

Analys av priser och
reglering på den svenska
elnätsmarknaden.
Vad kan vi lära av våra
grannländer?

Erik Lundin
Magnus Söderberg

Analys av priser och reglering på den svenska elnätsmarknaden. Vad kan vi lära av våra grannländer?

Analys av priser och
reglering på den svenska
elnätsmarknaden.
Vad kan vi lära av våra
grannländer?

Erik Lundin
Magnus Söderberg

SNS Förlag
Box 5629, 114 86 Stockholm
Telefon: 08-507 025 00
info@sns.se www.sns.se

SNS – Studieförbundet Näringsliv och Samhälle – är en oberoende ideell förening som genom forskning, möten och utbildning bidrar till att ledande beslutsfattare i näringsliv, politik och offentlig förvaltning kan fatta välgrundade beslut baserade på vetenskap och saklig analys. 280 ledande företag, myndigheter och organisationer är medlemmar i SNS.

Analys av priser och reglering på den svenska elnätsmarknaden.
Vad kan vi lära av våra grannländer?
Erik Lundin och Magnus Söderberg
© 2022 Författarna och SNS Förlag
Tryck: Books on Demand, Tyskland
ISBN 978-91-88637-89-5

INNEHÅLL

| | |
|--|----|
| Förord | 7 |
| Sammanfattning | 9 |
| 1. Inledning | 13 |
| 2. Målen med elnätsregleringar | 17 |
| 3. Elnätsregleringen i Sverige | 21 |
| 4. Elnätspriser i Sverige och EU | 32 |
| 5. Elnätsregleringar i de nordiska grannländerna | 42 |
| 6. Rekommendationer | 50 |
| 7. Referenser | 53 |
| Appendix A | 57 |
| Appendix B | 59 |

Förord

ELNÄT ÄR NATURLIGA MONOPOL, vilket innebär att det är mer samhällsekonomiskt effektivt att endast en aktör bedriver elnätsverksamhet inom ett geografiskt område än att låta bygga flera parallella elnät. Detta ställer krav på en välutformad reglering, så att kvalitet och skäliga konsumentpriser upprätthålls även i avsaknad av konkurrens. Elnätspriserna i Sverige har ökat stadigt under det senaste decenniet. En viktig fråga är om dessa prisökningar är motiverade av ökade kostnader hos elnätbolagen och om befintlig reglering är utformad ändamålsenligt för att stimulera en skälig prissättning och tillräckliga incitament till effektiviseringar.

I denna rapport redogör Magnus Söderberg, professor i företags ekonomi vid Akademin för företagande, innovation och hållbarhet, Högskolan i Halmstad, och Erik Lundin, forskare inom programmet »Hållbar energiomställning« vid Institutet för Näringslivsforskning, för den svenska regleringen av elnäten och hur elnätspriserna utvecklats över tid. Skiljer sig detta från andra länder? Finns det ett behov av att se över regelverket? Och kan vi lära oss något av våra grannländer?

Rapporten är en del i SNS treåriga forskningsprojekt »Framtidens energisystem«. Projektets övergripande syfte är belysa hur framtidens energisystem bör utformas för att möta de krav som klimatmålen ställer och samtidigt ge en trygg energiförsörjning.

Forskningsprojektet kan genomföras tack vare bidrag från den referensgrupp som följer projektet. I gruppen ingår E.ON, Ellevio, Energimarknadsinspektionen, Energimyndigheten, Fastighetsägarna, Finansdepartementet, Fortum, Göteborg Energi, Holmen, Infrastrukturdepartementet, Installatörsföretagen, Krafringen, Lantmän-

nen, Miljödepartementet, Naturskyddsföreningen, Piteå kommun, SCA, Scania, Skandia, SSAB, Stockholm Exergi, Svenska kraftnät, Trafikverket, Uniper och Vattenfall. Robert Lundmark, professor i nationalekonomi vid Luleå universitet, är SNS vetenskapliga råds representant i referensgruppen, och Jonas Eliasson, representant för Trafikverket, är gruppens ordförande.

Mattias Vesterberg, universitetslektor vid Handelshögskolan vid Umeå universitet, har vid ett akademiskt seminarium kommenterat och lämnat konstruktiva synpunkter på ett utkast till rapporten.

SNS tackar alla ovan nämnda för värdefulla och konstruktiva kommentarer som har lett till att rapportens frågor har kunnat få en allsidig belysning.

Rapportens författare svarar själva för analys, slutsatser och förslag. SNS som organisation tar inte ställning till dessa. SNS initierar och presenterar forskningsbaserade och policyrelevanta analyser av centrala samhällsfrågor. Det är SNS förhoppning att rapporten ska fungera som ett kunskapsunderlag och bidra till diskussioner om hur elbrist kan förebyggas på ett samhällsekonomiskt effektivt sätt.

Stockholm i september 2022

Charlotte Paulie
Forskningsledare, SNS

Sammanfattning

I DENNA RAPPORT UNDERSÖKS hur den svenska elnätsregleringen har fungerat fram till i dag och vilka implikationer det bör få för utformningen av en framtida reglering. Utgångspunkten är det faktum att elnätspriserna under det senaste decenniet har ökat avsevärt mer i Sverige än i våra grannländer. Genom att samla in data över nättariffer och konstruera ett internationellt typkundsindex finner vi att Sverige uppvisar en real prisökning på i genomsnitt 37 procent under perioden 2010–2020, medan Norge och Danmark under samma period har haft i det närmaste konstanta priser. Finland har också upplevt stora prisökningar (dock inte lika stora som i Sverige), men där är det uppenbart att ökningen beror på kvalitetshöjande investeringar. Resterande länder i EU-14 (se not II på sidan 33 för definition) har i genomsnitt haft en förhållandevis låg prisökningstakt. Prisökningar är legitima om de sker som ett resultat av motiverade kostnadsökningar, och att undersöka vad som har orsakat de svenska prisökningarna är därför relevant. Med hjälp av regressionsanalys finner vi att prisökningarna i Sverige till viss del kan förklaras av en vindkraftsutbyggnad som har varit större än den i andra länder, men att detta inte kan förklara hela ökningen. Det går alltså inte att utesluta att den svenska nätregleringen har varit relativt svag under det senaste decenniet.

I nästa steg undersöker vi hur väl en central komponent i regleringen har fungerat, nämligen effektiviseringskravet, som har upprättats av Energimarknadsinspektionen (Ei). Ett centralt syfte med detta krav är att de relativt ineffektiva bolagen skall närma sig de relativt effektiva i fråga om rörliga kostnader. Frågan är då om kravet har uppfyllts. Vi använder data från Ei och gör även en ekonometrisk analys av sambandet

mellan effektiviseringskravet och bolagens kostnader. Resultatet blir att Ei:s effektiviseringskrav inte har lett till att de ineffektiva bolagen har närmat sig de effektiva. Denna slutsats är särskilt besvärande eftersom elnäten står inför en omfattande upprustning. När samhället går in i en sådan fas är det särskilt viktigt att nödvändiga investeringar stimuleras och att de som inte är nödvändiga görs mindre attraktiva.

Därefter går vi igenom regleringsmodellerna i de övriga nordiska länderna, med särskilt fokus på effektiviseringskravet. Det mest utvecklade effektiviseringskravet finns i Norge, där både kapitalkostnader och rörliga kostnader ingår i kravet. Också i Danmark omfattas kapitalkostnader av effektiviseringskravet, även om den danska regleringen i övrigt är förhållandevis lik den svenska. Finland har ett effektiviseringskrav baserat på rörliga kostnader, det vill säga som i Sverige, men tillämpningen är mer strikt eftersom de mest ineffektiva bolagen möter ett högre effektiviseringskrav. Finland har även gradvis utvecklat en egen ekonometrisk modell för att beräkna effektiviseringspotentialen, medan Sverige har använt samma generiska modell under samtliga regleringsperioder.

I övrigt – något som inte är direkt relaterat till effektiviseringskravet – konstaterar vi att det i Sverige inte finns något krav på att bokföra anslutningsinvesteringar separat, vilket är anmärkningsvärt eftersom anslutningsinvesteringar finansieras direkt av den anslutande kunden. Eftersom det generella avkastningskravet även gäller anslutningsinvesteringarna, leder detta till en överkompensation för investeringar som finansierats genom räntebärande lån eller eget kapital. Detsamma gäller för investeringar som finansierats genom kapacitetsavgifter. Vi konstaterar också att det till skillnad från i Norge inte finns något krav på att justera stamnätstarifferna nedåt när kapacitetsavgifterna ökar. Slutligen konstaterar vi att de svenska nätbolagen, till skillnad från de i Norge och Finland, inte får höja intäktstaket för att finansiera relevanta kostnader för forskning och utveckling (FoU).

Som en konsekvens av den information och de resultat som presenteras i rapporten rekommenderar vi att följande förslag utreds mer grundligt, i syfte att förbättra den svenska elnätregleringen:

- › En bättre beräkning av effektiviseringspotentialen.
- › En mer strikt utformning av effektiviseringskravet, det vill säga processen som omvandlar potentialen till det årliga kravet.
- › Möjligheten att justera avkastningskravet för investeringar som

- finansierats med anslutningsavgifter eller kapacitetsavgifter.
- › Möjligheten att automatiskt dra av kapacitetsavgifterna från intäktsramen för stamnätet.
 - › Möjligheten att tillåta utgifter för forskning och utveckling.

I. Inledning

VID ETT REGERINGSSAMMANTRÄDE den 17 mars 2022 fattades beslutet att genomföra en översyn av regleringen på el- och naturgasområdena (Regeringen 2022b). Bakgrunden till beslutet var EU-domstolens dom i mål C-718/18 som underströk vikten av regleringsmyndigheters oberoende gentemot regering och riksdag. EU-domstolens beslut hade dock föregåtts av en diskussion i Sverige om huruvida den svenska regleringen var ändamålsenligt utformad. Kunder och kundorganisationer pekade på den kraftiga ökningen av elnätpriserna under det senaste decenniet. Dessa prisökningar, hävdade man, har varit möjliga eftersom nätregleringen har varit svag och kalibrerad till förmån för nätbolagen (Larsson 2021). Nätbolagen å sin sida hävdade att prisökningarna har varit nödvändiga eftersom det har gjorts omfattande, kostnadsdrivande investeringar (Pettersson 2021) vad gäller både underhåll av gamla nät, utbyggnaden av vindkraft och ökad internationell handel. Energimarknadsinspektionen (Ei) (2017, s. 100) hade dock några år tidigare hävdat att prisökningstakten inte enbart kunde förklaras av gjorda investeringar.

Den första fråga vi ställer i denna rapport är om utbyggnaden av lokal kraftproduktion har motiverat de prisökningar som observerats i Sverige under det senaste decenniet. Vi svarar på frågan genom att jämföra prisutvecklingen och vindkraftsutbyggnaden i Sverige med den i andra länder. Särskilt fokus läggs på de nordiska grannländerna, som har dels likartad elnätsstruktur med relativt många och små nät, dels likartat klimat.

Elnätsbolagen har dessutom hävdat att regleringen måste ändras så att nätens utbyggnadstakt kan öka. Mer specifikt har man kritise-

rat innehållet i 5 kap. 7 § i Ellagen (SFS 1997:857), där det klargörs att endast tillgångar som används i innevarande regleringsperiod får ingå i kostnadsunderlaget som bestämmer intäktstaket: »Kapitalbasen ska beräknas med utgångspunkt i de tillgångar som nätkoncessionshavaren använder för att bedriva nätverksamheten [...] under tillsynsperioden.« Exempel på sådana åsiktsyttringar är ett inlägg på Tekniska verkens hemsida (Gustafsson 2022) och en debattartikel av vd för E.ON Networks (Höhler 2021). Även andra aktörer, till exempel Klimatpolitiska rådet, har konstaterat att investeringarna i elnäten behöver öka och att dagens reglering inte tillgodoser det behovet på ett tillfredsställande sätt (Klimatpolitiska rådet 2022, s. 72). Ett sätt att stärka incitamenten för investeringar är att ge nätbolagen ersättning också för tillgångar som inte används i innevarande regleringsperiod, men då ökar samtidigt risken för att bolagen överinvesterar och att de kostnaderna vältras över på kundkollektivet. Relativt generösa investeringsvillkor förutsätter därför att Ei har effektiva verktyg och processer för att reducera överinvesteringar.

Den andra frågan vi ställer i rapporten är därför om de krav som Ei ställer på ökad effektivitet fungerar som tänkt, det vill säga om kraven faktiskt leder till att de ineffektiva bolagen närmar sig de effektiva. Om kraven leder till högre effektivitet är det enklare att rekommendera starkare investeringsincitament, men om kraven inte har den effekten bör Ei:s process som genererar effektiviseringskraven först skärpas.

Rapporten bygger endast i begränsad omfattning på tidigare studier, vilket innebär att datainsamling och analys har genomförts specifikt för denna rapport. Den resterande delen av rapporten är disponerad enligt följande:

I kapitel 2 beskriver vi anledningarna till att elnät regleras, och vi gör också en genomgång av regleringarnas generella mål. Kapitlet är en sammanfattning av hur den vetenskapliga litteraturen beskriver regleringarna. Det innehåller också vissa detaljer som är specifika för Sverige, till exempel sådant som nyligen lyfts fram i domstolsbeslut. De väsentliga slutsatserna är: (i) att en elnätsreglering har flera mål, (ii) att dessa mål (delvis) kan prioriteras olika och (iii) att det viktigaste målet är att kunderna inte betalar överpriser. För hushållskunder innebär ett högt pris i princip att budgetutrymmet minskar, och för elintensiv industri innebär det sämre avkastning på investeringar, vilket leder till minskade investeringar och/eller till att en del av investeringarna i

stället görs i andra länder.

I kapitel 3 redogör vi för den svenska regleringsmodellen, med ett speciellt fokus på effektiviseringskravet. Effektiviseringskravet har som syfte att ge nätbolagen incitament att driva näten så effektivt som möjligt. Ei använder detta krav för att skapa olika typer av incitament: dels för att de ineffektiva bolagen ska närma sig de effektiva, dels för att hela branschen (även de effektiva bolagen) skall öka sin effektivitet. De större nätbolagen har i genomsnitt mött lägre krav, och över tid har skillnaderna mellan stora och små bolag ökat. Om man i stället tittar på ägande framgår att de privata bolagen har lägst krav och de kooperativa högst. I genomsnitt har de kooperativa bolagen dessutom ett mer än dubbelt så högt krav under nuvarande regleringsperiod (2020–2023) än de hade under föregående period (2016–2019). De kommunala bolagen ligger mellan de privata och kooperativa och har haft ungefär samma krav i nuvarande och föregående period.

Huvuddelen av kapitlet är en ekonometrisk utvärdering av huruvida effektiviseringskraven har lett till att de ineffektiva nätbolagen närmat sig de effektiva. Detta är ett av effektiviseringskravets huvudmål, och det måste betraktas som ett minimikrav att denna effekt uppnås. Vår analys visar dock att det inte finns något statistiskt signifikant samband mellan effektiviseringskraven och kostnaderna.

I kapitel 4 jämför vi de svenska elnätpriserna under tidsperioden 2010–2020 med priserna i övriga Norden och EU. I absoluta termer låg de svenska köpkraftskorrigerade priserna år 2020 endast något över det nordiska genomsnittet, men att jämföra absoluta priser är mycket svårt. Norge har exempelvis lägre befolkningstäthet än Sverige, vilket ger dem en kostnadsnackdel jämfört med Sverige. Samtidigt sker elproduktionen i Norge närmare slutkonsumenten, vilket ger dem en kostnadsfördel. Skillnaderna i prisnivå kan därför inte tolkas som att prisregleringen fungerar mer eller mindre bra. Det är mer relevant att jämföra prisets utveckling över tid, för att på så sätt se huruvida regleringen har lyckats åstadkomma ett långsiktigt tryck på kostnader och priser. Även vid denna typ av jämförelser är det emellertid viktigt att vara vaksam på förändringar i den underliggande kostnadsstrukturen i olika länder, exempelvis förändringar som uppstår till följd av investeringar i lokal elproduktion såsom vindkraft.

Vår analys visar att Sverige har upplevt en relativt stor prisökning under perioden. I Norden varierade den inflationsjusterade prisökningen

åren 2010–2020 för en genomsnittlig hushållskund från 0 procent (Norge) till 3 procent (Danmark), 29 procent (Finland) och 37 procent (Sverige).¹ De två sistnämnda prisökningarna är höga i ett europeiskt perspektiv – motsvarande siffra för övriga EU-14 är -7 procent, och för övriga EU-27 är den -16 procent.

I kapitlet görs också en regressionsanalys som undersöker i vilken grad vissa underliggande kostnadsfaktorer kan förklara Sveriges prisutveckling i ett internationellt perspektiv. De förklaringsvariabler som används är på intet sätt heltäckande, utan baseras på förhållandevis enkla observerbara faktorer såsom andelen av produktionskapaciteten som utgörs av vindkraft. Analysen visar att vindkraftsutbyggnaden är kostnadsdrivande, men att den svenska prisökningen endast delvis kan förklaras av de använda variablerna. Denna analys bör ses som ett komplement till, snarare än ett substitut för, beräkningar som baseras på mer detaljerade data över exempelvis bokförda kostnader för elnätsinvesteringar.

I kapitel 5 ger vi en översiktlig bild av regleringsmodellerna i våra nordiska grannländer, med målsättningen att belysa strukturer och detaljer som har potentialen att effektivisera den svenska regleringen.

I kapitel 6 ger vi rekommendationer för hur den svenska nätregleringen kan förändras, och för vilka ytterligare analyser som bör genomföras för att stärka beslutsunderlaget inför en eventuell förändring. Här fokuserar vi på effektiviseringskravet, men ger även ett par principiella rekommendationer för förändringar gällande kapitalavkastningskravet på anslutningsinvesteringar, bokföringen av kapacitetsavgifter samt möjligheten att inkludera kostnader för forskning och utveckling i intäktsramen.

De ekonometriska resultat som presenteras i denna rapport bör tolkas deskriptivt och inte kausalt, vilket betyder att vi inte med säkerhet visar på ett direkt orsakssamband mellan exempelvis effektiviseringskravet och elnätspriserna. Resultaten ger ändå ett starkt stöd för att fortsätta arbetet med att på ett mer komplett sätt förstå sambandet mellan kostnaderna, effektivitetskravet och priserna.

1. Island ingår ej i analysen.

2. Målen med elnätsregleringar

ELNÄT UTGÖR NATURLIGA MONOPOL, vilket betyder att det är mer samhällsekonomiskt effektivt att endast en aktör bedriver elnätsverksamhet inom ett visst geografiskt område, eftersom det skulle vara resursslöseri att bygga flera parallella elnät. Genom koncession har nätföretagen därför ensamrätt att bedriva elnätsverksamhet inom givna geografiska områden. Därmed försvinner de positiva effekter som annars följer av konkurrens. Det faktum att efterfrågan på elnät är mycket prisokänslig förstärker de negativa effekterna av utebliven konkurrens. Traditionellt har elnät ofta varit ägda av offentlig sektor, och överprissättning har därför inte ansetts vara vanligt förekommande. I Sverige förlitade vi oss på den kommunala självkostnadsprincipen som enda regleringsmekanism ända fram till slutet av 1990-talet. Ett flertal studier har dock visat på behovet av att reglera även offentligt ägda naturliga monopol, även om kostnadsineffektivitet ofta lyfts fram som ett större problem än överprissättning för dessa bolag (Niskanen 1968).

I avsaknad av konkurrens är det nödvändigt att reglera nätägarna på ett sådant sätt att nätägarna agerar *som om de vore* utsatta för konkurrens. Ett av de enklaste sätten att göra detta är att lägga en marginal till kostnaderna. Här utgår regleraren från de bokförda kostnaderna, och tillåter sedan ett intäktstak som motsvarar de rörliga kostnaderna plus en vinst uttryckt i procent av de resterande fasta kapitalkostnaderna. Eftersom regleraren inte vet vilka investeringar som verkligen är nödvändiga för att bedriva verksamheten, får nätägaren därmed incitament till överinvesteringar – eftersom den tillåtna vinsten uttrycks som en procentsats blir den absoluta vinsten högre ju högre kapitalkostnaderna är. Detta fenomen uppmärksammades först av Averch och

Johnsson (1962). Ett närbesläktat informationsproblem finns för de rörliga kostnaderna, eftersom nätägaren har incitament att överdriva även dessa kostnader.

Genom åren har åtskilliga metoder använts för att komma till rätta med dessa informationsproblem. Den mest uppmärksammade metoden, som även har börjat användas av en del regleringsmyndigheter, är så kallad *benchmark-* eller *yardstick-*reglering, som först presenterades av Shleifer (1985). Denna metod kräver att det finns flera likartade företag inom samma bransch. I dess enklaste form bestäms den tillåtna intäktsramen som ett genomsnitt av de bokförda kostnaderna för de jämförbara företagen. Därmed försvinner kopplingen mellan de egna bokförda kostnaderna och de tillåtna intäkterna. I resterande del av detta samt nästa kapitel beskriver vi mer specifikt hur dessa typer av generella regleringsutmaningar hanteras på marknaden för elnät.

Målen med en elnätsreglering kan formuleras på följande sätt:

- › Att skydda kunderna från oskäligen priser och villkor,
- › Att tillhandahålla en samhällsekonomiskt effektiv leverans kvalitet,
- › Att bidra till att verksamheten bedrivs kostnadseffektivt,
- › Att tillhandahålla stabila villkor, och
- › Att upprätta en väl fungerande elmarknad.²

Att skydda kunderna från oskäligen priser och villkor innebär att övervinster undviks. I Sverige, liksom i många andra länder, uppnår regleraren detta genom att sätta ett tak på intäkterna. Om priset för elnätstjänsten ökar innebär det för hushållskunder att deras finansiella resurser minskar. För företag som är beroende av stora mängder el innebär det försämrade konkurrenskraft och lägre avkastning på planerade investeringar, vilket leder till minskade investeringar och/eller till att en del av investeringarna i stället görs i andra länder. *En samhällsekonomiskt effektiv leverans kvalitet* innebär att bolagen tillhandahåller den säkerhet som kunderna är beredda att betala för – inte mindre och inte mer. Detta uppnås genom att nätbolagen får ersättning för nödvändiga investeringar och att de måste ersätta kunder när leveransen inte fungerar.

2. Dessa mål stämmer väl överens med de mål som den svenska regleringen har att förhålla sig till och som diskuterades i en dom av Förvaltningsrätten i Linköping (mål 9349-19 m.fl., 26 februari 2021).

Storleken på ersättningen ska bestämmas av kundernas betalningsvilja. Att *verksamheten ska bedrivas kostnadseffektivt* innebär att bolagen inte får ersättning för resurser som inte är nödvändiga för att tillhandahålla en viss leveranskvalité. Nätföretagen och kunderna får *stabila och långsiktiga villkor* om regelverket utgår från de mål som regleringen skall uppfylla, om regelverket är tydligt och om beslut enbart baseras på ekonomiska hänsynstaganden. På *en väl fungerande elmarknad* slutligen sätts kostnadsriktiga priser, nätföretagen får bara ersättning för vissa kostnader en gång, de har incitament att sänka sina kostnader och det finns ett direkt tryck på dem att reducera kostnadsineffektivitet.

För att uppnå dessa mål bestämmer regleraren villkoren för varje nätbolag inför varje ny regleringsperiod. Det innebär att regleraren måste bestämma storleken på kostnadsunderlaget, kostnaden för kvalitetsbrister (baserat på kundernas betalningsvilja för att undvika avbrott), hur stor avkastning nätbolaget ska få på sina kapitalkostnader och vilket effektiviseringskrav nätbolaget måste uppfylla.

Den största utmaningen för regleringsmyndigheter är att skydda kunderna från oskäliga priser, för det första eftersom nätbolagen och kunderna har diametralt olika mål: kunderna vill ha ett så lågt pris som möjligt och nätbolagen vill ha ett så högt pris som möjligt. För det andra befinner sig kunderna i en utsatt position då de inte kan byta nätbolag, och dessutom lider de av ett väsentligt informationsunderskott, vilket gör det svårt för dem att bedöma villkorens rimlighet. För att svara på frågan om ett pris är oskäligt eller inte måste regleringsmyndigheten bestämma vilka av nätbolagets kostnader som är nödvändiga. Detta är den enskilt största utmaningen för regleringsmyndigheter eftersom de, precis som kunderna, lider av ett informationsunderskott. Regleringsmyndigheter har dock mandat att begära information från nätbolagen, och de har kompetens att bearbeta den informationen.

Den andra stora utmaningen för regleringsmyndigheter är att säkerställa att nätbolagen tillhandahåller en samhällsekonomiskt effektiv leveranskvalité. Utmaningen bottenar i samma problem som ovan, nämligen att det är svårt att veta vilka resurser och kostnader som är nödvändiga för att bedriva en ändamålsenlig verksamhet. Det första kravet när det gäller leveranskvalité är att nätbolagen erbjuder kunderna en funktionell tjänst. Detta är i praktiken inte ett regleringsproblem, eftersom det råder så kallad incitamentskompatibilitet mellan nätbolagen och kunderna på den punkten, det vill säga att de vill samma

sak. Brister i leveranskvalitén är dessutom relativt enkla att upptäcka, vilket gör att nätbolagen inte har samma informationsfördel i detta fall. Det är en större utmaning att säkerställa att nätbolagen inte ökar sin vinst genom att investera i för hög kvalitet. Att undvika överinvestering är detsamma som att driva verksamheten kostnadseffektivt. Som vi nämnde i det inledande kapitlet är ett av huvudsyftena med denna rapport att undersöka om Energimarknadsinspektionen (Ei) har utvecklat arbetsprocesser som lett till att nätbolagen har blivit mer kostnadseffektiva över tid.

Målet att tillhandahålla stabila villkor kan tolkas som att regelverket lämnas orört, men det förutsätter i Sveriges fall att Ei:s beslut kan accepteras av både nätbolag och kunder, och det har inte varit fallet under den avreglerade perioden, det vill säga sedan 1996. Att regleringen ska leda till en väl fungerande elmarknad innebär bland annat att den inte ska skapa omotiverade hinder för välfärdsstimulerande innovationer, såsom en ökad andel fossilfri elproduktion.

3. Elnätsregleringen i Sverige

3.1 Översikt över den svenska regleringsmodellen

Det svenska elnätet består av tre vertikalt sammanlänkade nivåer. *Lokalnäten* har lägst spänning, och till dessa nät ansluter mindre abonnenter. Det finns ungefär 160 lokalnätsbolag i landet, och i 130 av dessa finns ett kommunalt ägande. *Regionnäten* har en högre spänning än lokalnäten, och elintensiv industri samt större produktionsanläggningar ansluter ofta direkt till dessa nät, även om den största kundgruppen utgörs av lokalnäten. Det finns 22 regionnätsföretag, och ägarformerna varierar mellan privat och offentligt. De största ägarna av både lokal- och regionnät är E.ON, Ellevio och Vattenfall, med en marknadsandel på runt 50 procent. E.ON och Ellevio är privata företag, medan Vattenfall är helägt av svenska staten. Lokal- och regionnäten kallas gemensamt för *distributionsnät*. Slutligen finns *transmissionsnätet*, som har högst spänning och som transporterar el från de största produktionsanläggningarna till de regionala distributionsnäten. Transmissionsnätet löper genom hela landet. Mycket stora producenter och konsumenter är ibland anslutna direkt till detta nät. Det ägs och förvaltas av den statliga myndigheten Svenska kraftnät (SvK). SvK har även ansvaret för att upprätthålla driftsäkerheten i kraftsystemet.

Samtliga tre nivåer regleras genom liknande ramverk, även om vissa speciella förhållanden gäller för transmissionsnätet. För att förhindra korssubventionering (exempelvis att kostnader för elproduktion vältras över på enheten för eldistribution inom samma företag) krävs att nätverksamheten är legalt och redovisningsmässigt separerad från ägarens eventuella andra verksamheter. Det innebär också att det inte

går att ta hänsyn till eventuella synergieffekter mellan företagens olika verksamheter vid utformningen av regleringen. Tillsynsmyndighet är Energimarknadsinspektionen (Ei), som på förhand beräknar intäktsramen, det vill säga de totala tillåtna intäkter som varje företag får ta ut av sina kunder. Intäktsramen ska täcka företagets löpande kostnader samt ge en rimlig avkastning på investerat kapital. De tillåtna intäktsramarna bestäms på förhand för perioder om fyra år. Den nuvarande perioden omfattar åren 2020–2023.

LÖPANDE KOSTNADER

Till de löpande kostnaderna hör exempelvis kostnader för personal, administrativa system och lokaler. Intäktsramen för dessa kostnader baseras på tidigare kostnader. De löpande kostnader som anses påverkbara av företagen själva underkastas ett årligt effektiviseringskrav, med hårdare krav för de ineffektiva företagen. Vissa kostnadsposter är undantagna effektiviseringskravet eftersom de på ett naturligt sätt är mer eller mindre omöjliga för nätbolagen att påverka. Exempel på detta är nätförluster, som beror på elpriset, samt kostnader för att använda överliggande nät.

KAPITALKOSTNADER

När investeringar genomförs, uppstår kapitalkostnader. Den del av intäktsramen som gäller kapitalkostnader utgår från antaganden om kostnader för avskrivningar samt avkastning. Avskrivningstiden är reglerad och uppgår till mellan 40 och 50 år beroende på typen av investering.³ Tanken är även att avskrivningstiden på ett ungefär ska motsvara investeringens ekonomiska livslängd. Avskrivningarna är linjära, det vill säga samma värde skrivs av varje år. Den tillåtna avkastningen bestäms för varje fyraårsperiod av Ei. Denna kostnad kallas *weighted average cost of capital* (WACC) och bestäms i procent i reala termer före skatt (justering för inflationen sker separat). Grundtanken är att WACC ska täcka både kostnaden för eventuella räntor på skulder och avkastningen på det egna kapitalet. Här antas en generell nettoskuld-sättning om 49 procent. Alla elnätsföretag har samma WACC. För

3. De tillgångar som är äldre än tillgångens regulatoriska livslängd får fortfarande skrivas av, men till ett värde av nuanskaffningsvärdet $\times 1/(\text{anläggningens verkliga ålder})$. Under tidigare regleringsperioder var avskrivningstiden runt 40 år.

den nuvarande perioden har Ei bestämt detta värde till 2,35 procent, i enlighet med förordning 2018:1520. Förvaltningsrätten har dock beslutat att denna siffra inte speglar den långsiktighet som ellagen kräver, och Ei har därför anmodats att bortse från förordningen och omräkna avkastningskravet i enlighet med ellagen (Förvaltningsrätten 2021).

Det är nuanskaffningsvärdet på de tillgångar som anses nödvändiga för att bedriva elnätsverksamheten som ligger till grund för den tillåtna avskrivningskostnaden, alltså inte de faktiska anskaffningskostnaderna. Nuanskaffningsvärdet bestäms genom normprislistor, som anger den ungefärliga kostnaden för material samt installation av olika typer av komponenter. På grund av prisökningar blir därmed de totala avskrivningarna högre än den ursprungliga anskaffningskostnaden. Nuanskaffningsvärdet används även för att beräkna avkastningen, men här skrivs värdet årligen ned i samma takt som avskrivningarna. Avskrivningarna kan användas för att amortera på eventuella lån som har finansierat investeringen, vilket därmed minskar räntekostnaden. Eftersom nuanskaffningsvärdet ligger till grund för både avskrivningar och avkastning finns det utrymme för en förnyring av tillgångarna utan att nätavgifterna höjs mer än prisökningstakten.

För att illustrera hur reglerna för kapitalkostnader omsätts i praktiken, kan vi anta en investering på 100 miljarder kronor. För enkelhetens skull antar vi att prisökningstakten är noll, vilket gör att nuanskaffningsvärdet likställs med anskaffningsvärdet. Om avskrivningstiden är 50 år kommer nätägaren att under de kommande 50 åren berättigas en avskrivningskostnad på $100/50 = 2$ miljarder kronor per år. Sedan tillkommer en avkastning på 2,35 procent \times 100 miljarder = 2,35 miljarder under det första året, vilken minskar linjärt ned till 0 kronor efter 50 år. Denna investering kommer alltså att generera 100 miljarder kronor i avskrivningar och ungefär 60 miljarder kronor för att täcka räntor samt avkastning.⁴

ANSLUTNINGSSINVESTERINGAR

Om en ny kund vill ansluta till elnätet eller om en befintlig kund vill öka effekten på sitt abonnemang, ska denna investering finansieras direkt av kunden genom en särskild anslutningsavgift. Dock ingår även dessa investeringar vid beräkningen av intäktsramen. Det gör att nätägaren blir

4. Det sistnämnda är beräknat som $2,35/2 \times 50$.

kompenserad med ytterligare 60 miljarder för räntor och avkastning för en anslutningsinvestering om 100 miljarder, även om nätägaren varken har behövt ta upp ett lån eller tillföra eget kapital.

KAPACITETSAVGIFTER

Den ekonomiska styrningen av Svenska kraftnät (SvK) utgår i princip från tre olika beslut. Riksdagen fattar beslut om investerings- och låneram på förslag från regeringen, regeringen fattar beslut om ekonomiska mål och utdelningar, och Energimarknadsinspektionen fattar i sin tur beslut om intäktsramen enligt intäktsregleringen. Dessa tre beslut hänger ihop och påverkar varandra. Således är styrningen och regleringen av SvK mer komplex än regleringen av de underliggande näten. I denna rapport fokuserar vi dock inte på de specifika villkor som gäller för SvK. En kritisk diskussion om hur regleringen av SvK skulle kunna reformeras ges av Ekonomistyrningsverket (2021).

För den vanliga elnätsverksamheten, som endast utgör en del av SvK:s uppdrag, beräknas dock intäktsramen på samma sätt som för de underliggande näten, med samma värde på WACC. Däremot är en viktig skillnad gentemot de underliggande näten att det ovanpå intäktsramen även tillkommer kapacitetsavgifter (ibland kallade flaskhalsavgifter). Kapacitetsavgifter uppkommer i samband med prisskillnader mellan elområden och uppgår något förenklat till volymen av handel mellan två områden multiplicerad med prisskillnaden. Interna kapacitetsavgifter (det vill säga de som uppkommer mellan de svenska prisområdena) tillfaller SvK, medan internationella kapacitetsavgifter delas mellan systemoperatörerna i import- respektive exportlandet. Kapacitetsavgifterna ingår inte i intäktsramen och intäktsförs därmed inte i SvK:s resultaträkning, utan bokförs endast i balansräkningen som en räntefri skuld gentemot kundkollektivet. Höga kapacitetsavgifter betyder därmed inte att nättarifferna sänks per automatik. Kapacitetsavgifterna får användas för att finansiera vissa delar av SvK:s verksamhet, bland annat investeringar i transmission som syftar till att bygga bort flaskhalsar mellan elområden. Projekten måste även godkännas av Ei. Kapacitetsavgifterna kan också användas för att betala av lån. Under 2020 finansierades samtliga investeringar i transmissionsnätet med kapacitetsavgifter, och dessa kunde dessutom användas till att betala av samtliga lån (SvK 2020). När kapacitetsavgifterna används för att finansiera investeringar eller betala av lån flyttas de alltså endast runt

mellan olika poster i balansräkningen, utan att de gör något avtryck i resultaträkningen. En mindre andel av kapacitetsavgifterna används även för mothandel och andra systemfunktioner.⁵ I likhet med de investeringar som finansieras genom anslutningsavgifter är det möjligt för SvK att inkludera dessa investeringar i den ordinarie intäktsramen, vilket då leder till en högre avkastning än vid investeringar som finansierats med räntebärande kapital.

Traditionellt har kapacitetsavgifterna legat på omkring 2 miljarder kronor per år sedan prisområdesreformens införande år 2011. Under 2020 steg de dock till 8 miljarder, och under 2021 uppgick de till hela 21 miljarder. Enligt SvK:s prognoser kommer de att uppgå till runt 4 miljarder årligen under det kommande decenniet. Prognoserna gjordes dock innan kriget i Ukraina bröt ut, och mot bakgrund av de höjda energikostnaderna på kontinenten är det troligt att kapacitetsavgifterna kommer att bli betydligt högre. Dessa siffror kan jämföras med SvK:s ordinarie intäktsram, vilken uppgår till ungefär 5 miljarder kronor per år.

3.2 En fördjupad analys av effektiviseringskravet

Inför varje regleringsperiod formulerar Ei ett bolagsspecifikt effektiviseringskrav som innebär att bolagen åläggs att sänka sina kostnader med en viss procentsats. Syftet är dels att branschen som helhet ska få incitament att genomföra kostnadsreducerande innovationer, dels att de ineffektiva bolagen ska närma sig de bolag som befinner sig på effektivitetsfronten. En relevant fråga är därmed om Ei:s effektiviseringskrav uppfyller dessa syften. Huruvida de ineffektiva bolagen närmar sig de effektiva kan undersökas empiriskt, och det gör vi i avsnitt 3.3. I detta avsnitt beskrivs hur Ei beräknar effektiviseringskravet.

För att bestämma bolagens fulla *effektiviseringspotential* använder Ei metoden *data envelopment analysis* (DEA). DEA-modellen bygger på principen att varje elnätbolags prestation jämförs med alla andra bolags prestation. Prestation definieras som de resurser som behövs

5. När transmissionsbegränsningar uppkommer inom ett prisområde krävs att viss konsumtion och/eller produktion justeras i förhållande till marknadsklareringen på den så kallade dagen-före-marknaden. Denna procedur kallas mothandel, och innebär kostnader för nätkunderna.

för att utföra ett förutbestämt arbete – ju färre resurser, desto högre prestation. Jämförelserna görs med andra företag som verkar under liknande villkor, och effektiviseringskravet bestäms med utgångspunkt i de företag som befinner sig på effektivitetsfronten, det vill säga de som är mest effektiva. För innevarande regleringsperiod, 2020–2023, har de mest effektiva företagen ålagts att minska sina påverkbara kostnader med 1 procent per år, och de som presterar sämst ska minska kostnaderna med 1,82 procent per år. Eftersom det inte finns några naturliga jämförelseföretag för de nationella och regionala näten har kraven på dessa bestämts till 1 procent. Ei har övervägt att inkludera ett kvalitetsmått i DEA-modellen, men har valt att inte göra det. Distributionskvalitén, definierad som avbrottstid i överföringen, översätts i stället till kronor och ören och läggs till kostnadsunderlaget. Man kan i DEA-modellen välja att tillåta stordriftsfördelar (så kallad tilltagande skalavkastning), det vill säga att kostnaden per kund minskar med ett ökande antal kunder, allt annat lika. I dagsläget antas dock konstant skalavkastning. Däremot tillåter modellen att kostnaden varierar med kunddensiteten, det vill säga ledningslängden per kund. Eftersom flertalet studier visar att det faktiskt föreligger stordriftsfördelar (se till exempel Mydland m.fl. 2020 för en litteraturöversikt), kommer DEA-modellen att ge resultatet att stora företag är mer effektiva än små företag, allt annat lika. En fördel med detta modellval är att nät-företagen då får incitament till sammanslagningar, eftersom en del av den realiserade effektiviseringsvinsten då tillfaller ägarna. En uppenbar nackdel är dock att stora nätägare får orättvist milda effektiviseringskrav, och små nätägare orättvist hårda.

Förutom påverkbara kostnader, antal uttagpunkter och överfördel (uppdelad i låg- och högspänning) innehåller DEA-modellen också kapitalkostnader, antal nätstationer och det högsta värdet på abonnerad och uttagen effekt mot överliggande nät. Inkluderingen av kapitalkostnader görs för att motverka strategiskt beteende från nätföretagens sida, till exempel att de skulle dra ner på sina påverkbara kostnader (exempelvis kostnaderna för service- och reparationspersonal) och samtidigt öka kapitalkostnaderna (genom att till exempel skapa redundans i överföringen för att minska påverkan av avbrott).

De ineffektivitetsvärden som DEA-modellen producerar motsvarar den långsiktiga förbättringspotentialen, det vill säga den effektivitetsökning som företagen skulle kunna realisera om de fick så lång tid

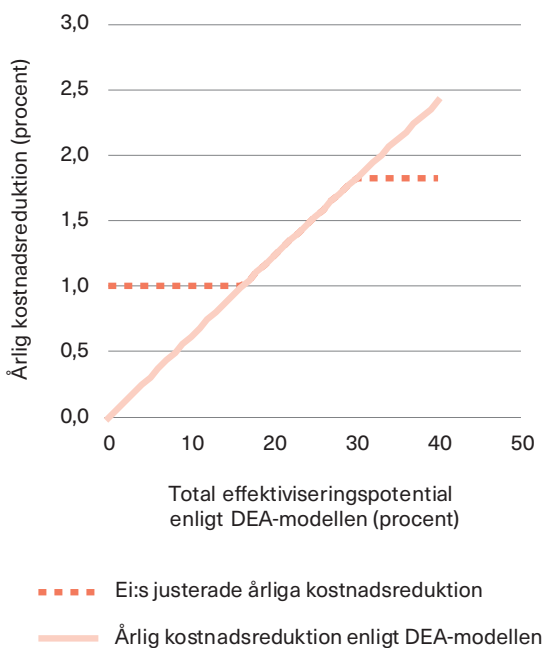
på sig att de kunde byta ut alla sina tillgångar (både fasta och rörliga). I Sverige antas företagen kunna förverkliga hela denna potential på åtta år. Eftersom företagen regleras i fyraårsperioder kräver Ei därför bara att hälften av den förbättringspotential som DEA-modellen anger ska realiseras inom en regleringsperiod. För att skapa starkare incitament för effektiviseringar låter Ei dessutom företagen behålla hälften av potentialen. Det krav som ställs på företagen i nästkommande regleringsperiod är därför bara 25 procent av den potential som DEA-modellen anger. Ytterligare en nedtoning av kraven sker eftersom Ei inte kräver att något företag skall anses ha en förbättringspotential på mer än 30 procent. DEA-modellens resultat trunkeras alltså vid 30 procent, vilket i praktiken innebär att de mest ineffektiva företagen kommer lindrigast undan sett till deras effektiviseringspotential. Sammantaget innebär justeringarna att det största effektiviseringskravet som Ei ställer blir

$$\left(1 + \frac{30}{2 \times 2}\right)^{0,25} - 1 = 1,82 \text{ procent per år.}$$

Det maximala effektiviseringskravet på 1,82 procent per år kan jämföras med motsvarande krav i våra grannländer: i Danmark ligger det på 2,17 procent och i Finland på 2,4 procent. I Norge finns det inget jämförbart mått, eftersom de där använder *benchmark*-modellen på ett annat sätt, men det förefaller klart att det maximala kravet i Norge är högre än i något av de andra nordiska länderna.

Ei trunkerar också kravet i den andra änden av fördelningen och kräver att de mest effektiva företagen effektiviserar sin verksamhet med minst 1 procent per år. Kraven följer därmed den streckade linjen i figur 1, vilken kan jämföras med den heldragna grå linjen som motsvarar kravet enligt DEA-modellen. Som framgår av figuren justerar Ei DEA-modellens resultat så att incitamenten blir svagare för de ineffektiva företagen att minska avståndet till de mest effektiva. De praktiska implikationerna av denna dubbla trunkering framgår i figurerna B1 till B4 i appendix B.

Under regleringsperioden 2012–2015 ställde Ei samma krav på alla bolag, nämligen att de skulle sänka sina kostnader med 1 procent per år. Under perioderna 2016–2019 och 2020–2023 har kraven varit bolagsspecifika och varierat mellan 1 och 1,82 procent. I tabell 1 och 2 sammanfattas effektiviseringskraven under dessa två perioder. Under

Figur 1. Kostnadsreduktion enligt DEA-modellen och efter Ei:s justering.

2016–2019 uppgick det genomsnittliga effektiviseringskravet till 1,16 procent per år, och för perioden 2020–2023 har det genomsnittliga kravet ökat till 1,20 procent per år. De tre stora bolagen (Vattenfall, E.ON och Ellevio) har alltid haft ett effektiviseringskrav på 1 procent per år, men bolagens storlek har inte någon entydig relation till effektiviseringskravet. När bolagen delas in i tre ungefär lika stora grupper baserat på hur många abonnenter de har visar det sig att gruppen med de minsta bolagen hade ett genomsnittligt effektiviseringskrav på 1,15 procent per år under perioden 2016–2019 och att det har ökat till 1,25 procent för nuvarande period.⁶ Gruppen med medelstora bolag hade ett något högre krav under 2016–2019 (1,19 procent), men i inneva-

6. Ett litet bolag (eller redovisningsenhet) har färre än 6 000 abonnenter, ett mellanstort har mellan 6 000 och 18 000 abonnenter och ett stort har fler än 18 000 abonnenter.

Tabell 1. Effektiviseringskrav för bolag i olika storleksklasser, procent per år.

| Regleringsperiod | Små bolag | Medelstora bolag | Stora bolag | Genomsnitt |
|------------------|-----------|------------------|-------------|------------|
| 2016–2019 | 1,15 | 1,19 | 1,12 | 1,16 |
| 2020–2023 | 1,25 | 1,25 | 1,12 | 1,20 |

Tabell 2. Effektiviseringskrav för bolag av olika ägandetyper, procent per år.

| Regleringsperiod | Privata bolag | Kommunala bolag | Kooperativa bolag | Genomsnitt |
|------------------|---------------|-----------------|-------------------|------------|
| 2016–2019 | 1,09 | 1,20 | 1,13 | 1,16 |
| 2020–2023 | 1,09 | 1,20 | 1,26 | 1,20 |

rande period ligger de också på ungefär 1,25 procent. Gruppen med de största bolagen hade ett krav på 1,12 procent under 2016–2019 och ligger kvar på samma nivå i nuvarande period. Vad som sticker ut i tabell 1 är alltså att de små och medelstora bolagen har fått ett väsentligt högre krav på sig i nuvarande period jämfört med föregående period.

Effektiviseringskravet är också korrelerat med ägandetyper. De privata företagen har haft lägst krav på sig i både föregående och nuvarande regleringsperiod: 1,09 procent per år i båda perioderna. De kommunala bolagen har också haft samma krav i båda perioderna, ungefär 1,20 procent per år. De kooperativa bolagen hade däremot ett genomsnittligt krav på 1,13 procent i föregående period men 1,26 procent i nuvarande period. Vad som sticker ut i tabell 2 är alltså att de kooperativa näten har fått ett kraftigt ökat effektivitetskrav i nuvarande period.

3.3 Vilken effekt har effektiviseringskravet haft?

I vilken utsträckning uppnår då Ei:s effektiviseringskrav sitt syfte? Är det till exempel så att kraven gör att de ineffektiva bolagen närmar sig de effektiva bolagen? För att svara på den frågan sammanställer vi i detta avsnitt data från Ei över redovisningsenheternas kostnader under tidsperioden 2012–2020.⁷ Den modellspecifikation vi är intresserade av är följande:

$$\ln y_{it} = \alpha E_{it} + \mathbf{T}_t \boldsymbol{\theta}_t + \boldsymbol{\lambda}_i + \varepsilon_{it}, \quad (1)$$

där i är redovisningsenhet; t är år; y_{it} är en generell benämning för den beroende variabeln, vilken är (i) total kostnad, (ii) rörliga kostnader (opex) och kapitalkostnader (capex); E_{it} är Ei:s effektiviseringskrav (anggett i procent) som ställs på varje redovisningsenhet och år; \mathbf{T}_t är en vektor av tidsspecifika effekter (till exempel regleringsförändringar som påverkar alla bolag på samma sätt); $\boldsymbol{\lambda}_i$ är en vektor av bolagsspecifika effekter (till exempel bolagens naturliga villkor, såsom markförhållanden); och ε_{it} är slumpvariationen.⁸ Denna specifikation är preliminär och deskriptiv, och den bör utökas i framtida utredningar för att också omfatta andra faktorer som varierat över tidsperioden. Det är dock rimligt att anta att denna modell ger insikter om huruvida effektiviseringskraven har haft en inverkan på bolagens verkliga beteende.

Om Ei:s effektiviseringskrav har inneburit att de ineffektiva bolagen närmat sig de effektiva bör α vara negativ och signifikant. Eftersom (1) är en semilog-linjär modell och E mäts i procent, kan α , åtminstone approximativt, tolkas som en elasticitet. Relevanta resultat från estimate- ringen av (1) finns i tabell 3. Vid en granskning av resultaten framgår att α inte är signifikant i någon av modellerna. Dessutom har α fel tecken när rörliga kostnader används som beroende variabel. Om E ökar en enhet, till exempel att kravet ökar från 0,7 till 1,7 procent, kommer den totala kostnaden att förändras med $100 \times (\exp(0,0016) - 1) = -0,16$ procent.

7. För estimeringar som använder rörliga kostnader respektive kapitalkostnader som beroende variabel används data som omfattar perioden 2012–2018.

8. Analysenheten motsvarar de redovisningsenheter (REL-nummer) som Ei använder.

Tabell 3. Effektiviseringskravets inverkan på nätbolagens kostnader.

| | $y = \ln(\text{total kostn.})$ | $y = \ln(\text{rörliga kostn.})$ | $y = \ln(\text{kapitalkostn.})$ |
|----------------|--------------------------------|----------------------------------|---------------------------------|
| α | -0,0016 (-0,0143) | 0,01 (-0,0222) | -0,0105 (-0,0403) |
| R ² | 0,208 | 0,129 | 0,005 |
| Observationer | 1391 | 1365 | 1371 |

Anm.: * $p < 0,10$, ** $p < 0,05$, *** $p < 0,01$. Resultat från regression av ekv (1). Fixa effekter för nätbolag och år är inkluderade i samtliga specifikationer. Standardfelen är klustrade per bolag.

4. Elnätspriser i Sverige och EU

4.1 Den svenska prisutvecklingen i ett internationellt perspektiv

Vid en internationell jämförelse av elnätspriser måste vissa förenklingar göras. För det första består elnätspriset av en så kallad tvåpartstariff: en fast del och en rörlig del som är en funktion av förbrukad energi. För det andra varierar priskomponenterna med kundens årliga förbrukning och val av säkring. Av dessa anledningar konstruerar vi ett index baserat på ett genomsnitt av den totala årliga kostnaden för ett antal typkunder, exklusive skatter och andra avgifter som inte tillfaller nätbolagen. Priset utgår från det inflationsjusterade priset för varje land.⁹ Kostnaden omfattar samtliga nätnivåer, inklusive kostnaden för transmission. Till skillnad från Sverige gör de flesta länder ingen juridisk skillnad på lokal- och regionnät, utan har endast två nätnivåer. Liksom i Sverige ägs ofta transmissionsnätet av ett statligt bolag. Eftersom den huvudsakliga jämförelsen utgår från prisförändringstakten, kan indexet beräknas baserat på inhemska valutor. När de absoluta prisnivåerna jämförs, räknas priset först om till euro, varefter det justeras med landsspecifika köpkraftsindex från Eurostat (2022c). På detta sätt rensas skillnader i generell prisnivå mellan länder bort. I appendix A ges en utförlig beskrivning av hur indexet beräknas.

För länder utanför Norden, samt för Danmark, används data från Eurostat (2022a). För resterande nordiska länder används data från

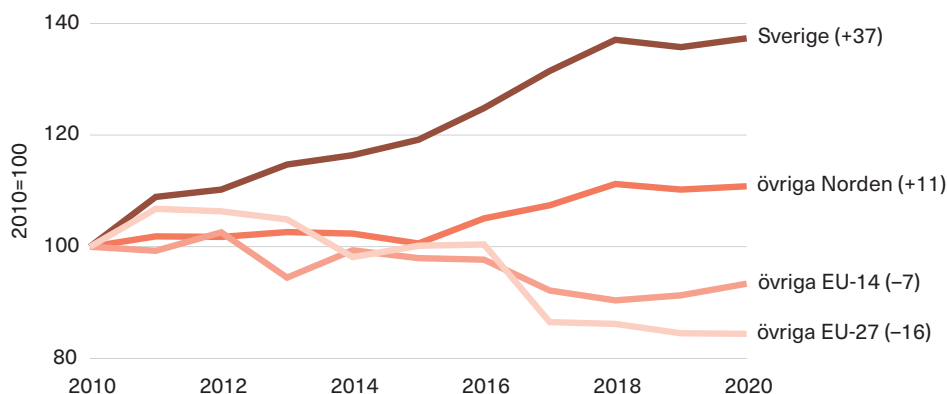
9. Konsumentprisindex i Sverige ökade med ungefär 12 procent mellan åren 2010 och 2020.

respektive lands regleringsmyndighet (Danmarks regleringsmyndighet började tillhandahålla typkundsspecifika data först år 2016). Teoretiskt sett hade det varit möjligt att enbart använda data från Eurostat, men kvalitén på dessa data är ofta undermålig. Vid en genomgång av metodiken för hur svenska data rapporteras, visar det sig exempelvis att datainsamlingen bygger på en frivillig enkätstudie som skickas till ett urval av nätbolagen.¹⁰ Genom att använda prisdata direkt från Ei får vi i stället tillgång till priserna för samtliga nätbolag. Vid konstruktionen av Sveriges index beräknas först genomsnittet av typkundspriserna, viktat med antalet abonnenter i respektive redovisningsenhet. Detta innebär att priserna hos de tre största bolagen Vattenfall, E.ON och Ellevio, som tillsammans har en marknadsandel på ungefär 50 procent, har en betydligt större inverkan på indexet än vad något av de många mindre bolagen har. Även i Finland är marknadsandelen för de tre största privata bolagen stor, runt 40 procent, och även här är indexet viktat med antalet abonnenter per redovisningsenhet.

Figur 2 visar prisförändringstakten i Sverige samt i olika grupper av europeiska länder.¹¹ I gruppen övriga Norden ingår Finland, Danmark och Norge. Nästa grupp består av övriga EU-14-länder, alltså exklusive Norden, och den sista gruppen av EU-27-länderna exklusive EU-14. Inget land förekommer alltså i mer än en grupp. I figuren framgår att Sveriges prisökning på 37 procent är högre än i alla de andra grupperna: i övriga Norden är den 11 procent, i övriga EU-14 är den -7 procent och i övriga EU-27 är den -16 procent. Vidare ser vi att Norden är den region där elnätspriserna har ökat mest. Det framstår därmed som troligt att det finns strukturella externa faktorer som gör att de nordiska elnätspriserna har ökat förhållandevis mycket. Lägst prisökningstakt uppvisar övriga EU-27. I denna grupp ingår ett flertal länder där elnätspriserna inte alltid sätts för att ge full kostnadstäckning. I stället

10. Rapportförfattarna har haft personlig kommunikation med SCB i frågan (se SCB 2021 i referenslistan).

11. I gruppen Norden ingår Sverige, Norge, Finland och Danmark (alltså ej Island). EU-14 avser länderna i EU före utvidgningen från 2004 och framåt, minus Storbritannien: Belgien, Danmark, Finland, Grekland, Italien, Luxemburg, Nederländerna, Portugal, Spanien, Sverige, Tyskland och Österrike (på grund av brist på sammanhängande prisdata saknas här Frankrike och Irland). EU-27 avser samtliga nuvarande medlemsländer, det vill säga EU-14 samt länderna som anslöt sig efter millennieskiftet: Bulgarien, Cypern, Kroatien, Polen, Rumänien, Slovakien, Slovenien, Tjeckien och Ungern (av samma anledning saknas här Estland, Lettland, Litauen och Malta).

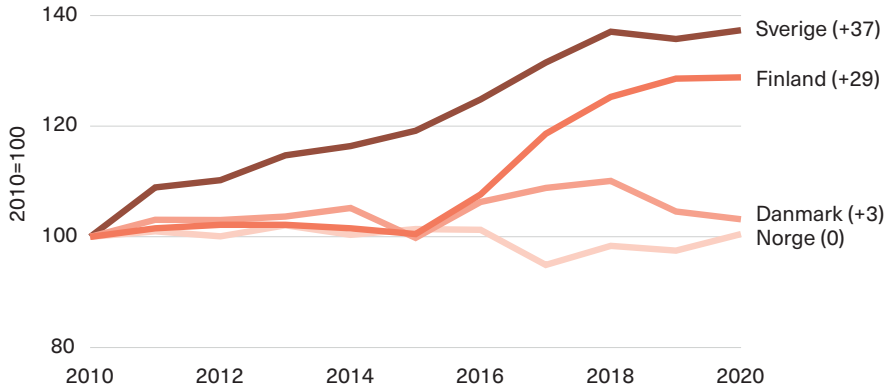
Figur 2. Förändringstakt för de reala elnätspriserna i EU.

Anm.: Figuren bygger på genomsnittliga typkundspriser för hushåll, justerade för inflation samt indexerade med 2010 som basår. Siffrorna inom parentes avser den totala prisförändringen i procent mellan åren 2010 och 2020.

Källor: Eurostat (2022a), Energimarknadsinspektionen (Sverige) (2022), Reguleringsmyndigheten för energi (Norge) (2022), Energimyndigheten (Finland) (2022) samt egna beräkningar.

är det vanligt att elnätspriset subventioneras, för att hushåll med låga inkomster inte ska behöva lägga en alltför stor del av sin inkomst på elkostnader. I övriga EU-27 ingår dessutom ett flertal länder som har haft en hög inflation, vilket förklarar att den reala prisökningen i genomsnitt har varit negativ.

Figur 3 visar prisutvecklingen i de nordiska länderna. Här framgår att Sverige har haft den högsta prisökningstakten (37 procent), följt av Finland (29 procent), Danmark (3 procent) och Norge (0 procent). Om man i det svenska indexet exkluderar de tre största bolagen (Vattenfall, E.ON och Ellevio) blir prisökningen endast 26 procent. Om man i stället enbart räknar med de tre största blir ökningen 52 procent.

Figur 3. Förändringstakt för de reala elnätspriserna i Norden.

Anm.: Figuren bygger på genomsnittliga typkundspriser för hushåll, justerade för inflation samt indexerade med 2010 som basår. Siffrorna inom parentes avser den totala prisförändringen i procent mellan åren 2010 och 2020.

Källor: Eurostat (2022a), Energimarknadsinspektionen (Sverige) (2022), Reguleringsmyndigheten för energi (Norge) (2022), Energimyndigheten (Finland) (2022) samt egna beräkningar.

De tre största bolagen har med andra ord varit starkt prisdrivande.

Avslutningsvis är det värt att poängtera att den absoluta köpkraftskorrigerade nivån på elpriser i Sverige inte är anmärkningsvärt hög i ett nordiskt perspektiv.¹² Uttryckt i procent av de svenska elpriserna år 2020 låg Norge på 96, Danmark på 82 och Finland på 116 procent.

12. För denna jämförelse omräknas priserna till euro och korrigeras sedan med köpkraftsindex från Eurostat (2022d). På så sätt rensas skillnader i generell prisnivå mellan länder bort. Annars hade exempelvis priserna i Norge framstått som mycket höga.

4.2 Analys av prisförändringarna

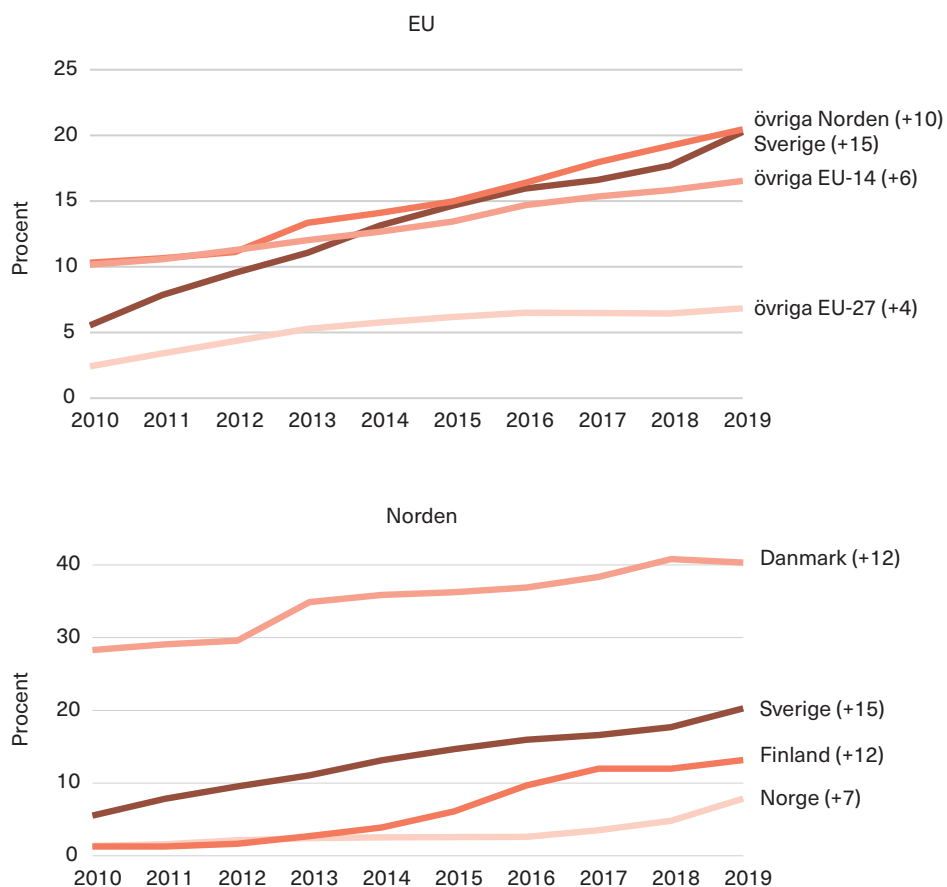
För att undersöka vilka externa faktorer som ger upphov till förändringar i elnätspriserna, gör vi i detta avsnitt en regressionsanalys med det reala prisindexet som beroende variabel.¹³ Vi använder data från varje enskilt land, vilket ger en observation per land och år. I huvudanalysen använder vi endast data från EU-14, eftersom strukturen på regleringen i dessa länder är mer lik den som finns i Norden. Det är till exempel regel i dessa länder att elnätspriserna skall generera intäkter som täcker nätbolagens fulla kostnader.

Sedan 2010 har det skett stora förändringar på elmarknaderna i de flesta europeiska länder. Den mest genomgripande förändringen avser produktionsmixen, där andelen vindkraft och i viss mån även sol har ökat kraftigt till förmån för fossilbaserad produktion. I samband med detta har behoven av förstärkningar i elnätet ökat, vilket har tryckt upp elnätspriserna. Figur 4 visar utvecklingen för installerad vindkraftskapacitet, uttryckt i procent av den totala installerade produktionskapaciteten i respektive land eller grupp länder.

Den övre panelen i figur 4 visar att ökningen av andelen vindkraft har varit större i Sverige (15 procent) än i övriga Norden (10 procent), övriga EU-14 (6 procent), samt övriga EU-27 (4 procent). Den nedre panelen visar utvecklingen i Norden, och även här har Sverige haft den högsta ökningen, även om Danmark har den i särklass högsta absoluta nivån på vindkraft som andel av installerad kapacitet, med 40 procent år 2020. Det bör samtidigt nämnas att en viss del av ökningen i Sverige beror på utfasningen av kärnkraften.

För varje land kontrollerar vi därför för procentandelen av produktionskapaciteten per produktionsslag och år. Vidare kontrollerar vi för elpriset i varje land. Elpriset har i sig en prisdrivande effekt, eftersom en del av nätföretagens kostnader utgörs av nätförluster. I Sverige utgör denna kostnad ungefär 7 procent av elnätsföretagens totala intäkter. Ökade investeringar i elnät ger dock, allt annat lika, ett lägre elpris, eftersom el då kan transporteras inom landet på ett mer effektivt sätt.

13. Vi har också gjort en analys av hur avbrottstiden har utvecklats i Sverige. Förbättrad kvalitet kan motivera prisökningar, men avbrottstiden har legat på en nästan konstant nivå under det aktuella decenniet. Förbättrad leverans kvalitet kan därför inte förklara prisökningen i Sverige.

Figur 4. Andel installerad vindkraftskapacitet i EU och Norden.

Anm.: Andel vindkraftskapacitet av den totala kapaciteten för samtliga kraftslag per geografiskt område.

Källa: Eurostat (2022f) samt egna beräkningar.

Tabell 4. Deskriptiv statistik.

| | Sverige | | övriga Norden | | övriga EU-14 | | övriga EU-27 | |
|-----------------------|---------|------|---------------|------|--------------|------|--------------|------|
| | Medel | Sd | Medel | Sd | Medel | Sd | Medel | Sd |
| Elnätspris | 121,4 | 12,8 | 104,9 | 8,4 | 96,2 | 18,4 | 96,1 | 15,3 |
| Vind | 12,0 | 6,0 | 13,5 | 15,0 | 12,1 | 7,8 | 4,9 | 4,7 |
| Sol | 0,4 | 0,5 | 1,4 | 2,4 | 8,2 | 6,6 | 4,1 | 3,7 |
| Vattenkraft | 38,7 | 13,1 | 35,1 | 42,1 | 35,4 | 41,1 | 24,2 | 19,6 |
| Annan | 38,2 | 12,9 | 32,6 | 38,3 | 10,4 | 11,1 | 15,4 | 14,9 |
| Konventionell termisk | 18,4 | 6,3 | 37,0 | 28,1 | 43,3 | 21,9 | 51,0 | 24,3 |
| Lönekostnad | 111,5 | 7,5 | 105,6 | 4,2 | 105,0 | 8,8 | 108,1 | 14,8 |
| Elpris | 75,8 | 13,5 | 82,3 | 14,6 | 98,2 | 21,1 | 95,6 | 22,2 |
| Observationer | 11,0 | | 33,0 | | 99,0 | | 98,0 | |

Anm.: Elnätspriserna, lönekostnaderna och elpriserna är indexerade till 100 med 2010 som basår för varje land eller grupp länder. Övriga siffror avser procentandelar av total installerad kapacitet för varje produktionsslag. Sd = standardavvikelse.

Slutligen kontrollerar vi även för den generella lönenivån i respektive land (Eurostat 2022e). En ökad lönenivå har en kostnadsdrivande effekt på elnätspriset, eftersom en förhållandevis stor del av elnätsföretagens kostnader utgörs av personalkostnader. Tabell 4 visar deskriptiv statistik för samtliga variabler.

Som nämnts ovan fokuserar vi på att förklara *förändringstakten* i priserna, snarare än de absoluta nivåerna. Rent statistiskt rensar man då bort permanenta skillnader mellan länderna genom att inkludera så kallade *fixa effekter* för respektive land. Vi går här inte igenom de tekniska aspekterna av denna typ av analys, men för den intresserade ger exempelvis Statistikhjälpen (2022) en mer detaljerad förklaring. Rent ekonometriskt kan regressionen representeras av följande modell:

$$pris_{it} = \beta_1 vind_{it} + \beta_2 lön_{it} + \beta_3 elpris_{it} + X_{it} \theta + \alpha_i + \gamma_t + \varepsilon_{it}, \quad (2)$$

där $pris_{it}$ är det observerade prisindexet för hushållskunder i land i under år t . Den estimerade β_1 -koefficienten beskriver förändringen i indexet när andelen vindkraft ökar med en procentenhet. För att koefficienten ska kunna ges en kausal tolkning, är det viktigt att orsakssambandet går från höger- till vänsterled. Vidare är variablerna $lön$ samt $elpris$ indexerade till 100 med 2010 som basår för respektive land. Andelen produktionskapacitet för övriga teknisklag representeras av variabelvektorn X_{it} med den tillhörande koefficientvektorn θ . Slutligen är α_i samt γ_t lands- och årsvisa fixa effekter, och ε_{it} är feltermen, vilken klustras per land.

I tabell 5 redovisas resultatet från olika specifikationer av ekvation (2) genomförda med minsta-kvadrat-metoden (OLS). Antalet förklaringsvariabler ökar i varje specifikation, och huvudspecifikationen är (3), där samtliga variabler ingår. I specifikationerna (1) till (3) ingår endast data från EU-14, och i känslighetsanalysen (4) ingår samtliga länder i EU-27.

Förutom att uppskatta förklaringsvariablernas direkta effekt på priset, kan de estimerade koefficienterna användas för att predicera det *förväntade* priset per land och år. På så sätt går det att få en uppfattning om i vilken utsträckning förklaringsvariablerna kan predicera de observerade prisförändringarna. Raden längst ner i tabell 5 visar det estimerade prisindexet för Sverige år 2019, vilket kan jämföras med det observerade prisindexet på 136 (alla förklaringsvariabler är inte tillgängliga för år 2020).

Som förväntat har variabeln vind en positiv och statistiskt signifikant effekt på elnätspriset. Som visas i huvudspecifikationen (3) ger en procentenhets förändring i andelen vind hela 1,40 procentenheters ökning av priset jämfört med prisnivån år 2010. Visserligen är denna siffra något lägre i de andra specifikationerna, men koefficienten är ekonomiskt och statistiskt signifikant i samtliga specifikationer. Koefficienten för sol är statistiskt insignifikant i samtliga specifikationer, vilket troligtvis beror på att användningen av solceller fortfarande är på förhållandevis låga nivåer i de allra flesta länder. Inget av de andra teknisklagen visar något robust statistiskt signifikant samband med priset, vilket är väntat, eftersom det inte har skett några stora förändringar i den installerade kapaciteten i de flesta länder. Vidare observeras ingen effekt av lönekostnaden. I detta sammanhang bör man dock komma ihåg att priserna redan är inflationsjusterade, så endast reallöneför-

Tabell 5. Beroende variabel: elnätspris.

| | (1) | (2) | (3) | (4) |
|--------------------------|--------|--------|----------|--------|
| Vind | 0,88* | 1,25** | 1,40** | 0,84* |
| | (0,46) | (0,56) | (0,57) | (0,45) |
| Sol | | 0,18 | 0,38 | 0,40 |
| | | (0,53) | (0,57) | (0,42) |
| Konventionell termisk | | 0,48 | 0,62** | 0,36 |
| | | (0,34) | (0,28) | (0,28) |
| Vattenkraft | | 0,33* | 0,30** | 0,15 |
| | | (0,17) | (0,13) | (0,14) |
| Lönekostnad | | | -0,39 | -0,24 |
| | | | (0,43) | (0,24) |
| Elpris | | | -0,36*** | -0,23* |
| | | | (0,11) | (0,12) |
| Urval | EU-14 | EU-14 | EU-14 | EU-27 |
| Observationer | 143 | 143 | 132 | 230 |
| Estimerat prisindex 2019 | 123 | 124 | 119 | 116 |

* $p < 0,1$, ** $p < 0,05$, *** $p < 0,01$

Anm.: Resultat från regression av ekvation (1). Beroende variabel är elnätspris. Fixa effekter för land och år är inkluderade i samtliga specifikationer. Standardfelen är klustrade per land. I specifikationerna (1) till (3) ingår endast data från EU-14, i (4) ingår samtliga länder i EU-27.

ändringar fångas upp av denna variabel. Nästa variabel, elpris, visar en *negativ* korrelation med elpriset, vilket tyder på att denna variabel samvarierar med någon icke observerad variabel, och denna koefficient bör därmed inte tolkas kausalt. En trolig förklaring är att sjunkande elpriser kan vara orsakade av investeringar i elnät (som inte beror på ökade investeringar i vindkraft), vilket ger en mer effektiv produktion med lägre elpriser, men samtidigt ett högre tryck på elnätspriset.

I raden längst ned i tabell 5 visas det estimerade prisindexet för Sverige år 2019, vilket i samtliga specifikationer ligger under det observerade värdet på 136. Regressionsanalysen kan alltså endast förklara en viss del av den svenska prisökningen. Även om det naturligtvis är svårt att dra några kausala slutsatser av denna förhållandevis enkla analys, tyder resultaten på att det finns ytterligare förklaringar till den i internationell jämförelse kraftiga svenska prisökningen.

5. Elnätsregleringar i de nordiska grannländerna

5.1 Norge

I figur 3 på sidan 35 framgick att Norge hade ett i det närmaste konstant elpris under perioden 2010–2020. Detta står i kontrast till Sverige, där priset ökade med 37 procent. Kan de olika utfallen bero på skillnader i reglering?¹⁴ I detta avsnitt beskriver vi regleringen i Norge och fokuserar på de delar som skiljer sig mest från situationen i Sverige.

Norge har ungefär 150 elnätsdistributörer, vilket är ungefär lika många som i Sverige. 50 procent av näten är helt kommunalägda, 30 procent ägs helt av privata aktörer, och för strax under 20 procent av näten är ägandet delat mellan privat och kommunal sektor (Tobiasson m.fl. 2021). År 2007 infördes i Norge en ny regleringsmodell som innebar att eldistributörerna började regleras enligt en så kallad *yardstick*-modell.¹⁵ En sådan regleringsmodell innebär att intäktstaket för respektive distributör räknas ut som ett viktat medelvärde av distributörens egna kostnader och en så kallad normkostnad, vilken baseras på prestationen i relation till andra distributörer – det vill säga

14. Enligt data från Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) ändrades inte distributionskvaliteten (mätt som avbrottstid i överföringen) på något systematiskt sätt under tidsperioden.

15. Den avkastningsreglering som Norge införde under tidigt 1990-tal ersattes år 1997 med en intäktstaksreglering. Taket sattes med utgångspunkt i företagens egna kostnader. Fram till 2001 krävdes att alla företag skulle effektivisera sin verksamhet med 2 procent per år. Under perioden 2002–2006 sänktes det generella effektivitetskravet till 1,5 procent per år, och samtidigt tillkom ett företagsspecifikt effektivitetskrav som bestämdes med hjälp av en DEA-modell.

yardstick-komponenten i regleringen. För närvarande är vikten för den egna kostnaden 0,4 och vikten för normkostnaden 0,6.¹⁶ Det är de totala kostnaderna som utgör underlag för intäktstaket, och de är en summering av kostnaderna för drift och underhåll, avskrivningar, nät-förluster, kapital och avbrott. Kostnadsuppgifterna släpar efter två år, vilket innebär att intäktstaket för år t bygger på kostnader från år $t - 2$.

Metoden för att räkna ut intäktstaket beskrivs explicit i den norska energilagen.¹⁷ Det bör dessutom påpekas att Norge har större flexibilitet i utformningen av regleringen än övriga nordiska länder eftersom Norge inte är medlem i EU. Uträkningen av normkostnaden ingår dock inte i lagen, utan görs självständigt av regleraren. I Norge bestäms nya intäktstak för distributörerna varje år. Detta är ovanligt, då de flesta utvecklade länder har fleråriga regleringsperioder. Ett argument för fleråriga regleringsperioder är att de skapar starkare incitament till kostnadseffektivisering, men det argumentet är inte särskilt starkt i fallet Norge eftersom detta land uppnår kostnadseffektivisering genom att använda normkostnaden. Fördelen med att sätta en ny intäktsram varje år är att regleringen då anpassar sig snabbare till nya kostnads-villkor och att distributörerna därmed inte behöva bära den risk det medför om man låser intäktsramen för en längre period.

Om vikten för normkostnaden benämns ρ kan den grundläggande intäktsramen formuleras som:

$$\text{intäktstak} = (1 - \rho) \times \text{egen kostnad} + \rho \times \text{normkostnad}$$

Värdet på ρ avgör styrkan i effektiviseringsincitamenten, där $\rho = 0$ innebär en renodlad avkastningsreglering helt utan incitament för effektiviseringar och $\rho = 1$ en renodlad *yardstick*-reglering med starkast möjliga incitament för effektivisering. Intäktstaket måste dock justeras eftersom det finns kostnader som distributörerna inte kan påverka, samhällsekonomiskt relevanta kostnader som inte drabbar distributörerna och kostnader som drabbar distributörerna men som inte omedelbart innebär att de får ersättning för dem. Kostnader som är bortom dist-

16. Vikten för normkostnaden var 0,5 under åren 2007–2008 och höjdes till 0,6 år 2009, en siffra som har gällt sedan dess.

17. Lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. (energiloven), <https://lovdata.no/dokument/NL/lov/1990-06-29-50>.

ributörernas kontroll (opåverkbara kostnader) handlar mer specifikt om skatter och betalningar till överliggande nät. Distributörerna får också lov att höja taket när de genomför vissa forsknings- och utvecklingsprojekt. Denna kompensation har införts för att stimulera värdeskapande innovationer. En samhällsekonomiskt relevant kostnad som inte drabbar distributörerna är avbrottskostnaden, eller *value of lost load* (VOLL). I Norge beräknas VOLL som avbrottstid multiplicerad med ett förutbestämt pris för avbrott under en tidsenhet. Priset för avbrott varierar för olika kundtyper samt för tiden på dygnet och veckodagen då avbrottet inträffar. Slutligen ges nya investeringar en särskild kompensation (IK) eftersom den kostnadsdata som används i beräkningen av intäktstaken släpar efter två år. Utan den justeringen skulle distributörerna ha svagare incitament att investera eftersom de då hade varit tvungna att själva stå för kostnaden för den nya investeringen under de två första åren. Utifrån dessa omständigheter kan den justerade intäktsram som de norska eldistributörerna har att förhålla sig till sammanfattas på följande sätt:

$$\text{justerat intäktstak} = \text{intäktstak} + \text{opåverkbara kostnader} - \text{VOLL} + \text{IK}$$

För att beräkna normkostnaden tillämpar regleraren en DEA-modell med totalkostnaden som enda input och följande kostnadsdrivande faktorer som output:

- › mängden levererad el,
- › antalet anslutningspunkter (uppdelade i permanenta och temporära bostadsfastigheter),
- › längden på högspänningsledningarna,
- › kostnaderna för transformatorstationer.

Modellen antar konstant skalavkastning. Dess resultat justeras därefter i ett andra beräkningssteg för att ta hänsyn till lokala skillnader som påverkar kostnaderna. De lokala faktorer som beaktas är:

- › andelen mark som täcks av skog,
- › den genomsnittliga snönederbörden multiplicerad med längden högspänningsledningarna i luft, och
- › den genomsnittliga vindhastigheten dividerad med det genomsnittliga avståndet till kusten multiplicerat med längden högspänningsledningarna i luft.

För att ge starkare kostnadsreducerande incitament kalibreras DEA-modellens resultat på så sätt att ett genomsnittligt företag antas vara 100 procent effektivt. Det innebär att de företag som är mer effektiva får en effektivitetssiffra på över 100 procent, vilket innebär att deras normkostnad ökar. Högre normkostnad leder till högre intäktsstak och till att distributören erhåller en avkastning som är högre än den normala. De företag som har en effektivitet under 100 procent, det vill säga den ineffektiva gruppen distributörer, erhåller på motsvarande sätt en avkastning som är mindre än den normala. Fram till 2013 var alla företag garanterade en avkastning på 2 procent per år (i genomsnitt under en femårsperiod). År 2013 sänktes denna nedre gräns till 0 procent, och enligt Kumbhakar och Lien (2017) är planen att den ska tas bort helt.

Sammanfattningsvis har Norge en regleringsmodell som till stora delar bygger på *yardstick*-reglering, vilket har inneburit att den norska regleringen är mindre känslig för tillgång till korrekt och disaggregerad distributörsspecifik kostnadsinformation. I jämförelse med Sverige är effektivitetskomponenten kalibrerad så att de mest effektiva bolagen får en mer än normal avkastning och de minst effektiva får en lägre än normal avkastning. Det är alltså inte enbart användandet av en *yardstick*-modell som bidrar till starkare incitament för kostnadsreducering i Norge.

5.2 Finland

Finland har runt 80 elnätsföretag, med en blandning av statligt, kommunalt och privat ägande. Ägarstrukturen är lik den svenska: de tre största ägarna är privata och har en sammanlagd marknadsandel på runt 40 procent. Den finländska regleringen är även den på många sätt lik den svenska så till vida att det är en förhandsreglering med fyraåriga regleringsperioder. Tillåtna intäktsramar för kapitalkostnader bestäms genom en beräkning av WACC, och ett effektiviseringskrav finns för de rörliga kostnaderna. Det finns dock ett par viktiga skillnader gentemot den svenska regleringen, vilka går igenom i detta avsnitt. För en mer detaljerad genomgång, se Energimyndigheten (2021).

LÖPANDE KOSTNADER OCH EFFEKTIVISERINGSMODELL

De löpande kostnaderna delas precis som i Sverige upp i påverkbara och opåverkbara, där endast de påverkbara underkastas ett effektiviseringskrav. Liksom i Sverige underkastas även de effektiva bolagen ett effektiviseringskrav, och de allra mest ineffektiva möter ett högre krav.

I stället för att som Sverige och Norge förlita sig på DEA-modellen för att mäta effektiviseringskravet, har Finland tidigare använt sig av både DEA-modellen och den så kallade *stochastic frontier analysis* (SFA). Utan att i detalj gå in på de tekniska skillnaderna mellan dessa modeller, är en viktig skillnad att SFA-modellen explicit tar hänsyn till att det finns brus i datan. Om det finns icke-observerad variation i datamaterialet, vilket det ofta gör, kan alltså SFA skilja på brus och ineffektivitet. DEA tolkar däremot all icke-observerad variation som ineffektivitet. SFA har dock en nackdel i förhållande till DEA, och det är att den gör explicita antaganden om kostnadsfunktionens form. Regleringsmyndigheterna i Finland och Danmark använder därför både SFA och DEA i processen att bestämma bolagens effektiviseringspotential.

Sedan 2012 används dock en ny modell, där egenskaper från både DEA och SFA integrerats till något som kallas *stochastic nonparametric envelopment of data* (StoNED). Denna modell utvecklades specifikt för Finlands energimyndighet och beskrivs i detalj av Kuosmanen (2012). Kuosmanen med flera (2013) visar även genom simuleringar att StoNED-modellen är mer träffsäker än DEA när det gäller att förutse nätföretagens effektivitet. För att bestämma den så kallade effektivitetsfronten används data från samtliga nät. Liksom i Sverige tillåter modellen inte stordriftsfördelar, utan gör ett antagande om konstant skalavkastning.

Återigen som i Sverige utgörs inputfaktorerna i den finländska StoNED-modellen av kontrollerbara löpande kostnader samt elnätens återanskaffningsvärde. Det sistnämnda är ett fast värde som inte omfattas av effektiviseringskravet. Som outputvariabler används överförd energimängd, elnätets totala längd, antalet driftställen samt avbrottskostnader. Avbrottskostnaderna uppskattas enligt samma princip som i Norge, det vill säga genom att tillämpa *value of lost load* (VOLL), vilket motsvarar kundernas kostnader för avbrotten. Genom att detta mått ingår som en output får företagen incitament att undvika avbrott, ovanpå de incitament som ges genom avbrottskompensationen som

kunderna får direkt från nätägaren. Detta är en skillnad mot Sverige, där avbrottskostnaden inte ingår i effektiviseringskravet.

När StoNED-modellen infördes 2012 gavs företagen åtta år att gradvis röra sig mot effektivitetsfronten. Här använder man alltså samma antagande som i Sverige. Effektiviseringspotentialen trunkeas vid 20 procent, så inget företag behöver minska sina kostnader med mer än 20 procent. Detta är en skillnad mot Sverige, där trunkeringen sker vid 30 procent. I Sverige behöver dock företagen bara realisera hälften av sin potential, vilket innebär att det maximala kravet är högre i Finland än vad det är i Sverige. Den finländska modellen uppdateras vart fjärde år.

KAPITALKOSTNADER

Finland har ett liknande kapitalavkastningskrav som Sverige, och detta beskrivs därför inte närmare. Liksom i Sverige bestäms nuanskaffningsvärdet av den fysiska kapitalstocken genom normprislistor, och en WACC räknas ut vilken multipliceras med kapitalstocken. År 2013 skedde dock en viktig förändring i vilka typer av investeringar som nätföretagen tilläts göra, vilket berodde på två stora stormar under 2011 som ledde till långa strömavbrott för ungefär 17 procent av alla hushåll i landet. En ny paragraf i ellagen bestämde att strömavbrott på längre än 6 timmar inom detaljplanerat område, eller 36 timmar utanför detaljplanerat område, inte fick förekomma. I kombination med detta infördes även betydande möjligheter för nätföretagen att investera i nya komponenter. Det ledde till att många bolag ersatte luftledningarna med markburna ledningar, vilket i sin tur orsakade de kraftiga prishöjningar som syns i figur 3 på sidan 35. Prishöjningarna utlöste dock stora politiska protester, och år 2020 begränsades möjligheterna till ytterligare prishöjningar.

Collan med flera (2022) menar att avkastningen för finländska elnät generellt är högre än för andra jämförbara företag i Europa, och föreslår ett antal ändringar avsedda att skärpa avkastningskravet. Exempelvis föreslår de ett slopande av antagandet att 60 procent av kapitalet utgörs av eget kapital och 40 procent av räntebärande skulder (i Sverige är motsvarande siffror 51 och 49 procent). I stället bör de verkliga andelarna användas, med en övre gräns för det egna kapitalet vid 60 procent.

ANSLUTNINGSSINVESTERINGAR OCH KAPACITETSAVGIFTER

Precis som i Sverige finansieras anslutningsinvesteringar direkt av den berörda kunden. Eftersom Finland utgör ett enda elområde uppkommer inga kapacitetsavgifter.

KOSTNADER FÖR FORSKNING OCH UTVECKLING

För att ge incitament till utveckling och implementering av smarta elnät och annan ny teknik kopplad till främst flexibilitetsmekanismer tillåts elbolagen i Finland ha utgifter för forskning och utveckling. Denna utveckling är särskilt relevant eftersom Finlands elnät nu byggs ut för att klara av de ökade kraven på leveranssäkerhet. Varje forskningsprojekt kräver specifikt tillstånd från den finländska Energimyndigheten, och resultaten ska offentliggöras så att andra nätägare kan tillgodogöra sig dem i sin nätverksamhet. Det sker genom att resultaten skickas till Energimyndigheten, som publicerar dem på sin webbplats. Kostnaderna för forskning och utveckling får utgöra högst en procent av omsättningen.

5.3 Danmark

Danmark har strax under 50 lokala elnät-distributörer, och ägarna är både lokala offentliga organisationer och privata investerare. Danmarks elnätreglering påminner på många sätt om den svenska. Båda länderna har intäktstak och fleråriga regleringsperioder (Danmark femåriga, Sverige fyraåriga), och båda baserar intäktstaket på i huvudsak tre faktorer: (i) en bolagsspecifik kapitalbas, (ii) en avkastning som är lika för alla bolag och (iii) ett bolagsspecifikt effektiviseringskrav. Det sistnämnda blev bolagsspecifikt i Danmark år 2018. Både kapitalbasen och effektiviseringskravet beräknas med utgångspunkt i historiska uppgifter. Den danska energimyndigheten Forsyningstilsynet började år 2018 använda en ny *benchmark*-modell, som omkalibreras varje år under den första regleringsperioden (2018–2022). Från 2023 är tanken att modellen ska användas en gång och sedan gälla för samtliga fem år i nästa regleringsperiod (2023–2027).

Vad som framför allt skiljer det danska effektiviseringskravet från det som tillämpas i Sverige är att enbart de mest ineffektiva bolagen får en reduktion av sitt intäktstak. Effektiviseringskravet i Danmark har därför en mer renodlad roll och fokuserar på att få de mest ineffektiva

bolagen att närma sig de mer effektiva. En annan skillnad är att Danmarks *benchmark*-modell baseras på distributörernas totala kostnader, inte enbart på de påverkbara kostnaderna.

Precis som den svenska Energimarknadsinspektionen använder Forsyningstilsynet försiktighetsprincipen när de omvandlar *benchmark*-resultaten till konkreta krav. Exempelvis trunkeras effektiviseringskravets övre gräns. I Sverige sker detta vid 30 procents effektivitet och i Danmark vid 27 procent. I Sverige, där endast rörliga kostnader ingår i *benchmark*-modellen, antas att modellens effektiviseringspotential kan realiseras på åtta år. I Danmark antas att effektivitet i de rörliga kostnaderna kan realiseras på fem år. Eftersom Danmark har en totalkostnadsmodell måste också ett antagande göras om hur lång tid det ska ta att eliminera ineffektivitet i kapitalkostnaderna. Den tiden är satt till 40 år. I den senaste tillämpningen av *benchmark*-modellen utgjorde de rörliga kostnaderna 34 procent av de totala kostnaderna och kapitalkostnaderna 66 procent. Sammantaget innebär det att maximalt $0,2 \times 0,34 + 0,025 \times 0,66 = 8,45$ procent av kostnadsunderlaget kan justeras under ett år. Om denna siffra multipliceras med effektiviseringspotentialen och en försiktighetsfaktor på 0,95, erhålls den andel av kostnadsunderlaget som distributören åläggs att sänka sin kostnad med under nästkommande år.

En annan skillnad mellan uträkningen av effektiviseringskravet i Sverige och Danmark är att man i Danmark använder både en DEA- och en SFA-modell. Den modell som ger den lägsta effektiviseringspotentialen används som underlag för att beräkna effektiviseringskravet. Det maximala effektiviseringskravet per år är 2,17 procent.

6. Rekommendationer

6.1 Utred beräkningen av effektiviseringspotentialen

I denna rapport har vi visat att de effektiviseringskrav som Energimarknadsinspektionen (Ei) ställt på nätbolagen sedan 2012 inte har haft någon signifikant effekt på bolagens kostnader. En möjlig förklaring till det är att den metodik som Ei använder för att beräkna effektiviseringspotentialen inte tillräckligt väl fångar den sanna graden av ineffektivitet hos bolagen. Det finns ett antal olika principer som kan användas för att beräkna effektiviseringspotentialen hos elnätsbolag. De fyra nordiska länder som har granskats i denna studie använder till exempel tre olika principer, och dessa ger ofta väldigt olika resultat. Cheng med flera (2014) utvärderar två beräkningsprinciper (den som används i Finland och den som används i Sverige och Norge). Deras resultat är att modellerna ger mer tillförlitliga resultat om hänsyn tas till naturliga förhållanden som påverkar kostnaderna, till exempel andelen av koncessionsområdet som täcks av skog, den genomsnittliga snönederbörden¹⁸ och den genomsnittliga vindhastigheten delad med avståndet till kusten. Inga sådana faktorer medtas av Ei i beräkningen av effektiviseringspotentialen. Vi rekommenderar en grundläggande utredning av vilken beräkningsmetod som Ei bör använda, och vilka faktorer som borde tas med i beräkningen.

18. Snö är mer kostnadsdrivande än regn, eftersom snö på grenar ovanför distributionsnät kan leda till att grenar går av, faller ned och förstör ledningen.

6.2 Utred utformningen av effektiviseringskravet

En annan förklaring till att effektiviseringskraven inte har påverkat nätbolagens kostnader är att processen att omvandla *potential* till *krav* inte är ändamålsenligt konstruerad. I denna rapport har vi konstaterat att det maximala effektiviseringskravet i Sverige är lägre än i alla de tre nordiska grannländer som vi har granskat. Vi rekommenderar en grundläggande utvärdering av erfarenheterna från våra grannländer, och av frågan huruvida Sverige bör öka kraven på de mest ineffektiva nätbolagen.

6.3 Utred möjligheten att justera avkastningskravet för investeringar som finansierats med anslutningsavgifter eller kapacitetsavgifter

Som vi diskuterade i avsnitt 3.1 finns det i dag inget krav på nätbolagen att redovisa anslutningsinvesteringar separat i balansräkningen. Detta resulterar i en överkompensation av anslutningsinvesteringar i förhållande till investeringar som finansierats genom räntebärande lån eller eget kapital. Anslutningsinvesteringar finansieras direkt av den anslutande kunden, och därmed uppstår inga kapitalkostnader, men de ger ändå samma rätt till avkastning som andra investeringar. Ett krav på att redovisa anslutningsinvesteringar separat i balansräkningen skulle möjliggöra en skärpning av avkastningskravet för sådana investeringar.

Samma resonemang kan tillämpas på investeringar som finansieras med kapacitetsavgifter. Dessa investeringar kräver inte heller att nätägaren tar upp lån eller tillför eget kapital, men ger rätt till samma avkastningskrav som vanliga investeringar.

6.4 Utred möjligheten att inkludera kapacitetsavgifterna i intäktsramen

Till skillnad från i Norge finns det i Sverige inget krav på nätbolagen att justera stamnätstarifferna nedåt när kapacitetsavgifterna ökar (Statnett 2021). Det är förvisso troligt att det höga inflödet av kapacitetsavgifter kommer att leda till en nedsättning av tariffen under de närmsta åren. Detta sker dock inte per automatik, utan endast om Svenska kraftnät (SvK) först ansöker till Ei om att få genomföra sänkning-

arna (något som skedde för första gången år 2022), vilket är en klar skillnad gentemot Norge. Ett regelverk likt det norska skulle minska godtyckligheten i tariffsättningen och ge en automatisk nedsättning av tarifferna de år då kapacitetsavgifterna är höga. En sådan förändring skulle dock sannolikt även inkludera en översyn av EU:s generella regler för användning av kapacitetsavgifter (enligt förordning EU 2019/943). Kapacitetsintäkterna skulle därmed även bokföras som en intäkt i resultaträkningen, i stället för att föras in direkt i balansräkningen som en räntefri skuld till kundkollektivet. Även möjligheterna att differentiera kapacitetsintäkterna efter elområde bör utredas, så att de konsumenter som får betala ett högre pris som ett resultat av transmissionsbegränsningar även är den grupp som får den största nedsättningen av stamnätstariffen. Den geografiska aspekten är särskilt relevant mot bakgrund av den subvention av elkostnader som nyligen aviserats av regeringen (Regeringen 2022a) med anledning av att höga elkostnader främst drabbar hushåll i södra Sverige.

6.5 Utred möjligheten att tillåta utgifter för forskning och utveckling

Som diskuterades i kapitel 5 tillåter både den norska och den finländska elnätregleringen viss ersättning till nätbolagen för kostnader för forskning och utveckling (FoU). Sweco (2021) föreslår i en rapport till Ei ett liknande system, där FoU-kostnader relaterade till flexibilitetsmekanismer ska få uppgå till 0,5 procent av intäktsramen, och där resultaten ska vara allmänt tillgängliga. En fortsatt utredning av sådana incitament skulle vara värdefull. Det är dock inte givet att flexibilitetsmekanismerna bör utformas och upphandlas av varje enskild nätägare. Eftersom förändringar i produktion och konsumtion inte enbart påverkar den enskilda nätägaren, utan även intill- och ovanliggande nät, kan det finnas ett värde i att SvK som systemansvarig myndighet själv utvecklar de mest effektiva flexibilitetslösningarna, eftersom SvK är bäst lämpat att beräkna systemvärdet av flexibilitets-tjänster. En fortsatt utvärdering av ett eventuellt innovationsprogram bör ta denna aspekt i beaktande.

Däremot kan det fortfarande finnas anledning att, som Sweco (2021) föreslår, införliva kapitalkostnaderna i effektiviseringskravet även på distributionssidan, för att ge extra incitament till en resurseffektiv utbyggnad av elnätet.

Referenser

- Averch, H. & L. L. Johnson (1962). »Behavior of the Firm Under Regulatory Constraint«, *American Economic Review*, 52(5): 1052–1069.
- Cheng, X., E. Bjørndal & M. Bjørndal, (2014), »Cost efficiency analysis based on the DEA and StoNED models: Case of Norwegian electricity distribution companies«, *11th International Conference on the European Energy Market (EEM14)*, s. 1–6, doi: 10.1109/EEM.2014.6861260.
- Collan, M., J. Savolainen & E. Lilja (2022). »Analyzing the returns and rate of return regulation of Finnish electricity distribution system operators 2015–2019«, *Energy Policy*, vol. 160.
- Ekonomistyrningsverket (2021). *Analys av Svenska kraftnäts ekonomiska mål*, rapport ESV 2021:35.
- Energimarknadsinspektionen (2017). *Nya regler för elnätsföretagen inför perioden 2020–2023*, rapport R2017:07, <https://www.regeringen.se/4aa7ef/contentassets/c78b73a88cb84f52be8e1392cbe7d28e/energimarknadsinspektionens-rapport-nya-regler-for-elnaetsforetagen-infor-perioden-2020-2023>.
- Energimarknadsinspektionen (2022). »Elnätsföretagens elnätsavgifter för hushållskunder«, tillgänglig på »Öppna data«, <https://www.ei.se/om-oss/statistik-och-oppna-data/oppna-data>.

- Energimyndigheten (Finland) (2021). »Tillsynsmetoder under fjärde (I.I.2016–3I.I2.2019) och femte (I.I.2020–3I.I2.2023) tillsynsperioden«, https://energiavirasto.fi/documents/11120570/16748584/Liite_2_Valvontamenetelm%C3%A4t_S%C3%A4hk%C3%B6njakelu_SV.pdf/c25a029c-0aad-561f-2d7d-b41fbb30e087/Liite_2_Valvontamenetelm%C3%A4t_S%C3%A4hk%C3%B6njakelu_SV.pdf?t=1640154791881.
- Energimyndigheten (Finland) (2022). »Sähkön toimitusvelvollisuus- ja siirtohintojen kehitys (aikasarja)«, tillgänglig på »Sähkön hintatilastot«, <https://energiavirasto.fi/sahkon-hintatilastot>.
- Eurostat (2022a). »Electricity prices components for household consumers – annual data (from 2007 onwards)«, https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_pc_204_c/default/table?lang=en.
- Eurostat (2022b). »Electricity prices components for non-household consumers – annual data (from 2007 onwards)«, https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_PC_205_C/default/table?lang=en&category=nrg.nrg_price.nrg_pc.
- Eurostat (2022c). »Purchasing Power Parities – Overview«, <https://ec.europa.eu/eurostat/web/purchasing-power-parities/overview>.
- Eurostat (2022d). »HICP – annual data (average index and rate of change)«, https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/PRC_HICP_AIND__custom_1918466/default/table?lang=en.
- Eurostat (2022e). »Nominal unit labour cost – annual data, % changes and index (2010 = 100)«, https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/TIPSLM20/default/table?lang=en&category=naio.namaio.nama_io_aux.
- Eurostat (2022f). »Electricity production capacities by main fuel groups and operator«, https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_INF_EPC/default/table?lang=en&category=nrg.nrg_quant.nrg_quanta.nrg_inf.

- Förvaltningsrätten (2021). Dom i mål nr 9779-19 m.fl., 26 februari, https://www.domstol.se/globalassets/filer/domstol/forvaltningsratten_linkoping/pressmeddelanden/linkoping-fr-9779-19-dom-2021-02-26.pdf.
- Gustafsson, K. (2022). »Dödsruna över en elmarknadsmodell«, 7 februari, <https://www.tekniskaverken.se/om-oss/tekniska-verken-tycker-bloggen/Dodsruna-over-en-elmarknadsmodell>.
- Höhler, M. (2021). »Debatt: Öka elnätsinvesteringarna«, *Dagens Industri*, 15 december, <https://www.di.se/debatt/debatt-oka-elnatsinvesteringarna>.
- Klimatpolitiska rådet (2022). *Årsrapport 2022*, rapport nr 5, Stockholm.
- Kumbhakar, S. C. & G. Lien (2017). »Yardstick regulation of electricity distribution – disentangling short-run and long-run inefficiencies«, *The Energy Journal*, 38(5).
- Kuosmanen, T., (2012). »Stochastic semi-nonparametric frontier estimation of electricity distribution networks: Application of the StoNED method in the Finnish regulatory model«, *Energy Economics*, vol. 34(6), s. 2189–2199.
- Kuosmanen, T., A. Saastamoinen & T. Sipiläinen (2013). »What is the best practice for benchmark regulation of electricity distribution? Comparison of DEA, SFA and StoNED methods«, *Energy Policy*, vol. 61, s. 740–750.
- Larsson, H. (2021). »Orimliga höjningar av elnätsavgifter«, *Svenska Dagbladet*, 25 april, <https://www.svd.se/a/wezpWA/orimliga-hojningar-av-elnatsavgifter>.
- Mydland, Ö., S. C. Kumbhakar, G. Lien, R. Amundsveen & H. M. Kvile (2020). »Economies of scope and scale in the Norwegian electricity industry«, *Economic Modelling*, vol. 88.
- Niskanen, W. A. (1968). »Nonmarket Decision Making: The Peculiar Economics of Bureaucracy«, *American Economic Review*, 58(2): 293–305.
- Pettersson, Å. (2021). »Utred och investera i elnäten för framtiden«, *Svenska Dagbladet*, 28 april, <https://www.svd.se/a/Ga9EqQ/utred-och-investera-i-elnaten-for-framtiden>.
- Regeringen (2022a). »Frågor och svar elpriskompensation«, <https://www.regeringen.se/artiklar/2022/01/fragor-och-svar-elpriskompensation>.

- Regeringen (2022b). »Översyn av regleringen på el- och naturgasområdena«, kommittédirektiv, Dir. 2002:20.
- Reguleringsmyndigheten för energi (2022). »Nettleiestatistikk«, <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/publikasjoner-og-data/statistikk/nettleiestatistikk>.
- SCB (2021). Informell intervju med Viktor Ahlberg, ansvarig på SCB för rapportering av energistatistik till Eurostat. April.
- Shleifer, A. (1985). »A Theory of Yardstick Competition«, *RAND Journal of Economics*, Autumn, 16(3), s. 319–327.
- Statistikhjälpen (2022). »Panelregression med fixed effects«, https://www.stathelp.se/sv/fixedeffects_sv.html.
- Statnett (2021), *Transmission grid tariffs for 2022*, <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/tariff/tariff-booklet-2022.pdf>.
- SvK (Svenska kraftnät) (2020). »Kapacitetsavgifterna ökar 2020«, pressmeddelande 12 november, <https://www.svk.se/press-och-nyheter/nyheter/allman-na-nyheter/2020/kapacitetsavgifterna-okar-2020>.
- Sweco (2021). *Incitament för flexibilitetstjänster i intäktsramsregleringen. En rapport till Energimarknadsinspektionen*, oktober, <https://www.ei.se/download/18.508b968217d0e-6c213a15361/1638437763584/Incitament-f%C3%B6r-flexibilitets-tj%C3%A4nster-i-int%C3%A4ktsramsregleringen-2021-10-22.pdf>.
- Tobiasson, W., M. Llorca, & T. Jamasb (2021). »Performance effects of network structure and ownership: The Norwegian electricity distribution sector«, *Energies*, 14(21).

Redovisning av typkunder per land

Eurostat redovisar totala priser per kilowattimme för följande årliga förbrukningsprofiler: mindre än 1, 1 till 2,5, 2,5 till 5, 5 till 15 samt mer än 15 megawattimmar. Ingen ytterligare information finns om fördelningen mellan fasta och rörliga kostnader eller valet av säkring. För Danmark används i denna studie data från Eurostat (2022a). Motsvarande siffor för industriabonnenter redovisas av Eurostat (2022b), men dessa data analyseras inte i denna rapport.

I Sverige redovisas totala årliga priser per kilowattimme för kundkategorierna 2, 5, 10, 20 samt 30 MWh för samtliga nätbolag. Även fördelningen mellan fasta och rörliga priser samt den valda säkringen redovisas. För datakällor, se Energimarknadsinspektionen (2022).

I Norge redovisas totala årliga priser per kilowattimme för kundkategorierna 4 och 20 MWh. Ingen information om fördelningen mellan fasta och rörliga kostnader eller valet av säkring finns. För datakällor, se Reguleringsmyndigheten for energi (2022).

I Finland redovisas totala årliga priser per kilowattimme för kundkategorierna 2, 5, 10, 18, 20 samt 35 MWh. Även fördelningen mellan fasta och rörliga priser samt den valda säkringen redovisas. För datakällor, se Energimyndigheten (2022).

Beräkning av genomsnittspriser

För Danmark samt länder utanför Norden beräknar vi genomsnittspriset för förbrukningskategorierna 1–2,5, 5–15 samt mer än 15 MWh.

För Sverige och Finland beräknar vi genomsnittspriset för kategorierna 2, 5, 10 samt 20 MWh. Detta ger en genomsnittlig förbrukning på ungefär 9 MWh. Genomsnittspriset för varje kundkategori är dessutom volymvägt med antalet abonnenter per nätbolag.

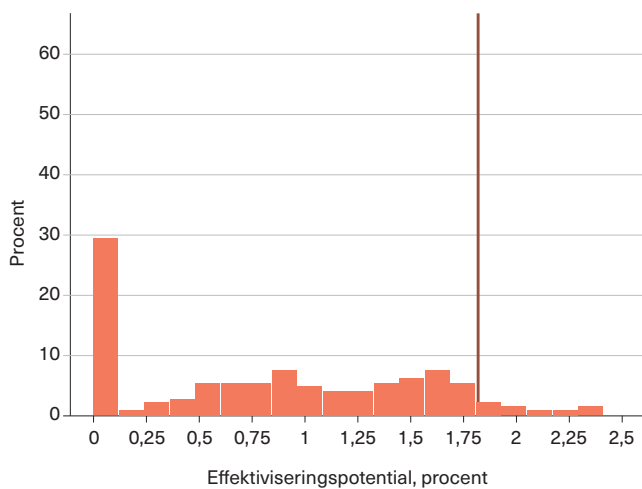
För Norge beräknar vi ett vägt genomsnitt genom att ge förbruk-

ningskategorin 4 MWh vikten 0,7 (motsvarande siffra för 20 MWh blir då $1 - 0,7 = 0,3$). Detta ger en genomsnittlig förbrukning på ungefär 9 MWh.

Kontrollvariabler regression (I): Samtliga kontrollvariabler är tillgängliga per land och år. För datakällor, se Eurostat (2022b till 2022f).

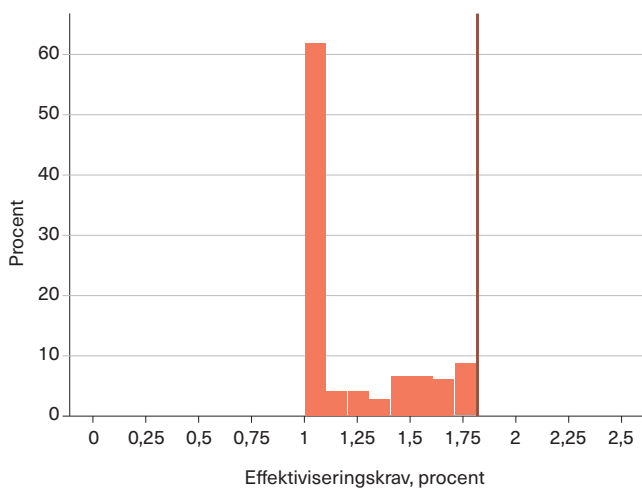
APPENDIX B

Figur B1. Nätbolagens årliga effektiviseringspotential under regleringsperioden 2016–2019.



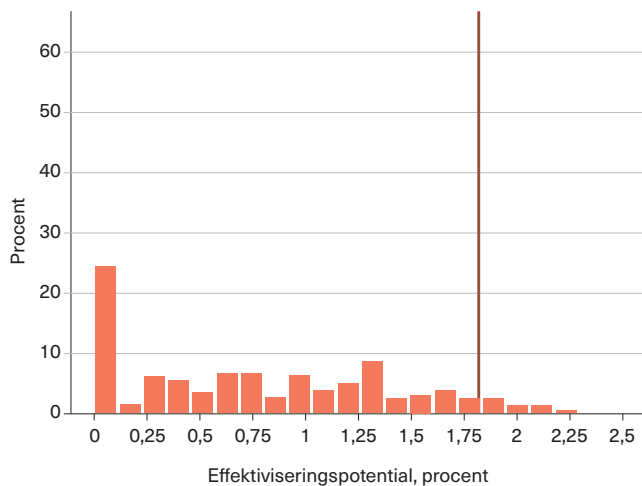
Anm.: Den röda vertikala linjen skär x-axeln vid 1,82, vilket är Ei:s högsta årliga krav.

Figur B2. Nätbolagens årliga effektiviseringskrav under regleringsperioden 2016–2019.



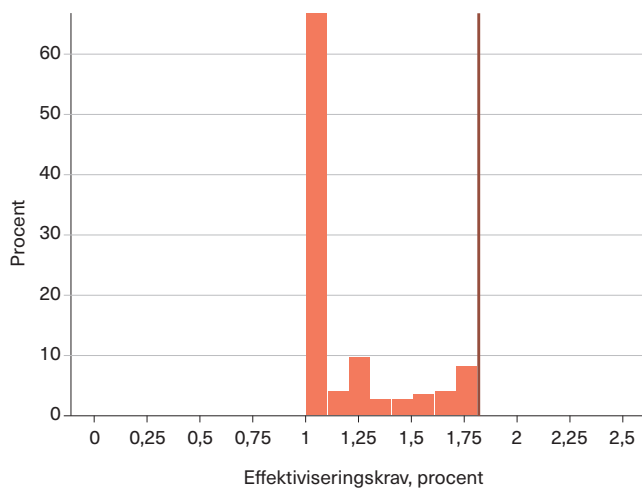
Anm.: Den röda vertikala linjen skär x-axeln vid 1,82, vilket är Ei:s högsta årliga krav.

Figur B3. Nätbolagens årliga effektiviseringspotential under regleringsperioden 2020–2023.



Anm.: Den röda vertikala linjen skär x-axeln vid 1,82, vilket är Ei:s högsta årliga krav.

Figur B4. Nätbolagens årliga effektiviseringskrav under regleringsperioden 2020–2023.



Anm.: Den röda vertikala linjen skär x-axeln vid 1,82, vilket är Ei:s högsta årliga krav.

Elnätsavgifterna, som ska täcka kostnaderna för investeringar och drift, har ökat kraftigt i Sverige på senare år. Är dessa prisökningar motiverade av ökade kostnader hos elnätbolagen? Och är den befintliga regleringen utformad för att stimulera en skälig prissättning och tillräckliga incitament till effektiviseringar?

Författarna undersöker hur den svenska elnätsregleringen har fungerat historiskt och vad man bör tänka på vid framtida reglering. De redogör för den svenska regleringsmodellen – med särskilt fokus på det så kallade effektiviseringskravet – och jämför den med våra nordiska grannländers.

Erik Lundin är forskare inom programmet Hållbar energiomställning vid Institutet för Näringslivsforskning. *Magnus Söderberg* är professor i företagsekonomi vid akademien för företagande, innovation och hållbarhet, Högskolan i Halmstad.

Rapporten ges ut inom ramen för SNS forskningsprojekt Framtidens energisystem.

