

Politik och kommunikation
Sara Emanuelsson, 08-677 26 56

Komplettering till Energiföretagens tidigare inspel om roller och ansvar vid nätkapacitetsbrist.

Energiföretagen Sverige kompletterar nedan sitt tidigare inspel av den 17 februari 2020, med svar på frågor som Energimarknadsinspektionen specifikt väckt i samband med sin workshop om ansvar och roller den 13 mars. Inspelet är framtaget inom ramen för Energiföretagens för ändamålet inrättade referensgrupp. Denna består av representanter för nät, produktion, handel och flexibilitet, med såväl storleksmässig som geografisk spridning.

- Vad det innebär att vara systemansvarig och hur det skiljer sig åt på olika spänningsnivåer?

Energiföretagen uppfattar att Svk vill lägga ett större ansvar på elnätsföretagen på lägre spänningsnivåer. I ett kraftsystem med en större andel decentraliserad och icke-planerbar elproduktion menar Energiföretagen att detta också kan vara rimligt. Det måste dock förtydligas vad detta innebär i praktiken vad gäller skyldigheter och rättigheter samt hur detta regleras så att respektive part har såväl verktyg som kostnadstäckning. Inte minst mot bakgrund av den pågående implementeringen av nätverkskoderna, speciellt avseende anslutnings- respektive driftskoderna. Inte minst vikten av ett effektivt informationsutbyte.

Med den förändrade DSO-rollen som följer av de nya kraven i det reviderade elmarknadsdirektivet anser Energiföretagen att inte alla lokalnätsföretag bör vara fulla DSO:er, då antalet nätägare är stort och förutsättningarna olika. På den framtida elmarknaden bör kanske en åtskillnad göras mellan Distribution System Operators (DSO) respektive Distribution Network Operators (DNO). Hur en sådan avgränsning ska göras bör analyseras i samråd med branschaktörer. Hypotetiskt skulle en av flera möjliga avgränsningar kunna utgå ifrån definitionerna av signifikanta nätanvändare (SGU¹) enligt driftkoden.

¹ SO-koden (art 2.1) finns definierat vilka som räknas som SGU:er:

”1.Reglerna och kraven i denna förordning ska tillämpas på följande betydande nätanvändare:

- a) Befintliga och nya kraftproduktionsmoduler som är klassificerade, eller skulle kunna klassificeras, som typ B, C och D i enlighet med kriterierna i artikel 5 i kommissionens förordning (EU) 2016/631 (2).
- b) Befintliga och nya förbrukningsanläggningar som är anslutna till överföringssystem.
- c) Befintliga och nya slutna distributionssystem som är anslutna till överföringssystem.
- d) Befintliga och nya förbrukningsanläggningar, slutna distributionssystem och tredje parter, om de tillhandahåller efterfrågefleksibilitet direkt till den systemansvarige för ett överföringssystem i enlighet med kriterierna i artikel 27 i kommissionens förordning (EU) 2016/1388 (3).
- e) Leverantörer av omdirigering av kraftproduktionsmoduler eller förbrukningsanläggningar genom aggregation samt leverantörer av aktiva reserver i enlighet med del IV avdelning 8 i denna förordning.
- f) Befintliga och nya system för högspänd likström i enlighet med kriterierna i artikel 3.1 i kommissionens förordning (EU) 2016/1447 (1).”

Ett utökat ansvar på lägre spänningsnivåer kräver också ett förtydligande av vad som avses med "...delar av landet..." i ellagen 8:1 där Svk:s uppgift som systemansvarig myndighet beskrivs.²

Energiföretagen menar dock att utformningen av den nordiska och europeiska elmarknaden innebär att ansvaret för den nationella resurstillräckligheten enligt kapitel fyra i Elmarknadsförordningen ska alltid ligga på Svenska kraftnät. Givet att alla villkor är uppfylla kan detta möjliggöra tillgången till en strategisk reserv i likhet med dagens effektreserv. Det ska dock betonas att regelverket endast tillåter att denna används vid risk för lastbortkoppling och är således inte tillgänglig för hanteringen av överbelastning varken mellan eller inom elområden. Vidare måste det tydliggöras att en nätkapacitetsreserv enligt EIFS 2019:1, inte är att jämföra med en strategisk reserv enligt ovan.

I ansvaret för den nationella resurstillräckligheten ligger att hantera strukturella överbelastningar enligt kapitel tre i Elmarknadsförordningen. Detta innebär att TSO:n ska säkerställa att det inte finns några flaskhalsar inom ett elområde, utan TSO:n ska garantera aktörerna full tillgång till marknaden. Utifrån EU-lagstiftningens utformning utgår Energiföretagen därför att den systemansvarige för överföringsnätet är ansvarig för att avhjälpa flaskhalsar som förhindrar ett ökat abonnemang mot stamnätet.

Regionnätets roll för att upprätthålla N-1:

Om regionnätetsföretagen i alla skeden enskilt ska hålla N-1 finns en risk att elnätet inte byggs ut på ett samhällsekonomiskt effektivt sätt, utan det finns risk för onödigt stor redundans. En övergång till ett mer probabilistiskt istället för deterministisk planeringsmodell har lyfts fram i olika sammanhang som ett sätt att frigöra kapacitet, åtminstone i kapacitetsbristsområden. Här pågår ett arbete inom Energiforsk som kan utgöra en grund för en ny branschstandard. Ett minimum skulle annars kunna vara att lägga ett tydligt uppdrag på TSO och DSO:er till utvecklad och förbättrad koordinering och samordning. Högre upp i spänningsnivå måste elnätet byggas robust och framtidssäkrat genom n-1 dimensionering samt dimensionerat utifrån långtidsprognoser. På lägre spänningsnivåer kan man dimensionera för en effektiv användning av elnätet, men man behöver vara medveten om att det kan påverka leveranssäkerheten. I det här sammanhanget är det viktigt att ta med den ökade risk för avbrott som en förändring kan innebära särskilt mot bakgrund av skyldighet för regionnätinnehavaren att betala ut avbrottsersättningar och skadestånd om avbrott inträffar p g a den ökade risken med ett förändrat system.

Energiföretagen delar Svk:s uppfattning att ett mer "anorektiskt" kraftsystem med mindre volym av roterande massa ökar svårigheterna att upprätthålla en tillfredsställande systemdrift. I en sådan framtid krävs att alla aktörer bidrar och där det är viktigt att TSO:n också uppfattar marknadsaktörerna och marknaden som ett viktigt verktyg.

- **Nätkoncessionsinnehavarnas anslutningsplikt vid kapacitetsbrist – när kan man hävda kapacitetsbrist? (Ei)**

Utifrån nätägarens perspektiv uppstår kapacitetsbrist där nuvarande abonnemang mot ovanliggande nät inte lämnar utrymme att ansluta nya kunder, eller att befintliga kunder inte kan tillåtas öka sitt abonnemang, och den inte får höja (stamnäts)abonnemanget.

Ei tolkar ellagen som att anslutningsplikten är absolut. Dock med undantag om det inte finns ledig kapacitet, dvs om nyanslutningen vid aktuell belastning inte kan ske utan att leveranssäkerheten till övriga kunder påverkas. Det bör dock noteras att sedan lagen utformades 1993/94 har kraven rörande avbrott ökat, och därmed har också marginalerna för nyanslutningar minskat.

² Den myndighet som regeringen bestämmer har det övergripande ansvaret för att elektriska anläggningar samverkar driftsäkert så att balans inom hela eller delar av landet kortsiktigt upprätthålls mellan produktion och förbrukning av el.

Energiföretagen vill understryka att det är viktigt att skilja på kapacitetsbrist utifrån befintligt driftläge och framtida kapacitetsbrist givet att nyanslutningar genomförs. Görs inte detta, riskerar felaktiga slutsatser dras vad gäller rimligheten att medge anslutning.

En viktig frågeställning är huruvida nätbolag kan erbjuda eller ställa krav på flexibilitet vid anslutning när kapacitetsbrist råder, och vad det i så fall har för rättslig verkan över tid. Generellt ökar risktagandet för nätbolagen vid användning av lösningar som bygger på aktivt agerande från förbrukare eller producenter, normalt kan inte samma garanti ges som ett väl fungerande elnät på att kapaciteten alltid är tillgänglig när den behövs. Om samhället vill möjliggöra en fortsatt samhällsutveckling trots kapacitetsbrist bör det reflekteras i styrningen av nätbolagen genom incitament i intäktsregleringen som underlättar för nätbolagen att våga använda mer okonventionella metoder. Det är också nödvändigt att flexibilitetslösningarna blir tillräckligt robusta och tillförlitliga i ett långsiktigt perspektiv.

- **Nätkoncessionsinnehavarnas ansvar för befintliga kunder vid kapacitetsbrist – vem är ansvarig för den lokala effektsituationen? (Ei)**

Av Ei:s seminarium den 13 mars gavs intryck av att såväl Ei som SvK anser att nätföretagen ska klara stora permanenta produktionsbortfall. Energiföretagen menar att om det är ett rent nätrelaterat fel, t. ex. långt avbrott, är ansvaret nätägarens, detta för att ha incitament att snabbt återställa driften.

Energiföretagen vill däremot understryka att SvK ytterst bör ha ansvar när det är begränsningar i stamnätet som är orsaken, eller vid större permanenta produktionsbortfall, så som varit fallet i Stockholm och Malmö. Det kan inte vara en samhällsekonomisk utgångspunkt att varje enskilt koncessionsområde ska dimensioneras efter dess största felfall, exempelvis stora permanenta produktionsbortfall, liknande sommarens kraftvärmnedläggningar till följd av de kraftiga skattehöjningarna.

Dagens ellag kräver att nätbolag ersätter producenterna för den nytta de gör gentemot överliggande nät – dock finns inga motkrav på långsiktigheten i produktionsanläggningen. Om lagen och föreskrifter, via en övergångsperiod skapar sådana förutsättningar kan ersättningen differentieras beroende på producentens åtagande och därmed kan incitament skapas för att producenter ekonomiskt väljer att löpande re-nvestera. Hur snabba ändringar i förutsättningar ska hanteras, återbetalning etc behöver särskilt studeras. Det kan även övervägas att vid kapacitetsbegränsningar i näten denna ersättning blir större än vad ökning av abonnemang från region/stamnät skulle innebära.

En ordning där nätbolagen ska ha kapacitet för att klara ett bortfall motverkar styrningen mot effektivt utnyttjande av elnätet och riskerar att minska möjligheten att ansluta nya kunder.

Till skillnad från övriga nätägare har SvK i dagsläget befogenheter att beordra att produktionskapacitet behålls mot ersättning. Det är dock oklart vem som bestämmer denna ersättning och på vilka grunder, vilket behöver förtydligas.

Skulle de lokala elnätsföretagen åläggas liknande uppgifter är det nödvändigt att detta också åtföljs av tillräckliga befogenheter. Energiföretagen menar dock att detta inte kan rekommenderas då det skapar risk för spekulativt beteende och en orimlig incitamentstruktur. Genom att ansvaret ligger på SvK innebär det också en rimligare kostnadsfördelning jämfört med när en lokalnätsägares kunder får bära stora kostnader utanför deras eget ansvar och dessutom för något som flera nätägare kan ha nytta av.

För att ansvaret ska åligga Svk talar även de fall där anslutningar nu skapar överbelastning p.g.a. att Svk:s tidplaner för förstärkningar inte uppfyllts. I ett sådant scenario faller det sig naturligt att Svk får ett ansvar att ta kostnaden för att fullgöra den anslutning som blir klämd.

- **Hur kan ”nya avtalsformer” frigöra kapacitet? Hur förhindra att inte luft bokas? Både affärs- och avtalsmodeller och regleringsfrågor belyses.**

Energiföretagen är positivt till att undersöka olika avtalsformer som kan bidra till att undvika att effekt reserveras som kanske inte utnyttjas, både avseende nyanslutningar och befintliga abonnemang. Villkorade avtalsformer där elnätsföretagen exempelvis kan styra ned kunder, bevilja olika uttagsrätt beroende på årstid bör övervägas. Men sådana avtalsformer ger också upphov till många frågor som utredningen behöver ta ställning till, såsom hur länge kan man abonnera på en lägre effekt innan man förverkat sin rätt att ta ut den anslutna effekten? Hur snabbt ska kunden få gå upp i kapacitet om de inte använt kapaciteten under viss reglerad tid? Kundens närmaste nät (servis, nätstation etc) är ofta utrustning som inte kan användas för andra – räcker det då att det är det gemensamma delarna av elnätet man förverkat rätten till? Ska den nya kunden som behöver ansluta (ta del av denna kapacitet) få betala, eller ska man betala för att boka upp framtida kapacitet? Det kan övervägas att lagreglera möjligheten för ett elnätsbolag att köpa tillbaka kapacitet från kunderna som dessa inte utnyttjar. Detta skulle kunna kombineras med en möjlighet för kunderna att välja att själv utnyttja den kapaciteten inom viss tid efter en begäran av nätägaren att köpa tillbaka kapaciteten.

Notera att även nätföretagen betalar anslutningsavgift för utökning/nyanslutning mot överliggande nät, nya principer och regler påverkar därmed intäktsregleringen för nätbolagen, t.ex. hanteringen av den immateriella rättigheten som en anslutningsavgift avser.

Det diskuteras vidare om att skilja på ansluten och abonnerad effekt, vilket kan tyckas rimligt. Energiföretagen vill dock flagga för att det kan finnas anledning att från inmatningssidan behålla möjligheten att vara mer flexibla än vad dagens abonnemangsoptimering medger. Inte minst då vi går mot allt större andelar väderberoende kraftproduktion.

- **Balansansvaret – kan det vara en del av lösningen?**

Energiföretagen har inte fullt ut förstått kopplingen som här görs till balansansvaret.

En tolkning är att detta kan kopplas till flexibilitetsmarknader och aggregering. En central fråga i detta ligger i utformandet av villkor för BRP- respektive BSP-rollen, vilka i nuläget inte är godkända. Vidare pågår för närvarande en diskussion om oberoende aggregatorer och det ekonomiska ansvaret för obalanser, inte minst i Ei:s rapport rörande implementeringen av Ren energi för alla, men också i rapporten från NordREG rörande oberoende aggregatorer. Olyckligtvis är dessa inte helt överensstämmande, varför det är oklart vad som kommer att vara gällande i framtiden.

Energiföretagen vill dock framhålla det centrala i att det råder full klarhet och ett tydligt ekonomiskt ansvar kopplat till balansansvaret i den uttagspunkt som flexibilitetsresursen finns. Vidare att även alla obalanser kopplade till aktivering av flexibilitet kan hänföras till rätt aktör, inklusive anskaffningskostnader på alla elmarknader samt eventuella földeffekter i omkringliggande marknadsperioder och inte bara under själva aktiveringen.

I sammanhanget vill föreningen också framföra att det kan behöva tydliggöras vad som gäller beroende på tidsperspektivet, framförallt om aktiveringen upphandlas före eller efter det att de balansansvariga ska leverera sina slutliga planer.