

2019-09-25

2019/866

BREV

Beskrivning av systemansvaret för överföringssystemet och dess innebörd

Efter det externa referensgruppsmötet om genomförande av reviderad EU-lagstiftning inom elområdet den 13 september framkom det att Svenska kraftnät skulle ge en förklaring om systemdrift och stödtjänster. Detta brev syftar till att ge den önskade förklaringen.


Svenska kraftnät ser vissa utmaningar med den tolkning som görs i Ellagen 3 kap 1 § med utgångspunkt ur Direktiv om gemensamma regler (EU) 2019/944.

Motiveringar som ligger till grund för förslag till förändringar i och med direktivet för gemensamma regler behöver underbyggas med förutsättningar för överföringsförmågan och relateras till övriga förordningar om den inre marknaden för el. Detta för att förtydliga vad systemansvaret för överföringssystemet betyder i relation till systemansvarig myndighet, men även för att ge förutsättningar att skapa en bättre förståelse för systemansvariga för distributionssystemen då även deras roll förtydligas i och med CEP. Att ha tydliga roller och ansvar är en förutsättning för att kunna hantera omställningen av kraftsystemet.

Vidare är en grundläggande förståelse för vad överföringssystem innebär, och vad uppgifterna för en TSO är, av stor betydelse för att till exempel en tillsynsmyndighet eller en annan aktör i elsystemet ska förstå den grundläggande systemdriften och dess driftsäkerhet – och hur samtliga aktörer bidrar för att upprätthålla driftsäkerheten. Detta är av vikt vid utövande av tillsyn, samt för att öka förståelsen för om hur distributionssystemen ska kunna axla sitt alltmer förtydligade ansvar i att tillhandahålla och utveckla en infrastruktur i elmarknaden som ska bidra till den totala driftsäkerheten.

Sammanfattning

En övergripande genomgång av det tredje inre marknadspaketet från EU Kommissionen ger att den systemansvariga för överföringssystemet ska ta fram och motivera de tekniska kraven för anslutning (dock godkännas av den oberoende tillsynsmyndigheten), motivera hur dessa förmågor som kravställs vid anslutning används i systemdriften i form av stödtjänster och avhjälpande åtgärder vid normala så som onormala driftförhållanden. Vidare ska det ges incitament via elmarknaden att prissignaler ska spegla elsystemets behov så att infrastrukturen



utvecklas säkert och effektivt. Det som nu tillkommer och som ska bygga på den systemansvariges uppdrag gällande överföringssystemet (eller den systemansvarige myndighetens uppdrag), är att även distributionssystemen har nästan samma ansvar för sitt kontrollområde/ledningsnät för sin systemdrift.

Systemansvariga för distributionssystemen kommer, i och med utvecklingen mot allt mer decentraliserad elproduktion, få en avgörande roll för framtida systemdrift och driftsäkerheten, då de kommer ha merparten av den anslutande produktionen och förbrukningen inom sina områden. De behöver då se över sina förutsättningar för stödtjänster och åtgärder.

Den snävare skrivningen i 3 kap 1 § i Ellagen och implementeringen av denna gör det förståeligt att det uppstår oklarheter avseende ansvar och tillvägagångssätt för anskaffandet av stödtjänster och andra typer av verktyg, så som avhjälpan åtgärder, då skrivningarna endast fokuserar på ledningsnät och indirekt dess nätkapacitet istället för överföring- och distributionssystemens förmåga att bemöta en rimlig efterfrågan på överföring av el.

Kunskap om kraftsystemets drift och överföringsförmåga behövs för att kunna bedöma, följa upp och styra förutsättningarna för kraftsystemets utveckling och förmåga att uppfylla sin funktion – att säkert och effektivt kunna transportera el. Svenska kraftnäts bedömning är att Ei behöver uppdatera sina motiveringar och även föreslå uppdateringar i lagstiftningen för vad som anses vara ett överföringssystem och distributionssystem i samband med nätägarrollen.

Detta gäller framförallt följande bestämmelser:

40.1 a

40.1 c

40.1 f

40.1i

40.5

40.6

40.7

För detaljer, se kommenterad version av bedömning av artikel 40-42.

Det är av vikt att det övergripande ansvaret är tydligt, så att skrivningarna som återfinns i direktivets artikel 40 och artiklarna 31-36 om flexibilitet och stödtjänster tydliggörs i svensk lagstiftning, så att förutsättningar för att dessa kan anskaffas på det mest lämpliga sättet för ett effektivt nyttjande av systemet. Då



Energimarknadsinspektionen (Ei) ska ha en central roll att spela i detta, är det även av vikt att Ei:s roll och ansvar blir rimlig att hantera. Tydlighet i grundläggande lagstiftning och förståelse för systemdriften är då avgörande.

Uppgifter för en systemansvarig för överföringssystemet – att säkerställa en långsiktig förmåga att på ett rimligt sätt föra över el

Definitionen av överföring är enligt direktivet:

överföring: transport av el i sammanlänkade system med högspänningsnät samt nät med extra hög spänning för tillhandahållande till slutkunder eller distributörer, men inte leverans.

En överföring sker när el transporteras i ett sammanlänkat system. Detta sker när **produktion, ledningsnät och förbrukning** kan samverka så att el kan transporteras. En systemansvarig för överföringssystemen har i grunden uppgiften att tillhandahålla en infrastruktur som säkerställer att el kan transporteras från den plats där den produceras till där den ska förbrukas. Den systemansvariga för överföringssystemet (gäller även DSO:er) ska säkerställa att infrastrukturen på lång sikt har förmåga att bemöta en rimlig efterfrågan på överföring av el (artikel 40.1a, tidigare artikel 12).

För att upprätthålla en rimlig överföring av el behöver överföringssystemet vara säkert och tillförlitligt. Ansvaret för att upprätthålla överföringssystemets säkerhet och tillförlitlighet förtydligas bland annat i direktivets artikel 40.1c och d som krävställer att en systemansvarig för överföringssystemet ska *delge en lämplig överföringskapacitet, systemtillförlitlighet respektive styra elflöden (...). Där kraftsystemet är säkert och tillförlitligt, effektivt och att nödvändiga stödtjänster finns tillgängliga.*

För att säkerställa en rimlig överföringskapacitet behöver grundläggande driftsäkerhet uppnås. Det uppnås genom att elsystemet är inom driftsäkerhetsgränser och över tid kan samverka driftsäkert.

Överföringskapaciteten är beroende av erforderlig driftsäkerhet; att frekvens (balansering och frekvensstabiliteten), spänning (spänningsreglering och spänningsstabiliteten) och effekt (överlast och effektbrist) hålls inom givna driftsäkerhetsgränser. Vid någon överträdelse av dessa gränser påverkas kraftsystemets överföringsförmåga. **Kraftsystemets överföringskapacitet är beroende av tillgänglig produktionskapacitet, nätkapacitet och de tekniska grundläggande villkoren som gränser för frekvens, spänning och effekt.**



För att säkerställa att de tekniskt grundläggande villkoren hålls för driftsäkerheten används stödtjänster och avhjälpande åtgärder (se tex artikel 13 i elhandelsförordningen och artikel 10-23 i SO GL samt 8 kap 3a i Ellagen). Driftsäkerheten och relationen till stödtjänster definieras övergripande i direktivet. Det framgår även att dessa ska upphandlas av den systemansvarige för överföringssystemet för att hålla driftsäkerheten så att överföringskapaciteten kan hållas så säker och effektiv som möjligt. Detta ska relateras till 8 kap 3a § där den systemansvariga myndigheten ska säkerställa en driftsäker samverkan genom att anskaffa tjänster från systemanvändare (just nu står det ”produktion”, förslag på ändring till ”systemanvändare”) på ett icke-diskriminerande, öppet och marknadsorienterat sätt. Några exempel där detta görs är till exempel balansmarknaderna aFRR, mFRR och frekvensstabilitetsprodukterna FCR.

Definitionen av stödtjänster återfinns i 2.48 där kopplingen till driftsäkerheten också beskrivs.

Överföringsförmågan och överföringskapaciteten är beroende av hela systemets förmåga att samverka driftsäkert, och inte bara av ledningarnas robusta konstruktion och nätkapacitet. Det kan till exempel vara stabilitetsproblem som är begränsande för förmågan till överföring, trots att termisk kapacitet finns kvar inom själva ledningsnätet. Hur metoderna och verktygen för att säkerställa att kraftsystemet samverkar driftsäkert för att kunna tillhandahålla så mycket kapacitet som möjligt till marknaden återfinns mer detaljerat bland annat i EU förordning om drift av överföringssystemet i artikel 18-25, 38-39, 55, 75, 76, EB samt i CACM.

I Ellagens 3 kap framgår följande:

1 § Ett företag som bedriver nätverksamhet ansvarar för drift och underhåll och, vid behov, utbyggnad av sitt ledningsnät och, i tillämpliga fall, dess anslutning till andra ledningsnät. Företaget svarar också för att dess ledningsnät är säkert, tillförlitligt och effektivt och för att det på lång sikt kan uppfylla rimliga krav på överföring av el.

Det som krävs i 3 kap i Ellagen om nätverksamhet och 8 kap i Ellagen om systemansvar är sammanställt i direktivet och ger en mer enhetlig bild av vilka uppgifter en systemansvarig för överföringssystemet har. I Ellagen 8 kapitlets tre första paragrafer om systemansvar och driftsäkerhet ingår samtliga i ansvaret som en systemansvarig för överföringssystemet har och gör således att en systemansvarig myndighet utför samma arbetsuppgifter som en systemansvarig för överföringssystemet.

Ellagens 3 kap 1 § har tydligt en snävare skrivning än 40.1a då betydelsen av utvecklingen av överföringssystemets (eller distributionssystemets) förmåga till att



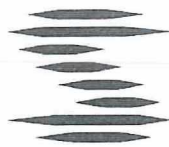
rimlig bemöta efterfrågan på el där kapaciteten (produktion och nät) och kopplingen till ett driftsäkert överföringssystem (eller distributionssystem) inte tas med då 3 kap 1 § endast fokuserar på ledningsnät (således endast nätkapacitet). Att Ei i sin analys om lagstiftningen likställer artikel 40.1 med 3 kap 1 § blir missvisande avseende vad som förväntas av en systemansvarig.

Detta är en olycklig skrivning då det blir otydligt vilka som har ansvar för att säkerställa utvecklingen inom respektive system om förmågan att bemöta en rimlig efterfrågan på överföring och distribution av el. Denna skrivning gör att samverkan och samkörningen inom kraftsystemet inte får en tydlig styrning inom Svensk lagstiftning. Styrningen om ett bredare ansvar återfinns däremot i EU kommissionens förordningar och liknar mer det ansvar som verkar anses vara unikt i Sverige för den systemansvariga myndigheten där den driftsäkra samverkan är fokus.

Historiskt verkar detta kunna förklaras med att bildandet av Svenska kraftnät utgick från just skrivningarna i EG Kommissionens första utkast om den inre marknaden. Där står skrivet att en systemansvarig transmissionsenhet skall ansvara för den övergripande driftsäkerheten och överföringsförmågan – att hålla elsystemet i normaldrift samt kunna ta tillbaka kraftsystemet till normaldrift och att detta ska göras i samverkan, motsvarande den samkörning som stamnätsnämnden hade som ansvar att utföra innan avregleringen (proposition om en elmarknad i konkurrens, s.26). Valet att Svenska kraftnät blev en myndighet och inte ett aktiebolag är tydligt då fördelarna med myndighetsformen övervägde, t.ex. att öppenhet och transparens kommer per automatik i och med offentlighetsprincipen och är av fördel för ett naturligt monopol. Detta ger att uppgifterna som den systemansvariga myndigheten ska utföra grundar sig i skrivningarna från direktivets nuvarande artikel 40.1.

En övergripande genomgång av det tredje inre marknadspaketet från EU Kommissionen ger att den systemansvariga för överföringssystemet ska ta fram och motivera de tekniska kraven för anslutning (dock godkännas av den oberoende tillsynsmyndigheten) och motivera hur dessa förmågor som krävs vid anslutning används i systemdriften i form av stödtjänster och avhjälpande åtgärder vid normala så som onormala driftförhållanden. Vidare ska det ges incitament via elmarknaden så att prissignaler speglar elsystemets behovs så att infrastrukturen utvecklas säkert och effektivt.

Systemansvariga för distributionssystemen kommer i och med utvecklingen mot allt mer decentraliserad elproduktion bli en avgörande roll för framtida systemdrift och driftsäkerhet då de kommer ha merparten av den anslutande produktionen och förbrukningen inom sina områden. De behöver då se över sina förutsättningar för stödtjänster och åtgärder.



Den snävare skrivningen i 3 kap 1 § i Ellagen och implementeringen av denna gör det förståeligt att det uppstår oklarheter avseende ansvar och tillvägagångssätt för anskaffandet av stödtjänster och andra typer av verktyg så som avhjälpande åtgärder då skrivningarna endast fokuserar på ledningsnät och indirekt dess nätkapacitet istället för överförings- och distributionssystemens förmåga att bemöta en rimlig efterfrågan på överföring av el.

Kunskap om kraftsystemets drift och överföringsförmåga behövs för att kunna bedöma, följa upp och styra förutsättningarna för kraftsystemets utveckling och förmåga att uppfylla sin funktion – att säkert och effektivt kunna transportera el.

Angående stödtjänster och integrerade nätkomponenter

Stödtjänster delas upp i kategorier av frekvensrelaterade stödtjänster och ej frekvensrelaterade stödtjänster. De ska, när det så är lämpligt, hantera de grundläggande fysikaliska parametrarna såsom spänning, effekt, frekvens och nöd- och återuppbyggnadsförmågor. När det inte går att skapa en frivillighet genom marknadsmässigt förfarande ska sådana åtgärder anskaffas som avhjälpande åtgärder. Går det inte att anskaffa från tredje part ska den systemansvariga själv investera i infrastrukturen för att säkerställa att kraftsystem är fortsatt driftsäkert.

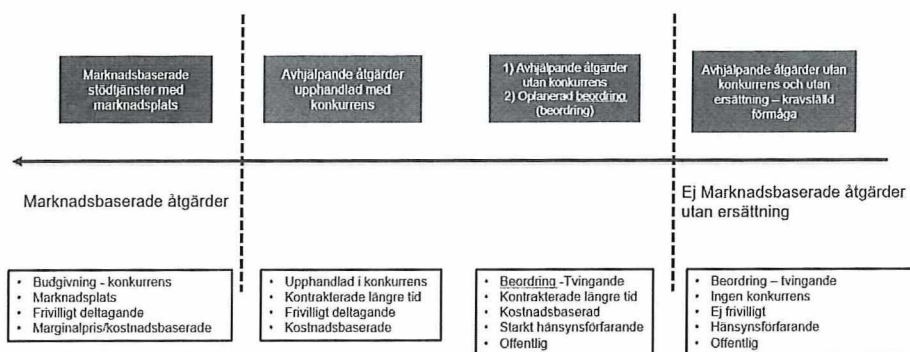
De grundläggande tekniska parametrarna är indelade i frekvens, spänning och effekt.

I frekvensrelaterade stödtjänster för kraftsystemets drift i dagsläget ingår bland annat balansprodukterna aFRR och mFRR samt frekvensprodukterna FCR-N, FCR-D där t.ex. balanstjänster handlas med energiprodukter på marknadsplatserna för balansering. Även frekvensstabiliseringsprodukterna FCR är marknadsbaserade för att främja spridning av risker, både tekniska och ekonomiska.

Ej frekvensrelaterade stödtjänster är något som inte används i Sverige men som det är öppet för att använda enligt 8 kap 3a § som gäller, då för Svenska kraftnät som systemansvarig myndighet, men gäller då inte för en systemansvarig för distributionssystemen. Däremot används avhjälpande åtgärder som kan vara frivilliga och marknadsbaserade (men utan t.ex. budgivning på dagen-före marknaden) samt ej marknadsbaserade (se t.ex. artikel 13 elhandelsförordningen) om det inte går att få frivillighet och konkurrens. Detta är beroende av den tekniska utformningen av kraftsystemet samt vilken typ av teknisk parameter som behöver justeras. Ett exempel på ej marknadsbaserad åtgärd och motivering till denna kan läsas här: <https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2019/motiveringsrapport-for-aktivering-av-avhjalpande-atgard.pdf>

Upprätthållandet av spänning med tillförande av reaktiv effekt är ett exempel på åtgärd som inte går att göra marknadsbaserad. Det är inte heller ens i de flesta fall

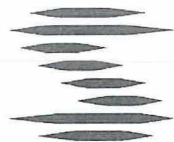
möjligt att avtala med tredje part att denne tillhandahåller mer reaktiv effekt i många av punkterna i transmissionssystemet. Det skulle kunna gå att göra om det är ett kraftsystem med flertalet parter anslutna i en och samma punkt, så att en erforderlig konkurrens skulle uppnås. Detta är kanske relevant för de lägre spänningsnivåerna. Men transmissionssystemet är så pass stort att spänningsreglering måste ske via enskilt anslutande parter eller via integrerade nätkomponenter.



Figur 1 Bilden illustrerar att det finns olika sätt att säkerställa driftsäkerheten tillsammans med tredje part som är en del av kraftsystemet. Bilden bör ej anses som heltäckande utan användas som exempel på olika valmöjligheter för anskaffande av stödtjänster och avhjäljande åtgärder.

Integrerade nätkomponenter är sådant som typiskt upprätthåller spänningsregleringsförmågan samt spänningsstabiliteten och kan då vara batterier för spänningsreglering, SVC (dynamisk spänningsreglering) samt synkronkompensering etc. Det som skiljer till exempel dessa anläggningar för att upprätthålla spänningen i systemet från energilagransanläggningar är att de inte tillhandahåller en energiprodukt motsvarande balanseringsprodukterna. Exempelvis bedöms inte batterier som används för att leverera frekvensrelaterade stödtjänsterna som en integrerad nätkomponent, utan ses som en energilagransanläggning.

Svenska kraftnät bedömer att kravet är till för att effektivisera systemdriften och säkerställa att befintliga anläggningar används i så stor utsträckning som möjligt innan t.ex. en systemansvarig investerar och belastar systemkostnaderna med investeringar. Det är av vikt att denna bedömning görs utifrån systemets behov av åtgärder för att hålla driftsäkerheten och att investeringar som utvecklar systemet bidrar till en säker och tillförlitlig överföring av el.



Beslut i detta ärende har fattats av avdelningschef Leif Pettersson efter föredragning av förändringsledare Maja Lundbäck. I förberedelse av beslutet har även marknadsanalytikern Fredrik Wik deltagit.

Sundbyberg, dag som ovan

Leif Pettersson

Maja Lundbäck