

Incitament för smarta elnät

Forum för smarta elnät
26 september 2017

Författare:

Sigurd Næss-Schmidt, Partner

Malte Lisberg Jensen, Senior Economist

Carl von Utfall Danielsson, Economist

Cecilia Gustafsson, Economist

Tove Forsbacka Karlsson, Researcher

Förord

Bakgrund till studien

Elnätsföretagens verksamhet regleras av Energimarknadsinspektionen, bland annat genom en övre gräns för hur mycket elnätsföretagen får ta ut i sammanlagda avgifter av kunderna. Syftet med regleringen är att säkerställa att kunderna får betala ett skäligt pris för elnätstjänsten och ge kunderna en långsiktig leveranssäkerhet. Denna övre gräns, eller intäktsram, sätts i förväg och gäller för fyra år i taget, för närvarande perioden 2016–2019.

I syfte att främja ett effektivt nätutnyttjande, och därigenom även främja framväxten av lösningar för smarta nät, har Energimarknadsinspektionen från och med denna period infört nya incitament för elnätsföretagen att sänka sina nätförluster och jämna ut belastningen i elnäten.

Energimarknadsinspektionen har fått i uppdrag av regeringen att se över regleringen av elnätsföretagens intäktsramar.¹ Kopplat till detta har Energimarknadsinspektionen även valt att se över incitamentsregleringen för effektivt nätutnyttjande. För att ytterligare främja framväxten av smarta elnät avser Energimarknadsinspektionen att utvärdera, och vid behov vidareutveckla, incitamentsregleringen inför kommande tillsynsperiod (2020–2023).

Copenhagen Economics uppdrag

Som ett led i detta arbete har Copenhagen Economics fått i uppgift att undersöka hur den befintliga regleringen ger incitament till elnätsföretagen att genomföra investeringar i smarta elnätslösningar, och andra åtgärder som främjar framväxten av smarta elnät. Här ingår att finna svar på hur väl dagens *incitamentsreglering* för effektivt nätutnyttjande faktiskt stimulerar till investeringar i smart elnätsteknologi, och vad som behöver justeras och ändras för att möjliggöra sådana investeringar och att de förhåller sig till rådande teknisk utveckling. Även regleringen som helhet, samt andra delar av regleringen som påverkar incitamenten undersöks.

Mer specifikt ska studien svara på tre frågor:

1. Hur förhåller sig incitamenten till en utveckling av elsystemet med en ökad andel intermittent förnybar energi och en ökning av smarta elnätslösningar som exempelvis efterfrågefleksibilitet, energilager, lokalt distribuerad elproduktion och *dynamic line rating* (ung. dynamisk kapacitetsklassning)?
2. Hur påverkar incitamenten elnätsföretagens val av teknik och kvalitet (till exempel hur inköpspris prioriteras mot nätförluster) vid investeringar samt hur påverkas lönsamheten hos olika tekniska lösningar som nu närmar sig en kommersiell fas av den befintliga incitamentsregleringen?
3. Hur påverkar teknikutvecklingen behovet och valet av incitament framöver?

¹ Miljö- och energidepartementet, (2016). <http://www.regeringen.se/globalassets/regeringen/dokument/miljo--och-energi-departementet/uppdrag-att-se-over-regleringen-av-intakter-fran-elnatsverksamhet-m2016-0327-ee.pdf>

Underlag för att svara på dessa frågor och analysen som helhet inhämtas, dels genom en omvärldsanalys med fokus på regleringslösningar i tre länder: Storbritannien, Italien och Finland, dels genom en enkät riktad till samtliga elnätsföretag, och dels genom intervjuer med personer insatta i elnätsbranschen och regleringen: representanter för elnätsbolag, regleringsmyndigheter, teknikleverantörer, forskare och andra experter.

Studiens styrgrupp utgörs av Arbetsgruppen för en strategi för en ökad flexibilitet i elsystemet genom smarta elnät hos Forum för smarta elnät. Rapporten är framtagen i samarbete med en projektgrupp bestående av företrädare för Energimarknadsinspektionen, Energimyndigheten och Forum för smarta elnät.

Innehållsförteckning

Förord	0
Sammanfattning	7
1 Förändringar i elsystemet och rollen för smarta elnät	16
1.1 Smarta elnät – ett brett begrepp	16
1.2 Elsystemet står inför stora förändringar	17
1.3 Elnätsföretagen kan utnyttja smarta elnätslösningar för att möta utmaningar och göra näten mer effektiva	18
2 Elnätsföretagens investeringar och elnätsregleringen	21
2.1 Energimarknadsinspektionen har infört incitament för ett effektivt nyttjande av elnätet	21
2.2 De flesta elnätsföretag planerar investeringar och andra åtgärder för effektivt nätutnyttjande	25
2.3 Många elnätsföretag satsar på smarta elnätslösningar, men investeringarna är små jämfört med investeringar i 'traditionell' teknik	28
2.4 Dagens elnätsreglering främjar inte framväxten av ett smart elsystem	32
2.5 Elnätsföretagen upplever att regleringen hindrar investeringar och andra åtgärder för smarta elnät	41
3 Omvärldsanalys av regleringsmodeller i tre andra länder	43
3.1 Övergripande slutsatser	43
3.2 Storbritannien	45
3.3 Italien	46
3.4 Finland	46

4	Incitament och reglering för att främja smarta elnät	48
4.1	Fyra möjliga typer av lösningar	48
4.2	Ändringar i den befintliga regleringsmodellen	49
4.3	Nya regleringsmodeller	55
4.4	Nya belöningssystem för vissa typer av investeringar	60
4.5	Målbild och vision för framtidens elnät	60
5	Slutsatser och rekommendationer	62
5.1	Svar på frågor i förfrågningsunderlaget	62
5.2	Rekommendationer	65
	Litteraturlista	71

Lista över tabeller

Tabell 2.1 Ett urval av smarta elnätsprojekt i Sverige	31
Tabell 2.2 Exempel på dissonans i intäktsregleringen för modern teknik	40

Lista över figurer

Figur 2.1 Indikatorn för nätförluster	22
Figur 2.2 Indikator för belastning	24
Figur 2.3 6 av 10 företag har genomfört investeringar för att få ett mer effektivt nyttjande elnäten	26
Figur 2.4 Europa är mitt inne i en period av stora investeringar i elnäten	27
Figur 2.5 Hälften av elnätsföretagen har genomfört andra åtgärder för att få ett mer effektivt nyttjande av nätet	28
Figur 2.6 Hälften av elnätsföretagen har genomfört smarta elnätsinvesteringar, och fler planerar att göra så fram till 2019	29
Figur 2.7 Smarta elnätsinvesteringar ersätter inte traditionella investeringar	30
Figur 2.8 Nuvarande reglering har inte stor påverkan på företagens investeringsplaner i smarta elnätslösningar	33
Figur 2.9 Nuvarande reglering ger inte incitament till investeringar i smarta elnätslösningar	34
Figur 2.10 Leveranssäkerhet är den främsta drivkraften bakom åtgärder som främjar smarta elnät	35
Figur 2.11 Dagens indikatorer ger för svaga incitament att öka effektiviteten i nyttjande elnätet	36
Figur 2.12 Det finns hinder mot investeringar och andra åtgärder som främjar framväxten av smarta elnät	42
Figur 4.1 Elförbrukningen i Sverige två dagar under 2016	54
Figur 4.2 Elförbrukningen i Sverige 2016, per timme	55
Figur 5.1 Har ni sedan 2012 investerat i smarta elnätslösningar?	75
Figur 5.2 Planerar ni fram till 2019 att investera i smarta elnätslösningar?	75
Figur 5.3 Har ni sedan 2012 gjort investeringar i syfte att minska nätförluster, jämma ut lasten eller på andra sätt få ett mer effektivt nyttjande av elnäten?	76

Figur 5.4 Har ni sedan 2012 genomfört andra åtgärder med syfte att minska nätförluster, jämma ut lasten eller på andra sätt få ett mer effektivt nyttjande av elnäten?	76
Figur 5.5 Planerar ni fram till 2019 att genomföra investeringar för att minska nätförluster, jämma ut lasten eller på andra sätt få ett mer effektivt nyttjande av elnäten som inte innebär investeringar i smarta elnätslösningar?	77
Figur 5.6 Planerar ni fram till 2019 genomföra andra åtgärder för att minska nätförluster, jämma ut lasten eller på andra sätt få ett mer effektivt nyttjande av elnäten som inte innebär investeringar i smarta elnätslösningar?	78
Figur 5.7 Hur ser ni på investeringar i smarta elnätslösningar i förhållande till mer traditionella investeringar, till exempel investeringar i ledningar och kablar och andra fysiska anläggningar?	79
Figur 5.8 Finns det investeringar i smarta elnätslösningar som ni skulle vilja genomföra fram till 2019, men inte planerar	79
Figur 5.9 I vilken utsträckning påverkar incitamentsregleringen som helhet era investeringsplaner i allmänhet fram till 2019? 1 = inte alls, 5 = i hög utsträckning	80
Figur 5.10 I vilken utsträckning påverkar incitamentsregleringen för effektivt nätutnyttjande era investeringsplaner i smarta elnätslösningar fram till 2019? 1 = inte alls, 5 = i hög utsträckning	80
Figur 5.11 I vilken utsträckning påverkar incitamentsregleringen som helhet era investeringsplaner i smarta elnätslösningar fram till 2019? 1 = inte alls, 5 = i hög utsträckning	80
Figur 5.12 Finns det andra hinder i den nuvarande regleringen som helhet som motverkar investeringar i smarta elnätslösningar?	81
Figur 5.13 Finns det hinder i den nuvarande regleringen som helhet som motverkar andra åtgärder för att främja framväxten av smarta elnät?	81
Figur 5.14 Hur påverkar sättet som regleringsmodellen hanterar fördelning av kapitalkostnader (CAPEX) och driftskostnader (OPEX) era investeringar och andra åtgärder för att främja framväxten av smarta elnät? 1 = inte alls, 5 = i hög utsträckning	82
Figur 5.15 Ger den nuvarande regleringen incitament att köpa dyrare komponenter som ger lägre nätförluster?	82
Figur 5.16 Främjar nuvarande reglering uppgradering eller livsförlängande åtgärder på befintliga komponenter, med stöd	

av sensorer, övervakning, effektivare driftstöd/verktyg, eller annan teknik inom smarta elnät.....	83
Figur 5.17 Utöver elnätsregleringen, finns det hinder som motverkar er från att genomföra åtgärder som främjar framväxten av smarta elnät?	83
Figur 5.18 Har nuvarande reglering inneburit sänkta nätavgifter/nättariffer?	84
Figur 5.19 Ger dagens indikatorer fungerande incitament för att öka effektiviteten i nyttjande av elnäten? Exempel på indikatorer är lastfaktor, kostnad för överliggande nät och nätförluster.	85
Figur 5.20 Hur påverkar nivån på WACC-räntan era investeringsbeslut vad gäller smarta elnätslösningar? 1 = inte alls, 5 = i hög utsträckning	85
Figur 5.21 Hur påverkar effektiviseringskrav på rörliga kostnader era investeringsbeslut vad gäller smarta elnätslösningar? 1 = inte alls, 5 = i hög utsträckning	86
Figur 5.22 Hur påverkar värderingsmetoden på kapitalbasen era investeringsbeslut vad gäller smarta elnätslösningar? 1 = inte alls, 5 = i hög utsträckning	86
Figur 5.23 Finner ni stöd för investeringar i digital övervakning av nätkomponenter i befintlig reglering?	86
Figur 5.24 Har ni med hjälp av nuvarande reglering fått stöd att förbättra SAIDI, SAIFI, CEMI, m.m.?	87
Figur 5.25 Ger den nuvarande regleringen incitament att påverka kostnaden för förluster i till exempel transformatorer?	87

Lista över boxar

Box 1.1 Elnätsreglering i Sverige 2016–19	18
Box 2.1 Copenhagen Economics enkät till elnätsföretag.....	25
Box 2.2 Minskade nätförluster ger små ekonomiska vinster	37
Box 3.1 Olika typer av regleringsmodeller	44
Box 4.1 TOTEX-reglering i praktiken.....	56
Box 4.2 Exempel på indikatorer i den brittiska regleringsmodellen.....	58

Sammanfattning

Elsystemet står inför stora förändringar

Det svenska elsystemet står inför stora förändringar. En ökande mängd intermittent vind- och solkraft innebär snabba svängningar i elproduktionen, och utmaningar att balansera tillgång och efterfrågan. "Decentraliserade" energikällor kommer att bli vanligare: hushåll och andra fastighetsägare kommer, tack vare teknisk utveckling och fallande kostnader, ha större möjlighet att installera solceller och batterier för energilagring och i elbilar. I kontrast till den tidigare situationen med få, stora produktionsanläggningar sker redan idag en betydande del av inmatningen av el till nätet från ett stort antal små anläggningar – och denna utveckling kommer att accelerera i framtiden. Timprissättning på el och olika typer av smarta tjänster och produkter ger ökade möjligheter för elkunder att anpassa sin elanvändning efter egna behov, preferenser och prissignaler.

Smarta elnät, d.v.s. elnät som utnyttjar informations- och kommunikationsteknologi för att mäta, övervaka och styra olika delar av elsystemet, är en förutsättning för att kunna utnyttja de möjligheter och hantera de utmaningar som denna nya komplexa situation innebär. Det är dock osäkert om de betydande investeringar som krävs för att få detta på plats sker i tillräcklig utsträckning idag.

För att styra elnätsföretagen mot investeringar och andra åtgärder som främjar smarta elnätslösningar finns i dagsläget en central mekanism i form av två justeringar av elnätsföretagens intäktsramar som beror på hur de presterar gentemot tre indikatorer för effektivt nätutnyttjande.

Den ena av dessa justeringen avser nätförluster. Indikatorn som används för att avgöra storleken på justeringen mäter skillnaden mellan mängden levererad energi till kunden, och mängden energi som matas in på nätet. Elnätsföretagen kan förbättra sig gentemot indikatorn genom smarta elnätslösningar och åtgärder som främjar efterfrågefleksibilitet, till exempel utformningen av elnätstariffer.

Den andra justeringen fokuserar på belastningen i nätet, och består av en indikator för lastfaktorn och kostnaden som elnätsföretagen betalar till överliggande nät. Lastfaktorn mäts som skillnaden mellan den genomsnittliga effekten i nätet och den maximala effekten i nätet på dygnsbasis. Elförbrukningen är i de flesta hushåll hög på morgonen och kvällen, men låg mitt på dagen och framförallt på natten. Genom att jämnar ut belastningen över dygnet kan elnätsföretagen förbättra sig gentemot denna indikator. Detta kan framförallt ske genom att ge elkunderna incitament att flytta sin förbrukning från hög- till låglasttimmar under dygnet, till exempel genom att ge kunderna incitament genom tidsdifferentierade tariffer. Lastfaktorn anger hur stor andel av en eventuell besparing på kostnad till överliggande nät som får behållas av elnätsföretagen själva.

Om elnätsföretagen klarar sig bättre än de har gjort historiskt kan de få ett tillägg eller avdrag på intäktsramen. Elnätsföretagen får därmed, är det tänkt, ett ekonomiskt incitament att främja smarta elnät, dels genom att installera smarta lösningar i nät och anläggningar, och dels att uppmuntra kunder till ökad flexibilitet.

Dagens elnätsreglering främjar inte utvecklingen av smarta elnät

Elnätsföretagen tar betalt av sina kunder genom elnätstariffer för att täcka sina kostnader för att utveckla, driva och underhålla elnätet. Hur mycket elnätsföretagen får ta betalt av sina kunder bestäms av den intäktsram som bestäms för fyra år. Den nuvarande regleringsperioden gäller för åren 2016 till och med 2019.

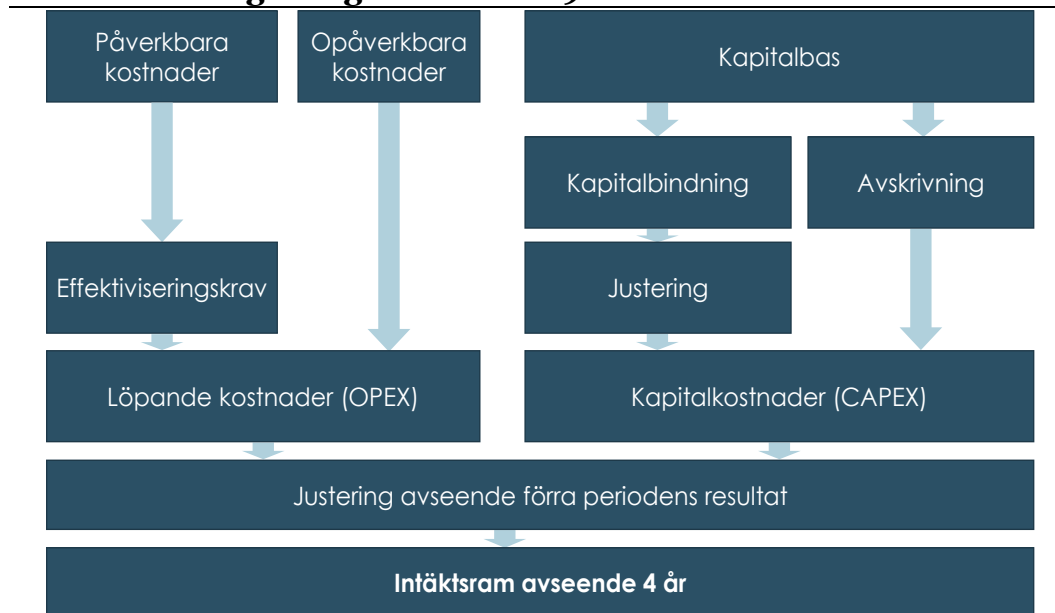
Företagens kostnader delas i den nuvarande modellen in i två kategorier: löpande kostnader (OPEX, en. *operating expenditure*) och kapitalkostnader (CAPEX, en. *capital expenditure*).

Löpande kostnader delas in i opåverkbara och påverkbara kostnader. Opåverkbara kostnader är, som namnet antyder, kostnader som företaget inte anses kunna påverka, till exempel abonnemang till överliggande och angränsande nät, och kostnader för myndighetsavgifter. Elnätsföretagen får full teckning för dessa kostnader, vilket innebär att de helt bärs av kunderna. Påverkbara kostnader är exempelvis kostnader för drift och underhåller. De påverkbara kostnader har ett effektiviseringskrav på sig, som innebär att varje företag måste sänka dessa kostnader med mellan 1 och 1,82 procent per år.

Med kapital menas exempelvis elledningar, nätstationer och andra anläggningar. Kapitalkostnaden är företagets kostnad för att använda detta kapital, och utgörs av två delar: kostnaden för kapitalförslitning (avskrivning) och kostnaden för kapitalbindning (avkastningen). Värdet av företagets kapital, kapitalbasen, ligger till grund för hur stora kapitalkostnaderna är. Kapitalbasen värderas utifrån nuanskaftningsvärde, och avkastningen beräknas med hjälp av en kalkylränta (WACC-räntan) som till innevarande regleringsperiod fastställts av Energimarknadsinspektionen.

Avkastningen justeras genom ett antal indikatorer. Dels justeras avkastningen baserat på kvaliteten i elnätsverksamheten, och dels genom hur effektivt nätet utnyttjas. Denna justering kan bara påverka intäktsramens storlek med högst fem procent uppåt eller nedåt. Indikatorerna för effektivt nätutnyttjande mäter dels belastningen på nätet, och dels andelen nätförluster. Indikatorerna för effektivt nätutnyttjande kan bland annat förbättras genom att företagen satsar på smarta elnätslösningar, och det är dessa indikatorer som utvärderas i denna studie. När vi i rapporten hänvisar till 'incitamentsregleringen' är det indikatorerna för effektivt nätutnyttjande vi syftar på.

Intäktsramsregleringen 2016-2019



Källa: Copenhagen Economics baserat på förlaga från Energimarknadsinspektionen

Vi visar i denna studie att mekanismerna i dagens reglering ger svaga incitament till ökade investeringar i smarta elnätslösningar. I en enkät till samtliga elnätsföretag är det vanligaste svaret på frågan om vilken utsträckning företagens investeringsplaner i smart elnätsteknologi påverkas av incitamentsregleringen "inte alls". Fler än hälften av elnätsföretagen anger att regleringen snarare utgör ett hinder för investeringar och andra satsningar på smart elnätsteknologi.²

Detta har två huvudsakliga skäl. *För det första* styr den befintliga regleringsmodellen elnätsföretagen mot investeringar i kapitalintensiva anläggningar (till exempel transformatorer och ledningar) för att lösa sina uppgifter, snarare än smarta elnätslösningar.

För det andra är incitamenten i regleringen som ska styra mot investeringar och andra åtgärder som främjar smarta elnätslösningar relativt svaga, speciellt i förhållande till andra drivkrafter i regleringen.

Investeringar i smarta elnätslösningar sker redan idag. Ungefär hälften av elnätsföretagen uppger att de har genomfört investeringar i smarta elnätslösningar sedan 2012. Dessutom uppger åtta av tio företag att de planerar investeringar i smarta elnätslösningar fram till 2019. Dessa investeringar utgör dock en mycket liten del av samtliga investeringar som elnätsföretagen planerar. De flesta elnätsföretag ser satsningar på smarta elnätslösningar som ett komplement till 'traditionella' investeringar, såsom förstärkning av ledningar och byte av transformatorer.

² Baserat på Copenhagen Economics enkät till samtliga elnätsföretag. Se Kapitel 2 och Bilaga A i denna rapport för utförligare redovisning av dessa svar.

Drivkrafterna bakom dessa investeringar är inte de incitament som ges genom regleringsmodellen. De företag som har satsar på smarta elnätslösningar anger att den främsta drivkraften är att öka kundnyttan och/eller leveranssäkerheten, inte att få till ett mer effektivt nätutnyttjande. Varken indikatorerna för effektivt nätutnyttjande eller intäktsramsregleringen som helhet har någon betydande inverkan på elnätsföretagens investeringsbeslut. Många elnätsföretag anser till och med att regleringen som helhet utgör ett hinder för att genomföra investeringar i smarta elnätslösningar och andra åtgärder.

Samtidigt är det viktigt att poängtera att intäktsramsregleringen inte är den enda drivkraften som styr företagens investeringar. Detta gäller inte minst då olika ägarformer kan innebära att elnätsföretagen har olika målsättningar med sin verksamhet. Samtliga elnätsföretag utnyttjar heller inte hela intäktsramen, något som framkommer i enkätsvaren till studien. Det är därför inte särskilt överraskande att regleringen inte har en särskilt stark påverkan på företagens investeringsbeslut.

Hur kan elnätsregleringen främja framväxten av smarta elnät?

Syftet med elnätsregleringen är inte i första hand att styra elnätsföretagen mot att satsa på smarta elnätslösningar. Elnätsregleringens huvudsakliga syfte är ”att säkerställa att kunderna får betala ett skäligt pris för elnätstjänsten och ge kunderna en långsiktig leveranssäkerhet, samt trygga den svenska elförsörjningen.”³ Regleringen och lagstiftningen som rör elnätsföretagens verksamhet lägger också vikt vid att elnäten utnyttjas effektivt, bland annat genom indikatorerna för effektivt nätutnyttjande. Det står även i ellagen att elnätsföretagen bland annat ska svara för att ledningsnäten är effektivt,⁴ och att nättariffer ska utformas på ett sätt som är förenligt med ett effektivt utnyttjande av elnätet och en effektiv elproduktion och elanvändning.⁵ Om smarta elnätslösningar är det mest kostnadseffektiva sättet att nå dessa mål, bör elnätsregleringen vara utformat på så sätt att företagen har incitament att satsa på dessa lösningar.

Vår överordnade rekommendation är att Sverige bör röra sig mot en reglering som i största möjliga mån återskapar de drivkrafter på en välfungerande, konkurrensutsatt marknad. En väl utformad reglering ger företagen största möjliga frihet att själva välja hur de ska de mål som politiken och regleringen sätter upp för elnätsföretagens verksamhet. Innovativa lösningar, till exempel smarta elnätslösningar, blir då ett naturligt val för elnätsföretagen för att skapa största möjliga kundnytta till lägsta pris.

För att komma hela vägen dit krävs relativt stora förändringar jämfört med den befintliga regleringsmodellen. Dessa förändringar kommer att ta tid att genomföra, om de genomförs. Det finns även sätt att justera den nuvarande modellen för att stärka incitamenten att satsa på smarta elnätslösningar, eller åtminstone undanröja hinder för företagen att göra så.

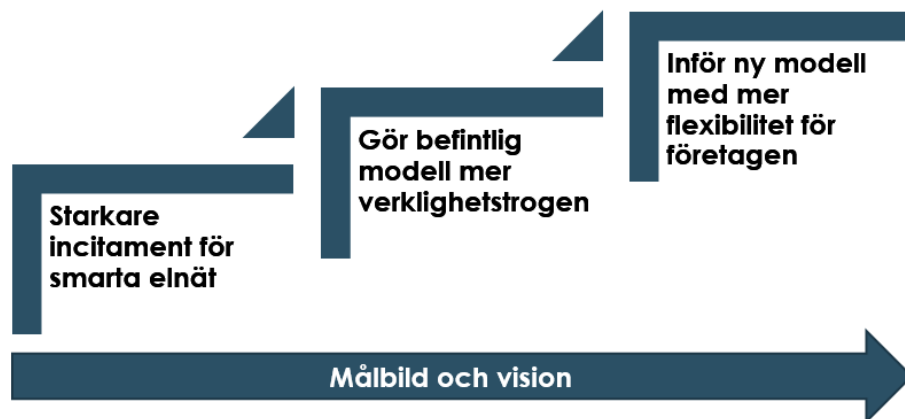
³ Energimarknadsinspektionen, Elnät och reglering av elnätsavgifter (<http://ei.se/sv/for-energiforetag/el/Elnat-och-natpris-reglering/>).

⁴ 3 kap. 1 § första stycket ellagen (1997:857)

⁵ 4 kap. 1 § första stycket ellagen (1997:857)

Baserat på vad som har framkommit genom enkäten, intervjuer, och litteraturstudier presenterar vi fyra rekommendationer för hur elnätsregleringen skulle kunna förändras för att främja smarta elnätslösningar. Dessa illustreras i figuren nedan.

Fyra rekommendationer för att främja smarta elnät



Källa: Copenhagen Economics

För det första bör utvecklingen mot ett smartare elnät understödjas med en tydlig målbild och vision.

För det andra finns det förändringar som kan göras inom den nuvarande regleringen, som inte innebär att förutsättningarna blir mer marknadslika, men som på andra sätt främjar framväxten av smarta elnät. Förändringar i det nuvarande systemet skulle kunna stärka incitamenten för elnätsföretagen, men de riskerar att motverkas av andra styrsignaler inom regleringsmodellen som likväl kan dämpa framväxten av smarta elnät.

För det tredje går det att behålla den nuvarande modellen mer eller mindre intakt, men ändå göra förutsättningarna mer marknadslika för företagen, så att regleringsmodellen bättre speglar verkligheten. Därmed skulle några hinder för smarta elnätslösningar undanröjas.

För det fjärde, skulle den nuvarande regleringsmodellen överges till förmån för en ny reglering som ger företagen större frihet att själva välja hur de ska nå mål för elnäten. Därmed skulle företagen få incitament att välja smarta elnätslösningar om de är de mest kostnadseffektiva lösningarna.

Vi utvecklar dessa rekommendationer i mer detalj nedan.

Rekommendation 1: Stöd utvecklingen mot ett smartare elnät med målbild och vision för framtidens elnät

Utvecklingen av elnäten skulle kunna tjäna på att det finns ett tydligt mål för hur framtidens elnät förväntas se ut. I dagsläget innebär avsteg från att genomföra investeringar som intäktsramsregleringen styr mot en betydande osäkerhet för företagen om dessa i framtiden kommer att löna sig. Snabb teknisk utvecklingen innebär i sig en osäkerhet kring framtiden. Teknisk utveckling kan gå snabbt, samtidigt som investeringar som görs idag fortfarande kommer finnas kvar i årtionden.

En uttalad målbild och vision om vad målet med elnätet är under kommande årtionden skulle kunna överbrygga denna osäkerhet. Osäkerhet kring regleringen i sig utgör en källa till risk som ökar kostnaderna för investeringar i lösningar för smarta elnät. Den svenska regleringsmodellen har ändrats flera gånger de senaste 20 åren, i vissa fall drastiskt. Både företag och myndigheter rapporterar att detta utgör ett betydande hinder för den utveckling av smarta elnät som behövs.

Om elnätsföretagen vet att deras investeringsbeslut ligger i linje med en bred målbild för hur elnätet kan komma att se ut i framtiden minskar osäkerheten i att prova nya tekniska lösningar.

Här finns redan påbörjade processer att utgå ifrån. I Samordningsrådets för smarta elnäts slutrapport finns flera rekommendationer som rör politik för smarta elnät. Exempelvis betonas vikten av politiska ramverk och marknadsvillkor som utvecklar en marknadsdesign som ska hantera nya förutsättningar, skapa incitament för modernisering och effektivisering, stimulerar till systemtänkande och tar hänsyn till elsystemets långsiktiga utveckling för att hantera framtida utmaningar.

Även Energikommissionens slutbetänkande från 2016 innehåller ett antal bedömningar som pekar på betydelsen av smarta elnät i framtiden kommer att öka. Bland dessa kan nämnas att det bedöms vara angeläget att skapa förutsättningar för en väl fungerande efterfrågefleksibilitet. Energikommissionen bedömer även att Energimarknadsinspektionen ska få bevilja demonstrations- och pilotprojekt för särskilda områden i elnäten där nya af-färsmodeller och andra tariffer än för övriga kunder kan prövas under en begränsad tidsperiod.

Det finns också exempel från andra länder som i viss mån kan inspirera till mer koordinerade och långsiktiga insatser. Sydkorea är ett land som ofta framhålls som intressant i sammanhanget, där en nationell färdplan tagits fram och som understöds med stora statliga investeringar i testbäddar och dialog med berörda industrier.

Rekommendation 2: Ge företagen starkare incitament att satsa på smarta elnätslösningar

Dagens incitament är för svaga jämfört med styrningen i andra delar av regleringen för att ha någon inverkan på företagens investeringsbeslut. Det finns dock ett antal alternativ som utgår från dagens incitament och som skulle kunna övervägas för att stärka incitamenten.

1. Låt företagen behålla överskottet från förbättring gentemot indikatorerna under längre tid. Om företagen förbättrar sig gentemot indikatorerna jämfört med tidigare perioder får de behålla vinsten från förbättringen under som mest sex år. Därefter nollställs jämförelsetalet till det nya värdet. Ett alternativ vore att förlänga perioden under vilken företagen får behålla denna vinst.
2. Se över utformningen av indikatorn för belastning, så att företagen dels får incitament att åtgärda de kostnadsdrivande topplasttimmarna under året, och att utöka mätningen i sina nät för att få reda på hur nyttjandegraden faktiskt ser ut i olika delar av nätet.
3. Ge incitament till vissa (smarta) investeringar genom riktade stöd. Ett antal länder har infört olika typer av incitament specifikt riktade mot vissa typer av investeringar. Italien har tidigare använt sig av differentierade WACC-räntor. Finland har ett innovationsincitament betingat på att företagen testat en oprövad teknisk lösning eller affärsmodell där resultaten sedan publiceras.

Rekommendation 3: Gör regleringsmodellen mer verklighetstrogen

Sverige bör gå mot att regleringsmodellen i största möjliga mån skapar förutsättningar för företagen som liknar situationen på en 'riktig', konkurrensutsatt marknad. Det finns ett antal sätt som dagens regleringsmodell kan närma sig detta.

1. Låt företagens prestation jämföras mot andra företag, snarare än historiska värden. Idag bedöms företagens prestation mot indikatorerna baserat på historisk prestation – företagen tävlar mot sig själva. Om jämförelsetalet istället utgick från hur andra företag presterar, justerat för företagens olika förutsättningar, skulle detta skärpa konkurrensen och därmed i större utsträckning likna en 'vanlig' marknad. En sådan jämförelse skulle kunna göras med ett statistiskt *benchmarking*-verktyg.

Vidare bör även avskrivningstider och normprislistan i högre grad spegla verkligheten. Intäktsramens storlek bestäms delvis av värdet på kapitalbasen, det vill säga företagens samlade anläggningar. Värdet på kapitalbasen beräknas utifrån en normprislista där värdet för drygt 800 olika typer anläggningar finns angivna. Anläggningar skrivs sedan av under antingen 40 år (fysiska anläggningar) eller 10 år (styr- och kontrollsystem).

Varken normvärdeslistan eller avskrivningstiderna reflekterar smarta elnätslösningar, vilka riskerar att väljas bort. Normpriserna reflekterar inte i tillräckligt stor utsträckning högre priser på dyrare, men mer effektiva (smarta) anläggningar vilket innebär att företagen har incitament att välja billigare anläggningar istället. Likaså gör de trubbiga avskrivningstiderna att smarta komponenter väljs bort. En smart komponent, till exempel en sensor, som installeras i en anläggning med 40 års avskrivningstid måste också skrivas av på 40 år, även om den tekniska livstiden är 10 eller 15 år. Därmed bidrar en mindre del av komponentens värde till intäktsramen under varje år.

Vi ser ett antal möjliga lösningar som går ut på att värderingen av kapitalbasen speglar verkliga förhållanden på ett bättre sätt.

2. Ökad differentiering av avskrivningstider. Energimarknadsinspektionen håller på att utreda detta.
3. Inför tilläggs-koder för smarta elnätskomponenter. Normvärdeslistan skulle kunna utökas med fler anläggningstyper, i första hand smarta elnätskomponenter som har ett högre pris. Tilläggs-koder skulle göra att anskaffningsvärdet av smarta elnätskomponenter bättre speglas i normprislistan.

Ett komplement till tilläggs-koder skulle kunna vara att öka möjligheten att värdera investeringar till anskaffningsvärde. Det går redan idag att ansöka om att värdera vissa investeringar till anskaffningsvärde. Denna möjlighet utnyttjas dock sällan av elnätsföretagen då processen beskrivs som krånglig av företagen.

Det skulle också vara möjligt att gå över till ett system där samtliga investeringar värderas till anskaffningsvärde. Då behövs heller inte tilläggs-koder för vissa typer av komponenter. Under ett sådant system skulle företagen kunna få ersättning för det fulla anskaffningsvärdet för sina investeringar. Därmed skulle det inte finnas några incitament att välja bort dyrare, men potentiellt mer effektiva komponenter. För att ersätta den kostnadspress som normprislistorna utgör, skulle övergången till ett sådant system behöva kompletteras med exempelvis effektiviseringskrav även på kapitalkostnader.

Rekommendation 4: Inför en ny regleringsmodell, som ger företagen större frihet att nå målen med elnätregleringen

Den nuvarande regleringsmodellen styr företagen mot 'traditionella' kapitalintensiva investeringar, till exempel ledningar och transformatorer. Ett elnätsföretag som satsar på smarta elnätslösningar kommer att leverera el med en kostnadsfördelning som är mer riktad mot löpande kostnader (OPEX) snarare än kapitalkostnader (CAPEX).

Detta kan ske på två sätt. På ett direkt sätt genom att 'CAPEX-lösningar' ersätts av (smarta) 'OPEX-lösningar', och på ett indirekt sätt genom att 'CAPEX'-lösningar undviks i allmänhet vilket gör att OPEX får en större del av företagets sammanlagda kostnader.

Ett exempel på den första är om övervakning av nätdelar med hjälp av digitala komponenter (en 'smart' lösning) gör att fel upptäcks snabbare och kan avhjälpas genom reparation. Detta skulle utgöra en löpande kostnad. Utan denna övervakning skulle nätdelen riskera att gå sönder och behöva bytas ut, vilket skulle vara en kapitalkostnad.

Ett exempel på det andra är om effektuttaget under en viss tid på dygnet ökar kraftigt, exempelvis om flera hushåll väljer att köpa elbilar och laddar dessa när de kommer hem från arbetet på vardagskvällar. Elnätsföretagen skulle då kunna välja att antingen för-

stärka nätet för att klara det maximala effektuttaget, vilket skulle utgöra en 'CAPEX-lösning'. De skulle också kunna förmå kunderna att skjuta sin förbrukning till senare på natten för att sprida ut effekttoppen, till exempel genom utformningen av elnätstariffen, eller på andra sätt uppmuntra kunden till smarta elnätslösningar.

För att tillåta företagen att själva välja vilka lösningar de ska genomföra finns det olika sätt som regleringen kan förändras för att de ska få större frihet i att välja mellan dessa typer av kostnader.

Vi ser två huvudsakliga möjliga lösningar.

1. Gå mot en reglering där företagen optimerar totala kostnader istället för kapital-kostnader och löpande kostnader var för sig. Det skulle innebära att regleringen behandlar de två kostnadstyperna på samma sätt, till exempel genom att effektiviseringskrav sätts på totala kostnader och inte bara löpande kostnader. En övergång till ett sådant system skulle kunna öka möjligheten för företagen att optimera mellan 'traditionella' investeringar och smarta elnätslösningar. Om företagen i större utsträckning själva får välja hur de ska nå sina mål kan graden av innovation öka.

Effektiviseringskrav på totala utgifter, istället för enbart löpande kostnader, har också genomförts i flera länder. Detta är också en nödvändig förutsättning till att tillåta företagen att värdera sin kapitalbas till anskaffningsvärde, istället för efter normprislistan. Effektivisering på totala kostnader skulle kunna ersätta normprisernas teoretiska kostnadspress, och istället kunna kombineras med anskaffningsvärden.

2. På sikt skulle en övergång till reglering av totala kostnader kunna kombineras med så-kallad dialogbaserade reglering, där elnätsföretagen och regleringsmyndigheten kommer överens om ett antal mål för elnätsföretagens verksamhet, och så får elnätsföretagen ta fram ett eget förslag för hur detta mål ska nås. Detta skulle ställa högre krav på Energimarknadsinspektionen och elnätsföretagen, men kommer samtidigt med en rad fördelar i samband med att företagen måste genomföra investeringar och andra åtgärder för att främja innovativa och oprövade tekniska lösningar. Framförallt skulle elnätsföretagen få större frihet att välja hur de når olika mål, vilket skulle kunna öppna för mer användning av smarta elnätslösningar.

Kapitel 1

Förändringar i elsystemet och rollen för smarta elnät

I detta inledande kapitel beskrivs kortfattat de utmaningar som elnät runtom i världen, inklusive det svenska, står inför. I kapitel ett ges även en förklaring av vad dessa utmaningar betyder för elnätsföretagen, och hur smarta elnät kan bidra till att möta dessa utmaningar.

1.1 Smarta elnät – ett brett begrepp

Smarta elnät är ett brett begrepp som saknar en enhällig definition. I utredningen *Planera för effekt!* används definitionen: "Ett smart elnät kan förstås som ett elnät som kostnadseffektivt kan integrera beteenden och beslut hos alla användare som är anslutna till det – elproducenter, elkonsumenter och de som är både och – för att garantera ett hållbart kraftsystem med låga förluster och hög kvalitet, försörjningstrygghet och säkerhet."⁶

Ett smart elnät omfattar således hela elsystemet: produktion, överföring, och användning av el. Det innefattar teknik och produkter, tjänster till kunder och affärsmodeller som växer upp kring dessa.

Ett smart elnät utnyttjar informations- och kommunikationsteknik för att mäta, övervaka och styra olika delar av elsystemet. Genom att samla in och analysera denna ökade mängd genererade data finns också förutsättningar för tjänster riktade till elkonsumenter. Kunder får därmed en ökad möjlighet att vara mer aktiva utifrån sina egna intressen och behov, och det blir lättare för dem att anpassa sin elförbrukning efter exempelvis prissignaler – så kallad efterfrågefleksibilitet.

Medan elnäten tidigare har haft som funktion att leverera el från storskaliga produktionsanläggningar till kunder, kommer el också i högre utsträckning matas in från exempelvis solceller på hustak och småskalig lagring. Bättre informationsöverföring är också en förutsättning för att på ett bra sätt kunna hantera de utmaningar som denna mikroproduktion hos konsumenter för med sig, och för att kunna nyttiggöra de fördelar som det för med sig. Elen behöver till exempel kunna flöda åt båda håll, och det kan uppstå utmaningar med dimensionering av näten om inmatningen övergår kapaciteten som näten ursprungligen dimensionerats för.

Smarta elnät möjliggör att flexibiliteten i elsystemet kan utnyttjas mer och effektivare. Det gäller såväl *efterfrågefleksibilitet* bland elanvändare, energilagring och flexibilitet i elproduktion.

⁶ ERGEG (2010). Position paper on smart grids – An ERGEG conclusions paper. Svensk översättning från Samordningsrådet för smarta elnät (2014). *Planera för effekt!*. SOU 2014:84, s. 30.

1.2 Elsystemet står inför stora förändringar

Egenskaperna hos smarta elnät är viktiga givet ett antal förändringar som elsystemen, såväl i Sverige som i stora delar av världen, står inför. I takt med teknisk utveckling, integration av nya kraftslag och nya möjligheter samt förväntningar på kundernas roll.

För det första ökar andelen elproduktion från intermittenta förnybara energislag (det vill säga kraftkällor som varierar naturligt, framförallt vind- och solkraft) i många delar av världen. Vindkraftverk och solceller producerar el ojämnt över dygnet jämfört med exempelvis storskaliga vattenkraftverk och kärnkraftverk, vilket innebär utmaningar för bland annat frekvenshållning.⁷

För Sveriges del är det framförallt utbyggnaden av vindkraft som har varit markant under de senaste åren. Vindkraftens andel av kraftproduktionen är ungefär 10 procent i Sverige⁸ och stod för ungefär 16 TWh elproduktion 2015. Det finns idag ett politiskt mål om att öka produktionen av el från förnybara energikällor med 18 TWh fram till 2030, och en stor del av denna förväntas komma från vindkraft.⁹ I takt med att andelen vind- och solkraft i Sveriges grannländer ökar, och elsystemen kopplas ihop, finns också en risk att en del av fluktuationerna som kommer av denna utbyggnad också spiller över i det svenska elsystemet.

För det andra ger teknikutveckling, stödsystem, regelförenklingar och fallande kostnader av solceller och annan s.k. mikroproduktion möjlighet för hushåll och andra fastighetsägare att producera sin egen el. Samtidigt har stadigt fallande kostnader för batterier gjort att stor- och småskalig lagring av el kan spela en större roll i elsystemet framöver. En växande marknad för elbilar innebär dessutom att allt fler hushåll kommer att lagra el i bilbatterier. Dessa trender innebär att de som tidigare enbart använde el nu också matar in el på nätet. Olika nyord florerar för att beskriva denna utveckling, *prosumenter* (producer + konsument) och *prosumage* (*production + consumption + storage*) är två, som innebär att el i allt högre grad flödar i två riktningar istället för en.

För det tredje finns ökade förväntningar från elkunder och förhoppningar från myndigheter¹⁰ och balansansvariga att elkonsumenter kan komma att bli mer flexibla i sin användning i takt med att timmätning och timprissättning av el ökar. Det finns en utveckling mot att fler hushållsapparater förses med sensorer och är uppkopplade mot internet (sakernas internet, *Internet of Things*) med ökad möjlighet för styrning och automatisering för att skapa smarta hem. Nya aktörer och affärsmodeller, exempelvis aggregatorer, kan komma att spela en ökad roll kopplad till kunders efterfrågefleksibilitet.

⁷ NEPP, 2016.

⁸ Nykvist, B. et., & Nilsson, M., (2015).

⁹ Energimyndigheten, (2016).

¹⁰ Energimarknadsinspektionen, (2016 b)

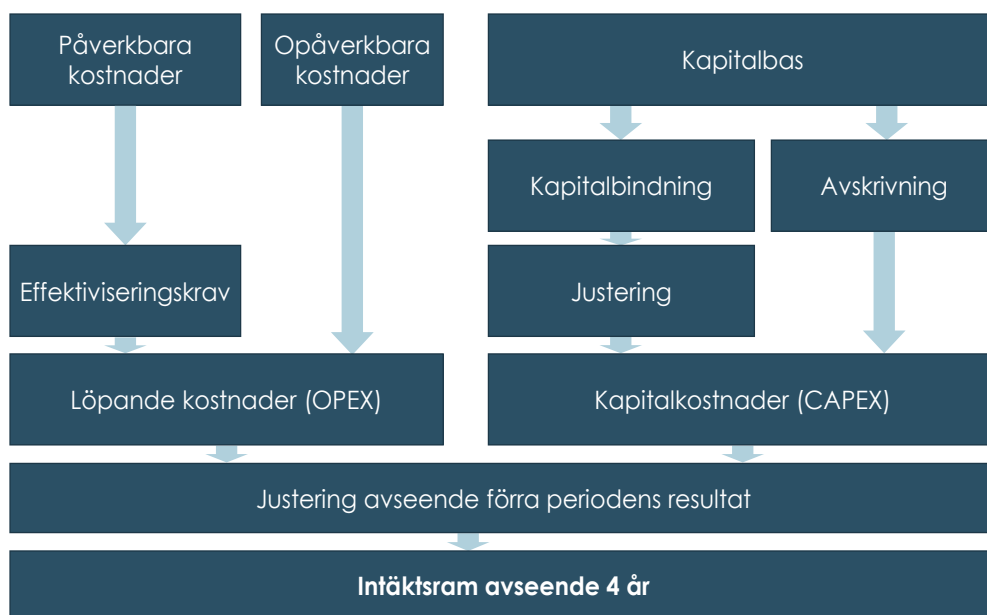
1.3 Elnätsföretagen kan utnyttja smarta elnätslösningar för att möta utmaningar och göra näten mer effektiva

Dessa förändringar innebär utmaningar för elnätsföretagen som ansvarar för distribution av el till slutkunder och också har skyldighet att ansluta elproduktionsanläggningar till nätet. Elnätsföretag har enligt Ellagen¹¹ ansvar för att ledningsnätet är säkert, tillförlitligt och effektivt. Överföringen av el ska vara av god kvalitet, enligt ellagen får elavbrott inte vara längre än 24 timmar. Utöver detta ställer Energimarknadsinspektionens föreskrifter¹² bland annat krav på att ingen uttagpunkt får ha fler än 11 avbrott. Genom elnätsregleringen styrs elnätsföretagen mot att erbjuda en god leveranssäkerhet och att utnyttja nätet effektivt, se Box 1.1.

Box 1.1 Elnätsreglering i Sverige 2016–19

Elnätsföretagen för eldistribution på lokal nivå är lokala monopol, och deras affärsverksamhet regleras. För att motverka oskäligen priser regleras prissättningen genom en intäktsram. Elnätsföretagen ansöker om sin egen intäktsram för fyra år i taget, en så kallad tillsynsperiod. Den nuvarande perioden gäller 2016–2019.

Intäktsramen baseras på tre huvudkomponenter, kapitalkostnader (CAPEX) samt på- och opåverkbara löpande kostnader (OPEX).



¹¹ Ellag (1997:857)

¹² EIFS 2013:1.

1. Kapitalkostnader består av kostnader för avskrivningar och avkastning på kapital. Avkastningen styrs av WACC-räntan, (*Weighted Average Capital Cost*). WACC-räntan beräknas på kapitalbasen, som består av bland annat kablar, transformatorer och olika byggnader.

Värdet av kapitalbasen bestäms utifrån inrapporterade uppgifter om elnätsföretagens anläggningar, vilka värderas med hjälp av en normprislista, men det går även att begära en prövning om att få ersättning för anskaffningsvärde om det finns ett mervärde i en dyrare variant, exempelvis smartare teknologi. Kostnaderna beräknas på antingen 10 eller 40 års avskrivningstid. Intäktsramen justeras om företaget presterar bättre eller sämre, vilket mäts genom olika indikatorer. Färre och kortare avbrott, låga nätförluster, jämn belastning (lastfaktor) och låga kostnader för överliggande och angränsande nät leder till att intäktsramen justeras uppåt med upp till 5 procent. Tvärtom sänks intäktsramen med upp till 5 procent om företagen presterar sämre.

2. Påverkbara löpande kostnader inkluderar drift och underhåll av nätet samt kundkostnader såsom mätning, beräkning och rapportering. Dessa baseras på historiska kostnader, som varje år justeras ner enligt ett effektiviseringskrav. Detta görs då man förväntar sig att företagen ökar sin produktivitet. Effektiviseringskravet sätts enskilt för varje företag, och är under nuvarande tillsynsperiod mellan 1 och 1,82 procent per år.
3. Opåverkbara löpande kostnader ersätts fullt ut och inkluderar kostnader för nätförluster, abonnemang till överliggande och angränsande nät och kostnader för myndighetsavgifter.

Om intäktsramen överskrider med mer än 5 procent kan Energimarknadsinspektionen utkräva en straffavgift.

Nätföretagen är fria att själva utforma sina nättariffer, under förutsättning att de inte överskrider sin intäktsram och att tarifferna är objektiva och icke-diskriminerande samt utformas på ett sätt som är förenligt med ett effektivt utnyttjande av elnätet. Skillnader i tariffer får förekomma mellan olika kundkategorier och olika typer av tariffer användas, givet att skillnader kan motiveras av kostnadsskillnader och att alla kunder erbjuds samma alternativ.

Källa: Energimarknadsinspektionen

Om utvecklingen fortsätter som beskrivet i avsnitt 1.2 kommer elnätsföretagens roll att bli mer komplex och flexibla lösningar kan hjälpa elnätsföretagen att lösa sina uppgifter.¹³ En större andel mikroproduktion ställer krav på att elen ska överföras i två riktningar och en ökad elektrifiering av exempelvis fordonsflottan ställer ökade krav på leveranssäkerhet. Elsystemet som helhet ställs också inför nya utmaningar när en ökad andel intermittent sol- och vindkraft innebär att elproduktionen sker när vinden blåser och solen lyser, vilket inte nödvändigtvis är under de tidpunkter på dygnet som elkunder vill använda energi. Smarta elnätslösningar kan bidra till en bättre matchning av tillgång och efterfrågan och därmed jämna ut belastningen på nätet.

¹³ Se bland annat IVA, (2016). Framtidens elnät.

Även oavsett dessa förändringar kan smarta elnätslösningar göra att elnätsföretagen kan driva näten mer effektivt och är intressanta av den anledningen. Exempelvis kan digitala kontrollanläggningar genom bättre mätning hjälpa till att förebygga kvalitetsproblem och bidra till precis fellokalisering som kortar tiden för att hitta och åtgärda fel. Bättre mätning ger också ökad möjlighet till förvarning innan problem uppstår och därmed möjlighet att förebygga fel.

Kapitel 2

Elnätsföretagens investeringar och elnätsregleringen

I detta kapital beskriver vi de incitament som Energimarknadsinspektionen har infört för att styra nätföretagen mot ett mer effektivt nyttjande av nätet. Vi kartlägger, baserat på en enkät riktad till elnätsföretagen, de investeringar och andra åtgärder företagen har genomfört för att öka effektiviteten i nyttjandet av näten. Vi kartlägger också elnätsföretagens investeringar i smarta elnätslösningar.

Vi diskuterar slutligen hur väl dagens incitamentreglering främjar framväxten av smarta elnät. Utvärderingen grundar sig på intervjuer med berörda parter och en enkät riktad till elnätsföretagen. Enkäten gick ut till samtliga elnätsbolag och besvarades av 66 företag. Utöver enkäten genomfördes intervjuer med representanter från elnätsföretag, regleringsmyndigheter, teknikleverantörer och forskare. Metodbeskrivning och sammanställning av enkätsvaren samt en lista över intervjuade aktörer återfinns i Appendix.

2.1 Energimarknadsinspektionen har infört incitament för ett effektivt nyttjande av elnätet

Energimarknadsinspektionen har från och med den innevarande tillsynsperioden utvecklat incitament för nätföretagen att använda sina nät mer effektivt. Incitamentsmodellen ska skapa drivkrafter för nätföretagen att sänka sina nätförluster, och minska kostnaderna för överliggande nät genom att ha en jämnare belastning på nätet. Incitamenten följer av EU:s energieffektiviseringsdirektiv som säger att *”medlemsstaterna ska se till att nätoperatörerna ges incitament att förbättra effektiviteten i fråga om infrastrukturens utformning och drift”*.¹⁴

Tre indikatorer används för att mäta effektivt nätutnyttjande: nätförluster, lastfaktorer och kostnad för överliggande nät (det vill säga den kostnad elnätsföretagen har för inmatad energi från överliggande nät). Elnätsföretagens intäktsram justeras sedan baserat på värdet av dessa indikatorer.¹⁵ Dessa beskrivs kortfattat nedan.¹⁶

Nätförluster

Nätförluster definieras i regleringsmodellen som skillnaden mellan mängden energi som matas in och tas ut på nätet. Valet av denna indikator motiveras utifrån att nätförluster har en direkt påverkan på nätkostnader och energiåtgång. Tidigare var dessa kostnader direkt överförbara på kunderna, och genom att sänka nätförlusterna uppstår därmed vinster för både nätanvändare och samhället som helhet.

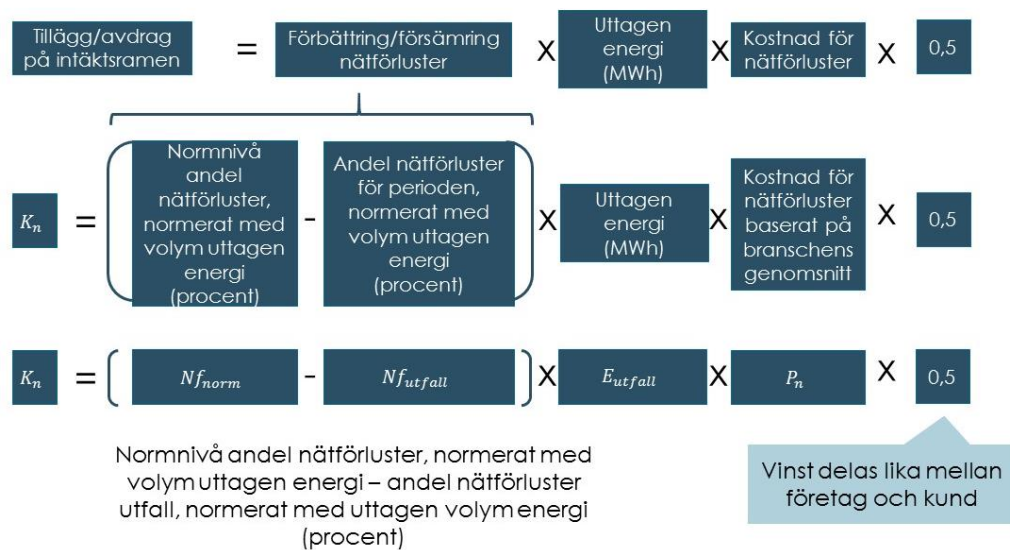
¹⁴ Artikel 15(4) i Europaparlamentets och rådets direktiv Rådets Direktiv 2012/27/EU Artikel 15(4) om energieffektivitet.

¹⁵ Intäktsramen justeras också baserat på incitament för leveranssäkerhet. Den sammanlagda justeringen får under tillsynsperioden 2016–2019 uppgå till som mest ± 5 % av intäktsramen.

¹⁶ Beskrivningen nedan baseras på Energimarknadsinspektionen, (2015). Incitament för effektivt utnyttjande av elnätet. R2015:07. För en mer utförlig genomgång av incitamenten hänvisas till rapporten.

Indikatorn är utformad så att mängden nätförluster som andel av total mängd överförd energi under tillsynsperioden 2016–19 jämförs med samma andel för varje elnätsföretag under perioden 2010–13. Elnätsföretag jämförs alltså med sin historiska prestation avseende nätförluster.

Figur 2.1 Indikatorn för nätförluster



Källa: Copenhagen Economics baserat på Wallnerström, C. J., et al. (2016).

Skillnaden mellan historiska nätförluster och nuvarande nätförluster normaliseras mot den sammanlagda mängden överförd energi under perioden 2016–19. Värdet av nätförlusterna beräknas med ett för branschen genomsnittligt pris under tillsynsperioden. Slutligen multipliceras värdet med 0,5 för att hälften av värdet av det ekonomiska incitamentet ska tillfalla elnätsföretagen och andra halvan ska tillfalla kunderna.

Elnätsföretagen har ett antal möjligheter att sänka sina nätförluster och därmed påverka indikatorn, bland annat:

1. Vid reinvesteringar välja ledningar och transformatorer med lägre förluster än anläggningen som byts ut;
2. Smarta elnätslösningar som genom realtidsinformation och styr- och reglerteknik kontinuerligt optimerar spänningen i näten för att minimera nätförluster och belastningar;
3. Stimulera kunder till en jämn belastning av nätet vilket reducerar nätförluster. Detta skulle kunna ske genom att införa tidsdifferentierade elnätstariffer för att ge incitament till ökad efterfrågefleksibilitet och att kunderna styr om sin förbrukning över dygnet, s.k. indirekt laststyrning. Idag erbjuder många elnätsföretag också tidsdifferentierade tariffer, men inte alla. Det är framförallt lokalnätsföretagen som arbetar med tidsdifferentierande tariffer. De flesta regionnätbolag och

stamnätet saknar i princip styr signaler att göra så. Om styr signaler inte finns på samtliga nivåer (lokal-, region- och stamnätetsnivå), minskar genomslaget av lokalnätetsbolagens arbete med tidsdifferentierade tariffer.

Även direkt laststyrning kan bidra till att jämna ut lasten, det vill säga då effektuttaget regleras av elanvändaren eller energiföretaget, exempelvis genom styr- och reglerlösningar i hemmet som är kopplade till elpriset eller väderleken.¹⁷ Sådan direkt laststyrning måste dock företas med hänsyn till andra aktörer på elmarknaden, framförallt elhandlare och balansansvariga.

4. Minska icketekniska förluster som mättningsfel och nätstöder. Exempelvis genom att se till att uttagen el som gatubelysning alltid mäts. Här finns inte minst potential för snabba förbättringar på kort sikt.

Belastning

Belastningen på elnätet definieras i regleringsmodellen som lastfaktorn i gränspunkter mellan exempelvis regionnät och underliggande lokalnät. Lastfaktorn definieras i sin tur som kvoten mellan medeleffekt och maxeffekt. En låg kvot mellan medel- och maxeffekt innebär alltså att det är stor skillnad mellan den genomsnittliga mängden effekt i nätet och den högsta effekten. Om denna kvot är låg brukar man prata om att det förekommer effektoppar i elnätet.

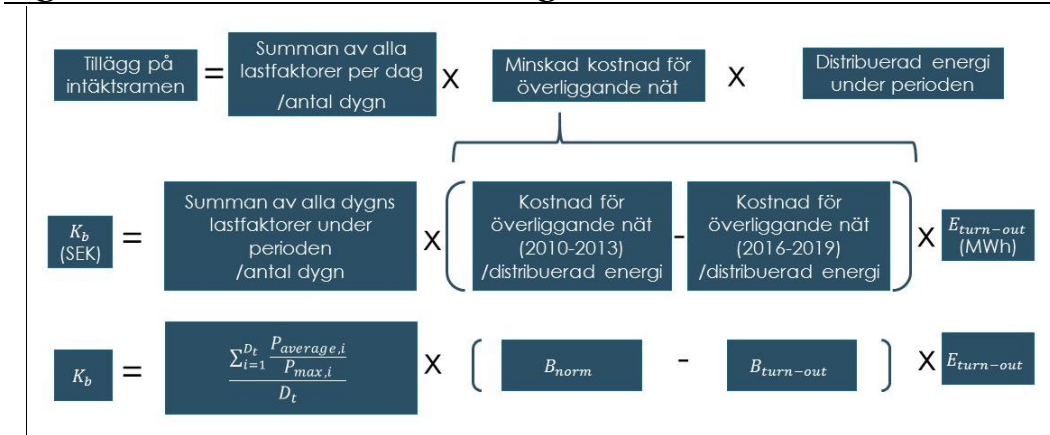
Att kapa effektoppar är önskvärt av såväl tekniska som ekonomiska skäl. *För det första* ger en jämnare belastning på nätet, givet samma totala energianvändning, möjlighet att ansluta fler uttagskunder eller mer elproduktion utan att kapaciteten i nätet behöver öka. Det innebär att förutsättningar ökar att ansluta mer elproduktion från förnybara energikällor, mikroproduktion, och laddningsstolpar för elbilar.

För det andra innebär en jämnare nätbelastning av en given energimängd att elnätsföretagens abonnemangskostnad för överliggande nät kan sänkas, då denna ofta är utformad efter den maximala effekten. Kostnader för överliggande nät och kostnad för ersättning vid inmatning av el räknas dock som en opåverkbar kostnad för elnätsföretagen i intäktsramsregleringen och kan därmed föras vidare direkt till kunder.

För det tredje ger en jämnare last lägre nätförluster, då de termiska nätförlusterna är proportionella mot strömmen i kvadrat.

Lastfaktorn beräknas som summan av dagliga lastfaktorer dividerat med antalet dagar i tillsynsperioden. Värdet av en sänkt lastfaktor värderas med hjälp av att räkna ut den minskade kostnaden för överliggande nät.

¹⁷ Janols, M., (2016)

Figur 2.2 Indikator för belastning

Källa: Copenhagen Economics baserat på Wallnerström, et al., (2016).

Elnätsföretagens möjlighet att uppnå en jämnare belastning är framförallt att försöka påverka de anslutna kundernas förbrukning och inmatning så att belastningen blir jämnare över dygnet. Detta kan återigen göras med hjälp av utformningen av tariffer, exempelvis genom att använda sig av effekt- eller tidsdifferentierade tariffer, eller genom laststyrning.

Ytterligare ett alternativ skulle kunna vara att utnyttja lokalt ansluten elproduktion och lagring. Om kundernas förbrukning kan tillgodoses med lokalt anslutna energikällor minskar belastningen i gränspunkterna.

Incitamenten ovan är tänkta att främja framväxten av smarta elnät då smarta elnätslösningar skulle kunna vara ett sätt för elnätsföretagen att förbättra sig gentemot dessa indikatorer.

Kvalitet

Regleringen innehåller även indikatorer för kvalitet, mätt som leveranssäkerhet¹⁸. Tre mått används för justering av intäktsramen: genomsnittlig avbrottstid per kund och år (*System Average Interruption Duration Index*, SAIDI), genomsnittligt antal avbrott per kund och år (*System Average Interruption Frequency Index*, SAIFI) och andel kunder med fyra eller fler avbrott per år (*Customers Experiencing Multiple Interruptions*, CEMI).

Justeringen av intäktsramen beräknas utifrån SAIDI och SAIFI. Ett lågt antal avbrott totalt eller korta avbrott kan ge tillägg till intäktsramen. Syftet med CEMI är att minska incitamenten för bolagen att låta vissa kunder "ta smällen" för att få ett bättre resultat på SAIDI och SAIFI. Ett stort antal kunder med fyra eller fler avbrott kan i detta fall minska tillägget, och omvänt vid en motsatt situation.

¹⁸ Wallnerström, C. J., et al., (2016).

2.2 De flesta elnätsföretag planerar investeringar och andra åtgärder för effektivt nätutnyttjande

Genom Copenhagen Economics enkät till samtliga elnätsföretag (se Box 2.1) har det framkommit att många elnätsföretag har genomfört investeringar och andra åtgärder som syftar till att få ett mer effektivt nyttjande av näten.

Box 2.1 Copenhagen Economics enkät till elnätsföretag

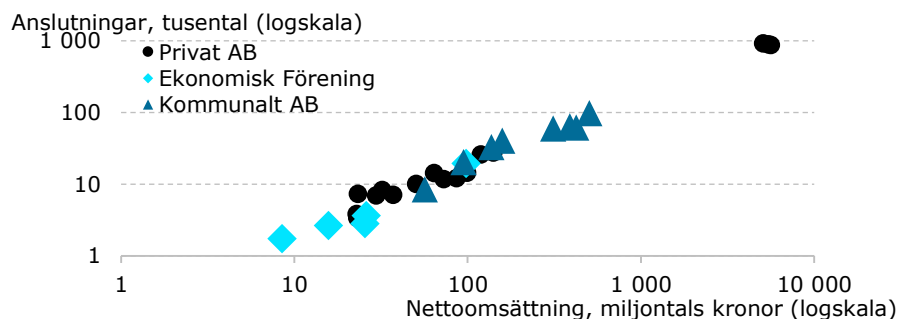
Figurerna i detta kapitel baseras på Copenhagen Economics enkät till elnätsföretagen. Vi skickade ut enkäten till samtliga (170) elnätsföretag. Enkäten skickades i första hand till de personer som stod listade som ekonomisk kontaktperson i Energimarknadsinspektionens register. Om en ekonomisk kontaktperson saknades skickades enkäten till den tekniska kontaktpersonen. Enkäten marknadsfördes på Energimarknadsinspektionens hemsida via en artikel som länkade till enkäten. Enkäten marknadsfördes även med hjälp av Energiföretagen. Enkäten skickades till Energiföretagens medlemsmail.

Enkäten genomfördes online. Möjlighet fanns att skriva ut och läsa igenom frågor, liksom att gå tillbaka och uppdatera svar. Totalt bestod enkäten av 30 frågor med kommentarer i fritext på de flesta frågor, samt en öppen fråga i slutet av enkäten för fria kommentarer. Svaren kunde lämnas anonymt, vilket utnyttjades av hälften av företagen.

Figurerna nedan baseras på de svar som var inkomna 24 maj 2017. Då hade sammanlagt 66 svar inkommit. Av de svarande valde 30 företag att ange vilket företag de representerade. Av dessa var mer än hälften privata bolag, 27 procent kommunala bolag och resterande 20 procent ekonomiska föreningar.

	Antal	Andel
Kommunala bolag	8	27 %
Privata aktiebolag	16	53 %
Ekonomiska föreningar	6	20 %
Totalt	30	100 %

Spridning mellan bolaget vad gäller storlek redovisas nedan. Notera att figuren är i logaritmisk skala.

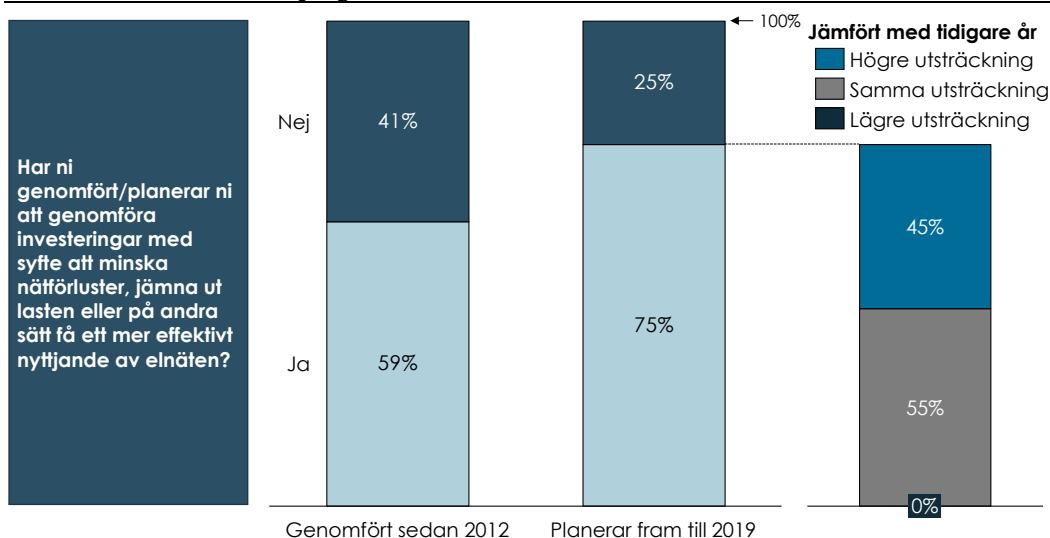


Enkäten beskrivs också i Bilaga A i slutet av denna rapport.

Investeringar

Närmare 6 av 10 företag uppger att de har genomfört investeringar som syftar till att få ett effektivt nyttjande av näten, se Figur 2.3. Det rör sig för det mesta om byte av transformatorer eller mer effektivt utnyttjande av dessa. Även investeringar i smarta elnätslösningar, främst olika lösningar som tillåter ökad mätning, förekommer.

Figur 2.3 6 av 10 företag har genomfört investeringar för att få ett mer effektivt nyttjande elnäten



Not: 58 företag har angett investeringsplaner sedan 2012. 59 företag har angett investeringsplaner fram till 2019. Resultat är bearbetningar av svar på fråga 6 och 8 i enkäten.

Källa: Copenhagen Economics enkät till elnätsföretag.

Något fler företag, tre fjärdedelar, uppger att de kommer att genomföra investeringar fram till 2019. Av dessa anger något färre än hälften att investeringarna kommer att vara större än under tidigare år.

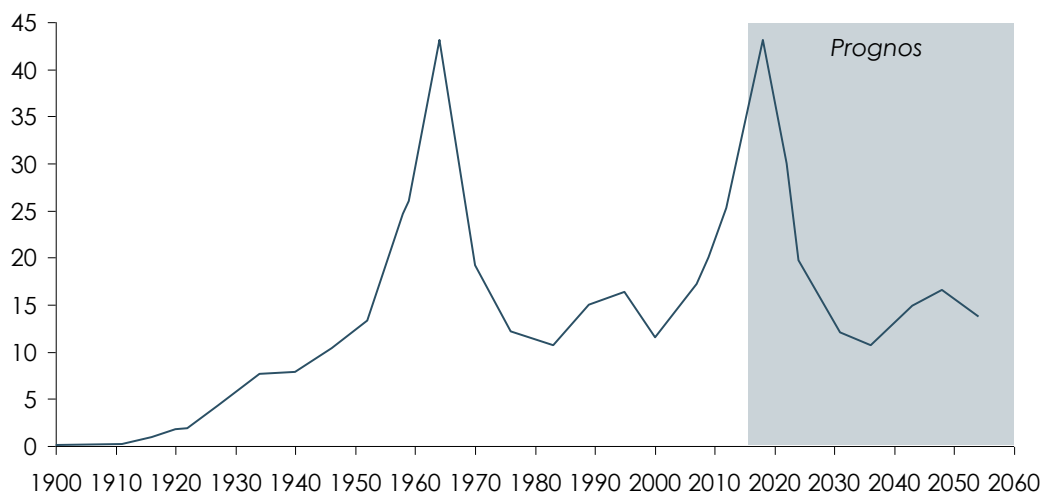
Dessa investeringar beror dock till stor del på ett ökat investeringsbehov kommande år för att uppgradera åldrande komponenter i nätet. I takt med att åldrande komponenter byts ut mot nya sker en kontinuerlig förbättring av effektiviteten i näten. Hela Europa befinner sig i en period av relativt höga investeringsvolymerna som beror på att anläggningar som byggdes på 1950- och 60-talet når sin tekniska livslängd, se Figur 2.4. I Sveriges region- och lokalnät är 70 procent av nätkomponenterna äldre än 20 år, och 37 procent äldre än 38 år.¹⁹

¹⁹ IVA, (2016). Framtidens elnät. En delrapport.

Figur 2.4 Europa är mitt inne i en period av stora investeringar i elnäten

Faktiska och förväntade investeringar i europeiska elnät, 1900-2060

Tusentals miljarder kronor



Källa: IVA (2016).

Således planerar många elnätsföretag i Sverige omfattande investeringar i sina nät.²⁰ Framförallt handlar investeringarna om vädersäkring, det vill säga nedgrävning av elledningar för att de inte ska rivas ner eller på annat sätt förstöras av stormar och annat hårt väder.²¹ Då det rör sig om omfattande arbeten är de planerade investeringarna över de närmaste åren ofta en del av större projekt som redan påbörjats. EON har till exempel investerat 20 miljarder i vädersäkring av elnäten under det senaste decenniet och planerar att investera ytterligare 12,5 miljarder 2017–2020.²²

Andra åtgärder

Elnätsföretagen genomför också andra åtgärder för att få ett mer effektivt nyttjande av näten. Något färre än hälften av alla elnätsföretag uppger att de sedan 2012 har genomfört andra åtgärder, se Figur 2.5 bland annat genom att se över utformningen av elnätstariffer till att i större utsträckning basera sig på effekt eller differentiering över tid. Därmed skulle kundernas incitament bli större att flytta sin förbrukning till perioder under dygnet när elpriset och belastningen på nätet är lägre.

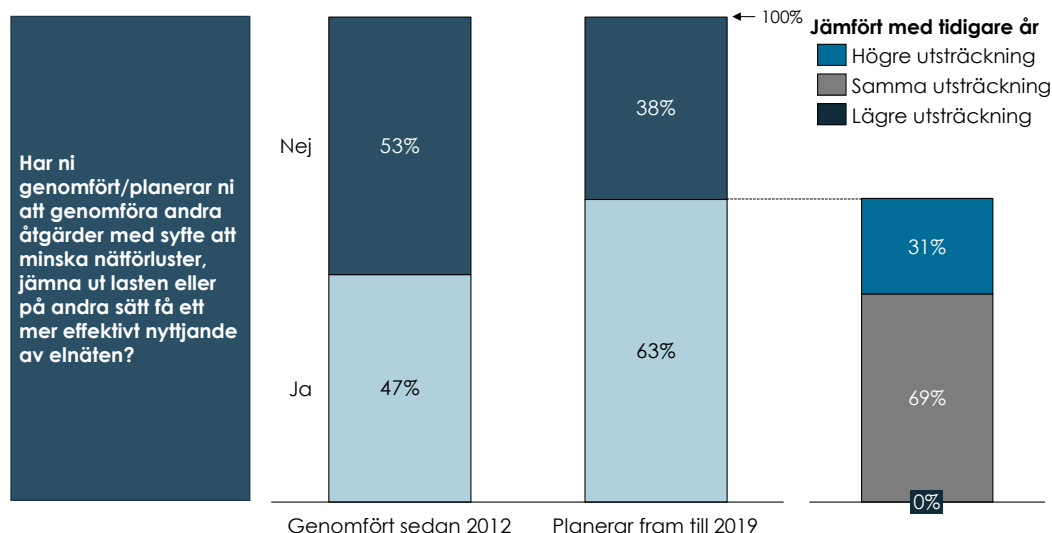
Något fler, ungefär 6 av 10 elnätsföretag, planerar att genomföra sådana åtgärder fram till 2019. Av företagens svar framgår att detta främst rör sig om att göra elnätstariffer mer rörliga eller baserade på effekt, samt förbättrad mätning.

²⁰ Copenhagen Economics enkät till elnätsbolag.

²¹ Kraftringen, <https://www.kraftringen.se/Privat/El/Elnat/investeringar-i-elnatet>

²² E.ON, (2017). http://invkarta.eon.se/desktop/?_ga=1.211977748.1205729748.1490879314.

Figur 2.5 Hälften av elnätsföretagen har genomfört andra åtgärder för att få ett mer effektivt nyttjande av nätet



Not: 57 företag har angett investeringsplaner sedan 2012. 56 företag har angett investeringsplaner fram till 2019. Resultat är bearbetningar av svar på fråga 7 och 9 i enkäten.

Källa: Copenhagen Economics enkät till elnätsföretag.

2.3 Många elnätsföretag satsar på smarta elnätslösningar, men investeringarna är små jämfört med investeringar i 'traditionell' teknik

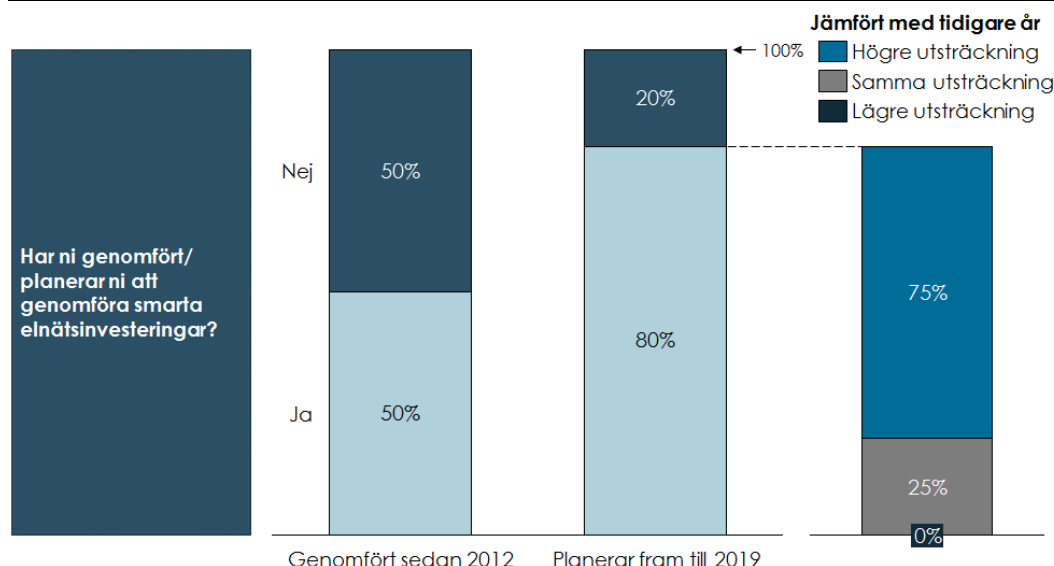
Ett effektivt nyttjande av elnäten kan bland annat uppnås med hjälp av olika smarta elnätslösningar. Genomgången i avsnitt 2.2 visar att många av de investeringar som elnätsföretagen genomför med syfte att minska nätförluster, jämnar ut lasten eller på andra sätt få ett mer effektivt nyttjande av elnäten snarare rör sig om traditionella investeringar. I enkäten anger de flesta som exempel på åtgärder som de har gjort för att öka effektiviteten i byte av transformatorer och nätstationer, förstärkning av nätet genom exempelvis grövre ledningar, och nedgrävning av luftledningar.²³

Likväl genomför många elnätsföretag investeringar i smarta elnätslösningar.²⁴ Åtta av tio företag uppger att de planerar att genomföra investeringar i smarta elnätslösningar fram till 2019. Detta rör sig framförallt om investeringar i mer avancerad mätning och datainsamling. Andelen är betydligt högre än andelen företag som har investerat i smarta elnätslösningar sedan 2012, då ungefär hälften har gjort sådana investeringar, se Figur 2.6. Tre fjärdedelar av företagen räknar med att mängden investeringar kommer att öka fram till 2019 jämfört med idag.

²³ Copenhagen Economics enkät till elnätsbolag, baserat på fritextsvar till fråga 6.

²⁴ I Copenhagen Economics enkät till elnätsföretagen definierades 'smarta elnät' som... [] "ett elnät som i ökad utsträckning utnyttjar IT och kommunikationsteknik samt avancerad mätning, övervakning och styrning. Ett viktigt inslag är också insamling, bearbetning och analys av mycket stora datamängder genom avancerad beräkningsteknik och ny mjukvara". (SOU 2014:84, s. 30)".

Figur 2.6 Hälften av elnätsföretagen har genomfört smarta elnätinvesteringar, och fler planerar att göra så fram till 2019

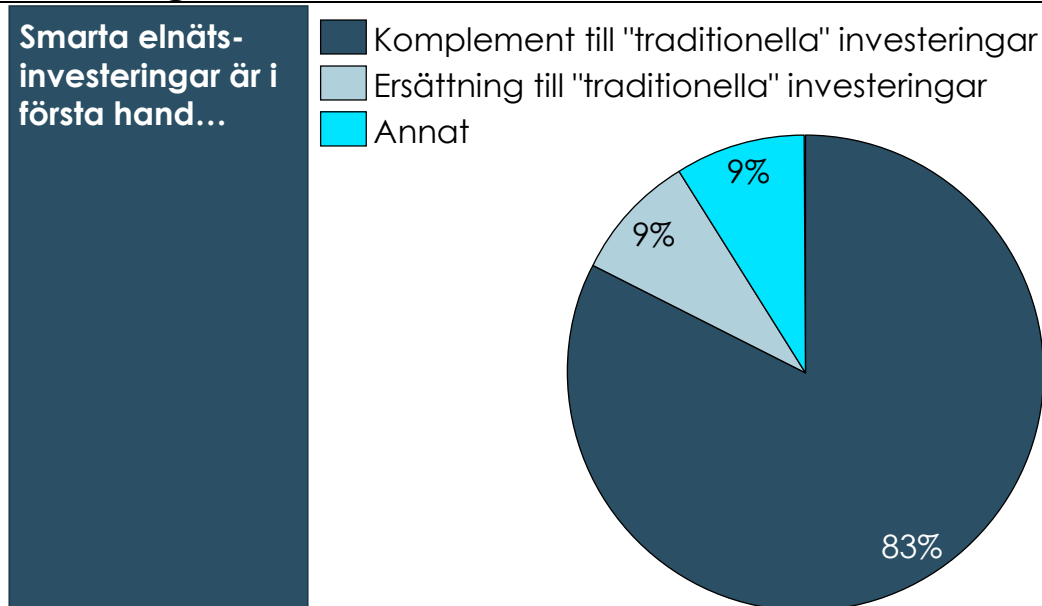


Not: 61 företag har angett investeringsplaner sedan 2012. 59 företag har angett investeringsplaner fram till 2019. Resultat är bearbetningar av svar på fråga 4 och 5 i enkäten.

Källa: Copenhagen Economics enkät till elnätsföretag.

Även om en betydande andel av elnätsföretag har genomfört eller planerar att genomföra investeringar i smarta elnätslösningar uppger de företag som svarat på frågan att dessa investeringar utgör en liten andel av företagens sammanlagda investeringar. De flesta företag, fler än 8 av 10, ser smarta elnätslösningar som komplement till traditionella investeringar, se Figur 2.7. Detta beror framförallt på att intäktsramsregleringen premierar investeringar i traditionella lösningar, men även att företagen ser risker med att ersätta en fysisk förstärkning av elnätet med smarta elnätslösningar.

Figur 2.7 Smarta elnätsinvesteringar ersätter inte traditionella investeringar



Not: Total summerar inte till 100 % på grund av avrundningsfel. 57 företag har besvarat frågan. Resultat är bearbetningar av svar på fråga 10 i enkäten.

Källa: Copenhagen Economics enkät till elnätsföretag.

Utöver de investeringar som framkommer från enkäten till elnätsföretag, pågår ett antal större projekt kopplade till smarta elnät runtom i Sverige som syftar till att utveckla och testa smarta elnätslösningar där elnätsföretag är inblandade. Ett av de största projekten är Smart Grid Gotland, som pågått sedan 2012 och avslutas i juni 2017.²⁵ Där har Gotlands Energi utvecklat ett smart elnät tillsammans med Vattenfall, ABB, Svenska Kraftnät, Schneider Electric, KTH och Energimyndigheten. Detta upplägg, med samarbeten mellan elnätsföretag, kommuner, myndigheter, multinationella svenska företag och forskare, återfinns även för projektet *Smart Energy City* i Norra Djurgårdsstaden. Ofta kombineras smarta elnätsprojekt med ett (planerat) införande av en stor andel förnybar elproduktion från sol och/eller vind, se Tabell 2.1.

²⁵ SmarGrid Gotland, <http://www.smartgridgotland.se/>

Tabell 2.1 Ett urval av smarta elnätsprojekt i Sverige

Projektnamn	Deltagare	Syfte
Smart Grid Gotland	Gotlands Energi AB Vattenfall ABB Svenska Kraftnät Schneider Electric Energimyndigheten Kungliga Tekniska högskolan (KTH)	Smart Grid Gotland är ett forsknings-, utvecklings-, demonstrations- och pilotprojekt. Målet är att utveckla smarta elnät för att bättre kunna utnyttja förnybara energikällor som sol- och vindenergi, samt utveckla energismarta hem där användarna interaktivt kan påverka sin energiförbrukning. Övervakning ger möjlighet att styra efter behov och säkra elförsörjningen med starka elnät. Alla komponenter i elnätet kan kommunicera med övergripande styrsystem och driftcentralens operatörer och det finns därmed möjlighet att koppla om vid avbrott. Med hjälp av lösningar för smartare elnät kan konsumenten aktivt styra sin energianvändning och välja att använda energin när den är billigast eller miljövänligast.
Smart Energy City i Norra Djurgårdsstaden	ABB Fortum Ericsson Electrolux Kungliga Tekniska högskolan	Målet är att utveckla smarta elnät för att bättre kunna utnyttja förnybara energikällor som sol- och vindenergi, samt utveckla energismarta hem där användarna interaktivt kan påverka sin energiförbrukning. Med hjälp av lösningar för smartare elnät kan konsumenten aktivt styra sin energianvändning och välja att använda energin när den är billigast eller miljövänligast.
Smart Grid Hyllie	Malmö Stad VA Syd EON	Demonstrationsprojekt för hållbara städer och smarta nät. Fokus på energiförsörjning, infrastruktur, transportlösningar och klimatsmart konsumtion. Interaktiv informationsteknik och visualisering.
Kraftsamling Smarta Nät Västra Götalandsregionen	Business Region Göteborg Chalmers Tekniska Högskola Innovatum AB Högskolan i Skövde Johanneberg Science Park Naturbruksgymnasiet Sötåsen SP Sverige Tekniska Forskningsinstitut (numera RISE) Västra Götalandsregionen	Stimulerar innovation och marknadsför kunskap, kompetens och teknik kring smarta nät i Västsverige. Speciellt inriktade på energieffektivisering och användarsidans funktioner och behov. Möjliggör för företag och institutioner att snabbt testa lösningar för smarta nät i befintlig struktur. Flera delprojekt och många aktörer i kreativ samverkan. Satsningen syftar till att ta vara på de möjligheter som finns inom användarsidan av smarta nät. Ambitionen är att samla och utveckla kunskap kring användarrollen och bli en plattform för kunskapsspridning och teknikutveckling.
KlokEI	Upplands Energi Sustainable Innovation (SUST) Ngenic Energimyndigheten	Projekt för att effektivisera användning av värmepumpar i Uppland. Ett antal hundra kunder fick installera Ngenic Tune, en termostad som består av tre dosor och en app för systemet eller surfplatta. Ngenic Tune samlar information från innegivaren och utegivaren genom Ngenics molntjänst via hushålllets internetuppkoppling, för att sedan beräkna hur hus ska styras på bästa sätt för att alltid hålla den önskade temperaturen som anges av kunden.

Källa: Forum för smarta elnäts webbplats; KlokEIs webbplats (http://www.upplandsenergi.se/energiprodukter/35696.klokel_information.html), intervju med Björn Berg, vd Ngenic.

Ett hinder för projekt som bygger på att få kunder att själva välja att anpassa sin förbrukning efter exempelvis prissignaler, är att det kan vara svårt att skapa tillräckliga incitament för kunderna att faktiskt bli mer flexibla i sin användning. Tidigare studier visar att de ekonomiska besparingarna för elkunder vid att ställa om sin förbrukning är mycket små.²⁶ Ett projekt som har försökt komma runt detta problem är KlokEl, ett projekt som genomförs av ett antal parter för Upplands Energis kunder. Kunderna som deltar i projektet bestämmer inte själva när deras elförbrukning flyttas, utan går med på att låta sin förbrukning styras utan komfortförlust. Under en höglasttimme 2016 lyckades projektet omfördela lasten från ca. 100 hushåll till andra tider på dygnet och därmed spara 60,000 kronor för nätägaren Upplands Energi. Motsvarande kostnadsbesparing för de ca. 100 hushållen var sammanlagt enbart 600 kronor, alltså ca. 6 kronor per hushåll, vilket illustrerar svårigheten att använda prissignaler för att förmå kunder att bli mer flexibla i sin elförbrukning.

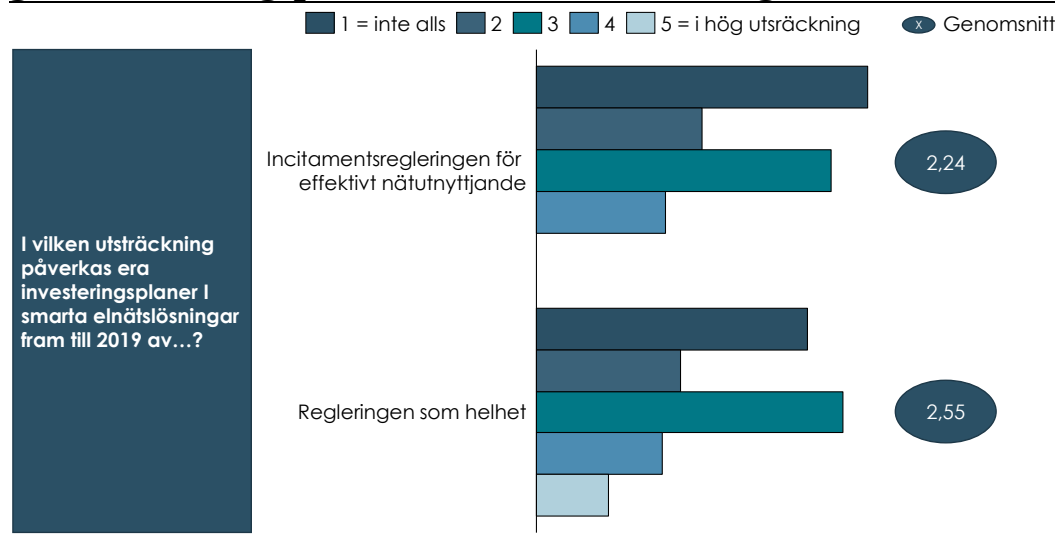
2.4 Dagens elnätsreglering främjar inte framväxten av ett smart elsystem

Genomgången ovan visar att många elnätsföretag genomför investeringar i smarta elnätslösningar, samt att ett antal bolag deltar i mer omfattande smarta elnätsprojekt som genomförs runtom i Sverige. Av enkäten till elnätsföretagen framkommer dock att dessa investeringar, och andra åtgärder, i väldigt liten utsträckning drivs av incitamenten i dagens elnätsreglering.

I Copenhagen Economics enkät anger en majoritet av de svarande elnätsföretagen att incitamentsregleringen ger små incitament att genomföra investeringar i smarta elnätslösningar, se Figur 2.8. På frågan om hur incitamentsregleringen för effektivt nätutnyttjande påverkar investeringar svarar de flesta företag ”inte alls”. Baserat på fritextsvaren verkar detta i första hand bero på att incitamentsregleringen ger svag styrning i förhållande till andra delar av regleringen. På frågan om hur intäktsramsregleringen påverkar investeringsplaner i smarta elnätslösningar svarade också en stor del ”inte alls”. Vad detta beror på verkar vara något mer splittrat. Vissa företag anser att andra drivkrafter än intäktsramsregleringen styr deras investeringar, till exempel ingenjörsmässiga överväganden som att fokusera på att minska driftstörningar (vilket det dock också finns incitament för i regleringen) eller att byta ut åldrande komponenter, snarare än ekonomiska eller regleringsmässiga faktorer. Andra företag pekar på att intäktsramsregleringen är svag i förhållande till faktorer som ligger utanför elnätsföretagens kontroll, till exempel låga elpriser. Vissa företag har inte tid eller resurser att sätta sig in vad intäktsramsregleringen innebär för deras investeringsbeslut. För ytterligare några få företag är intäktsramsregleringen inte en begränsande faktor över huvud taget.

²⁶ Broberg, et al. (2014).

Figur 2.8 Nuvarande reglering har inte stor påverkan på företagens investeringsplaner i smarta elnätslösningar



Not: 51 företag har besvarat frågan om regleringen som helhet. 50 företag har besvarat frågan om incitamentsregleringen. Resultat är bearbetningar av svar på fråga 14 och 15 i enkäten.

Källa: Copenhagen Economics enkät till elnätsföretag.

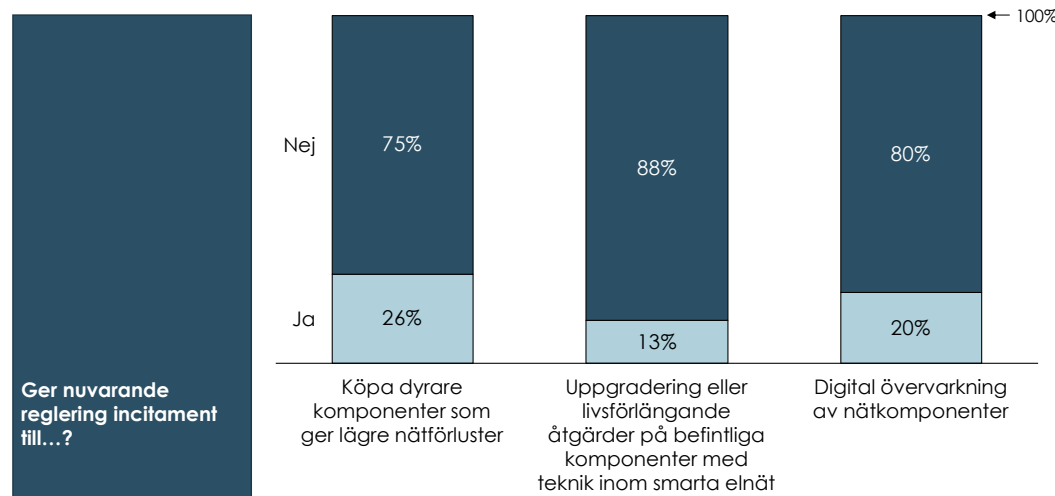
Nästan lika många svarar "3", alltså att påverkan ligger mittemellan "inte alls" och "i hög utsträckning". Incitamentsregleringen har alltså, för en betydande del av företagen, en viss påverkan på investeringsplanerna i smarta elnätslösningar. En något större andel svarar "3" på om intäktsramsregleringen som helhet påverkar investeringsplaner i smarta elnät. Baserat på fritextsvar på frågorna verkar det som att investeringar i första hand genomförs av tekniska faktorer såsom kapacitetsbrist och bristande leveranssäkerhet. Men även regleringsmässiga överväganden spelar en roll i investeringsbeslut genom de ekonomiska styr signaler som regleringen skickar. Incitamentsregleringen kan ge en liten skjuts till att effektivisera nätet, men detta verkar inte vara den största drivkraften i regleringen. Detta handlar dock i första hand om att regleringen styr mot kapitalintensiva investeringar, snarare än utgifter som leder till effektivare drift. Regleringen påverkar företagens beslut med andra ord, men snarare åt att andra åtgärder genomförs än investeringar i smarta elnätsinvesteringar för att få till stånd ett effektivare nät.

Samtidigt är det viktigt att poängtera att intäktsramsregleringen inte är den enda drivkraften som styr företagens investeringar. Detta gäller inte minst då olika ägarformer kan innebära att elnätsföretagen har olika målsättningar med sin verksamhet. Vissa företag har till exempel fattat beslut om att inte höja sina elnätsavgifter under ett antal år, till exempel Upplands Energi, som drivs som en ekonomisk förening.²⁷ Samtliga elnätsföretag utnyttjar heller inte hela intäktsramen, något som framkommer i enkätsvaren till studien. Det är därför inte särskilt överraskande att regleringen inte har en särskilt stark påverkan på företagens investeringsbeslut.

²⁷ Upplands Energis webbplats, http://www.upplandsenergi.se/omoss/38568.media_om_kraftiga_hojningar_av_elnatsavgift.html

En majoritet av elnätsföretagen uppger att dagens reglering inte ger incitament att välja dyrare komponenter som ger lägre nätförluster, uppgradera befintliga komponenter, eller installera digital övervakning av nätkomponenter.

Figur 2.9 Nuvarande reglering ger inte incitament till investeringar i smarta elnätslösningar



Not: 51, 48 respektive 49 företag har besvarat frågan om komponenter, uppgradering respektive digital övervakning. Resultat är bearbetningar av svar på fråga 20, 21 och 29 i enkäten.

Källa: Copenhagen Economics enkät till elnätsföretag.

Livsförlängande åtgärder motverkas av att regleringsmodellen främjar en förnygring av näten, vilket gör att många företag väljer att byta ut hela anläggningar, snarare än att uppgradera dem. Detta gäller särskilt tillgångar som är äldre än 50 år, och beror på att avskrivningsmetoden ändrades inför den innevarande tillsynsperioden.

Sex anledningar till att regleringen inte ger stöd till smarta elnätsinvesteringar

Genom detaljerade svar på enkätfrågorna och intervjuer framkommer det att den övergripande slutsatsen att elnätsregleringen inte ger stöd till smarta elnätsinvesteringar grundar sig på sex faktorer.

Vad gäller incitamentsregleringen för effektivt nätutnyttjande finner vi två faktorer:

1. Incitamenten är för små jämfört med andra parametrar i regleringsmodellen och för svåra att påverka.
2. I mindre företag är kännedomen om incitamentsregleringens påverkan på företagets intäktsram för liten.

Det finns dessutom fyra problem med regleringsmodellen som helhet som motverkar framväxten av smarta elnät.

3. Normprislistor och avskrivningstider är starkt drivande i elnätsföretagens investeringsbeslut. Det finns för lite differentiering i dessa för att faktiska priser och livslängder för smartare lösningar med högre inköpspris ska reflekteras.
4. Fördelningen mellan driftskostnader (OPEX) och kapitalkostnader (CAPEX) i regleringsmodellen främjar kapitalintensiva investeringar, det vill säga 'traditionella' investeringar såsom ledningar och anläggningar, framför digitala lösningar.
5. Effektiviseringar i OPEX får bara behållas under maximalt sex år.
6. Det finns en osäkerhet kring regleringen av elnätsföretagens verksamhet på grund av frekventa förändringar i regleringsmodellen under de senaste tjugo åren. Detta leder till en regulatorisk risk för elnätsföretagen och en ovilja att genomföra vissa investeringar i allmänhet.

Vi går nedan igenom dessa i mer detalj.

Incitamenten är för små jämfört med andra incitament i regleringsmodellen, eller för svåra att påverka

Överlag anser elnätsföretagen att effekten av indikatorerna i intäktsramsregleringen vara för liten för att ha någon större påverkan på företagens investeringskalkyler.²⁸ Copenhagen Economics enkät visar att effektivt nyttjande av nätet är liten drivkraft för företagen att genomföra smarta elnätsåtgärder (5 svar). Sådana åtgärder syftar istället till att ge stabilare nät med högre leveranssäkerhet (14 svar), vilket får tolkas till att bidra till ökad kundnytta (8 svar), se Figur 2.10.

Figur 2.10 Leveranssäkerhet är den främsta drivkraften bakom åtgärder som främjar smarta elnät



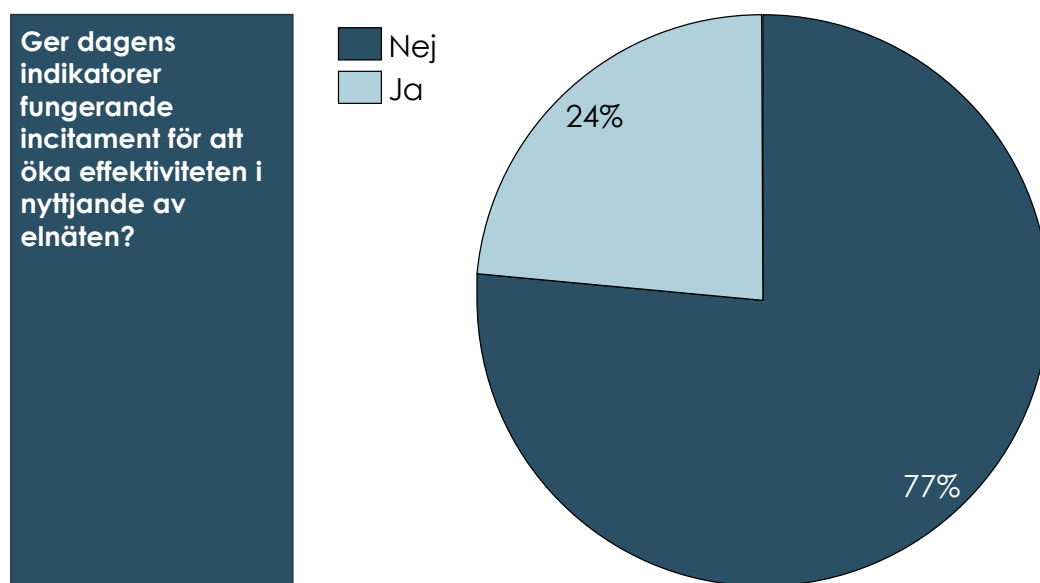
Not: 48 företag har besvarat frågan. Resultat är bearbetningar av fritextsvar på fråga 13 i enkäten.

Källa: Copenhagen Economics enkät till elnätsföretag.

²⁸ Copenhagen Economics intervju med företrädare för ett elnätsföretag

Fler än tre fjärdedelar av elnätsföretagen som svarar anger att dagens indikatorer inte ger fungerande incitament att öka effektiviteten i nyttjande av elnäten. Det är heller inte troligt att detta drivs av de incitament som ska främja leveranssäkerhet. De flesta elnätsbolag anser inte SAIDI och SAIFI ger några (betydande) incitament för att förbättra dessa indikatorer. Arbetet för en ökad leveranssäkerhet verkar i första hand drivas av egna ambitioner att göra kunderna nöjda.

Figur 2.11 Dagens indikatorer ger för svaga incitament att öka effektiviteten i nyttjande elnätet



Not: 51 företag har besvarat frågan. Resultat är bearbetningar av svar på fråga 25 i enkäten. Andelarna summerar inte till 100 % på grund av avrundningsfel.

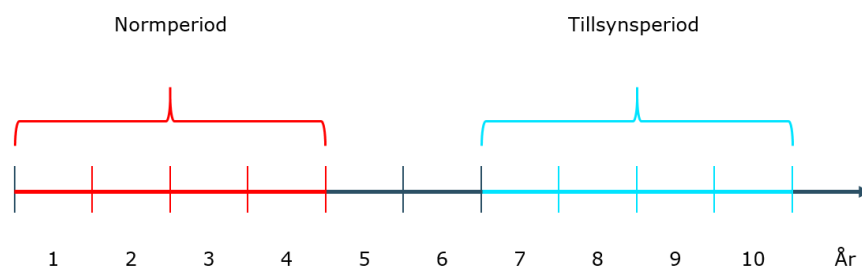
Källa: Copenhagen Economics enkät till elnätsföretagen.

För indikatorn för *nätförluster* är problemet framförallt att den ger små incitament att välja smarta lösningar. Detta beror dels på att de stora besparingarna ligger i att byta kablar, transformatorer och andra traditionella investeringar, dels på att företagen inte får behålla sina vinster från att förbättra indikatorn mer än sex år, se Box 2.2. Dessutom nollställs referensvärdet varje tillsynsperiod eftersom företagen jämförs med sin egen prestation. På Energimarknadsinspektionens initiativ pågår just nu ett examensarbete som utreder möjligheten att ha en norm baserad på benchmarking mot jämförbara nätföretag, med liknande objektiva förutsättningar. Det skulle bli rättvisare och framförallt skulle påverkan av investeringar ha påverkan under hela investeringens livslängd.

Box 2.2 Minskade nätförluster ger små ekonomiska vinster

Ett företag som står inför en investering som kan minska nätförlusterna får idag behålla maximalt halva värdet av förlustminskningen. Den grundläggande problematiken består i att företagen dels endast blir delvis kompenserade för besparingen, dels att jämförelser mot egen historisk prestation över tid urvattnar effekten. Idag får företagen behålla halva besparingen, och den andra halvan ska tillfalla konsumenterna genom prissänkningar. Besparingarna justeras även mot den egna historiska prestationen, vilket över tid urvattnar effekten.

Historisk prestation mäts genom en normperiod om fyra år, som ligger två år efter den nuvarande tillsynsperioden, se Figur B2.1. Detta innebär att företaget kan behålla vinsten i maximalt sex år, efter vilket den kommer vara inkluderad i normperioden. Beroende på när under regleringsperioden investeringen får effekt, kan företaget ta del av besparingen under två eller tre perioder, totalbeloppet är dock i princip detsamma, motsvarande sex år med halv vinstbehållning för företaget, se nuvärdesberäkning i Tabell B2.1.

Figur B2.1

När normperioden "kommit ikapp" förlustminskningen och omfattar år där denna är inkluderad, blir besparingen jämfört med normperioden noll. Ersättningen till företaget blir därmed också noll, trots att den fortfarande utgör en samhällsekonomisk vinst. Om investeringen leder till besparingar under mer än sex år så kommer andelen av den totala besparingen som tillfaller företaget alltså att vara mindre än hälften. Om investeringen har en livslängd på 40 år och ger samma minskning av nätförluster över hela livscykeln, innebär detta att företaget får del av ca 13 procent av den totala samhällsvinsten, se Tabell B2.1 och B2.2.

Tabell B2.1

	Tillsynsperiod			Motsvarande normperiod		
	1: 2016–19	2: 2020–23	3: 2024–27	1: 2010–13	2: 2014–17	3: 2018–21
Första effekt	År med minskade nätförluster			Normerande år som inkluderar minskade nätförluster		
2016	4	4	4	0	2	4
2017	3	4	4	0	1	4
2018	2	4	4	0	0	4
2019	1	4	4	0	0	3

Tabell B2.2

	Utbetalningsår			NV, DSO:s vinst, 4,53 % real kalkylränta	NV, samhälls- vinst, 40 år	Andel
	1: 2020	2: 2024	3: 2028			
Första effekt	Ersättning till företaget (antal år med ersättning/2)			2,38	18,32	13,0 %
2016	2	1	0			
2017	1,5	1,5	0	2,41	18,32	13,2 %
2018	1	2	0	2,45	18,32	13,4 %
2019	0,5	2	0,5	2,42	18,32	13,2 %
Genomsnitt				2,42	18,32	13,2 %

Not: Nuvärdesberäkningen utgår från att värdet av de minskade nätförlusterna (MWh*pris per MWh) är 1. Nuvärdesberäkningen är en replikering av nuvärdesberäkningen i Yard, S., (2016). NV=Nuvärde, DSO=Elnätsbolag (*Distribution System Operator*).

Källa: Copenhagen Economics baserat på Yard, S., (2016). Minskning av förlustel lönar sig knappast i praktiken: otillräckliga incitament för elnätsföretagen att effektivisera samt olämpliga principer för bestämning av nuansaffningsvärden.

För indikatorn *belastning*, är det huvudsakliga problemet att den är för svår för elnätsföretagen att påverka. Indikatorn baseras på medellastfaktorn, eller kvoten mellan maximal och medeleffekt i nätet under ett dygn. Medellastfaktorn har ett värde mellan 0 och 1, där en etta innebär en helt jämn belastning över dygnet. Den genomsnittliga lastfaktorn för året multipliceras med de besparingar elnätsbolaget kunnat göra mot överliggande och angränsande nät. Vid en helt jämn belastning får företaget alltså behålla hela besparingen, medan behållningen sjunker ju mer ojämn belastningen varit.

Utformningen av denna indikator ger i teorin korrekta signaler om att jämna ut belastningen på nätet, men i praktiken får faktorer som ligger utanför elnätsbolagens kontroll ett för stort genomslag på indikatorn. En prisförändring i angränsande nät har exempelvis en större effekt på indikatorn än vad en förbättring av lastfaktorn får. De överliggande näten har dock monopol och elnätsbolagen saknar möjlighet att förhandla om det pris

som sätts. För att dessa kostnader ska sänkas krävs samtidigt en transparent process så att den faktiska mängden el som köps in också kan anpassas efter ett lägre behov.

Även lastfaktorn styrs av flera opåverkbara faktorer som vädret, vilket minskar incitamenten att arbeta med denna. Ett år med ovanligt milt väder kan ge ett bättre resultat ett år, och att jämföras med sitt eget bästa resultat kan därför anses orättvist.

Ytterligare ett problem är att lastfaktorn bedöms på dygnsbasis, men för att ge en starkare signal att sänka kostnader och investera i lösningar som ökar effektivitet i nätutnyttjandet skulle incitamenten kunna riktas för att få bort effekttopparna som inträffar under årets kallaste månader då elen är värd mer och utgör en starkare kostnadsdrivare för elnätsföretagen. Exempelvis skulle den pågående utredningen vid Energimarknadsinspektionen om högre vikt på dagar med högre last kunna vara en möjlig lösning.

Vissa mindre elnätsföretag har bristande kännedom om hur incitamentsmodellen fungerar och styrs därmed inte av indikatorerna

En del mindre elnätsföretag har inte resurser att sätta sig in i och förstå hur incitamenten i regleringsmodellen påverkar deras intäktsramar i samband med investeringsbeslut.²⁹ Dessa elnätsföretag tar därmed inte med incitamenten i beräkningen.

Många företag har heller inte kännedom om hur deras nätlastkurvor ser ut, det vill säga fördelningen av lasten på nätet över året.³⁰ Under ett år är det vanligtvis ett fåtal timmar där effekttuttaget är mycket högt, och en 'svans' av timmar med lägre förbrukning. Det är de fåtal timmarna med högt effekttuttag som styr dimensioneringen av nätet. Indikatorerna i incitamentsregleringen strävar också efter att få ner dessa effekttoppar. Om företagen inte känner till när dessa höglasttimmar inträffar eller varför, blir det svårt för incitamenten i nätregleringen att få ett genomslag på deras investeringsbeslut.

Det finns för lite differentiering mellan smarta investeringar och andra investeringar i normprislistor och avskrivningstider

Ett stort hinder för investeringar i smarta komponenter är att verkliga priser och tekniska livslängder för smarta komponenter inte reflekteras i de normprislistor och ekonomiska avskrivningstider som elnätsföretagen baserar sina investeringsbeslut på. Ibland saknas vissa komponenter helt.

Idag finns endast två avskrivningstider: 40 år för anläggningar (ledning, stationer, transformatorer och kringutrustning) eller 10 år för system för drift och övervakning eller system för beräkning eller rapportering vid mätning av överförd el. Detta anses vara alltför trubbigt.³¹ Smarta komponenter har ofta betydligt kortare teknisk livslängd än anläggningar. Det finns i vissa fall en dissonans mellan den tekniska livslängden på dessa komponenter och anläggningen den installeras i, jfr Tabell 2.2.

Om en smart komponent installeras i en transformator med avskrivningstid på 40 år är avskrivningstiden på komponenten också 40 år. Investeringar i högteknologiska smarta

²⁹ Copenhagen Economics enkät till elnätsföretag, april 2017.

³⁰ Copenhagen Economics intervju med företrädare för leverantör av elnätsteknologi.

³¹ Copenhagen Economics intervju med företrädare för ett större elnätsföretag

produkter får därmed lägre lönsamhet. Incitamenten är därmed låga för kvalitet som möjliggör en längre livslängd, samt för underhåll som förlänger livslängden bortom avskrivningstiden.

Tabell 2.2 Exempel på dissonans i intäktsregleringen för modern teknik

Anläggningstillgång	Ungefärlig teknisk livslängd (år)	Reglermässig avskrivningstid (år)
Fjärrkontrollterminaler	15	40
Digitala kontrollanläggningar	17	40
Sensorer	10	saknas
Elkvalitetsmätare	15	10
Felindikatorer	15	saknas
Allmän kommunikationsutrustning	8	saknas

Källa: Finnström et al. (2016).

I normprislistor saknas även differentiering för smarta varianter av komponenter, och den extra kostnaden för att investera i en smartare produkt bärs helt av elnätsbolaget. Normprislistan har en stor inverkan på företagets investeringsbeslut.³² Samtidigt finns i normprislistan, liksom för avskrivningstiderna, en trubbighet när det kommer till bättre kvalitet eller större finess.

Det finns en möjlighet att begära ersättning för anskaffningsvärdet, men denna process anses alltför komplicerad och kostsam för att löna sig, vilket resulterar i att detta begärs endast i enstaka fall för dyrare produkter. Samtidigt är detta en indikation på att nuvarande normprislistor är tillräckligt generösa för att företagen ska kunna acceptera den ersättning dessa anger, och de intervjuer och enkätsvar som samlats in har inte gett skäl att tro att nivån generellt är för låg.

Regleringsmodellen styr mot investeringar

I dagens modell gynnas investeringar (CAPEX) framför åtgärder som innebär ökade driftskostnader (OPEX). Företagen styrs idag mot investeringar som ökar kapitalbasen snarare än alternativ som höjer OPEX. Effektiviseringskrav på OPEX, men inte CAPEX, gör också OPEX-höjande åtgärder mindre intressanta.

Detta hindrar företagen från att själva optimera mellan de två kostnadstyperna. Ett exempel på en OPEX-lösning som skulle kunna ersätta en CAPEX-lösning är att betala kunder för att minska sin förbrukning under vissa perioder, jämfört med alternativet att öka kapaciteten i överföringsnätet. Det första skulle kunna kosta mindre, men incitamenten skulle ändå kunna styra mot det senare.

Effektiviseringar i OPEX får bara behållas under maximalt sex år

Elnätsföretagen får behålla överskottet på minskningar i OPEX genom exempelvis effektivisering. Den relativt korta tillsynsperioden leder dock till att eventuella vinster till följd

³² Copenhagen Economics intervju med företrädare för ett större elnätsföretag

av minskade driftskostnader snabbt försvinner. Detta innebär att incitamenten för effektiviserande åtgärder är ”mycket små”.³³ Principen är densamma som för minskade nätförluster, illustrerad i Box 2.2.

Regulatorisk osäkerhet leder till ökad risk och färre investeringar

För att elnätsföretagen ska agera på de incitament som regleringen är tänkt att ge krävs att det finns ett förtroende från företagen att regleringen kommer gälla under en lång tid framöver.

Sverige har redan haft ett flertal olika regleringsmodeller, vilket skapat en osäkerhet om hur länge den nuvarande modellen kommer gälla, och om nästa tillsynsperiod kommer innebära andra incitament för elnätsföretagen.³⁴ Exempelvis gynnade den tidigare regleringsmodellen ett gammalt men väl underhållet elnät, medan dagens regleringsmodell gynnar nyinvesteringar på kapital över 40 år.

Den regulatoriska osäkerheten leder till att företagen blir reaktiva, och agerar först när de vet säkert vad som gäller. Detta kan riskera att fördröja investeringar och andra åtgärder mot ett smartare elsystem. Rädslan är stor för *sunk investments*. Inte minst påverkar denna osäkerhet långsiktiga investeringar eftersom dessa löper störst risk hamna under en alternativ reglering.

Osäkerhet kring reglering påverkar också hur andra aktörer ser på smarta elsystem. En högre regulatorisk risk kan leda till att andra aktörer blir mindre benägna att ge sig in på olika marknader kopplade till ett smart elsystem.

2.5 Elnätsföretagen upplever att regleringen hindrar investeringar och andra åtgärder för smarta elnät

Incitamentsregleringen ger svaga incitament för företagen att genomföra investeringar i smarta elnätslösningar och genomföra andra åtgärder som främjar framväxten av ett smart elnät.

En majoritet av företagen som har svarat på Copenhagen Economics enkät pekar också på att problemen som pekas ut i det föregående avsnittet upplevs som hinder för framväxten av smarta elnät. Detta gäller såväl investeringar som andra åtgärder. 62 procent svarar att den nuvarande intäktsramsregleringen skapar hinder för investeringar i smarta elnätslösningar. 56 procent menar att det även finns hinder att genomföra andra åtgärder. Samtidigt upplever något fler än hälften av elnätsföretagen att det finns andra hinder utöver elnätsregleringen som också hindrar investeringar och andra åtgärder från att ske, se Figur 2.12.

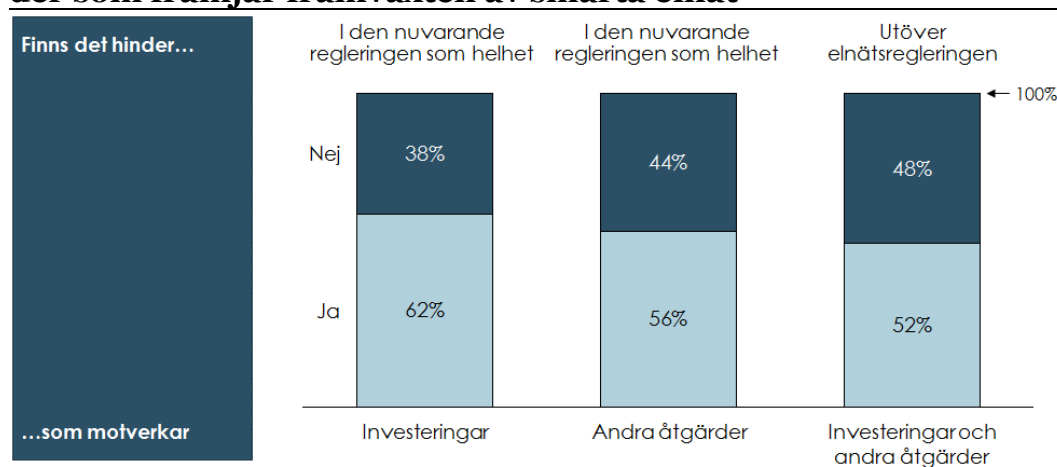
Framförallt uppger företagen att det är avsaknaden av smarta elnätslösningar i normprislistan och bristen på differentiering av avskrivningstider som utgör ett hinder att välja smarta lösningar framför konventionella lösningar.

³³ Copenhagen Economics intervju med företrädare för ett större elnätsföretag. För en diskussion om hur effektiviseringskrav på TOTEX skulle kunna förändra incitamenten se avsnitt 4.3.

³⁴ Copenhagen Economics intervju med företrädare för ett större elnätsföretag.

Dessutom uppger flera företag att det saknas direkta incitament att prova ny teknik och nya lösningar i mindre skala i pilotprojekt. Dessutom är det lagligt svårt att prova exempelvis olika tariffstrukturer mot en mindre grupp kunder då tarifferna inom samma nätområde måste vara icke-diskriminerande.

Figur 2.12 Det finns hinder mot investeringar och andra åtgärder som främjar framväxten av smarta elnät



Not: 47, 48 respektive 50 företag har besvarat frågan om regleringshinder för investeringar, regleringshinder för andra åtgärder respektive andra hinder för investeringar och andra åtgärder. Resultat är bearbetningar av svar på fråga 17, 18 och 22 i enkäten.

Källa: Copenhagen Economics enkät till elnätsföretag.

Fler än hälften av företagen menar också att det finns andra hinder utöver elnätsregleringen som hindrar investeringar i smarta elnätslösningar och andra åtgärder som främjar smarta elnät. Dessa hinder består framförallt av osäkerhet kring hur väl smarta elnätslösningar bidrar till att lösa de uppgifter som elnätsföretagen ska utföra. Till viss del beror detta på en brist på tid, personal och andra resurser för att skaffa sig kunskap om smarta elnätslösningar och vad de kan bidra till för företagen. Denna osäkerhet, kopplad till bristande incitament från regleringen, gör att smarta elnätslösningar för många företag framstår som ett dåligt *business case*. Företagen vill undvika att satsa på fel saker.³⁵

³⁵ Sammanställning av fritextsvar från Copenhagen Economics enkät till elnätsföretagen.

Kapitel 3

Omvärldsanalys av regleringsmodeller i tre andra länder

En del av uppdraget är att genomföra en omvärldsanalys för att förstå hur andra länder skapar incitament för att främja framväxten av smarta elnät. Vi fokuserar på tre länder: Storbritannien, Italien och Finland. Vi ger i nedanstående avsnitt en övergripande beskrivning av regleringsmodellen i dessa tre länder med betoning på hur regleringen anpassats med syfte till att främja smarta elnätslösningar. Vi tar också upp övergripande slutsatser från studier i ämnet. Specifika exempel och mer detaljerade resonemang görs i senare kapitel i samband med att vi identifierar olika regleringslösningar som skulle kunna vara aktuella för Sverige.

3.1 Övergripande slutsatser

Hur rätt incitament för investeringar och andra åtgärder skapas i en tid med föränderliga elsystem och snabb teknisk utveckling, är en frågeställning som många länder brottas med. Flertalet länder har genomfört mer eller mindre omfattande reformer av sin elnätsreglering för att anpassa den till nya omständigheter.

För att främja innovation och investeringar i smarta elnätslösningar samt andra lösningar som bidrar till att öka "smartheten" i elnäten rör sig allt fler länder mot mer flexibel reglering av elnätsföretagens verksamhet.³⁶ Det innebär ofta ökat fokus på att definiera mål (*outputs*) för elnätsföretagen och samtidigt ge ett stort mått av frihet i hur dessa mål ska nås, snarare än att styra vilka typer av aktiviteter elnätsföretagen ska ägna sig åt. Nästan alla länder i Europa använder idag olika typer av sådan outputreglering, snarare än att reglera exempelvis kostnader (jfr Box 3.1).³⁷

³⁶ Cambini, C. et al., (2016).

³⁷ Cambini, C. et al., (2016).

Box 3.1 Olika typer av regleringsmodeller

Det finns flera olika modeller för att reglera elnätsföretags verksamhet. Några av de vanligaste typerna är incitamentsbaserad och kostnadsbaserad, en kombination av de båda i en hybridmodell samt utfallsbaserad reglering.

Incitamentsbaserade modeller är vanligast i Europa. Grundtanken med dessa är att regulatorn *ex-ante* beslutar om vilket pris som får sättas eller vilka intäkter företagen får göra. Beslutet gäller över en viss tid, tillsynsperioden. Under dessa år justeras pristaket eller intäktsramen automatiskt, med förväntan om att ett företag bör kunna göra en viss vinst under prisplanen. Om företaget lyckas sänka sina kostnader och därmed göra en större vinst tillfaller denna företaget. Fördelen med denna modell är företagen har incitament att höja kostnadseffektiviteten. En nackdel är dock att det skapar en viss osäkerhet för företagen då de inte är garanterade att kunna sätta ett pris över sina faktiska kostnader. Investeringar som görs över en tidshorisont längre än tillsynsperioden riskerar också att äta upp lägre justeringar i pris/intäktsramar, vilket kan minska långsiktiga investeringar.

Kostnadsbaserade modeller (avkastningsmodeller) utgår från vilken avkastning företagen bör få och reglerar priserna *ex-post* utifrån kapitalinvesteringar (CAPEX) och driftskostnader (OPEX) som observeras. Frekventa utvärderingar används för att kontrollera att priserna ligger på en skälig nivå. En fördel med denna typ av reglering är en ökad säkerhet för de företag som är verksamma på marknaden. Så länge intäktsramen är tillräckligt hög kan nya investerare även lockas. En uppenbar nackdel är de låga incitamenten att investera i kostnadseffektivitet. Ett sätt att minska detta problem är genom att sätta ett tak på tillåten OPEX.

Hybridmodeller kombinerar ovanstående modeller. Vanligtvis är OPEX-regleringen kostnadsbaserad medan CAPEX regleras utifrån incitamentsmodeller. Syftet med hybridmodeller är att skapa incitament för investeringar samtidigt som osäkerheten inte blir alltför hög. Vanligtvis används en vinstdelningsmekanism som anger att en viss andel av kostnadsbesparingar (0–100 %) ska tillfalla konsumenterna.

Utfallsbaserade modeller inkluderar en eller flera parametrar som inte är direkt relaterade till elnätsföretagens kostnader. Exempelvis kan dessa vara kvaliteten på elleveransen (antal strömbrott och längd på dessa), eller implementering av smarta elmätare. Detta kan vara ett sätt att uppmåna till och styra investeringar, samtidigt som det kräver omfattande reglering. Det är heller inte självklart vad värdet av kvalitativa förbättringar är för (olika) konsumenter, eller hur dessa ska jämföras mellan företag med olika förutsättningar.

Källa: Copenhagen Economics baserat på Cambini, C. et al., (2016); Jenkins, J. D., et Pérez-Arriaga, I., (2014); Mandatova, P. et Lorenz, G., (2014).

En ökad flexibilitet i regleringar öppnar för att ta in drivkrafter som syns på en vanlig, oreglerad marknad. Ett tydligt exempel är den brittiska regleringsmodellen, RIIO³⁸. Under regleringsmodellen som finns på plats sedan 2011 kommer regleringsmyndigheten (Ofgem) och elnätsföretagen överens om ett antal outputs som elnätsföretagen måste leverera. Elnätsföretagen får sedan utforma och motivera en plan för hur dessa ska nås. Genom RIIO ges elnätsföretagen incitament att utvärdera smarta elnätslösningar på ett sätt som mer liknar affärsrättssiga grunder än vad som är brukligt under många regleringsmodeller: kostnaden för att uppnå vissa mål, snarare än hur målen uppnås. Detta har i olika

³⁸ RIIO står för Revenue = Incentives + Innovation + Outputs

utvärderingar framhävts som positivt för att främja innovativa lösningar: "Så RIIO säger inget om att man måste installera ett visst antal kablar, ett visst antal luftledningar, ett visst antal transformatorer. Den säger bara, du måste lösa problemet. Det ger oss verkliga möjlighet att använda innovation."³⁹

3.2 Storbritannien

I Storbritannien används sedan 2010 den så kallade RIIO-modellen för reglering av olika försörjningssektorer i Storbritannien. RIIO är en förkortning för Revenue = Incentives + Innovation + Output ("Intäkter lika med Incitament, Innovation och Output") och i modellen läggs stor vikt vid att ge incitament till innovation. Detta görs framförallt på två sätt: genom Priskontrollpaketet och Innovationsstimulanspaketet.

Innovation stimuleras genom att priskontrollerna som reglerar nättarifferna elnätsföretagen får ta ut är långsiktiga, outputdriva, incitamentsbaserade och bestäms ex ante. Priskontrollerna sträcker sig över åtta år och den nuvarande perioden gäller från 2015 till 2023. Genom priskontrollerna belönas företag som genomför framgångsrika innovationer men samtidigt straffas inte misslyckade innovationer. Modellen avser att ge kommersiella incitament till innovationer som krävs för att leverera ett hållbart energisystem till ett kostnadseffektivt pris. Företagsspecifika mål för kvalitet på elleverans bestäms för vart och ett av de 14 elnätsbolagen på lokalnivå, baserat på historiska resultat. Företag som överträffar kvalitetsmålen belönas i monetära mått medan de som inte når upp till målen straffas med högre kostnader.

Innovationsstimulanspaketet är ett tidsbegränsat incitament som kommer gälla åtminstone fram till 2023. Paketet består av tre delar:

- *Nätverksinnovationstävlingar (NIC)* genomförs årligen och där kan elnätsföretag vara med och tävla om finansiering till utveckling och demonstrering av nya teknologier samt operationella och kommersiella arrangemang. Fokus ligger på storskaliga, komplexa innovationsprojekt.
- *Nätverksinnovationsbidrag (NIA)* är en bestämd ersättning som samtliga elnätsföretag får ta del av. Bidragen ska gå till att finansiera småskaliga innovationsprojekt, antingen till små tekniska, kommersiella eller operationella projekt, eller till förberedelser inför större NIC-projekt. Elnätsföretagen kan få finansiering motsvarande 0,5–1 procent av de tillåtna intäkterna.
- *Innovations Roll-out Mekanism (IRM)* är en mekanism som justerar intäktsramen och gör det möjligt för företag att ansöka om ytterligare finansiering inom priskontrollperioden för initiativ med långsiktiga fördelar.

Två andra aspekter av landets reglering syftar till att driva innovation: användningen av en TOTEX-modell och en därtill kopplad mekanism som kallas TOTEX-incitamentmekanismen (TIM). TOTEX-metoden fungera på så sätt att en fast procentandel antas vara kapital- (CAPEX) respektive driftkostnader (OPEX), i motsats till att det görs en specifik uppdelning av varje enskilt företags kostnader. På så sätt undviker man att innovation

³⁹ Intervju med företrädare för ett brittiskt elnätsföretag i Hall, S., et& Foxon, T. J., (2014). Values in the Smart Grid: The co-evolving political economy of smart distribution. *Energy Policy*, 74, 600–609.

hämmas och undviker utdragna diskussioner om klassificering av kapitalkostnader och operativa kostnader. TIM uppmuntrar företag att använda innovation för att minska sina kostnader, genom att de får behålla 60 procent av de besparingar de gör, medan återstående 40 procent går till konsumenterna.

3.3 Italien

Italien har gått från en inputbaserad till en mer outputbaserad incitamentsreglering. Extra-WACC-metoden infördes 2008 och innebär att tillåten WACC-ränta justeras baserat på en ex ante-bedömning av elnätens leveranssäkerhet och förmåga att erbjuda konkurrenskraftiga priser. 2010 började Italien med en incitamentsreglering för investeringar i smarta elnät. I ett pilotprojekt valdes åtta smarta elnätsprojekt ut och de gavs incitament i form av en tvåprocentig ökning av WACC-räntan under en tolvårsperiod.

Idag använder Italien en hybridmodell med inputbaserade inslag, i form av pristak som ska täcka driftkostnader (OPEX), och en *cost-of-service metod* som ska täcka kapitalkostnader (CAPEX), kombinerade med outputbaserade incitament, kvalitetsreglering avseende längd och antal strömavbrott. Företag som uppnådde kvalitetsmålen belönas medan de som inte gjorde det straffas. Produktivitetsmål (X-faktorer) används för att omfördela effektivitetsförbättringar till kunder, enligt vinstdelningsmekanismen. Extra-WACC metoden kommer fasas ut till 2020.

År 2015 bytte Italien till en mer outputbaserad incitamentsreglering. Den nya regleringen började implementeras 2016 och innehåller en bonusmekanism som kommer implementeras på utvalda investeringar. Inledningsvis ligger fokus på två specifika teknologier: *network observability* och spänningskontroll för mellanspänningsnätverk.

Italien planerar att introducera en TOTEX-metod från och med 2020, kombinerat med incitamentsmenyer och output-baserade incitament. Den nya regleringen kommer även innehålla incitament till nya pilotprojekt för smarta städer, specifikt avseende efterfrågefleksibilitet, kundmedvetenhet och innovationslösningar för lågspänningsnätverk. Incitamentet kommer bestå av ett engångsbidrag och ett tvåårigt bidrag. Detta incitament kommer att införas på andra generationens smarta elmätare.

3.4 Finland

Elnätsverksamheten i Finland regleras av Energimyndigheten som ansvarar för att säkerställa skäliga elpriser och högkvalitativ elleverans. Den nuvarande utformningen av regleringen gäller för den fjärde och femte tillsynsperioden, 2016–2019 och 2020–2023. Utifrån tillsynsmetoden beräknas en skälig avkastningsgrad, baserad på elnätföretagens balansräkning och det faktiskt justerade resultatet, genom att justeringar görs av resultaträkningen. Justeringarna innefattar bland annat ett flertal incitament kopplade till innovation, investeringar, kvalitet och effektivisering.⁴⁰

⁴⁰ Energimyndigheten, (2015).

En av dessa justeringar, innovationsincitamentet är det huvudsakliga instrumentet i regleringen med syfte att uppmuntra till investeringar i smarta elnät. Avsikten med Innovationsincitamentet är att det ska leda till att elnätsföretagen ökar sina investeringar i forskning och utveckling. Incitamentet innebär att företagen har möjlighet att göra avdrag för upp till 1 procent av summan av nätverksamheternas omsättning i nätinnehavarens särredovisade resultaträkningar för tillsynsperioden. Kostnaderna måste vara direkt relaterade till framtagning av ny information, ny teknik, nya produkter eller nya verksamhetsformer, eller anknyta till planering av ett projekt. Målet är att det ska uppmuntra elnätsinnehavare till att verka för innovativa tekniska och operativa lösningar i sin verksamhet. Resultatet av projekten måste offentliggöras så att andra aktörer kan tillgodogöra sig resultaten i sina verksamheter. Till de viktigaste målen är framtagning och implementering av smarta elnät.⁴¹

Tillsynsmetoden för den föregående perioden, 2012–2015, innehöll ytterligare ett incitament till investeringar i smarta elnät. Utöver incitamentet för forskning och utveckling, liknande dagens Innovationsincitament, fanns ett incitament för installation av smarta mätare. Installation av smart meters var reglerat i den finska lagen men incitamentet, i form av en subvention, gjorde att implementeringen genomfördes snabbare.⁴²

⁴¹ Energimyndigheten, (2015). Tillsynsmetoder under fjärde (1.1.2016–31.12.2019) och femte (1.1.2020–31.12.2023) tillsynsperioden.

⁴² Gaia Consulting Oy, (2014).

Kapitel 4

Incitament och reglering för att främja smarta elnät

Vi har i tidigare kapitel pekat på att den svenska incitamentsregleringen inte ger tillräckliga incitament för företagen att genomföra investeringar och andra åtgärder som främjar framväxten av smarta elnät. Dessutom finns det delar av intäktsramsregleringen som helhet som företagen upplever utgör ett hinder för satsningar på smarta elnätslösningar. Vi har också beskrivit hur andra länder har anpassat, och i vissa fall genomfört omfattande reformer av sin reglering med syfte att främja innovation och investeringar i smarta elnät.

Syftet med detta kapitel är att presentera en sammanställning över möjliga regulatoriska lösningar kopplat till elnätsföretagens verksamhet för att främja framväxten av smarta elnät. Dessa tar dels avstamp i lösningar som har införts i andra länder, och dels i idéer för lösningar på de problem som framkommit i intervjuer med experter och enkäten till elnätsföretagen.

4.1 Fyra möjliga typer av lösningar

Vi identifierar fyra typer av lösningar för att stärka incitamenten för elnätsföretag att främja framväxten av smarta elnät.

För det första skulle förändringar kunna göras i den befintliga regleringsmodellen. Genomgången i kapitel 2 visar på ett antal skevheter i den befintliga regleringsmodellen som skulle kunna rättas till. Detta skulle innebära att den befintliga modellen behålls intakt, men justeringar görs på de olika komponenterna i regleringen.

För det andra skulle hela regleringsmodellen för elnätsföretagen kunna förändras. Detta skulle innebära att den befintliga regleringsmodellen skulle göras om. Ett exempel är att gå till en modell som reglerar totala kostnader (TOTEX), istället för att drifts- (OPEX) och kapitalkostnader (CAPEX) regleras var för sig. En sådan lösning skulle ge större frihet till elnätsföretagen att själva optimera mellan OPEX och CAPEX. Det finns även mer omfattande ändringar av den befintliga regleringsmodellen som skulle kunna genomföras för att blir mer innovationsvänlig, där större frihet lämnas åt elnätsföretagen att välja lösningar för att uppnå i förväg definierade utfall. En sådan utveckling sker i vissa länder redan idag, och exempel och lärdomar finns att hämta från dessa, däribland till exempel Storbritannien.

För det tredje skulle incitament som specifikt främjar vissa typer av lösningar, exempelvis innovativa eller miljövänliga investeringar övervägas. Detta kan röra sig om tillägg på avkastningen eller andra typer av justeringar på intäktsramen

För det fjärde skulle en tydligare målbild och vision för smarta elnät tas fram, som också reflekteras i regleringsmodellen. Detta för att skapa långsiktighet och ett tydligt mål mot vilket elnätsföretagen kan arbeta.

Vi går nedan igenom dessa fyra grupper av möjliga åtgärder i mer detalj.

4.2 Ändringar i den befintliga regleringsmodellen

Differentiering i normprislistor och värdering till anskaffningskostnader

Normprislistor reflekterar, i princip per definition, inte faktiska kostnader för att anskaffa komponenter. En övergång till att normpriserna i större utsträckning reflekterar det faktiska anskaffningsvärdet skulle kunna ge större incitament för företagen att investera i smarta elnätslösningar. Det finns inget egenvärde i att företagen köper dyrare komponenter, snarare tvärtom. Det är dock problematiskt om företagen väljer bort lösningar som skulle ge ett mervärde till kunder och elsystemet som helhet enbart för att investeringskostnaderna är för höga.

En tilläggskod för smarta produkter skulle kunna vara en möjlig väg för att skapa en differentiering som ger incitament att välja en dyrare investering. Då normprislistan är en betydande drivkraft när elnätsbolag väljer hur de ska investera⁴³ är det dessutom troligt att detta skulle få en reell effekt. Det finns dock redan idag över 800 normkoder. Att utforma dessa för att de ska vara korrekta är redan idag resurskrävande och komplext, bland annat för att se till att företag inte systematiskt missgynnas eller gynnas⁴⁴. En utökning av dessa skulle spä på denna komplexitet.

Ett alternativ är en övergång till att företagen får möjlighet att få ersättning till fullt anskaffningsvärde. Företagen skulle då få full ersättning för sina investeringar. En sådan lösning skulle ge ännu större incitament att satsa på smarta lösningar med högre inköpspris. En nackdel med ökad differentiering är att den kostnadspressande effekt normprislistorna har på elnätsföretagens investeringar försvinner. Om företagen får full ersättning för sina utgifter försvinner incitamenten att inte investera i vilka komponenter som helst. Detta skulle dock kunna avhjälpas med hjälp av effektivitetskrav även på investeringar inom ramen för en TOTEX-reglering, vilket vi går igenom nedan. En övergångsregel för äldre anläggningar skulle i så fall behöva införas.

Från nätägarens perspektiv innebär en övergång till anskaffningsvärde att bolagen förlorar möjlighet att erhålla differensen mellan inköpspris och normprislistan som "bonus". Uppsidan för företagen att pressa sina kostnader försvinner därmed.⁴⁵ Dessutom skulle en övergång till anskaffningsvärde troligtvis innebära en ökad administrativ börda för såväl Energimarknadsinspektionen som för elnätsföretagen.

⁴³ Copenhagen Economics intervju med företrädare för elnätsföretag

⁴⁴ Energimarknadsinspektionen (2014)

⁴⁵ Copenhagen Economics intervju med Energimarknadsinspektionen.

Det finns idag möjlighet att utnyttja alternativet att ansöka om att bokföra investeringar med anskaffningsvärde istället för enligt standardvärde. Denna möjlighet utnyttjas dock sällan enligt elnätsföretag då handläggningstiden uppges vara långsam och det finns osäkerhet om ansökan godkänns.⁴⁶

Differentiering av avskrivningstider

Precis som differentieringen av normprislistorna skulle en övergång där den ekonomiska livslängden på smarta komponenter reflekterar den tekniska livslängden ge större incitament för företagen att investera i avancerade komponenter för övervakning och styrning.

Precis som med differentierade normprislistor kan detta vara svårt i praktiken då det finns många hundra olika komponenter med olika avskrivningstid. Ett alternativ skulle vara att tillåta att vissa komponenter får skrivas av direkt vid slutet av sin tekniska livstid. Detta skulle i sin tur kräva att en lista på sådana komponenter specificeras vilket skulle kunna leda till bristande teknikneutralitet i regleringen.

I Finland anges livslängden för olika komponenter vanligtvis i ett intervall, t.ex. 40–50 år.⁴⁷ Vid inköpstillfället får nätbolaget ange vilken livslängd (inom intervallet) de förväntar sig att komponenten skall ha. Denna ligger sedan fast. I nuläget finns minst 14 delvis överlappande intervall på 5–25 år. Om komponenten fortfarande används efter att livslängden passerats tillåts att dessa skrivs av med imputerad linjär avskrivning, det vill säga att avskrivningen bestäms utifrån komponentens för företaget användbara livslängd. Om nyinvesteringar krävs för att nå upp till säkerhetskrav på elleveransen innan livslängden på en eller flera komponenter gått ut kan denna skrivas ned.

Användning av benchmarking för att utvärdera företagens prestation

Inom olika delar av intäktsramsregleringen används olika metoder för att jämföra företagens prestation. Som jämförelsetal används till viss del företagens egna historiska prestation, och till viss del jämförelse mellan företag. Vad gäller incitamenten för effektivt nätutnyttjande används historiska tal, men en övergång till att jämföra företagen med varandra skulle kunna stärka incitamenten för företagen att förbättra sig gentemot dessa indikatorer.

Jämförelse mellan företagen kan göras med hjälp av benchmarking. På så sätt skulle företag kunna lära av andra företag som framgångsrikt har infört smarta elnätslösningar. Användningen av benchmarking kopplat till incitamentsregleringen avseende nätförluster utreds för närvarande av Energimarknadsinspektionen i ett examensarbete.⁴⁸

Den grundläggande principen i all benchmarking är att identifiera *best practice* för industrin, i detta fall drift av elnät. Två huvudsakliga fördelar med benchmarking är att det:

- ökar nätbolagens kunskap om *best practice* och skapar en möjlighet att lära av varandra,

⁴⁶ Copenhagen Economics intervju med företrädare för elnätsföretag.

⁴⁷ Finska Energimyndigheten, (2015).

⁴⁸ Pågående uppdrag i maj 2017 enligt kommunikation med Energimarknadsinspektionen.

- skapar en form av artificiell konkurrens om att kunna sköta nätdriften så effektivt som möjligt. Särskilt gäller detta om pristaket justeras baserat på benchmarking.

Regleringsmyndigheten kan införa benchmarking i två steg. Först genom en icke-bindande jämförelse där pristaket inte justeras för ineffektivitet, och i andra steget införa justering av pristaket.

Det finns olika benchmarkingmetoder för att jämföra företagen mot varandra och det är möjligt att bygga en modell som tar hänsyn till olikheter hos företagen, vilket underlättar en jämförelse mellan företag med stora och små investeringar i smarta elnätslösningar. Detta kan användas för att uppmuntra investeringar i ny teknologi, antingen genom inkludering i modellen eller via genomslaget på pristaket.

Användning av benchmarking för att jämföra företagen med varandra kan vara bättre än nuvarande system av åtminstone tre skäl. *För det första* skulle det bättre efterlikna konkurrensen på en marknad än att företagen jämförs med sin egen prestation. *För det andra* gör snabb teknisk utveckling att historisk prestanda blir mindre relevant att jämföra företagen mot. *För det tredje* skulle detta skapa mer långsiktiga incitament till effektivt nätutnyttjande då incitamenten inte försvinner efter en viss tidsperiod utan består så länge prestationen slår normen.

Det finns dock kritik mot benchmarking som metod på grund av svårigheten att hitta relevanta jämförelseföretag. I takt med att nya kostnader uppstår och elnätsföretagens utgifter blir mer komplexa kan detta försvåras ytterligare om företagen utvecklas i olika riktningar.⁴⁹

Ändringar i regleringen av OPEX

Regleringsmodellen gör skillnad på påverkbara och opåverkbara löpande kostnader, eller OPEX. Opåverkbar OPEX är sådana löpande kostnader som företaget själv inte anses ha möjlighet att påverka, såsom kostnader för överliggande nät och myndighetsavgifter. Som påverkbar OPEX räknas personalkostnader samt drifts- och underhållskostnader. Företagens påverkbara OPEX har ett effektiviseringskrav på sig, som bestäms av Energimarknadsinspektionen, dels genom ett generellt effektiviseringskrav, och dels genom ett företagsspecifikt krav.

Den nuvarande regleringsmodellen styr företagen mot 'traditionella' kapitalintensiva investeringar, till exempel ledningar och transformatorer. Ett elnätsföretag som satsar på smarta elnätslösningar kommer att leverera el med en kostnadsfördelning som är mer riktad mot OPEX snarare än kapitalkostnader CAPEX.

Detta kan ske på två sätt. På ett direkt sätt genom att 'CAPEX-lösningar' ersätts av (smarta) 'OPEX-lösningar', och på ett indirekt sätt genom att 'CAPEX'-lösningar undviks i allmänhet vilket gör att OPEX får en större del av företagets sammanlagda kostnader.

⁴⁹ Ruester, S., Schwenen, S., Batlle, C., & Pérez-Arriaga, I., (2014).

Ett exempel på den första är om övervakning av nätdelar med hjälp av digitala komponenter (en 'smart' lösning) gör att fel upptäcks snabbare och kan avhjälpas genom reparation. Detta skulle utgöra en löpande kostnad. Utan denna övervakning skulle nätdelen riskera att gå sönder och behöva bytas ut, vilket skulle vara en kapitalkostnad.

Ett exempel på det andra är om effektuttaget under en viss tid på dygnet ökar kraftigt, exempelvis om flera hushåll väljer att köpa elbilar och laddar dessa när de kommer hem från arbetet på vardagskvällar. Elnätsföretagen skulle då kunna välja att antingen förstärka nätet för att klara det maximala effektuttaget, vilket skulle utgöra en 'CAPEX-lösning'. De skulle också kunna förmå kunderna att skjuta sin förbrukning till senare på natten för att sprida ut effekttoppen, till exempel genom utformningen av elnätstariffen, eller på andra sätt uppmuntra kunden till smarta elnätslösningar.

En översyn över hur regleringsmodellen hanterar OPEX skulle därmed kunna vara motiverad. Här identifierar vi två möjliga åtgärder.

För det första skulle tidsperioden under vilken företagen får behålla vinster från effektivisering kunna förlängas. Under dagens modell har elnätsföretagen endast möjlighet att tillgodoräkna sig överskottet från effektivisering av driftskostnader under sex år, därefter sätts normen till det senaste årets nivå.

En möjlighet är att förlänga hela tillsynsperioden. Storbritannien har till exempel ökat längden på sin tillsynsperiod från fem till åtta år. En förlängning av hela tillsynsperioden skulle innebära att vi låser in oss i en modell under en ännu längre period än idag. Givet att regleringsmodellen fortfarande befinner sig under utveckling skulle detta vara problematiskt. En annan möjlighet är att jämförelseperioden med historisk OPEX förlängs, utan att tillsynsperioden förlängs. Förutsatt att smarta elnätslösningar är OPEX-drivande skulle detta kunna leda till högre incitament att investera i smart elnätsteknologi jämfört med idag.

För det andra, skulle ett större avsteg från den nuvarande regleringen av påverkbara kostnader vara att helt slopa effektiviseringskravet för påverkbart OPEX och istället gå över till effektivisering på totala kostnader (TOTEX). I Storbritannien övergavs detta krav då det inte gav incitament till åtgärder som främjar innovativa lösningar: det ledde till inkrementella effektivitetsvinster snarare än innovation på systemnivå, och missade därmed att ge miljö- och samhällsmässiga vinster.⁵⁰ I Storbritannien har man effektiviseringskrav på TOTEX, baserat på benchmarking, vilket diskuteras utförligare i nästa avsnitt.

Justering i indikatorn för att mäta belastning

Indikatorn för belastning syftar till att ge företagen incitament att jämna ut lasten på näten över dygnet. Lastfaktorn bedöms alltså på dygnsbasis, och varje dygn har lika stor vikt. Lastfaktorn beräknas som dygnets medeleffektuttag dividerat med dygnets maxföreffektuttag. Ju jämnare last desto bättre resultat på indikatorn. Nätbolagen har därmed incitament att jämna ut lasten under alla årets dagar. Som indikatorn är utformad idag,

⁵⁰ Hall, S., et& Foxon, T. J., (2014). Values in the Smart Grid: The co-evolving political economy of smart distribution. Energy Policy, 74, 600–609. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2014.08.018>

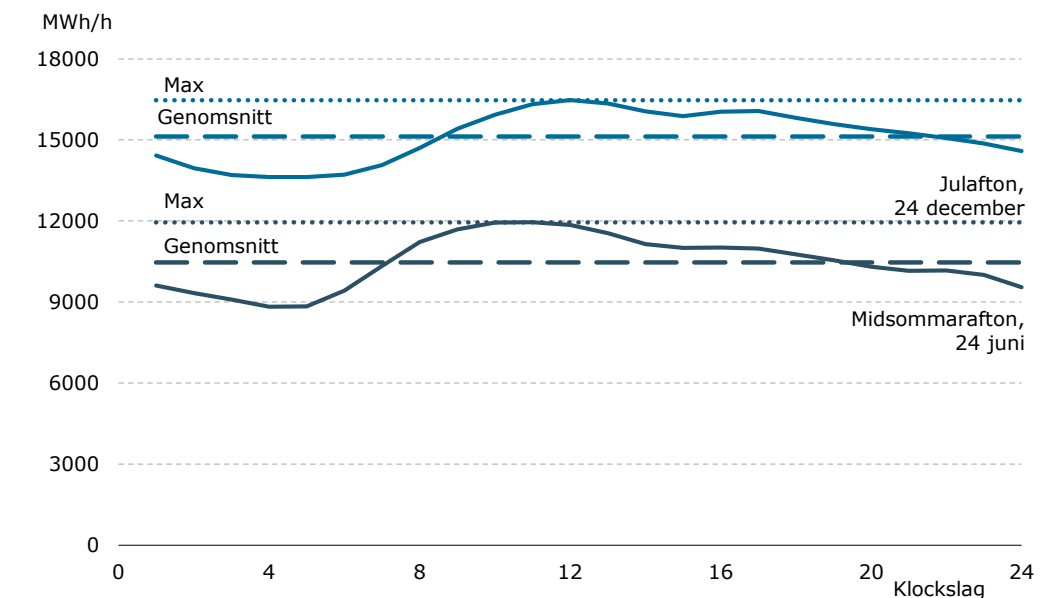
bidrar den till att minska nätförluster. Detta då de termiska nätförlusterna är proportionerliga mot strömmen i kvadrat.

Ytterligare en nytta med att jämna ut lasten är att kapa effektoppar för att skjuta upp eller undvika investeringar. Nyttan av att jämna ut lasten är lägre under tidpunkter då den ligger under den årliga topplasten. Investeringar i elnätet drivs av den maximala lasten nätet behöver klara, vilket styrs av dagarna med topplast. Det befintliga incitamentet styr inte nödvändigtvis mot att få bort de effektoppar som är kostnadsdrivande. Om det är billigare att jämna ut lasten under dagar då topplasten inte nås, kommer företagen att välja att jämna ut lasten dessa dagar, medan den absoluta topplasten förblir hög.

Anta att ett företag kan jämna ut lasten under midsommarafton eller julafton.⁵¹ Båda dagarna har ungefär lika stora fluktuationer, vilket innebär att förbättringen på indikatorn blir lika stor, se Figur 4.1. Företaget är därför likgiltigt inför valet att jämna ut lasten den ena eller andra dagen.

Under julafton ligger dock nivån i genomsnitt högre än på midsommar, inte minst på grund av kyla. Låt oss anta att julafton dessutom blir årets kallaste dag och att nivån är så hög att den är en av de högsta under hela året. Julafton blir då en kostnadsdrivande dag, eftersom nätet måste dimensioneras för att klara av detta. Midsommarafton är inte kostnadsdrivande på detta sätt eftersom även ett mindre nät hade räckt för att klara de toppar och dalar som inträffar då.

⁵¹ Notera att detta är ett hypotetiskt exempel och att mönstret kan skilja sig i verkligheten. Under 2016 låg förbrukningen under julafton i praktiken på medelnivå.

Figur 4.1 Elförbrukningen i Sverige två dagar under 2016

Not: Figuren visar timvis elförbrukning för hela Sverige under 24 juni 2016 och 24 december 2016. Mönstret kan skilja sig för enskilda lokala och regionala nät.

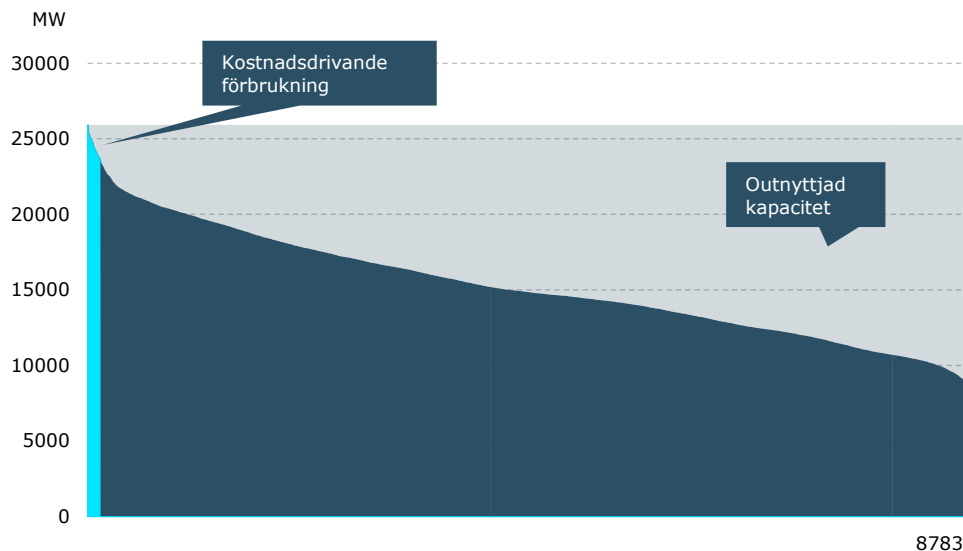
Källa: Svenska kraftnät

De allra flesta dagar kommer, av naturliga skäl, inte nå toppbelastning av nätet, se Figur 4.2. De dagar som det är mest relevant att få ner lasten är de dagar, sett till hela året, där belastningen är som högst, eftersom det är dessa som styr dimensionen i nätet. I Figur 4.2 är det en utjämnning av de markerade timmarna till vänster, med högst belastning, som skulle ge störst effekt på investeringsbehovet.

En indikator som riktar sig mot att få bort årets högsta effekttoppar skulle kunna ersätta eller komplettera den nuvarande indikatorn. En annan möjlighet, eller en övergångsvariant, skulle kunna vara en viktning av dagens indikator, så att dagar med hög belastning ges större vikt, istället för att som idag ha samma vikt oavsett hur belastningen ser ut jämfört över hela året.

En sådan indikator skulle kunna utgå ifrån överförd energi/maxeffekt/timmar per år, för att ge företagen ett incitament att se över utnyttjandegrad i sina nät (skuggade arean i Figur 4.2). Denna kunde jämföras mot historisk prestation eller (efterhand) ett normvärde. Det ekonomiska incitamentet kan i detta fall bestå i hela, eller delar av, besparingen jämfört med normvärdet, multiplicerat med kostnaden för överliggande nät.

Vad som driver effekttopparna kan variera. Mätare som kan mäta förbrukning på flera olika punkter i nätet skulle kunna vara ett hjälpmedel för nätbolagen, då dessa kan identifiera var i nätet den kostnadsdrivande effekten är som störst, och på så sätt öka bolagens möjligheter att påverka denna.

Figur 4.2 Elförbrukningen i Sverige 2016, per timme

Not: Figuren anger total förbrukning i Sverige och bilden kan skilja sig för lokala och regionala nät.

Källa: Svenska kraftnät, www.svk.se.

4.3 Nya regleringsmodeller

Mera omfattande förändringar i regleringsmodellen för att främja framväxten av smarta elnät är också möjliga. Nedan går vi igenom ett antal exempel på olika reformer som har genomförts i andra länder eller framkommit genom de intervjuer och enkäter som genomförts inom ramen för projektet. Ett syfte med dessa modeller är att ge elnätsföretagen större frihet i att själva bestämma över hur de ska nå sina mål.

TOTEX-baserade modeller

Utvecklingen av smarta elnät innebär att avvägningar mellan OPEX och CAPEX blir mer markanta. Den optimala mixen mellan OPEX och CAPEX för elnätsföretagen kommer troligtvis att förändras i och med att smarta elnätslösningar blir tillgängliga.⁵² För att få bort topplasttimmar kan ett elnätsföretag antingen öka kapaciteten i nätet genom att exempelvis förstärka ledningar (CAPEX-lösning), eller genom att uppmuntra kunder att flytta sin förbrukning till andra tider på dygnet. Den senare typen av lösning kallas här 'OPEX'-lösning, då den ofta består av lösningar som företagen inte kan tillgodoräkna sig genom CAPEX-sidan i intäktsramsregleringen, och därmed klassificeras som OPEX.

Ett alternativ är att slopa uppdelningen mellan OPEX och CAPEX helt. På så sätt ges företagen större handlingsfrihet att hitta lösningar på problem, och därmed även att prova innovativa lösningar. I vissa länder, till exempel Storbritannien, har man ingen uppdelning mellan olika kostnader, utan reglerar bara totala kostnader (TOTEX). Även Italien kommer från 2020 använda en sådan modell.

⁵² Lavrijssen, S., Marhold, A., & Trias, A., (2016).

En TOTEX-reglering skulle minska incitamenten att välja traditionella investeringar framför innovativa, smarta lösningar då OPEX och CAPEX behandlas på samma sätt. För att understödja detta bör avskrivningstiderna och ersättningar för investeringar, via normpriser eller anskaffningsvärde, vara så realistiska som möjligt. Samtidigt skulle ett effektiviseringskrav behöva införas på TOTEX, och inte bara OPEX.

En övergång till TOTEX-reglering innebär ett relativt stort avsteg från den nuvarande svenska regleringsmodellen och skulle behöva föregås av utredningar och konsekvensanalyser av dess förväntade effekter.

Box 4.1 TOTEX-reglering i praktiken

TOTEX-reglering innebär i praktiken att effektiviseringskrav sätts på samtliga kostnader. I regleringsmodeller som delar upp CAPEX och OPEX sätts effektiviseringskrav normalt endast på OPEX. I Sverige baseras effektivitetskravet idag på TOTEX men tillämpas i praktiken endast på OPEX.

I vissa länder har man dock upplevt problem med detta, exempelvis i Italien där man sett att gasföretag med relativt låg OPEX visat sig vara ineffektiva när man tittar på total produktivitet. Från och med 2020 kommer man därför införa TOTEX-reglering i Italien, kombinerat med en utfallsbaserad regleringsmodell.

För att sätta nivån på effektiviseringskravet under en TOTEX-modell används benchmarking. I Storbritannien utvärderas historisk kostnadseffektivitet genom benchmarking för TOTEX, för vissa specifika typer av kostnader (till exempel IT) och för internationella jämförelser. Detta kombineras med en bedömning av produktivitsutvecklingen över tid. För kommande perioder benchmarkas företagen mot varandra med utgångspunkt i de obligatoriska affärsplanerna.

Det är även möjligt att sätta effektiviseringskrav för CAPEX och OPEX separat, och sedan anta en viss fördelning av de två kostnadstyperna. Om denna metod används isolerat utan benchmarking kvarstår dock problemet att incitament skapas att öka den kostnad som har ett lägre effektiviseringskrav.

Källa: Ofgem, (2010). Handbook for implementing the RIIO model. Oxera, (2016). Electricity network regulation in Italy moves towards a new paradigm.

Menybaserade modeller och modeller med inslag av dialog

Precis som alla andra kunder sätter elnätsbolagens kunder värde på såväl kvalitet som pris. Att hitta rätt balans mellan hög kvalitet, till exempel leveranssäkerhet, och låga elnätstariffer är dock svårt för regleringsmyndigheter, speciellt då kundkollektivet är heterogent med olika preferenser. Elnätskunder kan heller inte, med mindre än att de kopplar loss sig från nätet eller flyttar, byta elnätsföretag. Elnätsföretagen skiljer sig också åt i storlek och lokala förutsättningar. Att genom regleringsmyndighetens försyn hitta en perfekt mix mellan kvalitet och pris för olika typer av elnätsföretag är omöjligt. En lösning som ibland diskuteras är differentierade regleringsmodeller, där elnätsföretagen själva får välja bland en meny av kontrakt med regleringsmyndigheten.

Menybaserade modeller innebär att regleringsmyndigheten erbjuder elnätsföretagen en meny av möjligheter för hur stor del av över-/underskottet som påverkar vinsten om de

över-/underpresterar gentemot en förväntad TOTEX. Menyn måste vara utformad så att elnätsföretagen har som incitament att välja det kontrakt som reflekterar deras faktiska kostnader, andra kombinationer skulle leda till att vinsterna minskar.

Elnätsföretagen vet mer om sina möjligheter till kostnadsbesparingar än myndigheten som ska reglera dem. Om menyn konstrueras på ett sätt så att företagen väljer det kontrakt som reflekterar deras faktiska kostnader kommer informationsövertaget som elnätsföretaget har gentemot regleraren (informationsasymmetrin) att jämnas ut. Detta minskar möjligheten för företagen att exempelvis överskatta sina kostnader gentemot regleraren och därmed öka sin intäktsram.⁵³ För (mindre) företag som inte har intresse alternativt möjlighet att sätta sig in i olika alternativ skulle ett standardalternativ utformas som liknar befintlig reglering.

Menybaserade modeller ger stora fördelar i teorin, men det finns få praktiska exempel där denna typ av modell har införts.⁵⁴ Svårigheter med denna modell är att regleringsmyndigheten måste utveckla mätbara indikatorer och sanktioner för om elnätsföretagen inte lever upp till avtalen.⁵⁵

En metod att utforma delar av menyn är genom dialog mellan regleringsmyndigheten och elnätsföretagen. Modeller med inslag av dialog innebär att regleringsmyndigheten och elnätsföretagen för en dialog om hela eller delar av regleringen. Istället för att i första hand svara på intäktsramen, kan elnätsföretagen föreslå alternativt sätt att nå vissa, av regleringsmyndigheten uppsatta mål.

Storbritannien framhålls ofta som det land som har kommit längst. I den brittiska regleringsmodellen kommer regleringsmyndigheten (Ofgem) och elnätsföretagen överens om ett antal utfall (*outputs*) som elnätsföretagen måste leverera. Elnätsföretagen får sedan utforma och motivera en plan för hur dessa ska nås. Modellen är ett sätt att minska investeringsrisker, där den affärsplanen som elnätsföretagen tar fram godkänns av regleringsmyndigheten, och kan innehålla förslag på innovativa lösningar som kanske inte hade blivit av under andra typer av reglering. Till skillnad från Storbritannien, som har 14 elnätsföretag som har sex olika ägare⁵⁶ mot Sveriges 170 elnätsföretag, skulle en sådan lösning vara administrativt svår i Sverige.

Indikatorer i regleringsmodellen

Ett viktigt inslag i *output*-baserade modeller är valet och utformningen av indikatorer som företagen mäts mot. Om syftet är att genom indikatorer ge företagen incitament att genomföra investeringar i smarta elnätslösningar finns ett antal indikatorer som kan användas för att mäta "smartheten" i elnätet, till exempel hur mycket distribuerad elförbrukning som kan integreras i ett nätverk utan att hota i leveranssäkerhet (*hosting capacity*).⁵⁷ I Tyskland används exempelvis mängden decentraliserad energi som finns uppkopplad på distributionsnätet som en kostnadsdrivare i landets *benchmarking*-modell.

⁵³ Jenkins, J. D., et& Pérez-Arriaga, I., (2014).

⁵⁴ Jenkins, J. D., et& Pérez-Arriaga, I., (2014).

⁵⁵ Benedettini, S., Poletti, C., et & Pontoni, F., (2012).

⁵⁶ Ofgem (2017)

⁵⁷ CEER, (2014). CEER Status Review of regulatory approaches to smart grids

I Storbritannien, som använder utfallsreglering, används ofta en kombination av indikatorer knutna till ekonomiska incitament och kvalitativa krav, se Box 4.2. Exempelvis krävs att den affärsplan varje nätbolag skickar in årligen ska innehålla en strategi för att minska förluster, vilket kombineras med ett ekonomiskt incitament. Då modellen i sin nuvarande form endast funnits på plats i ett år är det ännu oklart hur stor effekten varit.

Box 4.2 Exempel på indikatorer i den brittiska regleringsmodellen

Den brittiska regleringsmodellen RIIO är en utfallsbaserad modell*, indelad i primära och sekundära utfall. Dessa mäts genom ett antal indikatorer som sätts för tillsynsperioden om åtta år**. Syftet med indikatorerna är att skapa incitament för långsiktig kostnadseffektivitet. Under modellen behöver varje företag skicka in sin årliga affärsplan, vilken måste godkännas av regleringsmyndigheten, Ofgem. Det finns en lång rad krav på olika delar som ska ingå, inklusive planer för hur förluster ska minskas och hur situationen ska förbättras för utsatta kunder.

Det finns sex primära utfallsområden: Tillförlitlighet och tillgänglighet, miljö, sammankoppling, kundnöjdhet, sociala skyldigheter samt säkerhet. För vart och ett av dessa finns specificerat ett antal indikatorer mot vilka utfallet mäts.

Ett exempel på en primär indikator är det breda måttet på kundservice, BMCS (*Broad measure of Customer Service*). För att utvärdera hur väl företagen levererat används bland annat en kundnöjdhetsundersökning som nätbolagen själva ska utföra varje år. Denna ska gå ut till anslutningskunder, kunder som upplevt avbrott samt kunder som ställt allmänna frågor. Dessa svar vägs sedan samman och kan ge en ökning eller minskning av den årliga basintäkten på som mest 1,5 procent.

Incitamenten för att leverera på olika indikatorer kan vara dels ekonomiska, dels ryktesmässiga. Exempelvis kan Ofgem välja att publicera exempel på de företag som varit bäst. En annan del av incitamenten är detaljnivån på regleringen. Om företagen inte levererar enligt sin affärsplan riskerar de att Ofgem ökar kraven på dokumentation för hur företagen planerar att nå sina mål i framtida affärsplaner.

Not: *Se Box 2 för en beskrivning av olika regleringsmodeller. **Nuvarande period, RIIO-ED1, sträcker sig från 1 april 2015 till 31 mars 2023.

Källa: Ofgem, (2017). RIIO-ED1 Annual Report 2015-16. Ofgem (2010). Handbook for implementing the RIIO model.

Syftet med den utfallsbaserade regleringen är att driva på vad man ser som en nödvändig utveckling mot smartare gas- och elnät. Smarta nät är dock en metod för att nå det önskade utfallet, som exempelvis minskad klimatpåverkan. I modellen finns därför inga utfallsindikatorer som direkt styr mot smarta elnät. Däremot skapas indirekta incitament genom möjliggörande av optimering mellan CAPEX och OPEX, samt ett paket för innovationsstimulans.

Under kravet på en plan för att minska förluster har till exempel vissa företag angivit att de planerar att använda sig av smarta mätare för att identifiera förluster. Kostnaden för att rulla ut smarta mätare är även en helt överförbar kostnad till och med 2020.

Det är viktigt att indikatorer i så stor utsträckning som möjligt utformas så att de knyter an till det värde som kunder lägger på det indikatorn mäter. Ett mått på kundnöjdhet skulle också kunna vara en indikator att styra mot. Erfarenheter från större företag som kan göra egna undersökningar eller titta på nöjd-kund-index visar att timing för installation (dvs inte nödvändigtvis snabbhet) och fakturabehandling är mycket viktigt.⁵⁸

Normprislista för OPEX

Ett alternativ för att möjliggöra för företagen att bättre optimera mellan OPEX och CAPEX är att införa normpriser även för driftskostnader OPEX.⁵⁹ Detta är dock något som Energimarknadsinspektionen tidigare har utrett och avfärdat då det inte var möjligt att få fram tillräckligt tillförlitliga normprislistor.⁶⁰

Samma ersättningssystem för OPEX och CAPEX har potential att förbättra två problematiska incitament i dagens reglering. För det första skulle kostnader som går att placera i båda kategorierna, till exempel planering inför investeringar, inte kunna skiftas till OPEX för att få ett bättre resultat på CAPEX. Genom att lägga denna typ av kostnader på kunder finns idag en möjlighet för bolagen att göra vinst på kundernas bekostnad.⁶¹ För det andra innebär normpriser ökade incitament att sänka OPEX, då effektiviseringar ger en vinst så länge de slår normpriser, och inte justeras ner genom anpassning till historisk prestation som sker idag. Precis som med normvärden på CAPEX skulle möjligheten för företagen att ”slå” normpriser på OPEX till stor del vara en bonus för företagen, som inte direkt skulle komma kunderna till del.

Utöver de ovan nämnda aspekterna skulle ett mer effektivt system där det är svårare att ’trixa’ sig till vinster genom bokföringen kunna öka förtroendet för branschen, något som poängteras som mycket viktigt från branshhåll.

Utformningen av en normprislista för OPEX skulle kunna baseras på historisk norm i branschen. Utifrån historiska data över OPEX för svenska nätbolag skulle Energimarknadsinspektionen kunna skapa en egen normprislista. Denna skulle till exempel kunna fungera som en schablonersättning utifrån exempelvis antal kunder för kundtjänst, och andra parametrar för underhåll och driftskostnader. Detta blir då ett benchmarkingliknande system. Idag saknas insamling av data över OPEX, och ett sådant upplägg skulle därför ligga långt fram i tiden. En alternativ utformning, eller möjlig kombination med ovanstående förslag, är outputbaserad ersättning för OPEX utifrån exempelvis kundnöjdhetsindex.

Ett alternativ som har utretts av Energimarknadsinspektionen är normprissättningen baserad på Ekvivalent ledningslängd (Ekm). Myndigheten avfärdade dock detta alternativ då det bygger på ett begränsat underlag per kod.⁶² Energimarknadsinspektionen skulle dessutom ha ett stort informationsunderskott gentemot företagen, vilket ytterligare skulle försvåra för en sådan lösning.

⁵⁸ Copenhagen Economics intervju med företrädare för elnätsföretag.

⁵⁹ Copenhagen Economics intervjuer med företrädare för elnätsbolag.

⁶⁰ Copenhagen Economics intervju med Energimarknadsinspektionen

⁶¹ Copenhagen Economics intervjuer med företrädare för elnätsbolag.

⁶² Copenhagen Economics intervju med Energimarknadsinspektionen

4.4 Nya belöningssystem för vissa typer av investeringar

I vissa länder används riktade stöd till vissa typer av (innovativa) investeringar, projekt och affärsmodeller. Det kan röra sig om upphandlingsfonder där elnätsföretagen får tävla om att ta del av stöd till innovativa åtgärder, eller möjligheter att utöka intäktsramen på olika sätt för vissa typer av åtgärder.

Ett exempel på den första är *Low Carbon Network Fund* i Storbritannien. Företag tävlar om att få ta del av stöd till vissa typer av investeringar och andra projekt. Pengarna inhämtas från elnätsavgifterna och betalas i slutändan av kunder.

Ett annat exempel på den andra är WACC-tillägg som används i Italien, men som kommer att fasas ut i samband med övergången till en mer outputbaserad reglering från och med 2020. Företag kan sedan 2011 få stöd för åtgärder som moderniserar distributionsnätverken på ett smart sätt, till exempel olika lösningar för att laststyrning med hjälp av informations- och kommunikationsteknologi.

I Finland finns ett innovationsincitament som justerar för kostnader för forskning och utveckling, demonstrationsanläggningar, och andra satsningar på innovativa lösningar. Företag får göra avdrag på sitt resultat för kostnaden för innovationer, motsvarande upp till 1 procent av nätföretagets omsättning. Syftet är att stimulera FoU hos de finska elnätsföretagen. Avdrag får endast göras för kostnader för att ta fram eller testa lösningar och produkter som inte redan finns på marknaden, och eventuella resultat måste vara tillgängliga för samtliga elnätsföretag att ta del av. Detta skedde vanligtvis genom att resultaten av olika försök publicerades i vetenskapliga artiklar.⁶³

Det finska innovationsincitamentet infördes inför tillsynsperioden 2012–15, då upp till 0,5 procent av omsättningen kunde dras av, och höjdes till 1 procent inför tillsynsperioderna 2016–2019 och 2020–23. Den enda utvärderingen som har gjorts av incitamentet är en undersökning bland elnätsföretagen för perioden 2012–15. Denna visade att ungefär en fjärdedel av samtliga elnätsföretag hade utnyttjat incitamentet. Elnätsföretagen upplevde själva att avdraget hade lett till en ökad smarthet i nätet och nytta för sina kunder. Det gav också upphov till pilotförsök och andra investeringar som inte annars hade genomförts. Däremot var avdraget för snävt definierat och inkluderade till exempel inte investeringar i IT.

4.5 Målbild och vision för framtidens elnät

Elnätsföretagen uppger att det finns ett stort mått av regulatorisk osäkerhet kopplad till regleringen av deras verksamhet.⁶⁴ Frekventa förändringar i regleringsmodeller ger upphov till regulatorisk risk, vilket i teorin avspeglas i högre avkastningskrav från finansmarknaden och gör det svårare eller dyrare att låna till investeringar. Till viss del beror denna osäkerhet på en rad förändringar som företagen själva har varit med och påverkat, men likväl kvarstår en risk som hämmar investeringar. Det finns en stark önskan från vissa företag om att få en tydlig målbild för vart man vill komma med regleringen som

⁶³ Copenhagen Economics intervju med företrädare för finska regleringsmyndigheten Energimyndigheten

⁶⁴ Copenhagen Economics intervju med företrädare för elnätsföretag.

helhet, och att eventuella förändringar kommuniceras långt i förväg och sker ett steg i taget.⁶⁵

Tydliga signaler och gemensamt överenskomna mål kan bidra till att minska denna osäkerhet, något som är speciellt viktigt med investeringar i elnätet som ska hålla i flera årtionden. Under den nuvarande regleringsmodellen får företagen ersättning för alla sina investeringar, så länge dessa återspeglas i de normpriser och avskrivningstider som används för att bestämma värdet på kapitalbasen. Om elnätsföretagen ska genomföra investeringar och andra satsningar för att skapa 'framtidens' elnät, som möjliggör för ökade inslag av intermittent kraft, decentraliserade energikällor och ökad efterfrågefleksibilitet, skulle en uttalad vision om hur framtidens elsystem kan komma att se ut underlätta för företagen.

Här finns redan påbörjade processer att utgå ifrån. I Samordningsrådets för smarta elnäts slutrapport finns flera rekommendationer som rör politik för smarta elnät. Exempelvis betonas vikten av politiska ramverk och marknadsvillkor som utvecklar en marknadsdesign som ska hantera nya förutsättningar, skapa incitament för modernisering och effektivisering, stimulerar till systemtänkande och tar hänsyn till elsystemets långsiktiga utveckling för att hantera framtida utmaningar.

Även Energikommissionens slutbetänkande från 2016 innehåller ett antal bedömningar som pekar på betydelsen av smarta elnät i framtiden. Bland dessa kan nämnas att det är angeläget att skapa förutsättningar för en väl fungerande efterfrågefleksibilitet. Energikommissionen bedömer även att Energimarknadsinspektionen ska få bevilja demonstrations- och pilotprojekt för särskilda områden i elnäten där nya affärsmodeller och andra tariffer än för övriga kunder kan prövas under en begränsad tidsperiod.

⁶⁵ Copenhagen Economics intervju med företrädare för elnätsföretag.

Kapitel 5

Slutsatser och rekommendationer

I detta avslutande kapitel presenterar vi våra egna slutsatser från studien. Vi svarar dels på de frågor som ställdes i förfrågningsunderlaget, och ger dels några kortfattade rekommendationer om vilka regulatoriska lösningar som vi tror är viktigast och mest lämpade i en svensk kontext.

5.1 Svar på frågor i förfrågningsunderlaget

I förfrågningsunderlaget specificeras att ett av syftena med studien är att svara på följande frågor:

1. Hur påverkar incitamenten elnätsföretagens val av teknik och kvalitet (till exempel hur inköpspris prioriteras mot nätförluster) vid investeringar samt hur påverkas lönsamheten hos olika tekniska lösningar som nu närmar sig en kommersiell fas av den befintliga incitamentsregleringen?
2. Hur förhåller sig incitamenten till en utveckling av elsystemet med en ökad andel intermittent förnybar energi och en ökning av smarta elnätslösningar som exempelvis efterfrågefleksibilitet, energilager, lokalt distribuerad elproduktion och *dynamic line rating*?
3. Hur påverkar teknikutvecklingen behovet och valet av incitament framöver?

Vi ger våra svar på dessa frågor nedan baserat på de resultat som har framkommit genom studien.

Hur påverkar incitamenten företagens val av teknik och kvalitet samt lönsamheten hos tekniska lösningar som närmar sig en kommersiell fas?

Dagens incitamentsreglering är för svag för att ge någon större effekt på elnätsföretagens investeringsbeslut. Från såväl enkätsvar som intervjuer med elnätsföretag och teknikleverantörer framgår att incitamenten inte leder till att elnätsföretagen väljer dyrare komponenter med smarta funktioner, eller livsförlängande åtgärder. I större företag ingår incitamenten i regleringen i företagens investeringskalkyler, men incitamenten har sällan så pass stor inverkan på kalkylerna för att påverka investeringsbeslut. För vissa företag är inte heller nätregleringen styrande, då de tillåtna intäktsramarna är högre än vad elnätsföretagen vill ta ut av sina kunder.

Så länge som ersättningen för investeringarna utgår från normvärdeslistorna och dessa inte gör skillnad mellan exempelvis hög- och lågförlusttransformator blir incitamentet för elnätsföretagen litet att välja komponenter med högre inköpspris men lägre nätförluster.

Det finns redan idag smarta elnätslösningar som är lönsamma för företagen att införa. Utformningen av elnätregleringen att favorisera traditionella investeringar riskerar dock

att lönsamheten hos tekniska lösningar som närmar sig en kommersiell fas, och försvåra för dessa att konkurrera med traditionella investeringar.

Hur förhåller sig incitamenten till en utveckling av elsystemet med en ökad andel intermittent förnybar energi och en ökning av smarta elnätslösningar?

Elsystemet står inför stora förändringar. Teknikutveckling, en ökad mängd intermittent förnybara energi och krav från kunder är starka drivkrafter bakom denna förändring.

Elnäten kommer att med mer eldriven infrastruktur i högre grad behöva hantera effekttoppar under kort tid⁶⁶. Genom att reducera dessa effekttoppar kan elnäten utnyttjas mer effektivt. Det är viktigt att företagen har incitament och möjlighet att genomföra de investeringar och åtgärder som leder till det mest effektiva nyttjandet av näten ur ett samhällsekonomiskt perspektiv. Hur incitamenten motiveras kommer att bli ännu viktigare, men det innebär också att det blir än viktigare att incitamenten faktiskt påverkar elnätetsföretagen.

Ökningen av olika typer av smarta elnätslösningar på kundsidan innebär att möjligheten för kunder att genom sin flexibilitet bidra till att reducera effekttoppar. En utmaning för elnätetsföretagen är att möjliggöra för att denna flexibilitet går att utnyttja. Om elnätetsföretagen inte kan erbjuda ett kostnadseffektivt nät, finns det möjligheter att kunder kopplar ifrån sig från nätet. Detta är inte vanligt i Sverige idag, men sker på andra håll i världen och skulle kunna bli vanligare framöver när lokal produktion och lagringsmöjligheter bli vanligare. Smarta elnätslösningar kan bidra till högre leveranssäkerhet, effektivare underhåll, bättre kundtjänst och snabbare felavhjälpning vilket leder till högre kundnytta.

Det är också viktigt att elnätetsbolagen erbjuder rätt ekonomiska signaler till kunder att deras flexibilitet är värdefull, främst genom elnätstariffer. Även detta kan regleringen påverka.

Hur påverkar teknikutvecklingen behovet och valet av incitament framöver?

Teknikutvecklingen innebär att de lösningar som elnätetsföretagen kan välja för att lösa sina åtaganden blir fler och i vissa fall kanske ändras. Detta gäller såväl tekniska lösningar inom komponenter, som potentialen för efterfrågefleksibilitet. Med ny teknik öppnas också möjligheter för nya roller och affärsmodeller, såsom aggregatorer som på avstånd skulle kunna styra kundernas efterfrågan.

Företagen skulle, på olika sätt, kunna ges större frihet att själva välja hur de ska nå sina mål. Vid snabb teknikutveckling kan det vara svårt för regleringen att hålla jämn takt med nya produkter och tjänster. Detta är även ett argument att gå över till att företagen får ersättning för anskaffningsvärdet av komponenter, snarare än normprislistor som riskerar att bli föråldrade, eller kräver konstanta revisioner. Som alternativ till att fullt ut gå över till anskaffningsvärde skulle den ansökningsprocess som finns idag för att bokföra investeringar till anskaffningsvärde förenklas.

Snabb teknikutveckling innebär också att det kan finnas ett ökat behov för incitament att pröva ny teknik. Det är samtidigt en utmaning att utforma dessa incitament så att de blir teknikneutrala. Sådana incitament skulle kunna minska de risker som är förknippade

⁶⁶ Damsgaard, N., et al., (2014). Elforsk, 2014:26, Framtida krav på elnäten.

med snabb teknisk utveckling. Snabb teknisk utveckling gör det svårare att veta vilka krav som kommer att ställas på näten i framtiden. Den snabba utbyggnaden av vind- och solkraft har överträffat de mest optimistiska förväntningarna. Utvecklingen av decentraliserade energikällor ger orsak till liknande osäkerhet. Detta är speciellt problematiskt i länder som använder en lång tillsynsperiod i kombination med förhandsreglering, till exempel Sverige, då kostnader kan förändras oförutsett under tillsynsperioden.

Med ny teknik för att mäta och styra elförbrukning på avstånd, framför allt i kombination med ökade lagringsmöjligheter, ökar potentialen för efterfrågefleksibilitet. I dagsläget utnyttjas denna relativt lite, och då främst av priskänsliga industriföretag.⁶⁷ Hushållen utgör däremot en nästintill helt outnyttjad resurs, få är intresserade och det saknas möjligheter för konsumenter att på ett lätt sätt erbjuda sin flexibilitet.

Förmodligen kommer efterfrågefleksibilitet att spela en viktig roll framöver, inte minst när antalet eldrivna fordon ökar. Hur denna flexibilitet faktiskt utnyttjas är en fråga som behöver lösas. Kanske kommer någon form av aggregatorroll att utvecklas, det vill säga att en aktör ingår avtal med elkunder att förfoga över deras flexibilitet genom laststyrning så att deras elförbrukning kan justeras över dygnet. Detta kan exempelvis ske genom att slå på och av vitvaror och uppvärmning, samt genom kontrollerad laddning av elektronikprodukter, inklusive elfordon. Genom att aggregera efterfrågefleksibiliteten hos ett stort antal kunder, skulle en aggregator kunna påverka lastfördelningen över dygnet.

Den större flexibilitetsvolym som aggregatorn får tillgång till kan erbjudas till flexibilitetsanvändare, till exempel stamnätsoperatörer, elnätsföretag, eller balansansvariga elhandlare och producenter.

Vilken eller vilka aktörer som kommer att fylla denna roll, och hur den kommer att samverka med andra aktörer på elmarknaden såsom balansvariga, är osäkert.⁶⁸ Det är även osäkert vilket utrymme dagens reglering ger för att utveckla denna typ av roll.⁶⁹ Elnätsföretag, med tillgång till kunddata, och andra företag, till exempel elhandlare eller specialiserade energitjänsteföretag kan fylla rollen som aggregator, förutsatt att de får tillgång till elförbrukningsdata.

Här finns därför ett behov av att känna av utvecklingen på marknaden och möjliggöra för en affärsmodell där elnätsbolagen till exempel kan sälja information om kundernas förbrukning om kunderna så vill, något som även skulle kunna stärka incitamenten att investera i smarta nät som kan ge bättre mätdata. Det pågår redan idag arbete kring detta i Sverige. Exempelvis har Energimarknadsinspektionen utrett funktionskrav på framtidens elmätare som bör ställas för att underlätta information till kunderna,⁷⁰ och arbete pågår med att ta fram förslag på författningsändringar för att reglera dessa funktionskrav. Svenska kraftnät och Energimarknadsinspektionen har fått i uppdrag av regeringen att införa en så kallad datahubb för elmarknaden: en central informationshanteringsmodell

⁶⁷ Ei, (2016:15). Åtgärder för ökad efterfrågefleksibilitet i det svenska elsystemet.

⁶⁸ Frågan har utretts bland annat av NordReg (se NordReg, 2016) och föreslås utredas av Ei under 2017 (Energimarknadsinspektionen, (2016 b).

⁶⁹ Copenhagen Economics intervju med företrädare för ett större elnätsföretag.

⁷⁰ Energimarknadsinspektionen (2015). Funktionskrav på framtidens elmätare.

som ska underlätta för att information ska kunna sändas mellan aktörer på elmarknaden. Denna kommer enligt plan att driftsättas under 2020.⁷¹

Hur data ska hanteras och delas med tredje part blir en viktig fråga för framtiden. För att ge förutsättningar för företag att erbjuda smarta tjänster till kunder kan exempelvis verksamhet kopplat till mätning och hantering av data öppnas upp för konkurrens eller regleras som en separat verksamhet. I exempelvis Australien har den privata marknaden för flexibilitetstjänster riktade till elkunder ökat i takt med att marknaden för smarta mätare helt öppnats upp för konkurrens.⁷²

I Tyskland har installation av elmätare, mätning och hantering av kunddata brutits loss från elnätsregleringen som helhet och utgör en egen reglerad monopolverksamhet. Regionala "mätaragenter" upphandlas på regional nivå, i syfte att få in nya aktörer. Affärsmodellen bygger på att företagen får rätt att installera mätare i sitt område samt att använda data från dessa till olika energitjänster, som sedan kan säljas till elkunder och andra aktörer.⁷³

På längre sikt kan det även vara relevant att fundera över vilken tariffutformning som ska tillåtas mot kunder som blir helt eller delvis oberoende av nätet, genom egen mikroproduktion i kombination med utökade lagringsmöjligheter. Delvis kopplat till denna problematik, föreslås i Energimarknadsinspektionens utredning om flexibilitet i elsystemet att Energimarknadsinspektionen ska kunna utfärda föreskrifter om hur tariffer ska utformas för att främja ett effektivt utnyttjande av elnätet.⁷⁴

5.2 Rekommendationer

Syftet med elnätsregleringen är inte i första hand att styra elnätsföretagen mot att satsa på smarta elnätslösningar. Elnätsregleringens huvudsakliga syfte är "att säkerställa att kunderna får betala ett skäligt pris för elnätstjänsten och ge kunderna en långsiktig leveranssäkerhet, samt trygga den svenska elförsörjningen."⁷⁵ Regleringen och lagstiftningen som rör elnätsföretagens verksamhet lägger också vikt vid att elnäten utnyttjas effektivt, bland annat genom indikatorerna för effektivt nätutnyttjande. Det står även i ellagen att elnätsföretagen bland annat ska svara för att ledningsnäten är effektivt,⁷⁶ och att nättariffer ska utformas på ett sätt som är förenligt med ett effektivt utnyttjande av elnätet och en effektiv elproduktion och elanvändning.⁷⁷ Om smarta elnätslösningar är det mest kostnadseffektiva sättet att nå detta mål, bör elnätsregleringen vara utformat på så sätt att företagen har incitament att satsa på dessa lösningar.

Vår överordnade rekommendation är att Sverige bör röra sig mot en reglering som i största möjliga mån återskapar de drivkrafter på en välfungerande, konkurrensutsatt marknad. En väl utformad reglering ger företagen största möjliga frihet att själva välja

⁷¹ Svenska kraftnät (2016). Elmarknadshubb. <http://www.svk.se/hubb>.

⁷² Copenhagen Economics intervju med branschföreträdare.

⁷³ Copenhagen Economics intervju med Per Agrell.

⁷⁴ Energimarknadsinspektionen (2016).

⁷⁵ Energimarknadsinspektionen hemsida, Elnät och reglering av elnätsavgifter (<http://ei.se/sv/for-energiforetag/el/Elnat-och-natprisreglering/>).

⁷⁶ 3 kap. 1 § första stycket ellagen (1997:857)

⁷⁷ 4 kap. 1 § första stycket ellagen (1997:857)

hur de ska de mål som politiken och regleringen sätter upp för elnätsföretagens verksamhet. Innovativa lösningar, till exempel smarta elnätslösningar, blir då ett naturligt val för elnätsföretagen för att skapa största möjliga kundnytta till lägsta pris.

Givet de hinder som framkommer i kapitel 2, de trender i omvärlden som identifieras i kapitel 3 och de möjliga lösningar som vi presenterar i kapitel 4 har vi tagit fram fyra rekommendationer kopplade till den framtida regleringen av elnätsföretagens verksamhet:

1. Stöd utvecklingen med en tydligare målbild och vision för smarta elnät
2. Ge företagens starkare incitament att satsa på smarta elnätslösningar
3. Se till att regleringen skapar förutsättningar för företagen som tydligare speglar verkligheten
4. Ge företagen större möjlighet att själva välja hur de ska nå målen med elnätsregleringen

Vi utvecklar dessa nedan.

Stöd eventuella reformer med en tydlig målbild för framtidens elnät

Omställningen av elsystemet mot ett smartare elnät är en långsiktig process. Samtidigt har elnätsregleringen genomgått flera förändringar under de senaste 20 åren, och fler förändringar är troligtvis att vänta givet de problem som identifierats i, bland andra, den här studien.

En tydlig målbild för smarta elnät skulle kunna hjälpa till att överkomma den regulatoriska osäkerhet som många av företagen upplever idag.

Det finns idag flera möjligheter att utveckla och förbättra regelverket för Sveriges elnät. En tydlig målbild som styr denna utveckling behövs dels för att undvika onödiga sidospår, men kan även visa att dessa förändringar är steg mot en mer långsiktig stabilitet i regleringen. Här är bland annat Energikommissionens slutbetänkande, där framtidens elnät behandlades, en god startpunkt.

En sådan målbild bör även skicka signaler om att affärsmodeller som inte finns idag på elmarknaden, kan komma att spela en viktig roll i framtiden. Ny teknikutveckling i kombination med en ökad andel intermittent energi öppnar både nya behov för och möjligheter att ta tillvara på elkonsumenternas efterfrågefleksibilitet. I flera andra länder har det skapats en aggregatorroll, som samlar in ett större antal kunders efterfrågan och på så sätt kan erbjuda en större flexibilitetsvolym till exempelvis balansansvariga och nätoperatörer.

I vissa länder har hela mät- och datainsamlingsdelen avknoppats från elnätsregleringen och drivs som regionala reglerade monopolföretag, t.ex. i Tyskland. I andra länder har marknaden för smarta mätare kommersialiserats, t.ex. i Australien. Oavsett vilken utveckling som önskas i Sverige, bör det finnas en förberedelse för att roller som inte idag finns på marknaden troligtvis kommer att uppstå. Samtidigt kan utvecklingen försvåras om det skapas en gråzon kring vilka rättigheter exempelvis elnätsbolagen eller en tredje part har att erbjuda denna typ av tjänster.

Ge elnätsbolaget tydligare incitament att satsa på smarta elnätslösningar

Incitamentsregleringen ger för svag styrning på företagens investeringsbeslut. Andra delar av intäktsramsregleringen har större inverkan på företagens investeringsbeslut. De befintliga indikatorerna styr heller inte tillräckligt starkt mot smarta elnätsinvesteringar, elnätsföretagen väljer andra lösningar för att förbättra sig mot indikatorerna.

Vi tror att det finns starka argument att ge företagen tydligare incitament att satsa på smarta elnätslösningar. Samtidigt måste de mervärden ett smart elnät ger till kunder, elsystemet och samhället i stort kunna motivera högre kostnader för smarta komponenter.

Ett alternativ är att stärka det befintliga incitamentet. Några möjliga lösningar är att:

1. Låta företagen behålla överskottet av förbättringar gentemot indikatorerna under längre tid. Även om tillsynsperioden är fyra år kan jämförelsetalet nollställas efter en längre period för att ge företagen större incitament att förbättra sig mot indikatorerna. Detta sker naturligt vid benchmarking, då förbättringar ger resultat så länge de ligger under normen.
2. Se över om den nuvarande indikatorn för belastningen kan utformas för att tydligare understödja smarta elnätslösningar. Här finns två potentiella förändringar som skulle kunna övervägas.
 - Som indikatorn är utformad idag är idén att elnätsföretagen ska få incitament att jämnar ut belastningen under ett dygn. Detta är inte fel i syfte att bidra till att integrera vind- och solkraft, men incitamenten skulle kunna vara tydligare riktade mot de timmar på året som avgör behovet av dimension på nätet och därmed är kostnadsdrivande för nätet.
 - Utfallet på indikatorn värderas med hjälp av kostnaden mot överliggande nät. Detta är dels problematiskt så till vida att denna kostnad är svår att påverka för elnätsföretagen, vilket försvagar incitamentet för företagen att förbättra sig gentemot indikatorn. Ytterligare ett problem är det faktum att belastningen mäts mot det överliggande nätet. Det skulle, genom utformningen av indikatorn, vara möjligt att ge företagen incitament att mäta på lägre nivå i nätet, till exempel i nätstationer. Detta skulle ge företagen en bättre inblick i hur nyttjandegraden ser ut, och hur näten faktiskt används.

Dessa förändringar skulle troligtvis ha en begränsad effekt på företagens investeringsbeslut så länge som andra delar av regleringen styr mot traditionella investeringar.

3. Ge elnätsföretagen tydligare incitament att investera i smarta elnätslösningar och testa pilotprojekt. Detta saknas idag i den svenska regleringen. Kostnader för forskning och utveckling, demonstrationsanläggningar, och andra satsningar på innovativa lösningar ingår heller inte i intäktsramen, vilket förtjänar att utredas ytterligare. Detta skulle också minska risken för företagen att investera i oprövad teknik, och ge dem en möjlighet att bekanta sig med nya tekniska lösningar och affärsmodeller kopplade till dessa. Här bör dock även övervägas att en sådan omläggning skulle innebära att nätföretagets kunder skulle bära en del av risken för icke-beskrövad teknik.

Ett sådant incitament skulle även kunna stärkas om införandet kombineras med ökade möjligheter att söka investeringsbidrag för pilotprojekt hos andra myndigheter. Exempelvis delar Energimyndigheten ut stöd till både utvecklingsverksamhet och kommersialisering som ligger i linje med de energipolitiska målen. Energimyndigheten är också medfinansier till tre av de fyra projekt som beskrivs i Tabell 2.1.

Här finns föregångare i andra länder. Det finska exemplet med innovationsincitamentet som är begränsat till nya och oprövade lösningar har intressanta egenskaper då det även finns krav på att resultat ska vara öppna vilket medger kunskapsspridning.

Sammanfattningsvis skulle incitamenten för elnätsföretagen att investera i smarta elnätslösningar behöva öka. Samtidigt är helheten i regleringen är viktig. Det är tveksamt vilken effekt de föreslagna åtgärderna skulle ha inom ramen för den befintliga incitamentsregleringen, givet att andra delar av regleringen har större inverkan på företagens investeringsbeslut och beslut om andra åtgärder.

Ett riktat incitament skulle ge tydligare styrning mot vissa typer av investeringar, projekt och åtgärder. Nackdelen är att dessa mer får inslag av inputreglering och det finns en risk att dessa inte lever upp till krav om teknikneutralitet.

Elnätsregleringens huvudsakliga syfte är ”att säkerställa att kunderna får betala ett skäligt pris för elnätstjänsten och ge kunderna en långsiktig leveranssäkerhet, samt trygga den svenska elförsörjningen.”⁷⁸ Om smarta elnätslösningar är de mest kostnadseffektiva lösningar för att nå detta mål, måste detta avspeglas i de incitament som företagen får genom intäktsramsregleringen. En eventuell förstärkning av incitamenten för smarta elnätslösningar måste kunna motiveras utifrån de nyttor sådana lösningar ger jämfört med ’traditionella lösningar’.

Se till att regleringen skapar förutsättningar för företagen som tydligare speglar verkligheten

Sverige bör gå mot att regleringsmodellen i största möjliga mån skapar förutsättningar för företagen som liknar situationen på en ’riktig’, konkurrensutsatt marknad. Det finns ett antal sätt som dagens regleringsmodell kan närma sig detta.

Ett sätt är att använda benchmarking istället för historiska jämförelsetal på befintliga indikatorer. Då tävlar företagen med varandra istället för sig själva. Ett problem med det kan vara att företagen har väldigt olika förutsättningar och därmed blir det svårt att konstruera en benchmarkingmodell med tillräckligt stor spridning på företag för att göra relevanta jämförelser. Energimarknadsinspektionen håller också för närvarande på att utreda möjligheten att införa benchmarking för nätförluster, vilket redan görs för leveranssäkerhet och effektiviseringskrav.

Även om benchmarking inte skulle användas för att jämföra företagen inom ramen för regleringen skulle det kunna vara användbart att använda benchmarking för att jämföra hur företagen kan nå mål om effektivt nätutnyttjande och leveranssäkerhet med hjälp av

⁷⁸ Energimarknadsinspektionen, Elnät och reglering av elnätsavgifter (<http://ei.se/sv/for-energiforetag/el/Elnat-och-natpris-reglering/>).

smarta elnätslösningar. Därmed skulle *best practice* kunna utvecklas. Om resultaten görs offentliga kan medvetenheten i sektorn öka om hur smarta elnätslösningar kan bidra till att lösa deras uppgifter. Då minskar också risken att genomföra investeringar i nya tekniska lösningar. Med tiden skulle detta kunna integreras i intäktsramsregleringen.

Vidare bör även avskrivningstider och normprislistan i högre grad spegla verkligheten. Intäktsramens storlek bestäms delvis av värdet på kapitalbasen, det vill säga företagens samlade anläggningar. Värdet på kapitalbasen beräknas utifrån en normprislista där värden för drygt 800 olika typer anläggningar finns angivna. Anläggningar skrivs sedan av under antingen 40 år (fysiska anläggningar) eller 10 år (styr- och kontrollsystem).

Värdet av kapitalbasen bestäms idag utifrån normprislistor som inte gör någon skillnad mellan traditionella och smarta komponenter. Smarta elnätslösningar är ofta dyrare än traditionella investeringar. Incitamenten att välja smarta elnätsinvesteringar är därmed låga.

Avskrivningstider för smarta komponenter är lika lång som för anläggningen som den är installerad i. Men ofta har dessa komponenter betydligt kortare livslängd än anläggningen. Ibland saknas komponenter helt i regleringen. Företagen får därmed svårare att finna lönsamhet i dessa investeringar.

En lösning vore att värdet av tillgångarna och avskrivningstiderna i större utsträckning reflekterar det faktiska anskaffningsvärdet och livslängden av investeringen. En övergång till att företagen får ersättning för anskaffningsvärdet av komponenter, i kombination med effektiviseringskrav på CAPEX skulle kunna ge större incitament att investera i smart teknik. Även tilläggs-koder för vissa typer av komponenter skulle kunna vara en lösning. Möjligheten till mer differentierade avskrivningstider utreds för närvarande i en konsultstudie åt Energimarknadsinspektionen.

En nackdel med detta förslag är risken för ökade administrationskostnader, inte minst som en ökad differentiering innebär att det blir än viktigare med välfungerande och regelbunden uppdatering av normpriserna. Redan idag är normkoderna relativt komplexa och resurskrävande att hålla uppdaterade. Att lägga till fler koder, och koder för kategorier av komponenter med snabb teknisk utveckling, kommer att öka denna komplexitet.

Möjlighet till direktavskrivning för vissa komponenter som når sin tekniska livslängd bör övervägas.

Ge företagen större möjlighet att själva välja hur de ska nå målen med elnätsregleringen

Dagens incitamentreglering styr mot kapitalinvesteringar, även om det skulle kunna finnas fall där investeringar och andra åtgärder som driver OPEX skulle kunna vara att föredra. Smarta elnätslösningar driver ofta OPEX, snarare än CAPEX. För att tillåta företagen att själva att välja vilka lösningar de ska genomföra finns olika metoder för att öka deras möjlighet att optimera mellan OPEX och CAPEX.

En övergång mot att hantera OPEX och CAPEX på liknande sätt i regleringsmodellen skulle kunna öka möjligheten för företagen att göra så. Effektiviseringskrav på totala utgifter (TOTEX), istället för enbart OPEX, har genomförts i flera länder. Om företagen i större utsträckning själva får välja hur de ska nå sina mål kan graden av innovation öka.

Effektiviseringskrav på TOTEX kan även utgöra ett alternativ till att utveckla och ytterligare differentiera den nuvarande normprislistan. Effektivisering på TOTEX skulle kunna ersätta normprisernas teoretiska kostnadspress, och istället kunna kombineras med anskaffningsvärden.

På sikt skulle en övergång till TOTEX-reglering kunna kombineras med menybaserade regleringsmodeller, eventuellt med inslag av dialog likt det brittiska systemet. Detta skulle ställa högre krav på Energimarknadsinspektionen och elnätsföretagen för att utforma respektive välja bland olika alternativa kontrakt, men kommer samtidigt med en rad teoretiska fördelar i samband med att företagen måste genomföra investeringar och andra åtgärder för att främja innovativa och oprövade tekniska lösningar. Framförallt skulle elnätsföretagen få större frihet välja hur de når olika mål, vilket skulle kunna öppna för mer användning av smarta elnätslösningar.

Litteraturlista

- Benedettini, S., Poletti, C., et Pontoni, F., (2012). Electricity Distribution investments: no country for old rules? A critical overview of UK and Italian regulations.
- Broberg, T. et al. (2014). En elmarknad i förändring – Är kundernas flexibilitet till salu eller ens verklig? Rapport åt Energimarknadsinspektionen.
- Cambini, C. et al., (2016). Market and regulatory factors influencing smart-grid investment in Europe: Evidence from pilot projects and implications for reform. *Utilities Policy*, 40, 36–47.
- CEER, (2014). CEER status review of regulatory approaches to smart grids.
- Damsgaard, N., et al., (2014). Framtida krav på elnäten. Elforsk rapport 14:26.
- Europaparlamentets och rådets direktiv 2012/27/EU om ändring av direktiven 2009/125/EG och om upphävande av direktiven 2004/8/EG och 2006/32/EG
- Energimarknadsinspektionen, (2016 a). Efterfrågefleksibilitet en outnyttjad resurs.
- Energimarknadsinspektionen, (2016 b). Åtgärder för ökad efterfrågefleksibilitet i det svenska elsystemet. Energimarknadsinspektionen R 2016:15.
- Energimarknadsinspektionen (2015). Funktionskrav på framtidens elmätare. Ei R2015:09.
- Energimarknadsinspektionen, (2015). Incitament för effektivt utnyttjande av elnätet. R2015:07.
- Energimyndigheten, (2016). Kontrollstation 2017 för elcertifikatsystemet. ER 2016:19.
- Energimyndigheten, (2015). Tillsynsmetoder under fjärde (1.1.2016–31.12.2019) och femte (1.1.2020–31.12.2023) tillsynsperioden.

- E.ON, (2017). Investeringskarta.
[http://invkarta.eon.se/desk-top/?_ga=1.211977748.1205729748.1490879314]
- ERGEG, (2010). Position paper on smart grids – An ERGEG conclusions paper. Svensk översättning från Samordningsrådet för smarta elnät (2014). Planera för effekt! SOU 2014:84, s. 30.
- Finnström et al., (2016). Incitament för smarta elnät. En utvidgad syn på driftsystemet?. Presentation från 2016-10-26.
- Finska Energimyndigheten, (2015). Regulation methods in the fourth regulatory period of 1 January 2016 – 31 December 2019 and the fifth regulatory period of 1 January 2020 – 31 December 2023.
- Gaia Consulting Oy, (2014). Energiaviraston valvontamenetelmissä sovellettavan innovaatiokannustimen arviointi.
- Hall, S., et Foxon, T. J., (2014). Values in the smart grid: the co-evolving political economy of smart distribution. Energy Policy, 74, 600–609.
- IVA, (2016). Framtidens elnät.
- IVA, (2016). framtidens elnät - en delrapport.
- Janols, M., (2016). Hushålls- och företagskunders potential till laststyrning i Umeå Energis Elnät. [<http://www.diva-porta.org/smash/get/diva2:937019/FULL-TEXT01.pdf>]
- Jenkins, J. D., et Pérez-Arriaga, I., (2014). the remuneration challenge: new solutions for the regulation of electricity distribution utilities under high penetrations of distributed energy resources and smart grid technologies.
- Kraftringen, [<https://kraftringen.se/privat/el/el-nat/>]
- Lavrijsen, S., Marhold, A., et Trias, A., (2016). The changing world of the DSO in a smart energy system environment: Key issues and policy recommendations. Centre on Regulation in Europe.
- Mandatova, P. et Lorenz, G., (2014). Electricity distribution investments: What regulatory framework do we need?

Miljö- och energidepartementet, (2016). Uppdrag att se över regleringen av intäkter från elnätsverksamhet. Regeringsbeslut M2016/03027/Ee.

NEPP, 2016. *Reglering av kraftsystemet med ett stort inslag av variabel produktion*, Stockholm: NEPP

NordReg, (2016). Discussion of different arrangements for aggregation of demand response in the Nordic market – February 2016.

Nykvist, B. et Nilsson, M., (2015). Rapidly falling costs of battery packs for electric vehicles. *Nature Climate Change*, 5(4), 329–332.
<https://doi.org/10.1038/nclimate2564>.

Ofgem, (2017). RIIO-ED1 Annual Report 2015-16. Office of Gas and Electricity Markets (2010). Handbook for implementing the RIIO model.

Ofgem, (2010). Handbook for implementing the RIIO model.

Oxera, (2016). Electricity network regulation in Italy moves towards a new paradigm.

Ruester, S., Schwenen, S., Batlle, C., & Pérez-Arriaga, I., (2014). From distribution networks to smart distribution systems: Rethinking the regulation of European electricity DSOs. *Utilities Policy*, 31, 229–237.

Smart Grid Gotland, <http://www.smartgridgotland.se/>

Svenska kraftnät, www.svk.se.

Svenska kraftnät (2016), Elmarknadshubb, <http://www.svk.se/hubb>

Upplands Energis webbplats, http://www.upplands-energi.se/omoss/38568.media_om_kraftiga_hojningar_av_elnatsavgift.html

Wallnerström, C. J., et al. (2016). The regulation of electricity network tariffs in Sweden from 2016.

Yard, S., (2016). Minskning av förlustel lönar sig knappast i praktiken: otillräckliga incitament för elnätsföretagen att effektivisera samt olämpliga principer för bestämning av nuanskaffningsvärdet.

Bilaga A

Enkät

Copenhagen Economics skickade ut en enkät riktade till samtliga (170) elnätsföretag. Enkäten skickades i första hand till de personer som stod listade som ekonomisk kontaktperson i Energimarknadsinspektionens register. Om en ekonomisk kontaktperson saknades skickades enkäten till den tekniska kontaktpersonen.

Enkäten marknadsfördes på Energimarknadsinspektionens hemsida via en artikel som länkade till enkäten. Enkäten marknadsfördes även med hjälp av Energiföretagen. Enkäten skickades till Energiföretagens medlemsmail.

Enkäten genomfördes online. Möjlighet fanns att skriva ut och läsa igenom frågor, liksom att gå tillbaka och uppdatera svar. Totalt bestod enkäten av 30 frågor med kommentarer i fritext på de flesta frågor, samt en öppen fråga i slutet av enkäten för fria kommentarer. Svaren kunde lämnas anonymt, vilket utnyttjades av hälften av företagen.

Smarta elnät definierades i enkäten som:

"ett elnät som i ökad utsträckning utnyttjar IT och kommunikationsteknik samt avancerad mätning, övervakning och styrning. Ett viktigt inslag är också insamling, bearbetning och analys av mycket stora datamängder genom avancerad beräkningsteknik och ny mjukvara". (SOU 2014:84, s. 30).

Smarta elnätslösningar definierades som ny teknologi, affärsmodeller och funktioner som ämnar:

- underlätta introduktion och utnyttjandet av förnybar elproduktion,
- leda till minskad energiförbrukning,
- bidra till effektreduktion vid effekttoppar och
- skapa förutsättningar för aktivare elkunder.

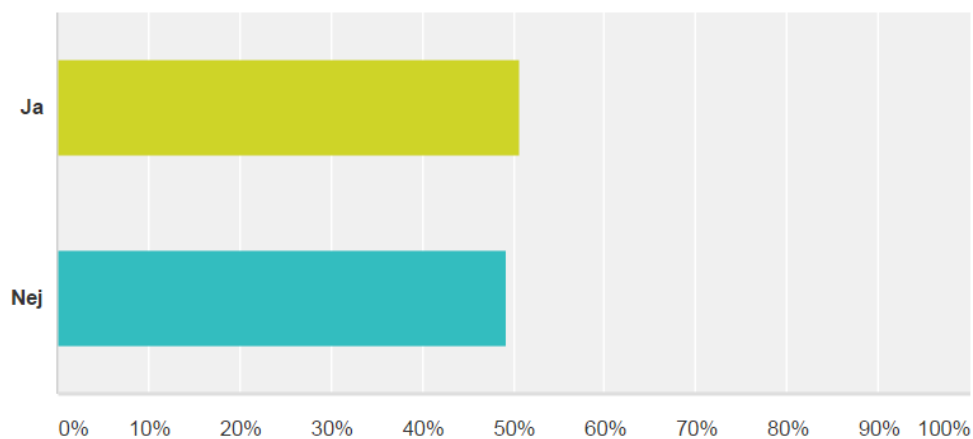
Åtgärder för smarta elnät definierades som de åtgärder som bidrar till ovan nämnda mål uppnås. Exempelvis investeringar i IT- och kommunikationslösningar, men även åtgärder såsom att införa tidsdifferentierade elnätstariffer för att främja efterfrågefleksibilitet hos kunder, eller att genomföra pilot- eller demonstrationsprojekt av nya tekniska lösningar.

Figurerna nedan baseras på de svar som var inkomna 24 maj 2017, då enkäten stängdes. Då hade sammanlagt 66 svar inkommit.

Av 66 företag som svarade valde 30 att ange företaget de representerar. Av dessa var mer än hälften privata bolag, 28 procent kommunala bolag och resterande 17 procent ekonomiska föreningar. Företagen representerar 60 procent av kundkollektivet, mätt som antal anslutningar.

A.1 Enkät svar

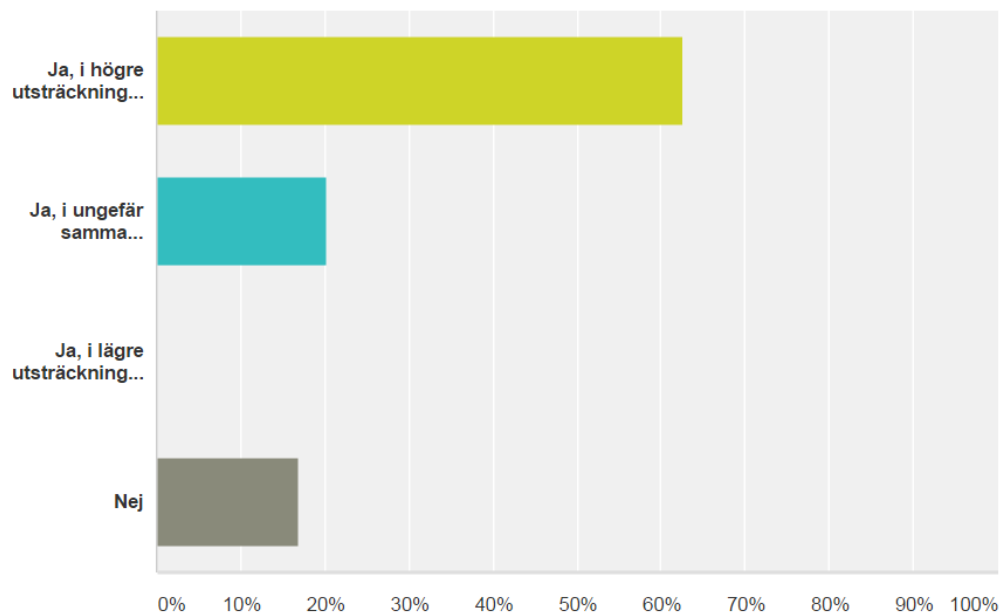
Figur 5.1 Har ni sedan 2012 investerat i smarta elnätslösningar?



Not: Svar: 61

Källa: Copenhagen Economics enkätundersökning

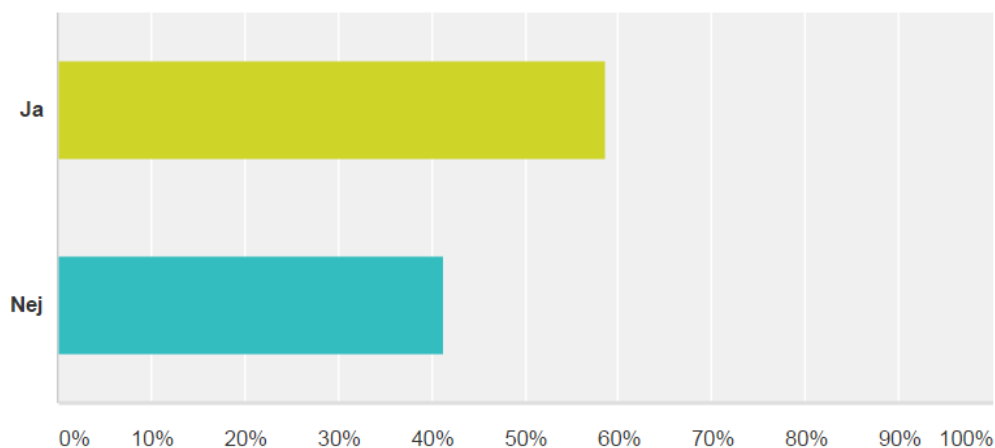
Figur 5.2 Planerar ni fram till 2019 att investera i smarta elnätslösningar?



Not: Svar: 59

Källa: Copenhagen Economics enkätundersökning

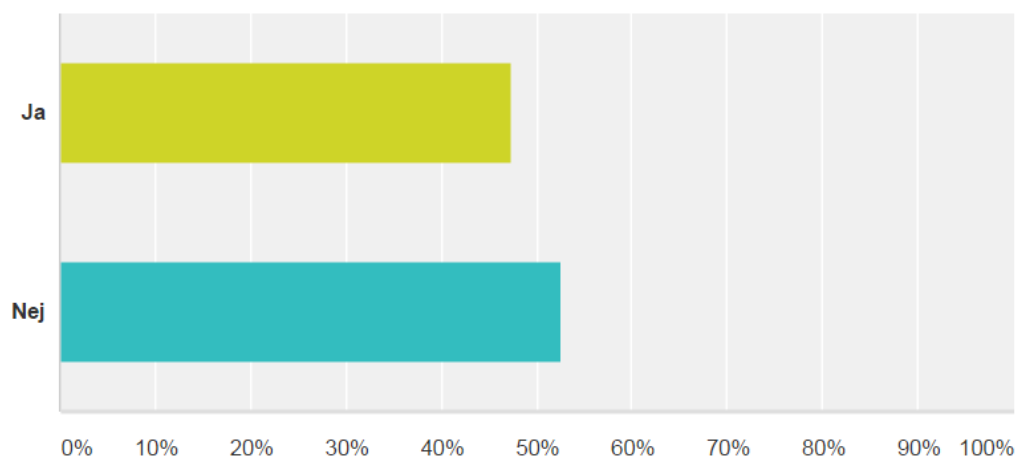
Figur 5.3 Har ni sedan 2012 gjort investeringar i syfte att minska nätförluster, jämnat ut lasten eller på andra sätt få ett mer effektivt nyttjande av elnäten?



Not: Svar: 58.

Källa: Copenhagen Economics enkätundersökning

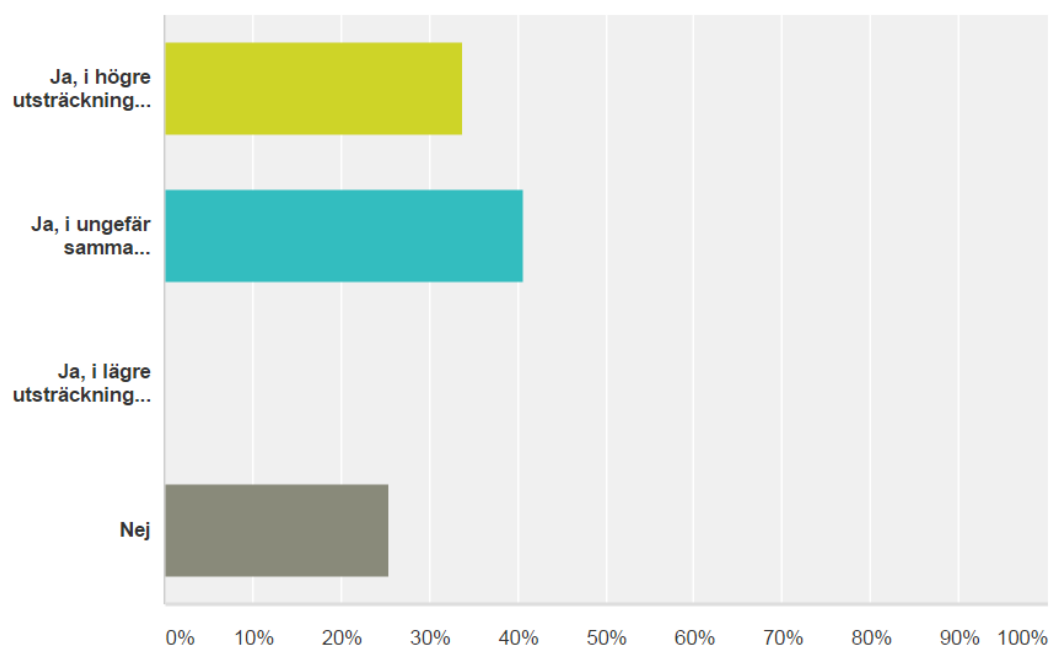
Figur 5.4 Har ni sedan 2012 genomfört andra åtgärder med syfte att minska nätförluster, jämnat ut lasten eller på andra sätt få ett mer effektivt nyttjande av elnäten?



Not: Svar: 57.

Källa: Copenhagen Economics enkätundersökning

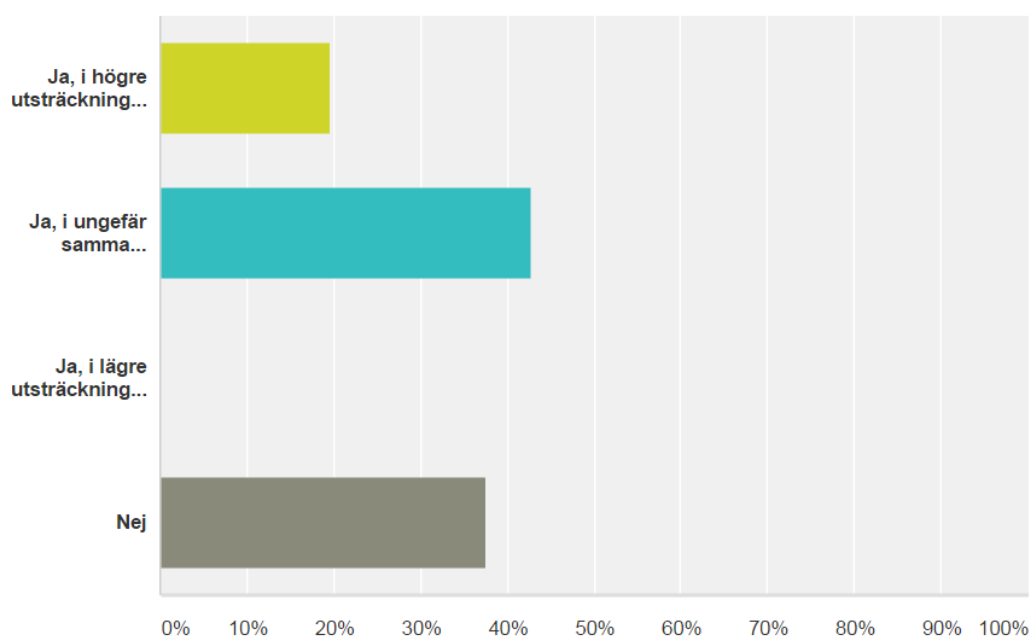
Figur 5.5 Planerar ni fram till 2019 att genomföra investeringar för att minska nätförluster, jämma ut lasten eller på andra sätt få ett mer effektivt nyttjande av elnäten som inte innebär investeringar i smarta elnätslösningar?



Not: Svar: 59.

Källa: Copenhagen Economics enkätundersökning

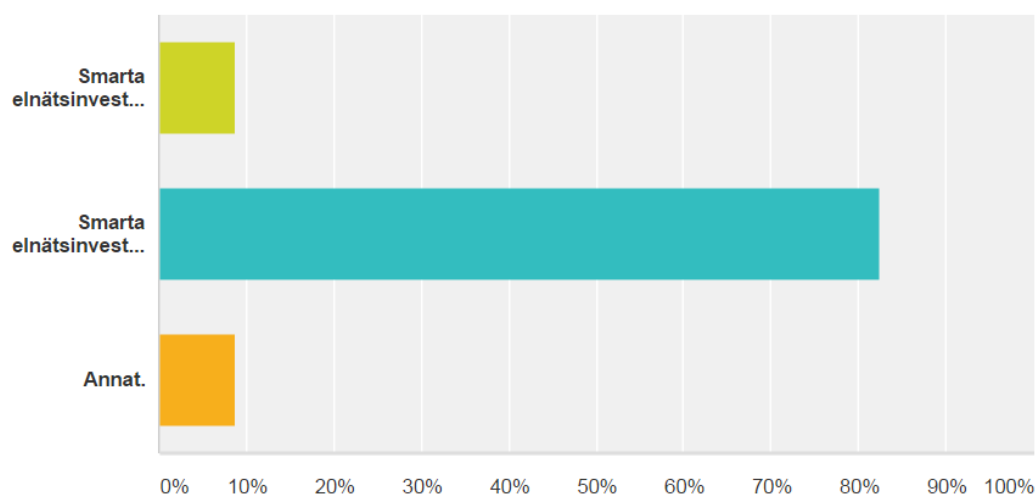
Figur 5.6 Planerar ni fram till 2019 genomföra andra åtgärder för att minska nätförluster, jämnar ut lasten eller på andra sätt få ett mer effektivt nyttjande av elnäten som inte innebär investeringar i smarta elnätslösningar?



Not: Svar: 56.

Källa: Copenhagen Economics enkätundersökning

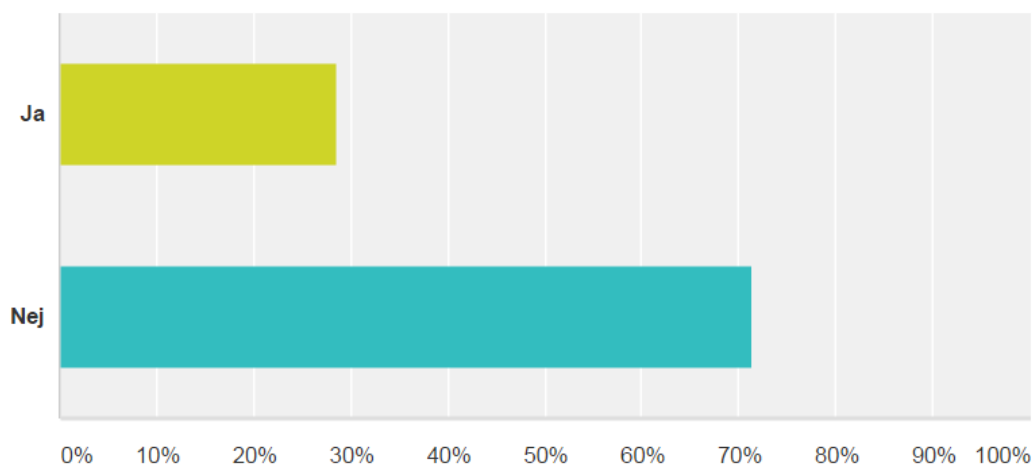
Figur 5.7 Hur ser ni på investeringar i smarta elnätslösningar i förhållande till mer traditionella investeringar, till exempel investeringar i ledningar och kablar och andra fysiska anläggningar?



Not: Svar: 57.

Källa: Copenhagen Economics enkätundersökning

Figur 5.8 Finns det investeringar i smarta elnätslösningar som ni skulle vilja genomföra fram till 2019, men inte planerar att genomföra/har genomfört?



Not: Svar: 56.

Källa: Copenhagen Economics enkätundersökning

**Figur 5.9 I vilken utsträckning påverkar incitamentsregleringen som helhet era investeringsplaner i allmänhet fram till 2019?
1 = inte alls, 5 = i hög utsträckning**

1	2	3	4	5
29.41%	15.69%	33.33%	13.73%	7.84%
15	8	17	7	4

Not: Svar: 54

Källa: Copenhagen Economics enkätundersökning

**Figur 5.10 I vilken utsträckning påverkar incitamentsregleringen för effektivt nätutnyttjande era investeringsplaner i smarta elnätslösningar fram till 2019?
1 = inte alls, 5 = i hög utsträckning**

1	2	3	4	5
36.00%	18.00%	32.00%	14.00%	0.00%
18	9	16	7	0

Not: Svar: 50

Källa: Copenhagen Economics enkätundersökning

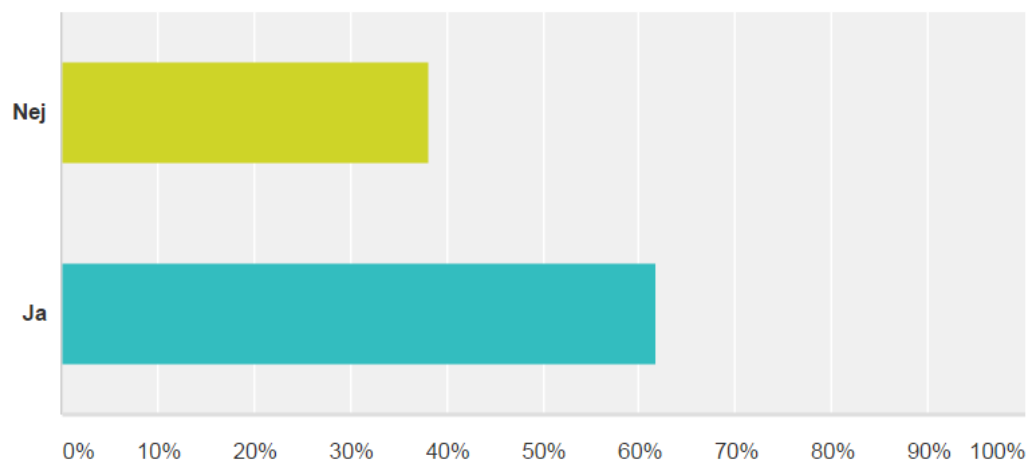
**Figur 5.11 I vilken utsträckning påverkar incitamentsregleringen som helhet era investeringsplaner i smarta elnätslösningar fram till 2019?
1 = inte alls, 5 = i hög utsträckning**

1	2	3	4	5
31.37%	23.53%	25.49%	15.69%	3.92%
16	12	13	8	2

Not: Svar: 51.

Källa: Copenhagen Economics enkätundersökning

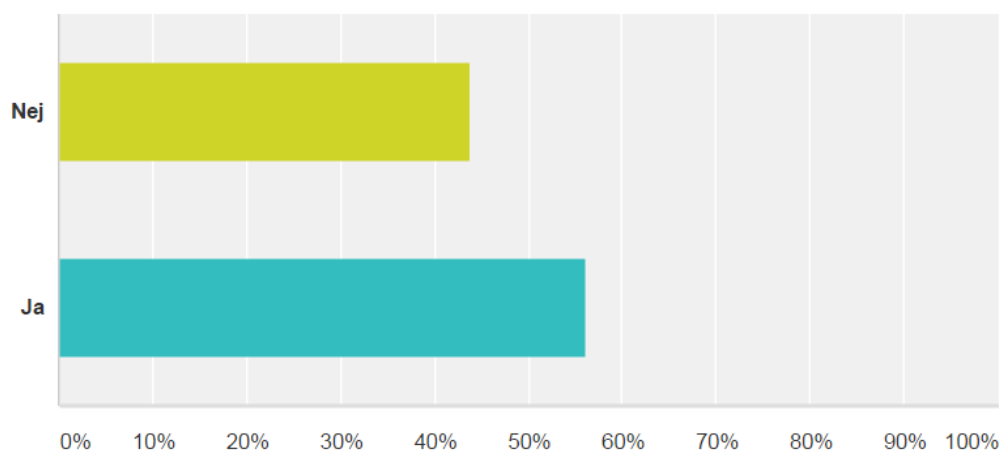
Figur 5.12 Finns det andra hinder i den nuvarande regleringen som helhet som motverkar investeringar i smarta elnätslösningar?



Not: Svar: 47.

Källa: Copenhagen Economics enkätundersökning

Figur 5.13 Finns det hinder i den nuvarande regleringen som helhet som motverkar andra åtgärder för att främja framväxten av smarta elnät?



Not: Svar: 48.

Källa: Copenhagen Economics enkätundersökning

Figur 5.14 Hur påverkar sättet som regleringsmodellen hanterar fördelning av kapitalkostnader (CAPEX) och driftskostnader (OPEX) era investeringar och andra åtgärder för att främja framväxten av smarta elnät?

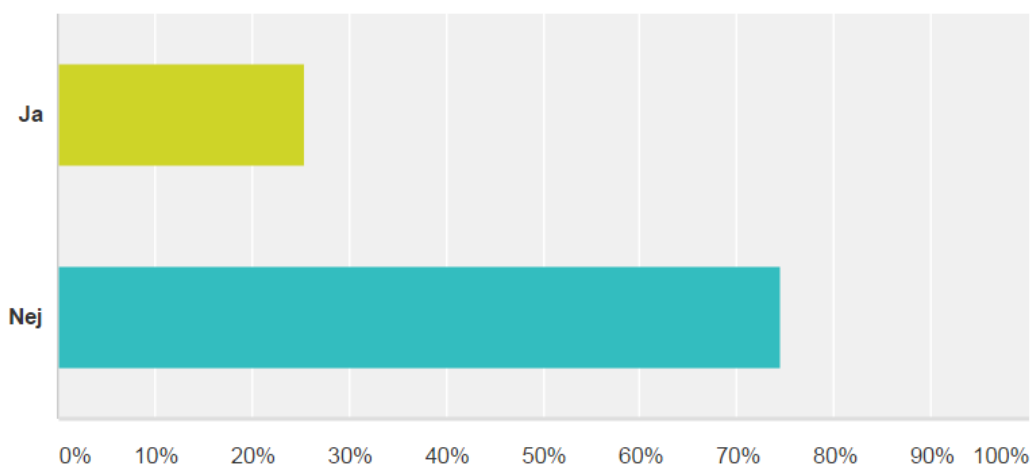
1 = inte alls, 5 = i hög utsträckning

1	2	3	4	5
17.31%	21.15%	34.62%	17.31%	9.62%
9	11	18	9	5

Not: Svar: 52.

Källa: Copenhagen Economics enkätundersökning

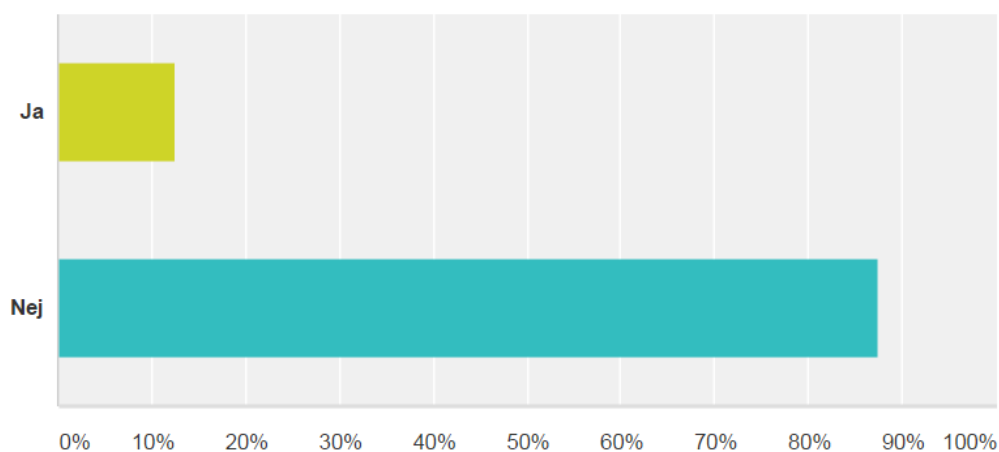
Figur 5.15 Ger den nuvarande regleringen incitament att köpa dyrare komponenter som ger lägre nätförluster?



Not: Svar: 51

Källa: Copenhagen Economics enkätundersökning

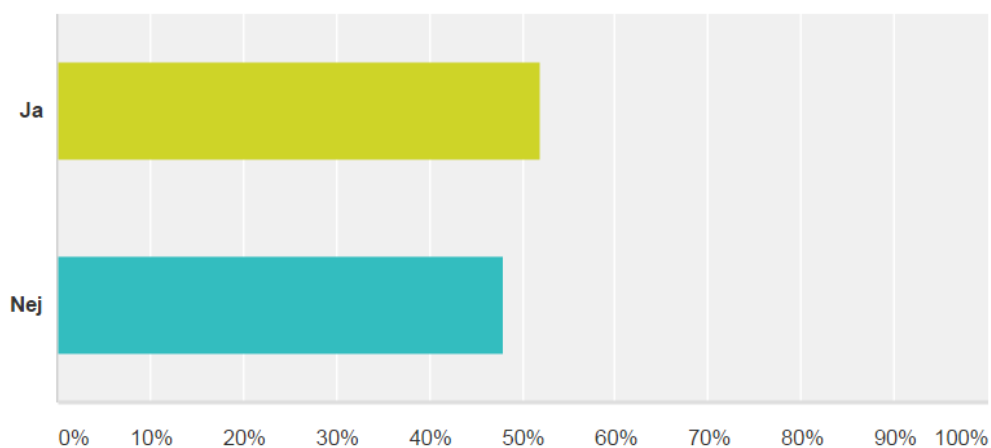
Figur 5.16 Främjar nuvarande reglering uppgradering eller livsförlängande åtgärder på befintliga komponenter, med stöd av sensorer, övervakning, effektivare driftstöd/verktyg, eller annan teknik inom smarta elnät



Not: Svar: 48

Källa: Copenhagen Economics enkätundersökning

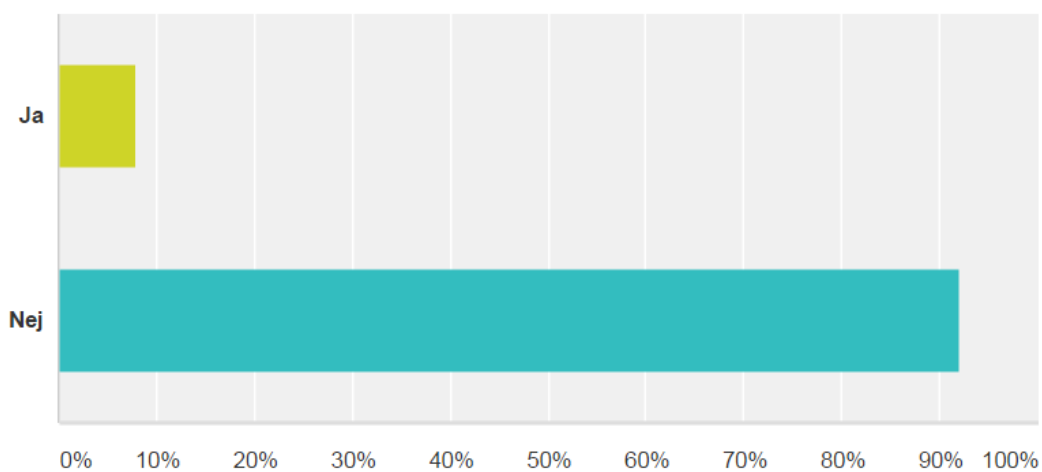
Figur 5.17 Utöver elnätsregleringen, finns det hinder som motverkar er från att genomföra åtgärder som främjar framväxten av smarta elnät?



Not: Svar: 50.

Källa: Copenhagen Economics enkätundersökning

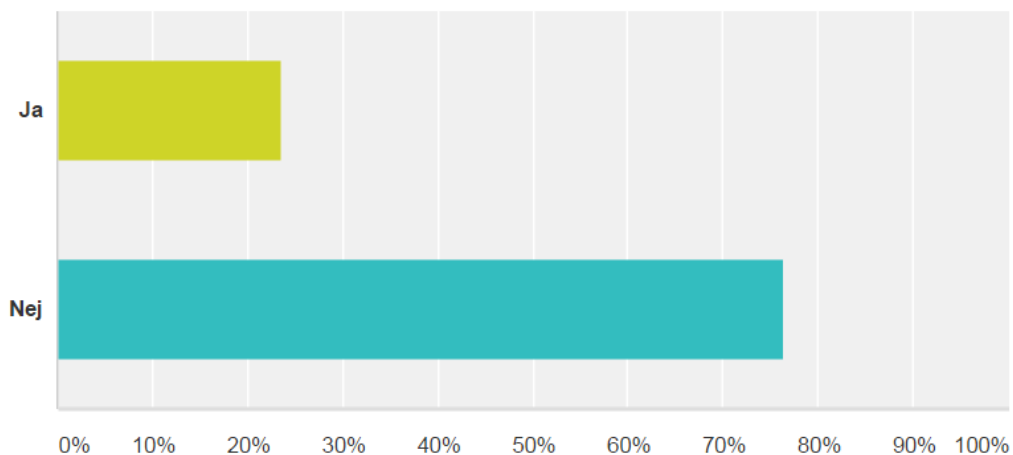
Figur 5.18 Har nuvarande reglering inneburit sänkta nätavgifter/nätтарiffer?



Not: Svar: 50

Källa: Copenhagen Economics enkätundersökning

Figur 5.19 Ger dagens indikatorer fungerande incitament för att öka effektiviteten i nyttjande av elnäten? Exempel på indikatorer är lastfaktor, kostnad för överliggande nät och nätförluster.



Not: Svar: 51

Källa: Copenhagen Economics enkätundersökning

Figur 5.20 Hur påverkar nivån på WACC-räntan era investeringsbeslut vad gäller smarta elnätslösningar?

1 = inte alls, 5 = i hög utsträckning

1	2	3	4	5
18.75%	18.75%	14.58%	20.83%	27.08%
9	9	7	10	13

Not: Svar: 48.

Källa: Copenhagen Economics enkätundersökning

Figur 5.21 Hur påverkar effektiviseringskrav på rörliga kostnader era investeringsbeslut vad gäller smarta elnätslösningar?
1 = inte alls, 5 = i hög utsträckning

1	2	3	4	5
26.00% 13	28.00% 14	32.00% 16	10.00% 5	4.00% 2

Not: Svar: 50.

Källa: Copenhagen Economics enkätundersökning

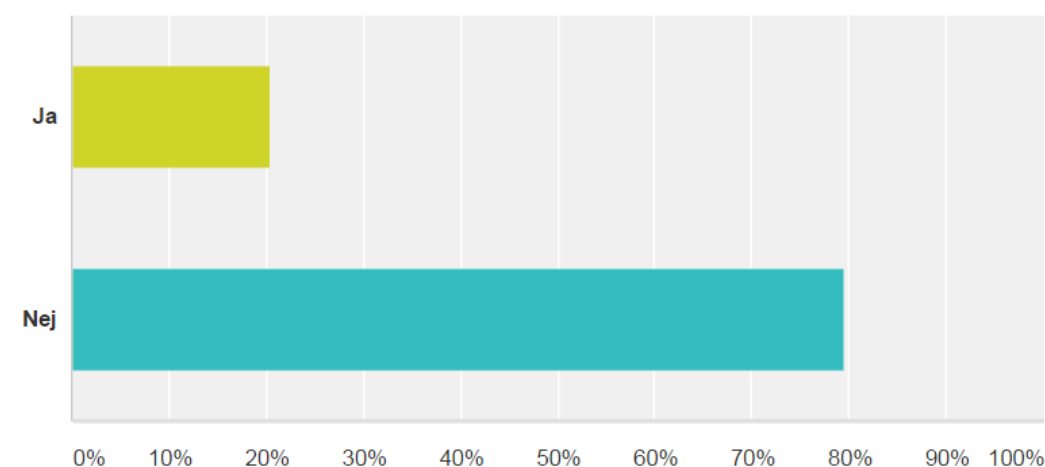
Figur 5.22 Hur påverkar värderingsmetoden på kapitalbasen era investeringsbeslut vad gäller smarta elnätslösningar?
1 = inte alls, 5 = i hög utsträckning

1	2	3	4	5
20.00% 10	14.00% 7	26.00% 13	24.00% 12	16.00% 8

Not: Svar: 50.

Källa: Copenhagen Economics enkätundersökning

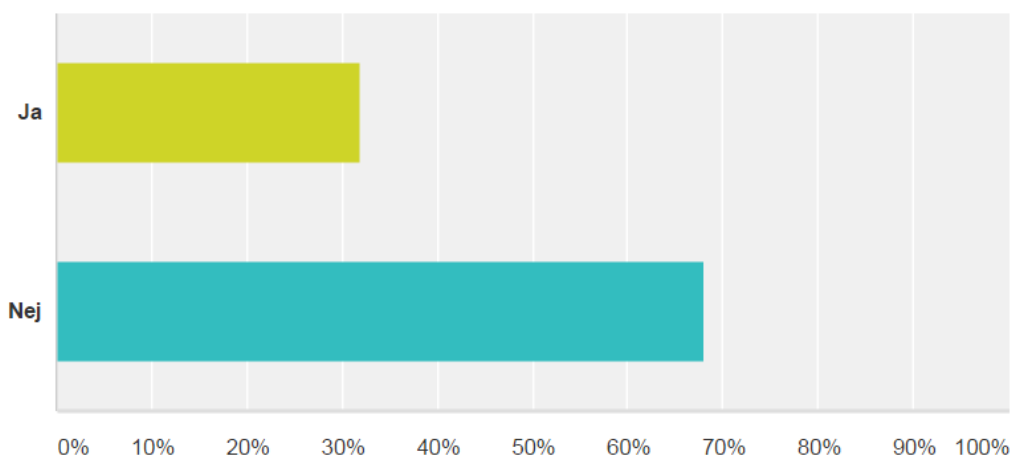
Figur 5.23 Finner ni stöd för investeringar i digital övervakning av nätkomponenter i befintlig reglering?



Not: Svar: 49.

Källa: Copenhagen Economics enkätundersökning

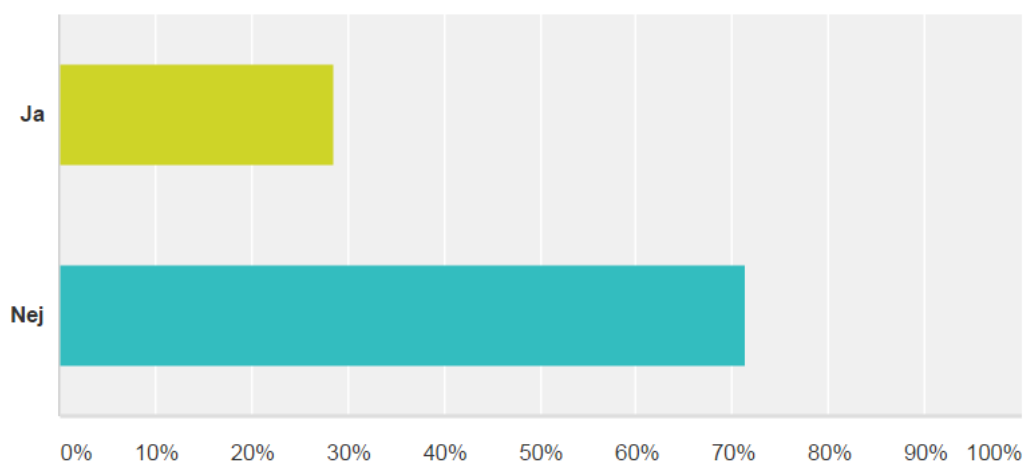
Figur 5.24 Har ni med hjälp av nuvarande reglering fått stöd att förbättra SAIDI, SAIFI, CEMI, m.m.?



Not: Svar: 50.

Källa: Copenhagen Economics enkätundersökning

Figur 5.25 Ger den nuvarande regleringen incitament att påverka kostnaden för förluster i till exempel transformatorer?



Not: Svar: 49.

Källa: Copenhagen Economics enkätundersökning

Bilaga B

Intervjuer

Copenhagen Economics har genomfört 12 intervjuer med 16 personer. Intervjuerna har varit semi-strukturerade, där intervjufrågor och generella diskussionsteman har skickats ut i förhand men diskussionerna har anpassats under intervjun beroende på person och kontext.

Exempel på frågor som skickades ut och diskuterades inkluderar:

- Hur väl fungerar incitamentsregleringen med avseende på att öka effektiviteten i nätnyttjande och/eller investeringar i smart elnätsteknologi?
- Hur förhåller sig incitamenten i dagens reglering till en utveckling av elsystemet med ökad andel intermittent förnybar energi och smarta elnätslösningar (till exempel efterfrågefleksibilitet, energilagring, *dynamic line rating*)?
- Vilka hinder finns i regleringen för att främja framväxten av smarta elnät?
- Vilka andra hinder finns för smarta elnät, och hur jämför de sig mot eventuellt hinder i regleringen?
- Om man vill främja framväxten av smarta elnät, hur behöver elnätsregleringen ändras? Vilka konsekvenser skulle det få?
- Hur tror du/ni att teknikutveckling kommer påverka behovet och valet av incitament i framtiden?
- Vad tror du om följande regleringslösningar:
 - Differentierade normprislistor och avskrivningstider
 - Olika former av insatser riktade mot innovativa lösningar (differentierad WACC, direktavskrivning)
 - TOTEX-reglering istället för att titta på och OPEX/CAPEX separat

Listan nedan anger de 16 personer som intervjuades. Personer som står på samma punkt intervjuades tillsammans:

- Björn Berg, Ngenic
- Bo Olsson, Vattenfall
- Bo Silversten, Claes G. Wedén och Tomas Einarsson, ABB
- David Bjurhall, Ellevio
- Lennart Söder och Mikael Amelin, Elkraftteknik, Kungliga Tekniska högskolan
- Lina Bertling Tjernberg, Elektroteknisk teori och konstruktion, Kungliga Tekniska högskolan
- Marcus Törnqvist, Ericsson

- Mikko Friipyöli, finska Energimyndigheten (finska regleringsmyndigheten)
- Paul Topfer, Ericsson
- Per Agrell, UC Louvain
- Peter Bogetoft, Copenhagen Business School
- Ronald Liljegren, Energiföretagen Sverige
- Torbjörn Solver, Mälarenergi

Bilaga C

Skriftliga kommentarer till utkast i samband med hearing

En hearing för utkastet på denna rapport genomfördes den 29 augusti. Inför denna rapport fanns det möjlighet att inkomma med skriftliga kommentarer till rapporten. Nedan redovisas en förteckning av skriftliga inkomna kommentarer, en sammanfattning av dess innehåll, och om Copenhagen Economics har tagit hänsyn till dessa kommentarer i utformningen av den slutliga versionen av rapporten.

Oberoende elhandlare

Oberoende elhandlare delar i stort rapportens slutsatser, och menar att det måste skapas en effektivare incitamentsstruktur för att stimulera utvecklingen av smarta nät. Författarna trycker på att elnätstarifferna bör utformas så att de bidrar till ett effektivt nyttjande av näten. De pekar på att ett hinder för kunder, som är större än 63 A, och som redan har timavräkning, är att de inte har en långsiktig elnätstariff. När de ska investera för att göra sin elförbrukning smart, så vet de inte hur länge elnätstariffen som de optimerar emot kommer gälla.

Thomas Fogelberg

Thomas Fogelberg har delat med sig av ett förslag på hur högeffektiva transformatorer kan bidra till att skapa kundnytta genom energi- och effektivvinster. Dessa transformatorer har en högre investeringskostnad än de transformatorer som ingår i dagens normkoder, men ger alltså en kundnytta som skulle övergå denna merkostnad.

Copenhagen Economics anser att vi behandlar denna problematik i rapporten när vi konstaterar att komponenter med högre inköpskostnad, men högre effektivitet, missgynnas genom utformningen av dagens reglering.

Göran Ek

Göran Ek har inkommit med ett antal kommentarer som rör både rapporten, den nuvarande regleringen, och begreppet smarta elnät. Följande sammanställning är Copenhagen Economics urval av de kommentarer som direkt rör rapporten:

1. Rapporten fokuserar på investeringar i ny (smart) teknik. Detta kan enbart vara ett medel för att nå mål, inte ett mål i sig. Riktade stöd till specifik teknologi är mycket tveksamt.
2. Rapporten tar inte upp vad en optimal investeringsnivå är, utan bara att nuvarande incitament är för svaga.

Kopplat till den första frågan har Copenhagen Economics i denna version av rapporten nyanserat beskrivningen av förhållandet mellan smart elnätsteknologi och intäktsramsregleringen. Syftet med regleringen är inte att främja smarta elnät, utan att ge företagen incitament att satsa på de lösningar som skapar störst kundnytta.