

Remissvar till "Oberoende aggregatorer: Förslag till nya regler för att genomföra elmarknadsdirektivet"

Sammanfattning

- **Power Circle är övergripande positiva till remissen** – remissen tar viktiga steg för att möjliggöra att mer flexibilitet blir tillgänglig på framtidens elmarknader. Lagförslagen tydliggör att en aggregator ska kunna agera oberoende och att slutkunden själv ska ges möjlighet att delta med sin flexibilitet på alla olika elmarknader. Samtidigt kvarstår mycket arbete med framåt med frågor kring bland annat mätning. Elsystemet förändras och vi ser redan behov av denna flexibilitet i flera tillämpningar, därför är det av stor vikt att införandet av modeller för oberoende aggregering inte dröjer längre än nödvändigt.
- **Lagstiftningen behöver vara tydligare kring vad en obalans är** – enligt EU-direktivet ska samtliga marknadsaktörer ta ekonomiskt ansvar för de obalanser de skapar, detta gäller även för aggregatorer. Genom att utvidga begreppet obalanser till även den påverkan som en korrekt aktivering får på andra marknadsaktörer har Energimarknadsinspektionen gett aggregatorer i Sverige ett större ekonomiskt ansvar än det som avses i EU-direktivet. Den påverkan som sker på andra marknadsaktörer är fortfarande viktig att beakta, men vi uppmanar departementet att utgå från EU:s definition av begreppet obalans i det vidare arbetet med att implementera lagförslagen i svensk lag.
- **Vi föreslår att kompensationsmodellen införs i BSP-avtalet** – elmarknaden står inför många förändringar, en av dem är att de som budar på balansmarknaderna ska vara leverantörer av balanstjänster (BSP) istället för balansansvarig (BRP). Remissen föreslår att kompensationsmodellen ska införas i BRP-avtalet då det är ett avtal som godkänns av tillsynsmyndigheten. Vi ser att det vore mer framsynt att beskriva modellen i BSP-avtalet då det avtalet är mer aktuellt för de aktörer som ska delta med aggregering och sälja dessa tjänster. Samtidigt innebär BSP-avtalet en lägre tröskel än vad BRP-avtalet skulle innebära.

Specifika synpunkter

Power Circle är generellt positiva till remissen som tar viktiga steg i att utreda hur mer flexibilitet ska kunna erbjudas framtidens elmarknad. Aggregering av många små flexibilitetsresurser kan komma att vara av betydelse för både elsystemets robusthet och förmågan att fortsätta elektrifiera samhället inom ramen för elnätens kapacitetsbegränsning. Förslaget syftar till att lägga en grund genom lagstiftning för oberoende aggregering. Det finns emellertid några perspektiv som vi anser att remissen inte beaktat, samtidigt som vi också konstaterar att mycket utveckling kvarstår.

Slutkunden och oberoende i fokus

Det är positivt att Energimarknadsinspektionen (Ei) i sitt projekt valt att sätta fokus på slutkunden och oberoendet som nämns i EU-lagstiftningen. Slutkunden ska enligt förslaget kunna samarbeta med vilken aggregator de vill utan att det påverkar deras befintliga elavtal. Förslaget öppnar även upp för att kunna ha flera olika aggregatorer, vilket kan komma att bli en sannolik utveckling då olika aggregatorer fokuserar på att utveckla affärsmodeller kring olika tekniker.

Oberoendet är också viktigt för aggregatorer. Det är idag utmanande att få ihop en affär kring flexibilitet och aggregering då de marknader som finns är relativt omogna, intäkterna till kunderna är osäkra och standarder saknas. Att då också, som framgick av Ei:s förslag i fjol i samband med införandet av Ren Energi-paketet, behöva träffa avtal med alla kunders balansansvarig för att kunna erbjuda aggregering blir ett stort hinder. Det är därför positivt att denna lagtext nu föreslås ändras.

Flera olika modeller för aggregering parallellt

Ei föreslår en lagstiftning som ger möjlighet till aggregering på flera olika sätt. Nuvarande modell där aggregatorn träffar ett avtal med kundens balansansvarig kvarstår som ett alternativ. Däremot konstateras i rapporten att denna modell inte uppfyller kraven på oberoende tillträde till marknader utan godkännande från andra marknadsaktörer, varför Ei föreslår att lagstiftningen utvecklas så att det i tillägg finns möjlighet till två andra modeller för aggregering.

Det första alternativet kallad "Delat balansansvar" innebär att aggregatorn tar över en del av kundens elkonsumtion genom att skapa en balanspunkt bakom uttagspunkten kopplad till den resurs som ska aggregeras. I detta upplägg behöver aggregatorn, förutom att styra och sälja flexibilitet, även ta på sig ansvaret för all leverans av el som sker till resursen inklusive balansansvaret för hela resursen. Denna modell gör att frågor om kompensation mellan aggregatorn och kundens nuvarande balansansvarig vid aktivering av flexibilitet inte behöver hanteras. Samtidigt är detta ett långt större åtagande från aggregatorns sida än att sälja flexibilitet. Därför tror vi inte att det här kommer bli den metod som används primärt för att aggregera resurser mot balans- och flexibilitetsmarknader, speciellt inte för produkter där flexibiliteten aktiveras sällan. Därmed upplever vi att detta alternativ snarare öppnar för konkurrens mellan elhandlare än för aggregatorer. Här har Energiföretagen några relevanta synpunkter på otydligheter i lagförslagen.

Power Circle är därför mer positiva till att lagstiftningen öppnar för ytterligare en modell för aggregering kallad "Ekonomisk kompensation". Detta är en modell som vi tror bättre passar för aggregering. Hur denna kompensation exakt ska se ut är ännu inte klart, utan något som Ei ger i uppdrag till Svenska kraftnät att utreda. Däremot sätter lagförslagen vissa ramar kring hur modellen ska och kan utformas. Vi noterar att vissa val och tolkningar som Ei gjort inte helt överensstämmer med vår bild av EU-direktiv och förordningar. Samtidigt är det svårt att utvärdera lagförslagen ordentligt utan att ha en kompensationsmodell i åtanke. Därför kommer vi skissa lite på några olika sätt att se på kompensationen lite senare i detta remissvar för att resonera om lagförslagen.

De olika modellerna kompletterar till viss del varandra och lämpar sig olika väl för olika elmarknader. Tillsammans bjuder de in kunder med efterfrågefleksibilitet att delta på alla marknader genom olika former av aggregering. Fortsättningsvis i remissvaret kommer vi dock enbart att fokusera på frågor som kopplar till den sista modellen för aggregering med ekonomisk kompensation.

Användningen av begreppet obalanser

Utifrån hur begreppet obalans är definierat i EU-direktiv och nätkoder, upplever vi att Ei i denna rapport använder begreppet på ett för omfattande sätt. En obalans som en aktör orsakar uppstår när leveransen eller förbrukningen inte blir det den var tänkt att vara. Om en balansansvarig har prognostiserat att dess kunder ska förbruka 100, varpå det mäts att endast en förbrukning om 98 skett, så har en obalans om 2 uppstått. Likaså kan en obalans uppstå om en balansansvarig har planerat för att deras producerande kunder ska leverera 100, men uppmätt produktion är 102. På samma sätt kan en aggregator som har sålt 10 till en balanstjänst orsaka en obalans om den istället levererar 8 eller 12. Enligt EU-regelverket ska alla marknadsaktörer ta ekonomiskt ansvar för de obalanser de orsakar. Detta ansvar bör vara lika för alla marknadsaktörer som säljer tjänster.

Däremot skapar en aktivering av efterfrågeflexibilitet inte per automatik en obalans. Om aggregatorn har sålt 10 som en flexibilitetstjänst och aggregatorn sedan levererar 10 har ingen obalans uppstått. I de fall aggregatorn inte själv är balansansvarig i balanspunkten, sker däremot en påverkan på kundens balansansvarig och i vissa fall elleverantör. I Ei:s rapport anges även detta som en obalans, se exempelvis sida 46: "för de obalanser som aggregeringen orsakar när en flexibel resurs aktiveras". Vi uppmärksammar att det sker en påverkan på balansansvarigs position och att även andra direkta kostnader kan uppstå hos kundens elleverantör och balansansvarig, men menar att det är viktigt att inte blanda ihop denna påverkan med begreppet "obalanser".

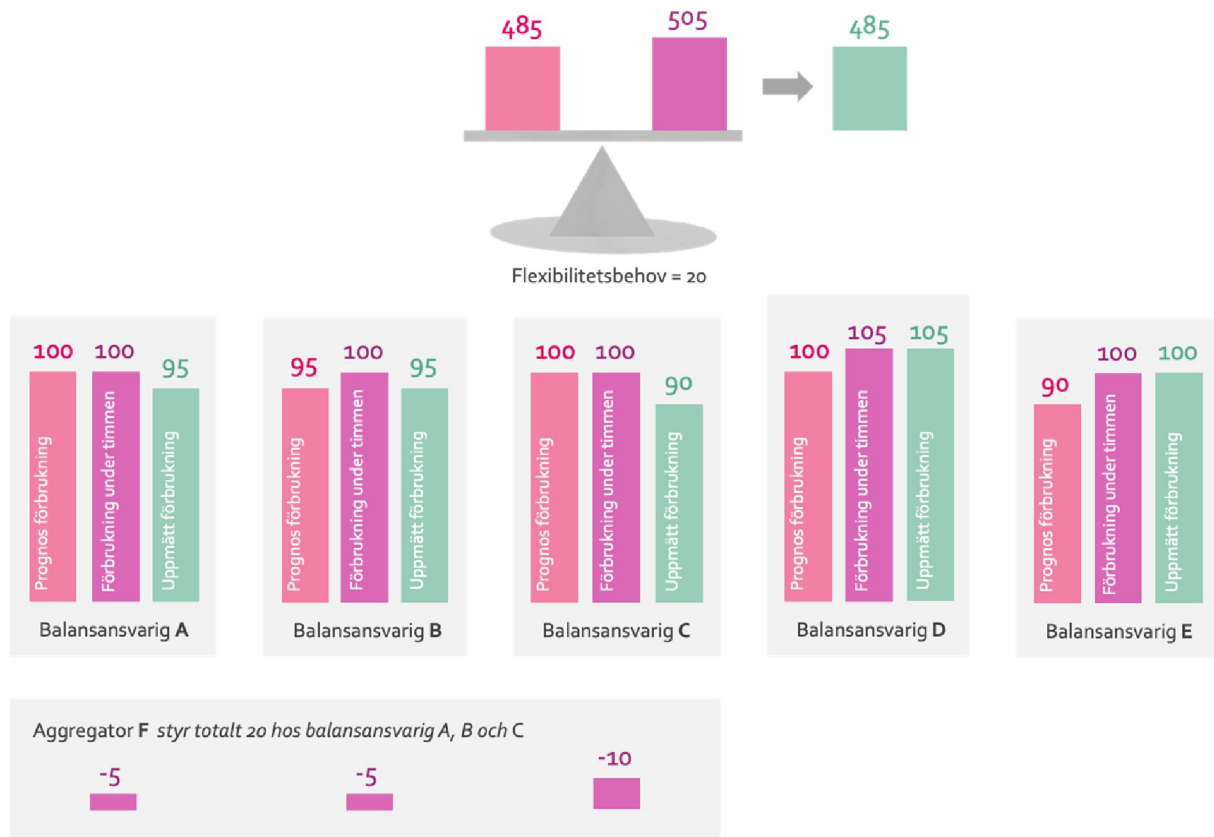
Denna skillnad får viktiga konsekvenser för hur den slutliga lagstiftningen blir när EU-direktiven ska implementeras i svensk lag. En uppdelning mellan dessa olika företeelser gör det också tydligare för alla inblandade aktörer. I nästa avsnitt kikar vi närmare på olika delar av denna påverkan.

Påverkan från aggregering på kundens balansansvarig och elleverantör

När en aggregator sålt flexibilitetstjänster från kunder där aggregatorn själv inte är balansansvarig uppstår en påverkan på kundens balansansvarig och i vissa fall elleverantör. Eftersom elleverantören och balansansvarig har ett affärsmässigt avtal där vi inte har insyn i villkoren kommer vi fortsatt utgå från att all påverkan sker på kundens balansansvarig och att balansansvarig i sin tur kompenserar leverantören i de fall påverkan även spiller över på kundens elleverantör. Den påverkan som sker på kundens balansansvarig kan delas upp i tre delar:

- **Påverkan på positionen inför obalansavräkningen** – när eSett ska beräkna obalanskostnader jämförs balansansvariges prognoser och planer med det uppmätta utfallet (även kallat position). Om en aggregator har aktiverat flexibilitet hos kunden kommer det uppmätta värdet att vara förändrat jämfört med om ingen aggregering skett.
- **Påverkan på lönsamheten för kraftanskaffning** – balansansvarig behöver köpa in (eller producera) lika mycket el som deras kunder använder. Om en aggregator styr ner kundens förbrukning kommer kunden bara vilja betala för de använda kilowattimmarna medan balansansvarig har köpt in mer el än vad kunden i slutändan behövde. Det omvända sker naturligtvis om aggregatorn ökar förbrukningen hos kunden.
- **Släpande påverkan vid ett eventuellt behov av återhämtning** – vissa typer av resurser kan efter att de bidragit med flexibilitet behöva återhämta sig vid ett senare tillfälle under dygnet. Detta leder till att kundens förbrukning förändras även andra timmar på dygnet än den timmen då aggregatorn säljer flexibilitetstjänsten och aktiverar resursen.

Med följande exempel ska vi försöka förklara schematiskt hur man kan se på den påverkan som sker under aktiveringen av resursen. Vid en viss tidpunkt har fem balansansvariga anskaffat kraft motsvarande sina prognoser för förbrukningen, 485 enheter. Samtidigt är den momentana förbrukningen under timmen något högre, 505 enheter. För att stabilisera frekvensen finns ett behov av flexibilitet motsvarande 20 enheter och systemansvarig uppdrar en aggregator att minska förbrukningen med 20 enheter (en produktionsökning hade också varit möjlig men var nu dyrare).



	Balansansvarig A	Balansansvarig B	Balansansvarig C	Balansansvarig D	Balansansvarig E
Position enligt uppmätta värden	5	0	10	-5	-10
Position efter korrigering för aggregering	0	-5	0	-5	-10
Kraftanskaffning som ej ger betalt	5	0	10	0	0

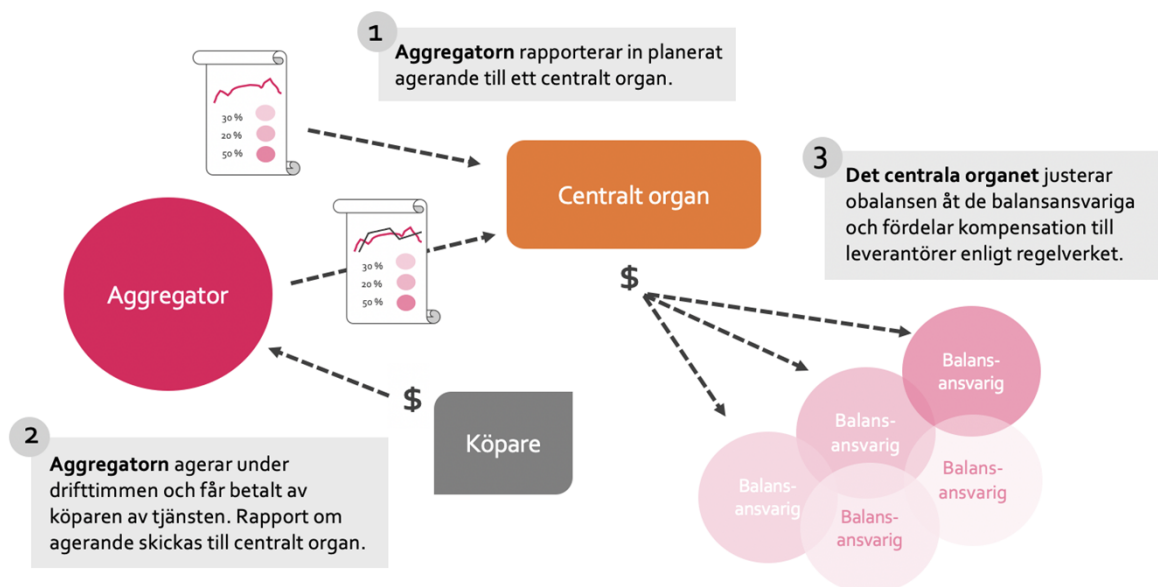
Efter att leveranstimmen är slut mäts förbrukningen för alla balansansvariga och resulterar i en position som ska jämföras med anskaffning och prognoser för att beräkna obalanskostnader för varje aktör. Mätvärdena för tre aktörer påverkas dock av aktiveringen som gjorts. Positionen med aggregeringen inbakad gör att fyra aktörer ser ut att ha haft en obalans: A, C, D och E. Om en korrigering i positionen görs med hänsyn till aktiveringen visar det sig dock att det är: B, D och E som orsakar obalanser i elsystemet. Det är här tydligt att fel aktörer skulle betala obalanskostnader om hänsyn till aktiverad flexibilitet hos kunder av aggregator F inte tas i beaktande.

Samtidigt kan vi kika närmare på balansansvarig C som har planerat sig väl i balans inför leveranstimmen, men som är den som påverkas mest av den aktiverade flexibiliteten. Prognosen sa att kunderna skulle förbruka 100 och balansansvarig C har därför köpt in 100 enheter el på marknaden. När mätvärdena ska debiteras ska kunden dock bara betala för 90 enheter el. Balansansvarig C (eller elleverantören bakom beroende på hur deras avtal ser ut) gör en förlust på elhandeln. Det är denna direkta kostnad för inköp av el som då skulle kunna kompenseras för att neutralisera den påverkan som aktiveringen av flexibilitetsresursen orsakar.

Det ska dock noteras att fallet även kunnat vara det omvända. Om aggregatorn i exemplet hade ökat förbrukningen med 10 enheter hade kunden betalat för 110 medan balansansvarig bara köpt in 100. Balansansvarig C (eller elleverantören bakom beroende på hur deras avtal ser ut) gör då en vinst på elhandeln denna timme. Enligt vår mening borde målet med en kompensationsmekanism vara att kundens balansansvarig (samt elleverantör) ska vara opåverkad, dvs. de ska varken göra en vinst eller en förlust på aggregatorns agerande. Det är för oss oklart om en balansansvarig som gör vinst enligt det föreslagna regelverket är skyldig att avsäga sig den vinsten, eller om det finns en marknadssnedvridning i förslaget som gynnar den som är balansansvarig.

Olika möjliga modeller för kompensation

Power Circle har redan tidigare under Energimarknadsinspektionens arbete lämnat remissvar om modeller för oberoende aggregering. Den modell som Power Circle hade skissat på har flera likheter med den kompensationsmodell som Ei beskriver i rapporten. I korthet bygger modellen på att en central aktör tar ansvar för att ta emot information om såld flexibilitet, uppmätta värden och sedan avräknar all aktivitet utifrån uppsatta regler om justering och kompensation. De centrala aktörer som vi såg som rimliga att ansvara för detta är Svenska kraftnät och eSett. Liknande Ei hade vi inte gått in på detaljerna i kompensationsmodellen. Det som skiljer lite mellan vår modell och den ansats som Ei tar i sin rapport, är att vi inte ser det som helt nödvändigt att aggregatorn blir en BRP, balansansvarig, och att kompensationen skulle kunna utformas på lite fler olika sätt.



Att medlemsländer får utveckla en kompensationsmodell och hur den i så fall ska vara utformad anges i huvudsak i elmarknadsdirektivets artikel 17.4 (läs hela artikeln i bilagan nedan).

17.4 Medlemsstaterna får kräva att elföretag eller deltagande slutkunder betalar ekonomisk ersättning till andra marknadsaktörer eller till marknadsaktörens balansansvariga parter, om dessa marknadsaktörer eller balansansvariga parter direkt påverkas av aktiveringen av efterfrågeflexibilitet. Sådana ekonomiska ersättningar ska inte utgöra ett hinder för marknadstillträde för marknadsaktörer som deltar i aggregering eller ett hinder för flexibilitet. I sådana fall ska den ekonomiska ersättningen vara strikt begränsad till att täcka de kostnader som därmed uppstår för deltagande kunders leverantörer eller leverantörers balansansvariga parter under aktiveringen av efterfrågeflexibiliteten. Beräkningsmetoden för ersättningen får beakta de fördelar som de oberoende aggregatorerna har gett andra marknadsaktörer, och, när så sker, får aggregatorer eller deltagande kunder åläggas att bidra till ersättningen men endast om, och i den utsträckning, fördelarna för alla leverantörer, kunder och deras balansansvariga parter inte överstiger deras direkta kostnader. Beräkningsmetoden ska godkännas av tillsynsmyndigheten eller av en annan behörig nationell myndighet.

Som vi tolkar paragrafen ovan är det denna text som möjliggör för balansansvariga att bli kompenserade för den påverkan som aktivering av flexibilitet orsakar dem. Paragrafen inleds med ordet "får" (på engelska "may") vilket gör att innehållet i paragrafen inte måste ingå i svensk lag. Om ett medlemsland väljer att införa en modell för kompensation ska den ekonomiska ersättningen vara strikt begränsad till att täcka de kostnader som orsakas vid aktivering av flexibilitet samtidigt som denna ekonomiska ersättning inte får innebära ett hinder för flexibilitet eller aggregatorer. Ei har föreslagit att införa en kompensationsmodell i svensk lag med stöd av paragrafen.

Det som vi noterar i detta stycke, jämfört med hur Ei har formulerat lagförslaget, är att det inte tydligt framgår vem som ska betala kompensationen. Medlemsstaterna får kräva att elföretag eller deltagande slutkunder betalar ekonomisk ersättning till påverkade marknadsaktörer. I Eis lagförslag står det nu att aggregatorn ska betala kompensationen till 100 %. Beroende på hur omfattande kompensationsmodellen blir skulle ersättningen kunna utgöra en summa nästan lika stor som affären, vilket då utgör ett hinder för aggregatorer att komma in på marknaden, något som samma paragraf tydligt redogjorde för att ersättningen inte fick utgöra. Eftersom aggregators agerande syftar till att hjälpa elsystemet genom att bidra med flexibilitet, skulle det kunna vara motiverat att fördela den ekonomiska ersättning som ska betalas till de aktörer som påverkas av aktiveringen. Ersättningen kan fördelas mellan flera olika aktörer på olika sätt, och vår slutsats är därför att lagstiftningen borde hållas mer öppen i stället för att fastslå att aggregatorn ska betala.

Vad som ska eller kommer att ingå i kompensationsmodellen är inte heller tydligt. Det finns några olika element som skulle kunna ingå i en kompensationsmodell:

- **Obalansjustering eller korrigerig** – att Svenska kraftnät/eSett räknar bort aggregators påverkan på balansansvariges position innan obalansavräkningen sker. Detta är ofta ett minimum och något som redan finns och används i Sverige idag.
- **Kompensation för kraftanskaffning** – att balansansvarig (eller elleverantören) ersätts för den anskaffade kraft de inte får betalt för av kunden. Denna ersättning behöver relateras till ett marknadsbaserat pris enligt Ei:s lagförslag. Här behövs dock utveckling kring vad som händer om det omvända inträffat och en vinst uppstår snarare än en kostnad.
- **Kompensation för återhämtning** – att balansansvarig (eller elleverantören) ersätts för eventuell återhämtning som uppstår. Här behövs utarbetade metoder för baselines för att möjliggöra denna sorts kompensation. Denna kompensation stöds dock inte av direktivet som säger att bara direkta kostnader under aktivering får ingå.

Det finns potentiellt andra direkta kostnader som kan kompenseras i en modell. Den modell som Svenska kraftnät tar fram kan antingen innehålla en eller flera av dessa delar. Vi tycker det är rimligt att åtminstone första punkten om obalansjustering införs i modellen, men ser gärna en modell där även den andra punkten om kompensation för kraftanskaffning ingår om det kan göras på ett sätt som inte innebär orimliga hinder för flexibilitet på olika marknader. Vi är även öppna att diskutera den tredje punkten, men noterar samtidigt att EU-lagstiftningen inte ger direkt stöd för den.

Vi tycker att det är viktigt att de tekniska kraven tas fram i nära samarbete med marknadens aktörer. Vi tror att det är viktigt för att belysa alla möjliga utfall som kan uppstå i samband med aktivering av flexibilitet, så att den metod som slutligen står upplevs rättvis av alla inblandade parter. Som vi förstått det behövs t.ex. inte en referensprofil för alla kompensationsmekanismer.

Modellen kan med fördel vara med i BSP-avtalet

Enligt sista meningen i artikel 17.4 ska tillsynsmyndigheten godkänna modellen. Bland annat av den anledningen har Ei föreslagit att kompensationsmodellen ska definieras i balansansvarsavtalet som är ett dokument som Ei godkänner innan det träder i kraft. Elmarknaden står emellertid under utveckling och inom inte allt för lång tid kommer det vara leverantörer av balanstjänster (BSP) istället för balansansvariga (BRP) som lägger bud på Svenska kraftnäts balansmarknader. BSP-avtalet är under utveckling men även detta dokument godkänns av Ei.

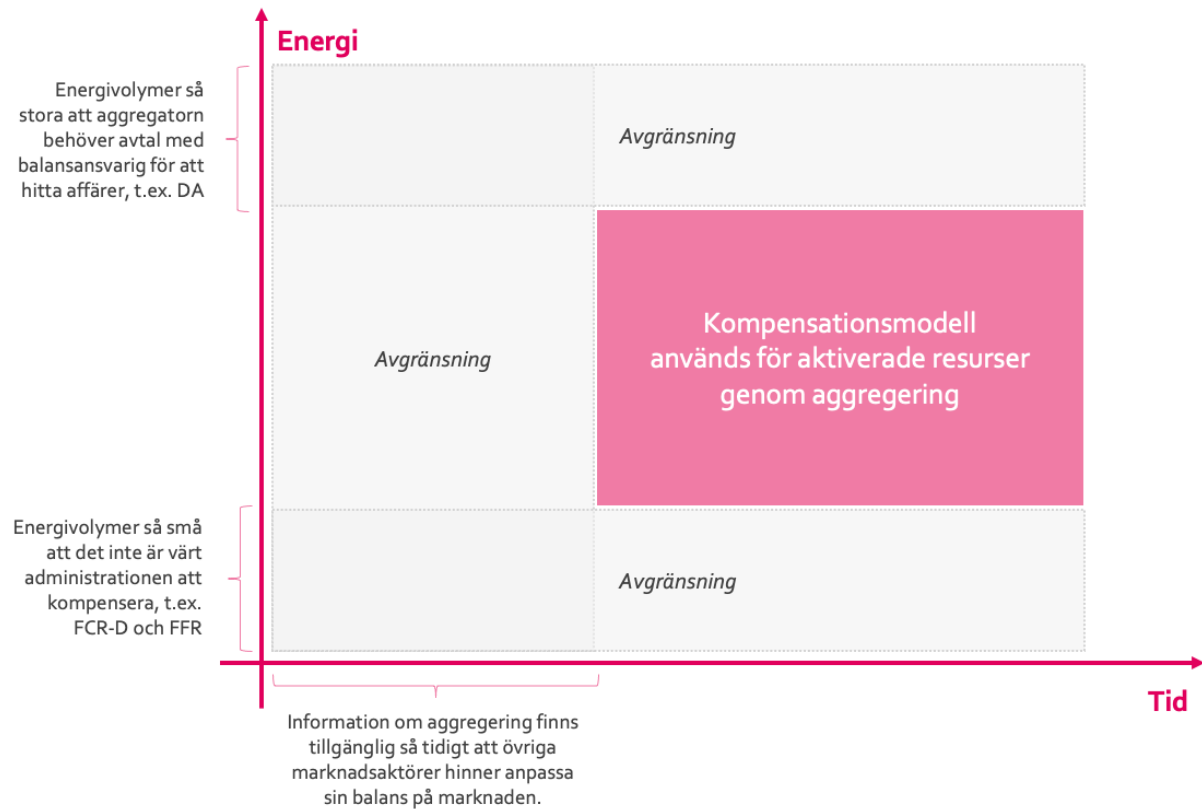
Eftersom många aggregatorer som vill aggregera resurser enligt kompensationsmodellen kommer att sälja tjänster till Svenska kraftnät, och då ändå vara tvungna att teckna BSP-avtalet skulle det innebära en lägre tröskel in på marknaderna om de inte samtidigt behövde teckna BRP-avtalet för att kompensationsmodellen finns där i. Vårt förslag är därför att förändra lagförslaget så att det antingen är BSP-avtalet som avses eller att skrivningen håller det öppet för båda dessa avtal. Om exempelvis den ekonomiska ersättningen helt ska fördelas mellan de balansansvariga som låg i obalans, skulle kompensationsmodellen kunna stå i balansansvarsavtalet. Detta då aggregatorn inte har något ekonomiskt ansvar för kompensationen så länge de inte själva orsakar en obalans där deras balansansvarig då får vara med och pytsa in till kompensationen. Samtidigt är den beskrivna fördelningen bara en av många möjliga, varför vi tror att det är bättre att kompensationsmodellen står i BSP-avtalet än BRP-avtalet för att undanröja onödiga marknadshinder för flexibilitet.

Mycket utveckling kvarstår

Samtidigt som förslaget lägger grunden för oberoende aggregering är det mycket arbete som kvarstår innan det på riktigt går att ta ställning till förutsättningarna för aggregering av flexibilitet genom en kompensationsmodell. Det finns frågor om mätning, rapportering, meddelandeformat, baselines, kompensation och andra standarder som behöver diskuteras. Vilka marknader som omfattas av kompensationsmodellen skulle också kunna variera. Där ser vi gärna att alla Svenska kraftnäts marknader samt lokala flexibilitetsmarknader ingår i den metod som arbetas fram.

Metoden som tas fram skulle även kunna nämna avgränsningar kring produkter eller förutsättningar som gör att kompensationsmodellen inte ska appliceras. Exempelvis kan produkter med lågt energiinnehåll undantas från modellen, t.ex. FFR och FCR-D. I dessa fall kan administrationen beräknas bli mer kostsam än vad kompensationen skulle ge i utdelning, och liknande undantag har gjorts bland annat i Finland. Man skulle även kunna tänka sig att marknader med stora

energivolymerna inte alls omfattas av kompensationsmodellen eller att tiden för avtalat köp påverkar om modellen ska användas eller inte. Den balansansvarig som i god tid får kännedom om att en aggregator sålt tjänster som påverkar dem, skulle på egen hand ha möjlighet att korrigera sina prognoser och affärer för att minimera påverkan från aktiveringen. Se förklarande bild nedan.



Slutligen skulle vi bara kort vilja nämna att vilka krav som ställs på mätning blir avgörande för vilka resurser som kan bidra med flexibilitet. Vissa krav kan vara kostnadsdrivande och måste därför noggrant utvärderas om de är relevanta för ändamålet. Mätningen behöver vara korrekt, utan att bli för dyr.

Konsekvenser på lagförslaget

Efter detta resonemang ser vi att det framför allt är två paragrafer och fyra stycken som behöver förändras i lagförslaget för att fånga upp det vi resonerat kring i vårt remissvar. Vi vill vara tydliga med att vi inte sitter på någon juridisk kompetens, men följande stycken är omformulerade för att tydliggöra vad vi menar behöver förändras:

Kap 8, §4 tredje stycket:

En aggregator, som inte själv är balansansvarig i balanspunkten eller har ingått avtal med den balansansvariga i balanspunkten, får aktivera tjänster för efterfrågefleksibilitet i balanspunkten bara om någon har åtagit sig det ekonomiska ansvaret för de obalanser *som aktiveringen medför*. För ett sådant åtagande är andra stycket tillämpligt.

Ei:s förslag

En aggregator, som inte själv är balansansvarig i balanspunkten eller har ingått avtal med den balansansvariga i balanspunkten, får aktivera tjänster för efterfrågefleksibilitet i balanspunkten bara om någon har åtagit sig det ekonomiska ansvaret för *aggregatorns* obalanser. För ett sådant åtagande är andra stycket tillämpligt.

En fråga till det fortsatta arbetet är om det är ett överlapp mellan kap 8, §4 tredje stycket och kap 9, §3. Båda säger att aggregatorn ska ta ansvar för sina obalanser genom att antingen själv vara balansansvarig eller att delegera ansvaret till en balansansvarig part. Vi ser att det är viktigt att det framgår att aggregatorn ska ta ansvar för sina obalanser, definierat som en differens mellan utlovad aktivering och leverans, men ser inte den direkta skillnaden mellan paragraferna och lyfter därför frågan om det är så att någon av dem kan strykas.

Kap 9, §4:

*En aggregator som genom aktivering av efterfrågefleksibilitet orsakar en direkt kostnad för en balansansvarig hos elanvändaren eller elproducenten är skyldig att ersätta kostnaden i den utsträckning och enligt den metod som framgår av **avtalet** med den systemansvariga myndigheten **enligt 8 kap. 4 § andra stycket**. Metoden ska omfatta ett system för hur kompensationen ska föras mellan **parterna**.*

Metoden för beräkning av ersättning enligt första stycket får beakta de fördelar som aggregatorn har gett den balansansvariga, **dock högst med det belopp som de direkta kostnaderna för den balansansvariga uppgår till**.

För beräkning av ersättning för kostnader enligt första stycket ska den systemansvariga myndigheten fastställa hur **en referensprofil och ett pris** ska bestämmas. Referensprofilen ska grundas på den antagna förbrukningen om ingen aktivering av flexibla resurser sker. Priset för obalansen ska beräknas utifrån ett eller flera faktiska priser på den relevanta marknaden.


Ei:s förslag

*En direkt kostnad som orsakas en balansansvarig hos elanvändaren eller elproducenten genom aktivering av aggregerad efterfrågefleksibilitet ska **ersättas** i den utsträckning och enligt den metod som framgår av **avtal** med den systemansvariga myndigheten. Metoden ska omfatta ett system för hur kompensationen ska föras mellan **parter**.*

Metoden för beräkning av ersättning enligt första stycket får beakta de fördelar som aggregatorn har gett den balansansvariga, **metoden bör sträva efter att den balansansvariga är opåverkad av aggregatorns agerande**.

För beräkning av ersättning för kostnader enligt första stycket ska den systemansvariga myndigheten fastställa hur **ett pris och en eventuell referensprofil** ska bestämmas. Referensprofilen ska grundas på den antagna förbrukningen om ingen aktivering av flexibla resurser sker. Priset för obalansen ska beräknas utifrån ett eller flera faktiska priser på den relevanta marknaden.

Förändringarna försöker ta höjd för att en referensprofil inte säkert behövs i modellen, att balansansvarig ska ha en opåverkad affär oberoende av aggregatorns agerande och att det inte är säkert att det är aggregatorn som ska stå för hela kompensationen i modellen.


Johanna Lakso
VD, Power Circle

Power Circle samlar kunskap och en bredd av aktörer inom laddinfrastruktur, förnybar energi, framtidens elnät och smarta energitekniker. Ovanstående synpunkter representerar kansliets sammanvägda kunskap när flera olika perspektiv tagits hänsyn till och ska inte härledas till någon enskild partner. Vi ser fram emot att ytterligare steg tas mot framtidens hållbara energisystem.

Bilaga. Relevanta skrivningar i EU-direktiv och förordningar

Elmarknadsdirektivet 2019/944 ([länk](#))

Inledning

- (37) Alla konsumenter bör kunna dra nytta av att delta direkt på marknaden, särskilt genom att anpassa sin förbrukning som svar på marknadssignaler och i gengäld få lägre elpriser eller andra ekonomiska incitament. Fördelarna med detta aktiva deltagande kommer sannolikt att öka över tiden, i och med att annars passiva konsumenter blir mer medvetna om sina möjligheter som aktiva kunder, och att informationen om möjligheterna till aktivt deltagande blir mer tillgängliga och kända. Konsumenterna bör ges möjlighet att delta i alla typer av efterfrågeflexibilitet. De bör därför kunna dra fördel av att smarta mätersystem införs fullt ut och, om ett införande fullt ut bedömts olönsamt, kunna välja att ha ett smart mätersystem och ett elavtal med dynamiska priser. Detta bör göra det möjligt för dem att anpassa sin förbrukning till prissignaler i realtid som speglar värdet av och kostnaden för el eller transport under olika tidsperioder, samtidigt som medlemsstaterna bör säkerställa att konsumenternas exponering för prisrisker i grossistledet är rimlig. Konsumenterna bör informeras om fördelarna och de potentiella prisriskerna med avtal med dynamiska elpriser. Medlemsstaterna bör också säkerställa att de konsumenter som väljer att inte delta aktivt på marknaden inte missgynnas. I stället bör deras välgrundade beslut om de möjligheter som står till buds underlättas på det sätt som är lämpligast med tanke på förhållandena på den nationella marknaden.
- (39) Alla kundgrupper (industrikunder, kommersiella kunder och hushåll) bör ha tillträde till elmarknaderna för att sälja sin flexibilitet och egenproducerade el. Kunderna bör få möjlighet att dra full nytta av aggregering av produktion och leveranser i större områden samt gränsöverskridande konkurrens. Marknadsaktörer som deltar i aggregering kommer sannolikt att spela en viktig roll som mellanhänder mellan kundgrupper och marknaden. Medlemsstaterna bör få välja lämplig modell för genomförandet och lämplig styrningsmetod för oberoende aggregering samtidigt som man iakttar de allmänna principer som fastställs i detta direktiv. En sådan modell eller strategi kan innefatta val av marknadsbaserade principer eller regleringsprinciper som tillhandahåller lösningar för att efterleva detta direktiv, såsom modeller där obalanser jämnas ut eller när en korrigeringsmetod införs. Den valda modellen bör innehålla transparenta och rättvisa regler för att oberoende aggregatorer ska kunna fylla deras funktion som mellanhänder och för att säkerställa att slutkunden får tillräcklig nytta av deras verksamhet. För att uppmuntra efterfrågeflexibilitet bör produkter definieras på alla elmarknader, och detta bör också gälla för stödtjänster och kapacitetsmarknader.

Artikel 13

Aggregeringsavtal

- 13.1 Medlemsstaterna ska säkerställa att det står alla kunder fritt att köpa och sälja andra el-tjänster, däribland aggregering, än leverans, oberoende av sitt elleveransavtal och från valfritt elföretag.
- 13.2 Medlemsstaterna ska, om en slutkund önskar ingå ett aggregeringsavtal, säkerställa att slutkunden har rätt att göra detta utan godkännande från slutkundens elföretag.
- Medlemsstaterna ska säkerställa att marknadsaktörer som deltar i aggregering fullt ut informerar kunderna om villkoren i de avtal som de erbjuder dem.
- 13.3 Medlemsstaterna ska säkerställa att slutförbrukarna har rätt att på begäran och kostnadsfritt erhålla alla relevanta uppgifter om efterfrågeflexibilitet eller levererad och såld el minst en gång per faktureringsperiod.
- 13.4 Medlemsstaterna ska säkerställa att slutförbrukarna beviljas de rättigheter som avses i punkterna 2 och 3 på ett icke-diskriminerande sätt i fråga om kostnader, arbete eller tidsåtgång. Medlemsstaterna ska särskilt säkerställa att leverantörerna inte påför kunderna diskriminerande tekniska och administrativa krav, förfaranden eller avgifter på grundval av att de har ett avtal med en marknadsaktör som deltar i aggregering.

Artikel 17

Efterfrågeflexibilitet genom aggregering

- 17.1 Medlemsstaterna ska tillåta och främja deltagande för efterfrågeflexibilitet genom aggregering. Medlemsstaterna ska tillåta att slutförbrukarna, inklusive sådana som erbjuder efterfrågeflexibilitet genom aggregering, tillsammans med producenterna deltar på alla elmarknader på ett icke-diskriminerande sätt.
- 17.2 Medlemsstaterna ska säkerställa att systemansvariga för överföringssystem och systemansvariga för distributionssystem vid upphandling av stödtjänster behandlar marknadsaktörer som deltar i efterfrågeflexibilitet genom aggregering på ett icke-diskriminerande sätt tillsammans med producenter och på grundval av deras tekniska kapacitet.

- 17.3 Medlemsstaterna ska säkerställa att deras relevanta regelverk innehåller minst följande inslag:
- a) Rätten för varje marknadsaktör som deltar i aggregering, däribland oberoende aggregatorer, att komma in på elmarknaderna utan medgivande från andra marknadsaktörer.
 - b) Icke-diskriminerande och transparenta regler som tydligt fastställer roller och ansvarsområden för alla elföretag och kunder.
 - c) Icke-diskriminerande och transparenta regler och förfaranden för utbyte av uppgifter mellan marknadsaktörer som deltar i aggregering och andra elföretag och som säkerställer enkel tillgång till uppgifter på lika och icke-diskriminerande villkor och samtidigt till fulla skyddar kommersiellt känslig information och kundernas personuppgifter.
 - d) En skyldighet för marknadsaktörer som deltar i aggregering att vara ekonomiskt ansvariga för de obalanser de orsakar i elsystemet; i det avseendet ska de vara balansansvariga parter eller delegera sitt balansansvar i enlighet med artikel 5 i förordning (EU) 2019/943.
 - e) Föreskrifter om att slutkunder som har ett avtal med oberoende aggregatorer inte ska åläggas oskäligen betalningar eller påföljder eller andra oskäligen avtalsgrundade begränsningar av sina elleverantörer.
 - f) Ett system för konfliktlösning mellan marknadsaktörer som deltar i aggregering och andra marknadsaktörer, vilket omfattar ansvar för obalanser.
- 17.4 Medlemsstaterna får kräva att elföretag eller deltagande slutkunder betalar ekonomisk ersättning till andra marknadsaktörer eller till marknadsaktörens balansansvariga parter, om dessa marknadsaktörer eller balansansvariga parter direkt påverkas av aktiveringen av efterfrågefleksibilitet. Sådana ekonomiska ersättningar ska inte utgöra ett hinder för marknadstillträde för marknadsaktörer som deltar i aggregering eller ett hinder för flexibilitet. I sådana fall ska den ekonomiska ersättningen vara strikt begränsad till att täcka de kostnader som därmed uppstår för deltagande kunders leverantörer eller leverantörers balansansvariga parter under aktiveringen av efterfrågefleksibiliteten. Beräkningsmetoden för ersättningen får beakta de fördelar som de oberoende aggregatorerna har gett andra marknadsaktörer, och, när så sker, får aggregatorer eller deltagande kunder åläggas att bidra till ersättningen men endast om, och i den utsträckning, fördelarna för alla leverantörer, kunder och deras balansansvariga parter inte överstiger deras direkta kostnader. Beräkningsmetoden ska godkännas av tillsynsmyndigheten eller av en annan behörig nationell myndighet.
- 17.5 Medlemsstaterna ska säkerställa att tillsynsmyndigheterna eller, om den nationella rättsordningen så kräver, systemansvariga för överföringssystem och systemansvariga för distributionssystem i nära samarbete med marknadsaktörer och slutkunder fastställer de tekniska kraven för deltagande i efterfrågefleksibilitet på alla elmarknader på grundval av de tekniska egenskaperna för dessa marknader och kapaciteten för efterfrågefleksibilitet. Sådana egenskaper ska inkludera deltagande som omfattar aggregerade laster.

Elmarknadsförordningen 2019/943 ([länk](#))

Inledning

- (15) I avdelning V i förordning (EU) 2017/2195 föreskrivs att det allmänna målet för avräkning av obalanser är att säkerställa att de balansansvariga parterna håller sin balans eller hjälper till att återställa systembalansen på ett effektivt sätt, och att ge marknadsaktörerna incitament att hålla eller hjälpa till att återställa systembalansen. För att göra balansmarknaderna och det övergripande energisystemet lämpligt för integreringen av ökande andelar intermittent förnybar energi, bör obalanspriserna spegla realtidsvärdet för energi. Alla marknadsaktörer bör vara ekonomiskt ansvariga för de obalanser de orsakar i systemet, vilka utgör skillnaden mellan den tilldelade volymen och den slutliga ställningen på marknaden. För aggregatorer av efterfrågefleksibilitet består den tilldelade volymen av den energivolym som fysiskt aktiveras av de deltagande kundernas last, baserat på en definierad mätmetod och referensmetod.

Artikel 5

Balansansvar

- 5.1 Alla marknadsaktörer ska vara ansvariga för de obalanser de orsakar i systemet (nedan kallat balansansvaret). Därför ska marknadsaktörerna antingen vara balansansvariga parter eller genom avtal delegera balansansvaret till en balansansvarig part efter eget val. Varje balansansvarig part ska vara ekonomiskt ansvarig för sina obalanser och sträva efter att balansera eller hjälpa till att balansera elsystemet.

Kommissionens förordning om balanshållning avseende el 2017/2195 ([länk](#))

Artikel 2

Definitioner

- 2.8 *obalans*: en energivolym som beräknas för en balansansvarig part och som motsvarar skillnaden mellan den tilldelade volym som tillskrivs den balansansvariga parten och den slutliga position som intagits av den balansansvariga parten, inklusive eventuella obalansjusteringar som tillämpas på den balansansvariga parten, inom en viss avräkningsperiod för obalanser.