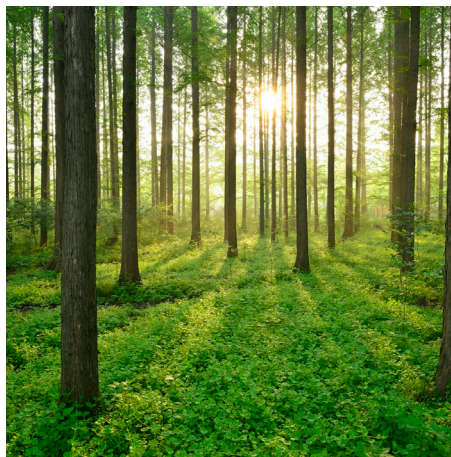


VINDKRAFTENS BIDRAG TILL SPÄNNINGSSTABILITET

RAPPORT 2025:1079



Vindkraftens bidrag till spänningsstabilitet

MONICA LEXHOLM, OLIVER LINDBLOM SWECO ENERGY

ISBN 978-91-89919-79-2 | © Energiforsk januari 2025

Energiforsk AB | Telefon: 08-677 25 30 | E-post: kontakt@energiforsk.se | www.energiforsk.se

Förord

Det svenska energilandskapet förändras i snabb takt. Samhällets ambition och mål mot ett fossilfritt Sverige går genom elektrifiering. Med en allt högre andel väderberoende produktion i våra elnät ökar fokus och krav på ny elproduktion att bidra med stabiliserande nyttor men öppnar samtidigt upp för nya potentiella marknader.

Denna syntesrapport ger en något förenklad beskrivning av kraftsystemet ur ett spännings- och reaktiv effekt-perspektiv. En sammanställning kring regler och krav idag samt en blick mot framtiden med utgångspunkt spänningsstabilitet och reaktiv effektkompensering utifrån vindkraften. Vidare görs en genomgång av vindkraft och dess tekniska förmågor.

Projektet har genomförts av Monica Lexholm och Oliver Lindblom, SWECO Energy under hösten 2024. Projektet är initierat och finansierat av Svensk Vindenergi med syfte att vara kunskapshöjande och har fokus mot vindkraft som produktionsslag.

Noterbart är att anslutningskoder och förutsättningar ändras kontinuerligt och rapporten speglar de vid rapportens framtagande gällande regelverk.

Erik Berntsen, Energiforsk

Här redovisas resultat och slutsatser från ett projekt inom ett forskningsprogram som drivs av Energiforsk. Det är rapportförfattaren/-författarna som ansvarar för innehållet.

Sammanfattning

Vindkraftsparker har fundamentalt annorlunda egenskaper än traditionella kraftslag som vattenkraft och kärnkraft, vilket också återspeglas i andra förmågor att bidra till ett driftsäkert och stabilt kraftsystem. Med rätt design av styrningen kan dock vindkraftparker och annan omriktaransluten produktion också bidra till alla olika aspekter av kraftsystemstabilitet.

Tidiga generationer av vindkraftsanläggningar hade inte spänningsstabiliserande förmågor men den striktare kravbilden i RfG-förordningen tillsammans med den tekniska utvecklingen har lett till ett helt annat läge. I dagsläget kan vindkraftsparker stötta spänningsstabiliteten både via konsumtion och generering av reaktiv effekt och via spänningsreglering. Andra förmågor som berör spänningsstabilitet, såsom felströmsinmatning, utgör en större utmaning för vindkraften. I vissa fall behövs en tydligare kravbild medan det i andra fall behövs tekniska lösningar.

Det kan också noteras att kravbilden kommer att uppdateras i närtid. Både den europeiska RfG-förordningen och den svenska föreskriften EIFS 2018:2 har uppdaterade versioner på remiss hos intressenter i branschen. Ännu är inget beslutat men det är högst troligt att kravbilden kommer att skärpas ytterligare med uppdateringarna.

Sammanfattningsvis kan dagens vindkraft i hög grad bidra med spänningsstabiliserande nytta till kraftsystemet och har potential att bidra i ännu större utsträckning i framtiden.

Nyckelord

Vindkraftspark, kraftsystemstabilitet, RfG-förordningen, spänningsstabilisering, reaktiv effekt

Innehåll

1	Introduktion	7
2	Spänningsstabilitet	8
2.1	Åtgärder för att upprätthålla spänningsstabilitet	8
2.1.1	Manuell justering av spänningsnivåerna	8
2.1.2	Automatisk spänningsreglering	9
2.1.3	Andra förmågor kopplade till spänningsstabilitet	9
3	Regelverk avseende spänningsstabilitet	10
3.1	RfG (Requirements for generators)	10
3.1.1	Förmåga att konsumera eller generera reaktiv effekt	12
3.1.2	Reglering av reaktiv effekt	13
3.1.3	Funktionalitet vid avvikande spänning	13
3.1.4	Feltålighet	14
3.1.5	Inmatning av snabb felström *	14
3.1.6	Utmaningar med samordning av reglerfunktioner	15
3.2	Ändrad kravbild	15
4	Vindkraftens tekniska förmågor avseende spänningsstabilitet	16
5	Referenser	18

1 Introduktion

Vårt samhälle är beroende av att kraftsystemet är stabilt och kan överföra producerad el till förbrukare på ett säkert och tillförlitligt sätt. Det innebär att kraftsystemet ska vara robust och kunna hantera allt ifrån planerade avbrott till oföretsedda händelser.

Historiskt har begreppet kraftsystemstabilitet delats in i tre kategorier: frekvensstabilitet, spänningsstabilitet och rotorvinkelstabilitet. Frekvensstabilitet syftar till förmågan att hålla frekvensen stabil trots störningar i balansen mellan produktion och last. Spänningsstabilitet avser förmågan att hålla spänningsnivåer stabila och att återgå till jämvikt efter en störning. Rotorvinkelstabilitet handlar om att kraftsystemets synkrongeneratorer ska förbli samordnade både i normaldrift och efter en störning [1].

Till följd av en större andel omriktaransluten produktion i produktionsmixen har två nya stabilitetskategorier identifierats: resonansstabilitet och omriktarstyrd stabilitet [2]. Omriktaransluten produktion innefattar såväl vindkraft och solkraft som energilager samt en mix av dessa, så kallade hybridlösningar. Nya typer av stabilitetsproblem uppstår bland annat till följd av växelverkan mellan styrningen hos olika omriktaranslutna produktionsenheter, samt växelverkan mellan omriktaransluten produktion och synkrongeneratorer.

Omriktaransluten produktion fungerar fundamentalt annorlunda än synkrongeneratorer och har inte samma inneboende egenskaper som stöttar kraftsystemet med tröghet och felströmsbidrag. Med rätt design av styrningen kan dock omriktaransluten produktion också bidra till alla aspekter av kraftsystemstabilitet [3].

Denna rapport fokuserar på spänningsstabilitet och vindkraftens förmåga att bidra med spänningsstabiliserande förmågor. I nästkommande avsnitt följer en generell beskrivning av spänningsstabilitet. I senare avsnitt kartläggs kravbilderna på anslutande produktionsanläggningars förmåga att bidra till spänningsstabilitet, och avslutningsvis diskuteras vindkraftens tekniska möjligheter att bidra med spänningsstabiliserande nyttor. Rapporten fokuserar enbart på rena vindkraftsanläggningar och inte några hybridlösningar.

2 Spänningsstabilitet

Kraftsystemets spänningsstabilitet avser förmågan att hålla spänningsnivåer stabila och att återgå till jämvikt efter en störning. Svenska kraftnät är huvudansvarig för spänningsstabiliteten och ansvarar för spänningshållning i stamnätet, medan lokala nätägare ansvarar för den i sina elnät. Till sin hjälp har Svenska kraftnät olika hjälpmedel såsom kompensationsanordningar för reaktiv effekt och bidrag från produktionsanläggningar, via tvingande regelverk eller ekonomiska incitament. Både vid för låga och för höga spänningar i kraftsystemet riskeras påföljder av varierande allvarlighetsgrad, som är viktiga att motverka av såväl ekonomiska skäl, som för att åstadkomma en säker arbetsmiljö och undvika olyckor. Dessa inkluderar [4]:

- person- och anläggningsskador
- spänningskollaps
- minskad överföringskapacitet

En spänningskollaps kan vara lokal eller större och mer omfattande, där tidsförloppet även kan variera. I vissa fall är manuella åtgärder relevanta men i andra fall är förloppet så snabbt att endast automatiska åtgärder är tillämpbara. En spänningskollaps har sin grund i för låga spänningsnivåer i delar av nätet och kan i värsta fall innebära elavbrott för hela eller stora delar av kraftsystemet. Storstörningen 2003, som slog ut stora delar av Sydsverige samt Själland och Bornholm, hade sin grund i en spänningskollaps, delvis som en konsekvens av avsaknaden av spänningsreglerande produktion i södra Sverige [5]. Störningar av den typen är kostsamma för samhället och är därför av hög prioritet att undvika, i den utsträckning det är möjligt.

2.1 ÅTGÄRDER FÖR ATT UPPRÄTTHÅLLA SPÄNNINGSSTABILITET

Svenska kraftnät skiljer på relativt långsam och relativt snabb justering av spänningsnivåer. Den förstnämnda görs av respektive nätägare genom manuell reaktiv effektbalansering från sina kontrollrum. Den andra görs av automatiska reglersystem, till exempel i produktionsanläggningar [4]. Båda dessa åtgärder bygger på att reaktiv effekt tillförs eller konsumeras i olika delar av nätet och på så vis justeras spänningsnivåerna. Reaktiv effektbalansering görs lokalt för att undvika att överföra reaktiv effekt över långa avstånd, eftersom det begränsar ledningars förmåga att överföra aktiv effekt samt ger upphov till aktiva effektförluster. Det faktum att spänningsregleringen utförs lokalt skiljer sig väsentligt från frekvensregleringen, som är kopplad till den aktiva effektbalansen inom ett helt synkronområde.

2.1.1 Manuell justering av spänningsnivåerna

Manuell justering av spänningsnivåerna görs i kontrollrummet hos respektive nätoperatör och syftar till att hålla spänningarna inom önskade intervall över tid.

Manuella åtgärder kan innefatta aktivering/deaktivering av kondensator- eller reaktorbanker eller justering av lindningskopplare i transformatorer. Även produktionsanläggningar har möjlighet att statiskt tillföra eller ta ut en viss mängd reaktiv effekt. Det begränsar dock deras möjlighet att bidra med automatisk spänningsreglering.

2.1.2 Automatisk spänningsreglering

Automatisk spänningsreglering innebär löpande och snabb justering av spänningsnivåerna. Det är en funktionalitet som kan implementeras i produktionsanläggningars reglersystem och i aktiva kompensationsanordningar för reaktiv effekt (static VAR compensators, SVCs, eller static compensators, STATCOMs), och avser att motverka avvikelser från önskad nivå i spänningen, genom att ändra tillförseln eller uttaget av reaktiv effekt beroende på den faktiska spänningsnivån. Det bör noteras att det krävs samordning av spänningsreglerande resurser för att tillse att enskilda anläggningars förmåga till spänningsreglering bidrar positivt till kraftsystemets spänningsstabilitet.

2.1.3 Andra förmågor kopplade till spänningsstabilitet

Produktionsanläggningar kan stötta kraftsystemets spänningsstabilitet på fler sätt än att konsumera/generera reaktiv effekt eller genom spänningsreglering. Till exempel är förmågor som feltålighet och felströmsinmatning också kopplade till spänningsstabilitet.

3 Regelverk avseende spänningsstabilitet

I detta avsnitt följer en översikt av de tekniska krav på förmåga att bidra till spänningsstabilitet som ställs på vindkraft ansluten till det svenska kraftsystemet. För att underlätta överföring och handel av el och gas mellan länder inom EU samt för att främja effektivitet och driftsäkerhet har EU-kommissionen tagit fram ett antal kommissionsförordningar, så kallade nätkoder, som ska gälla i alla medlemsländer. Nätkoderna utgör tillsammans ett regelverk för att möjliggöra bland annat ett effektivt nyttjande av systemet samt en högre andel integration av förnybar energiproduktion. Nätkoderna är indelade i tre kategorier: driftskoder, marknadskoder och anslutningskoder. Enkelt kan det beskrivas som att de förmågor kraftsystemet behöver implementeras och kravställs inom anslutningskoderna. Marknadskoderna och driftskoderna bygger sedan på de förmågor som kravställts i anslutningskoderna. Inom anslutningskoderna har vissa detaljer gällande kravbilderna lämnats till varje medlemsstat att besluta om. Därför implementeras, som komplement till EU-kommissionens förordningar, gällande föreskrifter i varje enskild medlemsstat.

Den nätkod som utgör kravbilderna för kraftproduktionsanläggningar är Nätanslutning av generatorer (RfG – Requirements for Generators) [6], vilken ställer krav inför nyanslutning eller i vissa fall modernisering av kraftproduktionsanläggningar. Om kraftproduktionsanläggningen är ansluten via högspänd likström (HVDC) finns det ytterligare en nätkod, benämnd Nätanslutning av system för högspänd likström (HVDC), som blir gällande. I Sverige är det föreskriften EIFS 2018:2 (Energimarknadsinspektionens föreskrifter om fastställande av generellt tillämpliga krav för nätanslutning av generatorer) [7] som utgör den kompletterande kravbilderna för kraftproduktionsanläggningar. Utöver Energimarknadsinspektionens föreskrifter kan vissa krav kräva samordning mellan anläggningsägaren, den berörde systemansvarige (ägare till det nät som anläggningen ansluter till) och den berörde systemansvarige för överföringssystemet (Svenska kraftnät, i Sverige) inför varje projekt. De samordnade kraven benämns projektspecifika krav.

3.1 RFG (REQUIREMENTS FOR GENERATORS)

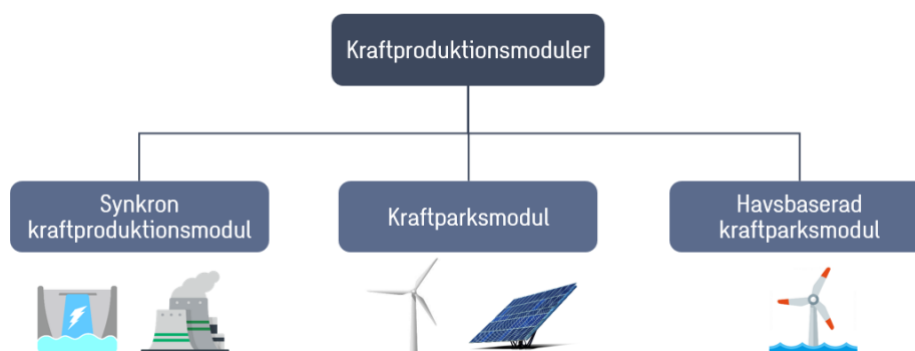
RfG-förordningen trädde i kraft den 14 april 2016, och syftar till att säkerställa tekniska förmågor i kraftsystemet och därigenom erhålla ett robust och funktionellt kraftsystem. Förordningen omfattar i första hand nya kraftproduktionsmoduler. Den omfattar inte kraftproduktionsmoduler som:

- var anslutna innan förordningens ikraftträdande, eller
- vars ägare hade ingått ett slutligt och bindande avtal om inköp av huvudapparaten för elproduktion senast två år efter ikraftträdandet av förordningen.

Undantag från RfG-kraven gäller de anläggningar som hör till någon av ovanstående kategorier, under förutsättning att den berörda tillsynsmyndigheten (Energimarknadsinspektionen i Sverige) ej beslutar annat. Ett skäl till ett sådant

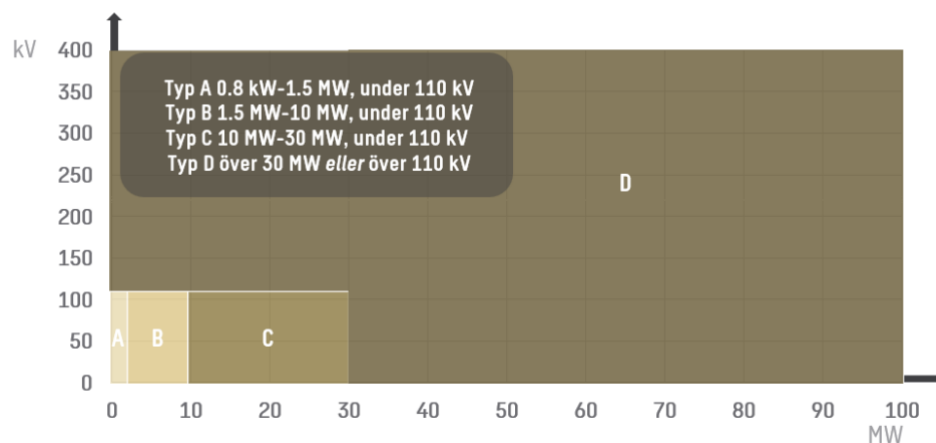
beslut kan vara en omfattande modernisering av anläggningen. Förordningen gäller för olika typer av kraftproduktionsmoduler, där kravbilden till viss del skiljer sig åt med de tekniska förutsättningar som varje kraftslag har. Kategorierna inom RfG redogörs i Figur 1.

Vindkraftsanläggningar tillhör antingen kategorin kraftparksmodul, alternativt kategorin havsbaserad kraftparksmodul om anläggningen är placerad ute till havs och har en havsbaserad anslutningspunkt.



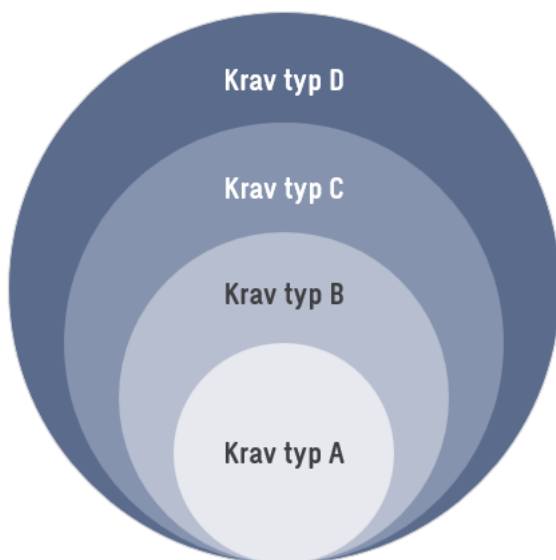
Figur 1: RfG-förordningens indelning av kraftproduktionsmoduler i tre huvudkategorier.

Vidare (enligt RfG Art 5 och EIFS 2018:2) delas anläggningarna upp i fyra typer - typ A, B, C eller D. Uppdelningen görs i enlighet med deras maximala kontinuerliga effekt, där typ A har lägst maximal kontinuerlig effekt och typ D har högst. Ett undantag är om anläggningens anslutningspunkt ligger på en spänningsnivå om 110 kV eller högre; i så fall klassificeras den som typ D oavsett maximal kontinuerlig effekt. Typindelningen visualiseras i figur 2.



Figur 2: Typindelning av kraftproduktionsmoduler, baserad på maximal effektproduktion och spänningsnivå.

De tekniska kraven som ställs på kraftproduktionsmodulerna ökar med kraftproduktionsmodulens påverkan på kraftsystemet. Detta innebär att typ D har de mest omfattande kraven, se Figur 3.



Figur 3: Illustration av kravomfattningen för olika typer av kraftproduktionsmoduler i RfG-förordningen.

RfG och EIFS 2018:2 ställer krav på en rad olika förmågor som kopplar till robusthet och prestanda. I det följande avsnittet presenteras övergripande de krav som träffar vindkraftsanläggningar och som hör till kategorin spänningsstabilitet. En markering med asterisk (*) följer efter de krav som inte är fullständigt specificerade i vare sig RfG eller EIFS 2018:2, utan preciseras för varje projekt som ett projektspecifikt krav. Kravbilden ska ses som en övergripande sammanställning av krav, inte en uttömmande redogörelse för varje specifikt krav i RfG/EIFS 2018:2. Sammanställningen ger en bild av de mest strikta kraven, som i synnerhet träffar de större anläggningarna av typ C och D.

3.1.1 Förmåga att konsumera eller generera reaktiv effekt

RfG-förordningen (RfG, Artikel 21, 3b-c) redogör för de yttre gränserna för kravbilden (men lämnar detaljer kring kravbilden till varje medlemsstat att besluta och implementera) gällande förmågan till reaktiv effekt vid maximal kontinuerlig effekt.

I Sverige har en lägsta nivå fastställts gällande reaktiv effekt (EIFS 2018:2, 5 kap. 2 – 3 §; EIFS 2018:2, 6 kap. 2 – 3 §). Kraftparksmoduler av typ C och D-anläggningar ska åtminstone ha förmågan att:

- Generera reaktiv effekt motsvarande minst en tredjedel av den momentana aktiva effekten inom intervallet 90 - 102 % spänning i anslutningspunkten.
- Konsumera reaktiv effekt motsvarande minst en tredjedel av den momentana aktiva effekten inom intervallet 95 - 105 % spänning i anslutningspunkten.

Även vindkraftsanläggningar av typ B kan krävas på förmågan att tillhandahålla reaktiv effekt av den berörde nätägaren (RfG, Artikel 20, 2a), men några gränser anges varken i RfG eller EIFS 2018:2.

3.1.2 Reglering av reaktiv effekt

Utöver att ha förmåga till ett visst reaktivt effektutbyte, krävs det också hur en anläggning ska kunna reglera den reaktiva effekten (RfG, Artikel 21, 3d). De tre reglerlägen som en kraftparksmodul (samt havsbaserad kraftparksmodul) av typ C och D ska kunna tillhandahålla reaktiv effekt via är:

- Automatisk reglering av spänning, där den injicerade reaktiva effekten justeras efter spänningsnivån. Den reaktiva effekten kan injiceras med hänsyn till ett dödband och en Q-U lutning samt vissa snabbhetskrav specificerade av den berörde systemansvarige.
- Automatisk reglering av injicerad reaktiv effekt i anslutningspunkten, i enlighet med ett målvärde.
- Automatisk reglering av effektfaktorn i anslutningspunkten, i enlighet med ett målvärde.

I Sverige ska automatisk spänningsreglering användas om inte den berörde nätägaren anger annat. I det sistnämnda fallet ska anläggningen automatiskt övergå till spänningsreglering om spänningen understiger 95 % av nominell nivå (EIFS 2018:2, 5 kap. 4–5 §).

De projektspecifika kraven ger utrymme för både berörd nätägare och Svenska kraftnät att komma med särskild specifikation gällande reglering av reaktiv effekt, exempelvis avseende snabbhet och tolerans. Viktigt att nämna är att RfG-förordningen enbart avser förmågor som måste uppvisas för att få anslutas, hur anläggningen sedan drifas hanteras till viss del i EIFS 2018:2 genom given kravbild, men också i nätkoden System Operation Guideline (SOG), samt i elnätsavtalet mellan anläggningsägare och nätägare.

3.1.3 Funktionalitet vid avvikande spänning

En förutsättning för att en vindkraftsanläggning ska kunna bidra med spänningsreglering när det behövs, är att den fortsätter vara inkopplad och funktionell även vid spänningsnivåer som avviker från den nominella nivån. Krav på de kortaste tidsperioder som kraftparksmoduler och havsbaserade kraftparksmoduler av typ D ska vara anslutna till nätet och funktionella i olika spänningsintervall ges enligt följande (RfG, Artikel 16, 2a; EIFS 2018:2, 3 kap. 18 §; EIFS 2018:2, 3 kap. 33 §; EIFS 2018:2, 6 kap. 1 §):

- 90 – 105 % av nominell spänning: obegränsad tid
- 105 – 110 % av nominell spänning: minst 60 sekunder om anläggningen är landbaserad och spänningsnivån i anslutningspunkten är minst 300 kV, alternativt minst 60 minuter om anläggningen är havsbaserad för spänningsnivåer mellan 300 kV–400 kV

Utöver detta krävs det att kraftparksmoduler av typ C och D, samt havsbaserade kraftparksmoduler ska kunna kopplas bort automatiskt när spänningen når en viss nivå. De faktiska nivåerna för bortkoppling ska samordnas av Svenska kraftnät och berörd nätägare inför varje projekt. I Sverige är det vanligt att kravbilderna samordnas så att bortkopplingen sker först vid nivåer där anläggningen riskerar negativa konsekvenser, eftersom det för kraftsystemets spänningsstabilitet är viktigt att anläggningar är anslutna så länge som möjligt vid avvikande spänningsnivåer.

Kombinationen av dessa krav medför att systemoperatören vid händelse av avvikande spänning får en bra översikt gällande vilka anläggningar som kommer fortsätta att vara inkopplade vid olika nivåer.

3.1.4 Feltålighet

En anläggning behöver kunna bibehålla sin anslutning mot yttre nät då ett fel (typiskt sett en kortslutning) inträffar. Felet resulterar i en sänkt spänning under en viss tid till dess att felet kopplats bort med hjälp av skyddsfunktionaliteter i systemet. En vindkraftsanläggning behöver kunna bidra till att förbättra stabiliteten i systemet både under och efter störningen. Att bibehålla sin anslutning under ett fel bidrar exempelvis till att efter felbortkopplingen kunna fortsätta sin aktiva effektproduktion samt att under själva feltillfället kunna bidra till att höja spänningen i systemet via injicering av reaktiv effekt, vilket bidrar till att spänningssänkningen under felet blir mindre.

I RfG anges intervallet av tids- och/eller spänningsparametrar som kraftparksmodulen ska tåla, utan att koppla från yttre nät. Parametrarna handlar om tiden då felet är aktivt, till vilken nivå spänningen sjunker under feltiden, samt till vilken nivå och efter vilken tid spänningen har återhämtats efter att felet har kopplats bort.

EIFS 2018:2 krävs att felbortkopplingstiden ska vara 200 ms för både symmetriska och asymmetriska fel i anslutningspunkten (EIFS 2018:2, 3 kap. 34–40 §).

3.1.5 Inmatning av snabb felström *

Vid fel i nätet, exempelvis kortslutning mellan en eller flera ledare och jord, sker en hastig spänningsavvikelse. För att detektera felet, i felets inledande skede, men också för att stötta spänningen i slutskedet av felet och efter att felet kopplats bort, har systemoperatörer tillsammans med Svenska kraftnät rätt att ställa krav att kraftparksmoduler av typ B, C och D, samt havsbaserade kraftparksmoduler ska kunna leverera en snabb felström. Felströmmens storlek och karaktär, exempelvis om reaktivt eller aktivt bidrag ska prioriteras samt vilken spänningsavvikelse som ska utlösa injicering, samordnas av Svenska kraftnät och berörd nätägare.

3.1.6 Utmaningar med samordning av reglerfunktioner

Den systemansvarige för överföringssystemet har rätt att kräva att vindkraftsanläggningar bidrar med dämpning av effektpendlingar (RfG, Artikel 21, 3f). Detta krav kopplar inte direkt till spänningsstabilitet, utan snarare rotorvinkelstabilitet. I Sverige ska kraftparksmoduler av typ C och D inneha en funktion för dämpning av effektpendlingar (POD-funktion) som är aktiverad och dämpar pendlingar i frekvenser inom 0,25–1 Hz (EIFS 2018:2, 5 kap. 7 §). Vidare utformning av funktionen beskrivs inför varje enskilt projekt av Svenska kraftnät. Tillämpningen av en POD-funktion behöver samordnas med andra reglerfunktioner, såsom spänningsregleringen. Det finns idag inga POD-funktioner tillgängliga på marknaden som har godkänts av Svenska kraftnät avseende både spänningsreglering och dämpning av effektpendlingar [8]. Svenska kraftnät rekommenderar därför anläggningsägare att söka tidsbegränsat undantag, tills det att Svenska kraftnät tillhandahåller nya instruktioner för POD-funktionens utformning [8]. På liknande sätt har den projektspecifika kravbilden för syntetisk tröghet varit oklar i Sverige. Syntetisk tröghet är en funktionalitet hos omriktarstyrd produktion, utformad för att likna synkront ansluten produktion inneboende tröghet, som bidrar till att motverka förändringar i kraftsystemets frekvens. Den är dock starkt kopplad till frekvensstabilitet och hanteras inte i denna rapport.

3.2 ÄNDRAD KRAVBILD

Under 2022 såg både Energimarknadsinspektionen och Svenska kraftnät ett behov av att utvärdera och förtydliga det nationella regelverket EIFS 2018:2 där arbete fortfarande pågår. Revideringen inleddes med att Svenska kraftnät och Energimarknadsinspektionen tillsammans identifierade behovet av ändringar i föreskriften. Senare har Svenska kraftnät utfört sitt utredningsarbete gällande förslag till krav, samt utrett konsekvenserna av de föreslagna ändringarna. Ny version av föreskriften har senare varit på remiss. Det återstår fortfarande för Energimarknadsinspektionen att besluta om en reviderad version av EIFS 2018:2, men ett utkast från Svenska kraftnät finns publicerat [9]. I takt med den utveckling som sker vad gäller exempelvis energilager, elbilar och mindre produktionsanläggningar förändras också kraftsystemets behov. EU-myndigheten ACER arbetar därför med en revidering av anslutningskoderna där RfG är inkluderad. Det återstår fortfarande för EU-kommissionen att besluta om ändringar i kravbild som kommer gälla för nya utgåvan av RfG. Föreslagna ändringar i RfG och EIFS 2018:2 som kan komma att påverka vindkraften, om dessa beslutas, rör exempelvis utökad krav på att kunna tillhandahålla snabb felström vid fel i kraftsystemet, samt nytt krav på Grid forming capability (som också handlar om att stötta systemet under fel).

4 Vindkraftens tekniska förmågor avseende spänningsstabilitet

För att förstå de möjligheter till spänningsstabiliserande nyttor som vindkraften har är det viktigt att klargöra de relevanta tekniska skillnaderna mellan vindkraft och mer traditionella kraftslag i Sverige, som till exempel vattenkraft och kärnkraft. Traditionella kraftslag i Sverige utgörs av en synkrongenerator som roterar synkront med spänningen i nätet. Den aktiva effektproduktionen styrs av hur mycket mekanisk effekt som tillförs till generatoren, medan den reaktiva effektproduktionen styrs genom att variera magnetiseringsströmmen i rotorn.

Vindturbiner kan anslutas till nätet via flera olika teknologier. Det finns olika typer av generatorer och generatoren kan vara direktansluten till nätet eller frikopplad (helt eller delvis) från nätet via kraftelektroniska omvandlare. De tidigare teknikerna utgjordes av direktanslutna asynkrongeneratorer utan kraftelektroniska omvandlare. Modernare och idag mer vanligt förekommande tekniker utgörs av dubbelmatade asynkrongeneratorer (DFIG) som är delvis anslutna via omvandlare eller synkron- eller asynkrongeneratorer anslutna via fulleffektomriktare.

Vindturbiner med fulleffektomriktare är den teknik som har störst flexibilitet och mest liknar traditionella kraftslag vad gäller styrning av spänning och reaktiv effekt. Det kan noteras att denna teknik har förmågan att leverera reaktiv effekt samtidigt som den aktiva effekten är väldigt nära noll. Ur denna aspekt har vindkraftparker anslutna via fulleffektomriktare en klar fördel jämfört med synkront ansluten produktion, som sällan har förmåga till reaktivt effektutbyte utan tillförsel av primär energi. Det kan också konstateras att kravbilderna i RfG-förordningen har lett till att denna teknik blivit mer vanligt förekommande [10].

Förmågan hos produktionsanläggningar att generera felström är avgörande för att detektera och isolera fel i nätet. Vid en kortslutning i nätet matar synkrongeneratoren naturligt ut en hög felström, vilken underlättar för detektering och bortkoppling av fel. Felströmmens AC-komponent från en synkrongenerator är typiskt 4–7 gånger större än märkströmmen initialt. Till skillnad från synkrongeneratorer genererar vindkraft inga felströmmar naturligt. Däremot kan omriktarstyrningen implementeras så att en felström genereras, om än mindre i storlek än vad synkrongeneratorer ger. Den initiala felströmmens AC-komponent är begränsad av kraftelektronikens termiska tålighet till ca 1 – 2 gånger märkströmmen [11]. DFIGs kan generera en högre initial felström, upp till 4 – 7 gånger märkströmmen, men strömmen är inte helt förutsägbar då den påverkas av såväl asynkrongeneratorns naturliga beteende som kraftelektronikens styr- och skyddssystem [11]. RfG-förordningen lämnar det upp till berörd systemansvarig för överföringssystemet att specificera krav på att leverera felström. I nuläget ställer Svenska kraftnät krav på snabb felströmsinmatning för stora vindkraftparker.

Feltålighet - förmågan hos en produktionsanläggning att bibehålla sin anslutning till kraftsystemet under ett fel - är ett viktigt bidrag till spänningsstabilitet. Beroende på primär energikälla och förutsättningar för en enskild anläggning kan

kravet kring felbortkopplingstid vara svårt att uppfylla. Det kan ses som ett av de mest kostnadsdrivande kraven att klara för synkrona kraftproduktionsmoduler. För kraftparksmoduler är kravet generellt inte svårt att klara, om inte anläggningen ansluts till en radial eller ett svagt nät.

Sammanfattningsvis kan vindkraften bidra med många spänningsstabiliserande förmågor. I vissa fall kan befintlig kravbild vara utmanade att uppfylla, men möjligheterna med kraftelektronik är redan stora och nya lagkrav eller ekonomiska incitament driver också på den tekniska utvecklingen.

5 Referenser

- [1] Svenska kraftnät, "Kraftsystemstabilitet," Svenska kraftnät, [Online]. Available: <https://www.svk.se/om-kraftsystemet/om-systemansvaret/kraftsystemstabilitet/>. [Använd 05 12 2024].
- [2] C. June, "Task Force report on grid stability concepts receives IEEE PES Prize Paper Award," University of Michigan, 18 07 2022. [Online]. Available: <https://ece.engin.umich.edu/stories/task-force-report-on-grid-stability-concepts-receives-ieee-pes-prize-paper-award>. [Använd 12 05 2024].
- [3] N. Hatziargyriou, J. Milanovic och C. Rahmann, "Definition and Classification of Power System Stability – Revisited & Extended," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 36, nr 4, pp. 3271-3281, 2021.
- [4] Svenska kraftnät, "Spänningsstabilitet," Svenska kraftnät, [Online]. Available: <https://www.svk.se/om-kraftsystemet/om-systemansvaret/kraftsystemstabilitet/spanningsstabilitet/>. [Använd 12 11 2024].
- [5] Svenska kraftnät, "Elavbrottet 23 september 2003 - händelser och åtgärder," 2003.
- [6] KOMMISSIONENS FÖRORDNING (EU) 2016/631, "KOMMISSIONENS FÖRORDNING (EU) 2016/631 av den 14 april 2016 om fastställande av nätföreskrifter med krav för nätanslutning av generatorer," 2016. [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/SV/TXT/PDF/?uri=CELEX:32016R0631&from=PL>. [Använd 12 11 2024].
- [7] Energimarknadsinspektionens författningssamling, "Energimarknadsinspektionens föreskrifter om fastställande av generellt tillämpliga krav för nätanslutning av generatorer; beslutade den 8 november 2018," 2018. [Online]. Available: <https://ei.se/download/18.5b0e2a2a176843ef8f5b74/1608639227153/EIFS-2018-2-om-fastst%C3%A4llande-av-generellt-till%C3%A4mpliga-krav-f%C3%B6r-n%C3%A4tanslutning-av-generatorer.pdf>. [Använd 12 11 2024].
- [8] Svenska kraftnät, "Svenska kraftnäts rekommendationer till ägare av kraftproduktionsanläggningar gällande hantering av POD ur RfG-synpunkt," 2024. [Online]. Available: <https://www.svk.se/siteassets/1.om-kraftsystemet/legalt-ramverk/eu-lagstiftning/anslutningskoder/svenska-kraftnats-rekommendationer-till-agare-av-kraftproduktionsanlaggningar-gallande-hantering-av-pod-ur-rfg-synpunkt.pdf>. [Använd 12 11 2024].
- [9] Svenska kraftnät, "Svenska kraftnäts utkast till uppdatering av EIFS 2018:2," 18 April 2024. [Online]. Available: <https://www.svk.se/contentassets/c60e88a8c76c41cba168122b6a4b5e12/svenska-kraftnats-utkast-till-uppdatering-av-eifs-20182.pdf>. [Använd 04 12 2024].
- [10] H. Hagmar, T. A. Le, O. Carlsson och R. Eriksson, "Integration Aspects of Full Converter Wind Turbines," i *IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2019-August*, 2019.
- [11] A. Björemark, S. Florin, L. Messing och J. Stelin, "Felbortkoppling i mikronät," Energiforsk, 2023.

VINDKRAFTENS BIDRAG TILL SPÄNNINGSSTABILITET

Dagens vindkraft kan i hög grad bidra med spänningsstabiliserande nyttor till kraftsystemet och har potential att bidra i ännu större utsträckning i framtiden. Den här syntesrapporten ger en något förenklad beskrivning av kraftsystemet ur perspektivet spänning och reaktiv effekt. Rapporten ger en sammanställning av regler och krav idag samt en blick mot framtiden med utgångspunkt i spänningsstabilitet och reaktiv effektkompensering utifrån vindkraften. En genomgång görs av vindkraft och dess tekniska förmågor.

Ett nytt steg i energiforskningen

Forskningsföretaget Energiforsk initierar, samordnar och bedriver forskning och analys inom energiområdet samt sprider kunskap för att bidra till ett robust och hållbart energisystem. Energiforsk är ett politiskt neutralt och icke vinstutdelande aktiebolag som ägs av branschorganisationerna Energiföretagen Sverige och Energigas Sverige, det statliga affärsverket Svenska kraftnät, samt gas- och energiföretaget Nordion Energi. Läs mer på energiforsk.se.

