

# Referensgruppsmöte om fristående BSP 5 maj 2026

Den 5 maj 2026 träffades referensgruppen fysiskt för första gången. Totalt samlades 20 aktörer och 16 representanter från Svenska kraftnät i centrala Stockholm för en heldag med frågor och diskussioner.

Diskussionerna under referensgruppsmötet visade på ett stort engagemang kring införandet av fristående BSP och de förändringar som detta innebär. Flera återkommande teman identifierades:

- tydlig rollbeskrivning och ansvarsfördelning mellan BSP och BRP
- robust och transparent hantering av referensprofilmetod
- informationsflöden mellan involverade parter
- behovet av centraliserad informationshantering och standardiserade processer

Förutom sammanställningen i detta dokument finns även en PowerPoint-presentation som kompletterar innehållet med bilder och visuella exempel från referensgruppsmötet.

Agendan för dagen var:

- Marknadsdesign
- Arbetsflödet
- Datautbyte – BSP till BRP
- Verifiering av stödtjänstleverans

## Marknadsdesign

Ett återkommande tema på diskussionen var behovet av att tydligare beskriva vad som menas med att ”frigöra flexibilitet”. Aktörerna efterfrågade en konkret målbild kring:

- ökad likviditet
- sänkta deltagandetrösklar
- ökad användning av flexibilitetsresurser
- samt vilka effekter som faktiskt eftersträvas.

Det finns stora osäkerheter kring BSP:s ansvar och hur detta påverkar BRP:s balansansvar. Trots att modellen ibland beskrivs som att BRP ska vara

”opåverkad” framhöll flera aktörer att BSP:s agerande i praktiken påverkar BRP:s planer, prognoser och handel.

Begreppet ”två BRP:er i punkten” upplevdes särskilt otydligt och flera deltagare efterfrågade en tydligare beskrivning av ansvarsfördelningen mellan BSP och BRP.

Det efterfrågades tydligare beskrivningar av:

- dagens och framtidens objektstruktur
- skillnaden mellan planobjekt och stödtjänstobjekt
- hur bud ska struktureras framöver
- samt vad som faktiskt förändras jämfört med dagens modell.

Det fanns oro för att BSP ska behöva ansvara för kundbeteenden som är svåra att prognostisera, exempelvis elbilsladdning och hushållsflexibilitet. Samtidigt ifrågasattes om BRP ska avräknas mot en referensprofil som BSP ansvarar för att ta fram.

Flera aktörer uttryckte oro för att BRP:s roll riskerar att reduceras till en ekonomisk funktion om BSP får ökat operativt ansvar för flexibilitet, prognoser och referensprofiler. Det efterfrågades tydlighet kring vilken framtida funktion BRP förväntas ha i marknadsmodellen.

## Arbetsflödet på hög nivå

Behovet av att ha en gemensam helhetsbild där alla förstår hela arbetsflödet är viktigt för det fortsatta arbetet och därför började dagen med att Svenska kraftnät presenterade en bild över hela flödet (se bild xx i PPT xxx). Referensgruppen återkopplade med önskemål om förtydliganden och komplettering för att omfatta samtliga involverade parter.

Flera deltagare ansåg att de presenterade flödena i för stor utsträckning utgick från BSP-perspektivet och inte speglade BRP:s arbete genom hela handels- och planeringskedjan. Det efterfrågades därför en tydligare processbeskrivning som inkluderar:

- kapacitetsmarknaden (CM),
- day-ahead (DA),
- intraday (ID),
- balansmarknaden,
- onboarding,
- samt samspelet mellan BSP och BRP genom hela kedjan.

Diskussionerna visade att ansvar och påverkan mellan BSP och BRP förändras över tid genom marknadsprocessen. Flera beskrev processen som en ”stafettpinne” där ansvar successivt flyttas mellan aktörerna. Det efterfrågades därför tydlighet kring:

- vem som disponerar flexibilitet i olika steg,

- när resurser anses ”låsta”,
- hur gate closures ska fungera,
- samt hur BSP:s agerande påverkar BRP:s handel och positionering.

Det finns oro för att otydliga relationer mellan vissa delar riskerar att skapa konflikter i ansvarsfördelning och prognostisering. Det är främst osäkerhet kring relationen mellan:

- referensprofil,
- produktionsplan,
- handelsposition,
- samt balansavräkning.

## Datautbyte och informationsbehov

Aktörerna såg ett behov av tydligare och mer reglerade informationsflöden mellan BSP, BRP, DSO och Svenska kraftnät. Artikel 182 lyftes som en möjlig grund för att återanvända datautbyten mellan aktörer. Samtidigt uttrycktes oro över att vissa aktörer kan behöva hantera och dela data utan att själva ha direkt nytta av informationen.

Det finns en bred oro för att systemstöden inte kommer vara tillräckligt utvecklade till införandet 2029. Flera aktörer menar att avsaknad av gemensamma lösningar riskerar att skapa omfattande manuell administration och ökade IT-kostnader.

Som möjlig övergångslösning lyftes ett utökat samarbete mellan TSO och DSO fram, eftersom DSO redan sitter på delar av den information som behövs och enligt regelverket behöver ha insyn i vilka BSP:er som är aktiva i nätet.

En tydlig majoritet uttryckte önskemål om att undvika hårda låsningar av resurser. Särskilt inom efterfrågefleksibilitet anses det svårt eller omöjligt att låsa specifika resurser långt i förväg eftersom kundbeteenden är dynamiska. Låsning på: portföljnivå, elområdesnivå eller procentandelar lyftes som mer realistiska alternativ än låsning på enskild resursnivå.

Det framkom att realtidsdata har begränsad nytta för pågående driftkvart men stor nytta för prognoser, avräkning och kommande handelsperioder.

Några aktörer ansåg att kvartsupplöst information ofta är tillräcklig, medan mycket högupplöst data riskerar att skapa komplexitet utan motsvarande nytta. Andra ansåg det motsatta och önskade högre upplöst information om aktiveringar i realtid.

Det finns ett tydligt behov av:

- gemensamma dataformat,
- standardiserade processer,
- automatiserade informationsflöden,

- samt enklare tekniska lösningar för informationsutbyte.

Många aktörer uttryckte oro för att dagens lösningar riskerar att kräva omfattande manuell hantering.

## Verifiering av stödtjänstleveranser

Det fanns bred samsyn kring att avräkning bör ske på uppmätta värden snarare än bud eller schabloner. Detta ansågs mer rättvist och bättre anpassat till verklig leverans.

Referensprofilen identifierades som den mest kritiska och samtidigt mest oklara delen av modellen. Diskussionerna visade stor oenighet kring:

- vem har ansvaret för referensprofilen,
- om referensprofilen ska definieras per punkt, resurs eller portfölj,
- samt hur transparens och kontroll ska säkerställas.

Flera aktörer önskade en tydligare beskrivning av Svenska kraftnäts tolkning av NC DR och efterfrågade en tydligare juridisk genomgång av vilka artiklar och paragrafer som härleder till förslagen.

Det framhölls att:

- mätkrav behöver harmoniseras,
- datakvalitet och neutralitet är avgörande,

Samtidigt uttrycktes oro för att avancerade mätkrav kan bli samhällsekonomiskt orimliga för mindre resurser och hushållskunder.

Erfarenheter från Finland lyftes som exempel på utmaningar när BSP själva rapporterar leveransdata. Diskussionen fokuserade främst på att BRP i vissa fall saknade insyn i BSP-aktiveringar samt att självrapporterade leveranser inte alltid överensstämde med förväntade värden. Detta användes som argument för ökad transparens, tydliga kvalitetskrav och möjlighet till oberoende verifiering av data.

## Övergripande återkoppling från mötet

### Centraliserad informationshantering

Flera aktörer framhöll behovet av central informationshantering som en grundförutsättning för fristående BSP. Det finns en tydlig oro för att sprida information mellan flera aktörer genom bilaterala lösningar, då detta riskerar att skapa inkonsekvenser, manuell hantering och problem i avräkningen. Automatiserade informationsflöden, standardiserade gränssnitt och kvittenser efterfrågades.

## **Referensprofilmetod**

Referensprofilmetod var den mest genomgående frågan under mötet. Diskussionerna fokuserade på:

- vem som skall ta fram referensprofilmetod/er
- vem som ska ta fram referensprofilen
- vem som bär risken för avvikelser
- vilken nivå referensprofilen ska definieras på
- samt hur modellen påverkar ansvar, incitament och avräkning

## **Övergripande slutsats**

Diskussionerna visar att det fortfarande finns betydande behov av att tydliggöra roller och ansvar, referensprofilens utformning, informationsutbyte, verifiering, avräkning samt samspelet mellan involverade parter. Samtidigt råder en bred samsyn kring behovet av centraliserad informationshantering, transparenta processer och praktiskt genomförbara lösningar. Det finns även en gemensam ambition att utveckla modeller som fungerar för både små och stora resurser utan att skapa onödig komplexitet eller felaktiga incitament.