

Diarienummer

10-2025-0949

Vårt datum/Our date

2025-08-28

Vår referens/Our reference

Lars Holmquist

Ert datum/Your date

Klimat- och näringslivsdepartementet

kn.remissvar@regeringskansliet.secc: kn.e.remissvar@regeringskansliet.se

Er referens/Your reference

KN2025/01039

Göteborg Energis synpunkter på Elmarknadsutredningens betänkande SOU 2025:47

Sammanfattning

Göteborg Energi tackar för möjligheten att lämna synpunkter på ett mycket omfattande och välskrivet betänkande. Vi konstaterar att en stor del av de förslag som läggs handlar om att på olika sätt förbättra den befintliga elmarknadens funktion. Det gäller frågor om hur likviditeten på elmarknaden ska förbättras, rollfördelningar mellan marknadsaktörer och om hur alla privatkunder kan ges bättre förutsättningar att agera på marknaden. I dessa frågor delar vi i stor utsträckning utredningens bedömningar, och tillstyrker i princip utan undantag de förslag som läggs.

Frågorna som rör ansvarsfördelning mellan systemoperatörer är på en övergripande nivå hanterade på vad vi anser ett tillfredsställande sätt. Många detaljer återstår dock. Vi anser det vara en mycket olycklig kombination att inte klargöra tydligt ansvaret vid kapacitetsbrist i lagförslag och samtidigt att uttala den begränsade tolkning av samhällsekonomisk motiverade åtgärder som utredningen gör, tillsammans med att kommunicera en obalanserad bild kring potentialen i distribuerad flexibilitet. Detta skapar fortsatt osäkerhet kring hur lösningarna för kapacitetsbrist ska hanteras. På sikt hotar detta svensk industris konkurrenskraft.

När det gäller frågorna om framtidens elmarknad hade vi önskat att utredningen hade haft ett mer långsiktigt perspektiv. Göteborg Energis övergripande bedömning är att utredningen i avvägningen mellan kortsiktig effektivitet och den långsiktiga, prioriterat den kortsiktiga, mer än vad vi tror är optimalt för att möjliggöra den kraftiga expansion av elsystemet som vi ser framför oss. Avvägningen tar sig uttryck i att förslag och bedömningar mer syftar till att förfina dagens marknadsmodell, snarare än att föreslå mer genomgripande förändringar.

De förslag och bedömningar som följer av denna avvägning, och som vi inte håller med om är först och främst följande

1. Göteborg Energi avstyrker förslaget att avskaffa Nätnyttoersättningen. Istället föreslår vi att den görs mer systemriktig i enlighet med förslaget i Kraft- och fjärrvärme-strategin.
2. Göteborg Energi delar inte utredningens bedömning att en strategisk reserv är tillräcklig för att säkerställa resurstillräcklighet i systemet. Istället bedömer vi att en kapacitetsmekanism inom ramen för den reviderade elmarknadsförordningens stödsystem för fossilfri flexibilitet bör kunna skapa tillräckliga förutsättningar för

resurstillräcklighet, utan de nackdelar som en marknadsomfattande kapacitetsmekanism skulle kunna medföra. Inom ramen för denna mekanism kan samtidigt ytterligare nödvändiga förmågor för elsystemet såsom stärkt beredskap, ödrift och resurser för stödtjänster säkras på ett kostnadseffektivt sätt till en skäligen risknivå för resursägare. Vi föreslår att en sådan utreds så snart som möjligt.

Vi vill slutligen också påtala några aspekter som inte ingick i utredningens direktiv, men som ändå har stor betydelse för utvecklingen av framtidens elmarknad. Det handlar om saker som sektorkopplingar, kunders roll, beredskapsperspektivet, samt om den fundamentala utmaning som den rådande marknadsmodellen står inför, när de rörliga kostnaderna för elproduktionen i hela systemet går mot noll.

Inledning

Energisystemet i Sverige står inför stora utmaningar. Samtidigt som en stor del av systemet måste reinvesteras, så måste vi förbereda för en kraftig expansion av elanvändningen. Ytterst handlar det om klimatomställningen som driver ett ökat behov av el i industri och transportsektorn. Klimatomställningen innebär stora möjligheter för Sverige, som har närmast unikt goda förutsättningar för fossilfri elproduktion. Men för att vi som samhälle ska lyckas med omställningen måste flera pusselbitar komma på plats. Det gäller frågor om tillståndsprocesser, finansiering, och inte minst om hur utvecklingen av tillgång och efterfrågan på el kan gå i takt. En misslyckad matchning mellan utbyggd elproduktion och konsumtion skulle leda till allvarliga konsekvenser för hela samhällsekonomin. Utöver de stora investeringsbehoven karaktäriseras dagens situation av en betydande osäkerhet. Sedan Elmarknadsutredningen initierades tidigt 2024 har osäkerheterna ökat betänkligt om hur stor expansionen av elsystemet verkligen kommer att bli, och i vilken takt det kommer att ske. Utvecklingen av det geopolitiska läget spär naturligtvis också på osäkerheterna för alla marknadens parter. Detta för med sig en rad negativa konsekvenser för marknadsaktörerna. Långt ifrån all osäkerhet beror på elmarknadens utformning, men i flera avseenden kan denna både öka och minska osäkerheterna för aktörerna. När nu en översyn av elmarknaden görs är just hur förutsägbarheten påverkas för olika aktörer en viktig parameter att beakta.

Ett historiskt skifte - igen

Elsystemet i Sverige byggdes upp under i princip hela 1900-talet, fram till omregleringen på 1990-talet. Utbyggnaden av både produktion och nät, präglades av central planering, där i princip samtliga inblandade aktörer var ägda offentligt. Från byggemensskaper som byggde lokala elnät till statliga Vattenfall. Omregleringen kan ses som en reaktion på de ändrade förutsättningarna, när utbyggnad inte längre var prioriterat, utan att fokus istället låg på effektivisering och att minska kostnaderna för kunderna. Den marknadsmodell, energy-only, som infördes i slutet av 1990-talet är utformad för just detta, och har fungerat väl. Nu står marknaden åter inför en ny utmaning, när en kraftig expansion förväntas, samtidigt som en stor del av det befintliga systemet behöver reinvesteras. Det är inte konstigt att frågan reses, om dagens marknadsmodell är den lämpligaste för att få detta att hända. Det är lätt att konstatera att utbyggnaden av systemet nästan avstannade efter omregleringen. Det är i sig inget bevis på ett marknadsmisslyckande, men väcker frågor om hur ändamålsenlig modellen är i den nya situationen.

Elsystemet måste vara konkurrenskraftigt

Sedan något år finns ett planeringsmål i Sverige, som innebär att samhället ska arbeta mot, och vara förberett på en framtida elanvändning i storleksordningen 300 TWh/år inom ett par decennier. Den faktiska nivån på elanvändningen styrs dock inte av planeringsmålet, utan beror helt och hållet på utvecklingen av efterfrågan, där ökningen i allt väsentligt förväntas komma från industrin. Sverige som land är dock konkurrensutsatt mot

omvärlden. Om villkoren för etablering är bättre någon annanstans än i Sverige kommer investeringarna att söka sig dit. En avgörande faktor för den typ av industrier som det handlar om är elförsörjningen. För att elintensiv industri ska våga etablera sig i Sverige måste den vara bättre än omvärlden på elförsörjning. I detta ligger inte bara kostnaden för elförsörjning, utan leveranssäkerhet, klimatprestanda, tillräcklig snabbhet i anslutningsärenden med mera. Den totala kostnaden måste också vara tillräckligt förutsägbar för att locka investerare.

Utmaningen att klara detta är inte trivial, inte minst för att kraven på låga kostnader samtidigt som leveranssäkerheten ska vara hög, i grunden motverkar varandra.

Vidare är det viktigt att inse att själva elpriset endast är en del, och en minskande sådan, av den totala kostnaden för elförsörjningen. Utöver elpriset tillkommer kostnader för överföring samt för balansering och upprätthållande av leveranssäkerheten. I princip all ny basproduktion, både vindkraft och kärnkraft, har mycket låga rörliga kostnader, och driver därmed ned priserna på spotmarknaden. Men istället kan andra kostnadsposter öka, som exempelvis kostnader för differenskontrakt eller ökade balanseringskostnader. För att hamna rätt krävs en ökad planering av kraftsystemet, som syftar till minimering av totalkostnaden för helheten, snarare än enskildheter som spotpriser eller elnätsavgifter.

Kortsiktig effektivitet måste vägas mot långsiktig

Den nuvarande marknadsmodellen är designad för kostnadseffektivitet genom konkurrens. Att elpriserna sätts i konkurrens mellan marknadsaktörerna, och att kunderna fritt kan välja mellan flera leverantörer. Kostnadseffektivitet är naturligtvis avgörande för att klara också de framtida utmaningarna, men målbilden idag är mer komplex. Förutom att systemet drivs så effektivt som möjligt, så måste även investeringsrisker minimeras och motståndskraften gentemot omvärldsförändringar öka. Annars blir systemet inte samhällsekonomiskt effektivt. Ibland uppstår målkonflikter mellan kraven på kortsiktig effektivitet på elmarknaden och behovet av resiliens och långsiktiga investeringsförutsättningar.

Göteborg Energis övergripande bedömning är att utredningen i avvägningen mellan kortsiktig effektivitet och den långsiktiga, prioriterat den kortsiktiga, mer än vad vi tror är optimalt, om marknaden ska kunna möjliggöra de investeringar som behövs för att nå det beslutade planeringsmålet och tillräcklighetsmålet. Avvägningen tar sig uttryck i förslag och bedömningar som mer syftar till att förfina dagens marknadsmodell, snarare än att föreslå mer genomgripande förändringar. Konkreta exempel på detta är att man föreslår fler och bättre stödtjänster istället för en marknadsomfattande kapacitetsmarknad, och ett avskaffande av dagens modell för nätnyttoersättning till förmån för en utvecklad nättariff ., Båda dessa förslag är sannolikt teoretiskt mer kostnadseffektiva, men de bidrar inte till den långsiktiga förutsägbarhet som krävs för att möjliggöra investeringar i ny produktion i praktiken.

Undantaget från det som vi ser som en genomgående tendens att förfina snarare än att komplettera energy-only-marknaden är bedömningarna gällande dubbelriktade differenskontrakt. Där bejakas, om än med reservationer och en god portion tveksamhet, att sådana skulle kunna vara lämpliga att införa för havsbaserad vindkraft. Däremot blir motsvarande bedömning gällande en marknadsomfattande kapacitetsmarknad, att en sådan inte behövs, i alla fall inte i dagsläget. Vi finner detta olyckligt. Båda verktygen handlar om att lösa liknande problem – att minska riskerna för investerare genom att göra intäkterna mer förutsägbara, och innebär liknande utmaningar i form av risker för en ökad systemkostnad. Skillnaden är att differenskontrakten syftar till att säkerställa produktionen av energi, medan en kapacitetsmekanism är ämnad att garantera resurstillräcklighet. På kort sikt ser vi att effektutmaningen är en större utmaning i

systemet än energivolymerna. Därmed borde åtgärder för att förbättra effektbalansen snarast vara prioriterad framför stöd av ny produktion av elenergi, åtminstone i tid.

Prioriteringen att förfina dagens marknadsmodell innebär långt ifrån alltid målkonflikter med det mer långsiktiga helhetsperspektivet. Det gäller exempelvis förslagen om att förbättra likviditeten på dagens elmarknad, att skapa ordning och reda i begrepp och ansvarsfördelningar, och att lösa ut den långdragna frågan om anvisningsavtalen. Dessa förslag tillstyrker Göteborg Energi med mycket få undantag.

Fler aspekter behöver analyseras för att kunna forma framtidens elmarknad

Elmarknadsutredningen har gjort ett gediget arbete inom ramen för det uppdrag som gavs. Den utgör därmed en bra utgångspunkt i diskussionen om hur elmarknaden och elsystemet borde utvecklas framöver. Däremot täcker den inte alla aspekter som måste tas hänsyn till, för att kunna utveckla marknaden och systemet optimalt. Därför vill vi passa på att som inspel till vidare utredning och diskussion ta upp frågor om bland annat sektorkoppling, ett djupare perspektiv på kundens roll, och inte minst den långsiktiga frågan om hur en elmarknad ska kunna se ut när vi inte längre har kvar några rörliga produktionskostnader i systemet. I slutet av svaret presenterar vi därför ett antal förslag på aspekter som bör belysas och/eller utredas vidare för att ge en mer komplett bild av verktygslådan.

Göteborg Energis synpunkter på de olika förslagen och bedömningarna

Ändrat ägande av den finansiella elbörsen

Vi delar utredningens bedömning att ökad likviditet på den finansiella elmarknaden, liksom ökad clearing av bilaterala handelskontrakt är mycket viktig. Vi ser därför positivt på bedömningen att svenska myndigheter bör arbeta för detta syfte. För tillfället är likviditeten på de öppna marknaderna (Nasdaq) begränsad. Precis som utredningen konstaterar behövs börshandeln för att marknaden ska fungera, i annat fall blir det väldigt svårt att sätta priser. Här menar vi att åtgärder behövs för att stimulera eller underlätta handel. De bedömningar som görs nedan går i denna riktning – men det behöver också försäkras och följas upp att de föreslagna initiativen skyndsamt omsätts i konkreta åtgärder. Många av de förändringar och framtida behov för den svenska elmarknaden som berörs i utredningen som helhet är beroende av en fungerande och öppen prissättning. Det kan endast ske genom god likviditet och hög andel clearade kontrakt på den finansiella elmarknaden.

Prissäkring mellan elområden

Vi delar utredningens bedömning att Svenska kraftnäts EPAD-auktion är synnerligen viktig, både för marknaden som helhet och för Göteborg Energi, för att öka likviditeten och möjliggöra prissäkring. Vi har deltagit på varje auktion sedan december 2024. Vi ser det som mycket viktigt för den svenska marknadens funktion att EPAD-auktionerna permanentas. Utredningens bedömning i avsnitt 4.6.1. att Svenska kraftnäts auktioner bör fortsätta tills vidare är därmed ett steg i rätt riktning. Vi ser också positivt på utredningens bedömning att Sverige aktivt bör arbeta för att lyfta EPAD-kontraktens fördelar även inom EU. Vi förespråkar EPAD-systemet generellt före andra alternativ och vill därför att svenska myndigheter lyfter fram fördelarna med vårt nordiska system i de utredningar och diskussioner som pågår i Europa.

Bankgarantier och förlusttäckning

I fråga om risksäkring lyfter utredningen problemen med att allt färre marknadsaktörer väljer att cleara sina kontrakt för att i stället välja bilaterala kontrakt. En orsak till det är säkerhetskraven som blivit mycket kostsamma. Vi ser därför positivt på utredningens förslag till åtgärder. För mindre marknadsaktörer kan möjligheten till bankgarantier vara avgörande och ur ett svenskt perspektiv är det därför en nyckel till att öka andelen clearade kontrakt. På samma sätt som nämnts ovan är konkreta åtgärder brådskande.

Möjliga åtgärder för att stärka den finansiella elmarknadens funktionssätt

Utredningen bedömer att standardavtal för långsiktiga elköpskontrakt inte bör införas inom EU. Vi delar utredningens uppfattning till en del, då vi anser att det inte finns behov av EU-gemensamma standardavtal. Vi vill dock framföra att vi ser ett behov av framtagande av frivilliga standardvillkor för den svenska marknaden. Varje långsiktigt elköpsavtal är individuellt, med förutsättningar som kan skilja sig åt i stor omfattning mellan olika fall. Det är dock kostsamt och komplext att ta fram ett avtal och vi menar att en sammanställning av standardvillkor skulle vara till nytta framför allt för mindre producenter/aktörer. Det skulle kunna minska behovet av juridiska tjänster och minska det affärsmässiga underläget för små aktörer.

Utredningen bedömer vidare att Sverige bör skapa beredskap för att införa en statlig kreditgaranti, liknande den som beslutades i samband med energikrisen 2022, för att stärka den finansiella elmarknadens motståndskraft i krissituationer. Vi delar denna bedömning och ser positivt på att ett regelverk skulle finnas förberett att sätta i kraft vid den tidpunkt det skulle komma att behövas. Det skapar förutsebarhet för marknaden och ger möjlighet för lagstiftaren att agera snabbt i en krissituation.

Definition av regionnät

Den föreslagna definitionen av regionnät innebär att ledningar som administrativt och funktionsmässigt ingår i ett lokalnät definieras som regionnät. Göteborg Energi Nät bedriver ett lokalnät som till vissa delar består av 130 kV-ledningar, huvudsakligen kablar. 130 kV-ledningarna drivs med linjekoncessioner för respektive sträckning men är varken tekniskt eller administrativt ett regionnät. Ledningarna förbinder gränspunkter mot regionnät med transformatorstationer runt om i bolagets koncessionsområde och inte som huvudsaklig funktion att transportera el till andra koncessionsområden. Det vore önskvärt att definitionerna i ellagen tar hänsyn till detta förhållande genom en justering av definitionen genom exempelvis ett undantag för ledningar som funktionellt är del av ett lokalnät. I och med att utredningen föreslår lagkrav på att systemansvarig för överföringssystem ska teckna avtal om samarbete med systemansvariga för distributionssystem med regionnät får denna skrivning vidare effekter, oönskade eller ej.

Ansvar för kapacitetsbrist

Vi delar utredningens slutsats om att ansvar för kapacitetsbrist ligger hos den i vars nät den fysiska begränsningen uppstår. Vi delar också slutsatsen att samspel mellan nätnivåerna krävs för på ett samhällsekonomiskt effektivt sätt åtgärda kapacitetsbristen. Vi delar också rekommendationen att Ei får i uppdrag att skyndsamt ta fram en utredning som klargör återstående frågetecken och eventuella kompletterande lagförslag inom området. Det krävs förtydliganden för att inte systemansvariga ska agera utifrån sina egna tolkningar av regelverken och inte vidta de åtgärder som finns till hands eller arbeta för att utveckla dessa.

För att ansvar för genomförande av åtgärder och kostnader för dessa ska kunna regleras måste en tydlighet av innebörden av "i skälig tid" för anslutning enligt ellagen 4 kap 5§ utvecklas. Ellagens utgångspunkt i 2 år kan vara skäligt för anslutningar av mindre storlek och utan behov av nätförstärkningar. För dessa anslutningar är åtgärder enligt ellagen 4 kap 2§ inte särskilt troliga. Kraven på när systemansvariga ska vidta ytterligare åtgärder

och vilken framförhållning systemansvariga ska ha vid större anslutningar är därför en viktig utgångspunkt.

Det är därför också kritiskt att Ei ytterligare förtydligar sitt nyligen framtagna ställningstagande om att bygga på prognos så att det inte råder några tvivel om att systemansvariga får täckning för kostnader att upprätta förmågan att ansluta enligt ovan nämnda krav. Eis ställningstagande innebär i praktiken en efterhandsreglering vilket inte är acceptabelt och kommer inte leda till önskvärd utveckling av elsystemet. I den mån lagstiftning behöver ändras bör Ei lämna förslag på ändringar som stödjer detta.

Samarbete mellan systemansvariga

Utredningen har fokuserat på samarbetet mellan TSO och DSO med regionnät, som förutsätter tecknande av tvingande avtal. Utredningen föreslår också ett lagstadgat krav på samarbete mellan TSO och DSO:er i stort. I den mån avtalen mellan TSO och DSO med regionnät, kommer innefatta krav som behöver vidareföras till DSO utan regionnät är det av vikt att dessa DSO:ers intresse omhändertas i utformningen av sådana avtal.

För att de föreslagna samarbetena ska fungera i praktiken krävs att roller och ansvar blir tydliggjorda. Det är därför olyckligt att utredningen inte kommer med konkreta förslag på området. Därmed blir det än viktigare att uppdraget till Ei att ta fram författningsförslag på området hanteras skyndsamt och med detta syfte i åtanke. Samarbeten som etableras måste kännetecknas av stor transparens och vilja till förändring.

Utredningen lyfter inspel om risker för suboptimering vid hantering av kapacitetsbrist när systemansvariga agerar inom sitt nät. Vi vill i detta sammanhang lyfta risken för att TSO och DSO med regionnät, inte beaktar möjligheter som finns i distributionssystem utan regionnät, då dessa aktörer inte har direktkontakt med de kunder som i lokalnätet kan tillhandahålla flexibilitetstjänster. Uppbyggnaden av dessa förmågor behöver tid, och långtgående slutsatser kan inte dras av enskilda pilotprojekt. DSO:ernas betydelse för väl underbyggda behovsprognoser och informationsbärare till slutkunderna måste också beaktas.

Beredskap för fredstida krissituationer och höjd beredskap

Göteborg Energi delar den nulägesbild som beskrivs om att ansvaret för beredskapsåtgärder kopplad till elförsörjningen är fördelad på många olika aktörer och att en tydlig målbild saknas. Målbilden behöver brytas ned till funktionskrav på regional nivå och tydligare knyts an till behovet hos samhällsviktiga elanvändare inom lämplig geografisk uppdelning. Finansieringslösningar för att tillhandahålla beslutad elberedskap för såväl fredstida normalläge som vid krissituationer behöver utvecklas. Upphandling av långa funktionsavtal behövs för att resursägare ska ges en skälig risknivå vid investeringar samt för uppbyggnad av lager och personella resurser. För att erhålla en kostnadseffektiv beredskapsförmåga bör produktionsresurser samtidigt kunna vara verksamma på andra elmarknader. Totalförsvarets beredskapsförmåga är i hög grad beroende av en ändamålsenlig och väldimensionerad tillgång till resurser för ö-drift och dödnätsstart. Dessa resurser bör därför planeras och dimensioneras samordnat.

Nyanslutning

Vår bedömning är att utredningens bedömning är otillräcklig för att kunna anses ge ett betydande bidrag till klarhet i frågan. Vi menar också att utredningens förslag inte inkluderar vad som skulle kunna vara faktorer nödvändiga för att stärka svensk konkurrenskraft och åstadkomma ökad robusthet i elsystemet. Utredningens bedömning berör dessutom i grunden endast två ytterlighetsfall.

Att åstadkomma förstärkt transportkapacitet till en lägre kostnad än periodiserad kostnad för nätutbyggnad får anses samhällsekonomiskt motiverad anser vi vara en självklarhet.

Det är dock positivt att detta uttalas och vi tolkar detta som en skyldighet att faktiskt vidta dessa åtgärder. Men, utmaningen ligger snarare i den övre gränsen, dvs när alternativen är dyrare eller till och med mycket dyrare än nätutbyggnad.

Förslaget på huvudregel som innebär att om en kund är villig att betala för åtgärden så är den motiverad, beskriver också den en ytterlighet och förslaget skulle kunna tolkas som att det alltid är den enskilda kundens betalningsvilja som ska användas som måttstock, vilket vi motsätter oss. Det intressanta är snarare när åtgärden inte bekostas av anslutande part, vilket i förarbeten till ellagen anses vara normalfallet för åtgärder enligt 4 kap 2§.

Att utgå från den enskilda kundens betalningsvilja anser vi inte vara rimligt då det är samhällsekonomiska aspekter som ska bedömas. Den enskilda kundens bedömning är snarare en affärsmässig bedömning där alla samhällsekonomiska aspekter inte rimligtvis kan förutsättas ingå eftersom dessa inte omfattas av affären. Den affärsmässiga bedömningen kan dessutom vara särskilt utmanande för de anslutningar som genomförs i sektorer där affärsmodellerna och värdekedjorna inte är tillräckligt väletablerade ännu. Här spelar den samhällsekonomiska bedömningen särskild roll.

Ei arbetar i dagsläget med att ta fram en vägledning för hur åtgärder enligt 4 kap 2§ Det vore olyckligt att lägga fram förslag på området när en fördjupad analys av expertmyndigheten ska genomföras.

Nätnyttoersättning

Utredningens bedömning är att nätnyttoersättningen bör avskaffas. Vi anser det vara olyckligt att föreslå detta utan skarpa förslag på hur den nytta som lokal produktion och energilagring ska ersättas. Annars skapas onödiga osäkerheter. Vår uppfattning är att nätnyttoersättningen idag bör spegla de nyttor som inmatning till elnätet ger. Denna ersättning bör och kan utvecklas för bättre spegla långsiktiga nyttor som kunderna bidrar med, exempelvis uppskjutna kapacitetshöjande investeringar. Att utveckla nätnyttoersättningen är ett av de viktigaste förslagen i Energimyndighetens Kraft- och Fjärrvärmestrategi (ER 2023:27). En sådan utveckling skulle kunna bestå i att möjliggöra en fast ersättning, baserad på avtalad effekt, och under en tillräcklig lång tid så att den kan utgöra underlag för investeringar. På så sätt skulle man åstadkomma nyttor liknande en kapacitetsmekanism, eller stöd för icke fossil flexibilitet enligt EUs elmarknadsförordning, på lokal nivå.

Se vidare kommentarer avseende Nätavgifter.

Nätavgift

Utredningen föreslår att Ei ska utreda lokaliseringssignaler och transparens mellan nätnivåer. Majoriteten av Sveriges elkunder kommer inom två år att få en ny elnätstariff och vi avråder starkt från att nya tvingande ändringar införs i närtid. Särskilt inte då införandet och/eller kommunikationen kring dessa förändringar, för att i god tid skapa medvetenhet hos kunderna, redan har påbörjats för nätavgiftens utformning utifrån gällande föreskrift. Den kunskapsbrist som finns hos större delen av kundkollektivet är en utmaning i förändringen av prismodell.

För att få önskvärd effekt av de incitament som ges i nätavgifterna krävs god framförhållning och kommunikation för att skapa förståelse och acceptans för avgiftsmodellen hos elnätskunderna. Att snabbt sträva mot en teoretisk korrekt modell ska vägas mot den tid det tar för kunderna att anpassa sig. Den starkt övervägande delen passiva kunder bör också beaktas. Enligt kundanalyser önskar en stor del av kundkollektivet, både företag och privatkunder, dessutom förutsägbarhet och trygghet i prissättning.

Den typ av förändringar som föreslås avseende energiavgiften kan tilltala aktiva kunder med möjlighet till styrning, som tillsammans med en mer dynamisk effektagift ger tydliga styrsignaler som är relativt lätta att implementera. För den stora majoriteten krävs dock, enligt forskningsresultat, kraftiga styrsignaler vid relativt få tillfällen tillsammans med omfattande kommunikation vid dessa tillfällen för att åstadkomma förändring. Kan inte detta åstadkommas blir nätavgiften huvudsakligen en kostnadsfördelningsmodell, där de flesta kunderna missnöjt bara betalar.

Lokaliseringssignaler kan ha positiva effekter för att adressera lokala skillnader inom ett nätområde. Samtidigt uppstår då också vad som kan upplevas som orättvisa för kunderna inom vissa delområden. Denna orättvisa beror inte nödvändigtvis på något som kunderna har bidragit till utan snarare vilka val som den systemansvarige historiskt vidtagit. Kunderna kan i vissa områden historiskt ha betalat lika, men systemansvarig har av någon anledning valt att förstärka endast ett område. Därmed skulle kunderna i det område med sämre kapacitet tvingas betala för den historiska förstärkningen i intilliggande område, och sedan betala för att undvika förstärkning i det egna området. Vid eventuellt införande av lokaliseringssignaler måste också den administrativa bördan för systemansvariga beaktas.

Villkorade avtal

Utredningen ser positivt på villkorade avtal, och föreslår att Energimarknadsinspektionen ska utreda förutsättningarna för att införa permanenta villkorade avtal. Det skulle innebära att verktyget inte bara skulle fungera som ett sätt att tidigarelägga en ny anslutning, innan nödvändig nätförstärkning kommit på plats, utan också som ett avsteg från huvudregeln om prima leverans som ligger till grund för nättjänsten idag. Ett permanent villkorat avtal är enligt utredningen ofta förknippat med rabatt på överföringsavgiften, och om denna rabatt läggs på effektdelen av abonnemanget, så sänks också tröskeln för kunden att delta på balansmarknaden. Resonemanget skiljer sig från det som kommunicerats från Energimarknadsinspektionen, som vidhåller att villkorade avtal ska betraktas som en nödlösning som inte bör permanentas.

Vi är positiva att Ei ser över frågan om hur villkorade avtal ska användas då det finns olika uppfattningar och önskemål i frågan. Det bör dock ske i samband med implementering av det uppdaterade elmarknadsdirektivets artikel 6a, då Ei nyligen publicerat ställningstaganden på området som får anses utgå från den lagstiftning som gäller nu. Vi noterar att det finns olika uppfattningar om hur permanenta villkorade avtal bör utformas, och därmed vilken funktion de kan fylla. Ett sätt att se det är att permanenta villkorade avtal skulle öppna för en mer flexibel transporttjänst med stor frihet för systemansvariga att välja att erbjuda detta och att det skulle kunna erbjudas på frivillig basis till kunder. För detta fall går det att överväga om reglering i lag är nödvändig, eftersom det är fråga om frivillighet mellan parterna. Ett sådant fall skulle i det närmaste kunna liknas vid ett långsiktigt flexibilitetskontrakt.

Ersättningen på flexmarknaden som ett sådant avtal skulle ge för tillgänglighet skulle kunna motsvara den nedsatta avgift kunden skulle få betala för det permanenta villkorade avtalet. De positiva effekterna som skulle uppstå när det gäller deltagande på andra stödtjänstmarknader skulle mycket väl kunna uppstå med en väl utformad effektagift som inte innebär ekonomiska nackdelar annat än när nätet är högt belastat. Det får förutsättas att effektagiften sammanfaller med de tidpunkter då belastningen i nätet skulle driva nätförstärkningar för att ansluta kunden med prima kapacitet.

Dagens anslutningsavtal och utformning av prismodeller utgår huvudsakligen möjligheten att nyttja sin anläggning fullt ut alla årets timmar med undantag för eventuella avbrott. Skulle ett frivilligt avtal mellan två parter närmare definiera en tidsindeld anslutningseffekt torde överföringen fortfarande anses ha god kvalitet eftersom det inte

handlar om ett avbrott. Särskilda priser för denna typ av tjänst skulle behövas, men om kostnaden avviker i väsentlig grad från andra kundkategorier får det anses skäligt att införa sådana priser.

Ett annat sätt att se på permanenta villkorade avtal är att den nationella ramen kommer sätta tämligen snäva undantag, likt de begränsade undantag från EIFS 2023:3 som implementerats. En sådan tillämpning skulle innebära att långa flexibilitetsavtal och eller en mer detaljerad utformning av anslutningsavtal tillåts.

Utredningen nämner att *“eftersom ett villkorat avtal ofta erbjuds som ett alternativ till tidskrävande och kostsamma förstärkningar av elnätet är det rimligt att anta att en villkorad anslutning i vissa fall medför mindre kundspecifika kostnader för nätföretaget och att en kostnadsriktig anslutningsavgift därför bör vara något lägre.”* Vår bild är därmed att utredningen utgår från att det villkorade avtalet är permanent vilket inte är normalfallet. På sikt kommer de kundspecifika kostnaderna, eller de kostnader som uppstår kopplat till anslutningen, att bli samma som utan ett villkorat avtal när väl nätförstärkningen kommer på plats.

Det är också viktigt att påtala att ett villkorat avtal idag inte kan anses vara frivilligt för kunden. Det är förvisso frivilligt i relation till att vänta, men eftersom det, enligt Göteborg Energis erfarenheter, inte följer några specifika bindande tidsutfästelser varken från regionnät eller stamnät är det tveksamt om det kan anses vara frivilligt när alternativet är att inte veta när anslutningen färdigställs eller hur mycket det kostar och det saknas alternativa leverantörer. Regleringen på området är inte närmare definierad än att anslutning ska ske i skälig tid och skulle behöva förtydligas.

Vår uppfattning är att villkorade avtal redan idag används för på det sätt som utredning föreslår ska utredas, det vill säga att vidareföra villkor mellan nätnivåer till slutkund. Vi ser idag inga hinder för detta då det rimligtvis bör vara tillåtet för en DSO att föra vidare villkor i anslutningsavtal från överliggande DSO och TSO mot kunder i det egna nätet. En utmaning som har funnits är att dessa villkor inte skyndsamt har tagits fram trots besked om att efterfrågad kapacitet inte har kunnat mötas.

Utveckling av stödtjänstmarknaden

Ersättning och incitament för förmågor som positivt bidrar till att momentant stabilisera frekvensen är viktiga för att skapa förutsättningar att bibehålla befintliga resurser. Göteborg Energi tillstyrker därför bedömningen. När befintliga resurser inte längre är tillräckliga behövs förstärkta marknadssignaler för att skapa möjlighet att investera i åtgärder som ökar dessa förmågor från exempelvis syntetisk tröghet.

Statligt prisstöd genom dubbelriktade differenskontrakt

Göteborg Energi delar bedömningen att den volym i investeringar som krävs för att möta planeringsmålet om 300 TWh riskerar att inte komma till stånd utan statlig riskdelning. Om dubbelriktade differenskontrakt introduceras behöver dessa vara utformade så att inte villkoren för befintliga anläggningar samt för kraftslag som eventuellt inte omfattas får så liten påverkan som möjligt. Konstruktionen av eventuella differenskontrakt bör utformas med teknikneutrala villkor som möter energisystemets behov i syfte att erhålla den mest samhällsekonomiskt effektiva utbyggnaden.

En viktig aspekt i utformningen av differenskontrakt är att de inte får underminera förutsättningarna för de stödberättigade anläggningarna att anpassa sin produktion till marknadens behov. Det nyligen beslutade stödet för ny kärnkraft, som genom att utgå från årsmedelpriser istället för timpriser, förefaller uppfylla detta krav väl.

Att konstatera att teknikneutrala, dubbelriktade differenskontrakt, utfärdade i konkurrens, är en rimlig stödform, innebär dock inte att de bör införas här och nu. Den svåra frågan om under vilka förutsättningar som ett sådant system bör införas är fortfarande obesvarad.

Göteborg Energi konstaterar att det i dagsläget på elmarknaden finns ett stort överskott av elproduktion vid många tidpunkter på året samtidigt som det finns risk för underskott av eleffekt kalla dagar, liksom under dagar med låg vindkraftsproduktion under hela vinterhalvåret. SvK beskriver den ökade risken för effektbrist i sin rapport 2025/2726 "Kraftbalansen på den svenska elmarknaden, rapport 2025", där effektbalansen en normal vinter förväntas försämrats från +600MW 2025/2026 till -6200MW 2029/2030.

Ökad baskraftsproduktion och väderberoende produktion genom dubbelriktade differenskontrakt kommer inte att bidra nämnvärt till att lösa denna effektproblematik de närmsta åren. Exempelvis tar byggnation av ny kärnkraft minst tio år att bygga. Göteborg Energi är av uppfattningen att hanteringen av den svaga effektbalansen, nationellt, men också lokalt, är ett mer akut problem att lösa än att skapa förutsättningar för mer baskraftproduktion.

Resurs- och effekttillräcklighet

För att uppnå ett leveranssäkert elsystem krävs att det dimensioneras för att möta de behov och situationer som samhället definierar. Resurstillräckligheten måste motsvara systemets dimensionerande krav för att säkerställa robusthet, men samtidigt vara balanserad för att undvika onödiga kostnader. I dagsläget finns ett överskott av elproduktion under stora delar av året, men enligt Svenska kraftnät finns redan till vintrarna 2029/2030 en ökad risk för effektbrist. Detta ställer krav på att viktiga förmågor såsom efterfrågefleksibilitet, energilagring och flexibel elproduktion utvecklas snabbt. Utan sådana åtgärder riskerar Sverige att i allt större utsträckning bli beroende av elimport från grannländer under kritiska perioder. Effektproblematiken är heller inte unik för Sverige utan de flesta länder i närområdet kommer att ha effektbrist vid kallt väder samt vindstilla vinterdagar därför är frågan av extra stor vikt.

När det gäller de ekonomiska förutsättningarna för att upprätthålla och utveckla anläggningar som kan bidra med flexibel fossilfri produktion – både för att möta effektbehov och tillhandahålla stödtjänster – är dessa i dagsläget otillräckliga och oförutsägbara. För att investeringar i flexibel produktion ska bli möjlig krävs långsiktigt förutsägbara intäktsmodeller. Dagens elmarknad ger inte tillräckliga incitament, vilket medför att det behöver utvecklas långsiktiga och tydliga mål med tillhörande finansieringslösningar som möjliggör att icke-fossil flexibilitet etableras i tillräcklig omfattning i linje med EU:s elmarknadsförordning 2019/943.

Vi bedömer det även som mest samhällsekonomiskt att denna typ av fossilfri produktions-/konsumtionsfleksibilitet ska vara tillgänglig på alla marknader såsom spotmarknaden och inte enbart hållas i en strategisk reserv utanför spotmarknaden. På så vis bidrar produktionskapaciteten till att dämpa prisvolatiliteten på elmarknaden.

Att stödja denna typ av flexibel produktion/elanvändning genom till exempel långsiktiga tillgänglighetskontrakt gör att tillgänglig effekt i elsystemet kan öka utan att det påverkar prissättningen på marknaden för större delen av årets timmar. Därmed undermineras inte förutsättningarna för existerande produktion och eventuell ny produktion som inte omfattas av subventioner, som landbaserad vind.

Göteborg Energi instämmer till största delen i den ingående analys av olika kapacitetsmekanismer som återfinns i betänkandet. Vi delar alltså bilden att varje åtgärd för att säkerställa resurstillräckligheten innebär ett ingrepp i marknaden som – allt annat lika – driver upp kostnaden för den kortsiktiga driften av systemet. Beslutet om att införa en kapacitetsmekanism innebär alltså att man måste göra en avvägning mellan de nyttor som åstadkoms, och de kostnader som skapas. Flera av parametrarna i en sådan avvägning är svårbedömda. Det handlar mycket om risker och förutsägbarhet, och bedömningarna blir, åtminstone delvis, subjektiva. Göteborg Energi gör bedömningen att utredningen

värderat riskerna för bristande resurstillräcklighet för lågt och riskerna för ökade kostnader för högt.

En fördel med ett tillgänglighetskontrakt är att det är långsiktigt, och därmed förutsägbart under kontraktstiden. Då, under förutsättning att kontraktet löper tillräckligt långt, skapas förutsättningar att investera i lösningar. Ur det perspektivet är det en bättre lösning på resurstillräcklighetsutmaningen än att förfina stödtjänstmarknaderna, även om sådana i teorin borde vara mer kostnadseffektiva. Men i praktiken behöver inte så vara fallet. För investeraren är stödtjänstmarknaderna mindre förutsägbara, och därmed blir riskpremien högre än ett tillgänglighetskontrakt. Med andra ord måste de förväntade intäkterna från stödtjänsterna vara högre än intäkterna från tillgänglighetskontraktet, för att motivera en investering.

I sammanhanget är det olyckligt att inte utredningsdirektivet omfattade ett djupare fokus på beredskapsfrågorna. Vi ser betydande synergier mellan beredskapsperspektivet och resurstillräcklighetsperspektivet. Att få mer planerbar produktion, liksom andra flexibilitetsresurser, på plats, stärker både resurstillräckligheten och resiliensen mot yttre påverkan från både naturkatastrofer och från främmande makt. Eftersom analysen inte är gjord kan vi inte leda saken i bevis, men vi är övertygade om att beredskapsperspektivet, om det vägs in, kommer att stärka argumenten för någon form av tillgänglighetskontrakt.

Utredningen drar slutsatsen att en fullskalig kapacitetsmarknad inte är samhällsekonomisk önskvärd i dagsläget, och anger en rad skäl för det. Man gör bedömningen att det vore en bättre samhällsekonomisk lösning med riktade åtgärder, såsom upphandling av långsiktiga avtal för flexibel elproduktion eller konsumtion i de elområden eller regioner som har störst underskott av eleffekt. Utredningen nämner också hur detta skulle kunna göras inom ramen för stödordningen för icke-fossil flexibilitet som möjliggjorts i och med EUs reviderade elmarknadsförordning 2019/943. Göteborg Energi delar utredningens bedömning att det borde finnas goda möjligheter att skapa ändamålsenliga tillgänglighetskontrakt inom ramen som ges av den nya förordningen, och samtidigt undvika en del negativa effekter av en marknadsomfattande kapacitetsmekanism, såsom risken för spridningseffekter utanför landet. Det enda argumentet emot, som anförs i betänkandet, är att begreppet är nytt, och ännu inte har implementerats i någon medlemsstat. Vi ser inte detta som något problem i sig, utan föreslår att SvK eller någon annan aktör ges i uppdrag att skyndsamt utreda hur en mekanism för icke fossil flexibilitet kan införas i Sverige.

Analysen behöver utvärdera om resurstillräckligheten i produktionskapacitet är tillräcklig för att kunna hantera dimensionerande förutsättningar. Den behöver vidare vara framåtblickande för att möjliggöra att de resurser som erfordras ges möjlighet introduceras med hänsyn tagen till den långa ledtiden som är förknippade med att uppföra ny kapacitet eller flexibilitet.

Ö-drift och dödnätsstart

Göteborg Energi delar utredningens bedömning att det behövs ett tydligare regelverk för lokal och regional ö-drift och en mer preciserad ansvarsfördelning för att säkerställa en ändamålsenlig kapacitetsnivå för ö-drift i lämplig geografisk upplösning. Vidare behöver ersättningsmodellen förtydligas och anpassas till en nivå som möjliggör att befintliga anläggningar behålls och vid behov att nya kan etableras i områden där det råder brist. För att de skall vara möjligt att göra investeringar till en skälig risknivå i ö-drift och dödnätsstart behöver längre tillgänglighetsavtal upphandlas med elproducenter. Det är lämpligt att produktionsresurser tillåts delta på marknader för andra systemnyttor och att en skälig kostnadsfördelning sker mellan nyttorna för att erhålla en samhällsekonomisk kostnadseffektivitet. För att långsiktigt kunna bibehålla ö-driftförmågan i tätorter är det

viktigt att förslagen i Energimyndighetens fjärrvärme- och kraftvärmestrategi tas vidare för implementering.

En ny modell för sistahandsleverantörer

Utredningen har haft i uppdrag att lösa ut den länge diskuterade, men inte lösta frågan om de så kallade anvisningsavtalen, som ges till kunder som inte gjort aktiva val på elmarknaden. För att lösa frågan om att bli av med anvisningsavtalen hämtar man tydligast inspiration från modellen som tillämpas i Finland. Inget avtal – ingen el, blir den bärande principen. Det är i linje med vad Göteborg Energi förespråkat och vi tillstyrker utredningens förslag. I förslaget tar utredningen lätt på frågan om hastigheten i processerna. Man noterar att den som flyttar in i en lägenhet i Finland utan att skaffat sig ett elavtal kan få vänta i upp till två veckor för att få igång leveransen. Detta är knappast att ses som acceptabelt och inte heller nödvändigt för aktörerna att hantera processen. Därför bör det inskrivas i lag att processen måste hanteras inom en bestämd tidsrymd, väsentligt kortare än två veckor.

Övergångsbestämmelser

Utredningen har valt en lösning för upphörandet av anvisningsavtal som innebär att kunder som inte aktivt väljer ett annat slags avtal flyttas över till en sistahandsleverantör. En annan lösning som utredningen övervägt är att låta dessa kunder stanna kvar hos anvisningsleverantören, men med ett elavtal med rörligt pris. Vi tillstyrker utredningens förslag, men vi menar samtidigt att båda lösningsalternativen skulle fungera bra både för elleverantörerna och de kunder med anvisningsavtal som berörs.

Utredningen har föreslagit övergångsbestämmelser för hanteringen av övergången från anvisningsavtal till det nya systemet där avtal krävs för elleverans. Vi anser att ett tillägg behövs till övergångsbestämmelserna för att kundhanteringen ska fungera praktiskt i övergången:

De kunder som, trots de uppmaningar som ska sändas ut, inte aktivt väljer ett elhandelsföretag före den 1 juni 2027 kommer att flyttas över till den ansvariga sistahandsleverantören av den systemansvariga. För att den systemansvariga ska veta vilka kunder som har anvisningsavtal måste elleverantören meddela nätbolaget detta. Vidare måste den mottagande sistahandsleverantören ha kännedom om att dessa nya kunder haft anvisningsavtal hos sin tidigare elleverantör. Detta för att kunna fullgöra sina förpliktelser mot kunderna om information om möjlighet att byta elleverantör, samt den 14 dagar långa uppsägningstiden. Vi föreslår därför att övergångsbestämmelserna kompletteras med ett krav på elleverantörer att underrätta nätbolaget om vilka kunder som, den 1 juni 2027, har haft ett anvisningsavtal och ännu inte gjort ett aktivt val av elleverantör.

Datautbyte

Vi tillstyrker utredningens förslag. Behovet av datautbyte i elmarknaden är stort och vi ser positivt på ett myndighetsgemensamt arbete för att ta fram lösningar. En grundläggande förutsättning för detta är att arbetet utgår från vilka förmågor och affärsbehov som ska stärkas genom gemensamma lösningar. Dessutom behöver lösningarna möta kraven på säkerhet, kostnadseffektivitet och ändamålsenlighet och genomföras på ett framgångsrikt sätt så att branschen inte tappar fart i den digitala utvecklingen.

Fler frågor måste beaktas än vad som ryms i betänkandet

Elmarknadsutredningen har gjort ett gediget arbete inom ramen för det uppdrag som gavs. Betänkandet utgör därmed en bra utgångspunkt i diskussionen om hur elmarknaden och elsystemet borde utvecklas framöver. Däremot täcker det inte alla aspekter som behövs tas hänsyn till för att kunna utveckla elmarknaden och systemet optimalt. Nedan

följer några aspekter som behövs tas i beaktande i den fortsatta diskussionen om elmarknaden och elsystemet.

Sektorkoppling

Utredningen har uteslutande fokus på elsystemet, helt i enlighet med uppdraget. Detta är dock olyckligt, eftersom flera lösningar på elsystemets utmaningar ligger utanför själva elsystemet. Ett uppenbart exempel är fjärrvärmen, som bidrar till elsystemets effektbalans både genom att avlasta elsystemet från uppgiften att värma i stort sett hela Sveriges tätorter, och genom att på många orter utgöra en lokal effektreserv med kraftvärmeverk. Enligt Energimyndighetens Fjärr- och kraft-värmestrategi från 2023 skulle effektbehovet i elsystemet varit ca 10 000 MW högre än idag om inte fjärrvärmen hade funnits. Därmed är det tydligt att åtgärder som stärker fjärrvärmen, till exempel de 17 förslag som lämnades i nämnda fjärr- och kraft-värmestrategi, också stärker elsystemet.

Det finns också starka kopplingar mellan elsystemet och metangasinfrastrukturen. Ett fungerande gasnät är en förutsättning för en betydande del av topplasteffektproduktionen av el, inte minst i Göteborg. Biogas är en avfallsbaserad, klimatneutral energibärare som har potential att växa kraftigt. En ökad nationell biogasproduktion skulle kunna utgöra basen i en resilient energiinfrastruktur som tillsammans med väderberoende produktion skulle göra Sverige självförsörjande vad gäller de nödvändigaste ändamålen även i ofärdstider. En siffra som ofta nämns är att den nationella biogasproduktionen skulle kunna femdubblas till ca 10 TWh/år. Gasens villkor är med andra ord också knutna till elmarknadens förutsättningar.

Att man skjuter beredskapsfrågan framför sig innebär att värden med en kapacitetsmarknad inte uppmärksammas

Utredningsuppdraget omfattade inte specifikt beredskapsperspektivet. Dock finns en bra redogörelse i betänkandet om frågan, som resulterar i en rekommendation att utreda saken vidare. Det var säkert vad som rimligen var möjligt att göra med den tidsram och de resurser som utredningen haft till förfogande, men det innebär dessvärre att beredskapsperspektivet inte är invägt i de överväganden som gjorts. Vi tänker särskilt på bedömningen gällande resurstillräcklighet. Den avvägning som gjorts, att nyttan med en mer genomgripande reform understiger kostnaden, omfattar alltså inte beredskapsperspektivet. Det vore att gå händelserna i förväg att påstå, men vi kan heller inte utesluta att den slutsatsen hade blivit en annan om avvägningen hade innefattat de beredskapsnyttor som inte minst kraftvärmen medför på det lokala planet.

Kundernas roll

I planerandet av framtidens energisystem är det viktigt att ha en så bra bild av efterfrågesidan som möjligt, utöver produktion och överföring/distribution. Idag har vi ett planeringsmål som utgår från att efterfrågan förväntas uppgå till 300 TWh/år 2045. Det är naturligtvis en viktig siffra, men för att produktionen ska kunna matcha efterfrågan kostnadseffektivt så bör den kompletteras med fler dimensioner. Inte minst gäller det:

Förbrukningsprofiler – Det är till exempel stor skillnad mellan industrier med jämn förbrukning hela tiden, elbilsladdning med höga effekter korta tider och elvärme med höga behov vintertid och lägre under sommaren.

Potentialer för flexibilitet – Här finns stora skillnader mellan förbrukarkategorier. Inte bara i volym, men också i uthållighet. Vi noterar en tendens, både i betänkandet och i samhällsdebatten att sätta en stor tilltro till efterfrågefleksibilitet som lösning på kapacitetsutmaningar och liknande. Därmed blir det avgörande att ha så stor kunskap som möjligt om hur potentialerna faktiskt ser ut, i flera dimensioner.

Betalningsförmåga – Betalningsförmågan varierar påtagligt mellan olika förbrukarkategorier, beroende på vilka alternativ till elanvändning som står till buds och förädlingsvärdet av elanvändningen. Betalningsförmågan utgör ett randvillkor för vad produktionen får kosta.

Om man skaffar sig en uppfattning om dessa aspekter går det lättare att få en bra bild av vilka förmågor som produktionssystemet måste ha.

Energieffektivisering

I en situation när en massiv utbyggnad av elsystemet diskuteras är det lätt att glömma av betydelsen av energieffektivisering. Det gäller framförallt den befintliga användningen, som trots en kraftig efterfrågeökning ändå kommer att stå för i storleksordningen hälften av det förväntade elbehovet, men också det kommande behovet. Det är rimligt att förutsätta att de processer som planeras för kommande decennier, kommer att ha vidareutvecklats och effektiviserats vid tiden för faktiska investeringar.

Förutom den så kallade naturliga effektiviseringen som sker i det tysta, så finns det också, åtminstone fram till 2030, ambitiösa mål för energieffektivisering som måste drivas fram politiskt.

Energigemenskaper på gott och ont

En växande trend i samhället är att privatpersoner och företag organiserar sig i olika former av energigemenskaper. Drivkrafterna varierar, från en önskan att bidra till ett mer hållbart energisystem till rent ekonomiska motiv att undvika skatt och nätavgifter. Fenomenet innebär både möjligheter och hot mot förutsättningarna för elmarknaden. Möjligheter genom att mobilisera privat kapital för investeringar i elproduktion och smart styrning som annars inte hade blivit av, samt en ökad kunskapsnivå om energisystemfrågor bland kunderna. Hot genom de suboptimeringar som kan uppkomma om kunder styrs genom starka ekonomiska incitament att optimera sin förbrukning mot till exempel skatteeffekter, istället för mot hela systemets bästa. Fel utformade regelverk för energigemenskaper underminerar också drivkrafterna för energieffektivisering genom att de rörliga kostnaderna för el blir artificiellt låga. Därigenom skapas också drivkrafter att konvertera uppvärmningssystem från bland annat fjärrvärme till elvärme. Något som försvårar möjligheterna för elektrifiering av övriga sektorer. Det behövs klokskap för att kanalisera den goda vilja som energigemenskapstanken utgår från, faktiskt resulterar i nytta för hela systemet.

Energy only tappar i trovärdighet allteftersom de rörliga kostnaderna i systemet minskar

Dagens marknadsmodell bygger på att de rörliga produktionskostnaderna för marginalproduktionen bestämmer elpriset i varje timma. Det har varit en naturlig utgångspunkt sedan avregleringen, men blir problematiskt när vi närmar oss ett system utan rörliga produktionskostnader. Nästan all ny elproduktion som byggs har inga eller låga rörliga kostnader, men mer eller mindre höga investeringskostnader. På sikt, om utvecklingen fortsätter åt det håll som vi alla önskar, kommer de rörliga produktionskostnaderna för elenergi, med dagens marknadsmodell att gå mot noll, och därmed elpriserna. Men de fasta kostnaderna är fortfarande höga.

Långt innan vi kommit till en situation utan rörliga kostnader, kommer elpriserna att bli så låga att de omöjliggör investeringar i ny produktion utan stöd. Mycket tyder på att vi redan är där.

En annan konsekvens av den växande diskrepansen mellan elpris och faktiska produktionskostnader är att förtroendet för marknadsmodellen minskar. Det starka ifrågasättande av marginalprissättningen under elkrisen 2021-22 baserades inte enbart på okunskap om hur marknaden fungerar, utan ett ifrågasättande av rimligheten av att kostnaden för en mindre del av produktionen ska styra priset för helheten.

Göteborg Energi anser att det är hög tid att på allvar börja diskussionen om hur en elmarknad utan rörliga produktionskostnader borde vara utformad. Både för att det skulle kunna innebära en radikal omdaning, som tar lång tid att arbeta fram, men också för att de mindre förändringar, av den typ som diskuteras i betänkandet, blir framtidssäkrade i så stor utsträckning som möjligt.

Göteborg som ovan

GÖTEBORG ENERGI AB

Per-Anders Gustafsson