

Vattenfall AB
Staff Function Communications
Public & Regulatory Affairs Sverige
169 92 Stockholm

Svenska kraftnät
bsp_brp@svk.se

Datum:
2024-02-01

Kontakt: Kristian Gustafsson
E-post: kristian.gustafsson@vattenfall.com

Telefon: 0705295217

2023/4322
2023/4321

” Remiss av Avtal om balansansvar för el” samt ”Remiss av Avtal om leverans av balanstjänster”

Vattenfall välkomnar möjligheten att ge kommentarer på förslag på nya avtalsvillkor för balansansvaret.

En inledande reflektion är att vi upplever det missvisande och för tekniskt beskrivet när man i missiven till remisserna beskriver ändringarna som *begränsade*. Givet omfattningen samt påverkan för hela ansvarsfördelningen borde ändringarna ha föregåtts av fler diskussioner i referensgrupper och liknande.

Vattenfalls utgångspunkt är att den så kallade *polluters-pay*-principen bör upprätthållas och vara ledande när Svenska kraftnät (Svk) utformar förslag om ny regler och marknadsvillkor. Därtill blir transparens mellan de olika parterna en grundförutsättning för att bibehålla och stärka förtroendet mellan marknadens aktörer nu när antalet formella roller i balansansvaret utökas. Vattenfall önskar genom nedan påtala där vi inte anser att det remitterade avtalen följer dessa principer.

Allmänna synpunkter

Historiska mätvärden ligger till grund för de prognoser som används för att handla på dagenföre, och därpå följande produktions- och förbrukningsplaner. En balansansvarig part (BRP) måste därigenom känna till aktiveringar av balansenergi för att kunna korrigera mätvärden som går in i prognosläggningen, annars kommer dagenföre-handeln att påverkas. Det skulle i sin tur innebära att kvaliteten i de planer som BRP är ålagda att leverera sänks.

Ovan är inte ett problem idag när balansansvarig budar in på balansmarknaderna och tar emot avrop eftersom informationen som regel är känd genom dagens ansvarsfördelning.

Vi önskar här påtala att det saknas tydliga regler kring hantering av energilager (batterier) på balansmarknaderna. Med den strukturering av objekt för energilager som föreslås kan det i teori finnas två BRP och två leverantörer av balanstjänster (BSP) i samma anslutningspunkt.

Vi efterfrågar även ett antal tydliggörande rörande hur Svk avser säkerställa att det finns ett bilateralt avtal mellan BSP och ansvarig BRP, samt hur eventuella överträdelser kommer att hanteras. Mer konkret:

- Kommer en berörd BRP att kontaktas varje gång en BSP anmäler en förkvalificering för en resurs som ligger i respektive balansansvar?
- Vilka sanktioner eller påföljder blir det om en BSP agerar utan att ha säkerställt ett bilateralt avtal med påverkad BRP?
- Hur avser Svk säkerställa att varje förkvalificerad balansresurs har korrekt BRP registrerad?
- Vem är ansvarig för att leverantörsbyten registreras av BSP? Hur ska en BSP hållas till svars för eventuella fel?¹.
- Vattenfall tolkar därtill formuleringen av bilaterala avtalet mellan BSP och BRP att det står BRP fritt att kräva ett avtal per anläggning från BSP som agerar inom ens balansansvar. Stämmer det?
- En BSP ska enligt avtalet kunna sälja balanskapacitet vilket i förlängningen innebär ett krav på anskaffning av energi på någon av grossistmarknaderna (för att säkerställa att den sålda balanskapaciteten kan levereras). Vem hålls ansvarig om detta inte sker i och med att BRP inte har någon information om att balanskapacitet sålts?
- Hur avser Svk säkra att BSP inte aktiverar en resurs tidigare än själva behovet för att kunna leverera på någon av balansmarknaderna, exempelvis starta en Elpanna en avräkningsperiod innan för att kunna leverera FCR?

Vi noterar att det saknas en beskrivning av kompensation för anskaffningskostnader för BRP. Vi förutsätter att detta kommer att hanteras i kommande avtal. Vi refererar här även till tidigare remissvar rörande villkor för leverantörer av balansjänster och balansansvariga där det har påtalas att det även skapar incitament för BRP och elleverantör att systemet alltid är nedreglerat.(se bilaga1)

Kommentarer på specifika artiklar

Allmänna villkor för Balansansvarig part (Bilaga till Avtal om Balansansvar för el):

- Artikel 1.1: Här ställs krav på att BRP inte får göra produktionsförändringar vid "onormal frekvens". Hur ska Svk kunna följa upp på om det är BRP eller BSP som har orsakat produktionsförändringen? Hur bevisas vem som avviker från gällande regler? Denna skrivning saknas för BSP.

Vad händer om BSP och BRP hävdar olika information om vem som utfört en aktivering som avviker från plan? Exempelvis om BSP justerar aktiv effekt för att kunna leverera enligt kapacitetsavrop på någon marknad men hävdar att detta beror på fel i BRPs prognosläggning gentemot dagenföre?

Vattenfall anser att BSP bör vara ansvarig för alla avvikelser från handelsplan som sker under den perioden BSP har "fått träff" på balansmarknad (kapacitet eller energi) såvida det inte går att direkt härleda att hantering hos BRP orsakat avviket.

- Artikel 2.1.2: Det finns krav i både BRP- och BSP-avtal om att strukturera objekt. BRP har krav på sig att strukturera reglerobjekt som levererar mFRR vilket inte är information som BRP kommer att ha i framtiden. Detta krav är inte möjligt.
- Artikel 2.1.1. "Produktionsanläggningar som levererar mFRR etableras som egna reglerobjekt", hur ska detta fungera för hushåll som äger solceller vilka aggregeras ihop till ett mFRR-objekt av BSP? Detta struktureringskrav bör ligga på BSP och är generellt svårt att leva upp till.

¹ Alla avvikelser kommer i slutändan att resultera i obalanser för BRP

- Artikel 2.1.1. Vattenfall ifrågasätter varför ett Grundreglerobjekt för produktion inte får överstiga 250 MW. Detta är inte förenligt med utbyggnaden av mikro-produktion.
- Artikel 2.1.3. Energilager ska skapas i två olika reglerobjekt, ett för förbrukning och ett för produktion. Detta är otydligt då det kan finnas olika BRP för inmatning- och utmaningspunkten.
- Artikel 2.2.1. Med anledning av introduktion av BSP-rollen önskar Vattenfall en definition av "reglerbar förbrukning" samt ett syfte med att BRP ska anmäla information om reglerbar förbrukning i industri överstigande 10 MW. Om detta krav gäller generellt för alla industrier kommer det resultera i frekvent uppdaterad information vilket vi ifrågasätter syftet och vinsten av.
- Artikel 2.2.2. I rapporten som beskrivs förväntar sig Vattenfall att det även inkluderas information om alla anläggningar inom vårt balansansvar på vilken det finns en BSP. Vi förväntar oss även information om vilka marknader vardera anläggning är aktiv på / förkvalificerad för.
- Artikel 3.2.2. BRP har ingen förmåga att rapportera bindande reglerobjektsplaner när det finns en extern BSP-roll som kan skapa avvik från BRP:s planer.

Tillägg specifikt för "Avtal om Leverans av Balanstjänster"

- Vi saknar en skrivning i avtalet som ställer krav på BSP att upprätthålla korrekt strukturdata, med andra ord säkerställa att information finns om korrekt elleverantör och BRP i vardera anslutningspunkt.
- FCR-bilagan artikel 6.3.: Följande skrivning finns i denna artikel "Berörd Balansansvarig parts obalans korrigeras med den aktiverade energivolymen". Denna skrivning saknas i mFRR- samt aFRR-bilagorna. Vi utgår ifrån att denna skrivning ska finnas med i samtliga bilagor?
- Vattenfall noterar att Svk inte har tagit hänsyn till vår tidigare kommentar om att återköpskostnaden prissätts olika mellan de olika balansmarknaderna. Vi uppmanar Svk att harmonisera detta.

Bilaga Tekniska villkor för förkvalificering och leverans av mFRR

- Vi efterfrågar ett förtydligande under avsnitt 6.2 gällande *Tillgänglig kapacitet för mFRR per elområde*, samt:: *Total tillgänglig kapacitet mFRR per enhet/grupp*
Vattenfalls bud är enligt vår förståelse bästa sättet att beskriva detta, förväntar sig Svk något annat?
- Motsvarande rörande *Aktuellt mottaget börvärde för mFRR per elområde* och *Akutellt mottaget börvärde per enhet/grupp*. Kan detta bara spegla avropet som SvK skickat eller förväntas något annat?

BILAGA 1

Kompensation för inköp/försäljning av el på Day-Ahead och Intraday.

En BRP bör inte enbart bli obalansjusterad med levererad volym utan också få en ekonomisk kompensation, exempelvis definierad som *av BSP levererad volym multiplicerad med Day-Ahead pris* (eller annat referenspris) per avräkningsperiod. Det är vidare inte rimligt att BSP blir ersatt som om den har haft anskaffningskostnader.

En rimligare och mer lämplig ersättningsmodell vore att BSP får en energiersättning som motsvarar differensen mellan obalanspris och Day-Ahead eller annat referenspris. Nedan följer ett enkelt exempel för att visa på den negativa effekt som nuvarande förslag kan få på en BRP som agerar helt korrekt men ändå drabbas av en extra kostnad. Vattenfall ifrågasätter starkt om detta är avsikten med förslaget?

BRP köper in 50 MWh en timme på DA till priset 4000 SEK/MWh. BSP blir avropad för uppreglingsyfte och drar ner lasten med 50 MWh. Med den föreslagna modellen kommer följande kassaflöde att uppstå för BRP:n

- *50*4000 = 200 000 kr kostnad från Day-Ahead*
- *50 (Final Position) - 0 (Allocated Volume) - 50 (Imbalance Adjustment) = 0 kr i obalansavräkning*
- *0 (Uppmätt energi hos slutkund) = 0 kr fakturerat för elleverans*
- *BSP har i detta fall agerat helt korrekt, kund och elleverantör har agerat korrekt samt BRP har agerat korrekt i och med att den har handlat sig i balans inför leveranstimmen. BRP får dock en kostnad på 200 000 kr.*
- *Det enda sättet i nuvarande förslag för att lösa detta på ett korrekt och rättvist sätt är om elleveransavtal omförhandlas med slutkund, men för att det ska kunna ske måste både BRP och Leverantör få information om vilka mätpunkter som en BSP är aktiv i.*
- *Notera att exemplet ovan även går att använda för produktion och vid nedreglering. Sammanfattningsvis kommer man som BRP alltid förlora pengar vid uppreglning och tjäna pengar vid nedreglering. Om inte modellen justeras kommer dessa kassaflöden behöva socialiseras på kundkollektiven. Detta skapar även väldigt märkliga incitament på marknaden.*