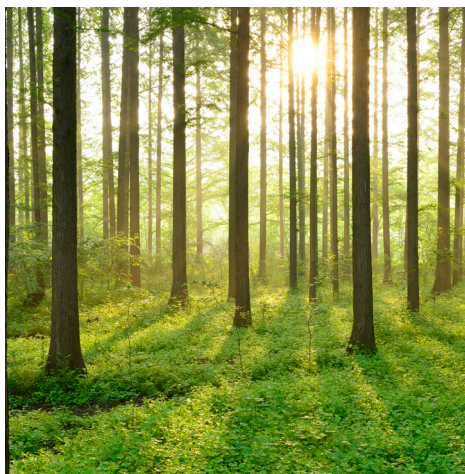


# SPINDLARNÄT I NÄTET

RAPPORT 2022:844





# **Spindlarna i nätet**

En kartläggning av kunskaps- och forskningsbehov om  
elnätsföretagens framtida roll

BO DICZFALUSY OCH KARIN WIDEGREN

ISBN 978-91-7673-844-3 | © Energiforsk januari 2022

Energiforsk AB | Telefon: 08-677 25 30 | E-post: [kontakt@energiforsk.se](mailto:kontakt@energiforsk.se) | [www.energiforsk.se](http://www.energiforsk.se)



## Förord

**Just nu förändras elmarknaden i snabb takt. Efterfrågan växer, och vi ser stora svängningar i produktion, konsumtion och elpriser. Vi ser nya funktioner – lagring, flexibilitet, laststyrning m.m. – och nya aktörer (aggregatorer, prosumenter m.fl.). Hur elnätet utvecklas och används spelar en central roll i förändringen av energisystemet. Elnätsföretagen kommer i allt större utsträckning att fungera som spindlar i nätet.**

Vi står i början på en stark förändringsprocess för elsystemet, som ingen i dag ser slutet på. Men klart är att förändringarna ställer krav på ny kunskap, både hos marknadens aktörer och hos beslutsfattare på olika nivåer. Fem D är ett forskningsprogram med Energiforsk som huvudman. Målet med programmet är att visa hur elmarknaden kan utformas för att bäst bemöta nya krav och förändrade villkor.

Det övergripande syftet med detta projekt, som är en del i Energiforsks forskningsprogram FemD, är att analysera elnätsföretagens roll på den framtida elmarknaden. Två frågor står i fokus:

- Dels hur nätföretagens roller kan behöva ändras för att möta utvecklingen på elmarknaden, och vilka hinder (legala, organisatoriska, tekniska) som finns för detta.
- Dels att peka ut områden där ytterligare forskning eller andra typer av insatser bedöms vara väsentliga,

Vår förhoppning är att den analys och de förslag som lämnas i rapporten Spindlarna i nätet kan bidra till diskussionen om elnätsföretagens verksamhet.

Författare till rapporten är Bo Diczfalussy, Bodiz Consulting AB, och Karin Widegren, Widegren Energy AB. Rapporten har tagits fram i dialog med en panel bestående av forskare och företrädare för branschen.

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

## Sammanfattning

**Elmarknaden förändras just nu i snabb takt. Vi ser en ökad elanvändning, nya aktörer, ny teknik och nya typer av marknader och avtal. Dessa förhållanden kan leda till att oförutsedda problem uppstår, men också till att nya affärsmöjligheter kan uppkomma.**

Hur elnäten utvecklas och används spelar en central roll i förändringen av energisystemet. Den nya spelplanen innebär i många fall att nätföretagens traditionella roll utmanas.

I denna rapport diskuterar vi dels hur nätföretagens roller kan behöva ändras för att möta utvecklingen på elmarknaden, dels vilka hinder (legala, organisatoriska, tekniska) som finns för detta. Vi identifierar också ett antal områden där det behövs ytterligare kunskapssammanställning och forskning.

Slutsatsen av vår genomgång är att det även i framtiden behöver ske en tydlig gränsdragning mellan monopolverksamhet och konkurrensutsatt verksamhet. Men vad som är en effektiv gränsdragning är inte givet en gång för alla. Var gränsen bör dras beror bl.a. på hur tekniken utvecklas, vilka tjänster som efterfrågas och hur konkurrensmässig den oreglerade marknaden är.

Vi har speciellt uppmärksammat två frågekomplex: Dels det ökade behovet av flexibilitet och nätföretagens roll i detta, dels behovet av ökad koordinering när det gäller systemdrift.

Sammanlagt lämnar vi elva förslag som syftar till att ta fram ny kunskap och därmed bidra till att utmejsla en tydligare roll för nätföretagen i framtiden.

### 1. Se över reglerna om åtskillnad

Energiföretagen Sverige bör inleda ett gemensamt arbete med att ta fram konkreta exempel på när nuvarande regler om åtskillnad skapar hinder för kunderna och ger en minskad samhällsnytta, till exempel i situationer där förutsättningar för konkurrens saknas.

### 2. Ta fram bättre effektivitetsmått

Energiforsk bör ta initiativ till att utveckla mer ändamålsenliga effektivitetsmått som särskilt tar sikte på utbyggnaden av lokal elproduktion.

### 3. Utveckla nättarifferna

Energimarknadsinspektionen (Ei) bör fortsätta det arbete kring nättariffer som man har inlett och tillsammans med branschen och andra intressenter analysera och ge möjlighet för företag att pröva olika tariffmodeller.

### 4. Se över reglerna om anslutningsplikt

Regeringen bör låta utreda hur ellagens regler om anslutningsplikt ska utformas och tillämpas i samband med att allt fler användare med särskilda villkor ansluts till nätet, och vilken betydelse t.ex. automatisk laststyrning kan få.

## **5. Öka samarbetet kring Big Data**

Branschen bör fördjupa samarbetet både nationellt och internationellt kring de problem och möjligheter (standarder, interoperabilitet, cybersäkerhet m.m.) som uppstår i samband med att betydligt större datamängder blir tillgängliga

## **6. Utveckla flexibilitetsmarknaderna**

Energiföretagen Sverige bör ta ett initiativ till en branschgemensam kunskapssammanställning av vunna praktiska erfarenheter av flexibilitetsmarknader.

## **7. Utred hur nätföretagen agerar på flexibilitetsmarknader**

Ei bör få i uppdrag att utreda potentiella legala och regulatoriska problem kring hur och i vilka roller lokala och regionala nätföretag agerar på flexibilitetsmarknader, t.ex. när sådant agerande skulle kunna störa den ordinarie handeln på elmarknaden.

## **8. Förbättra koordinering och systemdrift**

Energiforsk bör ta initiativ till en sammanställning av erfarenheter av informationsutbyte, koordinering och systemdrift mellan de svenska nätföretagen på alla nivåer.

## **9. Se över ansvarsfördelningen**

Energiforsk bör ta initiativ till en studie som belyser faktiska problem och samhällskostnader som är förknippade med nuvarande ansvars- och kostnadsfördelning mellan olika aktörer i förhållande till leveranssäkerheten.

## **10. Starta pilotprojekt om nätutvecklingsplaner**

Energiforsk i samarbete med Energiföretagen Sverige bör ta initiativ till ett antal pilotprojekt med målet att utveckla metoder ("best practice") för nätutvecklingsplanering.

## **11. Förstärk incitamenten till forskning och innovation**

Nätföretagen bör få starkare incitament till innovation. Nätregleringen bör ses över. I den kommande energiforskningspropositionen bör särskilda medel inom det statliga energiforskningsprogrammet öronmärkas för forskning kring frågor om nätverksamhet.

## **Nyckelord**

Elnät, elnätverksamhet, elmarknad, nätreglering, flexibilitet, systemdrift, TSO/DSO koordinering



## Summary

**In this report, we discuss how the roles of grid companies may need to change to meet developments in the electricity market, and what obstacles (legal, organizational, technical) exist for this. We also identify a number of areas where further knowledge and research is needed.**

The conclusion of our review is that there must remain a clear demarcation between monopoly operations and competitive operations in the future. But what is an effective demarcation is not given. Where the border should be drawn depends, among other things, on how technology is evolving, what services are in demand and how competitive the unregulated market is.

We have paid special attention to two question complexes: the increased need for flexibility and the role of network companies in this, and the need for increased coordination when it comes to system operation.

In total, we submit eleven proposals that aim to develop new knowledge and thereby contribute to carving out a clearer role for the network companies in the future.



## Innehåll

|          |                                                                         |           |
|----------|-------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>1</b> | <b>Nya utmaningar och möjligheter</b>                                   | <b>9</b>  |
| 1.1      | Syfte och avgränsningar                                                 | 9         |
| <b>2</b> | <b>En omvärld i förändring</b>                                          | <b>11</b> |
| 2.1      | Effekter på elsystemets funktion och utformning                         | 13        |
| <b>3</b> | <b>Grundläggande förutsättningar och nya roller för nätföretagen</b>    | <b>15</b> |
| 3.1      | Dagens marknadsmodell                                                   | 15        |
| 3.2      | Pågående marknadsutveckling                                             | 16        |
| 3.3      | Det svenska elnätet                                                     | 16        |
| 3.4      | Nätföretagens nuvarande roll                                            | 17        |
| 3.4.1    | Övergripande ansvar                                                     | 17        |
| 3.4.2    | Grundläggande funktioner                                                | 17        |
| 3.4.3    | Systemansvaret                                                          | 18        |
| 3.5      | Elmarknadens omvandling skapar nya utmaningar för nätföretagen          | 19        |
| <b>4</b> | <b>Regelutveckling - pågående trender och möjliga förändringar</b>      | <b>22</b> |
| 4.1      | Om monopol och monopolreglering                                         | 22        |
| 4.2      | Reglering av nätföretagens roll på den europeiska elmarknaden           | 22        |
| 4.3      | Regelutveckling                                                         | 25        |
| 4.3.1    | Effektivitet och effektivitetsmått i nätregleringen                     | 25        |
| 4.3.2    | Leveransansvar och leveranssäkerhet                                     | 27        |
| <b>5</b> | <b>Flexibilitet</b>                                                     | <b>29</b> |
| 5.1      | Olika former av flexibilitet                                            | 30        |
| 5.2      | Tariffer och abonnemangsvillkor                                         | 31        |
| 5.3      | Flexibilitetsplattformar och flexibilitetsmarknader                     | 32        |
| 5.4      | Exempel på flexibilitetsplattformar i Sverige                           | 33        |
| 5.4.1    | CoordiNet                                                               | 33        |
| 5.4.2    | Sthlmflex                                                               | 35        |
| 5.5      | Slutsatser om flexibilitetsmarknader                                    | 35        |
| <b>6</b> | <b>Behov av ökad DSO-TSO koordinering</b>                               | <b>37</b> |
| 6.1      | Olika koordineringsbehov                                                | 37        |
| 6.2      | Koordinering över tid                                                   | 38        |
| 6.3      | Erfarenheter från forsknings- och utvecklingsprojekt                    | 40        |
| 6.3.1    | SmartNet                                                                | 40        |
| 6.3.2    | Integrated operation planning                                           | 41        |
| 6.3.3    | United grid                                                             | 41        |
| 6.4      | Slutsatser om koordinering                                              | 42        |
| <b>7</b> | <b>Slutsatser och förslag på utveckling</b>                             | <b>44</b> |
| 7.1      | Var går gränserna för nätmonopolet?                                     | 44        |
| 7.2      | Effektiv tillgångsförvaltning - hur kan vi använda nätet mer effektivt? | 45        |

|                  |                                                   |           |
|------------------|---------------------------------------------------|-----------|
| 7.3              | Nättariffer                                       | 46        |
| 7.4              | Anslutnings- och abonnemangsvillkor               | 47        |
| 7.5              | Mätning och datahantering                         | 47        |
| 7.6              | Flexibilitet och flexibilitetsmarknader           | 48        |
| 7.7              | Koordinering och systemdrift                      | 49        |
| 7.8              | Leveranssäkerhet                                  | 49        |
| 7.9              | Nätutvecklingsplaner och nya former för samverkan | 50        |
| 7.10             | Incitament för forskning och utveckling           | 51        |
| 7.11             | Behovet av ny kunskap är stort                    | 52        |
| <b>8</b>         | <b>Referenslista</b>                              | <b>53</b> |
| <b>Bilaga A:</b> | <b>Nätregleringen i Sverige och EU</b>            | <b>55</b> |

# 1 Nya utmaningar och möjligheter

**Elmarknaden förväntas genomgå stora förändringar under de kommande årtiondena och det pågår en snabb teknisk utveckling och digitalisering. Denna utveckling aktualiserar en rad delvis nya frågor och ställer krav på ny kunskap både hos marknadens aktörer och hos beslutsfattare på olika nivåer.**

Sammantaget innebär denna utveckling att spelplanen förändras i snabb takt. Vi ser en omfattande anslutning av decentraliserad kraftproduktion - sol- och vindkraft - och nya typer av användare - eldrivna transporter, fossilfri stålproduktion, utbyggnad av serverhallar, CCS-anläggningar m.m. Olika typer av anläggningar och funktioner, såsom laddstationer, datacenters eller vindkraftverk, har även en kortare teknisk och ekonomisk livslängd än traditionella industrikunder. Nya aktörer och affärsmodeller börjar samtidigt etablera sig, så som aggregatorer, prosumenter och plattformar för tillhandahållande av flexibilitetstjänster. Dessa förhållanden kan leda till att nya problem uppstår, men också till att nya affärsmöjligheter kan uppkomma.

För beslutsfattare av olika slag (politiker, investerare, forskare) reser den nya spelplanen ett antal frågor. Vad innebär det t.ex. för marknadens utveckling när oprövad teknik introduceras, när nya aktörer etableras och när (och hur) vissa tjänster (lagertjänster, flexibilitetstjänster, laddinfrastruktur för fordon etc.) regleras respektive inte regleras legalt? För att kunna ge svar på sådana frågor krävs ny kunskap.

## 1.1 SYFTE OCH AVGRÄNSNINGAR

Hur elnätet utvecklas och används spelar en central roll i omställningen av energisystemet. Nya förhållanden innebär att nätföretagens traditionella roll utmanas. Det övergripande syftet med detta projekt, – en del av Energiforsks program Framtidens elmarknadsdesign – är att analysera elnätsföretagens roll på den framtida elmarknaden och att identifiera behov av ny kunskap och lämna förslag till konkreta åtgärder. Förslagen fokuserar på behovet av förändringar i elnätsföretagens uppgifter, skyldigheter och möjligheter att verka och avser både ändringar i regelverket och åtgärder företagen själva kan genomföra.

Mer konkret innebär det att projektet, med utgångspunkt i befintligt material, kommentarer och inspel från en panel med forskare och branschföreträdare behandlar två komplex av frågeställningar:

- Nätföretagens roller kan behöva ändras för att möta utvecklingen på elmarknaden. Vilka hinder (legala, organisatoriska, tekniska) finns för detta? I denna rapport fokuserar vi på två problemkomplex där nätföretagens roll behöver belysas; Dels flexibilitet och flexibilitetsmarknader, dels koordinering mellan i första hand transmissionsnätet (TSO) och de lokala och regionala näten (DSO).

- Identifiering av områden där ytterligare forskning eller andra typer av insatser bedöms vara väsentlig

Tyngdpunkten i rapporten ligger på förändringsprocessen, dvs. vägen mot ett nytt energisystem, och de problem och möjligheter som kan förutses under denna period. Tonvikten ligger på lokalnät och regionnät. Svenska kraftnäts roll som systemansvarig behandlas mer översiktligt i denna rapport.

Det har i olika sammanhang hävdats att de nya utmaningar som elmarknaden står inför bör föranleda en ändrad design av elmarknaden. Det gäller t.ex. hur leveranssäkerheten ska klaras vid toppar i efterfrågan på el i ett system som till stor del baseras på vind- och solkraft. En annan utmaning är hur den momentana balansen kan upprätthållas vid snabba variationer i produktionen av väderberoende kraft. Dessa frågor är av stor betydelse men ligger utanför ramen för denna rapport.

Rapporten vänder sig i första hand till branschföreträdare och beslutsfattare inom politik och näringsliv med intresse för elmarknaden utan detaljkunskaper om tekniska frågor. Vår förhoppning är dock att även forskare och andra intresserade ska kunna hämta kunskap och inspiration.

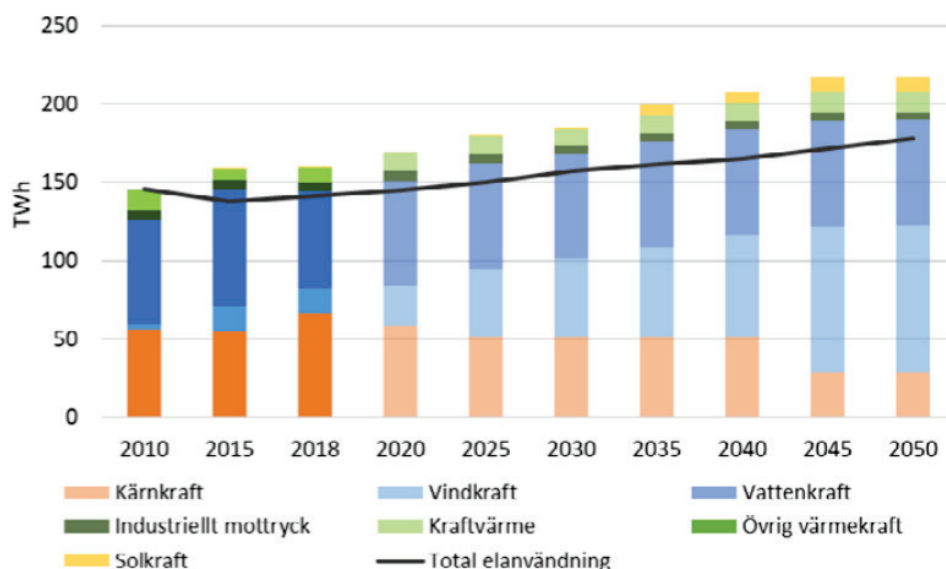
## 2 En omvärld i förändring

Under en relativt lång period har efterfrågan på el ökat måttligt i stora delar av västvärlden. I Sverige har den legat på mer eller mindre oförändrad nivå sedan 1990-talet. Samtidigt som allt fler områden har elektrifierats har en effektivisering skett, och dessutom en strukturomvandling i riktning mot en mer tjänstebaserad ekonomi.

I dag förutses emellertid en kraftigt ökad efterfrågan på el, både globalt och regionalt, under de kommande decennierna. Det finns flera drivkrafter bakom detta, bland annat den fortgående digitaliseringen, nya industriella processer, utveckling av elfordon etc. En viktig bakomliggande drivkraft är klimatomställningen, där många ser framför sig att fossilfri el ersätter fossila bränslen. IEA:s flaggskeppspublikation, *World Energy Outlook* från 2020, utgår till exempel från det s.k. *Stated policy scenario*, som baseras på ländernas utfästelser för att uppnå Parisavtalet. Enligt rapporten förutses en global ökning av elanvändningen med ca 25 procent under perioden 2020–2030. IEA förutser en snabb ökning av efterfrågan på el, framför allt i Asien, och en minskning av andelen kolbaserad elproduktion. För kärnkraft och vattenkraft förväntas något minskande andelar, medan andelen vind- och solkraft förväntas öka kraftigt.

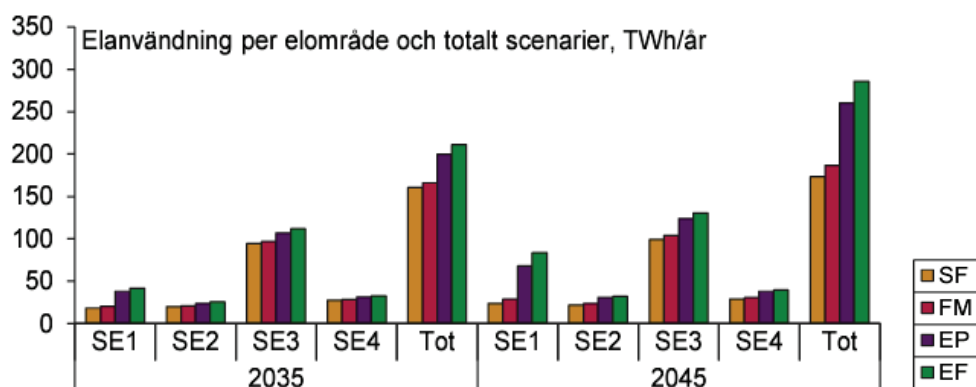
Självfallet finns det många andra bedömningar, men ett genomgående drag är att förnybar elproduktion antas få en mycket större betydelse än i dag. Exempelvis förutser Bloomberg NEF (BNEF) i sin *New Energy Outlook 2020* att vindkraft och solceller kommer att öka dramatiskt och omkring 2050 svara för 56% av världens elbehov. I rapportens huvudscenario ser man för sig en global elproduktion på 100 000 TWh år 2050, vilket pekar mot ett kraftsystem som är 6–8 gånger större än dagens. Två tredjedelar av elproduktionen i huvudscenariot går till direkt elförsörjning inom transport, industri och byggnader. Resten används för att tillverka vätgas.

Även i Sverige förväntas en snabb ökning både av det samlade elbehovet och av vindkraftsproduktionen. Diagrammet nedan är hämtat från Energimyndighetens rapport *Scenarier över Sveriges energisystem* från oktober 2021 och illustrerar förväntad utveckling av elproduktionen och elanvändning fram till 2050.



Figur 1. Elproduktion i Sverige per produktionsslag 2010, 2015 och 2018 samt i scenariot Referens EU till 2050. Källa: Scenarier över Sveriges energisystem Energimyndigheten 2021.

Av Energimyndighetens scenario framgår att den totala elanvändningen ökar, och att vindkraft förväntas vara det enskilt största produktionsslaget år 2050. Även andra scenarier pekar på en betydande ökning av elanvändningen under de kommande decennierna.<sup>1</sup> I Svenska kraftnäts rapport *Långsiktig marknadsanalys 2021* presenteras fyra olika scenarier. I Figur 2 framgår det förväntade elbehovet i olika elområden och det samlade behovet av el för åren 2035 och 2045 för Svenska kraftnäts scenarier.



Figur 2. Elanvändningen år 2035 och 2045 enligt Svenska kraftnäts rapport *Långsiktig marknadsanalys 2021* enligt fyra olika scenarier.

<sup>1</sup> Se t.ex. IVA (2019) och NEPP (2020)

Självfallet är osäkerheten om framtiden stor, men de scenarier som redovisats kan tjäna som exempel på att många i dag ser framför sig en betydande ökning av både elanvändning och förnybar elproduktion.

## 2.1 EFFEKTER PÅ ELSYSTEMETS FUNKTION OCH UTFORMNING

Som framgått ovan omvandlas elsystemet just nu i snabb takt. Det som skiljer dagens elsystem – som i de flesta länder baseras på elproduktion från stora centraliserade och ofta bränslebaserade anläggningar - från ett system med en dominerande del förnybar energi är dock inte bara mängden el från förnybara källor, utan också relationen mellan olika delar av el- och energisystemet.

Ett större inslag av vind- och solbaserad el innebär en ny geografisk struktur då tillförseln i större utsträckning än idag baseras på decentraliserad kraftproduktion, däribland egenproducerad el från så kallade prosumenter, vilket skapar särskilda utmaningar på lokalnätetsnivå. Denna förändring innebär också att grundläggande funktioner – s.k. systemtjänster - såsom spänningshållning, frekvensreglering, nätstabilitet, tillhandahållande av reaktiv effekt och svängmassa (rotationsenergi) måste hanteras på delvis nya sätt. Den nya el- och energimarknaden ställer härmed krav på ett större mått av integrering av olika funktioner, t.ex. mellan byggnader, solceller, kraftvärme, fordon och olika typer av energilagring.

Elektrifiering av bland annat transportsektorn innebär också att nya användningsmönster uppträder. Laddning av elfordon kan ge upphov till hög tillfällig belastning, så kallade effekttoppar, i elnäten. En omfattande elektrifiering av fordonsparken ställer krav på investeringar i överföringsnäten, men också på planering och styrning vid bl.a. fordonsladdning. Här finns ett stort behov att utveckla nya lösningar, för att till exempel optimera effektuttaget inom en fastighet, utforma tariffer etc. Förändrade användningsmönster kan också innebära att de dimensioneringsregler som i dag används vid nätutbyggnad måste modifieras.

I det nya energisystemet kommer också gränsytorerna mellan olika funktioner att förskjutas. Speciellt gäller det vilka funktioner som ska betraktas som reglerad monopolverksamhet och vad som är föremål för fri handel. Detta kan ge utrymme för uppkomsten av nya typer av tjänster och marknadslösningar. En sådan möjlig utveckling är handel direkt mellan slutanvändare av el (peer-to-peer trading, P2P) med stöd av teknik som utnyttjar decentraliserade liggare såsom blockkedjor. Handel med lagrad el och el från lokal produktion mellan decentraliserade slutanvändare, möjliggjord med blockkedjeteknik, är en modell som har uppmärksamats alltmer internationellt. Denna form av handel kan också i vissa situationer bidra till minskade förluster och påfrestningar på näten lokalt. Erfarenheterna av sådana marknadsmodeller är dock begränsade, eftersom de hittills bara har prövats i pilotskala.

Genom teknikutvecklingen har också nya möjligheter till effektiv tillgångsförvaltning och effektiv drift- och underhållsteknik tillkommit. Det kan bland annat innefatta ett mer effektivt utnyttjande av elnätet genom alternativa smarta investeringar och digitala lösningar som möjliggör optimering av underhåll och utbytesplaner. Exempel på sådana lösningar är fjärrövervakning,



realtidskontroll och andra digitala verktyg som kan användas för att åstadkomma en mer förutsägbar, systemoptimerad och effektiv drift.

Omvandlingen av elsystemet förväntas därtill leda till ett större mått av egenproduktion (el som produceras lokalt, genom t.ex. utnyttjande av solceller eller vindkraft, eller regionalt). Ett exempel på organiserad egenproduktion är de s.k. medborgarenergigemenskaper (energy communities) som kontrolleras av lokala andelsägare eller medlemmar och som beskrivs mer i detalj i Bilaga A.

Hittills har eldistribution i allmänhet betraktats som en verksamhet med låg risk. I takt med att förbrukningsmönstren har blivit mer komplicerade och svårare att förutse, samtidigt som ny teknik introduceras, kan de ekonomiska riskerna med nätverksamhet sägas ha ökat. Därmed blir riskhantering en allt viktigare del av nätföretagens verksamhet. De nya förhållandena har också givit upphov till en diskussion om ansvarsförhållandena, speciellt mellan nätägarna på olika spänningsnivåer, och vad som skulle krävas för att åstadkomma samhällsekonomiskt effektiva lösningar. Denna fråga tas upp i Kapitel 6.

Sammantaget kommer den pågående förändringen av energisystemet att i många avseenden innebära genomgripande förändringar när det gäller de traditionella aktörernas – och inte minst nätföretagens – roller.

### 3 Grundläggande förutsättningar och nya roller för nätföretagen

#### 3.1 DAGENS MARKNADSMODELL

När elmarknaden omreglerades i mitten av 1990-talet fick elsystemet en enkel vertikal struktur bestående av fyra delar med ensartade uppgifter: Produktion, transmission, distribution (region- och lokalnät) och handel. Omregleringen innebar att de fyra delarna formellt och legalt separerades och att segmenten "produktion" och "handel" öppnades för konkurrens. Samtidigt blev transmissions- och distributionsföretagen skyldiga att mot skälig avgift öppna sina nät för överföring av el på icke-diskriminerande villkor.

I denna modell förutsattes de lokala elnätsföretagen ha en i huvudsak passiv roll. Deras uppgift var att med hög leveranssäkerhet överföra den el som kunderna inom området efterfrågade från överliggande elnät till slutkonsumenterna. Däremot ingick det inte i elnätsföretagens uppgift att, utöver vad som med hjälp av elnätstariffens utformning kunde åstadkommas, styra efterfrågans nivå och tidsfördelning. Därmed kunde elnätsföretagen inte heller ersätta eller senarelägga kapacitetshöjande investeringar i elnäten med tekniska eller beteendepåverkande åtgärder på användarsidan.

Att nätbolagen tilldelades en relativt passiv roll hade till stor del med den tillgängliga systemuppbyggnaden att göra, men följde också en europeisk tradition. En konsekvens av systemets tekniska utformning var således att användarna inte kunde informeras om, och därmed inte kunde reagera på, elpriserna i realtid. I stället hade kunderna, inom vida ramar, rätt och möjlighet att till ett givet pris använda den el som de önskade, utan hänsyn till det aktuella läget på elmarknaden och i elnätet. Efterfrågan på el var därför i stort sett oberoende av kortsiktiga variationer i marknadspriset (i grossisthandelsledet) på el. Distributionsföretagen (elverken) fungerade som lokala systemoperatörer. Vid tiden för elmarknadens omreglering fanns inte någon lokal eller regional elproduktion av större betydelse.

Strukturomvandlingen i elnätsverksamheten har under senare år varit förhållandevis långsam. Före omregleringen i mitten av 1990-talet fanns det cirka 350 distributionsföretag i Sverige. I dag är antalet ungefär hälften av det, ca 170 företag. Hur strukturomvandlingen kommer att fortsätta är svårt att sja om. Å ena sidan hävdar vissa att det finns betydande stordriftsfördelar i elnätsverksamhet. Å andra sidan kan ny teknologi, digitalisering och lokal elproduktion leda till att nya typer av lokala aktörer uppstår. Vi återkommer till dessa frågor i kapitel 5.

Dagens reglering innebär i korthet att varje nätägare har ansvaret för att leverera el till sina existerande kunder. Det gäller för Svenska kraftnät som nätägare (notera dock att detta inte är en del av systemansvaret), liksom för region- och lokalnäten.

### 3.2 PÅGÅENDE MARKNADSUTVECKLING

Det ökade inslaget av lokal elproduktion har givit upphov till en diskussion om en ny och mer aktiv roll för regionala och lokala elnätsföretag, och eventuellt även en roll som regional/lokal systemoperatör. I dessa sammanhang har också en rad ansvarsfrågor väckts. Dessa frågor diskuteras vidare i Kapitel 6.

Sedan några år pågår en diskussion om en delvis ny modell för kundkontakt, den s.k. elhandlarcentriska modellen. I korthet innebär modellen att en elmarknadshubb inrättas och utgör navet i informationsutbytet mellan elmarknadens parter. Den nya marknadsmodellen innebär också att elhandlaren blir kundens huvudsakliga kontaktpunkt i de flesta ärenden som berör den egna elleveransen. Det medför att kundens relation och kommunikation med nätägaren minskar jämfört med dagens situation.

I detta sammanhang bör också nämnas den pågående diskussionen – både inom EU och i Sverige – om användning av s.k. kapacitetsmekanismer som komplement till nuvarande marknadsmodell. Diskussionen har sin grund i farhågorna för att det i ett nytt energilandskap, där både produktion och konsumtion av el varierar mer än i dag, kan uppstå problem med att möta efterfrågan om ersättning endast ges för levererad energi under de begränsade antal timmar då efterfrågan är som allra störst. Begreppet är en samlingsbeteckning för flera typer av åtgärds paket som har två saker gemensamt. Den ena är att elproducenter och större användare av el får en fast ekonomisk ersättning för kapacitet som man på kort varsel kan ställa till förfogande, genom ökad produktion eller genom minskad användning av el. Den andra är att systemoperatören, eventuellt som följd av en lagreglering, föreskriver att det ska finnas en viss mängd tillgänglig kapacitet (effekt) under perioder med hög tillfällig efterfrågan på el. Den effektreserv som sedan ett antal år finns i Sverige är en typ av kapacitetsmekanism, och kallas ofta ”strategisk reserv”.

En annan ny omständighet är de knapphetssituationer som under de senaste åren har visat sig i flera storstadsområden. Till viss del hänger dessa samman med en snabb etablering av ny elanvändning (t.ex. för industrier, datacenter och transporter) samtidigt som ledtiderna vid utbyggnaden av elnätets kapacitet är oförändrat långa. Mycket tyder på att elnätsföretagen i framtiden kommer att få hantera återkommande situationer med knapphet på kapacitet. Detta kommer att ställa nya krav inte minst på elnätstariffernas utformning och abonnemangsvillkor, men kan också komma att motivera förändringar i elnätsföretagens uppgifter och befogenheter.

### 3.3 DET SVENSKA ELNÄTET

Det svenska elnätet är indelat i tre nivåer: Transmissionsnät (tidigare benämnt stamnät), regionnät och lokalnät.<sup>2</sup> Motsvarande begrepp på EU-nivå är ”överföringssystem” för transmissionsnätet, och ”distributionssystem” för region-

<sup>2</sup> Intressant att notera är att uppdelningen i tre nivåer är relativt ovanlig. De flesta länder har bara två nivåer, överföring (transmission) och distribution.

och lokalnät. Överföringssystemet omfattar även sammanlänknings till angränsande system, dvs för Sveriges del utlandsförbindelserna.

Liksom övriga nätföretag har Svenska kraftnät ansvar för utbyggnad av överföringssystemet vid behov och, i tillämpliga fall, dess sammanlänknings till andra system (utlandsförbindelser) för att säkerställa att systemet på lång sikt kan uppfylla rimliga krav på överföring av el.

### 3.4 NÄTFÖRETAGENS NUVARANDE ROLL

#### 3.4.1 Övergripande ansvar

Nätverksamhet är en offentligt reglerad verksamhet. Med nätverksamhet avses enligt ellagen att ställa elektriska starkströmsledningar till förfogande för överföring av el, dvs det omfattar såväl ägande som drift av elnät på de tre nätnivåer som tidigare nämnts. Till nätverksamhet hör också projektering, byggande och underhåll av ledningar, ställverk och transformatorstationer, en skyldighet att ansluta elektriska anläggningar, mätning och beräkning av överförd effekt och energi samt annan verksamhet som behövs för att överföra el på det elektriska nätet.

Elnätsföretaget ansvarar alltså för att el transporteras från produktionsanläggningar till slutanvändaren. För att få göra detta krävs tillstånd, så kallad nätkoncession, från Energimarknadsinspektionen för att få bygga och driva starkströmsledningar. Företaget svarar också för att dess ledningsnät är säkert, tillförlitligt och effektivt och för att det på lång sikt kan uppfylla rimliga krav på överföring av el. Elnätsföretagens verksamhet är ett reglerat monopol och intäktsramen för företagen fastställs av Energimarknadsinspektionen genom den så kallade intäktsregleringen.

#### 3.4.2 Grundläggande funktioner

I en diskussion om nätföretagens framtida roll kan det vara ändamålsenligt att försöka renodla de funktioner som idag utförs av nätföretag. Traditionellt ingår följande övergripande uppgifter i nätföretagens verksamhet.

- Tillgångsförvaltning
  - × Effektivitet i överföringen – hög lastfaktor och optimerat underhåll
  - × Anslutning av nya nätkunder
  - × Nätplanering och nätutveckling
- Driftssäkerhet och elkvalitet
  - × Upprätthålla stabilitet och spänningskvalitet
  - × Upprätthålla leveranssäkerhet, hantera elavbrott
  - × Hantering av förluster
  - × Hantering och utnyttjande av driftsdata och andra tekniska data
- Mätning av in- och utmatning, hantering av kunders förbrukningsdata, och fakturering av nättariffer

*En effektiv tillgångsförvaltning syftar till att optimera användningen av den totala fysiska kapitalbasen, befintlig såväl som kommande. Nätplanering och*

nätutvecklingsplaner, som bl.a. ska möjliggöra anslutning av tillkommande kunder, utgör här ett viktigt underlag. En effektiv tillgångsförvaltning innefattar också ett mer effektivt utnyttjande av det befintliga elnätet t.ex. med stöd av flexibilitetsmarknader som kan bidra till att investeringar kan skjutas upp eller helt undvikas (se Kapitel 5). Det bör dock understrykas att flexibilitetslösningar inte primärt skall ses som ett substitut för nätinvesteringar. De bidrar i första hand till att den tekniska infrastrukturen kan användas mer effektivt, t.ex. genom att omfördela effektuttaget i tid och rum. Den s.k. medellastfaktorn används traditionellt som indikator på ett effektivt nätutnyttjande och är ett mått på hur jämnt fördelad lasten i elnätet är. Den definieras som medelvärdet av samtliga dygnslastfaktorer under året. En hög lastfaktor medför att belastningskurvans variationer inte är lika kraftiga, dvs. att systemet utnyttjas jämnare, vilket är gynnsamt både tekniskt och ekonomiskt. Ett annat exempel är optimering av underhåll och utbytesplaner för olika nätkomponenter.

Att under olika betingelser kunna *upprätthålla hög driftssäkerhet och elkvalitet* är en grundläggande målsättning för nätföretagen. Systemstabilitet är elnätets förmåga att motstå störningar vid t.ex. lastbortfall och har stor betydelse för nätens förmåga att integrera produktion från t.ex. variabla förnybara energikällor. Utöver systemstabilitet är även en god spänningskvalitet en viktig förutsättning för en leveranssäker elförsörjning.

I Sverige ansvarar nätföretagen för *insamling och rapportering* av mätvärden för förbrukning och produktion samt hanterar andra uppgifter om elanvändare och anläggningar, bl.a. som underlag för balansavräkningen. Betydelsen av att denna roll inte får påverka konkurrensen på elmarknaden har betonats i flera sammanhang och i vissa länder, t.ex. Storbritannien, har man valt att konkurrensutsätta denna roll.

Slutligen innebär ett ökat antal digitalt anslutna enheter i elnätet inte bara möjligheter till effektivare drift och ökad leveranskvalitet utan också risk för dataintrång och cyberattacker genom nya ingångar till systemen.

### 3.4.3 Systemansvaret

Utöver de uppgifter och skyldigheter som gäller för samtliga nätföretag är Svenska kraftnät, i rollen som systemansvarig för överföringssystem (TSO), också ansvarig för att det under dygnets alla timmar råder balans mellan produktion och import samt förbrukning och export av el.

Balansen regleras både automatiskt i systemet och manuellt genom olika verktyg för produktions- och förbrukningsreglering för att hålla frekvensen på 50 Hz. Svenska kraftnät samarbetar med de andra nordiska systemoperatörerna för balanshållningen i det sammankopplade nordiska systemet. Svenska kraftnät ansvarar för balansmarknaderna (automatiska reglerresurser och manuella reglerresurser) samt balansavräkningen. Svenska kraftnät kan också ställa upp särskilda villkor för reglering under särskilt ansträngda driftförhållanden (effektreserv och roterande bortkoppling).

I systemansvaret ingår också att ansvara för att elsystemets anläggningar i hela landet samverkar på ett driftsäkert sätt, samt att det finns tillräckliga reserver i

kraftsystemet. Vad som är att betrakta som tillräckligt driftssäkert är till stor del definierat i EU-lagstiftning genom s.k. kommissionsförfordningar, även kallade nätkoder (nätföreskrifter och riktlinjer).

Begreppet systemdrifttillstånd används för att beskriva kraftsystemets tillstånd i driftshänseende och är grundläggande för driftsäkerheten. Fem tillstånd finns definierade i det gemensamma europeiska regelverket: normaldrift, skärpt drift, nöddrift, nätsammanbrott och återuppbyggnad. Det finns två kommissionsförfordningar som behandlar driftsfrågor. *Förfordningen drift av överföringssystem* (System Operation, SO) behandlar de två första tillstånden och syftar till att säkerställa driftsäkerhet, frekvenskvalitet och ett effektivt utnyttjande av kraftsystemet och dess resurser. I förfordningen om *Nödsituationer och återuppbyggnad* (Emergency restoration, ER) ställs krav som gäller de tre återstående tillstånden och syftar till att värna om driftsäkerhet, förhindra att incidenter sprids eller förvärras, samt möjliggöra snabb och effektiv återuppbyggnad av elsystemet efter nätsammanbrott.

EU:s regelverk för elmarknaden omfattar också tre nätkoder som innehåller krav på användare och utrustning som ska ansluta till kraftsystemet. Dessa krav gäller nya anslutningar och vid vissa förändringar av befintliga anläggningar.

- Nätanslutning av generatorer (RFG)
- Anslutning av förbrukare (DCC)
- Nätanslutning av system för högspänd likström (HVDC)

Slutligen finns också tre nätkoder som berör marknadsorganisation

- Kapacitetstilldelning och hantering av överbelastning (CACM)
- Förhandstilldelning av kapacitet (FCA)
- Balanshållning avseende el (EB)

Sammanfattningsvis ska den nationellt systemansvarige anskaffa tjänster och vidta åtgärder för att inom sitt kontrollområde säkerställa ett tillräckligt driftsäkert kraftsystem och ansvara för att kraftsystemets förmågor används på ett effektivt sätt. Svenska kraftnät utövar systemansvaret både genom egna insatser och genom att samordna insatserna från alla andra aktörer i kraftsystemet. Inom vissa områden sker denna samordning genom föreskrifter, t.ex. när det gäller anslutning av anläggningar. Inom andra områden bygger samordningen på generella avtalsformer t.ex. för de olika produkterna på balansmarknaden.

### 3.5 ELMARKNADENS OMVANDLING SKAPAR NYA UTMANINGAR FÖR NÄTFÖRETAGEN

De nya förhållandena på elmarknaden skapar utmaningar av olika slag. I både nationell och europeisk energipolitik framhålls till exempel betydelsen av kundernas aktiva deltagande på marknaden vid omställningen av energisystemet, vilket ofta inneburit betydande nationella ekonomiska subventioner eller annat stöd till lokal förnybar produktion. Många gånger lyfts också kundinflytande (customer empowerment) fram som ett mål i sig där nya former för lokal handel (peer-to-peer trading, P2P) och möjligheten att skapa

medborgarenergigemenskaper ses som viktiga medel för att öka medborgarnas medvetenhet och engagemang i energisystemets omställning.

Nedan sammanfattas några betydelsefulla omvärldsförändringar som kan leda till att nya roller skapas och att nya aktörer etablerar sig på marknaden. Dessa förändringar leder till ett behov av utvecklingsinsatser och/eller regelförändringar inom ett antal områden.

- Kundernas möjligheter till aktivt deltagande t.ex. som prosumenter
- Villkor för mätning och datahantering, nya plattformar för lokal handel (peer-to-peer) t.ex. standardisering av smarta hem
- Uppkomsten av lokala energisystem och mikronät t.ex. genom medborgarenergigemenskaper
- Villkor i nätregleringen som stimulerar hållbarhet och robusthet på lokal nivå samtidigt som en rättvis fördelning av gemensamma nätkostnader säkerställs
- Ökad priskänslighet, men också mindre förutsägbar efterfrågan, genom mer varierande kundbeteenden – nya konsumtionsmönster, egenproduktion, flexibilitet, lagring etc.
- Ökad transparens i datahantering och minskade barriärer för mindre och nya aktörer t.ex. s.k. aggregatorer
- Utveckling av lokala marknader för flexibilitet som kan bidra både till nät drift på olika nivåer och systembalansering

Tillsammans med övriga trender, t.ex. ökad lokal elproduktion och elektrifiering av transportsektorn, innebär dessa förändringar en ökad komplexitet som ställer helt nya krav på data- och informationsutbyte på alla nivåer. Detta innebär nya utmaningar för region- och lokalnätsföretag vilka kan sammanfattas i följande punkter.

- **Helhetssyn och planeringsförmåga.** Kunskap om hur nya villkor för delar av systemet påverkar andra delar och hur oönskade effekter kan undvikas
- **Ökat samarbete och datautbyte mellan systemoperatörer.** Kunskap om användning av flexibilitetsresurser och lokal produktion för att garantera systemstabilitet.
- **Lokalt systemansvar.** Ökat systemansvar och en mer aktiv roll som systemoperatör.

Kravet på helhetssyn och planeringsförmåga innebär att nätföretagen på alla nivåer behöver ta en mer aktiv roll i förhållande till de förändringar som sker på marknaden. Det kan ta sig uttryck i att man utnyttjar förmågan hos distribuerade resurser att bidra till leverans kvalitet och säkerhet. För att tillägna sig denna helhetssyn kommer nätföretagen att behöva utveckla liknande kunskaper och systemhanteringsförmågor som TSO-företagen i dag besitter. Det kan bl.a. handla om:

- Att utveckla och använda marknadsbaserade lösningar för upphandling, planering och omdirigering av icke frekvensrelaterade stödtjänster som kan utnyttjas lokalt t.ex. för flaskhalshantering.
- Att utnyttja avancerade system för datainsamling och kontroll som möjliggör realtidsövervakning av nätet som stöd för upphandlingsprocessen



- Att i samarbete med andra berörda aktörer ta fram specifikationer för de flexibilitetstjänster som upphandlas och om lämpligt standardiserade marknadsprodukter för dessa tjänster.

En stor andel asynkron förnybar produktion kan innebära avsaknad av tillräckligt med synkront kopplad svängmassa (rotationsenergi) i systemet, vilket vid sidan av frekvensproblem på övergripande nivå också kan ge bristande spänningsstabilitet lokalt. Detta kan åtgärdas genom exempelvis snabba aktiva effektreserver från efterfrågefleksibilitet eller batterilager. Även användning av ny teknik, t.ex. för realtidsövervakning och styrning, bidrar till att mildra eller lösa de problem som nya produktions- och förbrukningsmönster kan medföra. En ökad användning av alltmer känslig elektronik på kundsidan, samtidigt som en större mängd kraftelektronik ansluts till elnätet, för med sig att kravet på spänningshållning ökar. Samtidigt blir systemet alltmer komplext. En annan typ av lokala spänningsproblem som kan uppstå vid hög andel decentraliserad produktion är när förändringar i produktionen sker snabbt, så kallad "ramping". Detta ställer krav på s.k. pendlingsdämpning.

Vidare leder ändrade konsumtionsmönster i kombination med variabel produktion till att förstärka effekt- och kapacitetsutmaningen lokalt, regionalt och nationellt samtidigt som elanvändarnas tolerans för elavbrott minskar. Det finns dock nya tekniska lösningar som kan bidra till att hantera dessa utmaningar. Ett sådant exempel är s.k. självläkande elnät, vilket i korthet innebär övervakning och upptäckt av potentiella fel så att bortkoppling av bristfällig utrustning kan ske innan felet är ett faktum. Ett annat exempel gäller förmågan att återställa ett elnät efter avbrott. Ett uppkopplat elnät med smarta elmätare, sensorer och styrning möjliggör en förbättrad leveranssäkerhet bl.a. genom alternativa matningsvägar.

Ökat datautbyte, bättre prognoser och nya modeller för samarbete kommer att krävas för att tillvarata nya och lokala energiresurser med hjälp av digitaliseringen. Det innebär bland annat att de system som används av systemoperatörer och de tjänsteföretag som agerar "på andra sidan mätaren" kan kommunicera effektivt så att en säker drift av elnätet kan garanteras. Men även datautbyte och interoperabilitet mellan olika teknikleverantörer kommer att vara av stor betydelse. Hur kravet på ökat samarbete och datautbyte kan förväntas påverka nätföretagen utvecklas närmare i Kapitel 6.



## 4 Regelutveckling - pågående trender och möjliga förändringar

Som framgått ovan styrs nätföretagens verksamhet till stor del av den offentliga regleringen. I dag ser vi en snabb förändring av elmarknaden i en rad avseenden. För att utvecklingen inte ska bromsas upp eller ta en oönskad väg är det viktigt att regleringen utformas och omformas på ett sätt som stödjer utvecklingen. I detta kapitel beskriver vi pågående utveckling inom området och diskuterar behovet av förändringar.

### 4.1 OM MONOPOL OCH MONOPOLREGLERING

När det gäller överföring av el innebär den modell som Sverige och flertalet andra länder tillämpar att näten betraktas som ett monopol. Nätföretagen får en legal ensamrätt att bedriva verksamhet, men måste då uppfylla vissa samhällskrav när det gäller högsta tillåtna avkastning, anslutningsskyldighet och likabehandling av kunder. Modellen utgår från ett samhällsekonomiskt synsätt.

Det samhällsekonomiska motivet för reglering är att ett monopolföretag, i sin strävan att maximera sin vinst, begränsar utbudet till den nivå där marginalintäkten är lika stor som marginalkostnaden. Från samhällsekonomisk synpunkt innebär detta att utbudet blir "för litet" och priset "för högt".

Vad som betraktas som ett monopol behöver inte vara givet en gång för alla. Tidigare ansågs t.ex. det allmänna telenätet vara ett monopol, och var därför föremål för reglering. I takt med att ny teknologi (mobiltelefoni, ip-telefoni) har utvecklats har behovet av reglering successivt minskat, eftersom den tjänst som monopolen tillhandahåller nu möter konkurrenskraftiga substitut. I detta sammanhang är det värt att notera att ett motiv för att behålla ett legalt monopol eller på annat sätt reglerera en marknad kan vara att skydda svaga kunder, t.ex. genom samhällskrav på eldistributören att tillhandahålla nättjänster även till glesbygds kunder. Denna typ av ålägganden kallas med EU-terminologi Public Service Obligations.<sup>3</sup> I Bilaga A sammanfattas kortfattat den svenska regleringen och EU-regleringen.

### 4.2 REGLERING AV NÄTFÖRETAGENS ROLL PÅ DEN EUROPEISKA ELMARKNADEN

Den svenska regleringen av elmarknaden styrs till stora delar av EU-lagstiftning. I detta avsnitt beskrivs översiktligt motiven och formerna för den europeiska regleringen.

Allt sedan avregleringarna av el- och energimarknaderna inleddes i början av 1990-talet har det förts en diskussion om elnätsföretagens roll. En huvudfråga är hur aktivt nätföretagen ska tillåtas agera; ska de enbart ha en passiv funktion, där

<sup>3</sup> På svenska: tillhandahållande av allmännyttiga tjänster.

de tillhandahåller elnät till alla inom sitt område? Eller ska de också kunna agera aktivt, exempelvis med aktiv laststyrning och andra tjänster?

Inledningsvis koncentrerades den internationella diskussionen huvudsakligen på transmissionsnäten, men i takt med att elproduktionen har blivit mer distribuerad och ny teknologi har tillkommit (t.ex. för mätning, lagring och reglering) har diskussionen också kommit att omfatta de lokala distributionsföretagen. Inom EU och de samarbetsorganisationer som finns för de europeiska tillsynsmyndigheterna (CEER, ACER) har en diskussion om nätföretagens framtida roll pågått sedan mitten av 2010-talet.

Som utgångspunkt för diskussionen om den förändrade DSO-rollen har fyra grundprinciper för nätverksamhet tagits fram, vilka i rapporten *Future role of DSOs*<sup>4</sup> formulerats enligt följande:

- The DSO must run its business in a way which reflects the reasonable expectations of network users and other stakeholders including new business models
- The DSO must act as a neutral market facilitator in undertaking its core functions.
- The DSO must act in the public interest taking account of costs and benefits.
- Consumers own their data and DSOs need to recognise this when handling data

Samtidigt konstateras att nätverksamheten skiljer sig ganska mycket mellan olika medlemsländer (antal företag, storlek, tekniska förhållanden och nuvarande uppgifter), vilket innebär att det inte finns en lösning som passar alla. I stället har CEER valt att ta fram ett vägledande ramverk för att utveckla principer för reglering av DSO-rollen, där det betonas att nätföretagen ska förbli neutrala aktörer som underlättar marknadens funktion (neutral market facilitators).

Modellen innebär en tydlig definition av nätföretagens kärnverksamhet och det som klart kan anses vara konkurrensutsatt verksamhet. Däremellan har man identifierat en gråzon, "grey areas" i figuren nedan, som anses kräva särskilda åtgärder (Figur 3).

---

<sup>4</sup> CEER, 2015

| Core regulatory activity                                                                                                                                                                       | Grey areas                                                                                                                                           | Competitive non-DSO activity                                                                                              |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <ul style="list-style-type: none"> <li>• Network planning and development</li> <li>• System security, operation and maintenance</li> <li>• Technical data</li> <li>• Network Losses</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Energy efficiency</li> <li>• Storage</li> <li>• Engagement with consumers</li> <li>• Flexibility</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Energy generation and production</li> <li>• Energy trading and supply</li> </ul> |

Figur 3. Regulatoriska gråzoner mellan reglerad och icke-reglerad verksamhet. Källa: CEER, 2015.

Som framgår av Figur 3 anses flexibilitets- och lagringstjänster och engagemang med kunden i vissa fall ligga i gråzonen mellan monopolet och den oreglerade marknaden. Ett särskilt ämne för diskussion mellan de europeiska tillsynsmyndigheterna, vilket inte framgår av figuren, har varit nätföretagens roll vid hantering av mätdata. Här anser CEER att nätföretagen inte automatiskt ska ha ansvar för datahantering även om de i vissa länder kan vara ansvariga för centrala datahubbar. CEER betonar också att nätföretag som direkt har tillgång till data från smarta mätare har ett särskilt ansvar att agera opartiskt och att göra nödvändig datainformation tillgänglig för andra aktörer, samtidigt som kraven på dataintegritet för kunderna respekteras.

Hanteringen av vissa punkter på listan över gråzoner har klargjorts genom EU:s lagstiftningspaket Ren energi. Detta innebär bl.a. att nätföretag inte får äga, utveckla, förvalta eller driva energilager om det inte rör sig om helt integrerade nätkomponenter eller om marknaden misslyckats med att erbjuda tjänsten. Då finns möjlighet till vissa undantag. Detsamma gäller laddinfrastruktur för elfordon.

Frågan om vilka regler som ska gälla för att elnätsföretagen ska få utnyttja kundernas flexibilitet för att effektivisera nätdriften är mer komplex. När det gäller flexibilitet som erbjuds som en egen produkt eller tjänst så är huvudlinjen att sådana flexibilitetstjänster ska upphandlas i konkurrens och på transparenta villkor. Närmare riktlinjer för detta har preciserats i Ren energi. För närmare detaljer se Bilaga A.

En annan form av flexibilitet är de förändringar i uttagsmönster som kan stimuleras genom nättariffer som tar hänsyn till belastningsmönster i nätet. Exempel på sådana tariffer är olika kombinationer av tidsberoende energiavgifter som inkluderar någon form av effektelement. På övergripande nivå gäller enligt EU-reglerna att nättariffer skall vara objektiva och icke-diskriminerande. De ska utformas på ett sätt som är förenligt med ett effektivt utnyttjande av elnätet och en

effektiv elproduktion och elanvändning. Så länge dessa krav uppfylls är det enligt svensk lagstiftning upp till nätföretagen att bedöma i vilken utsträckning mer tidsberoende tariffer bör införas. Det relativt stabila samband som traditionellt funnits mellan olika typkunders (lägenhetskund, elvärmekund etc.) energiförbrukning, effektbehov, och tidpunkt för maximal last håller redan på att förändras. Nya kundsegment, såsom kunder med egenproduktion, lager eller elfordon kommer att ha avvikande uttagsprofiler som utmanar traditionella volymbaserade tariffer. Att tillämpa tariffer som tar hänsyn till vilka kostnader och nyttor som olika nätkunder tillför systemet kommer att bli allt viktigare för nätföretagen och gäller såväl uttags- som inmatningskunder. Nättariffer liksom t.ex. villkorade anslutningsavtal kan tillsammans med tekniska åtgärder i näten ses som ytterligare sätt att ta tillvara möjliga flexibilitetsresurser som bör tillhöra nätföretagens kärnverksamhet.

Slutligen skiljer sig elnätsföretagens möjligheter att stödja kunder för ökad energieffektivisering och direkt interagera med kunder starkt mellan olika medlemsländer och här finns ingen generell vägledande princip. Huvudinriktningen kan dock sammanfattningsvis beskrivas enligt följande: Där det ännu saknas kommersiella aktörer som bedriver en viss verksamhet som bidrar till elsystemets effektivitet, så kan nätföretagen tillåtas att göra detta för en begränsad tid och under tillsyn. Några nya regler som direkt fokuserar på dessa områden ingår dock inte i EU:s Ren energi-paket.

### 4.3 REGELUTVECKLING

Vårt uppdrag har, som tidigare nämnts, varit att belysa två centrala problemkomplex: flexibilitet, Kapitel 5, och koordinering och systemdrift, Kapitel 6. Det finns dock skäl att översiktligt även behandla två angränsande områden som är nära förknippade med dessa båda problemkomplex. Det ena av dessa områden avser hur effektiv nät drift kan värderas och det andra hur förändringar i regelverket skulle kunna bidra till ökad leveranssäkerhet.

#### 4.3.1 Effektivitet och effektivitetsmätt i nätregleringen

Ett effektivt utnyttjande av elnätet kan uppnås genom att man jämnar ut nätets belastning och kapar effekttoppar. Därigenom kan kapaciteten i nätet göras tillgänglig för anslutning av exempelvis mer förnybar energi eller fler uttagskunder utan att det krävs investeringar i mer kapacitet. Vid en jämnare belastning reduceras också nätförlusterna.

Att säkerställa en effektiv nätverksamhet är dock en komplicerad uppgift. Å ena sidan skapar ny teknik och digitalisering kontinuerligt nya möjligheter. Exempelvis kan realtidsövervakning, nya abonnemangsformer, nya tariffer, peer-to-peer handel, ny nätteknik och handel med flexibilitet i princip bidra till att elnäten används mer effektivt. Å andra sidan kan en mer oregelbunden belastning av näten, till följd av t.ex. mer decentraliserad och intermittent tillförsel av el, leda till ett lägre kapacitetsutnyttjande.

En viktig fråga i sammanhanget är i vilken utsträckning den offentliga regleringen kan utformas så att den ger incitament till ökad effektivitet. Regleringen av elnäten

(intäktsregleringen) har som tidigare nämnts flera syften. Kunderna ska betala ett skäligt pris för elnätstjänsten och få en långsiktig leveranssäkerhet, samtidigt som den svenska elförsörjningen ska tryggas. Samtidigt ska elnätsföretagen ges stabila och långsiktiga villkor som gör det möjligt för dem att bedriva elnätsverksamhet på ett ändamålsenligt och effektivt sätt. I detta ligger också att nätföretagen, i konkurrens med alternativa placeringar med motsvarande risk, ska kunna få tillgång till kapital för investeringar.

#### *Medellastfaktorn som effektivitetsmått*

En vanlig indikator på effektiviteten är medellastfaktorn. Denna definieras som medeleffekten över ett dygn delat med den högsta effekten under ett dygn, och uttrycks som ett siffervärde mellan 0 och 1 som bör ligga så nära 1 som möjligt. Vid stora effektvariationer och enstaka effekttoppar i systemet blir lastfaktorn låg. En hög lastfaktor vittnar däremot om att belastningskurvans variationer inte är lika kraftiga, dvs. att systemet utnyttjas jämnare, vilket är gynnsamt både tekniskt och ekonomiskt.

En kritik som ibland riktas mot att (enbart) använda lastfaktorn som ett effektivitetsmått är att den till stor del beror på variabler utanför elnätbolagens kontroll, som exempelvis förekommande uppvärmningsformer och kundstruktur. Elnätbolagen har anslutningsplikt och har inte nämnvärda möjligheter att påverka kundens verksamhet och uttagsmönster. Därför är lastfaktorn inte ett lämpligt enskilt mått på hur elnätsföretagen arbetar med smarta elnät, kapacitetseffektiva tariffer och efterfrågeflexibilitet. I stället för att fokusera på lastfaktorn i sig vore en möjlighet att mäta dess förändring över tid utifrån de specifika förutsättningarna i varje enskilt nätområde. Det skulle tydligare premiera långsiktiga insatser utifrån elnätsföretagens lokala premisser. I sammanhanget bör dock framhållas att nuvarande tillämpning av den svenska regleringen i huvudsak tar sikte på förändringar av lastfaktorn inom ett och samma nätföretag.

#### *Nätförluster som effektivitetsmått*

Nätförluster är en annan parameter vid effektivitetsmätning. Dessa beror dock vid en given tidpunkt till stor del på befintlig kund- och nätstruktur vilket innebär att de kan vara svåra att påverka för elnätsföretagen. För elnätsföretag som redan idag har låga förluster ger intäktsregleringen små vinster i förhållande till de kostnader och investeringar som kan göras i form av exempelvis högre dimensionering i nätet. Samtidigt skulle en alltför hög värdering av elnätsförlusterna kunna driva en utveckling mot en samhällsekonomiskt ineffektiv överdimensionering av elnätsanläggningen. Hur nätförluster ska värderas är således en svår balansgång som regleringsmyndigheten har att hantera.

I dagens reglering behandlas nätförluster som en s.k. opåverkbar kostnad, vilket innebär att hela kostnaden godtas inom regleringen. Utöver det finns ett särskilt incitament för alla nätföretag som ger ett plus eller minus, beroende på hur väl respektive elnätsföretag har lyckats förbättra sig i förhållande till sina förutsättningar. Incitamentet är sammanslaget för nätförlusterna och lastfaktorn. Rent konkret innebär tillämpningen av regleringen att företag som lyckas hålla

nere nätförlusterna och bidragit till lastutjämning i nätet kan få ett tillägg till intäktsramen.

#### 4.3.2 Leveransansvar och leveranssäkerhet

För att upprätthålla leverenskvalitet och leveranssäkerhet behöver hänsyn tas till vilket systemdrifttillstånd elsystemet befinner sig i (normal drift, skärpt drift, nöddrift, sammanbrott och återuppbyggnad). Vilket ansvar de olika aktörerna har vid de olika systemdrifttillstånden regleras i dag till stor del genom de EU-gemensamma nätkoderna. Det finns dock situationer som inte fullt ut hanteras av detta regelverk eller där specifika svenska förhållanden gör att kompletterande regler kan behövas.

Om det fanns obegränsad tillgång på produktion och ett elnät utan fysiska begränsningar skulle det vara en i huvudsak teknisk uppgift att leverera el till alla befintliga och nya kunder samtidigt som slutanvändarna var fria att i varje ögonblick kunna avropa den mängd el de behövde inom ramen för sina abonnemang. I verkligheten är tillgången på kapacitet mot överliggande nät ofta begränsad samtidigt som en ökande andel decentraliserad och intermittent produktion påverkar de tekniska förhållandena i nätet i grunden (spänningsstabilitet, reaktiv effekt etc.).

Nätföretagens förmåga att optimera distributionen i det egna nätet - inom ramen för de abonnemang som tecknats mot överliggande nät - blir allt mer avgörande för resultatet. Genom att ta på sig en mer aktiv roll kan nätföretagen medverka till att utveckla systemtjänster som kan bidra till att lösa problem på både distributions- och transmissionsnivå. För detta krävs dock tydliga ansvarsgränser där skyldigheter och rättigheter specificeras samtidigt som tydliga incitament ges till berörda aktörer. En grundläggande förutsättning för denna förändring är dock att modeller och standarder utvecklas för koordinering och effektivt informationsutbyte mellan aktörerna.

Ett exempel på ett specifikt svenskt förhållande är att det svenska elsystemet delas in i tre nivåer – lokalnät, regionnät och transmissionsnät – medan de flesta EU-länder enbart skiljer på DSO- och TSO-nivå. Detta innebär att Svenska kraftnät (som nätagare) har ansvar för att leverera el till sina kunder (dvs främst regionnäten) utifrån utlovad kapacitet, dvs abonnerad effekt. Regionnäten har motsvarande ansvar gentemot sina kunder (bl.a. lokalnäten) och lokalnäten har i sin tur det ansvaret gentemot sina kunder. För både regionnätsföretag och lokalnätsföretag kan därmed valet av abonnerad effekt i uttagpunkter mot överliggande nät – explicit eller implicit - sägas utgöra ett val av risknivå.

Faktorer som påverkar denna risknivå är dels möjligheten att överskrida den abonnerade effekten genom tillfälliga abonnemang (tillgång och pris), dels förmågan att bedöma kundernas framtida elanvändning och tillgängliga lokala flexibilitetsresurser. Hastiga och stora förändringar i användning och produktion (t.ex. genom avveckling eller nyetablering av anläggningar) innebär att riskexponeringen förändras drastiskt samtidigt som nya typer av stabilitetsproblem kan uppstå i nätet. Denna situation blir mer uttalad om elnätets kapacitet överlag är begränsad, vilket blivit allt vanligare. Nätföretag har också

varierande möjligheter att hantera dessa utmaningar rent ekonomiskt. Större bolag har ett stort kollektiv att socialisera sådana kostnader på, men för mindre bolag kan en ökad riskexponering i vissa situationer innebära ett ekonomiskt problem.

Den svenska modellen med tre nätnivåer gör också rollfördelningen mer komplex, vilket ställer särskilda krav på samverkan. Exempel på åtgärder som skulle kunna ge ett effektivare nätutnyttjande och därmed gynna kunderna är möjlighet till abonnemangsväxling. I projektet sthlmflex, som beskrivs i denna rapport, finns en möjlighet till abonnemangsväxling, som innebär att regionnät i exempelvis Stockholm City kan öka sitt abonnemang genom att köpa flexibilitetstjänster i nätområdet Stockholm Norra som får ett motsvarande sänkt abonnemang. Därigenom kan flexibilitetstjänster (med vissa begränsningar) göra nytta i hela Stockholmsregionen. Det kan också handla om att ta fram tydligare regler för när nätföretag kan erbjuda villkorade anslutningar eller erbjuda tillgänglighetsersättning på lokal nivå. Nätföretagens riskexponering skulle också kunna minska genom mer transparenta och förutsägbara regler för tillfälliga abonnemang eller dynamiska abonnemang. De sistnämnda skulle exempelvis kunna utformas som ett basabonnemang för en normal vinter kombinerat med tillfälliga höjningar av abonnemangsavgiften när det krävs.



## 5 Flexibilitet

Begreppet flexibilitet har blivit ett honnörsord i diskussionen om den framtida elförsörjningen. I den allmänna debatten beskrivs ofta flexibilitet som ett sätt att kunna möta nya situationer såsom varierad elproduktion från vindkraftverk och snabba variationer i efterfrågan. Flexibilitet är ett allmänt och inte entydigt samlingsbegrepp som innefattar en rad situationer, behov och åtgärder för att kunna reglera elsystemet och möta efterfrågan vid varje tillfälle under året. Flexibilitet kan uppträda i olika former då behovet och tillgången kan variera från en tidpunkt till en annan samt variera beroende på hur den geografiska systemgränsen dras. Det finns ett stort antal lösningar som kan bidra till att tillgodose dessa olika flexibilitetsbehov och som kan implementeras på olika nivåer i systemet.

Hittills har energibranschen i huvudsak tillhandahållit flexibilitet på "utbudssidan". För att se till att utbudet alltid matchar efterfrågan har kraftverken löpande anpassat sin produktion. Nätföretagen har samtidigt sett som sin uppgift att bygga ut överföringsnäten i takt med det ökade behovet, så att el alltid kan transporteras till konsumenterna. Men i takt med att energisystemet förändras uppstår nya problem och möjligheter. Att i dagsläget enbart förlita sig på lösningar på utbudssidan är i många situationer inte kostnadseffektivt. Nya sätt att tillhandahålla flexibilitet utvecklas, och innebär i många fall att behovet av investeringar i överföringssystemet kan omvärderas. Exempel på alternativa lösningar är t.ex:

- **Efterfrågefleksibilitet:** I flera länder börjar det utvecklas lösningar som innebär att elkonsumenterna kan välja särskilda tariffer och/eller avtal som belönar dem för att ändra hur och när de använder el. Smarta mätare och annan teknik medverkar till att förenkla konsumenternas medverkan.
- **Energilagring:** Med hjälp av lagring av el i batterier eller på annat sätt kan elkonsumentens förflyttas i tid, och därmed minska belastningen på elnäten under de timmar då efterfrågan är störst.
- **Distribuerad elproduktion:** Genom att utnyttja el som produceras lokalt, till exempel från en solpanel på taket eller en industriprocess, kan investeringar i kraftverk och överföringsnät begränsas.

För en väl fungerande efterfrågefleksibilitet har korrekta prissignaler som når fram till alla marknadsaktörer en central betydelse. Elkonsumenterna förväntas bli mer flexibla i sin användning i takt med att timvis mätning och timprissättning av el ökar, liksom användning av nya modeller för utformning av nättariffer. Här skulle nya aktörer, exempelvis aggregatorer och/eller energitjänsteföretag, kunna komma att spela en viktig roll. Genom automatiserad styrning i kombination med nya flexibilitetsresurser kan priskänsligheten på marknaden öka. Utvecklingen mot att fler hushållsapparater förses med sensorer och är uppkopplade mot internet kan genom automatiserad styrning ge ytterligare bidrag.

När nya flexibilitetsresurser frigörs är det viktigt att de kommer till användning där de skapar mest nytta. I de fall då speciella marknader skapas för olika typer av flexibilitetsresurser bör dessa marknader göras tillgängliga för alla aktörer som kan



dra nytta av dessa resurser. Men det finns också andra sätt att frigöra flexibilitetsresurser, t.ex. genom anslutningsavtal och tariffer. Vilken metod som är mest lämplig beror på förutsättningarna i det enskilda fallet. Ett viktigt gemensamt krav är dock att elsystemets stabilitet och leveransförmåga inte äventyras.

Förekomsten av lokala flexibilitetsmarknader innebär särskilda utmaningar för nätföretagen. Behoven av flexibilitetstjänster kan i vissa fall vara ganska snävt lokalt avgränsade (tidsmässigt och/eller geografiskt), vilket ger ett begränsat utbud och även svårigheter att ta hänsyn till lokala flexibilitetsresurser i den långsiktiga nätplaneringen

Vid sidan av att utnyttja tekniska lösningar av skiftande slag har nätföretagen också möjlighet att stimulera till flexibilitet genom olika typer av kommersiella åtgärder såsom anslutningsavtal, olika tariffer för primär och sekundär kraft och att delta i marknader för flexibilitet.

## 5.1 OLIKA FORMER AV FLEXIBILITET

En viktig dimension av flexibilitet rör tidsaspekten. Ofta skiljer man mellan "duration" (hur länge ett effektbehov varar) och "response time" (hur snabbt en flexibilitetsresurs kan mobiliseras). Behovet kan vara regionalt eller nationellt. Vidare kan behovet av flexibilitet, som nämndes ovan, avse tidsperioder av olika längd, från bråkdelar av sekunder till hela säsonger eller år. Följande distinktioner illustrerar detta.

- *Flexibilitet för effekt* bidrar till den kortsiktiga balanseringen mellan effektuttag och inmatning, dvs det systemövergripande kravet på frekvensstabilitet.
- *Flexibilitet för energi* (energitillräcklighet) bidrar till att elproduktionen kan tillgodose efterfrågan i ett medellångt till långt tidsperspektiv där systemövergripande efterfrågescenarier i olika tidsperspektiv bidrar till att identifiera behovet av flexibilitet.
- *Flexibilitet för överföringsförmåga* bidrar till att underlätta och utjämna behovet av att balansera produktion och användning mellan olika geografiska områden, så att flaskhalsar skapade av lokala eller regionala begränsningar kan undvikas.
- *Flexibilitet för spänning* bidrar till den kortsiktiga förmågan att upprätthålla spänningsstabilitet på lokal och regional nivå, men både kunder och prosumenter kan dessutom under vissa betingelser bidra med reaktiv effekt för att underlätta spänningshållningen.

När det gäller *flexibilitet för effekt* spelar de systemövergripande produkterna på balansmarknaden en huvudroll. En översikt av dessa produkter visas i Tabell A. Utöver dessa produkter kan även nya systemtjänster för t.ex. svängmassa (rotationsenergi) komma att behövas i framtiden.

Tabell A. Systemövergripande produkter på balansmarknaden.

| Stödtjänst                                                                                     | Syfte                                                                                                               |
|------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>FCR-N</b> (Frekvenshållningsreserv normaldrift, Frequency Containment Reserve Normal)       | Stabiliserar frekvensen vid små ändringar i förbrukning eller produktion. Symetrisk produkt (upp- och nedreglering) |
| <b>FCR-D</b> (Frekvenshållningsreserv störd drift, Frequency Containment Reserve Disturbed)    | Stabiliserar frekvensen vid driftstörningar. Separata produkter för upp resp. nedreglering                          |
| <b>aFRR</b> (automatisk Frekvensåterställningsreserv, automatic Frequency Restoration Reserve) | Återställer frekvensen till 50 Hz                                                                                   |
| <b>mFRR</b> (manuell Frekvens-återställningsreserv, manual Frequency Restoration Reserve)      | Avlastar de automatiska stödtjänsterna, återställer frekv. till 50 Hz                                               |
| <b>FFR</b> (Snabb frekvensreserv, Fast Frequency Reserve)                                      | Hanterar snabba och djupa frekvensförändringar                                                                      |

*Flexibilitet för spänning* tillgodoses i stället på lokal nivå och här används redan olika typer av kraftkomponenter (t.ex. Automatic Voltage Regulator (AVR), Voltage Booster). Även batterilager och efterfrågefleksibilitet kan bidra till att upprätthålla spänningsstabiliteten.

Potentialen för nya tjänster baserade på lagring och efterfrågefleksibilitet kan också få betydelse när det gäller att tillgodose *flexibilitetsbehovet för överföringsförmåga* lokalt. Men även förändrade driftsstrategier och processer kan bidra, t.ex. dynamisk ledningskapacitet (Dynamic Line Rating). Det sistnämnda är en teknik som bygger på att faktisk överföringsförmåga - som är temperaturberoende - registreras av sensorer som installeras på ledningarna så att överföringen kan öka när marginalerna tillåter detta.

Slutligen kan *flexibilitet för energi*, som behövs över ett längre tidsintervall, komma att tillgodoses genom utveckling av s.k. sektorkoppling även om mer traditionella åtgärder, såsom backup-produktion, långtidslager eller utbyggnad av överföringsförbindelser kommer att vara betydelsefulla även i framtiden.

## 5.2 TARIFFER OCH ABONNEMANGSVILLKOR

När olika former av flexibilitet diskuteras lyfts ofta frågor om nätföretagens tariffer, abonnemangsvillkor och abonnemangsavgifter fram som alternativa möjligheter att frigöra flexibilitetsresurser. Av detta skäl berörs dessa möjligheter i korthet nedan.

Elnätstariffer ska i princip uppfylla två mål: Dels att ge elnätsföretagen intäkter som täcker deras effektiva kostnader för drift av och investeringar i elnätet, dels att ge nätkunderna skäliga priser och incitament att använda nätet effektivt. De två målen skapar ett behov av att dela upp nättariffen i två olika delar, en kostnadsreflektiv och en kostnadstäckande. Kostnadsriktiga tariffer kan ge incitament till kunderna att anpassa sin förbrukning och därigenom bidra till ett effektivare utnyttjande av elnäten.

En kartläggning av de nättariffer som används idag och som utförts inom ramen för Energimarknadsinspektionens tariffprojekt visar att det i dag är få eller kanske

inga företag som utgår från det teoretiska ramverket för att bestämma sin tariffstruktur.

I intäktsregleringen används begreppet residuala kostnader för att beskriva kostnader som inte direkt varierar med hur kunderna utnyttjar nätet. Exempel på residuala kostnader kan vara kostnader för transformatorer, elledningar, stolpar och fundament. Storleken på dessa kostnader kommer därför att bero på intäktsramens storlek och hur mycket av den som kan finansieras genom de kostnadseffektiva och kundspecifika tariffkomponenterna.

Eftersom de residuala kostnaderna per definition inte varierar med hur kunderna utnyttjar nätet är det svårt att via tarifferna påverka kundernas kortsiktiga beteenden om tariffen samtidigt ska vara kostnadsreflektiv. Överskjutande kostnader måste därför täckas på ett sätt som inte påverkas av kundernas beteende.

Anslutningsvillkor med flexibilitetskrav är ett annat område där det pågår en rad försök. Exempelvis bedriver Ellevio sedan en tid verksamhet med s.k. villkorade anslutningar för större kunder. Utgångspunkten är att nätägaren avgör behovet av flexibilitet i en anslutningspunkt eller nätägarens nät som helhet. I vissa fall kan behovet av flexibilitet bedömas vara nödvändigt för nyanslutning eller utökning av uttagsabonnemang. För närvarande (september 2021) tillämpar Ellevio två typer av sådana avtal, "Full flex" och "Limit flex". En uttagskund med en anläggning med Full flex ska inom två timmar efter avrop från nätägaren styra ned sin förbrukning till en viss avtalad nivå, som är minst 50 procent av topplasteffekten vid nätets topplasttid. Anläggningen förväntas kunna upprätthålla denna användning under minst fem timmar under en tjugofyrtimmarsperiod, dock normalt högst ca 100 timmar per år. För en anläggning med "Limit flex" ska kunden i stället styra ned sin användning med minst 30 procent av topplasteffekten.

### 5.3 FLEXIBILITETSPLOTTFORMAR OCH FLEXIBILITETSMARKNADER

Redan i dag finns det en betydande flexibilitet i elsystemet. Sedan länge existerar det t.ex. ett antal avtalsformer som ger systemoperatören och nätbolaget möjlighet att avropa behov av flexibilitet. Kännetecknande för många av dessa avtal är att de är bilaterala, och kan anta många olika former. Under senare år har många länder och regioner börjat utveckla mer standardiserade produkter och marknader eller plattformar för flexibilitet.

En plattform är i detta sammanhang en sorts handelsplats för olika typer av flexibilitet (konsumtionsminskningar, produktionsökningar, lagringstjänster m.m.) och ansvarar för avrop och avtal av olika slag. Därtill medverkar man i den lokala koordineringen av de elektriska flödena, publicerar marknadsdata av olika slag och gör fördjupade analyser av olika aspekter på hur marknaden fungerar, om det förekommer monopolistiska beteenden etc. Typiskt sett kommunicerar plattformen genom budgivning och avrop med en rad aktörer såsom större konsumenter, lokala producenter, företag som tillhandahåller energilagring m.fl. Därutöver kommunicerar plattformen både med den nationella systemoperatören

och med de lokala nätföretagen. Senare i detta kapitel ges exempel på hur detta sker i praktiken.

Flexibilitetsplattformar är en relativt ny företeelse, men prövas f.n. i många länder.<sup>5</sup> Det sker en snabb utveckling, och de olika plattformarna skiljer sig på en rad punkter. Det kan gälla graden av integration med andra marknader (t.ex. dagen före- och intradagmarknader), graden av självständighet gentemot de traditionella aktörerna, graden av standardisering av produkterna och formerna för koordinering och samverkan med TSO- och DSO-företagen.

I Sverige bedrivs f.n. ett antal försöks- och pilotprojekt. Dessa beskrivs kortfattat i följande avsnitt.

## 5.4 EXEMPEL PÅ FLEXIBILITETSPLATTFORMAR I SVERIGE

### 5.4.1 CoordiNet

EU-finansierade Horizon 2020 projektet CoordiNet är ett ambitiöst projekt. Det omfattar tre länder och 23 aktörer och har en budget på totalt 150 miljoner kronor. Projektet innehåller flera olika delmoment. Ett är att skapa lokala marknader där kunderna får ersättning för att vara flexibla och därmed kapa effekttoppar som kan bidra till att minska kapacitetsbristen eller andra nätbehov såsom spänningshållning

I Sverige drivs arbetet gemensamt mellan Vattenfall Eldistribution, E.ON Energidistribution och Svenska Kraftnät. Demonstrationsprojekt med lokala marknadsplatser för flexibilitet genomförs i fyra områden i Sverige: Uppland, Gotland, Skåne och Västernorrland län. Vattenfall Eldistribution deltar med två regionnät i Uppsala och på Gotland. Partners i arbetet är också Uppsala kommun, Expektra, Energiforsk och RWTH Aachen. Flertalet lokalnätsföretag i berörda regioner deltar också. Störst omfattning i avropade flexibilitetstjänster har i dag Uppsala, och de erfarenheter som redovisas är i första hand hämtade därifrån.

I grunden syftar CoordiNet-projektet till att upprätta en digital marknadsplats där flexibilitetsleverantörerna kan lägga bud. Leverantörer av flexibilitet kan t.ex. vara industrianläggningar, fastigheter, reservkraftverk m.fl. Budgivarna är s.k. flexibilitetsresurser, dvs. elanvändare eller lokala elproducenter som har möjlighet att vara flexibla och som på en avropssignal kan göra något av följande:

- Minska effektuttaget (genom att minska användningen av el)
- Öka elproduktionen (genom att aktivera reservkraft eller annan elproduktion)

Med hjälp av ett digitalt s.k. flexibilitetsverktyg matchas de inkomna buden mot det prognoserade effektuttaget vid olika nätpunkter och visualiserar informationen. Effektuttaget byggs upp av sammanlagrad underliggande elförbrukning, elproduktion och flöden i transmissionsnätet. Verktyget hämtar information från Svenska kraftnät genom SUSIE, som är ett nationellt webbaserat verktyg som används för att hantera förfrågningar om tillfälligt abonnemang från regionnätsföretagen. Vidare visualiserar verktyget kapacitetsbehovet i nätet,

<sup>5</sup> Energimarknadsinspektionen, R2020:06, *Kapacitetsutmaningen i elnäten*.

produktionsplaner för större elproducenter eller elkonsumenter. De driftansvariga får därigenom möjlighet att bedöma avropsbehovet för de närmaste timmarna (detta sker efter elspot day ahead och innan elspot intraday och kallas "intraday") och den kommande dagen (sker innan elspot day ahead och kallas "day ahead"). När budgivningen för en viss period är avslutad förmedlar marknadsplatsen via verktyget det billigaste inkomna budet som rekommendation till de driftansvariga. Verktöget presenterar också orderhistorik och kan visualisera flexleverantörers baseline (produktionsplan), faktiskt uppmätt effektbehov samt beräknat valideringsunderlag,

För att godkännas som leverantör av flexibilitet måste en aktör acceptera ett regelverk som omfattar bl.a. validering, fastställande av "baseline" (förutsedd elanvändning), regler för validering och ekonomisk ersättning samt fullmakt för mätdata. För större användare (Significant Grid Users, SGU) utgår man från de produktionsplaner som lämnas till systemoperatören (SvK).

Det finns en budgräns för minsta effektvolym som ibland kan vara svår för små elanvändare att uppnå. I stället har de då möjlighet att ansluta sig till en så kallad aggregator, som samlar flera mindre användare i ett gemensamt bud, och kan därigenom delta i handeln. Det finns såväl tekniska som kommersiella aggregatorer. Ibland kan ägaren av en flexibilitetsresurs anlita en aggregator som sköter budgivning, prognos och/eller teknisk styrning.

Projektet är fortfarande ett storskaligt försök, och det är ännu svårt att dra definitiva slutsatser. En viktig erfarenhet från Uppsala är t.ex. att man har fått en tydlig sektorkoppling mellan värme och el, genom att flexibilitetsmarknaden ger pris- och marknadssignaler som leder till ändrade beteenden, t.ex. när det gäller drift av elpannor.

Trots de hittills ganska begränsade erfarenheterna går det, enligt de ansvariga för projektet, att identifiera ett antal områden där ny kunskap behövs. Det gäller till exempel att utarbeta standarder som omfattar hela branschen (och som också är förenliga med GDPR, och uppfyller regleringsmyndighetens krav). Det kan t.ex. avse fullmaktsstandarder för användning av mätdata och produktionsplaner och baselines. Det måste också skapas möjligheter för fristående utvärderare och forskare att få ta del av disaggregerade data för utvärdering. Det kan t.ex. gälla de data som tas in av aggregatorer. Standarder behövs också för meddelandeformat för den kommunikation som sker av mätdata, baseline, produktionsplaner, avrop mm.

Tillförlitliga förbrukningsprognoser (baselines) måste finnas tillgängliga när bud avropas, dagen innan så att marknaden inte störs. Det är viktigt att utveckla metoder för sådana prognoser

För att en flexibilitetsmarknad ska uppstå måste utnyttjandet av flexibilitetsresurser generera ett ekonomiskt överskott som ger incitament till utveckling av marknaden. Nya affärsmodeller måste få utvecklas, samtidigt som gällande reglering iakttas. Det finns ett gap idag när det gäller aktörernas förmåga att delta som flexibilitetsleverantör och reglermässiga osäkerheter behöver överbryggas för att elnätsföretag ska avropa flexibilitetstjänster.

När det gäller vilka förutsättningar som krävs för en effektiv och framgångsrik lokal marknad för effektflexibilitet konstateras att det krävs en gemensam förståelse för i vilka situationer flexibilitet kan bidra till nätnytta.

Det finns också en rad mer specifika frågor. Exempelvis gäller det vems utrustning (t.ex. utrustning för styrning av elanvändningen i hushållsapparater) som ska användas i olika situationer – nätbolagens eller fristående aktörers.

Slutligen är en grundläggande förutsättning för tillkomsten av flexibilitetsmarknader att det finns en tillit hos alla inblandade aktörer. Detta förutsätter bl.a. att det finns ett allmänt accepterat regelverk och en stor öppenhet när det gäller utbyte av konkreta erfarenheter.

#### 5.4.2 Sthlmflex

Svenska kraftnät, Ellevio och Vattenfall Eldistribution har gått samman i ett forskningsprojekt som ska skapa och pröva en flexibilitetsmarknad i Storstockholm. Enkelt uttryckt innebär det att elanvändare och elproducenter som är kopplade till elnätet bidrar till att motverka kapacitetsbrist i elnäten.

Flexibilitetsmarknaden är den första av sitt slag att testas i Storstockholm och projektet är i ett forsknings- och testskede. Den första handelsperioden pågick mellan den 1 december 2020 till och med den 31 mars 2021.

För elanvändare handlar projektet om att avstå eller minska elförbrukningen och för elproducenter om att starta elproduktion som normalt inte utnyttjas. Elleverantörer kan delta antingen genom fria bud eller med tillgänglighetsavtal.

Sthlmflex pågår under de så kallade höglastmånaderna under vinterhalvåret då elbehovet är som högst och behovet av flexibilitet som störst. Projektet är ännu i en tidig fas, men är av intresse bl.a. därför att det omfattar en så stor geografisk region. Därmed bör slutsatserna av projektet kunna generaliseras till andra regioner och kanske också till det samlade kraftsystemet. De bud som kan läggas avser 60-minutersperioder, med en minsta budstorlek på 0,5 MW. Flera bud kan slås samman (aggregeras) om detta kan ske inom ett sammanhängande geografiskt nätområde (ett s.k. summaområde) eller under en och samma transmissionsnätspunkt.

### 5.5 SLUTSATSER OM FLEXIBILITETSMARKNADER

Som framgått ovan finns det en rad metoder – både tekniska och ekonomiska – för att öka flexibiliteten i de lokala och regionala elsystemen. En grundförutsättning för tillkomsten och utvecklingen av flexibilitetsmarknader är dels att de uppfyller övergripande kriterier som marknadsbaserad anskaffning, transparens, icke-diskriminering och objektivitet och att det går att identifiera en tydlig affär, som är fördelaktig för både köpare och säljare.

En annan nyckelfaktor vid utformningen av flexibilitetsmarknader är att det finns trovärdiga lastprognoser (baselines) som bud och avrop kan utgå ifrån. Det är viktigt att utveckla och förfina modeller för prognosering, och att successivt få fram allt bättre data.

Flexibilitetsmarknader är ett till stora delar oprövat koncept. För att de ska få större omslutning och acceptans krävs utveckling av ramverket och standarder, t.ex. när det gäller fullmakter.

Modeller och metoder för gruppering av bud från flexibilitetsresurser blir en allt viktigare faktor i takt med att marknaden växer och buden kan aggregeras. Elnätsbolag kommer att behöva utveckla systemstöd för att hantera frågor om budgivning och avrop.

Om nätföretaget ska kunna fatta beslut om att satsa på flexibilitetstjänster från marknaden som ett komplement till nätinvesteringar, så behövs tydliga och långsiktiga garantier för att resurserna finns tillgängliga när de behövs. Samtidigt kan de tilltänkta marknadsaktörerna tveka inför investeringar i t.ex. automation och annan utrustning om de framtida intäkterna är osäkra, och i första hand beroende av den lokala efterfrågan. Om de lokala flexibilitetsmarknaderna har bristande likviditet så skapas en grogrund för lösningar som bygger på långsiktiga kontrakt, med delvis fast ersättning och tydligt reglerade kontraktsförhållandena mellan parterna. Jämfört med mer likvida marknadslösningar innebär en utveckling i denna riktning mer komplexa roller och sannolikt högre kostnader.

Om det inte finns tillräcklig förståelse för vad avtalen om flexibilitetstjänster i verkligheten innebär så finns det en risk att det uppstår "flexibilitetsångest", dvs att de existerande möjligheterna inte utnyttjas trots att de är effektiva och samhällsekonomiskt motiverade.



## 6 Behov av ökad DSO-TSO koordinering

Den pågående digitala utvecklingen, med ökad tillgång på relevanta data, skapar förutsättningar för att utnyttja elsystemet på ett helt nytt sätt. Exempel på teknik som både nätföretag och elmarknadens aktörer kan dra nytta av är avancerad mätteknik, användning av realtidsdata vid drift av elsystemet och automatiserade processer baserade på realtidsdata och avancerade prognosverktyg (t.ex. för optimering av vindkraftsproduktion). Den ökade komplexiteten i hela elsystemet innebär bl.a. att DSO-företagen kommer att få en mer aktiv roll när det gäller den egna systemdriften där nya former av systemtjänster kan bidra till att lösa problem på både distributions- och transmissionsnivå. Om DSO-företagen ska kunna få en mer aktiv roll i systemdriften krävs dock utveckling av metoder för koordinering samt tydliga ansvarsgränser där skyldigheter och rättigheter specificeras.

Andra betydelsefulla förutsättningar är marknadsmodeller som ger tydliga incitament till berörda aktörer och system för effektivt informationsutbyte. För att kunna hantera situationer där motstridiga intressen uppstår behöver sådana affärsmodeller även innehålla ett ramverk för att avgöra hur vissa specifika resurser bör utnyttjas i situationer där det finns en potentiell intressekonflikt.

Ett exempel på denna typ av intressekonflikter är om lokala produktions- eller flexibilitetsresurser som deltar på balansmarknaden kan bidra till att skapa flaskhalsproblem på DSO-nivå. Även om DSO-företaget - till följd av det legala regelverket - i detta fall inte ges rätt att förhindra att lokala resurser deltar på marknaden, finns det ett tydligt behov av samordning och informationsutbyte mellan DSO- och TSO-nivåerna. Detsamma gäller givetvis också mellan regionnät och lokalnät i motsvarande situation.

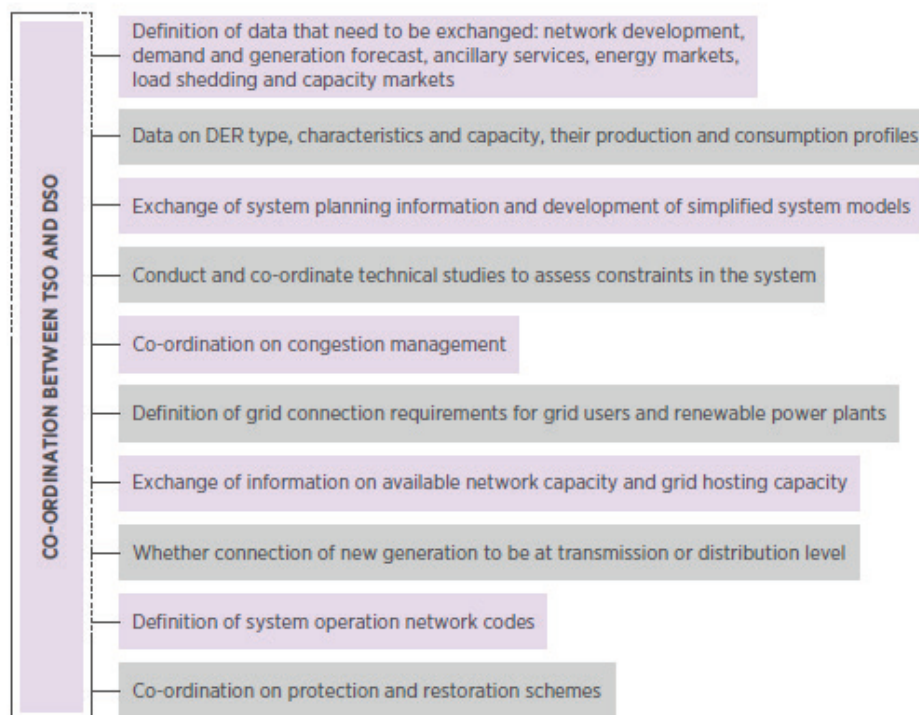
Ett annat exempel är styrsystem för värmepumpar eller elbilsladdning som är direkt kopplade till prisförändringarna på NordPool, och som inte tar hänsyn till lokala kapacitetsbegränsningar. Om i- och urkoppling inte koordineras lokalt kan betydande stabilitetsproblem på lågspänningsnivå uppstå.

### 6.1 OLIKA KOORDINERINGSBEHOV

En bra överblick över viktiga områden där det finns ett behov av ökad koordinering mellan DSO- och TSO-nivå återfinns i nedanstående sammanställning från IRENA.<sup>6</sup>

<sup>6</sup> IRENA, 2020, Cooperation Between Transmission and Distribution System Operators – Innovation Landscape Brief





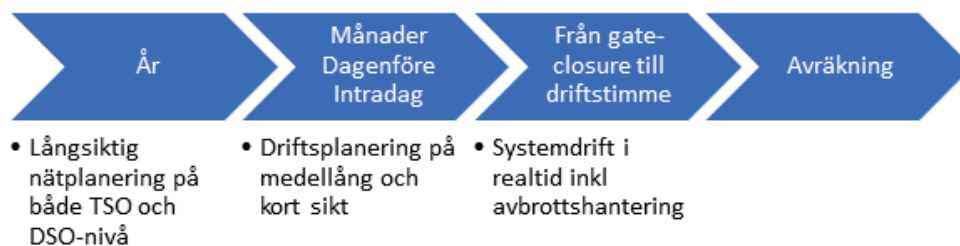
Figur 4. Viktiga områden för DSO – TSO koordinering. Källa: IRENA, 2020.

Kravet på ökad samordning mellan DSO- och TSO-nivån lyfts också fram i Ren energi-paketet. Enligt elmarknadsförordningens artikel 57 ska TSO- och DSO-företag samarbeta med varandra i planering och drift av näten. De ska utbyta data kring prestanda för produktion och efterfrågefleksibilitet samt för driften och planeringen av investeringar för att säkerställa en god drift. Av förordningen framgår också att systemansvariga ska samarbeta för att resurser såsom produktion, energilagring och efterfrågefleksibilitet ska kunna utnyttjas optimalt.

En effektivare hantering av gränssytorna mellan olika nätnivåer (TSO/DSO och DSO/DSO) har således betydelse för utvecklingen inom en rad tillämpningsområden. Koordinerings- och utvecklingsbehov när det gäller nya systemtjänster (både balanstjänst och icke frekvensreglerande tjänster) som underlättar utnyttjande av flexibilitetsresurser och variabel förnybar produktion har behandlats i föregående avsnitt. Ett lika betydelsefullt tillämpningsområde är koordinering av nät drift för att upprätthålla leverenskvalitet och leveranssäkerhet. Behovet av ökad koordinering av nät drift gäller också vid samtliga systemdrifttillstånd, (dvs. normaldrift, skärpt drift, nöddrift, nätsammanbrott och återuppbyggnad).

## 6.2 KOORDINERING ÖVER TID

Behovet av ökad koordinering och informationsutbyte mellan TSO- och DSO-nivån har också en tidsaspekt, se Figur 5.



Figur 5. Behov av information och koordinering i olika tidsperspektiv.

De nya kraven i Ren energi-paketet, om nätutvecklingsplaner och inrättande av en särskild organisation för DSO-företag (DSO Entity), är två exempel på åtgärder som syftar till ökad koordinering över år, den första nivån i Figur 5. Enligt elmarknadsdirektivet (art 32.2) ska utvecklingen av ett distributionssystem baseras på en transparent nätutvecklingsplan som elnätsföretag ska offentliggöra minst vartannat år och överlämna till tillsynsmyndigheten. Nätutvecklingsplanen ska omfatta planerade investeringar under de kommande 5–10 åren, med särskild tonvikt på vad som krävs för att ansluta ny produktionskapacitet och nya förbrukare, inklusive laddningsstationer för elfordon.

Bestämmelserna om nätutvecklingsplaner syftar till att underlätta integreringen av anläggningar som producerar el från förnybara energikällor, främja utvecklingen av energilagransanläggningar och elektrifieringen av transportsektorn och ge systemanvändarna tillräcklig information om väntade utbyggnader och uppgraderingar av nätet. Nätutvecklingsplanerna ska omfatta behov av nätutbyggnad för anslutning av ny produktion och användning, samtidigt som planen ska visa hur efterfrågefleksibilitet, energieffektiviseringar och energilagrar kan användas som alternativ till investeringar i nätförstärkningar.

Energimarknadsinspektionen (Ei) har föreslagit till regeringen (Ei R2020:02) att alla lokalnät och regionnät, oavsett storlek, ska vara skyldiga att vartannat år upprätta och offentliggöra nätutvecklingsplaner. Även Svenska kraftnät bör enligt Ei:s förslag vara skyldigt att lämna sin nätutvecklingsplan till Ei, dock utan krav på offentliggörande.

Driftsplanering och koordinering på medellång och kort sikt, den andra nivån i figuren, omfattar aktiviteter såsom kapacitetsberäkning och kapacitettilldelning, flaskhalshantering och inköp av systemtjänster. Ett effektivt datautbyte och en ökad koordinering kan underlätta utveckling av nya systemtjänster på både TSO- och DSO-nivå, såsom koordinerad hantering av flaskhalsar och behov av reaktiv effekt.

På den tredje nivån, systemdrift i realtid, ingår bl.a. övervakning av driftssäkerhet, spänningskontroll, och frekvensreglering men även återställning av systemet vid avbrott. De krav som ställs på systemoperatörerna i driftskedet regleras i stor utsträckning genom olika nätkoder, men därutöver finns en potential att öka effektiviteten hos systemet i sin helhet genom ett effektivare datautbyte och koordinering i driftskedet.

### 6.3 ERFARENHETER FRÅN FORSKNINGS- OCH UTVECKLINGSPROJEKT

Ett flertal pågående internationella forskningsprojekt, bl.a. inom ramen för Horizon 2020, fokuserar på olika aspekter av TSO-DSO-samarbete. Exempel på ett sådant fokusområde är hur ansvaret för reaktiv kraft i ett elnät med hög andel icke synkron produktion ska fördelas.<sup>7</sup> Ett annat är koordinering mellan central balansering och lokal flaskhalshantering. En sammanställning av erfarenheter från ett flertal internationella projekt med denna inriktning har gjorts av ISGAN:s Annex 6 i rapporten *Lessons learned from international projects on TSO DSO interaction* från 2020. Erfarenheterna från projekten har delats in i fyra områden: utmaningar, framgångar, lärdomar och rekommendationer.

Ett antal exempel på några av de EU-projekt som behandlas i rapporten och som genomförs med svenskt deltagande ges nedan.

#### 6.3.1 SmartNet

Projektet SmartNet är ett Horizon 2020 projekt som avslutades 2019. RSE från Italien ansvarade för projektledning och bland de totalt 22 olika partners från nio olika länder märks, VTT, Finland, DTU och Energinet.dk, Danmark och Sintef, Norge. Projektet syftade till att jämföra fem olika modeller för att optimera samarbete mellan TSO- och DSO-företag vid inköp av systemtjänster, så som balanstjänster, spänningsreglering och flaskhalshantering från aktörer inom distributionsföretagets nätområde. För att kunna implementera och analysera de olika koordineringsmodellerna utvecklades en simuleringsplattform inom projektet som omfattade tre olika lager, tre interaktionsskikt: realtidsmarknad, det fysiska elnätet och ICT.

Simuleringsplattformen implementerades i labbmiljö i tre pilotprojekt i Italien, Spanien och Danmark där prestanda hos riktiga nätkomponenter och kontrollfunktioner testades. I pilotprojekten demonstrerades funktioner för övervakning och utbyte av styrsignaler mellan transmissions- och distributionsnätet för olika flexibilitetstjänster som kan erbjudas av aktörer inom nätområdet som har möjlighet att utnyttja olika typer av lagring. Aspekter som belystes i projektet inkluderade:

- Vilka systemtjänster som kan erbjudas från distributionsnivå till hela systemet
- Hur gränssnittet mellan TSO- och DSO-nivå kan optimeras, och hur utbytet av övervaknings- och kontrollsignaler bör se ut
- Hur arkitekturen för realtidsmarknaden behöver förändras
- Vilka regleringskonsekvenser ovanstående lösningar får

<sup>7</sup> De reaktiva effektflödena är tätt sammankopplade med förmågan att reglera spänningen i elnätet. Med reaktiv effekt kan spänningsnivåerna hållas inom de önskvärda intervallen som anläggningar i kraftsystemet är konstruerade för. Vid låg överföring av aktiv effekt behöver spänningarna hållas nere genom konsumtion av reaktiv effekt via t.ex. shuntreaktorer. Vid hög överföring behöver spänningarna hållas uppe genom produktion av reaktiv effekt via t.ex. shuntkondensatorer.

### 6.3.2 Integrated operation planning

INTEgrated opeRation PLANning (INTERPLAN) är också ett Horizon 2020 projekt som leds av ENEA, Italien, med deltagande från bl.a. DERlab, Tyskland och AIT Österrike. Projektet avslutades våren 2021 och syftade till att utveckla drifts- och planeringsverktyg som är anpassade till de integrerade elnätens ökade komplexitet och möjliggör hantering av flexibilitetsresurser som lokala "aktiva element".

Avsikten var att dessa integrerade verktyg ska stödja implementering av EU:s klimatomål samtidigt som elnätets leveranssäkerhet ska upprätthållas. Den metod som INTERPLAN utvecklat bygger på en clustermodell över det europeiska elnätet som innehåller en uppsättning funktioner (kontrollfunktioner, elnätsekvivalenter) i ett växande bibliotek som kan användas för nätdriftsplanering. Det inkluderar ett signifikant antal funktionella utmaningar för driftsplanering av dagens och framtidens europeiska elnät från både distributionsnäts- och transmissionsnätsperspektiv. Ett särskilt fokus ligger på gränssnittet mellan TSO- och DSO-nivån.

Genom inriktningen på driftsfrågor på alla nivåer i elnätet, är avsikten att denna databas ska täcka in alla relevanta möjligheter för systemanslutning som kan uppträda i ett verkligt nät. Verktøjets funktionaliteter bygger på etablerade kommersiella produkter som redan används av industrin och akademien, vilket underlättar implementering av tekniken.

### 6.3.3 United grid

United grid är ett Horizon 2020-projekt med partners i Nederländerna, Frankrike och Sverige, där bland annat Chalmers, Rise och Göteborg Energi deltog. Projektet startade i november 2017 och avslutades i april 2021. Målet med projektet var att demonstrera lösningar som skapar möjligheter för elnätsföretag att hantera nätens ökade komplexitet med en hög andel decentraliserad förnybar produktion, energilagring och lastbalansstyrning. Bland annat utvecklades en plattform för mätning och kommunikation, en s.k. "tool-box", där ny teknik, baserad på maskininlärning och AI, används för prognostisering, mätning, övervakning och styrning av distributionsnät. Syftet var att denna plattform ska ge stöd till nätföretag i deras utveckling till att bli "active distribution managers", alltså med starkare möjligheter att aktivt arbeta med att optimera nätdrift och kunna förutse variationer och osäkerheter i nätet mer effektivt. Målet var att den tool-box som utvecklats ska möjliggöra nätdrift med minst 80% förnybar energiproduktion på årsbasis, med en ökad tillförlitlighet på 50%, samtidigt som nätförlusterna minskar med 10%.

På demonstrationssajter i de tre olika länderna visas ett antal konkreta lösningarna för intresserade aktörer. I Sverige testas följande lösningar:

- **Prognosering av produktion, konsumtion och flaskhalsar i elnätet.** Genom en tillförlitlig prognos kan nätägarna sätta in åtgärder för att förhindra avbrott och överbelastning av elnätet.
- **Tidssynkroniserad mätning av spänning och ström.** Med tidsynkroniserad mätning kan tillståndet i elnätet utvärderas mer exakt vilket kan vara

betydelsefullt för att upptäcka och avhjälpa problem i elnätet innan de orsakar skada och elavbrott.

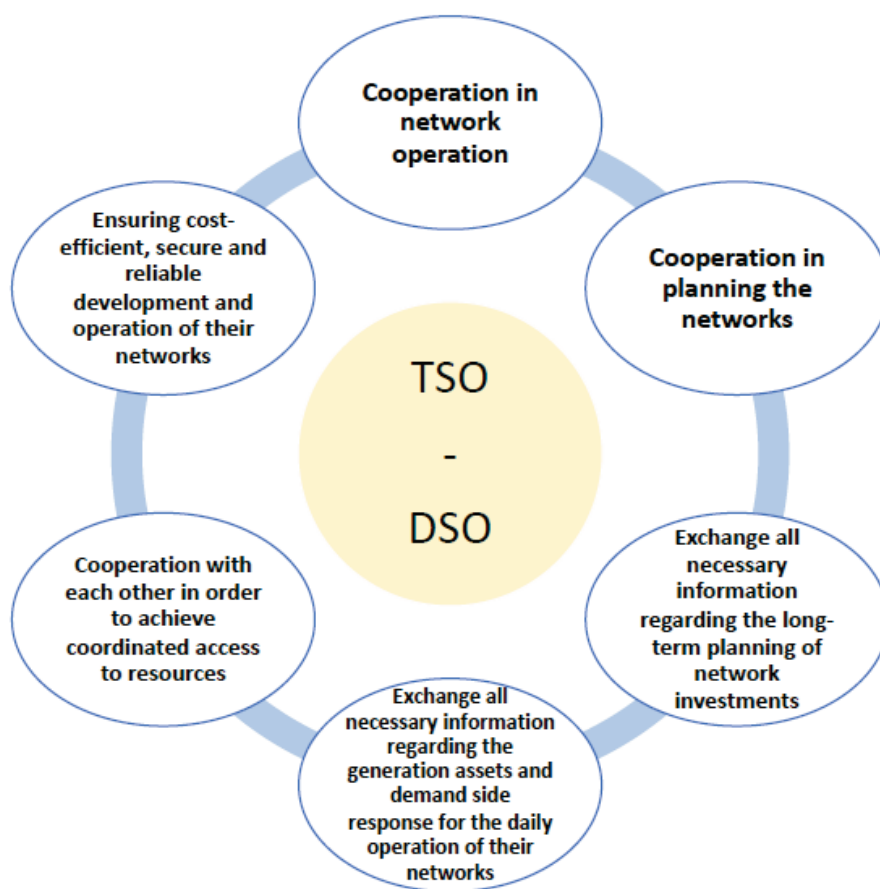
- **Styrning av reläskyddet i nätet.** Med fler producenter i lokalnätet ställs högre krav på elnätets skyddssystem. Med hjälp av de tidssynkroniserade mätningarna kan fel detekteras och styrsignaler skickas till skyddsreläer.
- **Spänningskontroll.** Lokal produktion kan leda till större spänningsvariationer i elnätet. Genom att styra produktionsanläggningarna bättre kan variationerna minskas och öka elnätets robusthet.

I en särskild del av projektet, som leddes av RISE, studeras alternativa affärsmodeller för elnätsbolag och potentiella barriärer för implementering av smarta nätlösningar ur ett europeiskt perspektiv. RISE bidrar också med utredning och utveckling av prismodeller och tariffstrukturer för att hantera toppar i efterfrågan på el.

#### 6.4 SLUTSATSER OM KOORDINERING

ISGAN:s genomgång av pågående utvecklingsinsatser visar att det finns en ökad medvetenhet om behovet av TSO-DSO samarbete inom Europa. Resultaten från pågående demonstrationsprojekt visar också att en framgångsrik implementering av system för TSO-DSO koordinering skapar nytta för samtliga aktörer i systemet, även om det fortfarande finns stora utmaningar som måste hanteras vid genomförandet. Samtidigt som det redan finns en hel del väl etablerade rutiner och modeller för koordinering och samordning, så finns det också en betydande potential för utveckling och testning av nya metoder som kan spridas till aktörer inom den integrerade europeiska elmarknaden.

Behovet av ökad koordinering uppträder dessutom inom många olika områden med olika behov av regelutveckling, utvecklingsprojekt och forskning. För vissa områden krävs i första hand utveckling av tekniska system, för andra handlar det mer om marknadsmodeller och behov av att tydliggöra regleringen. En modell för kategorisering av olika fokusområden där ökad koordinering behövs presenteras i Figur 6.



Figur 6. Olika områden för samarbete mellan DSO- och TSO-nivå. Källa: Hayes, Paddy., presentation den 13 oktober 2020 vid ENTSO-E's webinarium *Unleashing the potential of flexibilities in the whole network* European Distribution System Operators, European Distribution System Operators.

Utifrån den diskussion som förts inom EU, bl.a. inom CEER, EDSO och ENTSO-E, och de projekterfarenheter som redovisats, kan följande övergripande prioriterade nyckelområden för framtida insatser identifieras:

- Ökad transparens och synlighet vad gäller nätens status
- Gemensamma prognoser för att möjliggöra ett optimerat resursutnyttjande
- Effektivt datautbyte via säkra plattformar som möjliggör en effektivare systemdrift samtidigt som krav på integritet och säkerhet tillgodoses
- Utveckling av plattformar för utbyte av systemtjänster på lika villkor med fokus på effektivitet för hela elsystemet.

Ett kompletterande perspektiv på hur behovet av samarbete mellan TSO- och DSO-nivå kan tillgodoses är frågan om styrning och utveckling av marknadsmodeller som skapar incitament till effektivitet för systemet i sin helhet, i stället för kostnadsminimering för de enskilda aktörerna. En tydlig roll- och ansvarsfördelning är här en grundläggande förutsättning. Vidare kan även möjligheterna till sektorkoppling utgöra en del av lösningen. Dessa frågor ligger dock utanför ramen för denna rapport.

## 7 Slutsatser och förslag på utveckling

I detta projekt har vi speciellt uppmärksammat två frågekomplex: Dels det ökade behovet av flexibilitet och nätföretagens roll i detta, dels behovet av ökad koordinering när det gäller systemdrift. Målsättningen har varit att identifiera betydelsefulla områden inom dessa två områden där det behövs mer kunskap, i form av både kunskapssammanställningar och konkreta projekterfarenheter men också av mer grundläggande forskning.

Allmänt kan konstateras att behovet av flexibilitet och nätföretagens roll i ett framtida elsystem kan få olika stor betydelse, beroende på vilket scenario vi ser framför oss. Ett elsystem som till stor del baseras på decentraliserat beslutsfattande, med en stor andel lokal kraftproduktion inklusive egenproduktion, lagring och laststyrning på lokal nivå, ställer andra krav på både flexibilitet och koordinering än dagens relativt sett centraliserade system.

Oavsett vilken väg utvecklingen tar så kan man urskilja ett antal nyckelområden där det redan nu finns anledning för både politiska beslutsfattare och aktörer på marknaden att förbereda sig och överväga olika lösningar. På ett övergripande plan handlar det om var gränsen bör gå mellan den reglerade och den icke-reglerade marknaden och hur regleringen kan behöva anpassas till nya marknadsförhållanden. Centrala frågor är här hur man säkerställer att elnäten även i framtiden drivs och förvaltas på ett effektivt sätt, hur nätföretagen ska agera i sin roll som möjliggörare på marknaden och hur leveranskvalitet och leveranssäkerhet kan upprätthållas såväl på lång som på kort sikt.

### 7.1 VAR GÅR GRÄNSERNA FÖR NÄTMONOPOLET?

#### Förslag ett

Branschens aktörer, genom Energiföretagen Sverige, bör inleda ett gemensamt arbete med att ta fram konkreta exempel på när nuvarande regler om åtskillnad skapar hinder för kunderna och ger en minskad samhällsnytta. Det skulle t.ex. kunna gälla situationer där förutsättningar för konkurrens saknas, men även frågor om hur nya tekniska lösningar för nät drift ska kunna komma till stånd i de fall då upphandling inte är ett praktiskt fungerande alternativ.

Till stor del handlar frågan om nätföretagens roll om vilken del av deras (nuvarande och framtida) verksamhet som ska betraktas som ett naturligt monopol, och därför behöver regleras.

Utgångspunkten för en sådan diskussion är farhågor om att nätföretag, som deltar på avreglerade marknader, i princip kan medföra konkurrensproblem genom att nätägaren har möjlighet att föra över kostnader från oreglerad till reglerad verksamhet för att uppnå konkurrensfördelar på den oreglerade marknaden.



Slutsatsen av vår kartläggning är att det även i framtiden behöver ske en tydlig gränsdragning mellan monopolverksamhet och konkurrensutsatt verksamhet. Vad som är en effektiv gränsdragning är dock inte givet en gång för alla. Var gränsen bör dras beror bl.a. på hur konkurrensmässig den oreglerade marknaden är. Om det bedöms som osannolikt att en lokal marknad kommer att uppstå (t.ex. i glest befolkade områden) kan det finnas fördelar med att låta nätägare bedriva även potentiellt konkurrensutsatt verksamhet. Också den tekniska utvecklingen, utvecklingen av nya affärsmodeller, möjligheter till upphandling av vissa tjänster, outsourcing etc. kan få betydelse för var gränsen ska dras.

## 7.2 EFFEKTIV TILLGÅNGSFÖRVALTNING - HUR KAN VI ANVÄNDA NÄTET MER EFFEKTIVT?

### Förslag två

Energiforsk bör ta initiativ till studier som syftar till att utveckla mer ändamålsenliga effektivitetsmått, som särskilt belyser hur utbyggnaden av lokal elproduktion kan komma att påverka lastfaktorn och nätförlusterna. I detta arbete bör bl.a. ingå att undersöka hur tillgången till stora datamängder, "big data", kan utnyttjas vid utformningen av effektivitetsmått. Målet bör vara att få en genomlysning av olika effektivitetsmått som används nationellt och internationellt och föreslå mätmetoder som är bättre anpassade till de nya förhållandena för nätföretagen.

Ett effektivt utnyttjande av elnätet kan uppnås genom att man jämnar ut nätets belastning och kappar effekttoppar. Därigenom kan kapaciteten i nätet göras tillgänglig för anslutning av exempelvis mer förnybar energi eller fler uttagskunder utan att det krävs investeringar i mer kapacitet. Vid en jämnare belastning reduceras också nätförlusterna.

Att säkerställa en effektiv nätverksamhet är dock en komplicerad uppgift. Ny teknik och digitalisering skapar kontinuerligt nya möjligheter. samtidigt som en mer oregelbunden belastning av näten, till följd av t.ex. mer variabel elproduktion kan leda till ett lägre kapacitetsutnyttjande som inte har en direkt koppling till nätdriften.

En slutsats av vår genomgång är att nätregleringen framgent kommer att behöva utformas på ett betydligt mer dynamiskt sätt än hittills. Exempelvis anser många att nuvarande reglering premierar åtgärder som är knutna till kapitalinvesteringar (CAPEX). Det finns också de som hävdar att den inte i tillräcklig mån ger utrymme för experiment- och pilotverksamhet, eller investeringar i ny teknik. I framtiden finns det skäl att tro att regleringen i ökad utsträckning bör premiera åtgärder knutna till driften (OPEX). Internationellt förs en diskussion om för- och nackdelar med att använda totalkostnaden (TOTEX, dvs summan av CAPEX och OPEX) som bas för intäktsregleringen.



En viktig fråga i sammanhanget är i vilken utsträckning den offentliga regleringen kan utformas så att den ger incitament till ökad effektivitet. Redan idag finns en incitamentsstruktur i elnätsregleringen, men något schematiskt kan den sägas vara främst inriktad mot effektiv fysisk förvaltning av elnätet. I ljuset av trenden mot allt smartare elnät går det att skönja en utveckling där andra, mer immateriella aspekter på elnätsförvaltningen blir allt viktigare. Det kan exempelvis handla om effektiv anslutning av mikroproducenter, datahantering, skräddarsydd strömavbrottsinformation eller andra aspekter på elnätsverksamheten som nödvändigtvis inte förutsätter kablar, nätstationer eller andra traditionella investeringar.

Men utvecklingen väcker också mer grundläggande frågor. Inte minst gäller det vilka mått som bör användas för att avgöra om ett nät används effektivt. Vi föreslår att Energiforsk tar initiativ till studier som syftar till att utveckla sådana mått.

### 7.3 NÄTTARIFFER

#### Förslag tre

EI bör fortsätta det arbete kring nättariffer som man har inlett och tillsammans med branschen och andra intressenter analysera och ge möjlighet för nätföretag att pröva olika tariffmodeller. En viktig del av arbetet är att sprida kunskap om de erfarenheter som har nåtts, exempelvis vilka beteendeförändringar som har kunnat konstaterats vid tillämpning av olika utformningar av nättarifferna.

Tyngdpunkten i detta projekt ligger dels på koordinering och systemdrift, dels på flexibilitet. Båda dessa frågor gränsar dock till frågan om nätföretagens tariffer och abonnemangsavgifter.

Elnätstariffer ska i princip uppfylla två mål: Dels att ge elnätsföretagen intäkter som täcker deras effektiva kostnader för drift av och investeringar i elnätet, dels att ge nätkunderna skäliga priser och incitament att använda nätet effektivt.

En kartläggning av de nättariffer som används idag och som införts inom ramen för Energimarknadsinspektionens tariffprojekt visar att det i dag är få eller kanske inga företag som utgår från dessa principer för att bestämma sin tariffstruktur.

Utöver svårigheten att inom gällande reglering utnyttja tarifferna som styrinstrument finns det också en rad legala och regulatoriska hinder för en differentiering mellan olika kundgrupper och geografiska områden. Dessa frågor skulle behöva belysas närmare.

## 7.4 ANSLUTNINGS- OCH ABONNEMANGSVILLKOR

### Förslag fyra

Det bör utredas närmare hur ellagens regler om anslutningsplikt ska utformas och tillämpas i samband med att allt fler användare med särskilda villkor ansluts till nätet. I detta sammanhang bör undersökas hur nätföretagen kan ges starkare incitament att möjliggöra styrning av befintliga kunders effektuttag t.ex. genom nyttjande av automatisk styrutrustning.

Utvecklingen mot en marknad med mer svårförutsägbara flöden och lastförhållanden reser en rad mer övergripande frågor när det gäller nuvarande abonnemangs- och avtalsformer. Det gäller villkor för såväl inmatning som för uttag. Ska till exempel en uttagskund kunna erbjudas flexibla abonnemang med en högre abonnemangsgräns då det tillfälligt finns ett överskott på förnybar el som inte kan "exporteras" till angränsande elområden, eller ska alla kunder alltid (även sådana som kan erbjuda flexibilitet) vara tvungna att hålla sig inom sina abonnemang?

Ett annat exempel gäller anslutning av nya vindkraftsanläggningar inom områden med begränsad inmatningskapacitet. Här finns exempel på att anslutningen tillåts under förutsättning att produktionsbegränsningar accepteras vid specifika lastförhållanden, som alternativ till att anslutningen nekas innan nödvändiga nätförstärkningar har kunnat genomföras.

## 7.5 MÄTNING OCH DATAHANTERING

### Förslag fem

Branschen bör fördjupa samarbetet både nationellt och internationellt kring de problem och möjligheter (standards, interoperabilitet, cybersäkerhet m.m.) som uppstår i samband med att betydligt större datamängder blir tillgängliga och i samarbete med Ei se över hur incitamenten i nätregleringen påverkar säkerhetskulturen.

Den utveckling vi i dag ser på elmarknaden innebär bl.a. att det sker ett betydligt större utbyte av data än tidigare. Det ställer nya krav på mätning och datahantering. En nyckelfråga då datautbyte och hantering av stora mängder mätdata diskuteras är kravet på cybersäkerhet. Såväl enskilda komponenter som hela den kritiska infrastrukturen kan komma att utsättas för attacker. Ett begrepp som ofta används i dessa sammanhang är "system av system" för att understryka komplexiteten och behovet av ökad kunskap inom området. Cybersäkerhet har blivit en allt viktigare fråga både inom forskning och inom planering där betydelsen av att bygga in säkerhet redan från början betonas.

Vidare ökar behovet av standarder och användning av interoperabla lösningar vid datahantering och datautbyte. Det handlar bland annat om att garantera en säker drift av elnätet genom interoperabilitet mellan de system som används av systemoperatörer och tjänsteföretag som agerar ”på andra sidan mätaren” bidrar till en säker drift av elnätet. Ur marknadssynpunkt är dock även interoperabilitet mellan olika teknikleverantörer av betydelse.

## 7.6 FLEXIBILITET OCH FLEXIBILITETSMARKNADER

### Förslag sex

Vi föreslår att Energiföretagen Sverige tar initiativet till en branschgemensam kunskapssammanställning av vunna erfarenheter av flexibilitetsmarknader, i syfte att ge praktisk vägledning om hur sådana marknader bör utformas. En viktig del i detta är att ge konkreta förslag till i vilka situationer marknadslösningar respektive offentlig reglering är mest effektivt.

### Förslag sju

EI bör få i uppdrag att utreda potentiella legala och regulatoriska problem kring hur och i vilka roller lokala och regionala nätföretag agerar på flexibilitetsmarknader. Det kan t.ex. gälla huruvida agerandet på flexibilitetsmarknader under vissa betingelser skulle kunna störa den ordinarie handeln på elmarknaden. Utredningen bör omfatta både principiella frågor och praktiska erfarenheter, och i sina förslag också ta hänsyn till systemnyttan.

Flexibilitet blir en allt viktigare faktor på den nya elmarknaden. Samtidigt konstaterar vi att begreppet inte är entydigt utan rymmer en rad olika perspektiv. Man kan tala om marknadsflexibilitet (vilket påminner om definitionen ovan), teknisk flexibilitet (t.ex. ”dynamic line rating” eller förändrad driftfrisk) och kontraktuell flexibilitet (tariffer, villkorade anslutningsavtal m.m.). Även tidsaspekten är av stor betydelse. Behovet av flexibilitet kan avse kortvariga störningar (bråkdelar av sekunder), men också mer långvariga anpassningar av produktion och efterfrågan, över dygn, månader eller år. Vid en diskussion om nätföretagens roll är det viktigt att klargöra hur begreppen används, och hur de olika typerna av flexibilitet i olika sammanhang kan samverka eller motverka varandra.

Idag pågår ett antal försök, både i Sverige och i vår omvärld, med flexibilitetsmarknader. Enligt vår uppfattning är det angeläget att det tas fram kunskapssammanställningar som kan ge praktisk vägledning för nätföretagen och andra aktörer om hur flexibilitetsmarknader bäst kan utvecklas och utnyttjas.

## 7.7 KOORDINERING OCH SYSTEMDRIFT

### Förslag åtta

Energiforsk bör ta initiativ till en sammanställning av erfarenheter av informationsutbyte, koordinering och systemdrift mellan de svenska nätföretagen (lokálnät, regionnät och transmissionsnät). Arbetet bör syfta till att sprida kunskap om vilka tekniska möjligheter och praktiska erfarenheter som finns och ge vägledning om hur kostnadseffektiva lösningar kan uppnås genom samverkan.

Inom både politiken och forskningen finns en ökande medvetenhet om behovet av TSO-DSO samarbete inom Europa och internationellt. För vissa områden krävs i första hand utveckling av tekniska system, för andra handlar det mer om marknadsmodeller och behov av att tydliggöra regleringen. Resultaten från pågående demonstrationsprojekt visar också att en framgångsrik implementering av system för TSO-DSO koordinering skapar nytta för samtliga aktörer i systemet, även om det fortfarande finns stora utmaningar som måste hanteras vid genomförandet. Det finns redan en hel del väl etablerade rutiner och modeller för datautbyte, koordinering och samordning, men det finns också en betydande potential för utveckling och testning av nya metoder som kan spridas till aktörer inom den integrerade europeiska elmarknaden.

En del av de forsknings- och utvecklingsinsatser som görs inriktas mot att utveckla nya drifts- och planeringsverktyg som är anpassade till DSO-företagens specifika behov och behovet av datautbyte för att hantera de integrerade elnätens ökade komplexitet. Det kan t.ex. handla om system för säker övervakning, kontroll och skydd i realtid. Andra exempel på tillämpningsområden är självläkande nät och frekvens- och spänningshållning vid ö-drift. Denna typ av verktyg har också potential att öka elnätens s.k. hosting capacity för icke reglerbar produktion.

Som nämndes ovan är en betydelsefull fråga, då koordinering och datautbyte diskuteras, kravet på cybersäkerhet. Allt väsentligt datautbyte behöver ske över säkra plattformar som uppfyller högt ställda krav på integritet och säkerhet.

## 7.8 LEVERANSSÄKERHET

### Förslag nio

Energiforsk bör ta initiativ till en studie som belyser faktiska problem och samhällskostnader som är förknippade med nuvarande ansvars- och kostnadsfördelning mellan olika aktörer i förhållande till leveranssäkerheten. Syftet med studien skulle vara att få ett effektivare utnyttjande av näten t.ex. genom att öka möjligheterna till abonnemangsväxling mellan lokálnätsföretag och införande av nya typer av avtal.

I takt med att elanvändningen väntas öka och såväl produktion som användning förväntas bli mer varierad har frågan om leveranssäkerhet allt oftare kommit upp i debatten.

För de enskilda nätföretagen har ökad efterfrågan och förändrade produktionsförhållanden många gånger inneburit att tillgången på kapacitet mot överliggande nät är begränsad. Samtidigt blir kapacitetsbehovet allt svårare att förutse på grund av en ökande andel decentraliserad och variabel produktion. Genom att ta på sig en mer aktiv roll, inklusive utveckling av mer flexibla abonnemangs- och avtalsformer, kan nätföretagen medverka till att lösa problem på både distributions- och transmissionsnivå och därigenom höja leveranssäkerheten och bidra till ett effektivare utnyttjande av hela elsystemet. För detta krävs dock tydliga ansvarsgränser där skyldigheter och rättigheter specificeras samtidigt som tydliga incitament ges till berörda aktörer.

## 7.9 NÄTUTVECKLINGSPLANER OCH NYA FORMER FÖR SAMVERKAN

### Förslag tio

Energiforsk bör, i samarbete med Energiföretagen Sverige, ta initiativ till ett antal pilotprojekt med målet att utveckla metoder ("best practice") för nätutvecklingsplanering – inklusive former för samverkan med övriga delar av samhället - som anpassas till svenska förhållanden och vid behov föreslå förtydliganden i regelverket.

Användning av nätutvecklingsplaner kan enligt vår bedömning spela en roll när det gäller att förbättra planeringen av anslutningar för ökad produktion och användning samt bidra till en ökad helhetssyn på alla spänningsnivåer. Viktigare än upprättandet av själva planen är dock att det sker samråd och informationsutbyte mellan alla berörda parter. Det fordras således ett brett engagemang från aktörer som förväntas få inflytande över framtida elanvändning och produktion. Med denna typ av medverkan kan planerna få betydelse för möjligheterna att förebygga kapacitetsbrist eller åtminstone ge större förutsägbarhet beträffande var och när kapacitetsbrist kan uppstå. Detta innebär i sin tur ökade möjligheter för nya aktörer att erbjuda flexibilitetstjänster som komplement till traditionell nätutbyggnad.

Vid sidan av större användare och producenter finns också ett ökat behov av samordning mellan nätföretagen och kommuner och regioner, om en helhetssyn ska kunna uppnås. Med en ökad framförhållning och koordinering bör också risken minska för att samhällsnyttiga projekt trängs undan av andra mindre samhällsnyttiga verksamheter. Nätutvecklingsplanerna måste, för att bli användbara, utvecklas i ett samspel med en mängd olika aktörer inom och utanför energibranschen.

Nätutvecklingsplanernas tillförlitlighet är givetvis beroende av kvaliteten i det dataunderlag som finns tillgängligt och de metoder, för bl.a. riskbedömning, som används. Nätföretagen behöver aktivt arbeta med att utveckla sina

prognosmetoder för hur kapacitetsbehovet inom nätområdet utvecklar sig. Exempel på problem och risker som måste hanteras är bortfall av större lokala produktionsanläggningar och förändrade flöden beroende på nya förbrukningsmönster. Det krävs också att modeller för samverkan med nätföretag ansvariga för angränsande och överliggande nät utvecklas. På detta sätt kan hänsyn tas till dessa företags investeringsplaner och framtida möjligheter till utökade abonnemang i gränspunkter mot överliggande nät eller abonnemangsväxling med angränsande nät.

## 7.10 INCITAMENT FÖR FORSKNING OCH UTVECKLING

### Förslag elva

Nätföretagen bör få starkare incitament till innovation. I den kommande energiforskningspropositionen bör särskilda medel inom det statliga energiforskningsprogrammet öronmärkas för forskning kring frågor om nätverksamhet.

Omställningen av energisystemet innebär ökat behov av kunskap inom en rad områden, såväl tekniska och ekonomiska som beteendemässiga. Som framgått ovan ser t.ex. EU-kommissionen framför sig att nätföretagen kommer att ha en viktig roll som möjliggörare av innovation i elnätet. Frågan är då vilka incitament elnätsföretagen, med dagens reglering, faktiskt har att bedriva eller stödja forskning och utveckling. Intäktsregleringen ger visserligen möjlighet att ta betalt för olika slags effektiviseringar kopplade till den direkta elnätsverksamheten, exempelvis förlustminskningar. Samtidigt menar dock flera av de företag vi har samtalat med att det i stor utsträckning saknas incitament för att utveckla funktioner som bidrar till effektivare utnyttjande av kapitalbasen.

För att nätföretagen ska kunna möta framtidens krav på bl.a. digitalisering, realtidsmätning och mer komplicerade flöden av el är det viktigt att det risktagande som utnyttjande av ny teknik kan innebära kan hanteras inom eller utanför regleringen. I det sammanhanget uppkommer frågan om en del av nätföretagens intäkter ska få användas för FoU. Enligt dagens reglering får nätbolagen i Sverige inte täckning för kostnader för FoU. I andra länder, t.ex. i Norge, finns möjligheter för företagen att under vissa förhållanden räkna in kostnaderna för FoU.

Statens stöd till FoU kanaliseras i dag i huvudsak genom Energimyndigheten. I sitt underlag till energiforskningspropositionen för perioden 2021–2024 föreslår Energimyndigheten bl.a. ökade satsningar på forskning och innovation om olika lösningar inom elområdet, såväl teknik som marknadsmodeller och tjänster. I skrivande stund, november 2021, har den aviserade energiforskningspropositionen ännu inte presenterats av regeringen.

### 7.11 BEHOVET AV NY KUNSKAP ÄR STORT

Omvandlingen av elmarknaden sker just nu i snabb takt, och det är svårt att överblicka konsekvenserna av förändringarna. Vi ser ny teknologi, nya aktörer, nya affärsmodeller och nya typer av avtal och samverkan. Det står helt klart att nätföretagen spelar en central roll i den process vi står mitt uppe i.

I denna rapport har vi koncentrerat oss på två aspekter av utvecklingen, sedda från nätföretagens perspektiv – dels behovet av flexibilitet, dels behovet av samverkan, i synnerhet mellan det nationella transmissionssystemet och de lokala och regionala nätföretagen. Det är en komplex verklighet vi ser framför oss, med nya typer av problem, och det är uppenbart att behovet av ny kunskap är mycket stort. Förhoppningsvis kan våra slutsatser och förslag i denna rapport ge ett litet bidrag till den kunskapsutveckling som krävs.



## 8 Referenslista

Bloomberg/BNEF (2020). *New Energy Outlook 2020*.

Council of European Energy Regulators (2015). *Future role of DSOs*.

Directorate-General for Energy (2019). *Clean Energy for all Europeans. Europeiska kommissionen*. doi: 10.2833/9937

Energimarknadsinspektionen (2020). *Elnätstariffer för ett effektivt nätutnyttjande. Principiella val för utformningen av nättariffer*. Ei, PM2020:06

Energimarknadsinspektionen (2020). *Ren energi inom EU - Ett genomförande av fem rättsakter*. Ei R2020:02

Energimarknadsinspektionen (2020). *Kapacitetsutmaningen i elnäten*. Ei R2020:06

Energimyndigheten (2020). *Scenarier över Sveriges energisystem*.

ENTSO-E (2020). *Unleashing the potential of flexibilities in the whole network*. Presentation by Paddy Hayes, Chair of the Transmission-Distribution Platform, E.DSO, vid ENTSO-E webinar 13 oktober 2020.

Europaparlamentets och rådets direktiv. (2019). *Om gemensamma regler för den inre marknaden för el och om ändring av direktiv 2012/27/EU*. 2019/944. ELI: <http://data.europa.eu/eli/dir/2019/944/oj>

Europaparlamentets och rådets förordning. (2019). *Om den inre marknaden för el*. 2019/943

Europeiska Kommissionen (2017). *Förordning 2017/1485 om fastställande av riktlinjer för driften av elöverföringssystem*.

Europeiska kommissionen (2017). *Förordning 2017/2196 om fastställande av nätföreskrifter för nödsituationer och återuppbyggnad avseende elektricitet*.

International Energy Agency (2012). *Energy Technology Perspectives 2012*. Hämtad från, <https://www.iea.org/reports/energy-technology-perspectives-2012>

International Energy Agency (2020). *World Energy Outlook 2020*. Hämtad från, <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020>

International Renewable Energy Agency (2020). *Cooperation between transmission and distribution system operators – innovation landscape brief*. Hämtad från, [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jul/IRENA\\_TSO-DSO\\_co-operation\\_2020.pdf?la=en&hash=5D78444F4339DC130204A0F9A99A30753368AABC](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jul/IRENA_TSO-DSO_co-operation_2020.pdf?la=en&hash=5D78444F4339DC130204A0F9A99A30753368AABC)

International Smart Grid Action Network (2019). *Ancillary services from distributed energy sources for a secure and affordable European system: Main results from the SmartNet projects*. Discussion paper June 2019

International Smart Grid Action Network (2020). *Lessons learned from international projects on TSO-DSO interaction - Discussion paper*.

Kungliga ingenjörsvetenskapsakademien (2020). *Så klarar det svenska energisystemet klimatmålen. En delrapport från IVA-projektet Vägval för klimatet*.

Nordeuropeiska energiperspektiv (2020). *Insikter och vägval i energiomställningen Slutrapport från NEPP:s andra etapp*.

Staten offentliga utredningar. (1974). *Energi 1985 2000: Betänkande angivet av energiprognotredningen*. SOU 1974:64.

Svenska kraftnät (2020). *Långsiktig marknadsanalys 2021 - Scenarier för elsystemets utveckling fram till 2050*. Hämtad från, <https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2021/langsiktig-marknadsanalys-2021.pdf>

Sweco. (2020). *Lösningar för flexibilitet i elsystemet – möjligheter och utmaningar*.

## Bilaga A: Nätregleringen i Sverige och EU

I det följande beskrivs kortfattat och översiktligt dels den svenska regleringen av elmarknaden, dels den gemensamma EU-lagstiftningen med tonvikt på de regeländringar som föreslagits inom ramen för "Ren Energi-paketet" och som förväntas påverka nätföretagens framtida roll och verksamhet.

### DEN SVENSKA REGLERINGEN

De grundläggande bestämmelserna på elmarknadsområdet finns i ellagen. Lagens utgångspunkt är att alla starkströmsledningar kräver tillstånd (nätkoncession). Sådana tillstånd beviljas av Energimarknadsinspektionen (Ei). Starkströmsledningar är alla elledningar med en spänning över några tiotals volt. Exempelvis är en vanlig 230 voltsledning, som finns i alla svenska hem, en starkströmsledning.

En juridisk person som bedriver nätverksamhet (det vill säga har nätkoncession) får inte bedriva produktion av eller handel med el. Större nätföretag med mer än 100 000 kunder ska vara organisatoriskt åtskilda från företag i samma koncern som bedriver produktion av eller handel med el. Nätverksamhet ska dessutom ekonomiskt redovisas skild från annan verksamhet. I sammanhanget kan noteras att många kommunala nätföretag som faller under EU:s "de minimis" regler (företag med mindre än 100 000 kunder är fortfarande undantagna från åtskillnadsreglerna enligt elmarknadsdirektivet) i många fall även bedriver andra typer av verksamhet, som i många fall är konkurrensutsatt. Intäkter och utgifter från sådan verksamhet redovisas dock separat och ingår inte i den reglerade nätverksamheten,

Genom nätkoncessionen får nätföretaget monopol på att distribuera el antingen inom ett område, t.ex. en kommun (nätkoncession för område) eller för en viss ledningssträcka (nätkoncession för linje). I gengäld svarar nätföretaget för drift, underhåll och utbyggnad av nätet samt att nätet är säkert, tillförlitligt och effektivt. Den som har nätkoncession är dessutom skyldig att på skäliga villkor överföra el för annans räkning inom sitt koncessionsområde.

Den som har fått tillstånd är också skyldig att "på skäliga villkor" ansluta elektriska anläggningar till ledningen. Anslutningsskyldigheten gäller för alla typer av elektriska anläggningar, exempelvis hushållsanslutningar, industrianslutningar och anslutning av elproduktionsanläggningar.

I ellagen finns bestämmelser om nätkoncessionshavarens intäkter från nätverksamheten. De innebär att Ei ska göra en förhandsprövning av dessa. Förhandsprövningen innebär att de samlade intäkter, som ett nätföretag högst får ta ut från nätverksamheten under en tillsynsperiod på fyra år, ska rymmas inom en av Ei fastställd "intäktsram". Denna ska täcka "skäliga" kostnader för att bedriva

nätverksamheten och ge en "rimlig" avkastning på det kapital som krävs, den s.k. kapitalbasen.<sup>8</sup> Den ska även ge kunderna ett rimligt pris för nättjänsten.

## EU-REGLERINGEN

Energimarknaderna inom EU började liberaliseras på 1990-talet. Det första s.k. inre marknadspaketet för energi inkluderade två direktiv om gemensamma regler för den inre marknaden för el (elmarknadsdirektivet) respektive naturgas (gasmarknadsdirektivet).

Sommaren 2003 antogs ett reviderat elmarknadsdirektiv. Direktivet innehöll bestämmelser om en ökad marknadsöppning och ett antal kvalitativa ändringar om rättslig och funktionell åtskillnad för systemoperatörer för överföring och distribution av el och gas, krav på särredovisning, regler för nättillträde samt inrättandet av en självständig tillsynsmyndighet som i förväg godkänner åtminstone metoderna för tariffsättningen. Därutöver innehåller direktiven vissa regler som gäller allmännyttiga tjänster, konsumentskydd, försörjningstrygghet och rapportering.

I november 2016 presenterade EU-kommissionen lagförslaget Ren energi för alla i Europa som bl.a. omfattar en revidering av elmarknadsdirektivet och elförordningen. De reviderade rättsakterna antogs av Europaparlamentet och Rådet våren 2019 och berör i första hand förändringar inom följande områden:

- Nya regler för lokalnätsföretag.
- Nya regler för slutkundsmarknaden.
- Nya aktörer – aggregatorer och medborgarenergigemenskaper.
- Nya regler för grossistmarknaden.

I detta PM behandlas i första hand den första och den tredje punkten ovan.

## NYA REGLER FÖR LOKALNÄTSFÖRETAG

Bestämmelserna om distributionsnätsföretagens uppgifter har förändrats i det reviderade direktivet. medlemsstaterna ska ge incitament till nätföretagen att upphandla tjänster (t.ex. lagring eller efterfrågefleksibilitet) för att öka effektiviteten när det gäller drift och utveckling av elnäten. med möjlighet att ersätta eller skjuta upp nätinvesteringar. Den systemansvarig för distributionssystemet ska anta regler för denna upphandling som är objektiva, transparenta och icke-diskriminerande. Reglerna ska utvecklas i samordning med systemansvariga för överföringssystem och andra berörda marknadsaktörer. De fastställda villkoren ska offentliggöras.

Därutöver finns också specifika krav på upphandling av icke frekvensrelaterade stödtjänster som behövs för systemet, såvida inte tillsynsmyndigheten har beviljat ett undantag. Med icke-frekvensrelaterad stödtjänst avses en tjänst som används av en systemansvarig för överförings- eller distributionssystem för spänningsreglering i stationärt tillstånd, snabba inmatningar av reaktiv effekt,

<sup>8</sup> Kapitalbasen definieras som nuanskningsvärdet av de nät och övriga anläggningar som behövs för att driva verksamheten, reducerat med gjorda avskrivningar.

tröghet för upprätthållande av stabiliteten i lokala nät, kortslutningsström, förmåga till dödnätsstart och till ö-drift. Svensk lagstiftning innehåller inga bestämmelser enligt ovan, Ei har därför föreslagit att motsvarande bestämmelser införs i ellagen.

Därutöver införs skyldigheter för DSO:n att ta fram nätutvecklingsplaner. Nätutvecklingsplanen ska skapa transparens vad gäller de flexibilitetstjänster på medellång och lång sikt som behövs, och ange planerade investeringar under de kommande 5–10 åren. Direktivet möjliggör att undanta företag med mindre än 100 000 kunder, men Ei har inte föreslagit att Sverige ska utnyttja detta undantag.

Dessutom införs särskilda regler för DSO:er i samband med lagrings- och laddningsinfrastruktur. Som huvudprincip bör DSO och TSO inte få äga, driva eller utveckla infrastruktur för energilagring eller laddning. För lagring finns det två undantag från regeln. Den första gäller lagring som är en integrerad komponent i elnätet (kondensatorer, kortvarig lagring för stabilitetsändamål etc.). Det andra undantaget gäller om ett upphandlingsförfarande visar att inga kommersiella erbjudanden finns tillgängliga till rimligt pris. I detta fall bör den nationella tillsynsmyndigheten regelbundet omvärdera (vart femte år). Ett liknande undantag gäller även laddstationer och laddinfrastruktur. Laddningsinfrastruktur bör ägas och drivas av kommersiella aktörer och MS ska tillämpa regler som underlättar anslutning av laddstationer till det lokala nätet. Enligt Ei.s förslag bör motsvarande regler införas i svensk lagstiftning.

Slutligen ingår också principer för tariffstrukturer i direktivet. Dessa principer är helt i linje med de nuvarande målen och förslagen för tariffutveckling i Sverige och bedöms inte kräva några ytterligare åtgärder.

### **NYA AKTÖRER – ”MEDBORGARENERGIGEMENSKAPER”**

En medborgarenergigemenskap är ”en sammanslutning” som kontrolleras av lokala andelsägare eller medlemmar, som i allmänhet är värdedrivna snarare än vinstdrivna.

Lokala energisamhällen ska ha rätt att äga, etablera eller hyra lokala elnät och att självständigt driva dem antingen som ett oberoende mikronät eller som ett mikronät anslutet till lokalnätet. Sådana energigemenskaper ska också kunna ägna sig åt lokal produktion, aggregering, lagring och leverans av energi eller erbjuda energieffektiviseringstjänster.

Syftet med att bilda energigemenskaper är bl.a. att underlätta införandet av smarta elnät och efterfrågefleksibilitet genom att direkt engagera konsumenterna. Samtidigt ska det enligt EU-direktivet vara frivilligt för hushållskunder att delta liksom att lämna en gemenskap utan att förlora vare sig tillgången till de nät som drivs av initiativen eller sina rättigheter som konsument.

Lokala energigemenskaper ska kunna verka på marknader på lika villkor utan att snedvrider konkurrensen. Det ska således vara upp till varje medlemsstat att avgöra om en lokal energigemenskap ska få äga, etablera eller hyra lokala elnät och att självständigt driva dem. Energigemenskaper ska inte begränsas av att behöva verka inom ett visst geografiskt avgränsat område.

För att säkerställa ett möjliggörande regelverk bör medborgarenergigemenskaper regleras i lag, enligt Ei, om inte annat så för att underlätta bildande, registrering och medborgarenergigemenskapens ställning som aktör på marknaden.

### NYA AKTÖRER - AGGREGATORER

När det gäller s.k. aggregatorer och aggregering ger den nya EU-lagstiftningen medlemsstaterna stor frihet i valet av valet av genomförandemodell, så länge de huvudprinciper som anges i direktivet är uppfyllda. Medlemsstaterna bör främja flexibilitet på efterfrågesidan genom aggregering och utveckla nationell reglering. Denna reglering bör åtminstone.

- Säkerställa att kunden kommer att kunna ingå avtal med en aggregator eller tjänsteleverantör utan tillstånd från sin återförsäljare.
- Skydda marknadstillträde för alla aktörer som deltar i aggregering utan samtycke från andra marknadsaktörer
- Icke-diskriminerande regler som definierar roller och ansvar för alla aktörer
- Icke-diskriminerande och transparenta regler och processer för datautbyte mellan marknadsaktörer som skyddar kommersiell information och konsumenternas integritet
- Alla aktörer som deltar i aggregering bör ta det fulla ansvaret för sina obalanser

Ei gör bedömningen att det är nödvändigt att införa regler om aggregatorer i svensk rätt. Förslaget är utformat så att aggregatorerna kan bedriva sin verksamhet utan att ändra i befintlig struktur på elmarknaden och oberoende av de andra befintliga aktörerna på elmarknaden. Vidare har förslaget utformats så enkelt som möjligt utan onödiga administrativa processer. Regelverket som föreslås är således ett regelverk för hur den oberoende aggregatören ska kunna komma in på marknaden givet nuvarande marknadsmodeller för dagenföre, intradagsmarknaden och balansmarknaden. Förslagen innebär att aggregatorer tillåts agera på marknaden samtidigt som det säkerställs att aggregatören tar ansvar för sådana obalanser som uppkommer genom de aggregeringstjänster som aggregatören erbjuder. Däremot införs inte detaljerade regler om hur marknaden för oberoende aggregatorer ska fungera i dessa avseenden. Förslagen lämnar således utrymme för aggregatorer och elanvändare att hitta modeller som passar deras verksamhet.





# SPINDLARN I NÄTET

Hur elnätet och elmarknaden utvecklas och används spelar en central roll i omställningen av energisystemet. Just nu förändras elmarknaden i snabb takt då efterfrågan växer, och vi ser stora svängningar i produktion, konsumtion och elpriser. I den här rapporten analyseras elnätföretagens framtida roll.

Vi står i början på en omfattande förändringsprocess för elsystemet, som ingen med säkerhet kan förutse slutet på. Den processen kan leda till att oförutsedda problem uppstår, men också till nya affärsmöjligheter. Tydligt är att förändringarna ställer krav på ny kunskap, både hos marknadens aktörer och hos beslutsfattare.

Slutsatsen av analysen är att det även i framtiden behöver finnas en tydlig gränsdragning mellan monopolverksamhet och konkurrensutsatt verksamhet. Men vad som är en effektiv gränsdragning är inte givet och beror på hur tekniken utvecklas, vilka tjänster som efterfrågas och hur konkurrensmässig den oreglerade marknaden är.

## Ett nytt steg i energiforskningen

Energiforsk är en forsknings- och kunskapsorganisation som samlar stora delar av svensk forskning och utveckling om energi. Målet är att öka effektivitet och nyttiggörande av resultat inför framtida utmaningar inom energiområdet. Vi verkar inom ett antal forskningsområden, och tar fram kunskap om resurseffektiv energi i ett helhetsperspektiv – från källan, via omvandling och överföring till användning av energin. [www.energiforsk.se](http://www.energiforsk.se)



Energiforsk