

Retningslinjer for fos § 6 – Fastsettelse av handelskapasitet

Første ledd

I henhold til den nordiske kapasitetsberegningsmetoden etter Artikkel 20(2) i "Commission Regulation (EU) 2015/1222", er systemansvarliges metode for å fastsette handelskapasiteten mellom budområder basert på Flytbasert Markedskopling (FB).

Prosess for fastsettelse av handelskapasitet

Det er flere trinn i prosessen for å fastsette handelskapasiteten mellom budområder. Disse trinnene inkluderer både flytbasert markedskobling og allokering av kapasitet til utveksling av FRR. Prosessen for fastsettelse av kapasitet mellom budområdene blir som følger:

- Beregning av foreløpig total handelskapasitet på kvelden D-2 (flowbased).
- Allokering av kapasitet for utveksling av FRR på morgenen D-1.
- Fastsettelse av handelskapasitet i døgnet etter at kapasitet for utveksling av FRR er fratrukket og en driftssikkerhetsanalyse er gjennomført.
- Fastsettelse av kapasitet for handel i intradagmarkedet etter at tidligere allokert kapasitet for utveksling av FRR og utveksling i døgnet er fratrukket.
- Fastsettelse og kontinuerlig oppdatering av tilgjengelig kapasitet for aktivering og utveksling av mFRR mellom budområdene i samsvar med tidligere allokert kapasitet og handel i intradagmarkedet.
- Kapasitet reservert for aFRR i henhold til klarering i kapasitetsmarkedet kan ikke frigis til mFRR-utveksling og vil kun bli benyttet dersom aFRR blir aktivert. Da det foreløpig ikke er implementert et aFRR aktiveringsmarked, gjøres aFRR aktiveringen basert på frekvensvariasjoner og i henhold til markedsklarert aFRR-kapasitet på de enkelte produksjonsenhetene.

Flowbased beregning

I henhold til den nordiske kapasitetsberegningsmetoden etter Artikkel 20(2) i "Commission Regulation (EU) 2015/1222" angis flytbaserte handelskapasiteter gjennom to sett av parametere, Power Transfer Distribution Factors (PTDF) og Remaining Available Margin (RAM):

- En PTDF angir hvor stor andel (i prosent) av én MW injisert i et budområde som (ved et kritisk utfall, N-1) legger seg på en gitt kritisk nettverkskomponent (CNEC).
- RAM angir hvor mange MW markedet tillates å laste opp på hver enkelt CNEC.
- Handelskapasitetene utgjør dermed en matrise med en linje for hver CNEC, en kolonne for hvert budområde, samt en kolonne med RAM. I kolonnene for budområder angis PTDF for aktuelt budområde og snitt, i kolonnen for RAM oppgis RAM i MW for aktuelt snitt.

PTDF og RAM beregnes på bakgrunn av en felles nordisk nettmodell og en felles nordisk beregningsmetode. Beregningen er beskrevet nærmere i metoden "Nordic Capacity Calculation Region capacity calculation methodology in accordance with Article 20(2) of Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management".

Systemansvarlig leverer daglig 24 nasjonale D-1 (dagen før driften) og D-2 (to dager før driften) nettmodeller (IGM – Individual Grid Model) med timesoppløsning til Nordic-RCC sammen med angivelse av relevante CNEC'er i det nasjonale kraftnettet. Nordic-RCC setter de nasjonale nettmodellene sammen for de fire nordiske landene til 24 daglige felles nordiske nettmodeller (CGMer – Common Grid Models). Deretter benytter Nordic-RCC CGM for å beregne handelskapasitetene (PTDF og RAM) for Norden basert på den felles nordiske beregningsmetoden. Fra og med overgangen til 15 minutters marked, vil hver enkelt timesmodell bli benyttet fire ganger, en for hvert av de fire femtenminutters MTUene modellen dekker.

Kapasitet for utveksling av FRR

Før endelig beregning av handelskapasitet til døgnmarkedet, gjør Nordic-RCC først en foreløpig beregning D-2. Denne beregningen definerer maks allokering av kapasitet for utveksling av FRR mellom budområdene. Det kan normalt maksimalt allokeres 10% av total handelskapasitet til utveksling av FRR. Ved mangel på bud i enkelte budområder, kan allokeringen økes til maksimalt 20%. Dette gjøres i tråd med metode etter EBGL art. 41 nummer 1.¹

Samme metode beskriver allokering av kapasitet for utveksling av FRR mellom budområder som beregnes i FRR kapasitetsmarkedene pr. budområdekorrridor pr. tidsenhet og retning. Dette gjøres på grunnlag av blant annet total tilgjengelig kapasitet, reservekrav pr. budområde, forventet pris i energimarkedet, og de innkomne FRR-kapasitetsbudene. Beregningen vil føre til allokering av kapasitet for utveksling av FRR dersom det gir en større samfunnsøkonomisk nytte å utveksle FRR enn å tildele denne kapasiteten til døgnmarkedet. Dimensjonering, altså beregning av reservekrav per budområde, av FRR er beskrevet nærmere i retningslinjene til § 9.

Kapasitet for utveksling i døgn- og intradag markedene

Etter at FRR-kapasitetsmarkedene er klarert hver morgen, blir reservasjonene av kapasitet for utveksling av FRR trukket fra i beregningene som fastsetter handelskapasitet som blir gitt til døgnmarkedet. Nordic-RCC beregner handelskapasiteter for døgnmarkedet. Når markedsresultatet fra døgnmarkedet er kjent, gjør Nordic-RCC beregningen for intradagmarkedet. Intradagkapasiteter vil midlertidig angis som ATC² (Available Transfer Capacity) begrensninger inntil en FB-løsning også er klargjort i intradagplattformen (SIDC). ATC beregnes på bakgrunn av FB-matrisen og vil dermed baseres på samme nivå av driftssikkerhet som FB-løsningen.

Resultatene fra kapasitetsberegningen skal valideres og godkjennes av systemansvarlig før publisering til markedsaktørene. Systemansvarlig har ved validering, anledning å korrigere beregnet RAM med hjelp av en Individual Validation Adjustment (IVA) -verdi i tilfeller feil i inndata, ved driftsforstyrrelser, ved mangel på tilgang på reserve eller tilgjengelighet av systemvern.

NSL er ikke med i den europeiske markedskoblingen og vil derfor i kapasitetsfastsettelsen bli hensyntatt ved at systemansvarlig innledningsvis gjør en beregning basert på dagens NTC-metodikk. Her fordeles kapasitet mellom NSL-auksjonen og den europeiske markedskoblingen.

For termiske grenser og statiske spenningsbegrensninger, blir den maksimale flyten som tillates (startpunktet for beregning av RAM) per kritiske nettverkselement beregnet av Nordic-RCC gjennom bruk av CGM og felles nordisk beregningsmetode. Dynamiske begrensninger fastsettes av systemansvarlig som leverer disse direkte til Nordic-RCC³. Dynamiske begrensninger fastlegges gjennom bruk av kraftsystemsimulator som kan beregne konsekvenser ved enkeltutfall (n-1) av anleggsdeler (dvs. linjer, transformatorer, HVDC-anlegg):

- For hver analyseperiode benyttes et forbruk som er representativt for den aktuelle analyseperioden i det gitte nettområdet som analyseres. Forbruket kan dermed representere lastsituasjonen gitt av f.eks. sesong, tid på døgnet eller særegne forbruksmønstre som kan forventes i drift.
- Deretter gjennomføres en simulering for å finne maksimal flyt. Dette gjøres ved å endre produksjonsnivå og geografisk fordeling av produksjonen i simuleringsmodellen for å finne driftssituasjoner i hvert budområde, og i kraftsystemet som helhet, som akkurat tilfredsstill

¹ Se [metode etter EBGL art. 41 nummer 1, godkjent av RME 23. Oktober 2023 som er publisert på ENTSO-E sine nettsider](#)

² ATC = NTC – AAC. AAC er allerede allokert overføringskapasitet.

³ Det utvikles et regnesystem for å sette Nordic-RCC i stand til å gjennomføre disse beregningene i fremtiden.

kravene til driftssikkerhet ved de verste enkeltutfallene i hovednettet. Kravene til driftssikkerhet er her gitt av:

- Termiske begrensninger på linjer/transformatorer (ref. konsesjonærenes oppdatering i Fosweb – Kraftsystemdata)
- lavest akseptable spenning i nettet etter utfall
- risiko for følgeutfall ved kraftige effektpendlinger (stabilitet etter feil)

Det er angitt en sikkerhetsmargin (FRM) på alle CNEC'er. FRM benyttes for å sørge for nødvendig driftsmargin i normaldrift ved normale flytvariasjoner. I henhold til den nordiske kapasitetsberegningemetoden etter Artikkel 20(2) i "Commission Regulation (EU) 2015/1222", fastsettes verdien på FRM for hver enkelt CNEC basert på en felles statistisk nordisk metode og reduserer tilgjengelig RAM. Metoden er nærmere beskrevet i "**Nordic Capacity Calculation Region capacity calculation methodology in accordance with Article 20(2) of Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management**".

Kapasitet for utveksling av FCR

Utvexling av FCR mellom Statnett og de andre nordiske TSOene skjer etter at resultatet fra markedskoplingen er kjent. Utveksling av FCR-kapasitet gjennomføres kun i tilfeller det er nok ledig handelskapasitet i Intradagmarkedet ved innkjøpstidspunkt for FCR-markedet og påvirker ikke gitt handelskapasitet til markedet. Maksimal netto import av FCR for et land er i henhold til den nordiske systemdriftsavtalen 1/3 av gjeldende nasjonalt krav.

Handelskapasiteter vil normalt variere fra dag til dag og time for time, basert på allerede allokert kapasitet for FRR, forskjeller i innsendte nettbegrensninger og modell, herunder planlagte og ikke-planlagte driftsstanser og last- og produksjonsfordeling. Kapasiteter kan også være redusert som følge av, men ikke begrenset til, tilfeller som opplistet under:

- Utilgjengelighet av systemvern
- Mangel på reserver for å håndtere feil eller ubalanser

Tiltak for å øke eller opprettholde handelskapasitet

Systemansvarlig etterstreber å gi høyest mulig handelskapasitet til enhver tid, gitt nevnte begrensninger. Flere ulike tiltak kan bidra til å øke eller opprettholde en høyere handelskapasitet. Hvilke tiltak som velges baseres på driftsmessige og samfunnsøkonomiske vurderinger. I tilfeller der det for å håndtere en nettbegrensning, mangler alternative tiltak eller der alternativene anses å gi en for dårlig forsyningsikkerhet eller vurderes å ikke være samfunnsøkonomisk lønnsomme, må denne begrensningen løses gjennom den flytbaserte markedsklareringen. De alternative tiltakene er blant annet:

- Bruk av systemvern; hvor signal sendes for automatisk frakopling av produksjon (PFK), forbruk (BFK), nettsplitt eller endring av HVDC-flyt (nøddfekt), ved feil på et anlegg eller ved overstrøm på komponenter.
- Endring i koplingsbilde; gjennom å endre koplingsbilde i nettet kan begrensende komponenter avlastes og kapasitet frigjøres. Kostnader for endringer i koplingsbilde er normalt lav, men kan innebære en høyere risiko for utfall av komponenter og kan gi en uakseptabel drift med hensyn til spenningsforhold og forsyningsikkerhet.
- Regulering av produksjon/forbruk eller handel med andre land; I tilfeller der nettbegrensningen forventes internt i et budområde, kan systemansvarlig kjøpe regulering i markedene for mFRR, eller systemansvarlig kan kontakte systemansvarlig i andre land for eventuelt å avtale en handel over utenlandsforbindelser. Slike tiltak benyttes når virkningsgraden er høyere enn å redusere handelskapasitet, og at tiltaket vurderes å være samfunnsøkonomisk lønnsomt.
- Redusert forsyningsikkerhet; tillate at en feil i nettet kan medføre mørklegging av et begrenset geografisk område. Ved å fravike N-1 prinsippet hvor én feil kan gi mørklegging av et område,

vil det i noen tilfeller kunne gi en høyere handelskapasitet. Nyttene av økt kapasitet vil bli vurdert mot risikoen for mørklegging og hvor stort geografisk område som driftes med N-0.

- Avlyse planlagte driftsstanser.

Annet ledd

Systemansvarlig informerer om forventede handelskapasiteter i henhold til enhver tid gjeldende regelverk.

Systemansvarlig offentliggjør følgende informasjon knyttet til tilgjengelig handelskapasitet:

- Fastsatte handelskapasiteter for alle nettbegrensninger, inkludert PTFD og RAM, publiseres daglig på ENTSO-E (<https://transparency.entsoe.eu/>) og NUCS (<https://nucs.net>) før markedsklarering i Day-Ahead.
- Systemansvarlig vil for øvrig etterleve alle kravene til publisering av data i artikkel 25 i "Nordic Capacity Calculation Region capacity calculation methodology in accordance with Article 20(2) of Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management".
- Systemansvarlig publiserer årlig (Y-1) og månedlig (M-1), sammen med de andre nordiske TSOene, en forventet handelskapasitet mellom hvert budområde basert på en nordisk Y-1/M-1 CGM og tilhørende nettbegrensninger. Kapasiteter vil beregnes basert på metoden "Long-term capacity calculation methodology of the Nordic capacity calculation region in accordance with Article 10(1) of Commission Regulation (EU) 2016/1719 of 26 September 2016 establishing a guideline on forward capacity allocation", for et høylast- og et lavlastscenarie. For Y-1 vil det bli beregnet kapasiteter høylast og lavlast scenarier per kvartal og for M-1 vil det bli beregnet ett høylast og ett lavlast scenarie. Kun utkoplinger med varighet for hele kvartaler, og hele måneder, vil bli hensyntatt i henholdsvis Y-1 og M-1.
- Frem til introduksjon av FB i det langsiktige markedet, vil beregningen av langsiktige kapasiteter bruke den samme metodikken som benyttes ved beregning av Intradagkapasiteter (ATC) og publiseres som ATC-kapasiteter. (Forventet handelskapasitet vil være tilgjengelig via nettsidene til Nordic Unavailability Collection System (NUCS).
- Ved planlagte driftsstanser som forventes å redusere tilgjengelig handelskapasitet, vil det bli publisert markedsmeldinger på NUCS, som beskriver forventet reduksjon i forbindelse med driftsstansen, i forhold til publiserte kapasiteter fra Y-1 og M-1 prosess. Ved andre spesielle endringer i forhold som påvirker forventet kapasitet vil egen markedsmelding på NUCS bli sendt.
- På ENTSO-E Transparency platform (<https://transparency.entsoe.eu/>) publiserer systemansvarlig følgende informasjon for alle handelskorridorer:
 - Fastsatte handelskapasiteter for morgendagen publiseres daglig før markedsklarering
 - Laveste forventede kapasiteter for neste uke, måned og år, basert på publiserte markedsmeldinger.
 - Oversikt over rampingrestriksjoner på HVDC-forbindelser