

Konsekvensutredning avseende Energimarknadsinspektionens föreskrifter och allmänna råd om fastställande av generellt tillämpliga krav för nätanslutning av kraftproduktionsmoduler

Sammanfattning

Energimarknadsinspektionen (Ei) föreslår nya föreskrifter och allmänna råd om fastställande av generellt tillämpliga krav för nätanslutning av kraftproduktionsmoduler¹. Ei:s nu gällande föreskrifter EIFS 2018:2² ska därmed upphävas och ersättas av de nya föreskrifterna. Föreskrifterna som Ei föreslår innehåller bestämmelser som specificerar nationella generella kravnivåer som ska, eller får, fastställas nationellt enligt kommissionsförordningen RfG³. I förslaget ingår även bestämmelser som kompletterar kraven i RfG.

Bakgrunden till att Ei föreslår nya föreskrifter är att myndigheten i samband med regeringsuppdraget *Uppdrag att uppdatera regelverk och metoder för utformning och integrering av intermittent elproduktion i elsystemet*⁴ har gjort en översyn av kraven i de befintliga föreskrifterna, EIFS 2018:2. Vid översynen fann Ei behov av ändringar eftersom de befintliga bestämmelserna inte på ett tillräckligt bra sätt stöttar de systemansvarigas⁵ genomförande av snabba och kostnadseffektiva anslutningar av produktionsanläggningar. Ändringar krävs också för att föreskrifterna ska säkerställa att ändamålsenliga krav som är relevanta för en robust och

¹ Kraftproduktionsmoduler definieras som kraftparksmoduler och synkrona kraftproduktionsmoduler i RfG. En modul är en uppsättning av apparater som kan generera elektrisk energi. En produktionsanläggning kan bestå av en eller flera moduler.

² Energimarknadsinspektionens föreskrifter (EIFS 2018:2) om fastställande av generellt tillämpliga krav för nätanslutning av generatorer.

³ Kommissionens förordning (EU) 2016/631 av den 14 april 2016 om fastställande av nätföreskrifter med krav för nätanslutning av generatorer.

⁴ [2024-104762.pdf](#)

⁵ I EU-rätten används begreppen systemansvarig för överföringssystem (i Sverige är Svenska kraftnät systemansvarig för överföringssystem) och systemansvarig för distributionssystem. I nationell rätt används begreppen nätföretag, samt transmissionsnäts- och distributionsnätsföretag i stället för systemansvarig. Eftersom den här föreskriften kompletterar EU-rätt används EU-rättens begrepp.

kostnadseffektiv drift av systemen tillämpas. Mot denna bakgrund föreslår Ei följande ändringar:

- Föreskrifterna ska kompletteras med nya föreskriftskrav som närmare reglerar processerna för samordningen mellan systemansvariga om plats specifika krav, som ska ske enligt RfG.
- Vissa nationella och generellt tillämpliga föreskriftskrav ska upphävas eller ändras, så att krav i stället kan fastställas plats specifikt av de systemansvariga, i enlighet med RfG.
- Tillämpningen av föreskriftskraven ska förtydligas genom tydligare kopplingar mellan paragrafer och krav i RfG, eller andra relevanta regelverk.

Konsekvensutredningen har tagits fram i enlighet med förordningen (2024:183) om konsekvensutredningar.

De nya föreskrifterna föreslås träda i kraft den 1 juli 2026. Föreskrifterna innehåller också övergångsregler som upphör den 31 december 2026.

1 Bakgrund

I avsnittet beskrivs bakgrunden till förslaget om nya föreskrifter. Det inkluderar information om översynen som resulterat i förslaget till föreskrifter, syftet med föreskriftskrav och vilka bemyndiganden som nyttjas av Ei för att besluta om föreskrifterna.

1.1 Översyn av föreskriftskrav i samband med regeringsuppdrag

I rapporten *Uppdrag att uppdatera regelverk och metoder för utformning och integrering av intermittent elproduktion i elsystemet*⁶ beskrivs utvecklingen av den svenska produktionsmixen. Den har gått från i huvudsak produktion med synkront⁷ anslutna anläggningar till att ha en stor andel produktion med anläggningar som ansluter till elsystemet via kraftelektronikbaserade omriktare⁸. Samtidigt har

⁶ [KN2024/02495, Uppdrag att uppdatera regelverk och metoder för utformning och integrering av intermittent elproduktion i elsystemet](#)

⁷ En synkront ansluten produktionsanläggning har en generator som roterar i samma takt som nätfrekvensen (50 Hz). Den interagerar därför med elnätet och bidrar till kraftsystemets stabilitet, svängmassa och frekvensreglering.

⁸ Kraftelektronikanslutna anläggningar är asynkront anslutna till elnätet, de tillför inte elsystemet stabiliserande förmågor, om den inte utrustas med sådana funktioner.

planerbarheten i produktionsplanerna⁹, minskat när mer väderberoende kraftslag har anslutits.

I rapporten beskrivs också att Sveriges elbehov bedöms öka på både kort och lång sikt. Ett ökat elbehov innebär nya incitament att bygga nya produktionsanläggningar eller att utöka produktionskapacitet i befintliga. Det innebär att den ökade efterfrågan av el kan mötas utan större påverkan på elpriset. De tillkommande anläggningarnas tekniska egenskaper, var etablering sker samt storlek på anläggningar påverkar elsystemet. Samtliga scenarier över framtidens elsystem som Energimyndigheten och Svenska kraftnät tagit fram pekar mot att ytterligare en stor mängd sol- och vindkraft kommer att tillkomma i systemet, och att många små anläggningar ansluts till lokalnät. Detta gäller även i scenarier med betydande volymer ny kärnkraft i Sverige. Samtidigt som andelen intermittent¹⁰ och kraftelektronikansluten produktion ökar är också utbyggnadstakten för små- och storskaliga batterilager hög. Batterilager är, liksom exempelvis solkraft och modern vindkraft, anslutna till systemet via omriktarbaserad kraftelektronik.

I rapporten utreds de förmågor som produktionsanläggningar behöver för att driftsäkerhet ska upprätthållas. De är ofta "inneboende"¹¹ i synkrona moduler, men inte hos kraftelektronikanslutna produktionsanläggningar, som därför behöver utrustas med dessa förmågor om de ska finnas. Det pågår också en teknikutveckling av sådana utrustningar för kraftelektronikansluten elproduktion. Det innebär att kravställningen på produktionsanläggningar behöver utvecklas för att möta den förändrade produktionsmixen i Sverige med bibehållen driftsäkerhet och nyttja den teknikutveckling som pågår.

I dialoger med aktörer på elmarknaden, främst med producenter och branschorganisationer, om dagens regelverk har aktörerna framfört att oproportionerliga krav och komplexa regelverk riskerar att medföra höga kostnader vid anslutningar. De beskriver även att det finns en risk att onödiga kostnader för anslutningar av anläggningar leder till att investeringar i nya produktionsanläggningar, eller ökad produktionsförmåga, uteblir. Producenter har också i samtal, klagomål och frågor till Ei framfört att förmågor som behövs för

⁹ Andelen elproduktion som kan styras utifrån efterfrågan har minskat.

¹⁰ Intermittent elproduktion innebär att produktionsanläggningarna är beroende av en varierande energikälla som vind, eller sol. Detta beror i grunden på att det inte finns något energilager integrerat med produktionsanläggningen, vilket skiljer sig från kontinuerlig eller planerbar kraft som har tillgång till ett tillräckligt energilager i form av vattenmagasin för vattenkraft eller bränslelager för termisk kraft.

¹¹ Förmågorna kan inte väljas bort, de tillförs alltid till elsystemet när modulen producerar el.

den systemansvariges drift av ett tillförlitligt elsystem ska anskaffas via stödtjänster, och inte erhållas kostnadsfritt genom till exempel föreskriftskrav.

I rapporten¹² som lämnades till regeringen i december 2025 framgår att Ei ser ett behov av att göra ändringar av kraven i befintliga föreskrifter (EIFS 2018:2) för att säkerställa att kravställningen är tydlig, ändamålsenlig och stöttar utvecklingen av stödtjänstemarknaderna. Ei har funnit att det finns föreskriftskrav som, enligt kommissionsförordningarna RfG eller ER¹³, ska fastställas som platsspecifika krav eller regleras genom systemskydds- eller återuppbyggnadsplanen¹⁴. I rapporten beskriver Ei att arbetet med att se över kraven i föreskrifterna pågår, det här förslaget till föreskrifter är resultatet av utredningen.

1.2 Syftet med kraven i RfG och föreskrifter

Kraven i kommissionsförordningen RfG är direkt tillämpliga i Sverige, trots det behöver nationella¹⁵ eller platsspecifika¹⁶ krav fastställas i enlighet med RfG. Det beror på att många krav i RfG inte är fullständigt specificerade. Vilka krav som ska anges platsspecifikt respektive nationellt regleras inte specifikt i RfG med undantag för enstaka krav. RfG medger således en relativt flexibel kravställning, inom vissa angivna ramar, så att de kan anpassas utifrån nationella och lokala förutsättningar. Det möjliggör en kostnadseffektiv och ändamålsenlig kravställning vid varje anslutning. De nationella krav som är generellt tillämpliga i Sverige anges i dagsläget i EIFS 2018:2.

¹² [KN2024/02495](#).

¹³ Kommissionens förordning (EU) 2017/2196 av den 24 november 2017 om fastställande av nätföreskrifter för nödsituationer och återuppbyggnad avseende elektricitet.

¹⁴ Kommissionsförordningen ER anger krav på systemskydds-, återuppbyggnads och provningsplan. Systemskyddsplanen innehåller åtgärder som avser återställa systemet till normaldrift. Återuppbyggnadsplanen innehåller samtliga tekniska och organisatoriska åtgärder som är nödvändiga för återuppbyggnad av systemet till normaldrifttillstånd. Provningsplanen reglerar de provningar som säkerställer att åtgärderna fungerar som förväntat.

¹⁵ De nationella kraven ska, i enlighet med artikel 7.1 i RfG, fastställas av systemansvarig för överföringssystem och godkännas av tillsynsmyndigheten. Sådana krav ska beslutas av Ei i form av krav i föreskrifter.

¹⁶ Platsspecifika krav regleras i artikel 7.1 i RfG. Enligt skälsats 2 i RfG ska tillsynsmyndigheten ansvara för att fastställa eller godkänna metoder för villkor som används för de platsspecifika kraven, i enlighet med artikel 37.6 i elmarknadsdirektivet, om kraven utgör villkor för anslutning. Artikeln har implementerats genom 4 kap. 46 § ellagen, Ei godkänner endast metoden för utformning av avtalsvillkor i enlighet med ellagen.

Syftet med föreskrifterna är detsamma som syftet med RfG, eftersom föreskrifterna är fastställda för att komplettera RfG. I RfG:s skälsatser anges att driftsäkerheten i elsystemen delvis beror på de anslutna kraftproduktionsmodulernas tekniska förmågor. Säker nätdrift är möjlig endast om det finns ett nära samarbete mellan ägare av kraftproduktionsmoduler och systemansvariga. Det gäller särskilt under onormala driftförhållanden då elsystemens funktioner beror på hur kraftproduktionsmodulerna svarar på avvikelser i spänning och frekvens.¹⁷ Därför fastställs relevanta tekniska krav för kraftproduktionsmoduler i kommissionsförordningen RfG som en förutsättning för nätanslutning. Kraven i RfG syftar till att säkerställa rättvisa konkurrensvillkor på den inre marknaden för el, säkerställa systemsäkerheten och integrationen av el från förnybara källor och främja en unionsomfattande elhandel.

De ändringar som Ei nu föreslår i föreskrifterna, och som beskrivs i den här konsekvensutredningen, innebär att flera av de nationella generella kraven kan tas bort för att i stället kunna fastställas platsspecifikt. Det innebär att kravbilden kan anpassas till den förändrande produktionsmixen och teknikutvecklingen för dessa produktionsslag. För att det ska vara möjligt föreslår Ei mer detaljerade regler i föreskrifterna gällande samordningen om platsspecifika krav. Ändringarna kommer att medföra att föreskrifterna bättre stöttar tillämpningen och de syften som kraven i RfG har.

1.3 Bemyndiganden att besluta om krav i föreskrifter

Ei kan basera krav i föreskrifterna på två bemyndiganden, dessa beskrivs nedan:

- Bemyndigande enligt 17 § förordningen (2023:241) om det nationella elsystemet. Regeringen har bedömt att det är lämpligt att de krav som är nationellt tillämpliga ska godkännas och offentliggöras av Ei genom myndighetsföreskrifter.¹⁸ Ei har därför bemyndigande att i föreskrifter besluta om den här typen av krav för elektriska anläggningar.
- Bemyndigande enligt 19 § förordningen (2023:241) om det nationella elsystemet. Detta bemyndigande ger Ei möjlighet att meddela föreskrifter om kontroll, provning, besiktning eller andra krav för att säkerställa driftsäkerheten hos det nationella elsystemet när det gäller exempelvis elektriska anläggningar. Det är främst detta bemyndigande som Ei nyttjar

¹⁷ Det här anges i skälsatserna i kommissionsförordningen RfG.

¹⁸ Regeringens proposition *Myndighetsuppgifter på elområdet*, prop. 2017/18:93, s. 12 och s. 16.

för att besluta om de förändringar som föreslås i den här konsekvensutredningen.

Kraven i föreskrifterna beslutas med stöd av någon av dessa två bemyndiganden. I författningskommentarerna i kapitel 14 anges de bemyndiganden som Ei har nyttjat för att fastställa kraven för vardera paragraf.

2 Branschbeskrivning

2.1 Om elmarknaden

Sedan omregleringen av den svenska elmarknaden 1996 är handel och produktion av el konkurrensutsatt och kunderna kan välja vilket elhandelsföretag de vill köpa sin el från. Elsystemen drivs som reglerade monopol.

Det finns två flöden från elproducent till elanvändare, ett fysiskt och ett ekonomiskt. Det fysiska flödet, elleveransen, går från produktionsanläggningarna via systemet till elanvändaren. Det ekonomiska flödet går från elanvändaren till dels elproducenten via elhandelsföretaget (elleverantören) och elbörsen, dels den systemansvarige.

Inmatning och uttag av el till systemet måste i varje ögonblick vara lika stora för att elsystemet ska vara i balans. Det regleras genom Svenska kraftnät och de balansansvarigas funktion på elmarknaden.

De aktörer som verkar på elmarknaden är i huvudsak elanvändare, elleverantörer, elproducenter, systemansvariga och balansansvariga. Elmarknaden är i ständig förändring och nya aktörer träder in på marknaden, däribland leverantörer av balanstjänster, aggregatorer, medborgarenergigemenskaper och gemenskaper för förnybar energi.

2.1.1 Grossistmarknaden

På grossistmarknaden handlas el mellan elproducenter, elleverantörer och stora elanvändare. Sveriges elmarknad är direkt sammankopplad med Danmark, Finland, Litauen, Norge, Polen och Tyskland och indirekt med i princip hela Europa. Inom EU gäller en rad förordningar som i detalj reglerar funktionerna på grossistmarknaderna. Syftet med en gemensam inre elmarknad inom EU är att öka försörjningstryggheten, bidra till hållbar elförsörjning och stärka konkurrensen på elmarknaden till nytta för Europas elkunder.

Grossistmarknaden består av flera delmarknader beroende på de olika tidshorisonterna där elen handlas. Nord Pool Spots **dagen före-handel (spotmarknaden)** är marknadsplats för merparten av den fysiska handeln med el i Norden och Baltikum. Priset för nästkommande dygns alla timmar, det så kallade **spotpriset**, bestäms utifrån utbud och efterfrågan för varje kvart. Handeln sker med ett auktionsförfarande som även beaktar överföringskapaciteten i elsystemen mellan de olika elområdena, se nedan. Ungefär 90 procent av all el som förbrukas i Norden handlas på Nord Pool Spot medan resterande 10 procent handlas med bilaterala avtal, det vill säga avtal direkt mellan två parter. **Intradagsmarknaden** är en justeringsmarknad som ger aktörerna möjlighet att handla sig i balans fram till en timme före driftkvarten om förutsättningarna har ändrats efter det att dagen före-marknaden stängt. Svenska kraftnät har tillsammans med de andra systemansvariga för överföringssystem i Norden inrättat **balansmarknaden** för att kunna säkerställa sitt behov av reglerresurser i realtid på ett kostnadseffektivt sätt.

På grund av tekniska förhållanden uppstår ibland begränsningar i överföringskapaciteten mellan landets olika delar och till andra länder. Sådana begränsningar i systemet brukar benämnas **flaskhalsar**. Eftersom det alltid kommer att finnas flaskhalsar och på grund av att utbud och efterfrågan av el alltid måste vara i balans behövs metoder för att hantera de situationer då flaskhalsar uppstår. Indelning i **elområden** är en metod för att hantera flaskhalsar inom EU. Sverige är indelat i fyra elområden. Den nordisk-baltiska regionen bildar ett sammanhängande marknadsområde och består av femton elområden. Där kan el handlas oberoende av nationsgränser så länge nätens tekniska överföringskapacitet räcker till. När denna kapacitet är nådd uppstår överföringsbegränsningar som påverkar priset i de olika elområdena. Vid överföringsbegränsningar används en metod som innebär att marknaden delas upp, så kallad **marknadsdelning**. Enkelt uttryckt innebär det att handelsområdet delas upp i mindre områden inom vilka inga överföringsbegränsningar finns.

För att handla el på längre sikt än ett dygn i förväg kan aktören handla **elterminer** på handelsplatsen Nasdaq Commodities. På Nasdaq finns kontrakt som gäller för enstaka dagar framåt upp till tio år. En viktig skillnad mellan handelsplatserna Nord Pool Spot och Nasdaq Commodities är att på Nasdaq handlas ingen el med fysisk leverans.

2.1.2 Slutkundsmarknaden

Slutkundsmarknaden för el i Sverige karakteriseras av många aktörer och låga inträdes hinder. Elleverantörer köper i de flesta fall in el från grossistmarknaden

som sedan säljs vidare till slutkunderna. Det innebär att priset på grossistmarknaden har stor påverkan på det elpris som slutkunderna betalar.

Kunderna på slutkundsmarknaden har möjlighet att påverka sitt elpris genom att välja elhandelsavtal. De elhandelsavtal som idag finns på marknaden kan i princip delas upp i huvudkategorierna, fastprisavtal och avtal med rörliga elpris (inkluderar månadsmedelpris samt tim- och kvartspris). I de fall kunden tecknat ett avtal om rörligt pris är det dagen före-marknadens priser som bestämmer vilket pris kunden ska betala. Om kunden tecknat ett fastprisavtal kommer elleverantören att vilja prissäkra sin leverans, och priserna på den finansiella elmarknaden kommer då att påverka kundens elpris. Det finns även olika avtalskonstruktioner som är en blandning av fast och rörligt pris. Det förekommer också att elleverantörerna erbjuder el från specifika energikällor. Övriga kostnadskomponenter (skatter, elcertifikatkostnader och elnätsavgifter) kan kunden inte påverka på annat sätt än att minska sin elanvändning.

2.1.3 Elmarknadens aktörer

Här beskrivs kortfattat elmarknadens aktörer. Endast de aktörer som är relevanta för detta uppdrag beskrivs.

Affärsverket svenska kraftnät (Svenska kraftnät) är ett transmissionsnätsföretag, i EU-rätten benämns de systemansvarig för överföringssystem. Det är ett statligt affärsverk med ansvar att förvalta och utveckla det svenska transmissionsnätet. Svenska kraftnät ansvarar för att upprätthålla balansen på kort sikt och driftsäkerheten i det svenska systemet. Svenska kraftnät ingår därför avtal med balansansvariga som ansvarar för att det är balans mellan tillförsel och uttag av el för de mätpunkter där de har balansansvar. De balansansvariga som inte levererat el motsvarade den förbrukning de har balansansvar för betalar en så kallad obalanskostnad, en ekonomisk reglering som sker i efterhand genom den så kallade balansavräkningen. Svenska kraftnät reglerar obalanskostnader medan de nordiska transmissionsnätsoperatörernas intressebolag eSett Oy (eSett) har det operativa ansvaret för balansavräkningen.

Svenska kraftnät är certifierat som systemansvarig för överföringssystem av Ei. Ei har i egenskap av tillsynsmyndighet uppdraget att granska flera delar av Svenska kraftnäts verksamhet.

Elleverantörer köper el från elproducenter och säljer el till sina kunder. En elleverantör får inte bedriva nätverksamhet.

I Sverige finns cirka 140 elleverantörer som säljer el till hushållskunder.¹⁹ Storleken på företagen varierar kraftigt. De tre största företagen har omkring 700 000–900 000 kunder. Ytterligare tre företag har omkring 200 000–300 000 kunder. Ett tiotal av elleverantörerna har 50 000–200 000 kunder. Resterande drygt hundra företag har färre än 50 000 kunder. Generellt sett erbjuder företagen sina avtal till kunder i hela landet, men ett fåtal små företag erbjuder endast avtal till kunder i ett visst lokalnät.

Balansansvariga företag har avtal om balansansvar med Svenska kraftnät, vilket innebär att de har ett ekonomiskt ansvar för att tillförd mängd el och uttagen mängd el alltid är i balans i de inmatnings- och uttagspunkter som omfattas av balansansvaret. En elleverantör är skyldig att se till att någon åtar sig balansansvaret för leveranser i en uttagspunkt. En elleverantör kan antingen själva ta det ansvaret eller anlita en balansansvarig part som har ansvaret i dess ställe.

I Sverige finns för närvarande 34 balansansvariga företag.

Elproducenter förser elsystemet yrkesmässigt med kraft från sina produktionsanläggningar. I RfG och föreskrifterna benämns de anläggningsägare. Elproducenter kan producera el till exempel med hjälp av solceller, vattenkraft-, vindkraft-, kraftvärme- eller kärnkraftverk. En produktionsanläggning benämns kraftproduktionsanläggning, enligt RfG, och den kan bestå av en eller flera kraftproduktionsmoduler, dvs. apparater som gemensamt kan generera elektrisk el.

Antalet producenter uppgår till ett hundratal (Ei:s senaste uppgift är cirka 200 producenter). De går från stora företag som statliga Vattenfall Elproduktion AB till små föreningar med ett vindkraftverk. Vattenfall står för över 40 procent av den svenska elproduktionen. Fortum och Uniper (Sydkraft) står tillsammans för cirka 30 procent. Dessa tre företag producerar främst vattenkraft och kärnkraft. Ytterligare två större aktörer på den svenska marknaden är Statkraft och Skellefteå kraft som tillsammans har omkring 10 procent av den totala produktionen. Resterande 20 procent kommer från mindre aktörer som producerar vattenkraft, vindkraft och värmekraft.

Den totala elproduktionen år 2023 var 163 TWh, medan elanvändningen var 117 TWh. Vattenkraft utgör det enskilt viktigaste kraftslaget både i termer av effekt och energi. Effektmässigt är vindkraften det kraftslag som har ökat mest de senaste

¹⁹ [Elavtal - Energimarknadsinspektionen](#)

åren. Även solkraft har ökat kraftigt och under 2023 uppgick kapaciteten till ca 4000 MW installerad kapacitet.²⁰

Systemansvariga för distributionssystem (distributionsnätsföretag) innehar ett lokalnät eller ett regionnät och benämns i EU-rätten som systemansvarig för distributionssystem. Systemansvariga bedriver nätverksamhet, det vill säga att med stöd av nätkoncession ställa en starkströmsledning till förfogande för överföring av el för någon annans räkning och vidta de åtgärder som behövs för överföringen. Sammanlagt finns det cirka 175 systemansvariga i Sverige. Av dessa bedriver cirka 60 lokalnätsverksamhet, 20 regionnätsverksamhet och två transmissionsnätsverksamheter eller enbart utlandsförbindelse.²¹

Aggregatorer beskrivs i EU:s elmarknadsdirektiv som marknadsaktörer som deltar i aggregering. Aggregering innebär att kombinera flera kundlaster eller producerad el för försäljning, inköp eller auktionering på alla slags organiserade elmarknader. Ett hushåll eller företag kan avtala med en aggregator om att erbjuda en flexibel elanvändning genom funktioner som till exempel tillfälligt minskar elanvändningen. Aggregatören säljer möjligheten att använda effekten på elbörsen, balansmarknaden eller till systemansvariga. På så vis behövs inte ytterligare el produceras för att täcka ett tillfälligt högt effektbehov.

Aggregatorer är en relativt ny aktör på elmarknaden och det finns idag ett fåtal energitjänsteföretag som erbjuder tjänster för aggregering. Vissa elleverantörer tillhandahåller även energitjänster i form av till exempel aggregering av flexibla resurser.

Energitjänsteföretag benämns även leverantör av energirelaterade tjänster. Enligt energieffektiviseringsdirektivet är detta företag som levererar energitjänster eller andra tjänster för att förbättra energieffektiviteten i en slutanvändares anläggning. En aggregator är en typ av energitjänsteföretag.

Elanvändare benämns som slutkund enligt elmarknadsdirektivet. *Slutkund* definieras som en kund som köper el för eget bruk. En slutkund kan vara både en

²⁰ Energimyndigheten, Energiläget 2023 (december 2023).

²¹ Svenska kraftnät och Baltic Cable.

konsument och en näringsidkare. I ellagen har uttrycket elanvändare samma betydelse som slutkund i direktivet.²²

Elanvändare måste teckna avtal med dels en systemansvarig för att kunna ta ut el från nätet, dels en elleverantör för att köpa själva elen.

I Sverige finns cirka 5,6 miljoner elanvändare, varav cirka 4,8 miljoner är konsumenter.²³

Elanvändare kan också producera el så länge det inte är yrkesmässig elproduktion. De flesta elanvändare med elproduktion består av en solcellsanläggning på villatak. Under 2024 fanns drygt 260.000 av denna typ av anläggning anslutna till de svenska elsystemen²⁴. Denna typ av kraftproduktionsmodul klassas som en typ A i RfG och omfattas av relativt få och standardiserade krav som inte anpassas platsspecifikt.

2.1.4 Elsystemet i Sverige

Elnätsverksamhet är ett reglerat monopol där elanvändare är hänvisade till sin lokala systemansvariges system. Avsaknaden av konkurrens gör att nätverksamheten i Sverige regleras av Ei. Ei utövar tillsyn över om systemansvariga följer reglerna på elmarknaden. De systemansvarigas avgifter begränsas genom att Ei sätter en övre gräns (en intäktsram) för hur mycket pengar varje systemansvarig får ta ut i sammanlagda avgifter av sina kunder. Intäktsramen sätts i förväg och gäller för fyra år. Av ellagen följer också att överföringen av el ska vara av god kvalitet och att de kunder som vill ansluta sig till elsystemet ska få göra det till skäliga villkor. En systemansvarig kan tillhöra samma koncern som en elleverantör, men företagen ska enligt ellagen drivas åtskilda från varandra.

Elsystemet i Sverige delas in i tre nivåer: transmissionsnät, regionnät och lokalnät. Transmissionsnätet transporterar el långa sträckor med höga spänningsnivåer. Regionnäten transporterar el från transmissionsnätet till lokalnäten och i vissa fall

²² Regeringens proposition 2022/23:59, *Genomförande av elmarknadsdirektivet när det gäller leverans av el och aggregerings tjänster*, s. 32.

²³ Statistiska centralbyråns statistikdatabas, Antal uttagpunkter fördelat på användningsområde (SNI 2007) och elområde. År 2023.

²⁴ Enligt SCB,

https://pxexternal.energimyndigheten.se/pxweb/sv/Energimyndighetens_statistikdatabas/Energimyndighetens_statistikdatabas__Officiell_energistatistik__Natanslutna_solcellsanlaggningar/EN0123_1.px/table/tableViewLayout2/

direkt till större elanvändare. Lokalnäten ansluter till regionnäten och transporterar el till hushåll och andra slutkunder. Elnätet benämns system i EU-rätten.

Transmissionsnätet ägs och förvaltas av Svenska kraftnät. Fem företag har både lokalnät och regionnät. Regionnäten ägs i huvudsak av Ellevio, E.ON och Vattenfall. Lokalnäten ägs till cirka 60 procent av Ellevio, E.ON och Vattenfall och resterande 40 procent av olika privata och kommunala aktörer.

3 Terminologi

I RfG anges att definitionerna i artikel 2 i Europaparlamentets och rådets direktiv 2012/27/EU²⁵, artikel 2 i förordning (EG) nr 714/2009, artikel 2 i kommissionens förordning (EU) 2015/1222²⁶, artikel 2 i kommissionens förordning (EU) nr 543/2013²⁷ samt artikel 2 i direktiv 2009/72/EG gäller.

I EU-rätten används begreppen systemansvarig för överföringssystem (i Sverige är Svenska kraftnät systemansvarig för överföringssystem) och systemansvarig för distributionssystem. I nationell rätt förekommer i stället begreppen nätföretag, samt transmissionsnäts- och distributionsnätsföretag.

Begreppen systemansvar och systemansvarig myndighet förekommer dock redan i dag i den svenska ellagstiftningen. Eftersom krav i Ei:s föreskrifter kompletterar kraven i RfG anges det i EIFS 2018:2 att de ord och uttryck som används i föreskrifterna har samma innebörd som i RfG²⁸. Det innebär att begreppen systemansvarig för överförings- respektive distributionssystem tillämpas i föreskrifterna.

I RfG används begreppen kraftproduktionsmodul, synkron kraftproduktionsmodul och kraftparksmodul. En kraftproduktionsmodul kan antingen vara en synkron kraftproduktionsmodul, eller en kraftparksmodul. En

²⁵ Europaparlamentets och rådets direktiv 2012/27/EU av den 25 oktober 2012 om energieffektivitet, om ändring av direktiven 2009/125/EG och 2010/30/EU och om upphävande av direktiven 2004/8/EG och 2006/32/EG (EUT L 315, 14.11.2012, s. 1)

²⁶ Kommissionens förordning (EU) 2015/1222 av den 24 juli 2015 om fastställande av riktlinjer för kapacitetstilldelning och hantering av överbelastning (EUT L 197, 25.7.2015, s. 24).

²⁷ Kommissionens förordning (EU) nr 543/2013 av den 14 juni 2013 om inlämnande och offentliggörande av uppgifter på elmarknaderna och om ändring av bilaga I till Europaparlamentets och rådets förordning (EG) nr 714/2009 (EUT L 163, 15.6.2013, s. 1).

²⁸ Se EIFS 2019:3, EIFS 2019:6 och EIFS 2024:3.

kraftparksmodul är ansluten till elsystemet genom kraftelektronik (dvs. asynkront ansluten), sol- och vindkraftsanläggningar är exempel på kraftparksmoduler. En synkron modul är synkront ansluten till elsystemet²⁹, vattenkraftverk och kärnkraftverk är exempel på synkrona kraftproduktionsmoduler.

4 Samordning om platsspecifika krav och verifiering

Ei föreslår nya bestämmelser om hur systemansvariga ska samordna sig om de platsspecifika krav som ska fastställas enligt RfG. Bestämmelserna anger också att kraven som följer av RfG ska återges som villkor i anslutningsavtalet. Förslaget innehåller även nya bestämmelser om hur samordningen mellan systemansvariga ska ske i samband med verifiering av krav.

4.1 Problem- och målformulering

Ei har funnit brister i samordningen mellan systemansvariga om platsspecifika³⁰ krav och vid verifiering av kravuppfyllelse vid anslutning till elsystemet av kraftproduktionsmoduler. Bristerna medför att krav som är relevanta för driftsäkerheten i överföringssystemet inte alltid fastställs och att det inte är säkerställt att kravuppfyllelse av krav granskas på lämpligt sätt. Problemen medför också att anslutningsprocesser försvåras och försenas samt blir mer kostsamma än vad de behöver vara. Nedan beskrivs problembilden närmare.

4.1.1 Problem vid samordning om platsspecifika krav

Enligt RfG ska flera platsspecifika krav för en kraftproduktionsmoduls olika förmågor tas fram i överenskommelse eller samordning mellan Svenska kraftnät, den systemansvariga som ansluter en anläggning och/eller anläggningsägaren. Det regleras dock inte närmare hur eller när samordningen ska ske eller vilken part som bär det yttersta ansvaret för att den genomförs på lämpligt sätt. Det saknas även tydliga krav på systemansvariga att platsspecifika krav ska finnas i avtalsvillkor³¹.

²⁹ Modulens generator roterar med samma frekvens som elsystemet.

³⁰ RfG harmoniserar kravställningen för produktionsanläggningar men innehåller många ej fullständigt specificerade kravnivåer. Vissa av dessa krav ska fastställas som nationella (generellt tillämpliga) krav. Övriga krav ska fastställas av den systemansvarig som ansluter en anläggning (berörd systemansvarig) i form av platsspecifika krav.

³¹ Enligt artikel 71 i RfG ska Ei säkerställa att alla relevanta avtalspunkter och allmänna villkor anpassas så att de överensstämmer med kraven i RfG.

Ei har tagit emot klagomål från producenter och systemansvariga som indikerar att det finns brister i samordningen av de platsspecifika kraven. Klagomålen handlar om att platsspecifika krav fastställs långt efter att anslutningsavtal har tecknats, att samordningen kan ta lång tid och att det är otydligt när den har avslutats. Det beskrivs också att de platsspecifika kraven ibland utformas på ett otydligt sätt. Detta har lett till att nya krav och ändringar av kravställningen begärs av systemansvariga, ibland så sent som efter att anläggningen är byggd. Anlättningsägare tvingas i sådana fall utreda om den inköpta modulen kan uppfylla den nya kravbilderna med ändringar av reglerinställningar, eller om anläggningsdelar måste bytas ut. Det leder även till att tvister uppstår om kraven och att många platsspecifika krav relevanta för driftsäkerheten i överföringsystemet inte kan fastställas i efterhand.

Ei har också genomfört tillsynsinsatser som visat att för en majoritet av de granskade anslutningarna (mellan perioden 2019-2023) hade ingen eller en mycket begränsad samordning av platsspecifika krav genomförts. De platsspecifika kraven återspeglades inte heller i anslutningsavtalens villkor. Ei har funnit att det i vissa fall inte är möjligt att ålägga företag att läka samtliga brister. Det beror på att skyldigheter gällande samordningen inte är tillräckligt tydligt reglerat i RfG och myndighetsföreskrifter.

Den problematik som beskrivs ovan kopplat till fastställande av platsspecifika krav förutsågs när de befintliga föreskrifterna, EIFS 2018:2, beslutades. I föreskrifterna anges därför vissa krav som nationella, generella krav i bestämmelser trots att kraven egentligen bör anges som platsspecifika krav. Det medför att flexibiliteten i kravställningen försvinner eftersom de inte kan anpassas till platsspecifika förutsättningar i linje med det som anges i RfG. Vissa nuvarande bestämmelser i EIFS 2018:2 är därför mer eller mindre ändamålsenligt utformade när de ska tillämpas. Det kan således medföra att onödiga kostnader uppstår när krav är mer strikta än de behöver vara. Anlättningsägare kan ansöka om undantag från föreskriftskraven, men det medför administrativa kostnader hos anlättningsägare, systemansvariga och Ei som ska besluta om undantag ska medges.

4.1.2 Problem med samordning vid verifiering av krav

Utöver samordningen av platsspecifika krav sker en samordning mellan systemansvariga vid verifiering av att krav uppfylls. Samordningen gäller alla typer av krav som anges med stöd av RfG, dvs. såväl krav i RfG, föreskriftskrav som platsspecifika krav. Enligt RfG ska krav verifieras genom att anlättningsägaren visar anläggningsdata, resultat från simuleringar eller

provningar till den systemansvarige som ansluter en anläggning. Anledningen till att det sker en samordning mellan systemansvariga vid verifieringen av krav är att flera artiklar i RfG främst reglerar sådana förmågor som påverkar driftsäkerheten i överföringssystemet. Systemansvariga för distributionssystem har därför inte alltid rätt förutsättningar att bedöma om dessa krav, som enbart inte är relevanta för deras eget elsystems driftsäkerhet, är uppfyllda eller inte. Många systemansvariga för distributionssystem tar därför hjälp av Svenska kraftnät för att kunna granska underlag som ska visa kravuppfyllelse, men inte alla.

Samordningen mellan systemansvariga har visat sig kunna medföra krav på anläggningssägaren att genomföra andra typer av provningar eller ta fram andra underlag som visar kravuppfyllelse. Dessa krav ställs ibland efter att anläggningssägaren har skickat in underlag för godkännande, och de har då redan hunnit avsluta åtgärder för att kunna genomföra provningar. Krav på nya provningar försenar godkännandet av anslutningar av produktionsanläggningar med flera månader och medför intäktsbortfall i samband med att nya provningar ska genomföras i stället för att anläggningen kan producera el.

Det är inte heller säkert att Svenska kraftnät får ta del av nödvändiga uppgifter för att säkerställa att kraven uppfylls, trots att systemansvariga för distributionssystem inte alltid har lämpliga förutsättningar att granska resultaten. Det är också oklart om eller när systemansvariga för distributionssystem avser att kontakta Svenska kraftnät för att lämna underlag för bedömning. Det försvårar för anläggningssägare och Svenska kraftnät att kunna planera för resurssättning av anslutningsprocessens genomförande, även det bidrar till att anslutningen försenas.

Målet med åtgärderna som beskrivs är att systemansvariga ska genomföra den samordning som behövs för en ändamålsenlig kravbild och verifiering av krav, utan att i onödan försena anslutningar eller orsaka onödiga kostnader.

4.2 Nollalternativet

Nollalternativet innebär att den problembild som beskrivs i avsnitt 4.1 kvarstår. Det är möjligt att problemen med utebliven eller sen samordning kan variera över tid och kommer att bero av enskilda systemansvarigas rutiner. Ei har fortsatt begränsade möjligheter att via tillsyn begära åtgärder av systemansvariga för distributionssystem för att säkerställa att samordningen fungerar smidigare.

Nollalternativet innebär att det fortsatt uppstår kostnader i samband med anslutningar på grund av:

- utredningar och anpassningar av anläggningar med anledning av sent tillkommande platsspecifika krav
- resurser för att hantera tvister om kraven
- försenade anslutningsprocesser och intäktsbortfall i samband med försenad samordning mellan systemansvariga om verifiering av krav
- resurser för att hantera generella nationella krav som egentligen ska fastställas platsspecifikt, enligt RfG.

Högre kostnader för anslutningar riskerar att hämma incitamenten att investera i produktionsanläggningar i Sverige. I förlängningen kan det leda till högre elpriser eftersom elanvändningen i Sverige kommer att öka väsentligt, om de anslutningsansökningar som lämnats in till systemansvariga förverkligas³². Högre elpriser leder till högre levnadskostnader för medborgare och ökade kostnader på företag. Särskilt elintensiv industri drabbas negativt vilket kan påverka sysselsättning och riskera att hämma investeringar och tillväxt i Sverige. Högre elpriser driver också upp inflationen genom högre produktions- och transportkostnader för varor.

Brister i samordningen medför även en ökad risk för elavbrott, framför allt i överföringssystemet eftersom identifierade brister innebär att Svenska kraftnäts platsspecifika krav inte fastställs och verifieras av systemansvariga för distributionssystem. Med en ökande andel kraftelektronikansluten elproduktion utan inneboende förmågor som bidrar till driftsäkerhet, och utan krav på funktioner relevanta för driftsäkerhet, kan riskerna för störningar i elsystemet öka.

Det är mycket ovanligt med elavbrott i överföringssystemet men de ekonomiska konsekvenserna för samhället av ett elavbrott är större ju högre spänningsnivå som felet inträffar på. Det beror på att alla underliggande elsystem också blir spänningslösa. I det svenska överföringssystemet har det endast skett två större elavbrott de senaste 40 åren³³, men flera miljoner nätkunder i Sverige drabbades av avbrotten. Dessutom kan sådana elavbrott höja elpriser under ett eller flera dygn, eftersom det kan ta tid att återstarta stora produktionsanläggningar.

³² Enligt [Svenska kraftnäts nätutvecklingsplan 2026–2035](#) är det efterfrågade elbehovet just nu mer än dubbelt så stort som dagens topplasttimme i Sverige.

³³ Energimarknadsinspektionen, R2020:06, s. 72

I elavbrottet som drabbade Spanien och Portugal under 2025³⁴ har kostnaderna för elavbrottet, som varade i ca 12 timmar, uppskattats till storleksordningen 20 miljarder kronor. Kostnaderna inkluderar exempelvis uteblivna intäkter och varor som förstördes på grund av problem med kylning av kylvaror. Men även dödsfall rapporterades på grund av att viktiga samhällsfunktioner inte kunde upprätthållas då så stora geografiska områden saknade el. Omfattande elavbrott som beror av störningar i överföringssystemet innebär ofta höga kostnader för samhället³⁵, även om de endast uppstår vid enstaka tillfällen och med långa mellanrum. Nollalternativet medför en ökad risk för sådana elavbrott och att de kostnader som är förknippade med sådana avbrott uppstår.

4.3 Alternativa lösningar

Nollalternativet beskrivs i avsnitt 4.2, nedan beskrivs andra alternativ.

4.3.1 Flera nationella och generella krav för att undvika samordning

Ett alternativ till nollalternativet är att reglera flera av de platsspecifika kraven som generella nationella krav i föreskrifterna. Det skulle innebära att de systemansvariga inte behöver samordna sig om vilka platsspecifika krav som ska tillämpas, eftersom de i stället skulle regleras i föreskrifterna. Svenska kraftnät har utrett vilka ytterligare krav som skulle kunna fastställas som nationella generella krav i föreskrifter. Resultatet från analysen visar att cirka 100 nya krav i så fall skulle behöva föras in i föreskrifterna. Det stora antalet krav beror på att de måste utformas så att de kan tillämpas för olika typer av anläggningar, reglersystem och andra anläggningsspecifika förutsättningar.

Fördelen med förslaget är att samordning mellan systemansvariga inte längre krävs i samma utsträckning.

Nackdelar med förslaget är att antalet krav och komplexiteten i föreskrifterna skulle öka väsentligt. Paragraferna skulle också innebära en omfattande dubbelreglering mellan föreskriftskrav och EU-kraven i RfG.

Dubblad kravställning ska generellt undvikas eftersom det i praktiken kan innebära att reglerna inte blir exakt likalydande och att det därför är omöjligt att uppfylla kraven i det ena regelverket, utan att det strider mot det andra. Även om

³⁴ <https://www.entsoe.eu/publications/blackout/28-april-2025-iberian-blackout/>

³⁵ I Sverige har värdet av förlorad last beräknats till 8–230 kronor per kWh. Se mer i Ei PM 2021:01, [Beräkning av värdet av förlorad last \(VoLL\)](#)

inte kraven är väsentligt avvikande kan dubbelregleringen orsaka problem vid tillämpningen eftersom kravuppfyllelse ska visas för nästan likalydande krav. Det medför ökade administrativa kostnader för utredningar och kravuppfyllelse.

I regeringsuppdraget om nationella regelverk för anslutning av produktionsanläggningar framförde anläggningsägare att regelverken redan idag är komplexa. Ytterligare föreskriftskrav och dubbelreglering riskerar att medföra väsentliga kostnader och det finns en risk att ökade kostnader leder till att investeringar i nya produktionsanläggningar, eller ökad produktionsförmåga, uteblir. Anläggningsägare ansåg också att flexibiliteten för utformande av anslutningsavtal behöver öka för att möjliggöra ändamålsenliga villkor för anslutningar.³⁶

Även om det här förslaget minskar kostnaderna för samordningen av platsspecifika krav är Ei:s bedömning att kostnaderna totalt sett ökar på grund av ett mer komplext och stelbent regelverk. Den här lösningen riskerar därför också att leda till högre elpriser, precis som nollalternativet, på grund av högre kostnader som medför minskade incitament i investeringar i produktionsanläggningar.

Lösningen kommer inte att åtgärda problemen med samordning vid verifiering av kravuppfyllelse. Det innebär att anläggningsägare, precis som i nollalternativet, kan påverkas negativt av intäktsbortfall för ytterligare provningar. Risken för elavbrott kvarstår också i det fall systemansvariga för distributionssystem inte har rätt kompetens att bedöma om krav faktiskt uppfylls.

4.3.2 Reglering av samordning genom föreskriftskrav

Ett alternativ för att lösa problemet är att föreskrifterna anger krav avseende när och hur samordningen, som ska ske enligt RfG, ska genomföras. Om det också införs nya bestämmelser om att de platsspecifika kraven ska anges som villkor i anslutningsavtal kommer det vara tydligt när kraven ska fastställas (dvs. innan avtal signeras).

Fördelar med förslaget är att anläggningsägaren får möjligheter att kunna nyttja sin rätt till prövning av skäligheten i platsspecifika krav, i enlighet med 4 kap. 13 § ellagen eller artikel 7.8 i RfG. Det innebär att Ei kan säkerställa att de platsspecifika kraven är ändamålsenliga och skäliga. Eftersom vissa föreskriftskrav kan tas bort när samordningen regleras, kommer anläggningsägare inte att behöva ansöka om

³⁶ [KN2024/02495](#)

undantag från föreskriftskrav lika ofta eller uppfylla krav som inte är ändamålsenligt utformade. Anslutningarna förväntas kunna genomföras snabbare, med lägre kostnader och med färre undantagsprövningar.

Nackdelar med förslaget är att fler krav ska fastställas platsspecifikt, i stället för att regleras i föreskrifter, kan leda till flera tvister om krav. Det finns också en risk att samordningen inte genomförs, trots att det regleras i föreskrifterna.

4.3.3 Bedömning

I tabellen nedan beskrivs alternativen och identifierade för- och nackdelar.

Tabell 1 Alternativ med för- och nackdelar för att lösa problem med bristande samordning mellan systemansvariga

Alternativ	Fördelar	Nackdelar
Nollalternativ	Inga ändringar av regelverk behövs	Kostnader för utredningar och tvister om sent fastställda platsspecifika krav Intäkter påverkas negativt p.g.a. flera prover verifiering av krav Högre elpriser Högre samhällskostnader p.g.a. elavbrott
Flera nationella och generella krav för att undvika samordning	Samordning om platsspecifika krav behövs inte längre	Dubbelreglering och mer komplext regelverk medför ökad kostnad för utredningar Intäkter påverkas negativt p.g.a. flera prover för verifiering av krav Fler prövningar om undantag Högre elpriser Högre samhällskostnader p.g.a. elavbrott
Reglering av samordning genom föreskriftskrav	Skälighet och ändamålsenlighet av platsspecifika krav kan prövas av Ei Vissa föreskriftskrav kan tas bort, när de fastställs platsspecifikt kan de utformas mer ändamålsenligt. Färre ansökningar om undantag från krav Anslutningar kan genomföras snabbare och till lägre kostnader	Fler tvister om platsspecifika krav Risk för bristande tillämpning av kraven och att anläggningar därför fortfarande ansluts utan viktiga förmågor för driftsäkerhet.

Ei anser att det mest lämpliga alternativet för att lösa problemet är att reglera processen för samordning av krav och verifiering av krav. Det beror på att nollalternativet innebär medför oacceptabla risker för ökade samhällskostnader på grund av elavbrott i transmissionsnätet och ökade elpriser.

Att fastställa fler krav som nationella krav i stället för platsspecifika krav, medför att regelverket blir mer komplext, stelbent och otydligt på grund av dubbelreglering. Det är inte kostnadseffektivt och riskerar att hämma incitamenten att investera i nya produktionsanläggningar i Sverige. Att reglera samordningen mellan systemansvariga är därför det bästa alternativet för att lösa problemen som har identifierats.

För att undvika negativa konsekvenser av att föreskriftskrav tas bort och risken att samordningen inte fungerar, trots föreskriftskrav, bör Ei genomföra informations- och tillsynsinsatser. Syftet med dessa ska vara att säkerställa att systemansvariga tillämpar de nya föreskriftskraven och samordnar sig om krav och verifiering av krav.

4.4 Beskrivning av förslaget

Ei har, med hjälp av en referensgrupp bestående av anläggningsägare och systemansvariga utrett hur samordningen av platsspecifika krav bör genomföras för en effektiv och smidig process. Referensgruppen enades om att processen ska utformas enligt nedan:

- Svenska kraftnät ska offentliggöra *förslag* till platsspecifika krav på sin webbplats.
- Inför att ett anslutningsavtal ska tas fram inför en anslutning ska systemansvarig för distributionssystem och anläggningsägare utgå från förslagen till krav när avtalsvillkor ska utformas.
- Kontakt tas med Svenska kraftnät om någon av parterna ser behov av justeringar av Svenska kraftnäts förslag till krav.
- Om ändringar av förslag till krav görs ska systemansvariga för distributionssystem dokumentera att Svenska kraftnät har godkänt ändringarna.
- Fastställda platsspecifika krav läggs in i anslutningsavtalets villkor av systemansvariga för distributionssystem.
- Svenska kraftnät ska också offentliggöra *rekommendationer* till krav. Det gäller sådana krav som systemansvariga för distributionssystem, enligt

RfG, får eller ska fastställa platsspecifikt utan samordning eller överenskommelse med Svenska kraftnät.

Kraven som reglerar samordningen enligt ovan anges i 2 kap. 1 §, 3-5 §§ i de nya föreskrifterna.

När det gäller samordningen inför verifiering av kravuppfyllelse enades referensgruppen om att informationsutbytet mellan systemansvariga bör regleras enligt nedan:

- Systemansvarig för distributionssystem ska fråga Svenska kraftnät om den vill lämna utlåtande om underlag som visar kravuppfyllelse. Frågan ska skickas i god tid innan överensställelseförfarandet påbörjas.
- Svenska kraftnät ska svara inom en i föreskrifterna angiven tidsperiod.
- Systemansvarig för distributionssystem ska skicka underlag som visar kravuppfyllelse till Svenska kraftnät omedelbart efter att de har lämnats in av anläggningsägaren.
- Svenska kraftnät ska lämna utlåtande till systemansvarig för distributionssystem inom en i föreskrifterna angiven tidsperiod.

Kraven som reglerar samordningen enligt ovan anges i 2 kap. 6 § i de nya föreskrifterna.

Vissa krav som ska fastställas platsspecifikt, enligt RfG, men som i EIFS 2018:2 har fastställts som nationella generella krav, upphävs. I tabellen nedan anges dessa paragrafer.

Tabell 2 Paragrafer i EIFS 2018:2 som upphävs

Paragraf i EIFS 2018:2 som upphävs	Relevant artikel i RfG	Kommentar
3 kap. 30 §	15.2 d vii)	Tiden som regleras i paragrafen anges redan i RfG, men får enligt RfG ändras om det kan motiveras.
3 kap. 31 §	15.5 c iii)	Den minsta driftstiden som regleras i paragrafen ska, enligt RfG, fastställas av den berörda systemansvarige i samordning med den berörda systemansvarige för överföringssystemet.
3 kap. 32 §	15.6 e	Stegändringen som regleras i paragrafen ska fastställas av den berörda systemansvarige, i samordning med systemansvarig för överföringssystemet. Det ska utformas på annat sätt än det som har reglerats i paragrafen i EIFS 2018:2.
3 kap. 40 §	14.3 b	Spänning-tidsprofilen gäller både symmetriska och asymmetriska fel, enligt bestämmelser i EIFS 2018:2 och föreskriftsförslag. Kravet är överflödigt och upphävs därför.
4 kap. 8-9 §§	18.2	Den berörda systemansvarige ska i samordning med systemansvarig för överföringssystemet ange kraven på förmåga till reaktiv effekt för synkrona moduler.
5 kap. 2-3 §6	21.3 b	Den berörda systemansvarige ska i samordning med systemansvarig för överföringssystemet ange kraven på förmåga till reaktiv effekt för kraftparksmoduler.

Utöver paragraferna i tabell 2 anpassas vissa paragrafer i befintliga föreskrifter (EIFS 2018:2) så att utformas i linje med kraven i RfG, eller för att möjliggöra att krav får anpassas för platsspecifika förutsättningar:

- 3 kap. 19 § till RfG justeras. Enligt artikel 15.2 a i RfG ska den berörda systemansvarige för överföringssystemet ange en tolerans för nya börvärden, och inom vilken tid detta måste uppnås. Paragrafen i dagens föreskrifter innehåller dock även andra krav på en slags tid för inledande fördröjning och ett effektsteg. Dessa delar stryks eftersom de inte är i linje med krav gällande exempelvis stegformig ändring av frekvens och

instruktioner om ändringar av börvärden. Den ändrade paragrafen finns i 3 kap. 5 § i föreskriftsförslaget.

- Föreskriftskraven om feltålighet i linje med kraven i RfG och justeras för att möjliggöra för systemansvariga att fastställa en platsspecifik kravställning för feltålighet, inom ramarna som anges i RfG. Bestämmelserna finns i 3 kap. 9-14 §§ i föreskriftsförslaget.
- En ändring görs i 3 kap. 16 § i EIFS 2018:2 som anger krav på tålighet mot överspänning. Systemansvarig för överföringssystem får fastställa en annan platsspecifik kravställning, inom de ramar som anges i RfG.
- Krav på spänningsreglering kompletteras med krav om samordning mellan anläggningsägare och berörd systemansvarig för sådana kraftparksmoduler av typ A som har automatisk spänningsreglering och förmåga till reaktiv effekt. Se andra stycket i 5 kap. 2 § i förslag till föreskrifter. Det finns inte krav på moduler av typ A att ha sådan utrustning, men om de har utrustningen är det viktigt att den ställs in korrekt för systemsäkerhet.

4.5 Överensstämmelse med EU-regler

Ei gör bedömningen att det är i linje med EU-regler att föreskrifterna innehåller bestämmelser om hur och när samordningen ska göras, samt att de krav som följer av RfG ska återges i anslutningsavtalets villkor. Bedömningen baseras på resonemanget nedan.

I artikel 62 i elmarknadsförordningen anges att kraven i EU-regelverken inte påverkar medlemsstaternas rätt att behålla eller införa åtgärder som innehåller mer ingående bestämmelser än de som anges i elmarknadsförordningen och kommissionsförordningar. Det gäller förutsatt att åtgärderna är förenliga med unionsrätten. RfG anger att platsspecifika krav ska fastställas av berörd systemansvarig efter samordning med systemansvarig för överföringssystem och/eller anläggningsägare. Förslaget till nya bestämmelser i den här konsekvensutredningen innebär att mer ingående bestämmelser om denna samordning, än vad som framgår i RfG, anges i föreskrifter.

Om krav utgör villkor för anslutning till ett elsystem krävs att tillsynsmyndigheter ska ha godkänt den metod som används för att fastställa dem, RfG hänvisar till detta EU-krav i den andra skälsatsen. Det är skälet till artikel 71 som anger att tillsynsmyndigheter ska säkerställa att alla relevanta avtalspunkter och allmänna villkor för nätanslutning av nya och befintliga kraftproduktionsmoduler anpassas

så att de överensstämmer med kraven i RfG. De platsspecifika kraven ska således i linje med EU-rätten fastställas i avtalsvillkor, och den metod för utformning av avtalsvillkor som Ei har godkänt enligt 4 kap. 46 § ellagen ska användas. Förslag på nya bestämmelser i föreskrifter som anger att sådana krav som följer av RfG ska anges i anslutningsavtalets villkor är således i linje med EU-regler.

De krav som upphävs ska fastställas efter samordning mellan systemansvariga, enligt RfG. Att upphäva föreskriftskraven så att de kan fastställas på det sätt som anges i RfG är således i överensstämmelse med EU-krav.

4.6 Ekonomiska konsekvenser för företag

Företagen beskrivs i avsnitt 2.1.3. Det är främst systemansvariga och producenter som berörs av den föreslagna förändringen.

De föreslagna bestämmelserna i föreskrifter medför kostnader för Svenska kraftnät av följande anledningar:

- Förslag till platsspecifika krav ska offentliggöras. Svenska kraftnät har dock redan idag utformat standardiserade platsspecifika krav, och de krav som tas bort från föreskrifterna kan tas med i det dokument som ska offentliggöras. Det krävs således ingen särskild utredning av vilka platsspecifika krav som ska offentliggöras med anledning av förslaget. Men det kan krävas vissa justeringar i texter innan publicering. Insatsen väntas leda till en mindre engångskostnad och små kostnader någon gång per år för att löpande uppdatera informationen.
- Fler tvister om krav kan uppstå när fler krav hanteras som platsspecifika krav, i stället för föreskriftskrav.

Kostnaderna som uppstår för Svenska kraftnät med anledning av de nya bestämmelserna ska vägas mot de kostnadsminskningar de medför:

- Svenska kraftnäts kostnader minskar när de platsspecifika kraven kan ändras utan att affärsverket måste begära av Ei, och lämna in underlag, för att Ei ska ändra kraven i myndighetsföreskrifterna. Arbetsinsatsen för att tillhandahålla Ei underlag bedöms vara större än arbetsinsatsen för att Svenska kraftnät själva ska besluta och offentliggöra förslag till platsspecifika krav. Anledningen är att det krävs ett relativt omfattande underlag för att Ei ska

kunna avgöra om föreslagna krav uppfyller kraven i RfG³⁷ när de ska beslutas som nationella generella krav.

- Färre ansökningar om undantag från föreskriftskrav, som skulle ha kunnat fastställas som platsspecifika krav, måste hanteras. Svenska kraftnät ska bedöma om undantag bör medges och lämna utlåtande till Ei om samtliga undantag som söks, enligt RfG. Arbetsinsatsen för att hantera undantag skulle sannolikt öka när fler anläggningar framöver omfattas av krav i RfG. Arbetsinsatsen för att hantera tvister bedöms motsvara resurserna som krävs för att hantera undantagsprövningar.

Kostnader som uppstår hos Svenska kraftnät förs vidare till nätkunderna, det regleras genom den förhandsreglerade intäktsramen som fastställs av Ei. Ei bedömer att kostnaden för att genomföra insatserna med anledning av de nya bestämmelserna är begränsad och inte är oproportionerligt betungande i förhållande till den nytta som uppnås för anläggningsägare, elanvändare och systemansvariga för distributionssystem. Ei bedömer också att de nya bestämmelserna sammantaget sannolikt kommer att medföra lägre kostnader för Svenska kraftnät.

Nya bestämmelser medför kostnader även för systemansvariga för distributionssystem och producenter:

- De ska fastställa fler platsspecifika krav än idag genom samordning med Svenska kraftnät. Kraven ska också återspeglas som villkor i anslutningsavtalet. Arbetsinsatsen är större initialt när platsspecifika krav ska samordnas och anges för första gången som avtalsvillkor. Insatsen kan uppskattas till storleksordningen 200 timmar för en systemansvarig. Det är främst framtagning av avtalsvillkor som medför ett behov av åtgärder. Därefter tillkommer en lägre löpande kostnad för platsspecifika anpassningar av de krav och villkor som tidigare reglerades i föreskrifter.
- Fler tvister kan uppstå om platsspecifika krav när färre krav anges i myndighetsföreskrifter. En tvist innebär att både systemansvarig och producenter måste kommunicera med varandra. De ska också besvara Ei:s begäranden om utlåtanden och producenten måste också ta fram ett underlag för att kunna lämna in klagomål till Ei. Anläggningsägare anmäler dock sällan

³⁷ Svenska kraftnät måste visa att regleringsaspekterna i artikel 7 i RfG uppfylls innan krav kan ändras. Regleringsaspekterna innebär bl.a. att proportionerliga krav och att principen om optimering mellan den högsta totala effektiviteten och lägsta totala kostnader för alla berörda parter tillämpas.

tvister till Ei³⁸, antalet tvister med anledning av de krav som tas bort från föreskrifterna bedöms därför vara lågt. Antalet kan uppskattas till en handfull per år, tidsåtgången för företagen kan uppskattas till ca 200 timmar per tvist.

De föreslagna bestämmelserna medför också kostnadsminskningar. De systemansvariga som deltagit i Ei:s referensgrupp har lämnat uppgifter om de merkostnader som uppstår i de fall platsspecifika krav fastställs sent i anslutningsprocessen. De kostnader som kan undvikas är:

- Tid för utredningar som krävs av systemansvariga för distributionssystem och producenter, med anledning av sent fastställda platsspecifika krav. Tiden har uppskattats till cirka 150–300 timmar för varje produktionsanläggning med sent fastställda krav. Utredningstiden varierar kraftigt beroende på hur avancerad anläggningen och kravställningen är.
- Kostnader för utbyte av anläggningsdelar och produktionsstopp, om det krävs för att uppfylla nytillkomna krav. Sådana kostnader kan uppgå till tiotals miljoner kronor, beroende på vilka åtgärder som krävs.
- Kommunikation med leverantörer av anläggningsdelar som ska kravställas med nya eller ändrade krav.
- Färre undantagsprövningar från krav i RfG som anger att tiden för verifiering av kravuppfyllelse maximalt ska vara två år. Behovet av prövningar uppstår när tiden för verifiering förlängs på grund av utredningar med anledning av sent fastställda platsspecifika krav.
- Färre undantagsprövningar med anledning av att det krävs platsspecifika anpassningar av föreskriftskrav som hade kunnat fastställas platsspecifikt.
- Förenklad utredning av platsspecifika krav som idag inte regleras i föreskrifter. Utredningen kan baseras på de förslag till krav som Svenska kraftnät ska offentliggöra.

³⁸ Möjligheten till tvistlösning nyttjas inte trots att tvister finns, detta beskrivs i [Spänning i tillvaron – hur säkrar vi vår framtida elförsörjning? SOU 2025:47](#)

Sammantaget bedömde referensgruppen att kraven innebär att kostnader för samordning om plats specifika och verifiering av krav för företag kommer att minska. Ei instämmer i bedömningen att den faktiska effekten av kraven sammantaget förväntas leda till minskade kostnader. Bestämmelserna innebär således att produktionsanläggningar kan anslutas till lägre kostnader eftersom utredningar och åtgärder med anledning av brister i samordningen undviks. Hur mycket kostnaderna minskar är dock svårt att kvantifiera.

5 Krav på frekvenskänslighetsläge (FSM)

Ei föreslår att bestämmelser som reglerar FSM upphävs i föreskrifterna.

5.1 Problem- och målformulering

Föreskriftskrav gällande inställningsvärden för FSM³⁹ begränsar Svenska kraftnäts möjligheter att ändra inställningsvärden. Reglerläget FSM riskerar därför att orsaka störningar, alternativt kommer reglerläget inte heller fortsättningsvis att kunna nyttjas som systemskydds- eller återuppbyggnadstjänst. Nedan beskrivs problembilden närmare.

I RfG anges krav på att de moduler som omfattas av kraven i RfG ska ha funktionen FSM⁴⁰. FSM innebär att en modul kan reglera den aktiva uteffekten beroende på frekvens. Enligt artikel 15.5 b i RfG ska en modul kunna fungera i FSM-läge vid ö-drift. FSM är således en funktion som ingår i systemskydds- eller återuppbyggnadsplanen som Svenska kraftnät tar fram enligt kommissionsförordningen ER.

RfG anger spann för de inställningsvärden som FSM kan ha, till exempel finns ett spann för statikfaktor. Inställningsvärden regleras däremot inte i RfG. De ska anges av systemansvarig för överföringssystem, och ska kunna ändras. Om inställningsvärdena inte är lämpliga kommer det inte vara möjligt att hålla frekvens och spänning i elsystemet när reglerläget används (dvs. under störd drift eller ö-drift). Funktionen kommer i så fall inte fylla någon funktion, eller kan

³⁹ FSM är ett driftsläge för en kraftproduktionsmodul, där den aktiva uteffekten ändras som svar på en ändrad systemfrekvens så att modulen bidrar till att målfrekvensen 50 Hz återhämtas.

⁴⁰ Kraven i RfG tillämpas för moduler som ansluts till elsystemet tre år efter att kommissionsförordningen trädde i kraft. Kraven i RfG kan också bli tillämpliga efter ombyggnation av moduler. Ei ska i samband med en ombyggnation pröva och besluta om vilka krav i RfG som ska tillämpas. Kraven i RfG blir således successivt tillämpliga för samtliga moduler anslutna till elsystemen i Sverige.

förrärra störningar och elavbrott. I EIFS 2018:2 anges trots detta fasta nationella inställningsvärden för FSM, som inte kan ändras av Svenska kraftnät utan godkännande av Ei. Om kraven fortsätter att regleras i föreskrifter kan de inte ändras med kortare varsel än ca 6 till 12 månader.

I praktiken utgör kraven i föreskrifterna än så länge inte ett problem eftersom reglerläget (FSM) inte nyttjas. FSM finns inte med i Svenska kraftnäts befintliga systemskydds- eller återuppbyggnadsplan, den ska därför aldrig aktiveras. Det kan dock komma att förändras eftersom systemansvariga för överföringssystem i Norden genomför en översyn av funktionens nyttjande i systemskydds- och återuppbyggnadsplaner. Paragraferna som anger inställningsvärden i föreskrifterna skulle då kunna utgöra hinder för Svenska kraftnäts nyttjande och inställningar av funktionen.

Ett problem med kraven i föreskrifterna gällande FSM är att de utgör en slags dubbelreglering eftersom EU-kraven i kommissionsförordningen ER reglerar hur Svenska kraftnät ska styra utformning av systemskydds- och återuppbyggnadsplaner och meddela dem till berörda aktörer. Eftersom ER styr hur åtgärderna ska meddelas berörda aktörer behöver inställningsvärdena inte heller offentliggöras genom krav i myndighetsföreskrifter. Föreskriftskraven kan också anses stå i strid med EU-kraven i RfG, som anger att inställningsvärden ska kunna ändras.

Dubbelreglering av inställningsvärden medför också en risk för att det kan vara olika värden i föreskrifter och systemskydds- eller återuppbyggnadsplan. Det blir i så fall oklart för berörda aktörer vilka värden som ska användas, och en risk att de ställer in fel värden i anläggningarnas reglersystem.

Föreskriftskraven baseras på ett förslag om reglering från Svenska kraftnät. Svenska kraftnät har nyligen framfört⁴¹ att de nu gör en annan tolkning av hur förmågan som FSM innebär ska nyttjas. Aktivering och deaktivering, samt inställningsvärden måste kunna ändras med kort varsel och genom instruktioner som lämnas av Svenska kraftnät.

Målet med åtgärderna för att lösa problemen är att FSM ska kunna utformas på ett ändamålsenligt sätt och användas som regelverket har avsett, dvs. vid störd drift eller ö-drift.

⁴¹ Ärende 2024-103003 och [Svenska kraftnäts utkast till uppdatering av EIFS 2018:2](#)

5.2 Nollalternativet

Nollalternativet innebär att kraven på FSM kvarstår i föreskrifterna. Det innebär att reglerläget FSM inte kan nyttjas, i stället kan andra reglerlägen (som FCR) anges i systemskydds- eller återuppbyggnadsplan.

Reglerläget FSM skulle dock kunna aktiveras av misstag, med inställningsvärden som inte är lämpliga. En felaktig aktivering av ett reglerläge bidrog till en omfattande störning i överföringssystemet i Tjeckien⁴², elavbrottet påverkade många elanvändare. Att bibehålla ett reglerläge som aldrig får aktiveras ökar således risken för störningar i elsystemet och ökade samhällskostnader för elavbrott.

Det är mycket ovanligt med elavbrott i överföringssystemet men de ekonomiska konsekvenserna för samhället av ett elavbrott är större ju högre spänningsnivå som felet inträffar på. Det beror på att alla underliggande elsystem också blir spänningslösa. I det svenska överföringssystemet har det endast skett två större elavbrott de senaste 40 åren⁴³, men flera miljoner nätkunder i Sverige drabbades av avbrotten. Dessutom kan sådana elavbrott höja elpriser under ett eller flera dygn, eftersom det kan ta tid att återstarta stora produktionsanläggningar.

Elavbrott i överföringssystem beror ofta på många samverkande faktorer, det visar utredningar från exempelvis elavbrottet som inträffade i april 2025 i Spanien och Portugal. Att eliminera en av dessa faktorer kan förhindra att ett elavbrott uppstår, eller begränsa dess omfattning. I det här sammanhanget bör det beaktas att omfattande elavbrott ofta innebär höga kostnader för samhället, även om de bara inträffar vid enstaka tillfällen och med långa mellanrum.

5.3 Alternativa lösningar

Nollalternativet beskrivs i avsnitt 5.2, i det här avsnittet beskrivs två alternativa lösningar på problemen som beskrivs i avsnitt 5.1.

5.3.1 Rekommenderade inställningar anges i föreskrifter

Ett alternativ är att justera kravställningen på funktionen FSM genom att *rekommenderade* inställningsvärden anges i föreskrifterna. Och att värdena kan

⁴² I ett elavbrott i Tjeckien beskrivs att reglerläge med olämpliga inställningsvärden har aktiverats och bidragit till att ö-drift inte har fungerat. [Grid Incident in Czech Republic on 4 July 2025 » ICS Investigation Expert Panel » Factual Report](#)

⁴³ Energimarknadsinspektionen, R2020:06, s. 72

ändras efter instruktion från Svenska kraftnät. Svenska kraftnät har utrett ändringar av befintliga föreskriftskrav i linje med detta.

Fördelen med detta alternativ är att rekommenderade inställningsvärden anges i föreskrifterna, som är ett offentligt dokument. Systemskydds- och återuppbyggnadsplanerna är sekretessbelagda och det finns en risk att informationen som skickas mellan Svenska kraftnät och systemansvariga för distributionssystem inte vidareförmedlas till anläggningsägare. Det skulle medföra att felaktiga inställningsvärden kan läggas in i styrsystem för reglerläget. Den risken skulle undanröjas genom föreskriftskrav som anger rekommenderade inställningsvärden.

Nackdelen med alternativet är att även rekommenderade värden kan behöva förändras med kort varsel. Eftersom det kan ta upp till 12 månader att ändra föreskrifter kan således felaktig och utdaterad information om rekommenderade inställningsvärden kvarstå i föreskrifterna under flera månader.

Föreskriftsändringar är generellt också resurskrävande för Ei, bland annat på grund av kraven på konsekvensutredningar. Problemet och nollalternativets konsekvenser med en ökad risk för ett omfattande elavbrott har således inte undanröjts med det här alternativet.

Nytan med att inkludera rekommenderade inställningsvärden i föreskrifter är begränsad. Informationen skulle lika gärna kunna offentliggöras på andra, mindre resurskrävande, sätt.

5.3.2 Föreskriftskraven om inställningsvärden upphävs och nytt krav på offentliggörande av information beslutas

En alternativ lösning är att föreskriftskraven gällande inställningsvärden för FSM upphävs.

Inställningsvärden meddelas av Svenska kraftnät i enlighet med kommissionsförordningen ER.

Anläggningsägare har dock framfört att nackdelen med detta alternativ är att inställningsvärden inte är offentliggjorda uppgifter. Anläggningsägaren kan i så fall inte enkelt säkerställa att de inställningsvärden som Svenska kraftnät har beslutat om tillämpas. De kan inte heller lämna uppgifter om inställningsvärden till leverantören av anläggningen. Om uppgifterna inte finns tillgängliga kommer fabriksinställningar att användas. Då kvarstår risken för att reglerläget har

felaktiga inställningsvärden och råkar aktiveras vilket medför att en störning i elsystemet kan förvärras.

För att hantera denna risk kan upphävandet av föreskriftskrav kombineras med att Svenska kraftnät åläggs att offentliggöra information om inställningsvärden. Genom det säkerställs att anläggningsägare lätt kan hitta uppdaterad och korrekt information samt att anläggningsägaren kan visa informationen för leverantörer av anläggningsdelar.

5.3.3 Bedömning

De olika alternativen och deras för- respektive nackdelar har sammanfattats i tabellen nedan.

Tabell 3 Alternativ samt för- och nackdelar gällande FSM

Alternativ	Fördelar	Nackdelar
Nollalternativ	Inga ändringar av regelverk behövs	Reglerläget FSM kan inte användas eftersom det riskerar att förvärra en störning. Krav som står i strid med EU-rätten kvarstår. Dubbelreglering av inställningsvärden kvarstår.
Rekommenderade inställningar anges i föreskrifter	Rekommenderade inställningsvärden är lätta att hitta	Felaktiga värden anges i föreskrifter vilket innebär en risk för driftsäkerheten. Resurs- och tidskrävande att ändra rekommenderade värden.
Föreskriftskraven om inställningsvärden upphävs och nytt krav på offentliggörande av information beslutas	Rekommenderade inställningsvärden finns offentliggjorda. Inställningsvärden kan ändras av Svenska kraftnät utan godkännande från Ei.	

Ei har funnit att det mest lämpliga alternativet är att upphäva bestämmelser i föreskrifterna gällande inställningsvärden för FSM. Det är det enda alternativet som löser problemen på ett kostnadseffektivt och driftsäkert sätt, i linje med EU-rätten.

5.4 Beskrivning av förslaget

De bestämmelser som reglerar inställningsvärden för FSM och som kan regleras på andra, mer lämpliga sätt, upphävs.

Följande bestämmelser i EIFS 2018:2 upphävs därför: 3 kap. 25–27 §§ och 29 §.

I stället föreslår Ei en ny bestämmelse i föreskrifterna som anger att Svenska kraftnät ska offentliggöra rekommenderade inställningsvärden för FSM, samt att systemansvariga ska säkerställa att rätt värden är inställda. Allmänna avtalsvillkor upplyser om att funktionen regleras genom instruktioner från Svenska kraftnät i enlighet med systemskydds- och/eller återuppbyggnadsplan. Inställningsvärden kan vara platsspecifika, det nya kravet finns därför i 2 kap. 2 § i förslaget till nya föreskrifter. I det nya kapitlet anges krav på hur platsspecifika krav ska fastställas.

För att Svenska kraftnät ska hinna offentliggöra information utifrån det förändrade regelverket föreslås övergångsregler som innebär att kraven i EIFS 2018:2 är tillämpliga till och med den 31 december 2026.

5.5 Överensstämmelse med EU-regler

Ei gör bedömningen att de föreslagna bestämmelserna är i linje med EU-regler och redogör för detta nedan.

I paragraferna i EIFS 2018:2 som upphävs anges inställningsvärden för reglerläget FSM. FSM är en funktion som används i Svenska kraftnäts systemskydds- och återuppbyggnadsplan. Enligt RfG ska Svenska kraftnät ange inställningsvärden för FSM, dessa värden ska dock kunna ändras. I Ei:s föreskrifter regleras endast nationella, generella krav som ska fastställas av systemansvarig för överföringssystem och godkännas av tillsynsmyndigheten, enligt RfG. Det finns i praktiken inget för Ei att pröva eller godkänna för inställningsvärden, så länge värdena är de inom spannet för parametrarna som anges i RfG. Fastställandet av inställningsvärden är inte heller i linje med kraven i RfG eftersom de anger att inställningsvärden ska kunna ändras, det är inte möjligt när de har fastställts i föreskrifter.

Svenska kraftnät har stöd i kommissionsförordningen ER för meddela inställningsvärden för FSM. I ER anges krav på Svenska kraftnät att meddela om innehållet i planerna och beordra åtgärder för de som tillhandahåller systemskydds- och återuppbyggnadstjänster. Det inkluderar bland annat

inställningsvärden för FSM. Det finns inga hinder i regelverken för Svenska kraftnät att också offentliggöra vissa av dessa uppgifter.

Att kraven upphävs bedöms vara i överensstämmelse med EU-rätten.

5.6 Ekonomiska konsekvenser för företag

Företagen beskrivs i avsnitt 2.1.3, det är främst systemansvariga och producenter som berörs av den föreslagna förändringen som innebär att flera av kraven gällande FSM tas bort.

De föreslagna bestämmelserna i föreskrifter medför kostnader för Svenska kraftnät eftersom rekommenderade inställningsvärden ska offentliggöras. Svenska kraftnät har dock redan idag fastställt dessa inställningsvärden. De krav som upphävs i föreskrifterna kan tas med i det dokument som ska offentliggöras. Det krävs således ingen särskild utredning av det som ska offentliggöras med anledning av förslaget. Men det kan krävas vissa justeringar i texter innan publicering. Insatsen väntas leda till en mindre engångskostnad.

Ei bedömer att förslaget också leder till kostnadsminskningar för Svenska kraftnät eftersom värdena kan ändras utan att affärsverket måste begära en prövning av Ei, och lämna in underlag, för att Ei ska ändra kraven i myndighetsföreskrifterna. Arbetsinsatsen för att tillhandahålla Ei underlag bedöms vara större än arbetsinsatsen för att Svenska kraftnät själva ska besluta och offentliggöra rekommenderade värden. Anledningen är att det krävs ett relativt omfattande underlag för att Ei ska kunna avgöra om föreslagna krav uppfyller kraven i RfG⁴⁴ när de ska tillämpas som nationella generella krav.

Genom förslaget blir regelverket enklare att tillämpa och mer kostnadseffektivt för producenter. Ändringen innebär att produktionsanläggningar kan anslutas till lägre kostnader eftersom regelbördan minskar. Hur mycket kostnaderna minskar är dock svårt att kvantifiera eftersom funktionerna fortfarande krävs av Svenska kraftnät via systemskydds- eller återuppbyggnadsplanen. Kraven kan dock vid behov anpassas för att vara mer ändamålsenliga utifrån platsspecifika förutsättningar.

⁴⁴ Svenska kraftnät måste visa att regleringsaspekterna i artikel 7 i RfG uppfylls innan krav kan ändras. Regleringsaspekterna innebär bl.a. att proportionerliga krav och att principen om optimering mellan den högsta totala effektiviteten och lägsta totala kostnader för alla berörda parter tillämpas.

Ei bedömer sammantaget att förslaget bedöms medföra minskade kostnader.

6 Krav på begränsat frekvenskänslighetsläge (LFSM)

Ei föreslår att bestämmelser som reglerar LFSM upphävs i föreskrifterna.

6.1 Problem- och målformulering

Föreskriftskrav gällande inställningsvärden för LFSM⁴⁵ begränsar Svenska kraftnäts möjligheter att instruera anläggningsägare om ändringar av dessa värden. Reglerläget LFSM riskerar därför att orsaka störningar, alternativt uppstår problem med nyttjandet av LFSM som systemskydds- eller återuppbyggnadstjänst. Nedan beskrivs problembilden närmare.

Enligt RfG är LFSM ett driftsläge för en kraftproduktionsmodul där den ska vara inställd så att den ökar eller minskar inmatningen av effekt för att häva en frekvensavvikelse i överföringssystemet. FSM och LFSM är liknande funktioner eftersom de båda innebär reglerlägen där en kraftproduktionsmodul bidrar till att återställa frekvensen till 50 Hz genom att automatiskt öka eller minska inmatningen av effekt. Funktionen LFSM nyttjas när överföringssystemet har hamnat i nöddrift, den ingår därför som en åtgärd i systemskyddsplanen och aktiveras endast vid större frekvensavvikelser. Att LFSM ska ingå i systemskyddsplanen regleras i artiklarna 15–16 i kommissionsförordningen ER⁴⁶. Enligt ER ska systemansvarig för överföringssystem fastställa frekvenströsklarna och minsknings- eller ökningsgraden för inmatning av aktiv effekt i systemskyddsplanens automatiska reglerplan. I artikel 12 i ER regleras hur anläggningsägare och systemansvariga ska informeras om åtgärderna som ska vidtas av anläggningsägare som ska tillhandahålla LFSM. LFSM ska även fungera under ö-drift enligt artikel 15.5 b i RfG. Den kan därmed också finnas med i återuppbyggnadsplanen.

På samma sätt som för FSM reglerar EIFS 2018:2 fasta nationella inställningsvärden för LFSM såsom frekvenströsklar och statikfaktor. Dessutom anger krav i föreskrifterna att funktionen ska vara aktiverad när en fastställd frekvenströskel överskrids. Dessa inställningsvärden kan således komma att regleras i tre styrande

⁴⁵ Driftsläge för en kraftproduktionsmodul som leder till minskad eller ökad aktiv uteffekt som svar på att systemfrekvensen stiger över eller under ett visst värde.

⁴⁶ Kommissionens förordning (EU) 2017/2196 av den 24 november 2017 om fastställande av nätföreskrifter för nödsituationer och återuppbyggnad avseende elektricitet

dokument, i systemskydds- och/eller återuppbyggnadsplanen och i föreskrifterna. I praktiken nyttjas sällan reglerläget LFSM eftersom den bara aktiveras när frekvensen avviker väsentligt från målvärden för frekvens. Det kan därför vara svårt att upptäcka om moduler har felaktiga inställningsvärden för LFSM.

Svenska kraftnät har framfört att det behövs ändringar av föreskriftskraven för inställningsvärden och aktivering⁴⁷. Svenska kraftnät ser bland annat att kraven inte möjliggör ändringar så att de kan styra volymen av LFSM i elsystemet. Det riskerar att förvärra störningar.

Det finns således flera problem med att inställningsvärden och aktivering av LFSM regleras i föreskrifterna. På samma sätt som för FSM (se kapitel 5) hindrar kraven Svenska kraftnät från att justera inställningsvärden och att utforma nyttjande av funktionen på lämpligt sätt för störd drift och ö-drift. Det skulle i förlängningen kunna innebära att funktionen förvärrar frekvensstörningar och i sämsta fall bidrar till att elavbrott uppstår.

I Entso-e:s vägledning om LFSM⁴⁸ anges att inställningsvärdena måste utvärderas noggrant för att inte funktionen ska riskera att förvärra en frekvensstörning. Funktionen måste också koordineras med andra systemansvariga för överföringssystem i synkronområdet, ett sådant arbete pågår inom Norden. Det är problematiskt om inställningsvärden anges i flera styrdokument (föreskrifter och planer) eftersom det kan uppstå oklarheter om vilka värden som faktiskt ska ställas in.

Målet med åtgärderna för att lösa problemen är att LFSM ska kunna utformas på ett ändamålsenligt sätt och användas som regelverket har avsett, dvs. vid störd drift eller ö-drift.

6.2 Nollalternativet

Om kraven på LFSM kvarstår i föreskrifterna kan kraven medföra att LFSM inte bidrar till att återställa frekvensen till 50 Hz vid nöddrift, eller till och med att den förvärrar en frekvensstörning. Det skulle medföra en ökad risk för omfattande elavbrott på grund av nätsammanbrott i transmissionsnätet.

⁴⁷ Ärende 2024-103003 och [Svenska kraftnäts utkast till uppdatering av EIFS 2018:2](#)

⁴⁸ [Limited frequency sensitive mode](#), Limited frequency sensitive mode ENTSO-E guidance document for national implementation for network codes on grid connection

Det är mycket ovanligt med elavbrott i transmissionsnätet men de ekonomiska konsekvenserna för samhället av ett elavbrott är större ju högre spänningsnivå som felet inträffar på. Det beror på att alla underliggande elsystem också blir spänningslösa. I överföringssystemet har det endast skett två större elavbrott de senaste 40 åren⁴⁹, men flera miljoner nätkunder i Sverige drabbades av avbrotten. Dessutom kan sådana elavbrott höja elpriser under ett eller flera dygn, eftersom det kan ta tid att återstarta stora produktionsanläggningar. När andelen asynkront anslutna produktionsanläggningar ökar kan funktioner som LFSM komma att behöva nyttjas oftare, eftersom denna typ av produktionsanläggning inte tillför systemet rotationsenergi⁵⁰. Om funktionen inte fungerar som avsett ökar risken för elavbrott i överföringssystemet.

Nollalternativet innebär att risken för omfattande elavbrott ökar, det innebär ofta höga kostnader för samhället, även om det bara inträffar vid enstaka tillfällen med långa mellanrum.

6.3 Alternativa lösningar

Nollalternativet beskrivs i avsnitt 6,2, i det här avsnittet beskrivs två alternativa lösningar.

6.3.1 Rekommenderade inställningar anges i föreskrifter

Ett alternativ är att justera kravställningen på funktionen LFSM genom att *rekommenderade* inställningsvärden anges i föreskrifterna. Och att värdena kan ändras efter instruktion från Svenska kraftnät. Svenska kraftnät har utrett ändringar av befintliga föreskriftskrav i linje med detta.

Fördelen med detta alternativ är att rekommenderade inställningsvärden anges i föreskrifterna, som är ett offentligt dokument. Systemskydds- och återuppbyggnadsplanerna är sekretessbelagda och det finns en risk att informationen som skickas mellan Svenska kraftnät och systemansvariga för distributionssystem, i enlighet med kraven i ER om information om funktioner i systemskydds- och återuppbyggnadsplaner, inte vidareförmedlas till anläggningsägare. Det skulle medföra att felaktiga inställningsvärden kan läggas

⁴⁹ Energimarknadsinspektionen, R2020:06, s. 72

⁵⁰ Den kinetiska energi som är lagrad i roterande massor, såsom generatorer i kraftverk. Den fungerar som en mekanisk buffert (svängmassa) som stabiliserar elnätets frekvens (50 Hz) genom att motstå plötsliga förändringar i balansen mellan produktion och förbrukning.

in i styrsystem för reglerläget. Den risken skulle undanröjas genom föreskriftskrav som anger rekommenderade inställningsvärden.

Nackdelen med alternativet är att även rekommenderade värden kan behöva förändras med kort varsel. Eftersom det kan ta upp till 12 månader att ändra föreskrifter kan således felaktig och utdaterad information om rekommenderade inställningsvärden kvarstå i föreskrifterna under flera månader.

Föreskriftsändringar är generellt också resurskrävande för Ei, bland annat på grund av kraven på konsekvensutredningar. Problemet och nollalternativets konsekvenser med en ökad risk för omfattande elavbrott har således inte undanröjts med det här alternativet.

Nyttan med att inkludera rekommenderade inställningsvärden i föreskrifter är begränsad. Informationen skulle lika gärna kunna offentliggöras på andra, mindre resurskrävande, sätt.

6.3.2 Krav på inställningsvärden för LFSM upphävs och ett nytt krav om offentliggörande om information beslutas

En alternativ lösning är att föreskriftskraven gällande inställningsvärden för LFSM upphävs och att inställningsvärden meddelas av Svenska kraftnät i enlighet med kommissionsförordningen ER.

Anläggningsägare har dock framfört att nackdelen med detta alternativ är att inställningsvärden då inte är offentliggjorda uppgifter. Anläggningsägaren kan i så fall inte enkelt säkerställa att de inställningsvärden som Svenska kraftnät har beslutat om tillämpas. De kan då inte heller lämna uppgifter om inställningsvärden till leverantören av anläggningen. Om uppgifterna inte finns tillgängliga kommer fabriksinställningar att användas. Därmed kvarstår risken för att reglerläget har felaktiga inställningsvärden och om funktionen aktiveras med dessa inställningsvärden kan en störning i elsystemet förvärras.

För att hantera denna risk kan upphävandet av föreskriftskrav kombineras med att Svenska kraftnät åläggs att offentliggöra information om inställningsvärden. Genom det säkerställs att anläggningsägare lätt kan hitta uppdaterad och korrekt information samt att anläggningsägaren kan visa informationen för leverantörer av anläggningsdelar.

6.3.3 Bedömning

De olika alternativen och deras för- respektive nackdelar har sammanfattats i tabellen nedan.

Tabell 4 Alternativ samt för- och nackdelar gällande LFSM

Alternativ	Fördelar	Nackdelar
Nollalternativ	Inga ändringar av regelverk behövs.	Reglerläget riskerar att förvärra en störning. Ökade kostnader för elavbrott. Dubbelreglering av inställningsvärden kvarstår.
Rekommenderade inställningar anges i föreskrifter	Rekommenderade inställningsvärden är lätta att hitta.	Felaktiga rekommenderade värden anges i föreskrifter vilket medför ökad risk för elavbrott. Ökade kostnader för elavbrott. Resurs- och tidskrävande att ändra rekommenderade värden.
Föreskriftskrav om inställningsvärden upphävs och nytt krav på offentliggörande av information	Rekommenderade inställningsvärden finns offentliggjorda. Inställningsvärden kan ändras av Svenska kraftnät utan godkännande från Ei.	

Ei har funnit att det mest lämpliga alternativet är att upphäva bestämmelser i föreskrifterna gällande inställningsvärden för LFSM. Det är det enda alternativet som löser problemen på ett kostnadseffektivt och driftsäkert sätt, i linje med EU-rätten.

6.4 Beskrivning av förslaget

De föreskriftskrav som reglerar inställningsvärden för LFSM och som kan regleras på andra, mer lämpliga sätt, upphävs. Följande bestämmelser i EIFS 2018:2 upphävs därför: 3 kap. 3, 20 - 21 §§ i EIFS 2018:2.

I stället föreslår Ei en ny bestämmelse i föreskrifterna som anger att Svenska kraftnät ska offentliggöra rekommenderade inställningsvärden för LFSM, samt att berörda systemansvariga ska säkerställa att rätt värden är inställda. Allmänna råd upplyser om att funktionen regleras genom instruktioner från Svenska kraftnät i enlighet med systemskydds- och/eller återuppbyggnadsplan. Inställningsvärden kan vara platsspecifika, det nya kravet finns därför i 2 kap. 2 § i förslaget till nya föreskrifter. I det nya kapitlet anges krav på hur platsspecifika krav ska fastställas.

För att Svenska kraftnät ska hinna offentliggöra informationen utifrån det förändrade regelverket upphävs reglerna med övergångsregler till och med den 31 december 2026.

6.5 Överensstämmelse med EU-regler

Ei gör bedömningen att de föreslagna bestämmelserna är i linje med EU-regler och redogör för detta nedan.

I paragraferna i EIFS 2018:2 som upphävs anges inställningsvärden för reglerläget LFSM. LFSM är en funktion som används i Svenska kraftnäts systemskydds- och återuppbyggnadsplan. Enligt RfG ska Svenska kraftnät ange inställningsvärden för LFSM, det finns dock inte närmare beskrivet hur dessa värden ska lämnas till systemansvariga för distributionssystem och anläggningsägare. I Ei:s föreskrifter regleras endast nationella, generella krav som ska fastställas av systemansvarig för överföringssystem och godkännas av tillsynsmyndigheten, enligt RfG. Det finns i praktiken inget för Ei att pröva eller godkänna för inställningsvärden, så länge värdena är inom de spann för parametrarna som anges i RfG.

Svenska kraftnät har stöd i kommissionsförordningen ER för att meddela inställningsvärden för LFSM. I ER anges krav på Svenska kraftnät att meddela om innehållet i planerna och beordra åtgärder för de som tillhandahåller systemskydds- och återuppbyggnadstjänster. Det inkluderar bland annat inställningsvärden för LFSM. Det finns inga hinder i regelverken för Svenska kraftnät att också offentliggöra vissa av dessa uppgifter.

Att kraven tas bort bedöms vara i överensstämmelse med EU-rätten.

6.6 Ekonomiska konsekvenser för företag

Företagen beskrivs i avsnitt 2.1.3, det är främst systemansvariga och producenter som berörs av den föreslagna förändringen.

De föreslagna bestämmelserna i föreskrifter medför kostnader för Svenska kraftnät eftersom rekommenderade inställningsvärden ska offentliggöras. Svenska kraftnät har dock redan idag fastställt dessa inställningsvärden. De krav som tas bort från föreskrifterna kan tas med i det dokument som ska offentliggöras. Det krävs således ingen särskild utredning av det som ska offentliggöras med anledning av förslaget. Men det kan krävas vissa justeringar i texter innan publicering. Insatsen väntas leda till en mindre engångskostnad.

Ei bedömer att förslaget också leder till kostnadsminskningar för Svenska kraftnät eftersom värdena kan ändras utan att affärsverket måste begära av Ei, och lämna in underlag, för att Ei ska ändra kraven i myndighetsföreskrifterna. Arbetsinsatsen för tillhandahålla Ei underlag bedöms vara större än arbetsinsatsen för att Svenska

kraftnät själva ska besluta och offentliggöra rekommenderade värden. Anledningen är att det krävs ett relativt omfattande underlag för att Ei ska kunna avgöra om föreslagna krav uppfyller kraven i RfG⁵¹ när de ska tillämpas som nationella generella krav.

Genom förslaget blir regelverket enklare att tillämpa och därmed mer kostnadseffektivt för producenter. Ändringen innebär att produktionsanläggningar kan anslutas till lägre kostnader eftersom behov av utredningar om vilka de korrekta inställningsvärdena är kan minska. Hur mycket kostnaderna minskar är dock relativt låga och svåra att kvantifiera eftersom värden fortfarande kommer att specificeras av Svenska kraftnät via information samt systemskydds- och återuppbyggnadsplanen.

Ei bedömer sammantaget att förslaget bedöms medföra minskade kostnader för företag.

7 Krav på dämpning av effektpendlingar

Ei föreslår att bestämmelser som reglerar dämpning av effektpendlingar för kraftparksmoduler upphävs.

7.1 Problem- och målformulering

Befintligt föreskriftskrav på dämpningsreglering av effektpendlingar för asynkront anslutna moduler anges i 5 kap 7 § i EIFS 2018:2. Kravet är inte ändamålsenligt utformat. Bestämmelsen anger krav på att funktion för dämpningsreglering ska finnas och att den ska vara aktiverad. Men det ställs inga närmare krav på hur funktionen ska vara utformad. Det kan utgöra en risk för driftsäkerheten då den, ensamt eller på grund av interaktion med andra moduler, kan orsaka oscillationer (effektpendling) i elsystemet. Det kan leda till elavbrott. Oscillationer var en starkt bidragande orsak till elavbrottet i Spanien och Portugal där flera miljoner elanvändare drabbades⁵². Effektpendlingar och utformningen av funktioner som

⁵¹ Svenska kraftnät måste visa att regleringsaspekterna i artikel 7 i RfG uppfylls innan krav kan ändras. Regleringsaspekterna innebär bl.a. att proportionerliga krav och att principen om optimering mellan den högsta totala effektiviteten och lägsta totala kostnader för alla berörda parter tillämpas.

⁵² Oscillationer var en avgörande faktor för elavbrottet som uppstod den 28 april 2025 i Spanien och Portugal.. [Grid Incident in Spain and Portugal on 28 April 2025 » ICS Investigation Expert Panel » Factual Report » 3 October 2025](#)

dämpar dem kan således ha stor betydelse för elsystemens driftsäkerhet. Problembilden beskrivs närmare nedan.

Enligt artikel 21.3 f i RfG får den systemansvarige för överföringssystemet begära att en kraftparksmodul ska kunna bidra till dämpningsreglering av effektpendlingar. Det anges också att regleregenskaperna inte får inverka negativt på spänning och reaktiv effekt.

I EIFS 2018:2 anges också krav på dämpning av effektpendlingar. Enligt 5 kap. 7 § i EIFS 2018:2 ska en kraftparksmodul ha dämpningsreglering av effektpendlingar inom ett angivet frekvensspann, och funktionen ska vara aktiverad. Det innebär att Svenska kraftnät, med stöd av RfG, inte behöver begära att en kraftproduktionsmodul ska ha funktionen. Det ställs redan krav på det i föreskrifterna. Föreskrifterna anger dock inga närmare krav på hur funktionen ska utformas. Det innebär att om inte Svenska kraftnät, med stöd av RfG, begär dämpningsreglerande funktioner och specificerar hur den ska vara utformad kan en bristfällig funktion installeras. Den ska dessutom, enligt föreskriftskrav, vara aktiverad trots att funktionen kan vara bristfällig och kan därmed orsaka störningar i elsystemet. Det ställs inga krav i föreskrifterna på provning av funktion eller att det ska finnas avtal med den systemansvarige om hur funktionen ska utformas eller nyttjas.

Dämpningsreglering av effektpendlingar är en omogen teknik för kraftelektronikanslutna moduler, som sol- och vindkraftverk. Det kräver därför en utförlig specifikation av hur funktionen ska vara utformad. Annars kan de reglerfunktioner som installeras i stället riskera att orsaka effektpendlingar i elsystemet. Funktionen måste också anpassas och genom provning verifieras till den plats där anläggningen är ansluten i elsystemet. Ändringar av en moduls inställningar, eller förändringar i elsystemet, kan medföra att funktionen måste provas och justeras igen för att den inte ska orsaka effektpendlingar i elsystemet. I Storbritannien arbetar transmissionsnätsföretaget med funktioner för dämpning av effektpendlingar i kraftparksmoduler. De mäter kontinuerligt de anslutna anläggningarnas påverkan på effektpendlingar och fränkopplar anläggningar som orsakar oscillationer. De samverkar sedan med anläggningsägare så att utrustningen kan ställas in korrekt⁵³. Även den finska systemansvarige för

⁵³ [Sub-synchronous oscillations in GB, Current state and plans for future management, May 2024 - download](#)

överföringssystem beskriver i sin vägledning⁵⁴ hur inställning och provning av dämpningsreglering av effektpendlingar ska genomföras.

Det har uppstått problem för anläggningsägare i Sverige med anledning av föreskriftskravet. I samband med anslutningar och granskning av dämpningsregleringens funktioner har Svenska kraftnät bedömt att de är undermåliga och att de inte får vara aktiverade. Hittills har inte en enda typ av dämpningsreglerande funktion kunnat godkännas av Svenska kraftnät för kraftparksmoduler.

Provningar och justeringar av installerad dämpningsreglerande funktioner kräver resurser av anläggningsägare och medför också uteblivna intäkter när anläggningen ställs av för provningar. Anläggningsägare har också behövt ansöka om tillfälliga undantag från kravet i 5 kap. 7 § i EIFS 2018:2, så att anslutningsprocesser ska kunna fortskrida. I samband med undantagsprovningar har Svenska kraftnät bedömt att de svenska elsystemen i dagsläget inte har de problem som föranleder ett behov av dämpningsreglerande funktioner. På sikt kan dock sådana behov uppstå på grund av den ökande andelen kraftelektronikanslutna produktionsanläggningar. Det är emellertid oklart när det i så fall krävs, om det behöver installeras i moduler överallt, hur funktionen ska nyttjas eller om det finns andra mer kostnadseffektiva lösningar på en sådan problematik.

Målet med de åtgärder som väljs är att dämpningsreglerande funktioner installeras där den behövs och att de faktiskt dämpar effektpendlingar.

7.2 Nollalternativet

Nollalternativet innebär att föreskriftskraven på dämpningsfunktion kvarstår. Det medför högre kostnader för anslutningar och ökad risk för elavbrott.

Högre kostnader för anslutningar riskerar att hämma incitamenten att investera i produktionsanläggningar i Sverige. Det kan leda till högre elpriser eftersom elanvändningen i Sverige förväntas öka väsentligt, om de anslutningsansökningar som lämnats in till systemansvariga förverkligas⁵⁵. Högre elpriser leder till högre levnadskostnader för hushåll och ökade kostnader på företag. Särskilt elintensiv

⁵⁴ [vju2024--unofficial-english-translation.pdf](#)

⁵⁵ Enligt [Svenska kraftnäts nätutvecklingsplan 2026–2035](#) är det efterfrågade elbehovet just nu mer än dubbelt så stort som dagens topplastimme i Sverige.

industri drabbas negativt vilket kan påverka sysselsättning och riskera att hämma investeringar och tillväxt i Sverige. Högre elpriser driver upp inflationen genom högre produktions- och transportkostnader för varor.

Oscillationer orsakade av bristfällig dämpningsreglerande funktioner och hög andel kraftelektronikansluten elproduktion medför en ökad risk för elavbrott framför allt i överföringssystemet. Risker för oscillationer kan öka under perioder då elproduktionen sker med hög andel sol- och vindkraft, eftersom denna typ av produktionsanläggning inte tillför elsystemet rotationsenergi. Förändringarna av produktionsflottan till mer förnybara energislager innebär att sådana perioder har ökat och kommer sannolikt att öka framöver⁵⁶. Rotationsenergin kan också variera över ett område eller i ett elsystem, det innebär att det kan finnas områden som har mer eller mindre motståndskraft mot oscillationer, och därmed olika behov av dämpningsreglerande förmågor.

Det är mycket ovanligt med elavbrott i överföringssystemet men de ekonomiska konsekvenserna för samhället av ett elavbrott är större ju högre spänningsnivå som felet inträffar på. Det beror på att alla underliggande elsystem också blir spänningslösa. I överföringssystemet har det endast skett två större elavbrott de senaste 40 åren⁵⁷, men flera miljoner nätkunder i Sverige drabbades av avbrotten. Så omfattande elavbrott kan också leda till högre elpriser under ett eller flera dygn, eftersom det kan ta tid att återstarta stora produktionsanläggningar.

I elavbrottet som drabbade Spanien och Portugal, där oscillationer var en starkt bidragande faktor, har kostnaderna för elavbrottet, som varade i ca 12 timmar, uppskattats till storleksordningen 20 miljarder kronor. Kostnaderna inkluderar uteblivna intäkter och kostnaderna för exempelvis kylvaror som förstördes. Men även dödsfall rapporterades på grund av att viktiga samhällsfunktioner inte kunde upprätthållas då så stora geografiska områden saknade el. Omfattande elavbrott som beror av störningar i överföringssystemet innebär ofta höga kostnader för samhället⁵⁸, även om de endast uppstår vid enstaka tillfällen och med långa mellanrum. Nollalternativet medför en ökad risk för sådana elavbrott och att de kostnader som är förknippade med dessa avbrott uppstår.

⁵⁶ [KN2024/02495, Uppdrag att uppdatera regelverk och metoder för utformning och integrering av intermittent elproduktion i elsystemet](#)

⁵⁷ Energimarknadsinspektionen, R2020:06, s. 72

⁵⁸ I Sverige har värdet av förlorad last beräknats till 8–230 kronor per kWh. Se mer i Ei PM 2021:01, [Beräkning av värdet av förlorad last \(VoLL\)](#)

7.3 Alternativa lösningar

Nollalternativet beskrivs i avsnitt 7.2, i det här avsnittet beskrivs två alternativa lösningar.

7.3.1 Ytterligare bestämmelser för dämpningsreglerande funktioner

Ett alternativ till nollalternativet är att ange ytterligare bestämmelser för dämpningsreglerande funktioner i föreskrifterna. Bestämmelserna skulle i sådana fall utformas och tolkas separat från EU-kraven i RfG och innebära att detaljerade och specifika krav på funktionen regleras genom krav i föreskrifter.

Fördelen med förslaget är att det blir tydligt hur den dämpningsreglerande funktionen ska utformas.

Nackdelarna med det här alternativet är att det är svårt att utforma krav som kan tillämpas under en längre tid eftersom funktioner för dämpning av effektpendlingar fortfarande är en omogen teknik som utvecklas. Föreskriftskraven riskerar att innebära krav på en sämre eller dyrare dämpningsreglerande funktion än nödvändigt, eller till och med krav som är omöjliga att uppfylla för att produkten inte finns att köpa (ännu). Dessutom kommer dämpningsreglerande funktioner att installeras överallt, trots att det kanske inte behövs.

Alternativet leder inte till det önskade målet för att åtgärda problemet, det vill säga att fungerande dämpningsreglering av effektpendlingar installeras där den behövs.

Eftersom kraven på dämpning av effektpendlingar är svåra att uppfylla och har orsakat anläggningsägare uteblivna intäkter och långdragna anslutningsprocesser riskerar de att göra Sverige mindre intressant för investeringar. I förlängningen kan det leda till högre elpriser eftersom elanvändningen i Sverige kommer att öka väsentligt, om de anslutningsansökningar som lämnats in till systemansvariga förverkligas⁵⁹. Högre elpriser leder till högre levnadskostnader för hushåll och ökade kostnader på företag. Särskilt elintensiv industri drabbas negativt vilket kan påverka sysselsättning och riskera att hämma investeringar och tillväxt i Sverige. Högre elpriser driver upp inflationen genom högre produktions- och transportkostnader för varor.

⁵⁹ Enligt [Svenska kraftnäts nätutvecklingsplan 2026–2035](#) är det efterfrågade elbehovet just nu mer än dubbelt så stort som dagens topplastimme i Sverige.

7.3.2 Föreskriftskrav om dämpningsreglerande funktioner upphävs

En alternativ lösning är att upphäva föreskriftskrav på dämpningsreglerande funktion för kraftparksmoduler.

En systemansvarig för överföringssystem kan redan med stöd av RfG begära att en kraftparksmodul ska ha en dämpningsreglerande funktion. Funktionen kan sedan närmare specificeras och provas i samband med att funktionen nyttjas i en stödtjänst. Funktionen är troligen bättre lämpad som en stödtjänst där systemansvariga kan specificera funktionen på hög teknisk detaljnivå och också kontinuerligt säkerställa att modulen fungerar på avsett sätt. Alternativt kan förmågan eventuellt vara möjlig att nyttja som en avhjälpande åtgärd i linje med kommissionsförordningen SO⁶⁰. Det skulle också innebära att endast de anläggningar som behöver ha en provad och säkerställd dämpningsreglerande funktion som bidrar till elsystemets drift har det.

Hur funktionen ska utformas beror av om systemansvarig för överföringssystem avser nyttja funktionen. Dämpningsreglerande funktioner kan, med en mindre stelbent nationell kravställning, utformas på olika sätt, exempelvis att den endast säkerställer att den egna modulen inte orsakar oscillationer eller att den dämpar även andra modulers effektpendlingar. Att föreskriftskravet upphävs innebär också att Ei kan pröva tvister mellan systemansvariga och anläggningsägare om funktionens nyttjande och utformning.

7.3.3 Bedömning

De olika alternativen och deras för- respektive nackdelar har sammanfattats i tabellen nedan.

⁶⁰ KOMMISSIONENS FÖRORDNING (EU) 2017/1485 av den 2 augusti 2017 om fastställande av riktlinjer för driften av elöverföringssystem

Tabell 5 Alternativ samt för- och nackdelar gällande dämpningsreglerande funktioner

Alternativ	Fördelar	Nackdelar
Nollalternativ	Inga ändringar av regelverk behövs.	Modulers funktion för dämpning av effektpendlingar riskerar att orsaka störningar och elavbrott. Ökade kostnader för elavbrott. Ökade kostnader och längre tid för anslutningar.
Ytterligare nationella krav på dämpningsreglerande funktioner	Tydliga krav på hur dämpningsreglerande funktioner ska utformas	Krav på funktionen medför att den krävs även där den inte behövs. Utdaterade krav på dämpningsreglerande funktioner pga teknikutveckling. Onödigt strikta krav på dämpningsreglerande funktioner.
Nationella krav på dämpningsreglerande funktioner upphävs	En proportionerlig kravställning för dämpningsreglerande funktioner möjliggörs.	Risk att krav på dämpningsreglerande funktioner inte fastställs på grund av brister i samordningen om platsspecifika krav mellan systemansvariga.

Nollalternativet medför oacceptabla risker för driftsäkerheten och kostnader för anslutning av anläggningar utan någon särskild nytta. Att reglera funktionen ytterligare innebär inte att problemet blir löst på ett kostnadseffektivt sätt. Det innebär att föreskriftskraven riskerar att styra fel över tid och tvinga alla anläggningar att ha en funktion som kanske inte behövs. Ei väljer därför alternativet som innebär att föreskriftskraven om dämpningsreglerande funktioner kan upphävas.

För att motverka negativa effekter av att nationella krav på dämpning av effektpendlingar upphävs behöver Ei genom informations- och tillsynsinsatser säkerställa att samordningen mellan systemansvariga om platsspecifika krav genomförs.

7.4 Beskrivning av förslaget

Kraven som anges i 5 kap. 7 § i EIFS 2018:2 upphävs.

7.5 Ekonomiska konsekvenser för företag

Företagen beskrivs i avsnitt 2.1.3, det är främst systemansvariga och producenter som berörs av den föreslagna förändringen.

Förslaget medför inga nya skyldigheter för företag. Det innebär endast att regelverket blir enklare att tillämpa. Ändringen innebär att produktionsanläggningar (kraftparksmoduler) kan anslutas till lägre kostnader eftersom mer ändamålsenliga krav tillämpas. Hur mycket kostnaderna minskar är dock svårt att kvantifiera eftersom Svenska kraftnät med stöd av RfG kan begära att en modul ska ha dämpningsreglerande funktioner. Ei bedömer sammantaget att förslaget kommer att medföra minskade kostnader när stelbenta regler tas bort och en mer flexibel och ändamålsenlig kravbild är möjlig att fastställa av systemansvariga.

7.6 Överensstämmelse med EU-regler

Ändringarna innebär att nationella krav upphävs och att krav på kraftparksmodulers dämpningsreglerande funktioner enbart ska baseras på krav i RfG.

Ei bedömer därför att ändringarna är i överensstämmelse med EU-rätten.

8 Tydligare krav i föreskrifter genom hänvisningar

Ei föreslår att bestämmelser som anger nationella kravnivåer, som ska fastställas enligt RfG ska innehålla hänvisning till relevant artikel. Bestämmelserna utformas också så att de inte ska tillämpas separat från artiklarna i RfG.

8.1 Problem- och målformulering

Vissa krav i RfG är inte fullständigt specificerade utan ska fastställas på nationell nivå. De nationella kraven beslutas och görs gällande genom bestämmelser i föreskrifter, som således kompletterar kraven i RfG. Bestämmelser i föreskrifter innehåller dock, i dagsläget, inga hänvisningar till den artikel som bestämmelsen avser komplettera. I stället upprepas ofta delar av texten från artikeln i föreskriftens paragraftext så att den kan förstås. Men det gör också att den kan läsas och tillämpas självständigt från EU-regeln i RfG. Detta medför att kraven i RfG och föreskrifterna tillämpas separat från varandra.

Det här leder till olika typer av problem, ett av dem är att det inte är tydligt vilken artikel som en bestämmelse i föreskrifterna fastställer en nationell kravnivå för. Kravställningen kan bli otydlig när hela kravställningen inte läses tillsammans, bestämmelsen i föreskrifterna kan också få en delvis annan innebörd än det som anges i RfG. Ei har på grund av bristfälliga kopplingar mellan föreskrifter och RfG avbrutit en tillsynsinsats trots att brister hade identifierats. Åtgärder kunde inte begäras eftersom kravställningen var så otydlig⁶¹.

Bestämmelser i föreskrifterna har också, i vissa fall, fått en mer strikt tillämpning eller en mer stelbent tillämpning, än vad som avses med kravet i RfG. Det kan till exempel anges i RfG att systemansvariga och anläggningsägare kan enas om en utvidgning eller begränsning av kravställningen, men kravet i föreskrifterna tillåter inte sådana anpassningar. Kostnaderna för den oavsiktligt striktare kravställningen har inte undersökts, eftersom det inte har varit avsikten när beslut om EIFS 2018:2 fattades.

Felaktiga eller olika tolkningar av kraven i RfG och föreskriftskrav innebär att moduler kanske inte har den robusthet mot störningar som en systemansvarig för överföringssystem antar att den har. Det kan medföra att en störning uppstår och att elavbrott får större omfattning än om kravställningen är tydlig.

Olika tolkningar av regelverken kan också innebära att anläggningsägare träffas av olika kravbilder, beroende på vilket elsystem de begär anslutning till. Om onödigt strikta krav tillämpas kan kostnaderna för anslutningar bli onödigt höga.

Målet med åtgärder som ska lösa problemet som beskrivs är att regelverket ska vara tydligt när det gäller bestämmelsernas tillämpning i förhållande till EU-kraven som anges i RfG.

8.2 Nollalternativet

Nollalternativet innebär en otydlig kravställning eftersom det saknas hänvisningar i föreskrifternas bestämmelser om kopplingen till artiklarna i RfG. Bestämmelserna kan fortsatt läsas helt fristående från RfG.

Produktionsanläggningars prestanda har stor betydelse för elsystemets totala driftsäkerhet och det är därför av avgörande betydelse att samtliga

⁶¹ Trots den avslutade tillsynen åtgärdades dock bristen frivilligt.

produktionsanläggningar är utformade efter grundläggande generella och tydliga systemkrav⁶².

Att regelverk är otydliga innebär att kraftproduktionsmoduler kan utformas olika eller inte betar sig på ett förväntat sätt vid störningar i elsystemen. Det kan i sin tur leda till att störningar i ett elsystem förvärras, eller att elavbrott blir omfattande än de annars hade blivit. Kraven i RfG syftar främst till att säkerställa driftsäkerheten i överföringssystemet. Elavbrott på denna spänningsnivå medför ofta höga samhällskostnader. I elavbrottet som drabbade Spanien och Portugal finns uppgifter om att otydliga krav⁶³ och olika tolkningar av kraven har bidragit till avbrottets omfattning. Det bör dock noteras att otydligheterna gällde krav som var tillämpliga innan RfG trädde i kraft. Kostnaderna för elavbrottet, som varade i ca 12 timmar, har uppskattats till storleksordningen 20 miljarder kronor. I Sverige inträffade ett större elavbrott den 27 december 1983, avbrottet bedömdes kosta samhället ca 950 miljoner. Den utredning som följde elavbrottet pekade bland annat på produktionsanläggningarnas betydelse för elavbrottets omfattning och utbredning. Otydlig kravställning för produktionsanläggningar ökar således risken för omfattande elavbrott som innebär höga kostnader för samhället, även om de endast inträffar enstaka gånger med långa mellanrum.

8.3 Alternativa lösningar

Nollalternativet beskrivs i avsnitt 8.2.

8.3.1 Dubbelreglering

Ett alternativ till nollalternativet är att förtydliga kravställning genom att inkludera hela artikeln från RfG, det skulle medföra att allt som är relevant för hur kravet ska tillämpas inkluderas i bestämmelserna i föreskrifterna. Det skulle innebära att föreskrifterna skulle utformas som RfG, mer eller mindre, i sin helhet med de kompletteringar som ska fastställas nationellt. EU-kraven i RfG skulle således regleras dubbelt, både i EU-regelverk och nationellt. I praktiken skulle föreskrifter och RfG sannolikt inte bli exakt lika. I förlängningen innebär dubbelreglering ett mer komplext regelverk som kan orsaka ökade kostnader för anslutningar i Sverige.

⁶² Prop. 2017/18:93, s. 12.

⁶³ [Grid Incident in Spain and Portugal on 28 April 2025 » ICS Investigation Expert Panel » Factual Report » 3 October 2025](#)

8.3.2 Ändra utformning av bestämmelser och föra in allmänna råd

Ett annat alternativ är att utforma bestämmelserna i föreskrifterna så att de inte kan läsas fristående från RfG, när de anger en nationell kravnivå i enlighet med RfG. Och att de innehåller tydliga hänvisningar och kopplingar till de krav i RfG som inte är fullständigt uttömmande och som därför kompletteras med en bestämmelse i föreskrifterna. Allmänna råd i föreskrifterna ska underlätta för läsaren att förstå hur regelverken ska läsas tillsammans.

Fördelen med det här alternativet är att regelverket blir tydligt,

8.3.3 Bedömning

De olika alternativen och deras för- respektive nackdelar har sammanfattats i tabellen nedan.

Tabell 6 Alternativ samt för- och nackdelar gällande otydliga regelverk

Alternativ	Fördelar	Nackdelar
Nollalternativ	Inga ändringar av regelverk behövs.	Otydliga bestämmelser medför en ökad risk för elavbrott. Ökade kostnader för elavbrott
Dubbelreglering	Kraven kan läsas i sin helhet i Ei:s föreskrifter.	Ökade kostnader för anslutningar på grund av dubblerad kravställning.
Hänvisning och allmänna råd	Ett tydligare regelverk.	Risk att krav är svårare att läsa när de inte kan läsas fristående från RfG, trots allmänna råd.

Det är viktigt för driftsäkerheten i Sverige att RfG och föreskriftskrav tillämpas korrekt. Elmarknadens aktörer har framfört att regelverken är komplexa och att det är svårt att förstå hur föreskriftskrav och artiklar i RfG hänger ihop. Nollalternativet väljs därför bort. Dubbelreglering ska generellt undvikas eftersom det snarare försvårar tillämpning av regelverk. EU-regler har alltid företräde framför nationell rätt. Det går därför inte att förenkla EU-regler genom att skriva dem tydligare i nationell rätt. Istället riskerar föreskriftskraven att stå i strid med krav i RfG, eller att det blir två liknande krav som båda måste uppfyllas. Detta alternativ väljs därför bort. Den mest lämpliga lösningen är att utforma bestämmelserna så att det blir tydligt vilken artikel föreskriftskravet ska tillämpas tillsammans med.

Föreskrifterna ska också innehålla allmänna råd som lyfter fram och beskriver tydligare hur regelverken ska tillämpas och de kopplingar som finns mellan dem.

För att minska de negativa effekterna av det valda alternativet bör Ei ta fram en vägledning som beskriver hur RfG, föreskrifter, Svenska kraftnäts förslag och rekommendationer till krav och den systemansvariges avtalsvillkor ska tillämpas.

8.4 Beskrivning av förslaget

Bestämmelserna i föreskrifter ska utformas med tydlig hänvisning och koppling till det krav i RfG som inte är fullständigt uttömmande och som därför kompletteras. Bestämmelserna ska inte kunna läsas fristående från artiklarna i RfG. Bestämmelserna bör dessutom kompletteras med allmänna råd som ger vägledning om hur den ska tillämpas i enlighet med RfG och andra relevanta regelverk.

Ei bör också ta fram en vägledning för tillämpningen av RfG, föreskrifter och de förslag till krav som ska offentliggöras av Svenska kraftnät.

8.5 Ekonomiska konsekvenser för företag

Företagen beskrivs i avsnitt 2.1.3, det är främst systemansvariga och producenter som berörs av den föreslagna förändringen.

Genom förslaget blir regelverket enklare att tillämpa och mer kostnadseffektivt. Ändringen innebär att produktionsanläggningar kan anslutas till lägre kostnader eftersom regelbördan minskar, hur mycket kostnaderna minskar är dock svårt att kvantifiera. Ei bedömer sammantaget att förslaget medför minskade kostnader för företag.

8.6 Överensstämmelse med EU-krav

Ändringarna görs för att de nationella kraven ska tillämpas i linje med EU-kraven i RfG. Ei bedömer därför att ändringarna är i överensstämmelse med EU-rätten.

9 Övriga konsekvenser av föreslagna ändringar

9.1 Ekonomiska konsekvenser för elanvändare

Ei har inte identifierat ökade kostnader för elanvändare med anledning av förslaget. Elanvändare med småskaliga solcellsanläggningar berörs inte av de förändringar som föreslås, eftersom förändringarna gäller större produktionsanläggningar (inte moduler av typ A). Däremot bedöms förslaget resultera i minskade kostnader, eller att kostnader undviks, dessa beskrivs nedan.

Förslaget avser minska risken för omfattande elavbrott i transmissionsnätet och medför att samhällskostnader för dessa elavbrott undviks. Det är mycket ovanligt med elavbrott i transmissionsnätet men de ekonomiska konsekvenserna för samhället av ett elavbrott är större ju högre spänningsnivå som felet inträffar på. Det beror på att alla underliggande elsystem också blir spänningslösa. I Sverige har värdet av förlorad last beräknats till 8–230 kronor per kWh⁶⁴. Omfattande elavbrott innebär således höga kostnader för samhället.

Sverige behöver öka sin elproduktion kraftigt de kommande åren för att möta ett växande behov av el, särskilt inom industrin och transportsektorn. Om elanvändningen ökar utan att produktion ökar riskerar elpriserna att stiga. Regeringens planeringsmål⁶⁵ innebär att elsystemet ska klara att leverera 300 TWh till 2045, vilket är en fördubbling jämfört med dagens elanvändning. Att realisera den målsättningen kan bli onödigt dyr om regelverken inte är ändamålsenliga och tydliga. Högre elpriser orsakar högre levnadskostnader för hushåll och påverkar företagens ekonomi negativt eftersom produktions- och transportkostnader ökar. Den positiva prispåverkan som förslaget kan ha är dock sannolikt begränsad och är svår att kvantifiera.

Inga andra konsekvenser har identifierats för elanvändare. Ei konstaterar sammantaget att ändringen medför större nyttor än negativa konsekvenser för elanvändare.

9.2 Påverkan på konkurrensförhållanden

Bestämmelser som har fått en onödigt strikt tillämpning, i förhållande till det som anges i EU-reglerna i RfG, eller som borde fastställas platsspecifikt enligt RfG tas bort från föreskrifterna. Sammantaget innebär det att en onödigt regelbörda för svenska producenter, i förhållande till producenter i övriga EU, tas bort.

Regelverket blir enklare att tillämpa och ger större möjligheter för systemansvariga och anläggningsägare (producenter) att göra anpassningar av platsspecifika krav, i linje med det RfG anger om hur krav ska fastställas. Att bestämmelserna förtydligas medför också en ökad möjlighet för producenter att anmäla platsspecifika krav till Ei för prövning av om villkoren är proportionerliga.

⁶⁴ [Beräkning av värdet av förlorad last \(VoLL\)](#)

⁶⁵ Prop. 2023/24:105.

Enklare regelverk innebär lägre kostnader och därmed lägre tröskel till marknadsinträdet. Ei bedömer därför sammantaget att ändringarna medför en positiv påverkan på konkurrensförhållanden för producenter med produktionsanläggningar som ska anslutas till de svenska elsystemen.

9.3 Annan påverkan på företag

Ei gör bedömningen att det inte finns några andra aspekter gällande påverkan på företag.

9.4 Särskild hänsyn till små företag

Ei har inte identifierat några särskilda aspekter att ta hänsyn till gällande små företag. Ett förenklat regelverk och tydliga regler om samordning samt offentliggjord information från Svenska kraftnät är sannolikt särskilt positivt för små företag som ofta har färre personer som kan arbeta med att utreda hur komplexa regelverk ska tillämpas. Effekterna är dock svåra att kvantifiera.

9.5 Konsekvenser för offentlig sektor

Ei bedömer att konsekvenserna för offentlig sektor är positiva eftersom regelverket blir enklare att tillämpa och granska.

10 Miljömässiga konsekvenser

Ei bedömer att ändringen av föreskrifterna inte kommer att ha några miljömässiga effekter.

10.1 Sociala konsekvenser

Sverige behöver öka sin elproduktion kraftigt de kommande åren för att möta ett växande behov av el, särskilt inom industrin och transportsektorn. Om elanvändningen ökar utan att produktion ökar riskerar elpriserna att stiga. Regeringens planeringsmål⁶⁶ innebär att elsystemet ska klara att leverera 300 TWh till 2045, vilket är en fördubbling jämfört med dagens elanvändning. Att realisera den målsättningen kan bli onödigt dyr om regelverken inte är ändamålsenliga och tydliga. Ändringens prispåverkan är dock sannolikt begränsad och är svår att

⁶⁶ Prop. 2023/24:105.

kvantifiera. Ei konstaterar ändå sammantaget att ändringen medför större nyttor än negativa konsekvenser avseende sociala faktorer.

I övrigt bedöms inte ändringen av tillämpningsområdet påverka sociala faktorer.

11 Ikraftträdande- och informationsinsatser

Ei avser besluta om föreskrifterna i maj 2026 och att föreskrifterna ska träda i kraft den 1 juli 2026. Det kommer också att finnas övergångsregler i föreskrifterna som innebär följande:

- Kraven på Svenska kraftnäts offentliggörande av information (2 kap. 1-3 §§) ska träda i kraft den 1 januari 2027.
- Kraven på inställningsvärden för FSM och LFSM ska upphöra att gälla den 1 januari 2027.
- Kraven på innehåll i anslutningsavtal (2 kap. 4 §) ska endast gälla för sådana avtal som har ingåtts eller ändrats från och med 1 januari 2027.
- Kraven ska endast tillämpas på anläggningar där krav i RfG är tillämpliga.

Ei avser publicera en vägledning om regelverken för produktionsanläggningar och informera om nya föreskrifter genom ett digitalt seminarium.

12 Samråd

Ei har haft en referensgrupp knuten till utredningen av kraven i föreskrifterna. Vissa förslag till ändringar har också utretts i samband med regeringsuppdraget *Uppdatera regelverk och metoder för utformning och integrering av intermittent elproduktion i elsystemet*. Ei har även haft dialoger med Svenska kraftnät och producenter samt presenterat förslagen till ändringar för systemansvariga och producenter på branschmöten med Energiföretagen Sverige och Green Power Sweden.

Ei har publicerat förslaget på remiss.

Innan en förvaltningsmyndighet beslutar om föreskrifter ska Regelrådet ges tillfälle att yttra sig över konsekvensutredningen.

13 Uppföljning

Ei kommer att informera om reglerna via sin webbplats och de kommer att följas upp genom vilka frågor och klagomål som inkommer till myndigheten samt tillsyn. Ei kommer också att via tillsynsinsatser granska att kraven efterlevs.

13.1 Kontaktpersoner

Anna Carlén, anna.carlen@ei.se, 016-542 91 41

Sara Carlbom, sara.carlbom@ei.se, 016-542 91 35

Ulrika Hållstedt, ulrika.hallstedt@ei.se, 016-16 27 18

14 Författningskommentarer

I bilagan redovisas förslag till föreskriftskrav som ska ersätta kraven i EIFS 2018:2, tillsammans med författningskommentarer. Bestämmelser och definitioner som är oförändrade eller där enbart redaktionella ändringar har gjorts jämfört med EIFS 2018:2 kommenteras inte.

I det fall som skillnader förekommer mellan paragrafter i författningskommentarerna i det här avsnittet och föreskriftsförslaget gäller paragrafterna i dokumentet med föreskriftsförslag.

Energimarknadsinspektionens föreskrifter och allmänna råd om fastställande av generellt tillämpliga krav för nätanslutning av generatorer

Energimarknadsinspektionen föreskriver följande med stöd av 17 § 1 och 19 § förordningen (2023:241) om det nationella elsystemet och beslutar följande allmänna råd.

Författningskommentar: Hänvisningar till bemyndiganden har uppdaterats eftersom de har ändrats i förordningar.

Kapitel 1 Inledande bestämmelser

1 § Dessa föreskrifter och allmänna råd innehåller bestämmelser om krav som kompletterar kommissionens förordning (EU) 2016/631 av den 14 april 2016 om fastställande av nätföreskrifter med krav för nätanslutning av generatorer, och generellt tillämpliga krav som fastställts av systemansvarig för överföringssystemet och godkänts av Energimarknadsinspektionen enligt artikel 7.1 i kommissionens förordning (EU) 2016/631.

Författningskommentar: Redaktionella ändringar för att förtydliga att föreskrifterna innehåller krav som har godkänts enligt artikel 7.1 i RfG och krav som kompletterar RfG på andra sätt.

2 § Ord och uttryck som används i dessa föreskrifter och allmänna råd har samma betydelse som i kommissionens förordning (EU) 2016/631.

Författningskommentar: Redaktionella ändringar har gjorts.

Tillämpningsområde

3 § Dessa föreskrifter och allmänna råd ska tillämpas på sådana anläggningar som omfattas av krav enligt kommissionens förordning (EU) 2016/631.

Kraven i 1 kap. 4§ och 2 kap. 4 § ska tillämpas på anslutningsavtal som har ingåtts eller ändrats efter den 31 december 2026.

Författningskommentar: Redaktionella ändringar. Ett tillägg som anger att nytt krav på innehållet i anslutningsavtal ska tillämpas för avtal som ingås eller ändras efter den 31 december 2026.

4 § För system med en spänningsnivå understigande 400 kV ska den berörda systemansvarige, för varje anslutningspunkt i anslutningsavtalet, specificera referensvärdet för relativtal 1 (100 procent spänning) som ska användas vid tillämpningen av kommissionens förordning (EU) 2016/631, samt dessa föreskrifter och allmänna råd.

Allmänna råd

Anslutningspunkt definieras i artikel 2.15 i kommissionens förordning (EU) 2016/631. Det är den punkt i den systemansvariges system där den systemansvarige och ägaren av anläggningen tillämpar och verifierar kravuppfyllelse för kraven i kommissionens förordning (EU) 2016/631. Anslutningsavtal definieras i artikel 2.14 i kommissionens förordning (EU) 2016/631.

Författningskommentar: Bestämmelsen har förtydligats på så sätt att referensvärdet som ska specificeras ska anges i anslutningsavtalet. Ett nytt allmänt råd informerar om att anslutningspunkt och anslutningsavtal definieras i RfG. Bemyndigandet i 19 § förordningen (2023:241) om det nationella elsystemet används för paragrafen.

Kapitel 2 Platsspecifika krav och verifiering av krav

Offentliggörande av förslag till platsspecifika krav

1 § Systemansvarig för överföringssystem ska offentliggöra information om förslag till platsspecifika krav. Informationen ska innehålla

1. endast de platsspecifika krav som ska fastställas genom att de systemansvariga och/eller ägaren av en anläggning samordnar sig om, eller kommer överens om, krav enligt kommissionens förordning (EU) 2016/631,
2. hänvisning till den artikel i kommissionens förordning (EU) 2016/631 som anger att ett förslag till krav får eller ska fastställas i samordning eller överenskommelse med systemansvarig för överföringssystemet.
3. uppgifter om under vilka förutsättningar ett förslag till platsspecifikt krav är relevant att tillämpa med beaktande av regleringsaspekterna i artikel 7 i kommissionens förordning 2016/631,
4. uppgifter om när systemansvarig för distributionssystem ska kontakta systemansvarig för överföringssystem för eventuella justeringar av förslag till krav.

Allmänna råd

Regleringsaspekterna i artikel 7 i kommissionens förordning (EU) 2016/631 är tillämpliga för systemansvariga vid fastställande av platsspecifika krav. Det innebär exempelvis att principerna om proportionalitet och optimering mellan högsta totala effektivitet och lägsta totala kostnader för alla berörda parter ska tillämpas. I tredje punkten avses till exempel att systemansvarig för överföringssystemet får ange att kraven bör tillämpas beroende på kraftproduktionsmodulens typ, en moduls maximala kontinuerliga effekt, från ett visst datum, efter olika typer av förändringar av en modul eller om den är ansluten innanför eller utanför observerbarhetsområdet enligt kommissionens förordning (EU) 2017/1485 av den 2 augusti 2017 om fastställande av riktlinjer för driften av elöverföringssystem.

Författningskommentar: I paragrafen ställs krav på Svenska kraftnät att offentliggöra förslag till platsspecifika krav. Offentliggörandet ska underlätta samordningen mellan systemansvariga vid fastställande av platsspecifika krav. Ei nyttjar bemyndigandet i 19 § i förordningen (2023:241) om det nationella elsystemet för att besluta om paragrafen.

2 § Systemansvarig för överföringssystem ska offentliggöra rekommenderade inställningsvärden för frekvenskänslighetsläge (FSM) och begränsat frekvenskänslighetsläge (LFSM). Rekommenderade inställningsvärden ska vara inom de spann som anges i kommissionens förordning (EU) 2016/631. Informationen ska åtminstone innehålla rekommenderade inställningsvärden för parametrar med spann, som anges i tabellerna 4 och 5 i artikel 15.2 d i kommissionens förordning (EU) 2016/631, samt statikfaktor och dödband för LFSM.

Systemansvarig för överföringssystem ska offentliggöra information om hur en ägare av en anläggning kan ansöka om längre aktiveringstid för maximal tillåten tid än 30 sekunder för full aktivering, i enlighet med tabell 5 i artikel 15.2 d i kommissionens förordning (EU) 2016/631.

Berörd systemansvarig ska säkerställa att ägaren av en anläggning använder rätt inställningsvärden för FSM och LFSM.

Författningskommentar: Svenska kraftnät ska offentliggöra rekommenderade inställningsvärden för FSM och LFSM. Krav på inställningsvärden för FSM och LFSM i föreskrifter kan därmed upphävas. Berörd systemansvarig ska säkerställa att rätt inställningsvärden används. Ei nyttjar bemyndigandet i 19 § i förordningen (2023:241) om det nationella elsystemet för att besluta om paragrafen.

3 § Systemansvarig för överföringssystemet ska offentliggöra information med rekommendationer kring sådana krav som den berörda systemansvarige för distributionssystem ska, eller får, fastställa enligt kommissionens förordning (EU) 2016/631. Informationen ska innehålla

1. rekommenderade krav för att säkerställa driftsäkerheten i överföringssystemet vid anslutning av kraftproduktionsmoduler,
2. den artikel i kommissionens förordning (EU) 2016/631 som anger att kravet får eller ska fastställas av en systemansvarig för distributionssystem,
3. under vilka förutsättningar det rekommenderade kravet är relevant att tillämpa med beaktande av regleringsaspekterna i artikel 7 i kommissionens förordning 2016/631.

Författningskommentar: Svenska kraftnät ska offentliggöra rekommendationer till platsspecifika krav som ska fastställas av en systemansvarig för distributionssystem, enligt RfG. Offentliggörandet ska underlätta för den berörda systemansvariga att fastställa platsspecifika krav relevanta för överföringssystemets driftsäkerhet. Ei nyttjar bemyndigandet i 19 § i förordningen (2023:241) om det nationella elsystemet för att besluta om paragrafen.

Fastställande av platsspecifika och generellt tillämpliga krav

4 § Berörd systemansvarig ska säkerställa att anslutningsavtalet för en kraftproduktionsmodul eller anläggning åtminstone innehåller följande

1. den maximala kontinuerliga effekten per kraftproduktionsmodul,
2. geografisk placering per kraftproduktionsmodul,
3. utformning av en kraftproduktionsmodul,
4. beskrivning av anslutningspunktens placering i systemet per kraftproduktionsmodul,
5. parternas signaturer och datum för avtalets tecknande,
6. beskrivning av vilka generella krav i kommissionens förordning (EU) 2016/631 och dessa föreskrifter och allmänna råd som ska tillämpas, och
7. de fastställda platsspecifika krav som ska tillämpas.

Ett anslutningsavtal ska revideras så att de krav som ska tillämpas efter en förändring av en kraftproduktionsmodul anges i avtalet.

Allmänna råd

Berörd systemansvarig är den systemansvarige som ansluter en kraftproduktionsmodul till sitt system, enligt artikel 2.13 i kommissionens förordning (EU) 2016/631. Den här paragrafen gäller således antingen en systemansvarig för distributionssystem eller systemansvarig för överföringssystem, beroende på till vilket system modulen har anslutits eller ska anslutas.

Beskrivning av generella krav kan till exempel innebära att anslutningsavtalet anger vilken typ av kraftproduktionsmodul avtalet gäller och vilka artiklar i kommissionens förordning (EU) 2016/631 och dessa föreskrifter och allmänna råd som därmed är tillämpliga.

Författningskommentar: Paragrafen anger krav på vad ett anslutningsavtal måste innehålla för att det ska vara möjligt att avgöra vilken modul avtalet avser och vilka platsspecifika krav som ska fastställas. Ett allmänt råd förtydligar vad som avses med berörd systemansvarig.

5 § Systemansvarig för distributionssystem ska omedelbart informera systemansvarig för överföringssystem när det står klart att ett anslutningsavtal ska tecknas och det krävs samordning och/eller överenskommelser med systemansvarig för överföringssystem. Informationen till systemansvarig för överföringssystemet ska åtminstone innehålla de uppgifter som anges i 4 § första stycket 1–4.

Om villkor i ett anslutningsavtal inte överensstämmer med det som systemansvarig för överföringssystemet har offentliggjort enligt 1 §, ska systemansvarig för distributionssystem kunna visa att villkor som anger platsspecifika krav har fastställts efter samordning eller överenskommelse med systemansvarig för överföringssystemet.

Systemansvarig för distributionssystem ska utreda om de rekommendationer som systemansvarig för överföringssystem har offentliggjort enligt 3 § är relevanta att tillämpa för en kraftproduktionsmodul innan ett anslutningsavtal tecknas. Om systemansvarig för distributionssystem bedömer att de rekommenderade kraven inte är relevanta att tillämpa ska skälen till slutsatsen dokumenteras. Dokumentationen ska arkiveras tillsammans med anläggningsdokumentationen för kraftproduktionsmodulen och skickas till systemansvarig för överföringssystemet.

Allmänna råd

Regleringsaspekterna i kommissionens förordning (EU) 2016/631 är tillämpliga för systemansvariga vid fastställande av platsspecifika krav. Det innebär exempelvis att principerna om proportionalitet och optimering mellan högsta totala effektivitet och lägsta totala kostnader för alla berörda parter tillämpas.

En metod för utformning av avtalsvillkor, som har godkänts av Energimarknadsinspektionen enligt 4 kap. 46 § ellagen (1997:857), behöver tillämpas när avtalsvillkoren innehållande platsspecifika krav ska fastställas.

Författningskommentar: Enligt bestämmelsens första stycke ska en systemansvarig för distributionssystem när det står klart att samordning krävs omedelbart meddela Svenska kraftnät om det. I det andra stycket anges att avvikelser från de offentliggjorda förslagen till platsspecifika kraven, och överenskommelser av ändringar, ska dokumenteras. Enligt tredje stycket ska den systemansvarige också

utreda om Svenska kraftnäts rekommendationer till krav är relevanta att tillämpa och meddela samt dokumentera resultatet från sådana analyser.

Verifiering av krav

6 § Systemansvarig för distributionssystem ska i ett skriftligt meddelande fråga om systemansvarig för överföringssystemet vill granska och lämna utlåtanden om resultaten av överensställelseförfarandet i avdelning IV i kommissionens förordning (EU) 2016/631. Meddelandet ska skickas till systemansvarig för överföringssystem omedelbart efter att en ägare av en anläggning har lämnat planerade scheman och förfaranden enligt artikel 40.4 i kommissionens förordning (EU) 2016/631. Meddelandet till systemansvarig för överföringssystemet ska åtminstone innehålla de uppgifter som anges i 4 § 1–4.

Om systemansvarig för överföringssystemet vill lämna utlåtanden ska denne meddela detta till berörd systemansvarig för distributionssystem, och ange vilka krav som den systemansvarige i överensställelseförfarandet vill granska. Om systemansvarig för överföringssystem inte har inkommit med något svar inom två kalenderveckor ska systemansvarig för distributionssystem utgå från att systemansvarig för överföringssystemet inte vill granska något underlag.

Systemansvarig för distributionssystem ska omedelbart skicka sådant underlag som lämnats in av ägaren av en anläggning till systemansvarig för överföringssystem, om det ska granskas enligt andra stycket.

Systemansvarig för överföringssystemet ska lämna ett utlåtande till systemansvarig för distributionssystem och ägaren av anläggningen senast två månader efter att underlaget för granskningen tagits emot. Om systemansvarig för överföringssystemet inte har lämnat ett utlåtande inom två månader ska systemansvarig för distributionssystem utgå från att systemansvarig för överföringssystemet inte har några synpunkter på underlaget.

Allmänna råd

Samordning om verifiering av krav mellan systemansvariga enligt den här paragrafen innebär ingen delegering i enlighet med artikel 41.5 i kommissionens förordning (EU) 2016/631. Den berörda systemansvarige bär fortsatt ansvaret för granskning av alla underlag, godkännande och beslut om tilldelning av driftsmeddelanden.

Författningskommentar: Enligt första stycket ska systemansvarig för distributionssystem fråga Svenska kraftnät om den vill granska utlåtande om resultat som visar att krav uppfylls. Enligt andra stycket ska Svenska kraftnät svara inom två veckor, om den vill granska sådana underlag. I tredje och fjärde stycket anges att systemansvarig för distributionssystem ska skicka underlag för granskning så snart det har fått tillgång till sådana underlag och att Svenska kraftnät ska lämna utlåtande senast inom två månader. Ett allmänt råd upplyser om reglerna om delegering av övervakning av överensställelse. Bemyndigandet för kraven anges i 19 § förordningen (2023:241) om det nationella elsystemet.

Kapitel 3 Generella krav för kraftproduktionsmoduler

Generella krav för kraftproduktionsmoduler av typ B, C och D om beslut av kategori

1 § När berörd systemansvarig eller en ägare av en anläggning ska avgöra vilken kategori en kraftproduktionsmodul har, enligt artikel 5.2 i kommissionens förordning (EU) 2016/631, ska gränsvärdena för tröskelvärden enligt tabell 1 tillämpas.

Tabell 1 Gränsvärden för tröskelvärden för kraftproduktionsmoduler av typ B, C och D

Gränsvärde för tröskelvärde för maximal kontinuerlig effekt, från och med vilket en kraftproduktionsmodul är av typ B	Gränsvärde för tröskelvärde för maximal kontinuerlig effekt, från och med vilket en kraftproduktionsmodul är av typ C	Gränsvärde för tröskelvärde för maximal kontinuerlig effekt, från och med vilket en kraftproduktionsmodul är av typ D
1,5 MW	10,0 MW	30,0 MW

Författningskommentar: Redaktionella ändringar har gjorts genom att tidigare hänvisning till tabellen med tröskelvärden i RfG som får användas har ersatts med att faktiska tröskelvärden har lagts in i paragrafen. Det finns också en hänvisning till artikeln i RfG som anger att systemansvarig ska klassificera en modul. Syftet med ändringarna är att förtydliga vilka gränsvärden för tröskelvärden som ska användas. Bemyndigandet anges i 17 § förordningen (2023:241) om det nationella elsystemet.

Generella krav för kraftproduktionsmoduler av typ A, B, C och D gällande frekvensstabilitet

2 § Tidsperioden i tabell 2 i artikel 13.1 a i kommissionens förordning (EU) 2016/631 ska minst vara 30 minuter inom frekvensområdet 48,5–49,0 hertz. Det gäller en kraftproduktionsmodul av typ A, B, C och D.

Allmänna råd

Övriga frekvensområden regleras i kommissionens förordning (EU) 2016/631. Bredare frekvensområden, längre minimitider för drift eller särskilda krav för kombinerade frekvens- och spänningsavvikelser får fastställas i enlighet med samma artikel i förordningen.

Författningskommentar: Redaktionella ändringar har gjorts genom att texten i paragrafen har anpassats och innehåller hänvisning till relevant artikel i RfG. Frekvensområden som inte ska regleras nationellt har tagits bort för att undvika dubbelreglering. Ett allmänt råd upplyser om att det finns möjlighet, enligt RfG, att komma överens om anpassningar av kravställningen, eftersom kravet i paragrafen endast är ett minimikrav. Bemyndigandet som nyttjas anges i 17 § förordningen (2023:241) om det nationella elsystemet.

3 § Värdet för frekvensändringshastigheter i artikel 13.1 b i kommissionens förordning (EU) 2016/631 ska vara 2,0 hertz per sekund för en kraftproduktionsmodul av typ A, B, C och D.

Värdet enligt första stycket ska vara uppmätt i anslutningspunkten och beräknas över en tidsperiod på 500 millisekunder.

Allmänna råd

I artikel 13.1 b i kommissionens förordning (EU) 2016/631 anges vissa begränsningar för tillämpningen av värdet. Värdet gäller inte vid bortkoppling utlöst av förlorat nätskydd till

följd av frekvensändringshastighet, där nätskyddet har specificerats på det sätt som anges i samma artikel.

Författningskommentar: Redaktionella ändringar har gjorts genom att texten i paragrafen har anpassats till och innehåller hänvisning till relevant artikel i RfG. Ett allmänt råd upplyser om att RfG anger under vilka förutsättningar kravet är tillämpligt. Ei har nyttjat både bemyndigandet i 17 § och i 19 § förordningen (2023:241) om det nationella elsystemet för att besluta om paragrafen.

4 § Värdet P_{ref} i figur 1 i artikel 13.2 a och figur 4 i artikel 15.2 c i kommissionens förordning (EU) 2016/631 för en kraftparksmodul av typ A, B, C och D ska vara den maximala kontinuerliga effekten.

Automatisk bortkoppling och återinkoppling enligt artikel 13.2 b i kommissionens förordning (EU) 2016/631 får inte användas.

En kraftproduktionsmodul av typ A, B, C och D ska fortsätta att fungera på lägsta nivå med reglerförmåga, enligt artikel 13.2 f i kommissionens förordning (EU) 2016/631.

Allmänna råd

Paragrafen gäller funktioner som används vid begränsat frekvenskänslighetsläge vid över- och underfrekvens (LFSM-O och LFSM-U). Dessa funktioner används i systemskydds- eller återuppbyggnadsplanen som fastställs av Svenska kraftnät enligt kommissionens förordning (EU) 2017/2196.

Enligt kommissionens förordning 2016/631 är Pref för synkrona kraftproduktionsmoduler alltid den maximala kontinuerliga effekten.

Författningskommentar: Alla krav kopplat till funktionen begränsat frekvenskänslighetsläge (LFSM) i EIFS 2018:2 har samlats i en paragraf. Redaktionella ändringar har gjorts genom att texten i paragrafen har anpassats till och innehåller hänvisning till relevant artikel i RfG. Ett allmänt råd har lagts till för att upplysa om att funktionen regleras genom systemskydds- och återuppbyggnadsplan i enlighet med kommissionens förordning (EU) 2017/2196. Tidigare krav gällande frekvenströskel, statikfaktor och aktivering gällande LFSM upphävs, istället offentliggörs dessa uppgifter i enlighet med 2 kap. 3 § i föreskrifterna. Bemyndigandet för Ei att besluta om kraven i paragrafen anges i 17 § förordningen (2023:241) om det nationella elsystemet.

5 § Tiden i artikel 15.2 a i kommissionens förordning 2016/631 ska kunna vara högst 60 sekunder och toleransen ska kunna vara 2 procent av nominell effekt, enligt samma artikel. Kraven gäller för en kraftproduktionsmodul av typ C och D.

Allmänna råd

Instruktioner för börvärdesförändringar får lämnas av systemansvariga om det är i linje med relevanta regelverk för exempelvis omdirigering, stödtjänster eller krav i kommissionens förordning (EU) 2017/2196.

Författningskommentar: Redaktionella ändringar har gjorts genom att texten i

paragrafen har anpassats och innehåller hänvisning till relevant artikel i RfG. Det allmänna rådet upplyser om att en systemansvarig som begär ändring av inmatning av el ska uppfylla regelverk relevanta för sådana instruktioner. Ei nyttjar bemyndigandet i 17 § förordningen (2023:241) om det nationella elsystemet för att besluta om kraven i paragrafen.

6 § Tiden för aktiv effekt som fullt frekvenssvar enligt 15.2 d v) i kommissionens förordning (EU) 2016/631 ska kunna vara minst 15 minuter för en kraftproduktionsmodul av typ C och D.

Allmänna råd

Paragrafen gäller funktionen frekvenskänslighetsläge (FSM). Denna funktion används i systemskydds- eller återuppbyggnadsplanen som fastställs av Svenska kraftnät enligt kommissionens förordning (EU) 2017/2196.

Författningskommentar: Redaktionella ändringar har gjorts genom att texten i paragrafen har anpassats och innehåller hänvisning till relevant artikel i RfG. Det allmänna rådet upplyser om att funktionen används i samband med reglerläget FSM som används i systemskydds- och återuppbyggnadsplan. Ei nyttjar bemyndigandet i 17 § förordningen (2023:241) om det nationella elsystemet för att besluta om kraven i paragrafen.

Generella krav för kraftproduktionsmoduler av typ A, B, C och D gällande sjunkande frekvens

7 § Den maximala minskningen av den aktiva uteffekten till följd av sjunkande frekvens, enligt artikel 13.4 a i kommissionens förordning (EU) 2016/631, ska vara högst 3 procent för varje 1 hertz under 49,0 hertz för kraftproduktionsmoduler av typ A, B, C och D.

Allmänna råd

Den maximala minskningen som anges i paragrafen gäller endast om frekvensen lägre än 49,0 hertz. Konstant effekt ska kunna upprätthållas oavsett frekvensändringar över 49,0 hertz, i enlighet med artikel 13.3 i kommissionens förordning (EU) 2016/631. Frekvenströskeln gäller inte heller för reglerläge FSM eller LFSM, i enlighet med samma artikel.

Författningskommentar: Redaktionella ändringar har gjorts genom att texten i paragrafen har anpassats och innehåller hänvisning till relevant artikel i RfG. Ett allmänt råd upplyser om paragrafens koppling till krav i RfG som anger att konstant effekt ska kunna upprätthållas så länge inte frekvensen sjunker under den, i paragrafen, angivna frekvenströskeln. Ei nyttjar bemyndigandet i 17 § förordningen (2023:241) om det nationella elsystemet för att besluta om kraven i paragrafen.

Generella krav för kraftproduktionsmoduler av typ A, B och C gällande automatisk anslutning

8 § Automatisk anslutning är tillåten för en modul av typ A, B och C. För en kraftproduktionsmodul av typ C får en systemansvarig för distributionssystem och systemansvarig för överföringssystemet kräva att automatisk anslutning ska kunna stängas av vid instruktion från systemansvarig. Det ska i så fall fastställas som ett plats specifikt krav i enlighet med 2 kap. i dessa föreskrifter och allmänna råd.

Frekvensområde och fördröjningstid enligt artikel 13.7 a i kommissionens förordning (EU) 2016/631 ska vara 47,5–50,1 hertz respektive 3 sammanhängande minuter. Det gäller för kraftproduktionsmoduler av typ A, B och C.

Maximal tillåten gradient i artikel 13.7 b i kommissionens förordning (EU) 2016/631 ska vara enligt tabell 2.

Tabell 2 Maximal tillåten gradient för att en kraftproduktionsmodul av typ A, B och C som ska ansluta automatiskt till nätet.

<49,9 Hz	Ingen begränsning vad gäller ökningstakt av aktiv uteffekt
49,9–50,1 Hz	Ökning med maximalt 10 procent av nominell aktiv uteffekt per minut
>50,1 Hz	Ökning av uteffekten ej tillåten

Allmänna råd

Automatisk anslutning kan tillämpas för en kraftproduktionsmodul av typ D genom plats specifika krav enligt artikel 14.5 i kommissionens förordning (EU) 2016/631. Det fastställs i så fall enligt kraven i 2 kap. i dessa föreskrifter och allmänna råd.

För en modul av typ C är automatisk anslutning tillåten enligt denna paragraf. Om en systemansvarig vill att funktionen ska utformas så att den kan stängas av specificeras det som ett plats specifikt krav. Även hur instruktioner ska lämnas av systemansvarig om blockering av funktionen bör anges som plats specifika krav.

Författningskommentar: Redaktionella ändringar har gjorts genom att texten i paragrafen har anpassats och innehåller hänvisning till relevant artikel i RfG. De möjligheter som artikel 13.7 i RfG ger systemansvariga att begränsa funktionen automatisk anslutning har lagts till. Bestämmelserna i två paragrafer om automatisk anslutning i EIFS 2018:2 har samlats som två stycken i denna paragraf. Ei nyttjar bemyndigandet i 17 § förordningen (2023:241) om det nationella elsystemet för att besluta om kraven i paragrafen.

Generella krav för kraftproduktionsmoduler av typ B, C och D gällande feltålighet

9 § Värdena i tabell 3.1 i artikel 14.3 i kommissionens förordning (EU) 2016/631 ska vara de som anges i tabell 3 i dessa föreskrifter och allmänna råd för en synkron kraftproduktionsmodul av typ B och C. Systemansvarig för överföringssystem får ange kortare tid för t_{clear} , och t_{rec1} istället för de som anges i tabell 3. Värdena ska i så fall vara minst 0,14 sekunder och fastställas som ett plats specifikt krav i enlighet med 2 kap. i dessa föreskrifter och allmänna råd.

Samma värden för spänning-tidsprofil ska tillämpas både för symmetriska och asymmetriska fel, enligt artikel 14.3 b i kommissionens förordning (EU) 2016/631.

Tabell 3 Spänning-tidsprofil för en synkron kraftproduktionsmodul av typ B och C.

$U_{\text{net}} = 0,25$	$t_{\text{clear}} = 0,20$ sekunder
$U_{\text{clear}} = 0,90$	$t_{\text{rec1}} = 0,20$ sekunder
$U_{\text{rec1}} = 0,90$	$t_{\text{rec2}} = 0,50$ sekunder
$U_{\text{rec2}} = 0,90$	$t_{\text{rec3}} = 0,50$ sekunder

Författningskommentar: Redaktionella ändringar har gjorts genom att texten i paragrafen har anpassats och innehåller hänvisning till relevant artikel i RfG. Ett tillägg har gjorts så att föreskrifterna endast reglerar det mest strikta kravet på feltålighet. Möjligheten för systemansvarig för överföringssystem att fastställa lägre krav på feltålighet genom platsspecifika krav bibehålls därmed. Krav på att värdena ska användas oavsett om felet är symmetriskt eller asymmetriskt har flyttats till denna paragraf. Ei nyttjar bemyndigandena i 17 § och 19 § i förordningen (2023:241) om det nationella elsystemet för att besluta om kraven i paragrafen.

10 § Värdena i tabell 7.1 i artikel 16.3 a i kommissionens förordning (EU) 2016/631 ska vara de som anges i tabell 4 för en synkron kraftproduktionsmodul av typ D. Systemansvarig för överföringssystem får ange en kortare tid för t_{clear} istället för det som anges i tabell 4. Värdet ska i så fall vara minst 0,14 sekunder och fastställas som ett platsspecifikt krav i enlighet med 2 kap. i dessa föreskrifter och allmänna råd.

Samma värden för spänning-tidsprofil ska tillämpas både för symmetriska och asymmetriska fel, enligt artikel 16.3 c i kommissionens förordning (EU) 2016/631.

Tabell 4 Spänning-tidsprofil för synkron kraftproduktionsmodul av typ D.

$U_{\text{ret}} = 0,0$	$t_{\text{clear}} = 0,20$ sekunder
$U_{\text{clear}} = 0,25$	$t_{\text{rec1}} = 0,45$ sekunder
$U_{\text{rec1}} = 0,545$	$t_{\text{rec2}} = 0,45$ sekunder
$U_{\text{rec2}} = 0,90$	$t_{\text{rec3}} = 0,75$ sekunder

Författningskommentar: Redaktionella ändringar har gjorts genom att texten i paragrafen har anpassats och innehåller hänvisning till relevant artikel i RfG. Ett tillägg har gjorts så att föreskrifterna endast reglerar det mest strikta kravet på feltålighet. Möjligheten för systemansvarig för överföringssystem att fastställa lägre krav på feltålighet genom platsspecifika krav bibehålls därmed. Krav på att värdena ska användas oavsett om felet är symmetriskt eller asymmetriskt har flyttats till denna paragraf. Ei nyttjar bemyndigandena i 17 § och 19 § i förordningen (2023:241) om det nationella elsystemet för att besluta om kraven i paragrafen.

11 § Värdena i tabell 3.2 i artikel 14.3 i kommissionens förordning (EU) 2016/631 ska vara de som anges i tabell 5 i dessa föreskrifter och allmänna råd för en kraftparksmodul av typ B och C. Systemansvarig för överföringssystem får ange kortare tid för t_{clear} , t_{rec1} och t_{rec2} istället för de som anges i tabell 5. Värdena ska i så fall vara minst 0,14 sekunder och fastställas som ett platsspecifikt krav i enlighet med 2 kap. i dessa föreskrifter och allmänna råd.

Samma värden för spänning-tidsprofil ska tillämpas både för symmetriska och asymmetriska fel, enligt artikel 14.3 c) i kommissionens förordning (EU) 2016/631.

Tabell 5 Spänning-tidsprofil för en kraftparksmodul av typ B och C.

$U_{ret} = 0,15$	$t_{clear} = 0,20$ sekunder
$U_{clear} = 0,15$	$t_{rec1} = 0,20$ sekunder
$U_{rec1} = 0,15$	$t_{rec2} = 0,20$ sekunder
$U_{rec2} = 0,85$	$t_{rec3} = 2,0$ sekunder

Författningskommentar: Redaktionella ändringar har gjorts genom att texten i paragrafen har anpassats och innehåller hänvisning till relevant artikel i RfG. Ett tillägg har gjorts så att föreskrifterna endast reglerar det mest strikta kravet på feltålighet. Möjligheten för systemansvarig för överföringssystem att fastställa lägre krav på feltålighet genom platsspecifika krav bibehålls därmed. Krav på att värdena ska användas oavsett om felet är symmetriskt eller asymmetriskt har flyttats till denna paragraf. Ei nyttjar bemyndigandena i 17 § och 19 § i förordningen (2023:241) om det nationella elsystemet för att besluta om kraven i paragrafen.

12 § Värdena i tabell 7.2 i artikel 16.3 i kommissionens förordning (EU) 2016/631 ska vara de som anges i tabell 6 i dessa föreskrifter och allmänna råd för en kraftparksmodul av typ D. Systemansvarig för överföringssystem får ange kortare tid för t_{clear} , t_{rec1} och t_{rec2} istället för de som anges i tabell 6. Värdena ska i så fall vara minst 0,14 sekunder och fastställas som ett platsspecifikt krav i enlighet med 2 kap. i dessa föreskrifter och allmänna råd.

Samma värden för spänning-tidsprofil ska tillämpas både för symmetriska och asymmetriska fel, enligt artikel 16.3 c) i kommissionens förordning (EU) 2016/631.

Tabell 6 Spänning-tidsprofil för en kraftparksmodul av typ D.

$U_{ret} = 0,0$	$t_{clear} = 0,20$ sekunder
$U_{clear} = 0,0$	$t_{rec1} = 0,20$ sekunder
$U_{rec1} = 0,0$	$t_{rec2} = 0,20$ sekunder
$U_{rec2} = 0,85$	$t_{rec3} = 2,0$ sekunder

Författningskommentar: Redaktionella ändringar har gjorts genom att texten i paragrafen har anpassats och innehåller hänvisning till relevant artikel i RfG. Ett tillägg har gjorts så att föreskrifterna endast reglerar det mest strikta kravet på feltålighet. Möjligheten för systemansvarig för överföringssystem att fastställa lägre krav på feltålighet genom platsspecifika krav bibehålls därmed. Krav på att värdena ska användas oavsett om felet är symmetriskt eller asymmetriskt har flyttats till denna paragraf.

13 § De tillstånd före och efter fel som ska fastställas enligt artikel 14.3 a iv) och artikel 16.3 a ii) i kommissionens förordning (EU) 2016/631 ska, för kraftproduktionsmoduler av typ B, C och D, uppfylla följande krav:

- Före fel ska arbetspunkten för en kraftproduktionsmodul motsvara maximal aktiv uteffekt och

något övermagnetiserad. Det reaktiva utbytet i anslutningspunkten ska vara noll. Spänningen i anslutningspunkten ska vara 100 procent av nominell spänning.

- Tio sekunder efter fel ska spänningen i anslutningspunkten antas återgå till 90 procent av nominell systemspänning. Det gäller för kraftparksmoduler av typ B, C och D.

Författningskommentar: Redaktionella ändringar har gjorts genom att texten i paragrafen har anpassats och innehåller hänvisning till relevant artikel i RfG. De krav som gäller tillstånd och som fanns i flera paragrafer i EIFS 2018:2 har samlats i denna paragraf.

14 § Vid beräkning av minsta kortslutningskapacitet enligt artikel 14.3 a iv) och artikel 16.3 b i kommissionens förordning (EU) 2016/631 ska, för kraftproduktionsmodul typ B, C och D, en helt intakt och fullt drifttagen nätstruktur antas råda både innan och efter fel i anslutningspunkten. Elsystemet ska innan fel vara belastat till en nivå som motsvarar drifttimmen kl. 17–18 den andra onsdagen i februari föregående år.

Minsta kortslutningskapacitet ska bestämmas utifrån ett typfall som motsvarar det som anges i första stycket, om inte kraftproduktionsmodulen var ansluten under den aktuella drifttimmen, om förutsättningarna i första stycket i övrigt inte är uppfyllda, eller om kraftproduktionsmodulens arbetspunkt i övrigt inte motsvarar dessa förutsättningar.

Författningskommentar: Redaktionella ändringar har gjorts genom att texten i paragrafen har anpassats och innehåller uppgifter om att det här anger metoden för beräkning av minsta kortslutningskapacitet, i enlighet med RfG. Redaktionella ändringar har gjorts genom att texten i paragrafen har anpassats och innehåller hänvisning till relevant artikel i RfG. Krav som tidigare hade delats upp i flera paragrafer i EIFS 2018:2 för olika typer av moduler anges nu som en paragraf med två stycken. Det hänvisas också till möjligheten att härleda resultat från typfall, när inte beräkningsmetoden kan baseras på faktiska driftsfall.

Bemyndigandet anges i 17 § förordningen (2023:241) om det nationella elsystemet.

Generella krav för kraftproduktionsmoduler av typ B, C och D gällande spänningsstabilitet

15 § En kraftproduktionsmodul av typ B, C och D ska kunna upprätthålla utmatning av aktiv effekt inom spänningsintervallet 0,90–1,05 (relativtal) spänning i anslutningspunkten. Det gäller så länge termiska gränser inte överskrids.

Författningskommentar: Redaktionella ändringar. Ett tillägg har gjorts, kravet gäller endast så länge inte termiska gränser överskrids. Bemyndigandet anges i 19 § förordningen (2023:241) om det nationella elsystemet.

16 § Tidsperioden i tabell 6.2 i artikel 16.2 i kommissionens förordning 2016/631 för spänningsintervall 1,05–1,10 (relativtal) ska vara 60 sekunder. Systemansvarig för överföringssystem får i stället för detta värde ange en längre tid, men högst 60 minuter. Det ska i så fall fastställas som ett platsspecifikt krav i enlighet med 2 kap. i dessa föreskrifter och allmänna råd. Det gäller för en kraftproduktionsmodul av typ D.

Tidsperioden i tabell 10 i artikel 25.1 i kommissionens förordning 2016/631 för

spänningsintervall 1,05–1,10 (relativt) och där spänningens grundvärde för relativt är 300–400 kV ska vara 60 minuter. Det gäller för en havsbaserad kraftparksmodul av typ D.

Författningskommentar: Redaktionella ändringar har gjorts för att paragrafen ska hänvisa till relevant artikel i RfG. Två olika paragrafer som reglerar tidsperioden för olika typer av moduler i EIFS 2018:2 har också samlats i en paragraf. Möjligheten för systemansvarig för överföringssystem att fastställa en längre tid än det som anges i föreskrifterna har lagts till. Bemyndigandet anges i 17 § förordningen (2023:241) om det nationella elsystemet.

Kapitel 4 Generella krav för synkrona kraftproduktionsmoduler

Generella krav för synkrona kraftproduktionsmoduler av typ B, C och D om tålighet

1 § En synkron kraftproduktionsmodul av typ B, C och D ska ha följande utrustning och förmåga:

- en automatisk spänningsregulator som minst kan reglera spänning inom intervallet 95–105 procent av den synkrona kraftproduktionsmodulens interna spänning,
- ett magnetiseringssystem som klarar minst 105 procent kontinuerlig magnetiseringseffekt vid märklast.
- att maximalt översväng vid stegändring av insignalen till spänningsregulatorn inte överstiger 15 procent av spänningsändringen,
- att generatorspänningen inte oscillerar mer än ± 5 procent av spänningsändringen 2 sekunder efter stegändringen, och
- att svarstiden inte överstiger värdena i tabell 7. Svarstid är den tid det tar för generatorspänningen för en tomgående, icke nätansluten kraftproduktionsmodul att uppnå 90 procent av resulterande ändring i generatorspänningen efter 95–105 procent stegändring av spänningsregulatorns insignal.

Tabell 8 Maximal svarstid för en tomgående synkron kraftproduktionsmodul av typ B, C eller D

Märkeffekt S_n i MVA	Svarstid (sekunder)
≤ 50	1,00
50–100	$1,0 - (S_n - 50) * 0,004$
≥ 100	0,80

Allmänna råd

Utöver vad som anges i paragrafen får systemansvarig fastställa ytterligare krav för spänningsstabilitet enligt artikel 17.2 b i kommissionens förordning 2016/631. Om en systemansvarig för distributionssystemet avser att utnyttja förmågan till spänningsreglering får detta exempelvis ske genom överenskomna inställningar i enlighet med artikel 19.2 i kommissionens förordning 2016/631, nättariffer som speglar kostnader för spänningsreglering eller anskaffning som en icke frekvensrelaterad stödtjänst.

Författningskommentar: Kraven om spänningsreglering i EIFS 2018:2 har samlats som olika strecksatser i samma bestämmelse. Allmänna råd har lagts till med förtydligande om hur en systemansvarig kan nyttja utrustningen för driften av elsystem. Ei nyttjar bemyndigandet i 19 § förordningen (2023:241) om det nationella elsystemet för att besluta om paragrafen.

2 § Full återhämtning av aktiv uteffekt ska kunna vara 5 sekunder vid ett fel som bortkopplas inom 100 millisekunder, enligt artikel 17.3 i kommissionens förordning 2016/631.

Författningskommentar: Redaktionella ändringar. Bemyndigandet i 17 § förordningen (2023:241) om det nationella elsystemet nyttjas för att besluta om kravet i paragrafen.

Generella krav för synkrona kraftproduktionsmoduler av typ D gällande dämpning av effektpendlingar

3 § En synkron kraftproduktionsmodul av typ D överstigande 75 megavoltampere ska vara försedd med dämpfunktion för dämpning av effektpendlingar (PSS-funktion), i enlighet med artikel 19.2 b v) i kommissionens förordning 2016/631. PSS-funktionen ska vara aktiverad och aktivt dämpa effektpendlingar inom frekvensintervallet 0,25–1 hertz. Systemansvarig för överföringssystemet och ägaren av kraftproduktionsmodulen får komma överens om ett annat frekvensintervall, eller att funktionen ska vara avstängd.

Författningskommentar: Redaktionella ändringar har gjorts genom att hänvisning till relevant artikel i RfG har lagts in. Det kan finnas tillfällen då funktionen behöver stängas av. Ett tillägg har därför gjorts som anger möjligheter för systemansvarig för överföringssystem och anläggningsägare att komma överens om detta. Bemyndigandet anges i 19 § förordningen (2023:241) om det nationella elsystemet.

5 kap. Generella krav för kraftparksmoduler

Generella krav för kraftparksmoduler av typ A, B, C och D

1 § Tiden för återhämtning av aktiv effekt, spänningvillkor och noggrannhet som ska anges enligt artikel 20.3 a i kommissionens förordning 2016/631 ska vara enligt följande. Tiden för återhämtning av aktiv effekt ska vara 2 sekunder efter det att spänningen i anslutningspunkten överstiger 90 procent. Återhämtningen ska ske till en effektnivå som avviker mindre än 5 procent från den effektnivå kraftparksmodulen hade omedelbart innan fel. Det gäller för en kraftparksmodul av typ B, C och D.

Författningskommentar: Redaktionella ändringar har gjorts genom att hänvisning till relevant artikel i RfG har lagts in. Bemyndigandet i 17 § och 19 § förordningen (2023:241) om det nationella elsystemet används för paragrafen.

2 § Reglerläget för automatisk spänningsreglering, som beskrivs i artikel 21.3 d ii) i kommissionens förordning (EU) 2016/631 ska väljas när reglerläge ska väljas i enlighet med artikel 21.3 d vii) i kommissionens förordning (EU) 2016/631. Det gäller om inte berörd systemansvarig för distributionssystem, efter överenskommelse med den berörda systemansvarige för överföringssystemet och ägaren av kraftparksmodulen, anger ett annat reglerläge. Det gäller för en kraftparksmodul av typ B, C och D.

Om en kraftparksmodul av typ A har automatisk spänningsreglering och förmåga till reaktiv effekt ska berörd systemansvarig och ägaren av anläggningen komma överens om reglerläge och inställningsvärden som ska användas för funktionen.

Allmänna råd

Överenskommelse om användandet av ett annat reglerläge sker i enlighet med 2 kap. 1–3 §§ i dessa föreskrifter och allmänna råd och speglas i avtalsvillkor i enlighet med samma paragrafer.

Författningskommentar: Krav på samordning av automatisk spänningsreglering och förmåga till reaktiv effekt, i det fall en modul av typ A har sådan utrustning, har lagts till. Redaktionella ändringar har gjorts genom att hänvisning till relevant artikel i RfG har lagts in. Ett allmänt råd upplyser om att reglerläget är ett platsspecifikt krav som ska fastställas i enlighet med kraven i 2 kap. 1-3 §§ i föreskriften. Bemyndigandet anges i 19 § förordningen (2023:241) om det nationella elsystemet.

3 § Vid spänningsfall i reglerpunkten som medför att spänningen understiger 95 procent av nominell systemspänning ska en kraftparksmodul av typ C eller D ha förmågan att automatiskt kunna övergå till automatisk spänningsreglering och stödja spänningsfallet med reaktiv effekt. Det gäller om ett annat reglerläge än automatisk spänningsreglering har valts i enlighet med 2 § i dessa föreskrifter och allmänna råd. Kraftparksmodulen ska bibehålla reglerläget automatisk spänningsreglering i minst fem minuter efter att spänningen i anslutningspunkten åter stigit över 0,95 (relativtal) efter ett spänningsfall.

Författningskommentar: Redaktionella ändringar i form av att hänvisning till relevant artikel i RfG har lagts till och att det som har reglerats i två paragrafer i EIFS 2018:2 har samlats till en paragraf. Bemyndigandet anges i 19 § förordningen (2023:241) om det nationella elsystemet.

6 kap. Undantag

1 § Energimarknadsinspektionen får besluta om undantag från krav i dessa föreskrifter och allmänna råd om det finns särskilda skäl och förutsatt att syftet med föreskrifterna och de allmänna råden inte åsidosätts.

Allmänna råd

Undantag från krav som ska fastställas nationellt enligt kommissionens förordning (EU) 2016/631 prövas i enlighet med artiklarna 60–63 i samma förordning.

Författningskommentar: Ei kan besluta om undantag från krav som följer av RfG, i enlighet med artikel 60. Paragrafen innebär att Ei även kan besluta om undantag från sådana regler i föreskrifterna som inte följer av RfG. Ett allmänt råd upplyser om reglerna för en undantagsprövning enligt RfG. Bemyndigandet anges i 19 § förordningen (2023:241) om det nationella elsystemet.

Ikraftträdande- och övergångsbestämmelser

1. Dessa föreskrifter och allmänna råd träder i kraft den 1 juli 2026.
2. Bestämmelserna i 2 kap. 1–3 §§ ska dock börja tillämpas den 1 januari 2027.

3. Genom föreskrifterna upphör Energimarknadsinspektionens föreskrifter (EIFS 2018:2) om fastställande av generellt tillämpliga krav för nätanslutning av generatorer att gälla.
4. Bestämmelserna i 1 kap. 4 §, 3 kap. 3–4, 20–21 och 23–28 §§ i Energimarknadsinspektionens föreskrifter (EIFS 2018:2) om fastställande av generellt tillämpliga krav för nätanslutning av generatorer ska dock tillämpas fram till utgången av december 2026.

Författningskommentar: Kraven i föreskrifterna träder i kraft från den 1 juli 2026.

Övergångsregler anger dock att vissa av de regler i EIFS 2018:2 som upphävs ska tillämpas till sista december 2026, och att nya krav på offentliggörande av information ska tillämpas efter den sista december 2026.

UTKAST