komplement till dagen före-marknaden och det finns indikationer på att dess betydelse och likviditet kommer att öka i takt med andelen förnybara energikällor. På systemnivå kan intradagmarknaden minska volymen av aktiverade balansresurser (Scharff & Amelin, 2016) vilket innebär ett mer effektivt utnyttjande av elsystemet.

En ökad osäkerhet kan skapa möjligheter för nya aktörer på intradagmarknaden. Förändringarna kan, på grund av mer volatilt utbud, leda till mer volatila priser vilket skapar fördelaktiga förhållanden för spekulativ handel.⁸ Den spekulativa handeln på intradagmarknaden är ännu i sin linda och vad den har för konsekvenser för intradaghandeln undersöks inte i den här rapporten. En fördel är dock att den troligen bidrar med likviditet.

⁸ En kanske för allmänheten mer känd form av spekulativ handel är valutahandel: Innehavet av valutan är i sig inte intressant utan handeln går ut på att genom köp och sälj av valuta utnyttja rörelser i valutakursen för att tjäna pengar.

2.3 HANDELN PÅ INTRADAGMARKNADEN

Nedan beskrivs olika typer av aktörer på intradagmarknaden och hur den är uppbyggd efter implementeringen av SIDC, vilket leder vidare till gränsöverskridande handel och därmed betydelsen av handelskapaciteter. Avslutningsvis beskrivs nuvarande och kommande balansavräkningsmodell samt olika strategier som är tillgängliga för aktörerna på marknaden.

2.3.1 Aktörer på intradagmarknaden

Utifrån ett teoretiskt perspektiv går det att generellt klassificera majoriteten av aktörerna som handlar på intradagmarknaden i två kategorier: **behovsägare** och **resursägare**. Marknadens aktörer kan iklä sig båda rollerna och kommer förmodligen att göra så beroende på vilken situation de befinner sig i för tillfället, de är alltså inte statiska. Behovsägare är aktörer för vilka ett behov av att köpa eller sälja uppstår efter stängning av dagen före-marknaden. Detta kan bero på en mängd olika faktorer, exempelvis uppdaterade väderprognoser eller oplanerade bortfall av enheter.

- **Uppdaterade väderprognoser**
Som beskrivs i kapitel 2.2 är många produktionsslag väderberoende. Det innebär att den tillgängliga kapaciteten inte är känd förrän leveranstimmen utan måste prognosticeras. Prognoser gjorda närmare leveranstimmen innebär ofta avvikelser från dagen före-prognoser och därmed uppstår ett behov av att handla sig i balans.
- **Oplanerade bortfall av enheter**
Om enheter för produktion plötsligt faller bort efter stängningen av dagen före-marknaden uppstår en obalans mellan planerad produktion och tillgänglig kapacitet. Om det händer uppstår ett behov av att handla sig i balans.
- **Förändring i efterfrågan**
Förändringar i förbrukning kan också skapa ett behov av att handla på intradagmarknaden för att återställa balansen. Förändringar i förbrukningsprognosen kan exempelvis bero på förändrad utetemperatur eller produktionsstopp hos en stor industri.

Resursägare är aktörer som förfogar över resurser som inte fick tillslag på dagen före-marknaden, vilket innebär att de har kapacitet kvar att sälja. Detta kan bero på en mängd olika faktorer, exempelvis för dyra bud på dagen före-marknaden eller förändringar i tillgänglig produktion.

- **För dyra bud**
Produktionsresurser vars budpris hamnade för högt upp i *merit order-listan*, vilket innebär att de ligger över jämviktspriset (se Figur 2 på sidan 14) och inte blir sålda på dagen före-marknaden men kan åter läggas ut till försäljning på intradagmarknaden.
- **Nyttillkomna enheter**
Enheter som blev tillgängliga först efter att dagen före-marknaden stängt,

exempelvis på grund av underhållsarbete som avslutades tidigare än planerat.

- **Ändrade gränsöverskridande handelskapaciteter**

Systemansvariga har möjlighet att kontinuerligt uppdatera handelskapaciteter som erbjuds till intradagmarknaden efter stängningen av dagen före-marknaden. Sker en ökning av handelskapaciteter kan gränsöverskridande affärer som inte var möjliga att göra på DA nu göras på ID.

Behovsägare har ett incitament att delta på intradagmarknaden för att minska sina obalanser. De kan välja mellan att försöka stänga sina obalanser på intradagmarknaden, att ta balanskraftkostnaderna i balansavräkningen eller att utnyttja intern flexibilitet i sin portfölj om denna finns.

Resursägare har utnyttjade resurser till sitt förfogande. Under tidsperioden för intradaghandeln kan dessa resursägare fortfarande ha olika platser att erbjuda sina resurser på såsom intradagmarknaden och reglermarknaden (Pogosjan & Winberg, 2013). Vad är ekonomiskt optimalt att göra beror mycket på resursslag och deras tekniska egenskaper såsom rampningsförmåga och aktiveringstid.

I båda fallen gör aktörerna en avvägning mellan att handla på intradagmarknaden och att stänga sina positioner i balansavräkningen (behovsägare) eller erbjuda sina resurser på reglermarknaden (resursägare). Eftersom obalanspriser beräknas baserat på upp- och nedregleringspriser finns en stark koppling mellan intradag- och reglermarknaderna. De flesta aktörer använder därför prognoser för riktning och priser eller prisspann på reglermarknaden som underlag för att bedöma värdet av att handla på intradagmarknaden. I denna bedömning ingår även en riskhanteringsstrategi som är specifik för varje aktör.

De flesta som handlar på intradagmarknaden är balansansvariga, men även andra aktörer har tillgång till marknaden. Ett exempel på en annan typ av aktör som kan handla på intradagmarknaden är storkonsumerande kunder, såsom stora industriföretag, som inte själva har ett balansansvar. De kan med hjälp av ett avtal med den som är balansansvarig för den aktuella portföljen handla på intradagmarknaden. De tar då sin egen eventuella obalanskostnad.

I dagsläget så deltar inte den svenska TSO:n på intradagmarknaden, men i exempelvis Finland och Tyskland, använder TSO:n intradagmarknaden för att göra motköp (även kallat mothandel). Motköp är en av de åtgärder som används av TSO:er för att upprätthålla driftsäkerheten genom att minska flöden som överskrider den driftsäkra kapaciteten. Det innebär att TSO:n betalar för ökad produktion i underskottsområde och/eller för minskad produktion i överskottsområde.

Elmarknadsförordningen (EU) 2019/943 kräver att TSO:er ska göra minst 70% av överföringskapaciteten tillgänglig för marknadsaktörer. Motköp kan vara ett sätt att uppfylla detta krav.

Motköp kan genomföras på olika marknader såsom intradag- eller reglerkraftmarknaderna. Fördelen med att TSO:er genomför motköp på

intradagmarknaden är att det kan finnas större volymer än på reglerkraftmarknaden samt att det ger TSO:er bättre framförhållning inför leveranstimmen. Dock kan det finnas oro för att TSO:er stör handeln på intradagmarknaden, varför TSO:er inte agerar på intradagmarknaden i vissa länder såsom i Sverige.

2.3.2 Intradaghandelns arkitektur

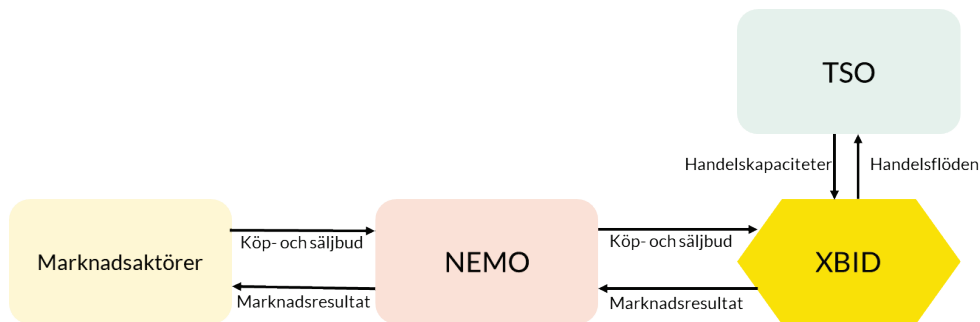
Som tidigare nämnts kallas den paneuropeiska intradagmarknaden för SIDC och IT-lösningen kallas för XBID. XBID möjliggör handel över budområdesgränserna mellan alla länder som ingår i SIDC, se kapitel 2.2.

Kopplingen mellan marknadsaktörerna och SIDC sker via nominerade elmarknadsoperatörer (eng. *Nominated electricity market operators*, NEMO) som tillhandahåller lokala handelslösningar. Marknadsaktörerna väljer vilken NEMO de vill använda och varje NEMO vidarebefordrar alla köp- och säljbud till en gemensam budlista för hela SIDC-regionen (Nord Pool, 2019).

Marknadsaktörerna kan börja handla, det vill säga lämna köp- eller säljbud, på intradagmarknaden kl. 14.00 dagen D-1 (dvs en dag innan den faktiska leveranstimmen) i ett och samma budområde. Gränsöverskridande handel inom Norden öppnar först kl. 15.00 D-1, kopplingen mot Central- och Västeuropa sker kl. 18.00 D-1 och mot Syd- och Östeuropa kl. 22.00 D-1. Handeln sker kontinuerligt fram till en timme före leveranstimmens början (Nord Pool, 2021d). I och med att bud matchas kontinuerligt när en motpart hittas sker prissättningen enligt pay-as-bid. En översikt av för- och nackdelar av kontinuerlig handel i detta sammanhang hittas i (Scharff & Amelin, 2016). I Sverige kan marknadsaktörer handla på ID fram till 60 minuter före leveranstimme medan i exempelvis Finland, Estland och stora delar av Kontinentaleuropa kan aktörer fortsätta handla via lokal börshandel eller bilateral handel fram tills noll minuter före leverans.

Systemoperatörerna (TSO) är ansvariga för att leverera handelskapaciteter till SIDC. Dessa kapaciteter kan ändras för att exempelvis justeras efter oplanerade händelser såsom bortfall av ledningar. Från SIDC får TSO:erna handelsflödena, dvs de planerade flödena enligt senaste handeln.

Figur 7 visar på ett förenklat sätt hur de olika aktörerna agerar med varandra. Mer information om de olika rollerna kan hittas i handboken från (eSett, 2018).



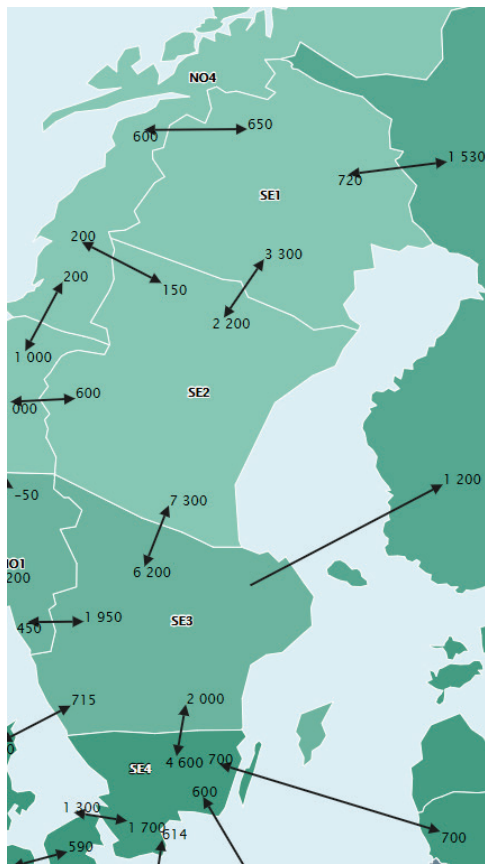
Figur 7: Förenklad arkitektur för SIDC.

2.3.3 Betydelse av handelskapaciteter för ID

Införandet av XBID har möjliggjort intradaghandel mellan alla budområden som ingår i den sammankopplade regionen, se kapitel 2.2. Handel mellan två budområden är dock endast möjlig om det finns tillräcklig handelskapacitet längs hela vägen mellan dessa.

TSO:erna uppdaterar kontinuerligt handelskapaciteterna enligt rådande förutsättningarna först till dagen före-marknaden (DA) innan kl. 12.00 D-1 och sedan till intradagmarknaden (ID) ända fram till leveranstimmen. Om inte all DA-kapacitet på en viss budområdesgräns använts på DA och förutsättningar är oförändrade kan den outnyttjade delen av DA-kapaciteten släppas till ID.

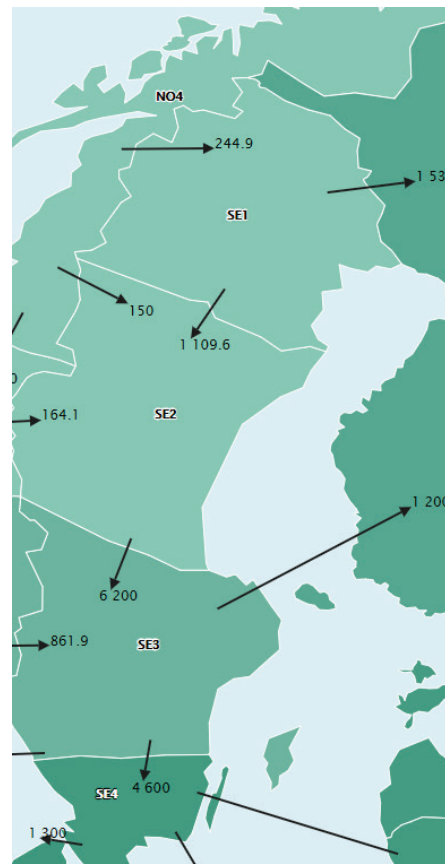
Detta illustreras i Figur 8 och Figur 9 som visar handelskapaciteter till DA och handelsflöden resulterande från DA-handeln den 25:e mars 2021 kl. 07-08. Handelsflödet från SE2 till SE3 är 6200 MWh/h, vilket också är DA-kapaciteten. Därför har DA-handeln använt all kapacitet på denna gräns (i denna riktning) och ID-kapaciteten från SE2 till SE3 skulle i detta fall sättas till 0 MWh/h. Notera att ID-kapaciteten åt andra riktningen (från SE3 till SE2) skulle sättas till 13 500 MWh/h och är summan av DA-handelsflödet från SE2 till SE3 på 6200 MWh/h och den helt oanvända DA-kapaciteten från SE3 till SE2 på 7300 MWh/h. Kapaciteten från SE3 till SE2 är satt på det sättet eftersom det finns handelsutrymme på ID både för att "köpa tillbaka" DA-handelsflödet från SE2 till SE3 och för att utnyttja den oanvända kapaciteten från SE3 till SE2. Just detta sätt att sätta kapaciteter i motsatt riktning kan komma att ändra när en ny kapacitetstilldelningsmetod (den så kallade flödesbaserade metoden) kommer att införas på DA-marknaden, se kapitel 5.1 för mer information om detta.



Figur 8: Handelskapaciteter till DA.

25 mars 2021 kl. 07-08

(Nord Pool, 2021a)



Figur 9: DA-handelsflöden.

25 mars 2021 kl. 07-08

(Nord Pool, 2021a)

Det finns tillfällen när de initiala handelskapaciteter som släppts till ID inte motsvarar restkapaciteter från DA. Kapaciteter på vissa budområdesgränser är till exempel samberoende eftersom handelsflöden på dessa gränser belastar samma del av nätet om flödena går i en viss riktning. Innan DA-marknadsutfallet är tillgängligt har TSO:erna ingen information om flödesriktningar och måste därför tillämpa försiktighetsåtgärder genom att begränsa kapaciteter på alla gränser som om flöden på dem var i den belastande riktningen. När DA-marknadsutfallet är tillgängligt får TSO:erna mer information om flödesriktningar för DA-handeln och kan därmed i vissa situationer höja kapaciteter till ID på vissa gränser om flöden på andra gränser inte går i den belastande riktningen.

Ett annat fall när ID-kapaciteten inte är restkapaciteter från DA är om kapaciteterna är väderberoende. Ett exempel kan vara att en viss förbindelse mellan två budområden har en temperaturberoende kapacitet. Ändringar i temperaturprognoser efter DA-auktionen är klar innebär då ändringar i kapaciteter för ID, antingen en ökning eller en minskning.

De kapaciteter som släpps initialt av TSO:erna till ID kan också komma att ändras vid oplanerade händelser. Ett exempel på det är bortfallet av en gränsförbindelse som resulterar i en mindre kapacitet för denna budområdesgräns.

En kvantitativ analys av utnyttjandet av ID-kapaciteter och gränsöverskridande ID-handel återfinns i kapitel 4.4.

2.3.4 Nuvarande balansavräkning och strategier

Den svenska balansavräkningen kommer att genomgå en förändring i november 2021. Nedan beskrivs dagens modell och i efterföljande kapitel 2.3.5 beskrivs de kommande förändringarna.

För att förstå intradagmarknaden är det viktigt att förstå hur balansavräkningen går till. Elhandelsföretag bedriver bilateral handel eller handel på dagen före- eller intradagmarknaden. Alla elhandelsföretag har ett avtal med ett eller flera balansansvariga (eng. *Balance responsible party*, BRP) som ansvarar för att det råder balans mellan köp och sälj och faktisk förbrukning och produktion. Avräkningsmodellen beskriver hur dessa obalanser bokförs (hur många positioner följs upp) och hur de prissätts. Dagens modell är en tvåpositionsmodell, där produktions- och förbrukningsobalanser för en viss timme beräknas separat av eSett⁹ efter leveranstimmen enligt Figur 10. Produktions- och förbrukningsobalanser prissätts olika som beskrivet längre ner i detta kapitel.

$$\begin{aligned} \text{Produktionsobalans} &= \text{uppmätt produktion} - \text{planerad produktion} \\ \text{Förbrukningsobalans} &= \text{uppmätt förbrukning} + \text{planerad produktion} - \text{sälj} + \text{köp} \end{aligned}$$

Figur 10: Produktions- och förbrukningsobalanser.
(eSett, 2018)

Produktionsobalansen är skillnaden mellan uppmätt och planerad produktion, där uppmätt produktion korrigeras för att exkludera aktivering av stödtjänster (aktivering av FFR, FCR eller FRR¹⁰). Planerad produktion är den sista produktionsplanen som levererats till TSO:n senast 45 minuter innan leverans.

Förbrukningsobalansen är skillnaden mellan summan av uppmätt förbrukning och planerad produktion och handelsvolymen (sälj och köp) som avser summan av all handel på både DA och ID. Den uppmätta förbrukningen korrigeras för att exkludera aktivering av stödtjänster.

Teckenkonventionen är att en faktisk förbrukning resulterar i ett negativt värde för uppmätt förbrukning i Figur 10 medan en faktisk produktion resulterar i ett positivt värde.

Som första exempel kan man anta en producent som har sålt 100 MWh på DA, har köpt 20 MWh på ID och vars produktionsplan är 90 MWh och uppmätta produktion 70 MWh. Produktionsobalansen skulle uppgå till $70 - 90 = -20$ MWh

⁹ eSett är det bolag som genomför balansavräkningen. Det är samägt av de nordiska systemansvariga.

¹⁰ FFR: Fast Frequency Reserve; FCR: Frequency Containment Reserve; FRR: Frequency Restoration Reserve.

(uppmätt – planerad produktion) och förbrukningsobalansen till $90 - 100 + 20 = 10$ MWh (planerad produktion – sälj + köp). Detta exempel visar att förbrukningsobalanser också uppstår för producenter.

Som andra exempel kan man anta en förbrukare som har köpt 100 MWh på DA, 30 MWh till på ID och vars uppmätta förbrukning är 110 MWh.

Produktionsobalansen uppgår till 0 MWh (rena förbrukare har ingen planerad eller uppmätt produktion) och förbrukningsobalansen till $-110 + 100 + 30 = 20$ MWh (uppmätt förbrukning + köp).

Varje BRP har ett balansansvarsavtal med den TSO för det område där BRP:n verkar. Enligt balansansvarsavtalet är en BRP skyldig att planera för och affärsmässigt åstadkomma balans, se Figur 11. Obalanser kan ändå uppstå på grund av oförutsedda händelser såsom prognosfel eller bortfall av produktionsenheter. "Affärsmässig balans" kan tolkas på olika sätt. Därför har nyckeltal tagits fram för att övervaka BRP:s obalanser och identifiera möjliga systematiska obalanser. Dessa nyckeltal beräknas månadsvis av eSett (se eSetts handbok för mer information om nyckeltalen). Om en systematisk obalans upptäcks kan den berörda TSO:n besluta om att eventuellt vidta åtgärder mot den eller de BRP:er som det gäller.

4 Balansansvarigs åtaganden

Balansansvarig ska fullgöra sitt Balansansvar, dvs. löpande planera för och affärsmässigt åstadkomma balans på timbasis mellan sin tillförsel och sitt uttag av el, åtagandet gäller per elområde.

Balansansvarig ska ha ett Avräkningsavtal med den part Svenska kraftnät har utsett att utföra Balansavräkningen.

Balansansvarig ska ha ett avtal om elektronisk kommunikation enligt Svenska kraftnäts anvisningar.

Balansansvarig ska delge Svenska kraftnät all information som erfordras för att Svenska kraftnät ska kunna hantera Balans tjänsten effektivt.

Figur 11: Utdrag ur Avtal om balansansvar för el, sid. 5.

(Svenska kraftnät, 2021a)

På eftermiddagen dagen D-1 (dagen före leveranstimme) rapporterar varje BRP in sina produktions- och förbrukningsplaner till respektive TSO. Planerna kan sedan uppdateras upp till 45 minuter innan leveranstimmen, detta för att även återspegla handeln på intradagmarknaden i planerna.

Produktions- och förbrukningsobalanserna prissätts på olika sätt: enligt en tvåprismodell respektive en enprismodell. I båda modellerna är priset för obalanserna ett av följande: spotpris på dagen-före marknaden, uppregleringspris eller nedregleringspris från reglermarknaden. Tabell 1 redovisar hur prissättningen av obalanserna går till. Obalanspriset beror på nettoobalansen i aktuellt budområde eller nettoobalansen för flera sammanhängande budområden

utan flaskhals däremellan för aktuell timme. Är volymen av aktiverade uppregeringsbud i området större än volymen av aktiverade nedregleringsbud är området uppregerat och vice versa. I tvåprismodellen (för produktionsobalanser) beror obalanspriset även på den egna obalansen medan obalanspriset är detsamma i enprismodellen (för förbrukningsobalans) oavsett riktning på den egna obalansen.

En nettoobalans i ett område kan avhjälpas med mFRR-bud från ett annat område. De nordiska TSO:erna bestämmer vilka områden driver reglerbehovet och på så vis hur reglerpriset ska bestämmas i olika områden (ENTSO-E, 2016).

Tabell 1: Prissättning av produktions- och förbrukningsobalanser.

Produktionsobalanser prissätts enligt en tvåprismodell. Förbrukningsobalanser prissätts enligt en enprismodell. P^{da} , P^{up} och P^{dn} är priser per MWh för dagen före-handel (spotpris), uppregering och nedreglering.

Egen obalans	Produktionsobalans		Förbrukningsobalans	
	> 0	< 0	> 0	< 0
Betalning till/från marknadsaktören	Till	Från	Till	Från
Budområde uppregerat	P^{da}	P^{up}	P^{up}	P^{up}
Budområde oreglerat	P^{da}	P^{da}	P^{da}	P^{da}
Budområde nedreglerat	P^{dn}	P^{da}	P^{dn}	P^{dn}

Tvåprismodellen för produktionsobalanser straffar aktörer för avvikelser som ökar systemets behov av reglerkraft (det vill säga aktörer med obalanser i samma riktning som områdesobalansen) och ser till att aktörer som minskar behov av reglerkraft (det vill säga aktörer med obalanser i motsatt riktning från budområdesobalansen) inte gör en vinst större än den som de hade gjort på dagen före-marknaden. Det finns i detta system inget incitament att strategiskt ligga i obalans i stället för att handla på DA eller ID.

Däremot kan det vara lönsamt för aktörer att ligga i obalans (i stället för att handla på DA eller ID) i enprismodellen för förbrukningsobalanser om deras obalanser avhjälpas budområdesobalansen eftersom de då får bättre ersättning än om det hade sålt eller köpt mer på dagen före-marknaden.

Utöver prissättningen av obalanserna betalar även balansansvariga olika avgifter: en produktionsenergiavgift och en förbrukningsenergiavgift som baseras på den uppmätta produktion och förbrukning som den balansansvariga har ansvar för, en avgift för förbrukningsobalansvolymen oavsett riktning, och en fast veckoavgift¹¹ (Svenska kraftnät, 2020a). Alla avgifter beslutas av den svenska TSO:n två månader innan de ska gälla. Från och med januari 2021 gäller följande avgiftsnivåer i Sverige¹² tills vidare: balanskraftavgift för förbrukningsbalanskraft

¹¹ I Sverige tas även en avgift för effektreserven ut på uppmätt förbrukning under vardagar mellan klockan 06-22 från 16 november till 15 mars. Denna avgift uppgår till 0.27 EUR/MWh från 16 november 2020 och tills vidare.

¹² Trots gemensam avräkningsmodell i Norden är avgifterna olika i olika länder.

(förbrukningsobalanser): 0,5 EUR/MWh, grundavgift för förbrukning: 0,94 EUR/MWh, grundavgift för produktion: 0,47 EUR/MWh och veckoavgift: 30 EUR/vecka (Svenska kraftnät, 2020d). Dessutom betalar elhandelsföretag avgifter till den elbörs de har avtal med för att handla på dagen före- och intradagmarknaden.

Att produktions- och förbrukningsobalanser prissätts på olika sätt och att all handel beaktas i förbrukningsobalansen påverkar hur BRP agerar på intradagmarknaden för att hantera sina obalanser. Ett exempel från (Scharff & Amelin, Trading behaviour on the continuous intraday market Elbas, 2016) återges här för att illustrera avräkningen.

EXEMPEL

En BRP för vindkraft har sålt 100 MWh för en viss timme på dagen före-marknaden och skickat sin produktionsplan på 100 MWh till TSO:n. Uppdaterade prognoser efter dagen före-marknaden visar dock att vindkraftsproduktionen förmodligen blir 80 MWh. När hen får in den uppdaterade prognosen kan BRP:n hantera sin obalans på olika sätt. Den faktiska produktionen antas vara lika med denna uppdaterade prognos. För enkelhetens skull beaktar detta exempel endast priser för handel på intradagmarknaden och prissättningen av obalanser. Exemplet bortser ifrån de avgifter som BRP betalar till eSett och elbörsen. Det finns olika strategier som BRP:n kan använda för att hantera obalansen.

- **Handel på intradagmarknaden**
BRP:n köper 20 MWh på intradagmarknaden och skickar en uppdaterad produktionsplan på 80 MWh till TSO:n. Den direkta kostnaden för att hantera obalansen blir kostnaden för handeln på intradagmarknaden. Efter handel på intradagmarknaden och uppdatering av produktionsplanen till TSO:n ligger BRP:n återigen i balans och erfordrar därmed inte några obalanskostnader i avräkningen.
- **Egen omfördelning av produktion**
Om BRP:n har tillgång till andra produktionsenheter kan den använda dem för att täcka prognosfelet. I så fall planerar BRP:n för ökad produktion i andra produktionsenheter som har kapacitet att göra det. Detta leder till att det inte uppstår några produktions- eller förbrukningsobalanser i och med att dessa obalanser räknas per BRP och elområde och inte per produktionsenhet. Kostnaden för denna omfördelning är produktionskostnader i andra enheter.
- **Produktionsobalans**
BRP:n bestämmer sig för att inte ändra sin produktionsplan. En produktionsobalans på -20 MWh uppstår i avräkningen som BRP:n måste betala för. Priset på obalansen beror på riktningen av balansen på budområdesnivå enligt Tabell 1.

- **Förbrukningsobalans**

BRP:n ändrar sin produktionsplan till 80 MWh men handlar inte på intradagmarknaden. Då uppstår en förbrukningsobalans på -20 MWh som BRP:n köper i avräkningen. Priset på obalansen beror på riktningen av balansen på budområdesnivå enligt Tabell 1.

Oavsett strategin innebär minskningen i prognosen med 20 MWh uteblivna kostnader i form av minskade produktionskostnader. För just vindkraft är dessa kostnader väldigt nära noll men för andra är de inte försumbara. Den totala nettokostnaden för att hantera obalansen beräknas som skillnaden mellan kostnaden för en av strategierna ovan och de uteblivna kostnaderna.

Det är värt att påpeka att de två sistnämnda strategierna inte nödvändigtvis ligger i linje med balansansvarsavtalet eftersom BRP:n då medvetet planerar sig i obalans. Enligt balansansvarsavtalet måste BRP planera för och *affärsmässigt* åstadkomma balans, se Figur 11. Om till exempel pris för handel på ID är mycket högre än förväntat pris på mFRR-marknaden skulle det leda till lägre ekonomisk effektivitet (både samhälls- och företagsekonomiskt) att tvinga BRP att planeras sig i balans. Vad "affärsmässigt" innebär kan därför vara en tolkningsfråga och i slutändan är det de nyckeltal som beräknas av eSett för övervakning av obalanser som ligger till grund för fortsatt dialog mellan BRP, TSO och eSett.

Ett annat perspektiv som är värt att nämna är att det för vissa produktionsslag såsom vindkraft kan vara svårt att definiera vad "planerad produktion" är, detta eftersom en BRP inte har en fast plan att förhålla sig till utan istället ett utfallsrum med möjliga produktionsutfall med olika sannolikheter. BRP måste förhålla sig till detta utfallsrum både vid handelsbeslut och vid skick av produktionsplaner till TSO.

Tabell 2 sammanfattar kostnaderna för de fyra strategierna, där uteblivna kostnader för minskningen av vindkraftsprognosen har utelämnats. Vilken strategi BRP:n väljer beror på dennes prognoser för obalanspriserna och riktningen på obalansen på budområdesnivå. Det är viktigt att komma ihåg att beslutet att handla på intradagmarknaden tas innan upp- och nedregleringspriserna samt riktningen för budområdesobalansen är kända. Därför är beslutet inte resultatet av en deterministisk beräkning utan resulterar från en bedömning av prognoser och risker. Eftersom olika BRP:er använder olika verktyg och har olika riskhanteringsstrategier kan samma obalans hanteras väldigt olika av olika BRP:er (Scharff & Amelin, 2016).

Tabellen visar att det inte finns något incitament att ta en produktionsobalansen på produktionsobalanspositionen i och med att kostnaden för förbrukningsobalansen är lika med eller mindre än kostnaden för produktionsobalansen.

Tabell 2: Jämförelse av kostnader för en obalans av -20 MWh i de fyra strategierna.

P^{id} , P^{da} , P^{up} och P^{dn} är priser per MWh för intradaghandel, dagen före-handel (spotpris), uppreglering och nedreglering. P^{ny} är produktionskostnader i andra enheter.

Strategi	Budområde uppreglerat	Budområde oreglerat	Budområde nedreglerat
Handel på intradag	$20 \cdot P^{id}$	$20 \cdot P^{id}$	$20 \cdot P^{id}$
Egen omfördelning	$20 \cdot P^{ny}$	$20 \cdot P^{ny}$	$20 \cdot P^{ny}$
Produktionsobalans	$20 \cdot P^{up}$	$20 \cdot P^{da}$	$20 \cdot P^{da}$
Förbrukningsobalans	$20 \cdot P^{up}$	$20 \cdot P^{da}$	$20 \cdot P^{dn}$

I texten och exemplet ovan beskrivs fyra generella strategier som av pedagogiska skäl ger en förenklad bild av verkligheten. Det finns flera aspekter som påverkar en aktörs tillgängliga strategier eller handlingsutrymme. Nedan diskuteras den geografiska aspekten, aktörens storlek, samt produktionsmixen.

Den geografiska aspekten innebär att olika aktörer har olika stor geografisk spridning. Vissa, oftast större aktörer, har balansansvar i flera elområden eller länder och andra har endast balansansvar inom ett område. En aktör med balansansvar i flera områden har ett mer holistiskt perspektiv och överblick av systemet. Det innebär en möjlighet att se hur marknaden utvecklas från ett land till ett annat och på så sätt vara bättre förberedd eller utrustad för att utforma olika strategier.

Ett rimligt antagande är att det till stor del är större aktörer som har balansansvar med stor geografisk spridning, och att vara en stor aktör innebär också såväl utmaningar som möjligheter. En utmaning är aktörens egen påverkan på marknadspriser, för prissättare finns en risk att deras val att handla eller inte handla på intradagmarknaden påverkar priset på reglermarknaden i så stor utsträckning att den i efterhand optimala strategin är omöjlig att uppnå. Däremot kan det vara en fördel för prissättare att i och med sin ställning ha tillgång till information som mindre aktörer kanske saknar, som skapar bättre möjligheter för att prognosticera olika prisutfall. En stor del av den mest väsentliga informationen för analys och prognos av prisutfall finns dock tillgänglig för alla att ta del av. Där ingår till exempel marknadsmedelanden (så-kallade UMM), prognoser och utfall för väderförhållande (temperatur, vind, osv).

En parameter som i dagsläget kan snedvrider konkurrensen på intradagmarknaden är tillgång till information om avropade reglerbud i realtid. Aktörer som är aktiva på mFRR-marknaden får information om huruvida deras reglerbud har blivit avropade och därmed får information om aktuell prisnivå (eller prisspann) på reglermarknaden i realtid. Reglerpriser på mFRR-marknaden publiceras annars timmen efter leveranstimme för alla aktörer att ta del av. Det är också värt att påpeka att olika TSO:er har olika publiceringsregler. Till exempel publicerar Fingrid högst och lägst priser för aktiverade mFRR-bud i realtid när Finland utgör ett isolerat budområde medan de andra TSO:er inte gör det.

Även produktionsmixen kan påverka hur en aktör hanterar olika strategier. En aktör med 100 procent vindkraft har mer osäkra prognoser jämfört med en aktör som har 100 procent kärnkraft. Det kan exempelvis påverka möjligheten till egen omfördelning av produktion. Å andra sidan kan möjligen en aktör med mycket vindkraft i sin portfölj lättare prognosticerat systemobalanser om dessa obalanser beror till stor del på variationen och prognosfelen i vindkraft.

2.3.5 Balansavräkningsmodell från och med november 2021

Som nämndes tidigare kommer modellen som beskrivs ovan att ändras från och med den 1 november 2021 enligt beslut från de nordiska TSO:erna (Nordic Balancing Model, 2020). Den nya modellen kommer att vara baserad på enpositions- och enprismodell. Detta innebär att produktions- och förbrukningsobalansen slås ihop enligt Figur 12, och att den resulterande obalansen prissätts enligt enprismodellen, se nedan.

$$\text{Obalans} = \text{uppmätt produktion} + \text{uppmätt förbrukning} - \text{sälj} + \text{köp}$$

Figur 12: Ny enpris- och enpositionsmodell som träder i kraft i november 2021.

(Nordic Balancing Model, 2020)

Teckenkonventionen och parametrarnas betydelse är desamma som i Figur 10 vilket innebär att faktisk produktion resulterar i ett positivt värde för uppmätt produktion medan faktisk förbrukning resulterar i ett negativt värde för uppmätt förbrukning. I "sälj" och "köp" ingår all handel på både dagen före- och intradagmarknaden.

Prissättningen kommer att ske enligt enprismodellen, det vill säga på samma sätt som för förbrukningsobalanser idag. Det innebär att obalanspriset inte beror på riktningen av den egna balansen.

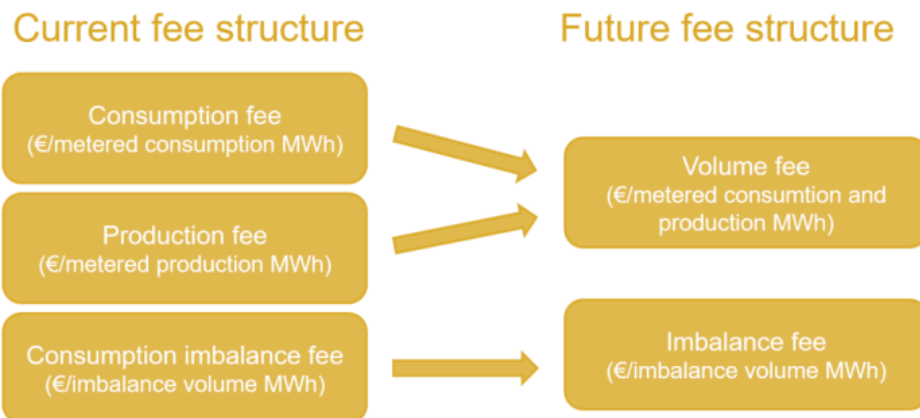
För att återgå till exemplet i föregående kapitel så har nu BRP:n tre möjliga strategier att välja mellan, se Tabell 3.

Tabell 3: Jämförelse av kostnader med den framtida avräkningsmodellen.

Strategi	Budområde uppreglerat	Budområde oreglerat	Budområde nedreglerat
Handel på intradagmarknaden	$20 \cdot P_{id}$	$20 \cdot P_{id}$	$20 \cdot P_{id}$
Egen omfördelning	$20 \cdot (P_{ny} - P_{vi})$	$20 \cdot (P_{ny} - P_{vi})$	$20 \cdot (P_{ny} - P_{vi})$
Obalans	$20 \cdot P_{up}$	$20 \cdot P_{da}$	$20 \cdot P_{dn}$

I och med införandet av enpositionsmodellen kommer nuvarande avgifter för förbruknings- och produktionsenergi samt förbrukningsobalanser att ändras, se

Figur 13. En enda energiavgift kommer att införas för nettopositionen (uppmätt produktion – uppmätt förbrukning) och den befintliga obalansavgiften för förbrukningsobalanser kommer att ändras för att omfatta nettoobalansen i enpositionsmodellen. Det pågår diskussioner om hur avgiftsnivåerna kommer att ändras men de nordiska TSO:erna har uttryckt ett behov av en höjning av obalansavgiften¹³ (Nordic Balancing Model, 2020).



Figur 13: Planerade ändringar i avgiftsstrukturen.
(Nordic Balancing Model, 2020)

¹³ Idag satt på 0.50 EUR/MWh i Sverige för förbrukningsobalansen.

3 Exempel från verkligheten

I detta kapitel beskrivs tre olika belysande exempel på bakomliggande faktorer eller händelser som föranleder handel på intradagmarknaden.

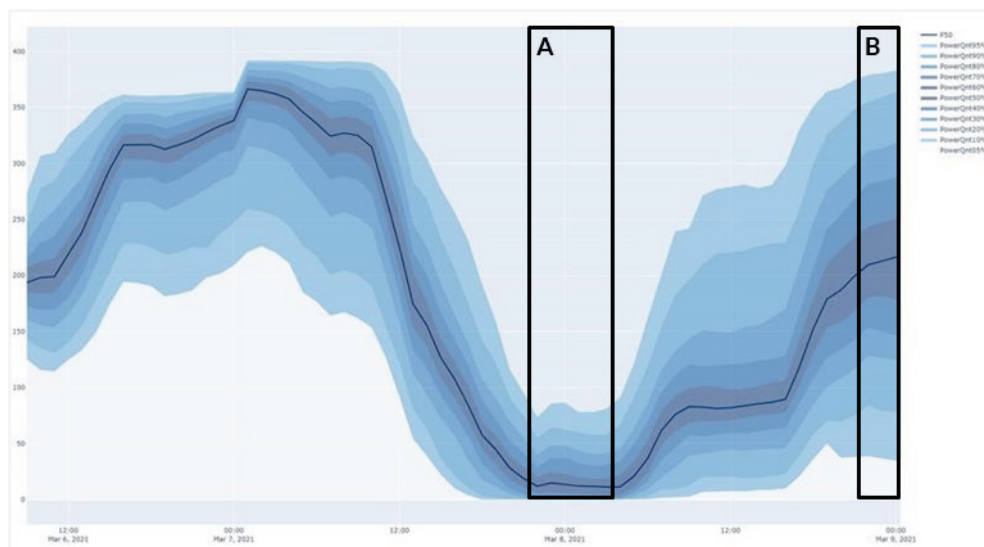
3.1 EJ STYRBAR PRODUKTION: VINDKRAFT

Som nämnts ovan är vindprognoser osäkra och kräver ofta uppdateringar i produktionsplanen efter att handeln på dagen före-marknaden avslutats. Ögonblicksbilden i Figur 14 visar en prognos för en stor vindkraftspark där den första prognostimmen är skapad omkring 50 minuter före leveranstimmens start och utgör underlaget för den sista produktionsplanen som skickas till TSO:n 45 minuter före leveranstimmens start.

De flesta prognosverktyg producerar flera olika prognoser med olika sannolikheter, i figuren illustreras hela utfallsrummet inom vilket dessa prognoser hamnat. De olika prognoserna fördelas på olika percentiler med olika sannolikhet. P50-percentilen, i mitten av figuren, är den mest sannolika prognosen men figuren illustrerar tydligt hur betydande osäkerheten i prognosen kan vara och hur variabel produktionen är.

Omkring midnatt den 8 mars 2021 (se markering A i Figur 14) var utfallsrummet som minst jämfört med exempelvis midnatt den 9 mars 2021 (se markering B i Figur 14) då det var som störst inom den avbildade perioden. Förändringar i vindprognoser är därför en av de vanligaste anledningarna till att aktörer handlar på intradagmarknaden.

Figuren visar tydligt att prognosfel kan vara stora även när prognoserna görs kort innan leveranstimme (utfallsrummet för de första timmarna är figuren är i storleksordning 150 MW, vilket är en betydande osäkerhet). Dessutom varierar storleken på prognosfel med tidshorisonten i båda riktningar, vilket betyder att det kan vara lättare att prognosticera för timmar som ligger längre fram i tiden (utfallsrummet för markering A är mycket mindre än för de första timmarna i prognosperioden).



Figur 14: Osäkerheter i vindprognosen.

Enheten på y-axeln är MW och tiden på x-axeln sträcker sig från den 6 mars 2021 till den 9 mars 2021.

(Vattenfall, 2021)

Nedan beskrivs en hypotetisk situation då vindkraftsprognosen ändras efter stängning av dagen före-marknaden vilket försätter den ansvariga BRP:n i obalans. Även om exemplet är hypotetiskt beskriver det en vanligt förekommande situation.

Vid budläggning på dagen före-marknaden användes P50-percentilen från den senaste vindprognosen som indikerade en produktion på 200 MWh/h för den givna leveranstimmen, och när resultatet från auktionen kommunicerats befinner sig BRP:n i balans. Prognosverktygen fortsätter dock att producera nya prognoser på kontinuerlig basis och allteftersom väderprognosen ändras så justeras även vindproduktionsprognosen. Ett antal timmar efter att dagen före-marknaden stängt och auktionen avslutats har plötsligt vindprognosen sjunkit avsevärt och indikerar istället en produktion omkring 100 MWh/h för den givna leveranstimmen, det innebär att BRP:n har ett underskott (en obalans) på omkring 100 MWh/h.

Som beskrivs i kapitel 2.3.4 finns ett par olika strategier att välja mellan. Vilken strategi som BRP:n väljer beror till stor del på det förväntade priset på reglermarknaden, men det är en komplex analys och traderns val av strategi påverkas av många faktorer. Exempel på information som tradern tar hänsyn till och som kan påverka beslutet är egna obalansprognoser för produktion- och förbrukning samt osäkerheten i dessa, frekvensen i det synkrona nätet, väder och temperatur (både prognoser och utfall), marknadspriser på dagen före-marknaden, intradagmarknaden och reglermarknaden samt relationen mellan dessa.

Trots en stor osäkerhet kring vindprognosen gör tradern i detta exempel, baserat på analysen av ovan faktorer, bedömningen att priset på intradagmarknaden sannolikt kommer att vara lägre än reglermarknadspriset för den aktuella leveranstimmen och väljer därför att placera ett köpbud på intradagmarknaden.

BRP:n definierar i sitt bud att de för den aktuella leveranstimmen önskar köpa 100 MWh till en viss kostnad. I takt med att leveranstimmen närmar sig och ingen accepterat budet justeras det begärda priset uppåt. Efter en tid accepteras budet av en aktör med överskott, handeln går igenom och BRP:n befinner sig åter i balans.

Ett alternativ hade varit för BRP:n att acceptera något av de tillgängliga säljbud som låg ute på marknaden. Men eftersom dessa är dyrare än deras eget köpbud avvaktar de så länge som möjligt.

3.2 STYRBAR PRODUKTION: KÄRNKRAFT

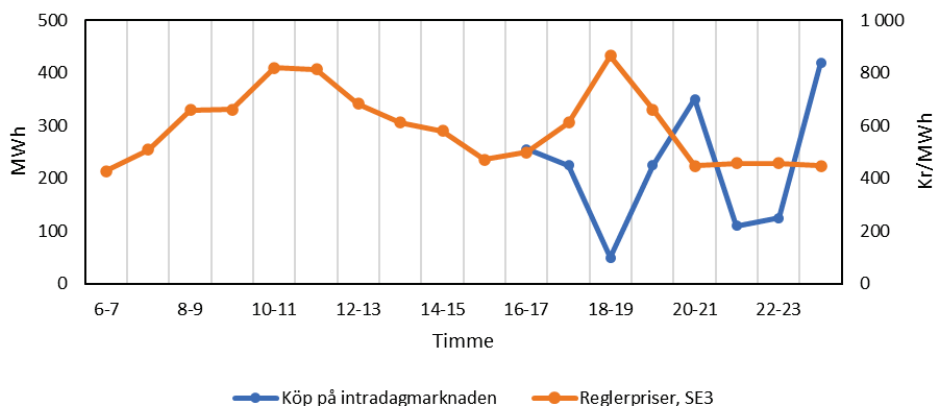
Tillskillnad från vindkraft är kärnkraft relativt enkelt att prognostisera. Dock kan störningar uppstå i produktionen som innebär plötsligt produktionsbortfall. Nedan beskrivs två sådana situationer.

3.2.1 Turbinfel i Ringhals 4

Den 3 mars 2021 kl. 13.15 stoppas produktionen i Ringhals 4 oplanerat. Stoppet beror på ett turbinfel och pågår under nästan en veckas tid. Ringhals 4 har en total kapacitet på 1 130 MW fördelat på två turbiner, G41 och G42. Endast G41 påverkas av felet vilket innebär att nettoeffekt på omkring 565 MW görs otillgänglig under stoppet (Nord Pool, 2021f).

För Vattenfall som äger Ringhals innebär detta ett underskott i produktion och därmed en obalans. En åtgärd som vidtas är att använda intradagmarknaden för att köpa in underskottet. Ringhals är en stor produktionsresurs i SE3 och obalanser av den här storleken påverkar reglerpriserna i SE3.

Figur 15 visar hur reglerpriserna för uppreglering i SE3 utvecklas under dagen den 3 mars 2021 och hur Vattenfall handlar på intradagmarknaden för att täcka upp för sitt underskott. Under de flesta timmar lyckas Vattenfall täcka upp obalansen genom att handla på intradagmarknaden vilket innebär att behovet av reglering är begränsat och därmed hålls reglerpriserna i elområde SE3 på en stabil nivå omkring 500 kr/MWh vilket är samma eller lägre jämfört med tidigare under dagen. Under en timme, 18–19 i Figur 15, lyckas inte Vattenfall handla upp produktion på intradagmarknaden vilket resulterar i ett större reglerbehov och därmed ett högre reglerpris.



Figur 15: Vattenfalls köp på intradagmarknaden och reglerpriser den 3 mars 2021.

(Vattenfall, 2021), (Nord Pool, 2021c)

Den här händelsen illustrerar tydligt hur intradagmarknaden kan avhjälpa ett plötsligt bortfall av styrbar produktion och på så vis undvika aktivering av reglerresurser.

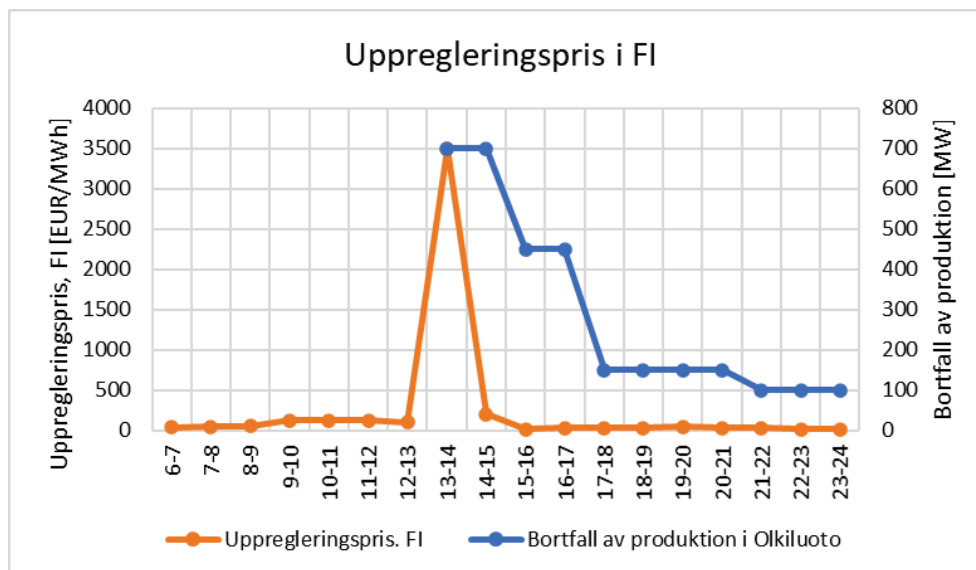
3.2.2 Tekniskt fel på Olkiluoto 2 B2

Den 16 april 2020 kl. 13.00 inträffar ett tekniskt fel på Olkiluoto 2, som ligger ungefär 10 mil norr om Åbo i Finland. Felet inträffar i B2, en av kärnkraftverkets två reaktorer (en tredje reaktor är under uppförande). Stoppet innebär plötsligt förlorad produktionskapacitet på 700 MW. Reaktorn kommer i gång stegvis och är åter vid full produktion efter nästan ett dygn.

Stoppet skapar en obalans så länge det pågår. Det måste hanteras både av den finska TSO:n som ansvarar för realtidsobalanserna inom timmen och ägaren till Olkiluoto som ansvarar för den affärsmässiga timvisa produktionsobalansen.

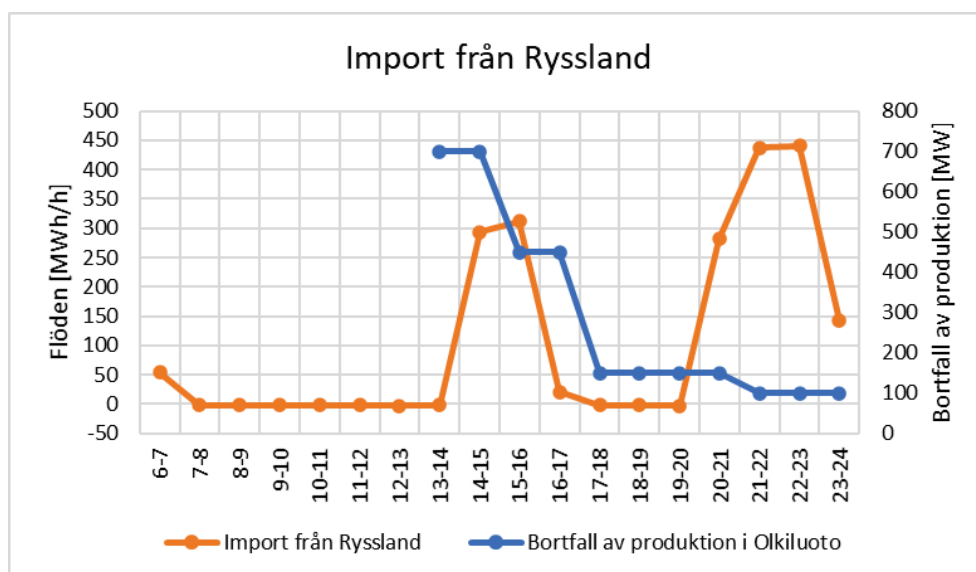
Den finska TSO:n, Fingrid, reagerar först med att anropa finska uppregleringsbud i timme 13–14. Behovet är stort och uppregleringspriset ökar till 3500 EUR/MWh under denna timme, se Figur 16. Reglerpriser återgår till normala nivåer redan från timme 14–15. Under timme 14–15 och timme 15–16 ökar Fingrid importen från Ryssland för att täcka underskottet, se Figur 17. Intradaghandeln för att täcka obalansen kommer igång först timme 15–16, se Figur 18, med stora köpvolymer (uppåt 1200 MWh/h). En stor del av denna intradaghandel görs över gränserna dels genom minskad export till Estland (upp till 250 MWh/h), dels genom ökad import från Sverige (upp till 250 MWh/h) tack vare att Svenska kraftnät stoppat ett arbete i nätet för att öka intradaghandelskapaciteten mellan SE1 och FI.

Detta exempel belyser hur stor effekt ett haveri i en stor produktionsanläggning kan få (höga reglerpriser) och hur reglermarknaden och intradagmarknaden kompletterar varandra för att hantera detta. Den första används av TSO för att täcka realtidsobalanser och den senare för att stänga obalanser på lite längre sikt (en timme och mer framåt). Exemplet illustrerar också betydelsen av gränsöverskridande handel för att öka likviditeten på intradagmarknaden, samt betydelsen av koordineringen TSO:er emellan för att öka gränsöverskridande handelskapaciteter.



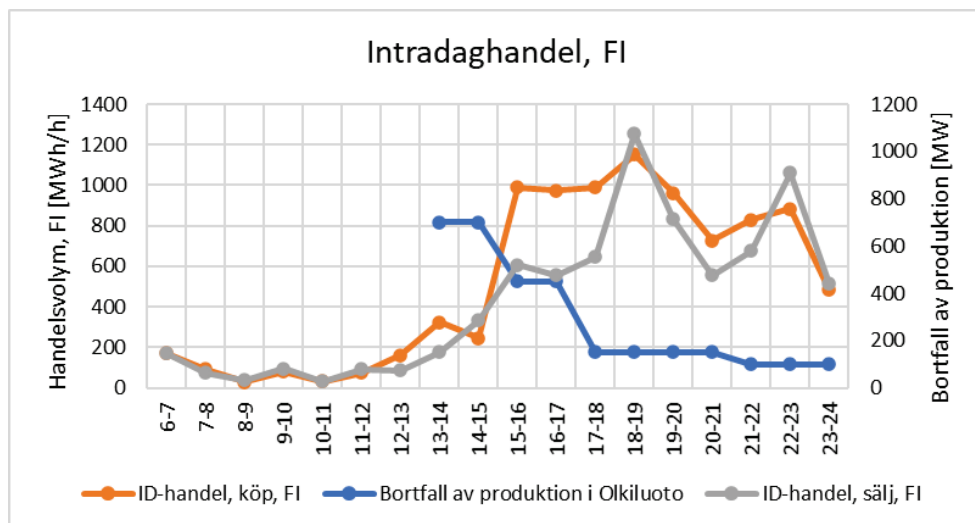
Figur 16: Uppregleringspris i Finland den 16 april 2020.

(Nord Pool, 2021a), (Nord Pool, 2021b)



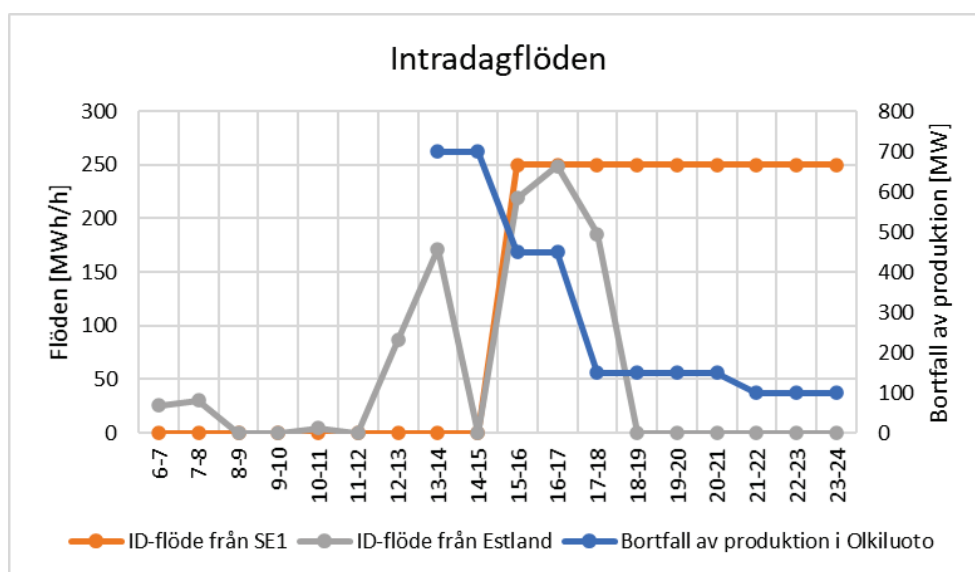
Figur 17: Fysisk import från Ryssland den 16 april 2020.

(Nord Pool, 2021a), (Nord Pool, 2021b)



Figur 18: Handelsvolymerna för intradaghandel i Finland den 16 april 2020.

(Nord Pool, 2021a), (Nord Pool, 2021b)



Figur 19: Handelsflöden för intradaghandel den 16 april 2020.

(Nord Pool, 2021a), (Nord Pool, 2021b)

4 Trender

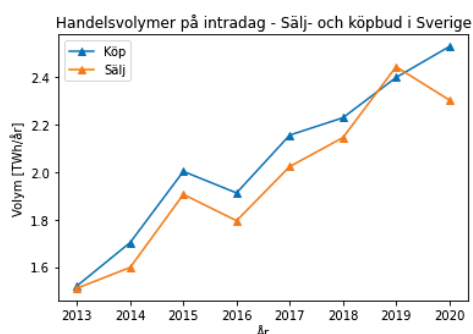
I detta kapitel beskrivs och analyseras trender utifrån historiska marknadsdata för handeln på intradagmarknaden, för att belysa hur marknaden har utvecklats över tid och vilka samband som existerar mellan till exempel volymer och möjliga bakomliggande faktorer.

4.1 VOLYMER

Utvecklingen av handelsvolymer från Nord Pool på intradagmarknaden i Sverige och i Norden mellan 2013 och 2020 återges i Figur 20 och Figur 21. Figuren visar på en ganska linjär ökning av handelsvolymerna på intradagmarknaden.

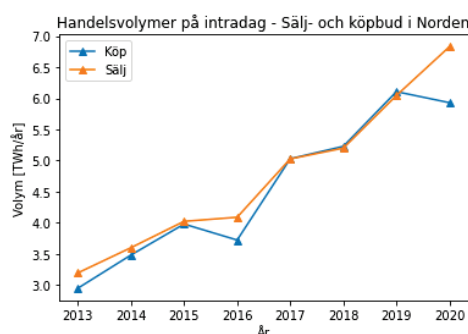
Det kan noteras att säljvolymen i Sverige låg under köpvolymerna på ett systematiskt sätt fram till 2018 vilket visar på att Sverige var nettoimportör på intradagmarknaden under dessa år. Införandet av XBID i mitten av 2018, utökningen av SIDC med 7 länder i november 2019, samt coronapandemin, har förmodligen haft en betydande påverkan på utvecklingen 2019 och 2020. Möjligen har även införandet av andra nominerade elmarknadsoperatörer än Nord Pool i Norden (EPEX SPOT började verka på intradagmarknaden i Norden i maj 2020 (EPEX SPOT, 2020)) haft en påverkan på volymerna, dock om än mindre än de ovannämnda faktorerna.

Norden låg mer eller mindre i balans fram till 2019. Detta kan förklaras av att det fanns väldigt lite intradaghandel mellan Norden och andra regioner innan införandet av XBID.



Figur 20: Utveckling av intradagvolymer i Sverige.

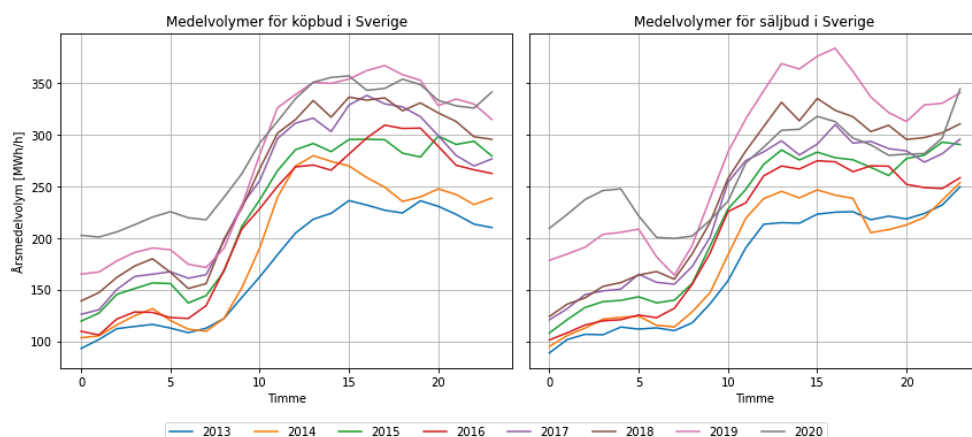
Köp- eller säljbud i något av de svenska elområdena.
(Nord Pool, 2021a)



Figur 21: Utveckling av intradagvolymer i Norden.

Köp- eller säljbud i något av de nordiska elområdena.
(Nord Pool, 2021a)

Figur 22 visar årsmedelvolymer per timme på intradagmarknaden för Sverige. Man kan se en tydlig trend i handeln för både köp- och säljbud med en stor ökning i handelsvolym från kl. 7-8 som sedan planar ut från kl. 13-14. Denna dygnsrytm verkar tyda på att handelsvolymen korrelerar med bemanningen på tradingkontoren. Intressant att påpeka är skillnaden mellan kl. 23 ena dagen och kl. 00 dagen därpå. Skillnaden kan bero på att informationen som traders har fram till kl. 00 är mer tillförlitlig än informationen för nästkommande dygn eftersom kl. 00 dagen därpå är första timmen i nästa DA-marknadsutfall.



Figur 22: Årsmedelvärden av köp- och säljbudsvolymer för varje timme.

”Timme” avser den timme man handlar för, inte den timme när handel sker. Läsanvisning: i 2014 var medelvolymer för köpbud 200 MWh för timme 10-11 i Sverige.

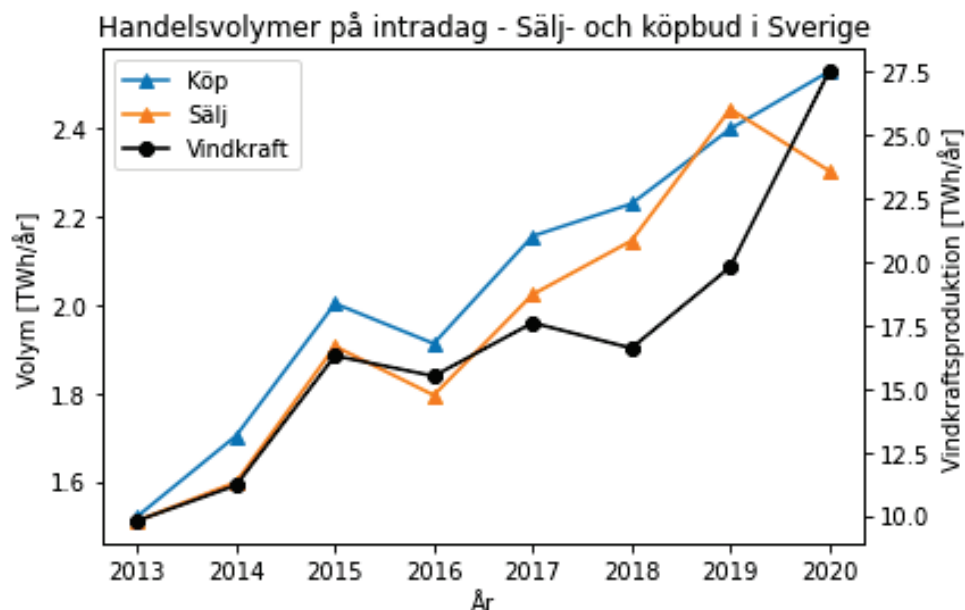
(Nord Pool, 2021a)

Utöver handelsvolymer för varje timme man handlar för skulle det vara väldigt intressant att utvärdera när handeln genomförs för en viss leveranstimme. Man skulle kunna urskilja perioder som är viktiga för handeln, till exempel vid öppningen och stängningen av intradagmarknaden. En sådan utredning skulle kunna användas som underlag för diskussioner kring betydelsen av olika marknadsdesignparametrar. Detta lämnas till framtida utredningar.

4.2 PÅVERKAN AV VINDKRAFTSUTBYGGNADEN PÅ ID

En av de största förändringar som skett i elkraftsystemet under det senaste decenniet är utbyggnaden av vindkraften. I Figur 23 redovisas utöver volymer av intradagmarknad i Sverige (samma volymer som i Figur 20) även den årliga vindkraftsproduktionen i Sverige. Man kan se en tydlig korrelation mellan vindkraftsproduktionen och handelsvolymen. Till exempel var 2016 ett vindfattigt år vilket resulterade i minskad årlig vindkraftsproduktion jämfört med 2015 trots ökad installerad vindkraftskapacitet. 2016 minskade även handelsvolymen på intradagmarknaden. Samma trend observeras dock inte för 2018. En möjlig förklaring kan vara införandet av XBID i juni 2018 som kopplade samman en större region för ID-handel och därmed möjligen ökade intradaghandeln i Sverige på grund av andra faktorer.

En utförlig analys av korrelation och kausalitet mellan volymen på intradagmarknaden och dess förklarande faktorer ligger dock utanför omfattningen av denna rapport och lämnas till framtida utredningar.



Figur 23: Vindkraftsproduktion och årsvolymer av intradaghandel för sälj- och köpbud i Sverige.

All handel med något budområde i Sverige ingår.

(Nord Pool, 2021a)

4.3 PRISER

I detta kapitel analyseras skillnaderna mellan priser på intradagmarknaden och priser på dagen före-marknaden och för obalanser. Analysen i detta kapitel är begränsad till en vecka för enbart SE3. Denna analys ger ett exempel på hur priserna på de olika marknaderna kan analyseras. En mer utförlig analys av priserna för flera budområden och längre perioder ligger utanför omfattningen av denna rapport och lämnas till framtida utredningar.

Som diskuterat i kapitel 2.3.4 finns det en stark koppling mellan dessa priser i aktörernas beslutfattande process för handel på först DA, sedan ID och sist på reglerkraftmarknaden och i avräkningen. Aktörerna bedömer lönsamheten av ID-affärer baserat på prognoser på reglerpriser, obalanspriser samt dominerande riktning.

Aktörer som har outnyttjade resurser efter stängning av DA-marknaden kan välja att erbjuda dem på ID eller på reglermarknaden. Aktörer som har öppna positioner före leveranstimmen måste enligt balansansvarsavtalet sträva efter att åstadkomma affärsmässig balans. I praktiken är dessa aktörer inte villiga att betala vilket pris som helst för att stänga sina positioner. Detta maxpris beror bland annat på deras tro på obalanspriser och riktning på systemobalanser, samt på deras riskhanteringsstrategi.

I Figur 24 jämförs timmedelpriser för ID-affärer mot DA-priser och obalanspriser för samma timmar (dvs varje datapunkt motsvarar priserna för en viss timme). Data är för SE3 och perioden 7 till 13 december 2020. Den dominerande riktningen för systemets obalanser indikeras med färgmarkering och extremvärden för denna period ("outliers" i datan) med uppochnedvända trianglar. Information om

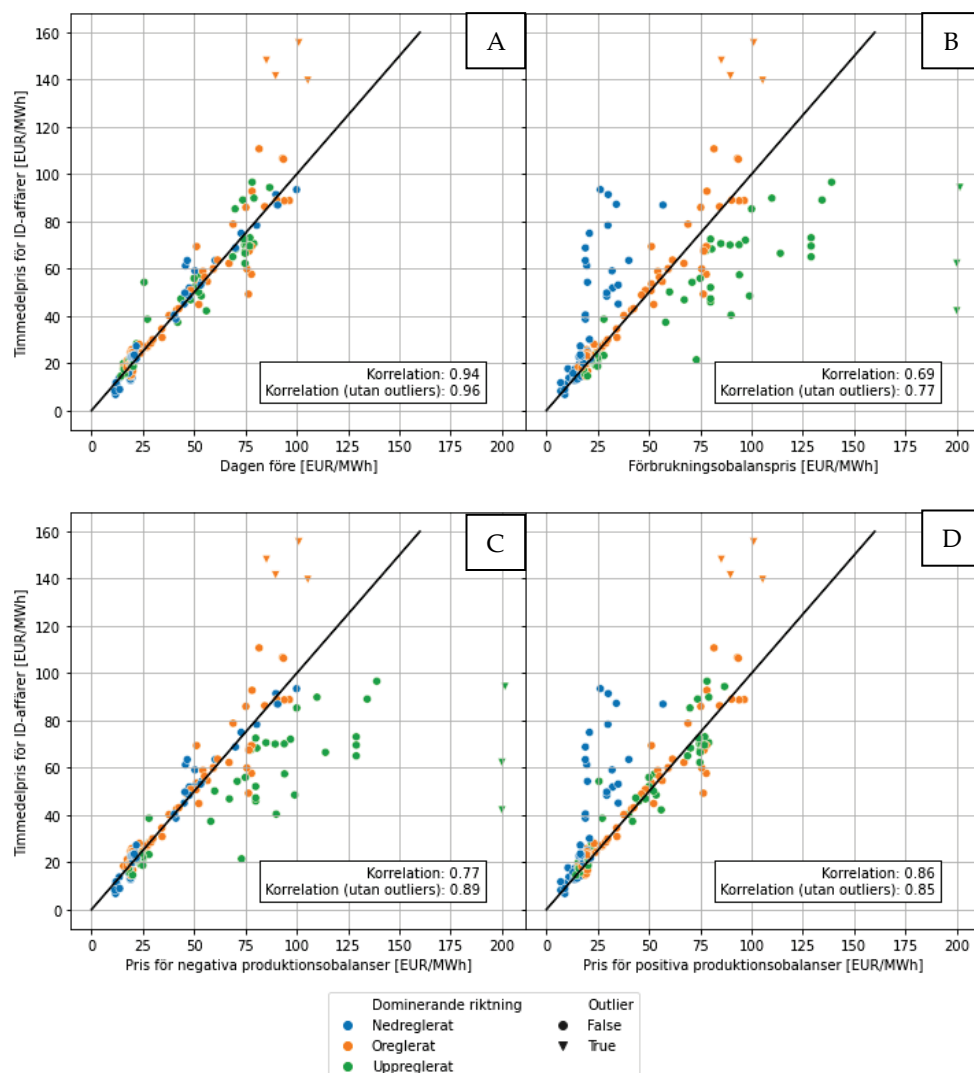
korrelationen mellan ID-priser och de andra priserna visas också (med och utan hänsyn till extremvärdena), samt en svart 45 graders linje som indikerar när priser är lika.

Timmedelpriser för ID-affärer ligger väldigt nära DA-priser (förutom för extremvärdena) medan obalanspriser avviker mer från ID-priser. Detta kan förklaras med att obalanspriserna är okända när man handlar på ID-marknaden medan DA-priset är känt och används som referensvärde.

Priset för negativa produktionsobalanser är antingen DA-priset (när systemet är ned- eller oreglerat) eller det högre uppregleringspriset (när systemet är uppreglerat). Eftersom ID-priser i snitt ligger nära DA-priser ligger de också ofta under uppregleringspriset, speciellt under de uppreglerade timmarna. Detta förklarar trenden i graf C i Figur 24 där priser för negativa produktionsobalanser kan vara mycket högre än timmedelpriser för ID-affärer för de gröna datapunkterna (uppreglerade timmar).

Det är tvärtom för priset för positiva produktionsobalanser som prissätts antingen med nedregleringspriset (när systemet är nedreglerat) eller DA-priset (när systemet är upp- eller oreglerat). I det fallet kan obalanspriset vara mycket mindre än timmedelpriset för ID-affärer under nedreglerade timmar (blåa datapunkter i graf D).

Avvikelser mellan priset för förbrukningsobalanser och ID-affärer är mer symmetriska (graf B) på grund av att prissättningen då sker enligt enprismodellen.



Figur 24: Samberoende mellan timmedelvärden av ID-affärspriser och andra referenspriser.

Referenspriserna är DA-priset och de olika obalanspriserna. Varje datapunkt är för en timme mellan 7 och 13 december 2020. Den dominerande riktningen för systemobalansen visas med blått för nedreglerade timmar, orange för oreglerade timmar och grönt för uppreglerade timmar. Vissa timmar har identifierats som outliers om obalanspriset eller ID-priset avviker mycket från de andra timmarna. Dessa timmar markeras med en uppochnedvänd triangel.

(Nord Pool, 2021a)

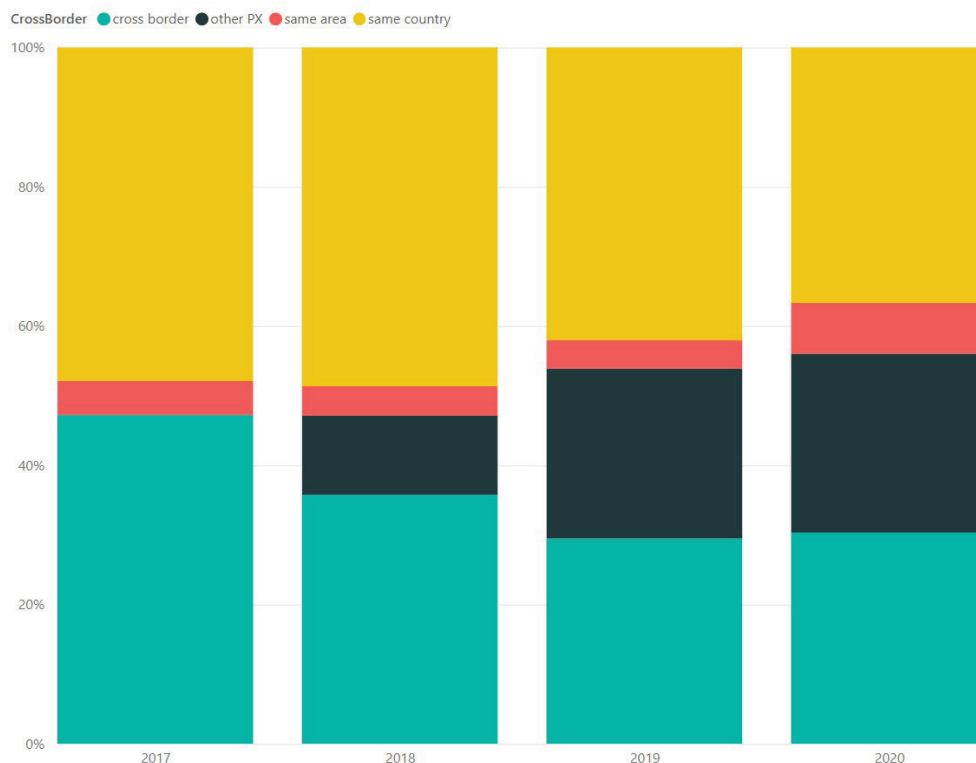
4.4 GRÄNSÖVERSKRIDANDE ID-HANDEL

I detta kapitel analyseras i kapitel 4.4.1 hur mycket av intradaghandeln sker över budområdesgränser och i kapitel 4.4.2 hur mycket av den initiala handelskapaciteten (som görs tillgänglig vid öppning av ID) används.

4.4.1 Handelsvolymen mellan budområden

Figur 25 visar hur stor andel av intradaghandeln på Nord Pool görs inom samma budområde, inom samma land, och till andra budområden utanför landet mellan 2017 och 2020. Enbart en liten andel av handeln görs inom samma budområde (i

rött i figuren). 2018 lanserades SIDC (XBID) och handel mellan Nord Pool och andra elbörser inom SIDC visas i svart. I 2017 gjordes ungefär hälften av intradaghandel innanför landet och hälften utanför. Andelen av landsöverskridande handel har ökat de senaste åren (med antagandet av handel med andra elbörser görs med andra länder) och i 2020 var det nästan 60% av all handel som gjordes över landsgränserna.

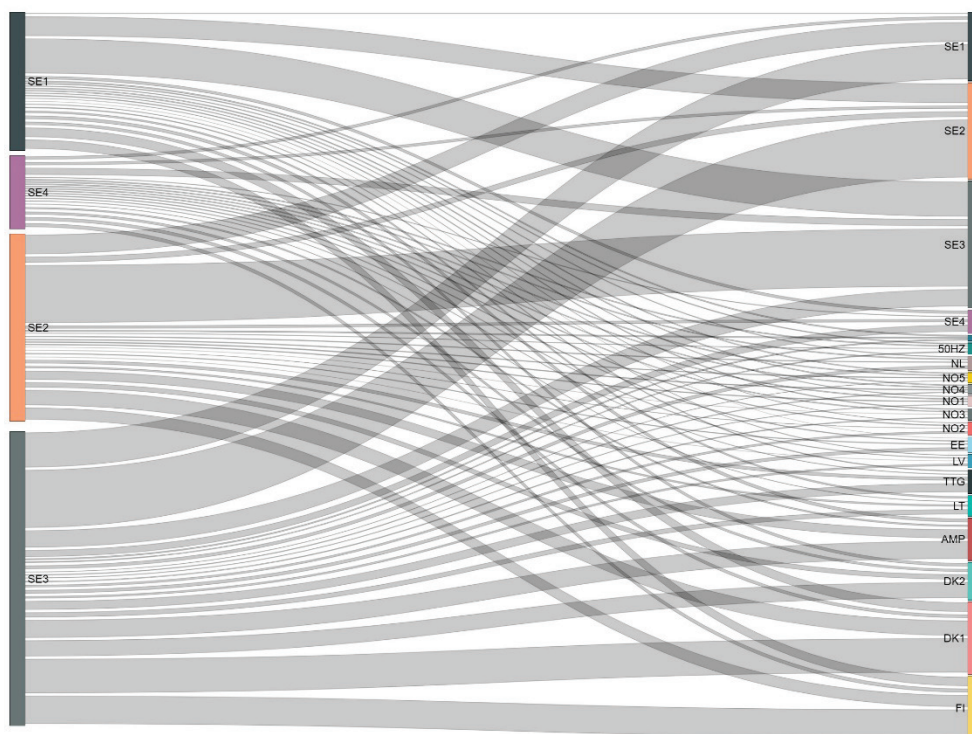


Figur 25: Andel av intradaghandel på Nord Pool som görs inom samma budområde (rött), samma land (gult), med andra budområden utanför landet på Nord Pool (grönt) eller i den sammankopplade regionen SIDC (svart).

(Nord Pool, 2021e)

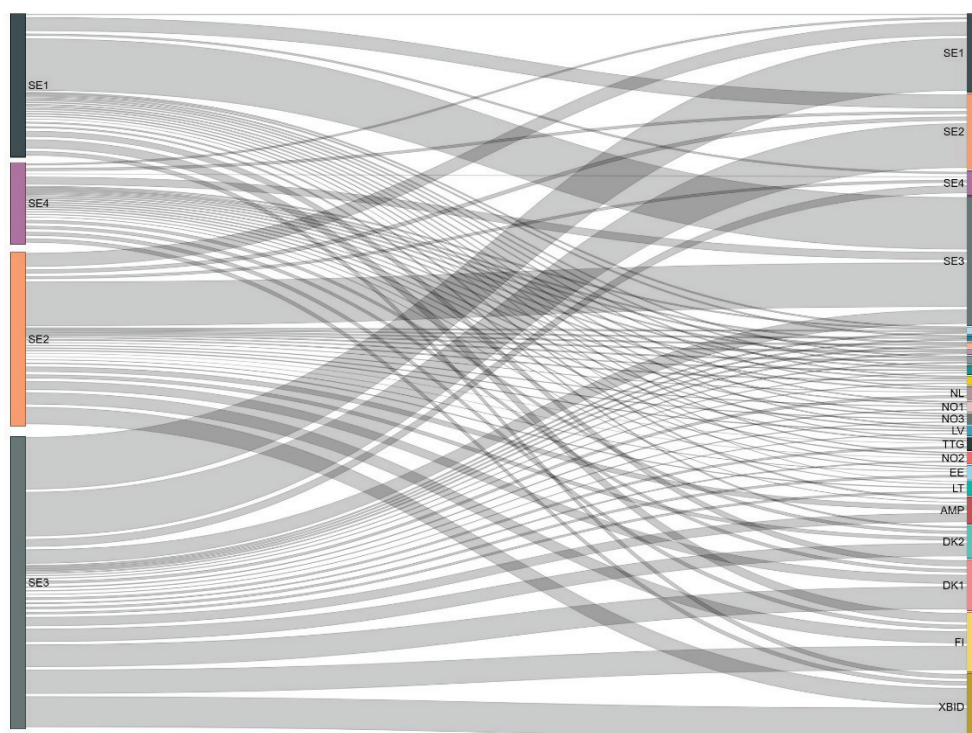
I Figur 26, Figur 27, Figur 28 och Figur 29 redovisas de budområden som de svenska budområdena handlar med för perioden 2017 – 2020. Notera att i figurerna visar "XBID" andel av handel med aktörer som inte har Nord Pool som elbörs oavsett i vilka budområden dessa aktörer befinner sig.

Figurerna belyser, såsom Figur 25, att en stor andel av intradaghandeln sker mellan budområden och därmed betydelsen av handelskapaciteter till intradag. I nästa kapitel analyseras hur mycket av handelskapaciteten utnyttjas för intradaghandel.



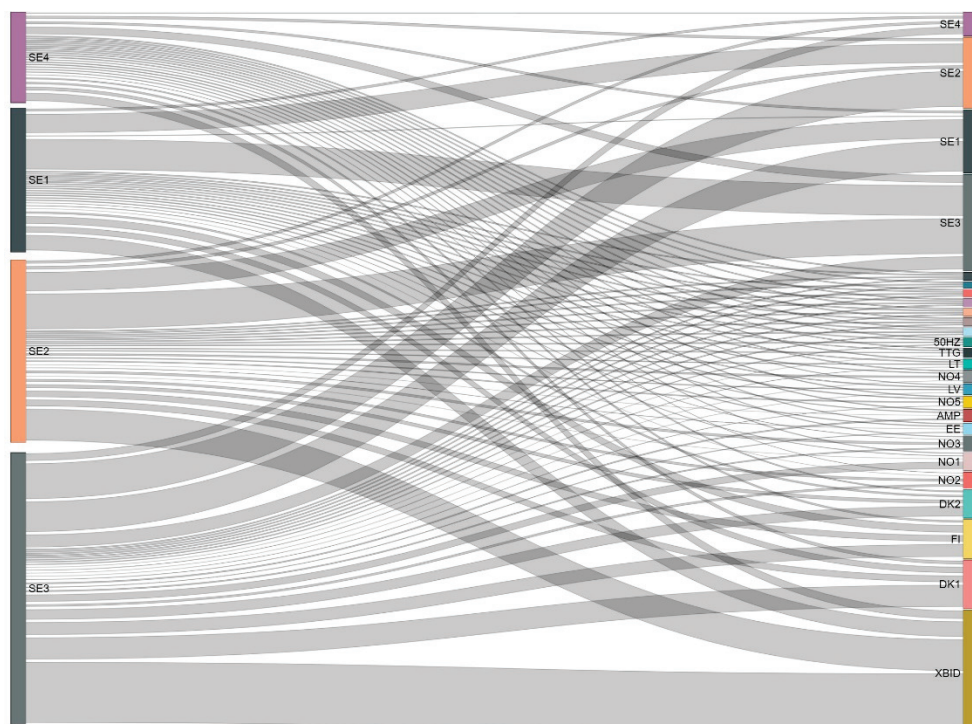
Figur 26: Andel av intradaghandel (köp och sälj) på Nord Pool mellan svenska budområden och andra budområden, 2017.

(Nord Pool, 2021e)



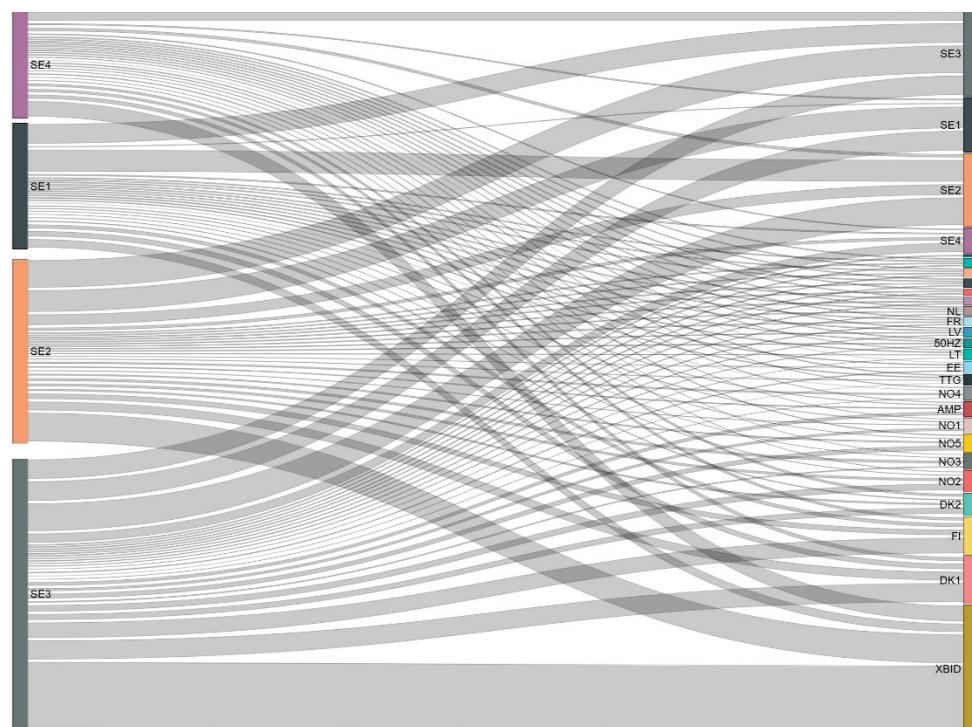
Figur 27: Andel av intradaghandel (köp och sälj) på Nord Pool mellan svenska budområden och andra budområden, 2018.

(Nord Pool, 2021e)



Figur 28: Andel av intradaghandel (köp och sälj) på Nord Pool mellan svenska budområden och andra budområden, 2019.

(Nord Pool, 2021e)



Figur 29: Andel av intradaghandel (köp och sälj) på Nord Pool mellan svenska budområden och andra budområden, 2020.

(Nord Pool, 2021e)

4.4.2 Utnyttjande av handelskapaciteter för intradaghandel

I kapitel 2.3.3 diskuterades betydelsen av handelskapaciteter till intradagmarknaden. I detta kapitel görs en kvantitativ analys av utnyttjandet av de initiala kapaciteter som släpps till ID-marknaden. I Figur 30 redovisas statistisk information om utnyttjandet av de initiala ID-kapaciteterna på timbasis på de svenska budområdesgränserna¹⁴. Utnyttjandet mäts för varje timme som kvoten mellan handelsflöde resulterande av intradaghandel och den initiala ID-kapacitet som släpps vid öppning av ID. Fördelningen av de timvisa utnyttjandekvoterna sammanfattas sedan i form av låddiagram för varje år (se figurtexten för förklaringar till dessa). Kortfattat kan man säga att 50% av alla timmar ligger i de färgade lådorna för ett visst år.

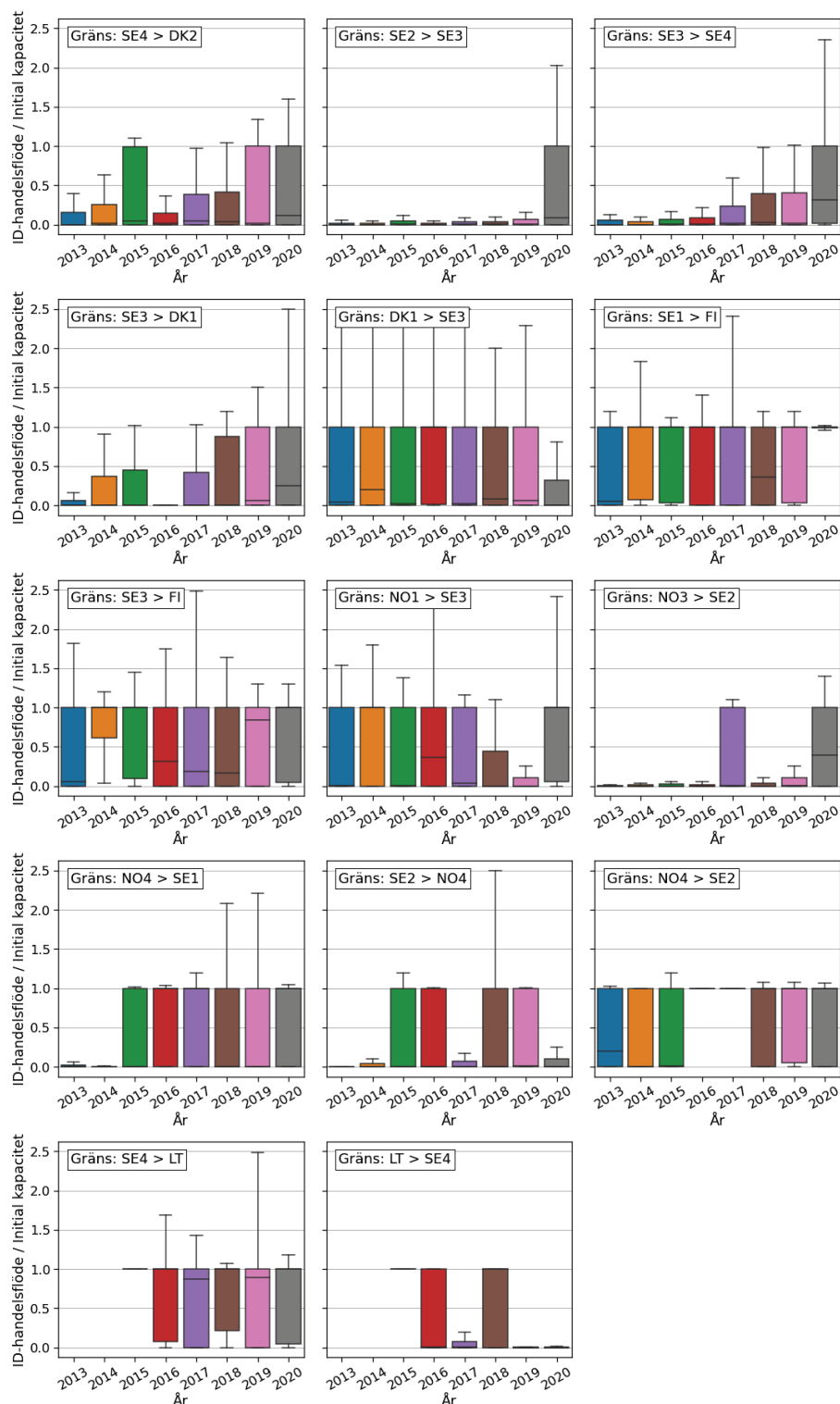
En kvot på 1 kan betyda antingen att all ID-kapacitet utnyttjades eller att ingen ID-kapacitet släpptes till ID på grund av att all kapacitet användes på DA. En kvot större än 1 betyder att mer kapacitet släpptes och utnyttjades efter öppningen av ID, det vill säga att den tillgängliga ID-kapaciteten vid något tillfälle blev höjd av TSO:n och därmed var högre än den initiala kapacitet som släpps vid öppning av ID-handel.

Utnyttjandet av ID-kapaciteter varierar stort mellan budområdesgränser och genom åren. Man kan urskilja det ökade överföringsbehov genom Sverige som uppstod i 2020 på områdesgränserna SE2>SE3 och SE3>SE4. 2020 var det betydligt fler timmar med fullt utnyttjande av den initiala kapaciteten (antingen för ID-handel eller på grund av att all kapacitet utnyttjades på DA).

På många av de budområdesgränser som visas i figuren ligger 75%-kvantilen på 1, vilket innebär fullt utnyttjande av den initiala kapaciteten (eller fullt utnyttjande handelskapacitet på DA) under 25% av alla timmar på året.

Det är värt att notera att Svenska kraftnät har ändrat allokeringen av kapacitet i transmissionsnätet för västkusten 2020 (Svenska kraftnät, 2020c). Den nya allokeringen innebär att endast kapaciteter på SE3>NO1, DK1>SE3 och SE4>SE3 begränsas (både på dagen före- och intradagmarknaden) för att säkerställa driftsäkerheten på västkusten. Tidigare gjordes även begränsningar på DK2>SE4, DE>SE4, PL>SE4 och LT>SE4. Detta har förmodligen haft en betydande påverkan på ID-kapaciteterna på alla dessa budområdesgränser.

¹⁴ Budområdesgränser med låga ID-handelsflöden i förhållande till handelskapaciteter visas inte i figuren.



Figur 30: Låddiagram för ID-handelsflöden (resulterande från all ID-handel för en viss timme) normaliserade på initial ID-kapacitet.

Budområdesgränser med obetydliga ID-handelsflöden i förhållande till initial ID-kapacitet visas inte. De färgade lådorna innehåller 50% av alla timmar för varje år (värden mellan 25%- och 75%-kvantilerna). Medianen visas med ett svart streck i lådorna. Högsta värdet (exklusive outliers) visas med streck ovanför lådan. Läsanvisning: i 2020 för budområdesgräns SE3>SE4 var 25%-kvantilen nära noll, medianen lika med 0.3, 75%-kvantilen lika med 0.3 och högsta värdet lika med ca 2.5. 75%-kvantilen på 1 innebär att 75% av alla timmar hade 2020 ett ID-

handelsflöde under 100% av den initiala kapaciteten tillgänglig för ID-handel. Högsta värde på 2.5 betyder att under enstaka tillfällen var intradaghandel efter stängning av ID 2.5 gånger högre än den initiala ID-kapaciteten, vilket förmodligen betyder att mer kapacitet släpptes av TSO:er innan stängning av ID-handel.

(Nord Pool, 2021a)

5 Framtida möjligheter och utmaningar

I det här kapitlet identifieras nuvarande och möjliga framtida utmaningar som kan ligga till grund för framtida studier och projekt. Kapitlet är inte uttömmande när det kommer till att ta upp alla möjliga framtida problem, utmaningar och möjligheter relaterade till intradagmarknaden, utan tar upp ett par aktuella exempel som kan vara intressanta att utforska närmare i kommande projekt.

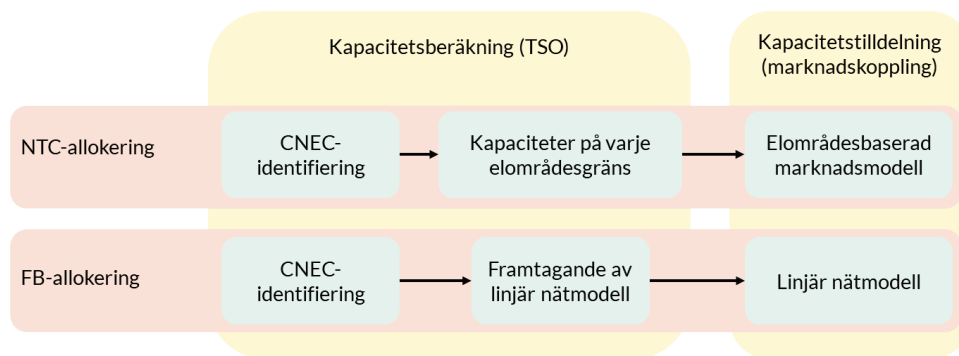
5.1 FLÖDESBASERAD KAPACITETSBERÄKNINGSMETOD FÖR DAGEN FÖRE-MARKNADEN

En ny flödesbaserad (FB) kapacitetsberäknings- och kapacitetsallokeringsmetod kommer att införas i Norden för dagen före-marknaden och ersätta den befintliga NTC-allokeringsmetoden (Net Transfer Capacity). Externa parallellkörningar planeras att startas under 2021 och pågå som längst i 1 år enligt den befintliga tidsplanen (Nordic RSC, 2021). Metoden har sitt ursprung i den europeiska CACM-förordningen (Capacity Allocation and Congestion Management).

Orsaken till att FB-metoden införs först på dagen före-marknaden är att marknadskopplingsalgoritmen för ID inte stödjer FB-metoden i dagsläget delvis på grund av komplexiteten att införa FB-modellen i en algoritm för kontinuerlig handel.

Införandet av FB-kapacitetstilldelningsmetoden innebär att den befintliga områdesbaserade marknadsmodellen byts ut mot en linjär nätmodell där påverkan av budområdenas import och export på belastningen på av TSO:erna identifierade kritiska nätelement (så-kallade CNEC – Critical network element and contingency) beaktas. Det innebär att marknadsalgoritmen kommer att kunna ta bättre hänsyn till det fysiska nätet än i dagens modell. I stället för att TSO:er som idag fördelar kapacitet på varje belastande områdesgräns för att undvika överbelastningar på kritiska nätelement kommer denna fördelning ske i själva kapacitetstilldelningen, det vill säga i marknadskopplingen. Detta illustreras i Figur 31. Notera att det i själva verket inte är TSO:erna som kommer ansvara för framtagandet av den linjära nätmodellen utan en funktion kallad koordinerad kapacitetsberäknare (coordinated capacity calculator CCC). I Norden är det det nordiska RSC-kontoret¹⁵ som kommer att vara CCC.

¹⁵ Nordic Regional Security Coordinator (nordic-rsc.net)



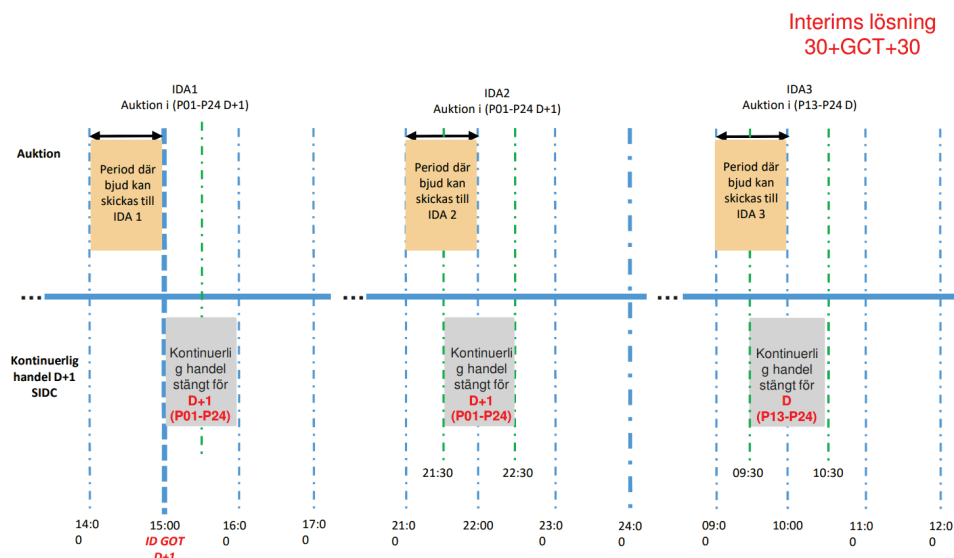
Figur 31: Jämförelse mellan NTC-allokering (dagens metod) och FB-allokering (framtida metod för DA).

Införandet av den nya flödesbaserade metoden på DA kommer att ha konsekvenser på handelskapaciteter på ID:

- **FB-metoden förväntas utnyttja nätet mer optimalt.** Detta kan leda till högre gränsöverskridande DA-handel och därför mindre kapacitet kvar till ID. Denna påverkan mildras av att det kommer att finnas en avsedd metod för att räkna fram säkerhetsmarginaler för olika tidshorisonter. Eftersom osäkerheterna i kapacitetsberäkningen borde vara större i DA-skedet än i ID-skedet borde det leda till en minskning av säkerhetsmarginaler i ID jämfört med DA och därmed till att effekten ovan mildras.
- **Icke-intuitiva flöden.** Den nya metoden förväntas leda till fler tillfällen av så-kallade icke-intuitiva flöden, det vill säga handelsflöden från hög- till lågprisområden. Dessa uppstår för att avhjälpa överbelastningar i nätet och därmed öka elmarknadsnyttan. Vid icke-intuitiva flöden i DA-utfallet kommer kapaciteten i ID i motsatt riktning att sättas till noll eftersom ett marknadsflöde åt andra hållet annars skulle överbelasta ett nätelement. Detta kommer att leda till minskad möjlighet för gränsöverskridande handel på ID och potentiellt flytta obalanser från ID till reglermarknaden (Vattenfall, 2020), se också kapitel 2.3.3.

5.2 INTRADAGAUKTIONER

I 2019 beslutade ACER om villkoren för prissättning för intradagskapacitet baserat på det gemensamma förslaget framtaget av TSO:erna, se (ACER, 2019). I detta beslut planeras införandet av tre intradagsauktioner (IDA) senast 2023: kl. 15.00 dagen D-1, kl. 22.00 dagen D-1 och kl. 10.00 dagen D. Dessa auktioner kommer att köras parallellt med den kontinuerliga ID-handeln. Dock planeras den kontinuerliga ID-handeln att stängas från 20 minuter innan till 20 minuter efter att auktioner körs (30 minuter under en interimperiod). Detta illustreras i Figur 32.



Figur 32: Preliminär plan för IDA.

(Svenska kraftnät, 2020e)

I takt med att mängden förnybar elproduktion ökar i systemet blir intradagmarknaden en allt viktigare marknad för fysisk handel genom att mer volym generellt flyttas från dagen före-marknaden in på intradagmarknaden. Införandet av IDA kan förstärka denna effekt i och med att en del av handeln möjligen skulle flyttas från DA till senare IDA som sker närmare leveranstimmen. Detta kan påverka prisbildningen på DA och därmed även inverka på prissättningen på obalanser under antagandet att befintlig modell används även då.

5.3 15 MINUTERS AVRÄKNING

Enligt ett beslut från de nordiska tillsynsmyndigheterna införs 15 minuters avräkningsperiod för obalanser gemensamt i Norden i maj 2023 (Energimarknadsinspektionen, 2021). Detta kommer att innebära stora förändringar för marknadsaktörerna. En 15 minuters avräkningsperiod kommer förmodligen innebära mindre avvikelser mellan faktisk och planerad produktion (eller förbrukning) men samtidigt mindre möjlighet för aktörerna att jämna ut sina avvikelser under avräkningsperioden då denna blir kortare.

5.3.1 15 och 30 minuters produkter

I samband med övergång till 15 minuters avräkningsperiod kommer marknadsaktörer i Norden att kunna handla 15- och 30 minuters produkter utöver de befintliga 60 minuters produkterna.

Vissa regioner har redan gått över till 15 minuters avräkningsperiod och erbjuder redan idag gränsöverskridande handel för 15- och 30 minuters produkter, exempelvis mellan Frankrike, Belgien, Tyskland och Nederländerna (EPEX Spot, 2020).

Ett utvecklingsprojekt inom SIDC har initierats för att kunna matcha ID-produkter med olika tidsupplösningar (så-kallat cross-product matching). Detta skulle möjliggöra gränsöverskridande handel för produkter med olika tidsupplösningar och därmed en ökad likviditet på SIDC.

5.4 FRAMTIDA FORSKNING

Som nämns i kapitel 1 är litteraturen som beskriver intradagmarknaden begränsad, dessutom sker stora förändringar som innebär att den behöver kompletteras och uppdateras löpande. Nedan presenteras en rad frågeställningar som kan vara av intresse att undersöka närmare. De är dels relaterade till intradagmarknaden så som den är utformad idag och aktuella yttre omständigheter, dels till framtidens intradagmarknad och hur framtida yttre omständigheter kan tänkas påverka den. Dessutom finns anledning att analysera intradagmarknaden ihop med övriga elmarknader. Som är tydligt i den här rapporten finns mycket starka kopplingar mellan marknader och aktörer fattar beslut utifrån information från och om fler marknader än den de befinner sig på i stunden.

En fördjupad analys om korrelationer mellan priser på olika marknader, av samma typ av den som gjordes i kapitel 4.3, skulle belysa hur dessa marknader hänger samman. I en sådan analys skulle även tiden för intradaghandel kunna analyseras för att utvärdera när det mesta av intradaghandeln sker, samt hur priset på intradagaffärer ändras mellan öppningen och stängningen.

En pågående förändring är andelen förnybar el i elsystemet. Kapitel 4 visar på en tydlig korrelation mellan utbyggnationen av vind- och solkraft och ökade volymer på intradagmarknaden. Dock finns många faktorer att ta hänsyn till, som exempelvis introduktionen av SIDC XBID och geografisk täckning, och en gedigen ekonometrisk analys av vilka faktorer som driver volymen på intradagmarknaden kan frambringa viktig information om hur marknaden kan tänkas reagera på framtida förändringar och reglering.

Ovan nämnda introduktion av SIDC XBID har påverkat på intradaghandeln och det är möjligt att realtidsobalanserna påverkats av introduktionen under de timmar som marknaderna är kopplade. En studie kan undersöka om och i sådana fall i vilken utsträckning det skett.

En förändring i närtid är övergången till en ny avräkningsmodell baserad på enpositions- och enprismodellen. En relevant frågeställning att undersöka är hur slutkonsumenter kommer att påverkas av förändringen och i vilken utsträckning. En andra förändring som väntas ske i närtid och vars konsekvenser kan vara intressanta att analysera är införandet av auktioner på intradagmarknaden. Som nämns tidigare i detta kapitel kan dessa påverka prisbildningen på både intradag- (både i auktionerna och i den kontinuerliga handeln) och dagen före-marknaden. En tredje förändring i relativ närtid (2023) är övergången till 15 minuters avräkning och handel med 15-minutersprodukter. Även konsekvenserna av denna förändring är intressant att titta närmare på, ett par av de förväntade effekterna beskrivs i stycke 5.3.

I takt med klimatförändringarna blir extremväder allt vanligare. Det har en direkt påverkan på kraftslag som vind och sol, och givet expansionen av dessa kraftslag i Sverige också en stor möjlig påverkan på elmarknaderna, inte bara intradagmarknaden. Utvecklingen kan innebära olika saker för elmarknaderna som till exempel större prognosfel vilket kan tänkas avhjälpas genom exempelvis en mer effektiv intradagmarknad eller med mer reservkraft. (Koch & Hirth, 2019) har publicerat forskning som är relevant för den här frågeställningen. De observerade ett fenomen som de kallar för den tyska paradoxen vilken innebär att mängden frekvensreserver minskade med en ökande andel förnybara produktionsanläggningar. Förklaringen kan vara den allt större och bättre fungerande intradagmarknaden i Tyskland. En liknande analys kan göras för Sverige.

Som nämns ovan är även angränsande marknader till intradagmarknaden av högt intresse och eftersom de är så beroende av varandra är det viktigt att förstå hur samspelet ser ut. Ett första steg för att lägga grunden för en sådan förståelse kan vara att utforma en rapport likdanande denna, men som tar hänsyn till samtliga marknader, det vill säga hela kedjan. En manual för hur alla marknader fungerar och interagerar kan, precis som den här rapporten, vara till nytta i policydiskussioner och liknande sammanhang där det exempelvis finns behov för att förstå hur en marknad kan tänkas reagera på en förändring på en annan marknad.

En aktuell förändring på dagen före-marknaden som väntas ha stor påverkan på intradagmarknaden är införandet av en flödesbaserad kapacitetsberäkningsmetod. En analys för hur intradagmarknaden kan tänkas reagera bör genomföras och med inspiration från den tyska paradoxen kan det också undersökas vilken effekt det kan tänkas ha för framtida behov av reglerkraft om förändringen på dagen före-marknaden skulle leda till en försvagning av intradagmarknaden.

En sådan manual kan exempelvis ta upp, eller leda till projekt som närmare kan undersöka, frågor som hur aktörer väljer vilken marknad de agerar på och när, kartlägga olika aktörers roller på olika marknader och hur enskilda aktörer kan påverka prisbildning.

Det finns indikationer på att flera typer av aktörer kommer att ta plats på marknaden och bli allt vanligare i framtiden, exempelvis aggregatorer som samlar och organiserar flexibilitet. Hur dessa aktörer och deras aktiviteter och erbjudanden kommer att påverka balansansvar och marknader är också relevanta frågor att ta upp i framtiden.

6 Referenser

- ACER. (2019). *Methodology for pricing intraday cross-zonal capacity*. Hämtat från <https://www.svk.se/contentassets/44c0184118484d65b13f7795c79974a3/metod-annex-i---acer-decision-on-idczcp.pdf>
- All NEMOs Committee. (2019). *Single Day-Ahead Coupling (SDAC)*. Hämtat från All NEMO Committee: <http://www.nemo-committee.eu/sdac> den 11 februari 2021
- All NEMOs Committee. (2020). *Single Intraday Coupling (SIDC)*. Hämtat från All NEMO Committee: <http://www.nemo-committee.eu/sidc> den 11 februari 2021
- All NEMOs Committee. (den 25 mars 2021). *SIDC: Revised Go-Live for SIDC integration of Italy and new SIDC*. Hämtat från All NEMO Committee: <http://www.nemo-committee.eu/assets/files/-revised-go-live-for-sidc-integration-of-italy-and-new-sidc-release.pdf> den 8 april 2021
- Energikommissionen. (2016). *Underlagsrapport: Marknadsdesign för framtidens elsystem*.
- Energimarknadsinspektionen. (2020). *Sveriges el- och naturgasmarknad 2019*.
- Energimarknadsinspektionen. (den 18 mars 2021). *Beslut om 15 minuters avräkningsperiod i de nordiska länderna*. Hämtat från https://www.ei.se/Documents/_2020_2021/Nyheter%20nov%202020%202021/Beslut%20c3%a4rendenummer%202018-100294.pdf
- Energimyndigheten. (2020). *Kortsiktsprognos sommaren 2020*. Hämtat från <https://energimyndigheten.a-w2m.se/FolderContents.mvc/Download?ResourceId=176611> den 24 februari 2021
- ENTSO-E. (2016). *Nordic balancing philosophy*.
- ENTSOE. (den 14 juni 2018). *European Cross-Border Intraday (XBID) Solution and 10 Local Implementation Projects successful go-live*. Hämtat från ENTSOE: <https://www.entsoe.eu/news/2018/06/14/european-cross-border-intraday-xbid-solution-and-10-local-implementation-projects-successful-go-live/> den 12 februari 2021
- ENTSO-E. (den 25 mars 2021). *Single Intraday Coupling (SIDC)*. Hämtat från entsoe: https://www.entsoe.eu/network_codes/cacm/implementation/sidc/ den 19 april 2021
- EPEX SPOT. (den 28 maj 2020). *EPEX SPOT and ECC successfully launch Intraday markets in the Nordic region*. Hämtat från <https://www.epexspot.com/en/news/epex-spot-and-ecc-successfully-launch-intraday-markets-nordic-region>
- EPEX Spot. (den 22 oktober 2020). *SIDC: New 15 and 30 minutes cross-border intraday products on bidding zone borders between Belgium, Germany, France and The Netherlands*. Hämtat från https://www.epexspot.com/sites/default/files/download_center_files/Press%20release%20-%20XBID%2030%20and%2015%20mins%20products%20v20201022%20-%20final4.pdf
- eSett. (2018). *Nordisk balansavräkning – handbok*.
- Europeiska kommissionen. (den 24 juli 2015). *Kommissionens förordning (EU) 2015/1222 av den 24 juli 2015 om fastställande av riktlinjer för kapacitetstilldelning och hantering av överbelastning*. Hämtat från <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32015R1222> den 12 februari 2021
- Koch, C., & Hirth, L. (2019). Short-term electricity trading for system balancing: An empirical analysis of the role of intraday trading in balancing Germany's electricity system. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 113.

- Nord Pool. (2019). *Single Intraday Coupling (XBID) Information Package*.
- Nord Pool. (2021a). *Nord Pool Market Data*. Hämtat från <https://www.nordpoolgroup.com/Market-data1/#/nordic/map>
- Nord Pool. (2021b). *Nord Pool REMIT UMM*. Hämtat från <https://umm.nordpoolgroup.com/#/messages?publicationDate=all&eventDate=nextweek>
- Nord Pool. (den 3 mars 2021c). *Regulating prices*. Hämtat från Nord Pool Market data: <https://www.nordpoolgroup.com/Market-data1/Regulating-Power1/Regulating-Prices1/SE/Hourly/?view=table>
- Nord Pool. (2021d). *SIDC gate opening times and gate closing times*.
- Nord Pool. (den 24 mars 2021e). Mailkontakt.
- Nord Pool. (den 10 mars 2021f). *Unavailability of electricity facilities: Production*. Hämtat från Remit UMM: <https://umm.nordpoolgroup.com/#/messages/abd344bd-9b10-4618-8fa1-5ebb6402d400/4> den 9 april 2021
- Nord Pool. (n.a.). *History*. Hämtat från Nord Pool: <https://www.nordpoolgroup.com/About-us/History/>
- Nordic Balancing Model. (2020). *Input from Nordic stakeholders to the Common Market Design paper and response from the Nordic TSOs*.
- Nordic Balancing Model. (2020). *Single price and Single position - implementation in the Nordics - Common Market Design description*.
- Nordic RSC. (2021). *Flow-based capacity calculation methodology*. Hämtat från <https://nordic-rsc.net/flow-based/>
- Pogosjan, D., & Winberg, J. (2013). *Förändringar av marknadsdesign och deras påverkan på balanshållningen i det svenska kraftsystemet: En kartläggning och analys av de balansansvarigas arbetsgång*.
- SCB. (den 9 mars 2021). *Månatlig elstatistik och byten av elleverantör*. Hämtat från SCB: <https://www.scb.se/hitta-statistik/statistik-efter-amne/energi/tillforsel-och-anvandning-av-energi/manatlig-elstatistik-och-byten-av-elleverantor/> den 25 mars 2021
- Scharff, R. (2015). *Design of Electricity Markets for Efficient Balancing of Wind Power Generation*. Doctoral Thesis, KTH, Stockholm.
- Scharff, R., & Amelin, M. (2016). Trading behaviour on the continuous intraday market Elbas. *Energy Policy*, 88, 544-557. doi:<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.10.045>
- Svenska kraftnät. (2020a). *Allmänna villkor för balansansvarig (avtalsbilaga 2 till Avtal om Balansansvar för el)*.
- Svenska kraftnät. (2020b). *Svenska kraftnät's first views on the future imbalance settlement scheme*. Svenska kraftnät.
- Svenska kraftnät. (den 12 januari 2020c). *Undantag från lägst 70 procent överföringskapacitet för 2021*. Hämtat från <https://www.svk.se/press-och-nyheter/nyheter/elmarknad-allmant/2021/undantag-fran-lagst-70-procent-overforingskapacitet-for-2021/>
- Svenska kraftnät. (den 1 december 2020d). *Avgifter för balansansvariga*. Hämtat från Svenska kraftnät: <https://www.svk.se/aktorsportalen/systemdrift-elmarknad/balansansvar/avgifter-for-balansansvariga/> den 24 mars 2021
- Svenska kraftnät. (2020e). *Elmarknadsrådet 2020 Möte 1: Anteckningar*. Hämtat från https://www.svk.se/siteassets/om-oss/organisation/vara-rad/elmarknadsradet/2020/emr_1_2020_presentationer_20200305.pdf
- Svenska kraftnät. (2021a). *Balansansvarsavtal*. Hämtat från <https://www.svk.se/aktorsportalen/systemdrift-elmarknad/balansansvar/balansansvarsavtal/>

- Svenska kraftnät. (den 8 februari 2021b). *Svenska kraftnät upphandlar mFRR kapacitet i SE3 och SE4*. Hämtat från Svenska kraftnät: <https://www.svk.se/press-och-nyheter/nyheter/elmarknad-allmant/2021/svenska-kraftnat-upphandlar-mfrr-kapacitet-i-se3-och-se4/> den 18 februari 2021
- Vattenfall. (den 1 juli 2020). *Concerns about introduction of Flowbased*. Hämtat från <https://nordic-rsc.net/wp-content/uploads/2020/08/Concerns-Vattenfall-SHG-1-July-2020-v2.pdf>
- Vattenfall. (den 8 april 2021). Mailkontakt.
- Weber, C. (2010). Adequate intraday market design to enable the integration of wind energy into the European power systems. *Energy Policy*, 38(7), 3155-3163.

Sökord

Balansansvar

Budområden

Elhandel

Förnybar elproduktion

Gränsöverskridande

Handelskapaciteter

Intradagmarknaden

mfr

Obalans

Prognoser

Reglermarknaden

SIDC

Vindkraft

XBID

INTRADAGMARKNADEN

Sverige har på senare år sett en relativt kraftig utbyggnad av förnybara kraftslag som vind- och solkraft. Ett kännetecken för de här kraftslagen är att de är svåra att prognosticera. Det blir därför allt viktigare med kompletterande marknader där justeringar från handeln på dagen före marknaden kan göras på ett kostnadseffektivt sätt. Intradagmarknaden är en sådan kompletterande marknad.

Den planerade expansionen av förnybara kraftslag är alltså en indikation på att intradagmarknadens betydelse kommer att öka. Av den anledningen är det viktigt att de aktörer som direkt eller indirekt kan påverka eller påverkas av intradagmarknaden har en god förståelse för dess funktion.

Här ges en grundläggande beskrivning av intradagmarknadens roll och funktion, framtida möjligheter och utmaningar. Syftet är att på ett lättillgängligt sätt bidra till en ökad förståelse för marknaden och hur den relaterar till angränsande marknader. Resultaten vänder sig till alla som indirekt arbetar med eller är intresserade av intradagmarknaden och som vill lära sig om dess grundläggande roll och funktion.

Ett nytt steg i energiforskningen

Energiforsk är en forsknings- och kunskapsorganisation som samlar stora delar av svensk forskning och utveckling om energi. Målet är att öka effektivitet och nyttiggörande av resultat inför framtida utmaningar inom energiområdet. Vi verkar inom ett antal forskningsområden, och tar fram kunskap om resurseffektiv energi i ett helhetsperspektiv – från källan, via omvandling och överföring till användning av energin. www.energiforsk.se