

# Utvecklingen av smarta elnät

Nationell rapport för Sverige 2025

Energimarknadsinspektionen (Ei) är en myndighet med uppdrag att arbeta för väl fungerande energimarknader.

Det övergripande syftet med vårt arbete är att Sverige ska ha väl fungerande distribution och handel av el, naturgas, fjärrvärme och fjärrkyla. Vi ska också ta tillvara kundernas intressen och stärka deras ställning på marknaderna.

Konkret innebär det att vi har tillsyn över att företagen följer regelverken. Vi har också ansvar för att utveckla spelreglerna och informera kunderna om vad som gäller. Vi reglerar villkoren för de monopolföretag som driver elnät och naturgasnät och har tillsyn över företagen på de konkurrensutsatta energimarknaderna.

Energimarknaderna behöver spelregler – vi ser till att de följs.

# Förord

Energimarknadsinspektionen (Ei) ska övervaka och utvärdera utvecklingen av smarta elnät som främjar energieffektivitet och integrering av energi från förnybara energikällor. Övervakningen och utvärderingen ska göras utifrån en begränsad uppsättning av indikatorer och Ei ska, baserat på dessa indikatorer, ta fram och offentliggöra en nationell rapport med rekommendationer vartannat år. Det framgår av EU:s elmarknadsdirektiv (EU) 2019/944. Det här är den första rapport som Ei publicerar för att fullgöra uppgiften i direktivet.

Smarta elnät ska ses som ett verktyg för att skapa nytta för elkunderna och för samhället i stort. Syftet med rapporten är att sammantaget illustrera utvecklingen av smarta elnät som bidrar till energiomställning, energieffektivitet och ett motståndskraftigt och tillförlitligt elnät. Indikatorerna som används för att illustrera utvecklingen är inte avsedda att betraktas var för sig, men tillsammans kan de ge en bild av förutsättningarna för och behovet av smarta elnät, användningen av tekniker för smarta elnät samt hur elnäten presterar på några olika områden.

Den här rapporten presenterar utfallet för de valda indikatorerna.

Eskilstuna, december 2025

Ulrika Hesslow  
Generaldirektör

Linn Sjöström  
Projektledare

# Innehåll

<b>Sammanfattning</b> .....	<b>3</b>
<b>1 Inledning</b> .....	<b>5</b>
1.1 Syfte med rapporten .....	5
1.2 Vad är smarta elnät? .....	6
1.3 Bestämmelser om smarta elnät .....	7
<b>2 Sveriges elnät</b> .....	<b>9</b>
2.1 Det svenska transmissionsnätet .....	9
2.2 Det svenska distributionsnätet.....	9
<b>3 Indikatorer för smarta elnät</b> .....	<b>11</b>
3.1 Om indikatorerna.....	11
3.2 Indikatorerna baseras på uppgifter från elnätsföretag .....	12
3.3 Indikatorer inom kategorin Förutsättning.....	14
3.4 Indikatorer inom kategorin Användning .....	18
3.5 Indikatorer inom kategorin Prestation.....	28
<b>4 Slutsatser och rekommendationer</b> .....	<b>41</b>
4.1 Mängden lokalt installerad produktion och anslutna energilagrar har ökat .....	41
4.2 Tendens till minskade nätförluster på nationell nivå .....	42
4.3 Få företag använder dynamisk belastningsbarhet och flexibilitet .....	42
4.4 Ei:s rekommendationer .....	43

# Sammanfattning

Energimarknadsinspektionen (Ei) ska övervaka och utvärdera utvecklingen av smarta elnät som främjar energieffektivitet och integrering av energi från förnybara energikällor. Övervakningen och utvärderingen ska göras utifrån en uppsättning av indikatorer och Ei ska, baserat på dessa indikatorer, ta fram och offentliggöra en nationell rapport med rekommendationer vartannat år. Det framgår av artikel 59.1 i EU:s elmarknadsdirektiv (EU) 2019/944. Det här är Ei:s första rapport enligt uppgiften i direktivet.

De uppgifter som ligger till grund för indikatorerna som används för att övervaka och utvärdera utvecklingen av smarta elnät har rapporterats in av svenska elnätsföretag. Vissa uppgifter har rapporterats in i syfte att bidra specifikt till Ei:s övervakning av utvecklingen av smarta elnät. Andra uppgifter har elnätsföretagen rapporterat in till Ei i andra sammanhang. Ei har endast tillgång till data för två år för flera av indikatorerna. Underlaget är därför begränsat, så indikatorerna behöver tolkas med viss försiktighet.

Indikatorerna illustrerar tillsammans hur utvecklingen av smarta elnät bidrar till energiomställning, energieffektivitet och ett motståndskraftigt och tillförlitligt elnät. Indikatorerna ger även en bild av förutsättningarna för, användningen av och effekterna av smart elnätsteknik.

I flera fall går det inte att se någon utveckling under den korta tidsperiod som Ei har uppgifter för. Det framgår emellertid att elnätsföretagens förutsättningar har ändrats. Mängden lokalt installerad elproduktion, som ofta utgörs av väderberoende produktionsslag, har ökat avsevärt de senaste tio åren. Mellan 2023 och 2024 har även den totala kapaciteten av anslutna energilager ökat markant. De förändrade förutsättningarna kan påverka hur elnätsföretagen presterar på flera områden genom att bidra med nya utmaningar men också nya möjligheter. Bland annat kan den högre graden av lokalt installerad produktion bidra till lägre nätförluster när produktionen sker närmare förbrukaren.

Ei ser en viss förändring av de indikatorer som illustrerar elnätsföretagens prestationer. Nätsförlusterna har ökat i transmissionsnätet sedan 2010, men har sjunkit i Sverige som helhet. Utnyttjningsgraden, som är ett mått på hur jämn belastningen är i elnätet, har sjunkit mellan 2021 och 2024 i framför allt regionnäten. Båda dessa indikatorer påverkas av var elen produceras, och hur jämn produktionen är.

Elnätsföretagen kan inte helt styra utvecklingen av de indikatorer som ger ett mått på hur företagen presterar. De har dock möjlighet att bidra till att förbättra dem. Det finns en viss tendens till att elnätsföretagen använder sig av tjänster för flexibilitet i högre grad under 2024 jämfört med 2023, men Ei har än så länge bara tillgång till uppgifter för två år. Ei förväntar sig också att andelen elnätsföretag som tillämpar en tidsdifferentierad elnätsavgift kommer att öka till och med den 1 januari 2027 då alla elnätsföretag blir skyldiga att tidsdifferentiera sin nätavgift. Utvecklingen av dessa indikatorer kan bidra till att minska belastningen på elnätet.

Ei bedömer sammantaget att elnätsföretagen behöver fortsätta att anpassa sin verksamhet till följd av den pågående energiomställningen, och att smarta elnätslösningar ska beaktas som komplement till annat arbete i syfte att ge nytta till kunderna. Ei vill också betona vikten av att välja de lösningar som är mest samhällsekonomiskt effektiva över tid.

För att indikatorerna ska kunna ge en rättvisande bild av utvecklingen av smarta elnät behöver de analyseras samlat och över tid. Det är därför av vikt att fortsätta följa och analysera indikatorerna i kommande rapporter.

# 1 Inledning

EU har under de senaste åren lanserat två omfattande initiativ för att möta klimatutmaningarna och stärka energisäkerheten: Fit for 55 och REPowerEU. Tillsammans utgör de en grund för unionens gröna omställning och minskade beroende av fossila bränslen. För att EU ska kunna nå sina klimat- och energimål enligt dessa strategier krävs omfattande investeringar i elnäten. Totalt beräknas behovet av investeringar uppgå till omkring 584 miljarder euro under perioden 2020–2030<sup>1</sup>. Elektrifieringen av industrier och andra delar av samhället innebär att behovet av att bygga ut elnäten bedöms vara stort även i Sverige. Svenska kraftnät, som förvaltar och utvecklar transmissionsnätet i Sverige, bedömer att cirka 2 900 kilometer nya ledningar och cirka 40 nya stationer kommer tas i drift de närmaste tio åren. Dessutom planerar Svenska kraftnät för betydande reinvesteringar under samma period.<sup>2</sup> En sammanställning av elnätsföretagens nätutvecklingsplaner visar att nästan 90 procent av Sveriges nätföretag prognostiserar ett ökat behov av överföringskapacitet under den kommande tioårsperioden<sup>3</sup>. Genom att använda digitala lösningar kan behovet av fysisk utbyggnad minska. Smarta elnät utgör en central del i denna digitalisering.

## 1.1 Syfte med rapporten

Energimarknadsinspektionen (Ei) ska övervaka och utvärdera utvecklingen av smarta elnät som främjar energieffektivitet och integrering av energi från förnybara energikällor. Övervakningen och utvärderingen ska göras utifrån en begränsad uppsättning av indikatorer och Ei ska, baserat på dessa indikatorer, ta fram och offentliggöra en nationell rapport med rekommendationer vartannat år. Det framgår av EU:s elmarknadsdirektiv<sup>4</sup>. Det här är Ei:s första rapport enligt uppgiften i direktivet. Den kommer senare följas av ytterligare rapporter vartannat år.

Ei övervakar och utvärderar utvecklingen av smarta elnät utifrån en uppsättning indikatorer. De uppgifter som ligger till grund för indikatorerna har rapporterats in av svenska elnätsföretag. Vissa uppgifter har rapporterats in i syfte att bidra

---

<sup>1</sup> Europeiska kommissionen, *Smart grids and meters*, [https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/smart-grids-and-meters\\_en?prefLang=sv](https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/smart-grids-and-meters_en?prefLang=sv) (2025-09-16)

<sup>2</sup> Svenska kraftnät 2025, *Svenska kraftnät storsatsar - ger Sverige kraft att växa*, <https://www.svk.se/press-och-nyheter/press/svenska-kraftnat-storsatsar---ger-sverige-kraft-att-vaxa---4190149/>

<sup>3</sup> Energimarknadsinspektionen 2025, *Ei har sammanställt innehållet i elnätsföretagens nätutvecklingsplaner*, <https://ei.se/om-oss/nyheter/2025/2025-03-13-ei-har-sammanstallt-innehallet-i-elnatsforetagens-natutvecklingsplaner>

<sup>4</sup> Artikel 59.1 l) i Europaparlamentets och rådets direktiv (EU) 2019/944 av den 5 juni 2019 om gemensamma regler för den inre marknaden för el och om ändring av direktiv 2012/27/EU

specifikt till Ei:s övervakning av utvecklingen av smarta elnät. Andra uppgifter har elnätsföretagen rapporterat in till Ei i andra sammanhang.

Elnätsföretagens rapportering av uppgifter i syfte att bidra specifikt till Ei:s övervakning av utvecklingen av smarta elnät har pågått i två år, 2024 och 2025. Underlaget är därmed begränsat. Ei har längre tidsserier för de uppgifter som elnätsföretagen har rapporterat till myndigheten i andra sammanhang.

Rapporten ger en bakgrund till Ei:s arbete med smarta elnät (avsnitt 1) och hur det svenska elnätet är uppbyggt (avsnitt 2). Fokus i rapporten är dock avsnitt 3, där indikatorerna beskrivs och utfallet för dessa presenteras. Slutligen presenterar rapporten ett antal slutsatser och rekommendationer (avsnitt 4).

## 1.2 Vad är smarta elnät?

Med smarta elnät menas ofta elnät som automatiskt kan övervaka energiflöden och anpassa sig efter förändringar i tillgång och efterfrågan. I förordningen (2022:585) om elnätsverksamhet definieras smarta elnät som

1. elnät som möjliggör kostnadseffektiv integrering och aktiv kontroll av beteendet och åtgärderna hos den som är ansluten till elnätet och där nätföretaget digitalt kan få information om användarnas förbrukning och produktion av el, och
2. informations- och kommunikationsteknik för kommunikation med nätföretag, producenter, elanvändare och energilagringsanläggningar i syfte att överföra el på ett hållbart, kostnadseffektivt och säkert sätt.

När smarta elnät kombineras med smarta mätare kan de ge realtidsinformation om energianvändning till både elanvändare och leverantörer, och i vissa fall även reagera på förändringar i produktion och förbrukning. På så sätt kan smarta elnät bidra till integrationen av mer förnybar elproduktion, främja energieffektivitet och bidra till att göra nätet mer motståndskraftigt och flexibelt.

De europeiska energitillsynsmyndigheterna har under lång tid arbetat med att utveckla prestationsbaserad reglering och indikatorer som stödjer EU:s energi- och klimatmål. Redan 2009–2010 genomförde Ergeg, den dåvarande samarbetsorganisationen för EU:s nationella energitillsynsmyndigheter, en offentlig konsultation om smarta elnät och möjliga indikatorer<sup>5</sup>. Därefter har flera rapporter publicerats som vidareutvecklar dessa idéer.

---

<sup>5</sup> Ergeg, 2010, *Position Paper on Smart Grids - An ERGEG Conclusions Paper* E10-EQS-38-05\_SmartGrids\_Conclusions\_10-Jun-2010\_Corrigendum

Under 2024 tog Acer och Ceer ett nytt steg genom att publicera en gemensam vägledningsartikel<sup>6</sup> som ger riktlinjer för hur nationella tillsynsmyndigheter kan mäta och följa upp prestanda i smarta elnät. Målet är att förbättra nätens effektivitet, tillförlitlighet och hållbarhet, vilket gynnar både elanvändare och energisystemet i stort. I vägledningen framhålls att vissa indikatorer bör vara gemensamma för hela EU, medan andra bör vara flexibla och anpassas nationellt utifrån lokala förutsättningar.

Acer och Ceer håller på att ta fram gemensamma indikatorer för smarta nät på alla spänningsnivåer. Dessa indikatorer ska presenteras i juni 2026. Ei följer arbetet och kommer vid behov att uppdatera myndighetens föreskrifter avseende elnätsföretagens rapportering av smarta elnätsindikatorer.

### 1.3 Bestämmelser om smarta elnät

Elmarknadsdirektivet listar i artikel 59 de nationella tillsynsmyndigheternas uppgifter och befogenheter. I Sverige är Ei nationell tillsynsmyndighet enligt elmarknadsdirektivet<sup>7</sup>. I artikel 59.1 i elmarknadsdirektivet står bland annat att

Tillsynsmyndigheten ska ha följande uppgifter:

[--] l) Övervaka och utvärdera resultatet hos systemansvariga för överförings- och distributionssystemen i förhållande till utvecklingen av ett smart nät som främjar energieffektivitet och integreringen av energi från förnybara energikällor utifrån en begränsad uppsättning indikatorer, och offentliggöra en nationell rapport vartannat år, med rekommendationer.

Vid genomförandet av elmarknadsdirektivet konstaterade regeringen att Ei, för att kunna fullgöra sina uppgifter enligt artikel 59.1 i elmarknadsdirektivet, kan behöva tillgång till information som finns hos nätföretagen<sup>8</sup>. Av denna anledning infördes en ny bestämmelse i ellagen:

#### **Information som nätmyndigheten behöver enligt elmarknadsdirektivet**

Regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer får meddela föreskrifter om skyldighet för nätföretag att till nätmyndigheten lämna information som myndigheten behöver för att fullgöra sina uppgifter enligt artikel 59.1 i elmarknadsdirektivet. (12 kap. 17 §)

---

<sup>6</sup> Acer och Ceer 2024, *Electricity transmission and distribution "smart-grid" performance indicators - an ACER-CEER guidance paper* <https://www.ceer.eu/wp-content/uploads/2024/06/8e3b4925-d8e9-3aae-8144-fdc419748b36.pdf>

<sup>7</sup> 2 § 1 förordningen (2016:742) med instruktion för Energimarknadsinspektionen

<sup>8</sup> Regeringens proposition 2021/22:153 *Genomförande av elmarknadsdirektivet när det gäller nätverksamhet*

Regeringen har också, som nämndes i avsnitt 1.21.1, definierat smarta elnät i förordningen om elnätsverksamhet. I samma förordning ger regeringen Ei rätt att meddela föreskrifter.

I syfte att kunna genomföra uppgiften enligt elmarknadsdirektivet har Ei utrett vilka indikatorer som är lämpliga för att övervaka och utvärdera utvecklingen av smarta elnät i Sverige och presenterat slutsatserna i rapporten *Indikatorer för utvecklingen av smarta elnät* (Ei R2021:07). Utifrån slutsatserna i rapporten såg myndigheten ett behov av att ta in uppgifter från elnätsföretagen utöver de som redan togs in i andra sammanhang, och meddelade därför nya föreskrifter under 2022: Energimarknadsinspektionens föreskrifter och allmänna råd (EIFS 2022:5) om skyldighet att rapportera uppgifter om utvecklingen av smarta elnät. I föreskrifterna reglerar Ei vilka elnätsföretag som är skyldiga att rapportera uppgifter om smarta elnät till Ei, när rapporteringen ska göras och vilka uppgifter som ska rapporteras.

## 2 Sveriges elnät

Det svenska elnätet kan delas in i tre nivåer: transmissionsnät, regionnät och lokalnät. Traditionellt har elnätet i Sverige främst varit en enkelriktad överföring mellan storskalig elproduktion och slutkunder. Distribuerad produktion<sup>9</sup> och smarta elnätslösningar gör dock att elkraftsystemets funktion blir alltmer komplex, vilket medför både utmaningar och möjligheter för aktörerna på elmarknaden.

Företag som ägnar sig åt elnätsverksamhet måste ha tillstånd från Ei. Sådana tillstånd kallas för nätkoncession. Det finns två typer av nätkoncessioner, nätkoncession för linje och nätkoncession för område. Nätkoncession för linje ges för varje enskild kraftledning, oftast på högre spänningsnivåer. Det finns möjlighet att ansöka om nätkoncession för område för både lokal- och regionnätet.

### 2.1 Det svenska transmissionsnätet

Den el som produceras i större produktionsanläggningar, till exempel i stora vattenkraftverk och kärnkraftverk, leds direkt ut i transmissionsnätet för att sedan distribueras vidare. Transmissionsnätet definieras enligt ellagen<sup>10</sup> som ett tekniskt och driftsmässigt sammanhängande ledningsnät som har en spänning om 220 kV eller mer, sträcker sig över flera regioner i Sverige och länkar samman det nationella elnätet med elnät i andra länder. Transmissionsnätsföretag definieras som den som innehar nätkoncession för ledning som ingår i ett transmissionsnät. Affärsverket svenska kraftnät förvaltar och utvecklar transmissionsnätet i Sverige.

### 2.2 Det svenska distributionsnätet

I Sverige består distributionsnätet av lokalnät och regionnät där majoriteten av alla slutkunder är anslutna till ett lokalnät medan regionnäten utgör länken mellan transmissionsnät och lokalnät.

#### 2.2.1 Regionnät

Regionnät avser nät med en spänningsnivå under 220 kV som inte tillhör ett lokalnät. Ett regionnät kan antingen ha nätkoncession för linje eller för område med en lägsta tillåten spänning. Under 2024 fattade Ei de första besluten om nätkoncession för område avseende regionnät. Ett elnätsföretagen som har nätkoncession för område i regionnätet har inte ensamrätt utan även andra

---

<sup>9</sup> Ofta avses lokal elproduktion ansluten till region- eller lokalnät. En hög andel utgörs av förnybar väderberoende elproduktion såsom solceller eller vindkraftverk.

<sup>10</sup> 1 kap. 4 § ellagen (1997:857)

elnätsföretag får bygga och driva ledningar inom samma spänningsintervall och inom samma område, men då i stället med stöd av nätkoncession för linje.

Huruvida ett elnätsföretag som har både nätkoncession för område och för linje ska samredovisa sina nätkoncessioner för linje med sin nätkoncession för område avgörs från fall till fall och beror till stora delar på om de har gränspunkter till andra lokalnät än sitt eget. Detta gör att vissa relativt små så kallade produktionsnät<sup>11</sup> definieras som regionnät, medan många redovisningsenheter som inkluderar nätkoncessioner för linje endast räknas som ett lokalnät. Under 2024 fanns det 25 elnätsföretag som ägde och drev regionnät i Sverige. De fyra största regionnätsföretagen står tillsammans för cirka 99,7 % av all uttagen energi från regionnäten<sup>12</sup>.

### **2.2.2 Lokalnät**

Lokalnät avser nät som främst omfattas av nätkoncession för område med endast en högsta tillåten spänning. Nätkoncession för område ger elnätsföretaget rätt och skyldighet att bedriva nätverksamhet inom ett geografiskt område. Ett elnätsföretag som har nätkoncession för område i lokalnätet har i princip ensamrätt att bygga och använda ledningar upp till den aktuella spänningsnivån i det aktuella området.

Lokalnät kan delas in i högspänning (> 1 kV) och lågspänning ( $\leq$  1 kV). Majoriteten av kunderna är anslutna till ett lågspänningsnät på 0,4 kV. Vissa större kunder är anslutna till högspänning i lokalnät eller direkt till ett regionnät.

Under 2024 fanns det 149 elnätsföretag som ägde och drev lokalnät i Sverige. Ett elnätsföretag har vanligtvis ett lokalnät i ett geografiskt sammanhängande område som kan redovisas tillsammans som en redovisningsenhet även om området omfattas av flera koncessioner.

---

<sup>11</sup> Till exempel ägare av en vindkraftpark som har fått beviljat linjekoncession för att ansluta sin produktion till elkraftsystemet, men som inte har gränspunkt till underliggande nät.

<sup>12</sup> Energimarknadsinspektionen 2024, [Leveranssäkerhet i Sveriges elnät 2023](#) Ei R2024:13

## 3 Indikatorer för smarta elnät

Ei övervakar och utvärderar utvecklingen av smarta elnät utifrån en uppsättning indikatorer. Indikatorerna ska i enlighet med elmarknadsdirektivet illustrera hur smarta elnät bidrar till energiomställning, energieffektivitet och ett motståndskraftigt och tillförlitligt elnät.

Indikatorerna ska inte ses som mål, utan som mått som kan illustrera utvecklingen mot smarta nät. Indikatorerna är inte heller avsedda att betraktas var för sig. Tillsammans kan de dock ge en bild av förutsättningarna för och behovet av smarta elnät, användningen av tekniker för smarta elnät samt hur elnäten presterar på några olika områden.

### 3.1 Om indikatorerna

Ei identifierade och föreslog i en förstudie<sup>13</sup> som myndigheten utförde under åren 2019–2021 de indikatorer som används. Vid arbetet deltog en referensgrupp med representanter från olika aktörer i branschen<sup>14</sup>. Som en del av arbetet med förstudien genomfördes även en konsultutredning benämnd *Framtidssäkring av smarta elnätsindikatorer*<sup>15</sup>. Ungefär 240 potentiella indikatorer analyserades i arbetet.

Vid utvärderingen av indikatorer utgick Ei från följande analysperspektiv: *Relevans, Publicerbarhet, Mätbarhet/beräkningsbarhet, Påverkbarhet, Teknikneutralitet, Tillgänglighet, Representativitet*, samt *Framtidsutveckling*. De indikatorer som Ei bedömde lämpliga sorterades in i kategorierna *Förutsättning, Användning* och *Prestation*.

Inom kategorin *Förutsättning* finns de indikatorer som återspeglar den potential som finns i systemet avseende smart elnätsteknik. Den kan också avse faktorer som elnätsföretaget inte kan styra över men som ställer krav på elnätet.

Inom kategorin *Användning* finns de indikatorer som återspeglar nyttjandet av smart elnätsteknik eller användning av traditionell elnätsteknik på ett sådant sätt som möjliggör integrering av förnybar elproduktion, minskad energianvändning, flexibilitet som jämnar ut belastningen i elnätet eller att elanvändare kan bli aktiva deltagare på elmarknaden.

---

<sup>13</sup> Energimarknadsinspektionen 2021, *Indikatorer för utvecklingen av smarta elnät* Ei R2021:07.

<sup>14</sup> De aktörer som deltog i referensgruppen var Ellevio, Energiforsk, Energiföretagen Sverige, Eon Energidistribution, Hitachi ABB Power Grids, Mälarenergi elnät, Power Circle, Svenska kraftnät, Umeå Energi, Vattenfall Eldistribution och Öresundskraft. De medverkande elnätsföretagen har tillsammans över hälften av alla Sveriges elkunder i sina nät.

<sup>15</sup> WSP Sverige AB och Widegren Energy AB 2020, *Framtidssäkring av smarta elnätsindikatorer*

Slutligen omfattar kategorin *Prestation* de indikatorer som speglar effekten av smart elnätsteknik på en mer övergripande nivå. Utvecklingen av indikatorerna inom kategorin beror emellertid inte enbart på införandet av smart elnätsteknik utan även på andra val som elnätsföretagen gör och förutsättningar som elnätsföretagen inte styr över.

I arbetet med förstudien delade Ei in de föreslagna indikatorerna efter vilket eller vilka fokusområden (energiomställning, energieffektivitet eller motståndskraftigt och tillförlitligt elnät) som de bedömdes bidra till i första hand. På så sätt säkerställdes att det finns indikatorer som följer upp samtliga fokusområden. Samma indelning i fokusområden återkommer i den här rapporten. Många indikatorer bidrar dock i högre eller lägre grad till alla fokusområden.

### **3.2 Indikatorerna baseras på uppgifter från elnätsföretag**

Ei har tillgång till ett stort antal uppgifter som elnätsföretagen regelbundet rapporterar till myndigheten. Vissa av dessa uppgifter kan användas för att övervaka och utvärdera utvecklingen av smarta elnät. I den förstudie som genomfördes i syfte att identifiera lämpliga indikatorer för att följa utvecklingen av smarta elnät bedömde Ei att det fanns ett behov att samla in kompletterande uppgifter som myndigheten inte redan hade tillgång till från elnätsföretagen. Av denna anledning har en majoritet av de svenska nätföretagen rapporterat ytterligare uppgifter sedan 2024.

Tabell 1 listar de indikatorer som Ei valt att använda för att övervaka och utvärdera utvecklingen av smarta elnät. Tabellen visar även vilket fokusområde som varje indikator är avsedd att följa upp, om indikatorn baseras på uppgifter från nätföretag på lokalnätetsnivå (REL), regionnätetsnivå (RER) eller transmissionsnätetsnivå (RET) och vilka indikatorer som är ämnade att illustrera förutsättningar för smarta elnät, användningen av smarta elnät respektive elnätsföretagens prestationer.

Tabellen visar också i vilket sammanhang Ei tar in uppgifterna. *Särskilda rapporten – teknisk data* syftar på en del av den årsrapport som elnätsföretagen årligen skickar in till Ei<sup>16</sup>. *Avbrottsrapporteringen* syftar på den årliga rapportering som elnätsföretagen gör till Ei avseende elavbrott<sup>17</sup>. *Smarta elnätsindikatorer* avser i tabellen de uppgifter som nätföretagen rapporterar till Ei specifikt i syfte att myndigheten ska kunna följa utvecklingen av smarta elnät.

---

<sup>16</sup> Uppgifter från den särskilda rapporten – teknisk data publiceras på ei.se <https://ei.se/om-oss/statistik-och-oppna-data/tekniska-uppgifter--elnet>

<sup>17</sup> Uppgifter om avbrott publiceras på ei.se <https://ei.se/om-oss/statistik-och-oppna-data/leveranssakerhet--elnet>

Tabell 1. Översikt över de indikatorer för smarta elnät som Ei använder, inklusive kategori, fokusområde, nätnivå (lokalt nät (REL), regionnät (RER), transmissionsnät (RET)) och i vilket sammanhang Ei tar in uppgiften.

#### Kategori: Förutsättning

Indikator	Fokusområde	Nivå	Källa
Lokalt installerad produktion	Energiomställning	REL/RER/RET	Särskilda rapporten - teknisk data
Elektrifiering av transportsektorn <sup>18</sup>	Energiomställning, Energieffektivitet	-	-
Total kapacitet av anslutet energilagrar	Energiomställning, Energieffektivitet	REL/RER/RET	Smarta elnätsindikatorer

#### Kategori: Användning

Indikator	Fokusområde	Nivå	Källa
Automationsgrad av elnätets stationer	Energieffektivitet, Motståndskraftigt och tillförlitligt elnät	REL/RER/RET	Smarta elnätsindikatorer
Användning av flexibilitetstjänster	Energiomställning, Energieffektivitet	REL/RER/RET	Smarta elnätsindikatorer
Användning av dynamisk belastningsbarhet	Energiomställning, Energieffektivitet, Motståndskraftigt och tillförlitligt elnät	RER/RET	Smarta elnätsindikatorer
Nättariffer	Energiomställning, Energieffektivitet, Motståndskraftigt och tillförlitligt elnät	REL/RER/RET	Smarta elnätsindikatorer

#### Kategori: Prestation

Indikator	Fokusområde	Nivå	Källa
Leveranssäkerhetsindikatorer	Motståndskraftigt och tillförlitligt elnät	REL/RER/RET	Avbrottsrapportering
Andelen nätförluster	Energiomställning, Energieffektivitet, Motståndskraftigt och tillförlitligt elnät	REL/RER/RET	Särskilda rapporten - teknisk data
Medellastfaktor	Energieffektivitet	REL/RER	Särskilda rapporten - teknisk data
Utnyttjningsgrad	Energieffektivitet	REL/RER	Särskilda rapporten - teknisk data
Nyttjandegraden av transformatorer	Energiomställning, Energieffektivitet, Motståndskraftigt och tillförlitligt elnät	RET	Smarta elnätsindikatorer
Spänningskvalitet	Energiomställning, Motståndskraftigt och tillförlitligt elnät	REL	Smarta elnätsindikatorer

<sup>18</sup> Elektrifieringen av transportsektorn utgör en central del för utvecklingen av smarta elnät eftersom elektrifieringen påverkar elnätsföretagens förutsättningar genom tillkommande last och ändrade flöden i elnäten. Ei har i nuläget inte tillgång till kvalitetssäkrad statistik för området och redovisar därmed ingen statistik i denna rapport

Elnätsföretagen har rapporterat de uppgifter som specifikt syftar till att Ei ska kunna följa utvecklingen av smarta elnät under två år. Eftersom uppgiften är ny för elnätsföretagen finns det en risk för vissa kvalitetsbrister i uppgifterna. I arbetet med att analysera uppgifterna har Ei även noterat att vissa värden avviker på ett sådant sätt att det finns skäl att misstänka att de inte är helt korrekta. Den större bilden bedöms dock i huvudsak vara rättvisande.

Det är inte alla elnätsföretag som har rapporterat de uppgifter som indikatorerna baseras på. De uppgifter som rapporteras särskilt för att ge underlag för att följa utvecklingen av smarta elnät rapporteras av nätföretag som har minst 5 000 kunder eller minst en gränspunkt till annat elnät som nätföretaget är skyldig att mäta i<sup>19</sup>. Det motsvarar 77 % av nätföretagen och 98 % av kunderna för år 2023. De uppgifter som rapporteras till Ei i andra sammanhang rapporteras av alla nätföretag som bedriver verksamhet på den nätnivå (lokalt nät, regionnät eller transmissionsnät) som listas i Tabell 1.

Varje indikator består av en eller flera uppgifter. Som exempel omfattar indikatorn *Användning av flexibilitetstjänster* uppgifter om bland annat antal avrop för flexibilitetstjänster och storleken på de avropade effekterna.

### 3.3 Indikatorer inom kategorin Förutsättning

Inom kategorin *Förutsättning* återfinns de indikatorer som speglar den potential som finns i systemet avseende smart elnätsteknik. Kategorin omfattar även faktorer som elnätsföretaget inte kan styra över men som ställer krav på elnätet.

#### 3.3.1 Lokalt installerad produktion

Det har under flera år skett en utbyggnad av mindre och distribuerade elproduktionsanläggningar samtidigt som stora produktionsanläggningar till viss del har avvecklats. Indikatorn *Lokalt installerad elproduktion* visar på utvecklingen för installerad elproduktion i det svenska elnätet och kan bidra till en förståelse för behov, utmaningar och möjligheter i elnätet. Indikatorn bidrar därför till att illustrera *förutsättningarna* för smarta elnät och följer upp fokusområdet *energiomställning*.

Alla elnätsföretag rapporterar uppgifter om lokalt installerad elproduktion. Indikatorn består av ett flertal uppgifter om antal inmatningsabonnemang och inmatad energi. Flera av dessa uppgifter har elnätsföretagen rapporterat till Ei

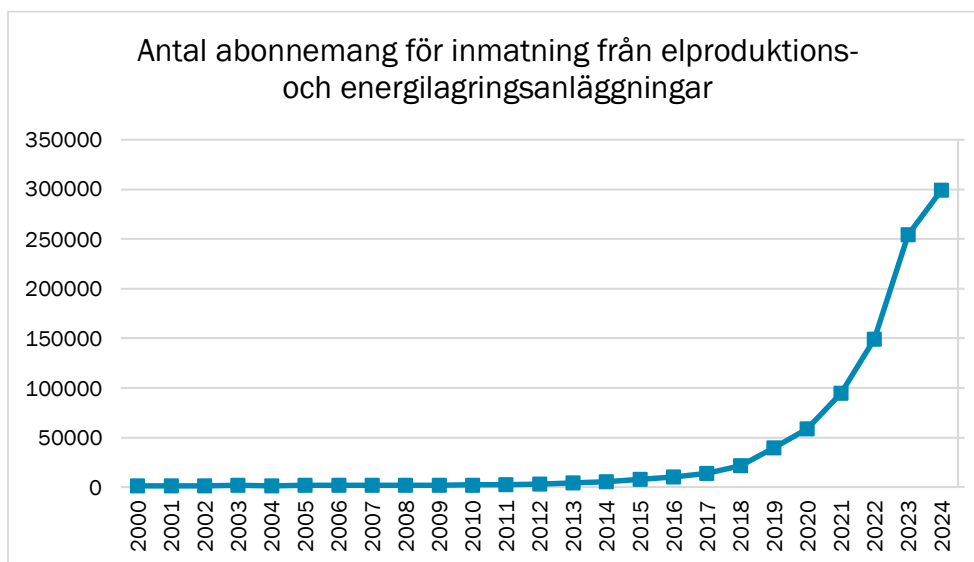
---

<sup>19</sup> Ett nätföretag som har färre än 5000 kunder och som saknar en gränspunkt där nätföretaget är skyldig att mäta överförd energi och flöde i, enligt förordningen (1999:716) om mätning, beräkning och rapportering av överförd el, behöver inte rapportera uppgifter enligt denna föreskrift. (1 kap. 3 § Energimarknadsinspektionens föreskrifter och allmänna råd (EIFS 2022:5) om skyldighet att rapportera uppgifter om utvecklingen av smarta elnät). Resterande nätföretag får rapportera uppgifter till Ei på frivillig basis.

under flera år, medan andra uppgifter bara har rapporterats under de senaste åren. I dessa fall finns därför endast en kortare tidsserie. I de flesta fall skiljer de inrapporterade uppgifterna inte på inmatning från elproduktionsanläggningar och inmatning från energilagring<sup>20</sup>.

Figur 1 visar utvecklingen av antal abonnemang för inmatning av el från elproduktions- och energilagringsanläggningar i lokalnäten sedan år 2000, där det framkommer att antalet abonnemang ökat från mycket låga nivåer till nästan 300 000 år 2024. Annan statistik som Ei har tillgång till visar att drygt 250 000 hushållskunder matade in el till lågspänningsnätet år 2024, så en stor del av dessa abonnemang utgörs av hushållskunder som producerar el (så kallade prosumenter).

Figur 1. Totalt antal abonnemang för inmatning från elproduktions- och energilagringsanläggningar i lokalnät<sup>21</sup>.

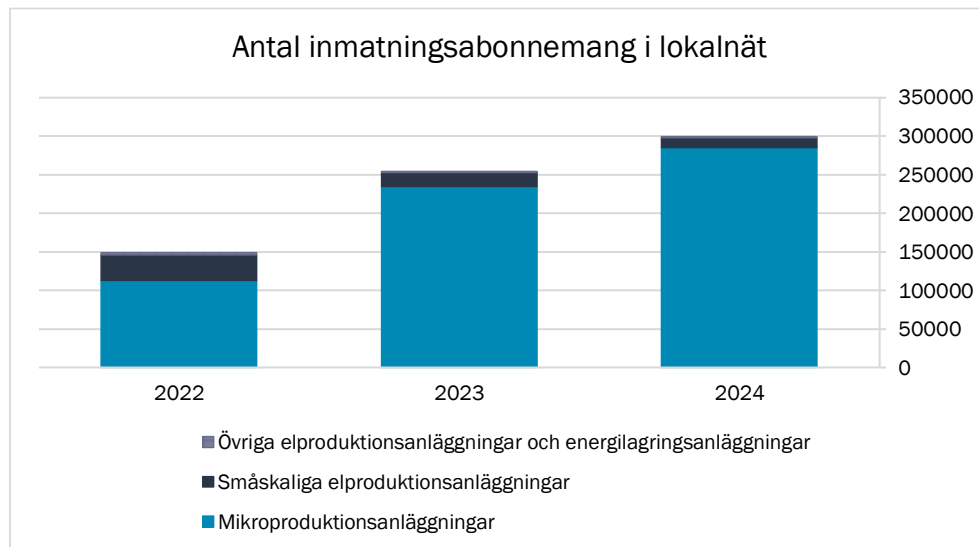


Figur 2 visar hur antalet abonnemang för inmatning från elproduktions- och energilagringsanläggningar i lokalnät har utvecklats mellan 2022 och 2024. Majoriteten av alla abonnemang för inmatning till lokalnät utgörs av mikroproduktionsanläggningar (elproduktionsanläggning med en effekt på högst 43,5 kW).

<sup>20</sup> Uppgifterna rapporteras årligen till Ei som en del av elnätsföretagens årsrapport. Mer information finns på Ei:s webbplats: <https://ei.se/bransch/rapportera-in-uppgifter-till-ei/arsrapporter>

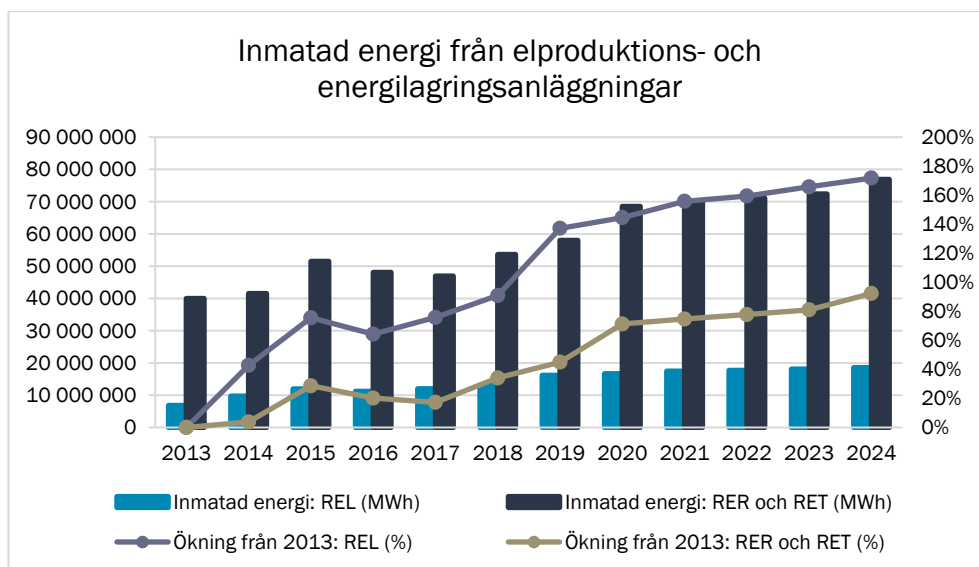
<sup>21</sup> Uppgifterna i diagrammet har justerats så att ett felrapporterat värde för ett nätföretag år 2012 har tagits bort

Figur 2. Totalt antal abonnemang för inmatning från produktions- och energilagringsanläggningar i lokalnät fördelat på mikroproduktionsanläggningar (effekt på högst 43,5 kW), småskaliga produktionsanläggningar (effekt på högst 1 500 kW) och övriga elproduktionsanläggningar och energilagringsanläggningar.



Figur 3 visar den totala mängden inmatad energi till lokalnäten (REL) respektive region- och transmissionsnäten (RER och RET) från elproduktions- och energilagringanläggningar mellan år 2013 och 2024. Den streckade linjen visar procentuell ökning av inmatad energi i förhållande till år 2013. Inmatningen av el sker främst i region- och transmissionsnäten, men den relativa ökningen är störst i lokalnäten där mängden inmatad energi ökat ca 170 % år 2024 jämfört med år 2013.

Figur 3. Total inmatad energi (MWh) från elproduktions- och energilagringanläggningar i lokalnät (REL) respektive region- och transmissionsnät (RER och RET). Den streckade linjen visar procentuellt ökning av inmatad energi i förhållande till år 2013.



Utvecklingen med en större mängd elproduktionsanläggningar som är anslutna till lokalnäten kan bidra till lägre nätförluster genom att produktionen sker närmare förbrukaren. Ett elsystem med många mindre elproduktionsanläggningar

påverkas också mindre vid bortfall eller produktionsstopp i en eller flera enheter. Samtidigt utgörs lokalt installerad produktion ofta av produktionsslag som är väderberoende, vilket kan medföra betydande variationer i produktionen och därmed elpriset. En varierande produktion kan också bidra till att elnätet nyttjas mindre effektivt, vilket innebär att *medellastfaktorn och utnyttjningsgraden blir lägre*. Vidare kan risken öka för att det uppstår tillfällen med otillräcklig produktion, vilket ytterst kan medföra att kunder behöver koppas bort. En ökad *installation av energilager* kan delvis bidra till att minska utmaningarna med variabel elproduktion. Större användning av *flexibilitetstjänster* kan också bidra till att jämna ut belastningen i elnätet och priset på el.

### 3.3.2 Total kapacitet av anslutet energilager

Med en ökad mängd decentraliserad produktion och nya förbrukningsmönster blir energilagring mer betydelsefull för elnäten. Det är därför viktigt att följa utvecklingen av den totala kapaciteten av anslutna lager. Indikatorn kategoriseras som *förutsättning* och följer upp fokusområdena *energiomställning* och *energieffektivitet*. Indikatorn utgörs av den totala kapaciteten av anslutna energilager, fördelat på lager som är direkt anslutna till elnätet, respektive övriga lager som nätföretaget har kännedom om. Energilagren ägs inte i något av fallen av nätföretag<sup>22</sup>. Ei använder indikatorn för att följa lokal-, region- och transmissionsnätsföretag.

Energilager är en central komponent i utvecklingen av smarta elnät. De gör det möjligt att lagra överskottsel när produktionen är hög och frigöra energi när efterfrågan är stor eller produktionen är låg. Energilager ökar förutsättningarna för flexibilitet och därmed ett effektivt nätutnyttjande. Större kapacitet av anslutna energilager kan därmed bidra till *högre medellastfaktor och utnyttjningsgrad*. Detta kan bland annat bidra till att balansera elnätet, minska belastningstoppar och öka användningen av förnybar energi och kan på så sätt bidra till att möjliggöra mer *lokalt installerad produktion*.

Med energilager avses i det här sammanhanget en anläggning som används för att skjuta upp den slutliga användningen av el till en senare tidpunkt än produktionstillfället, dock inte en sådan energilagransanläggning där den lagrade energin återomvandlas till någon annan energibärare än till el. Exempel på energilager som omfattas av definitionen är vätgaslager, pumpkraftverk och batterier i de fall den lagrade energin återomvandlas till el.

Under 2023 rapporterade 36 elnätsföretag att de hade energilager direkt anslutna till sitt nät. Bland dessa ingick två regionnätsföretag, medan övriga var

---

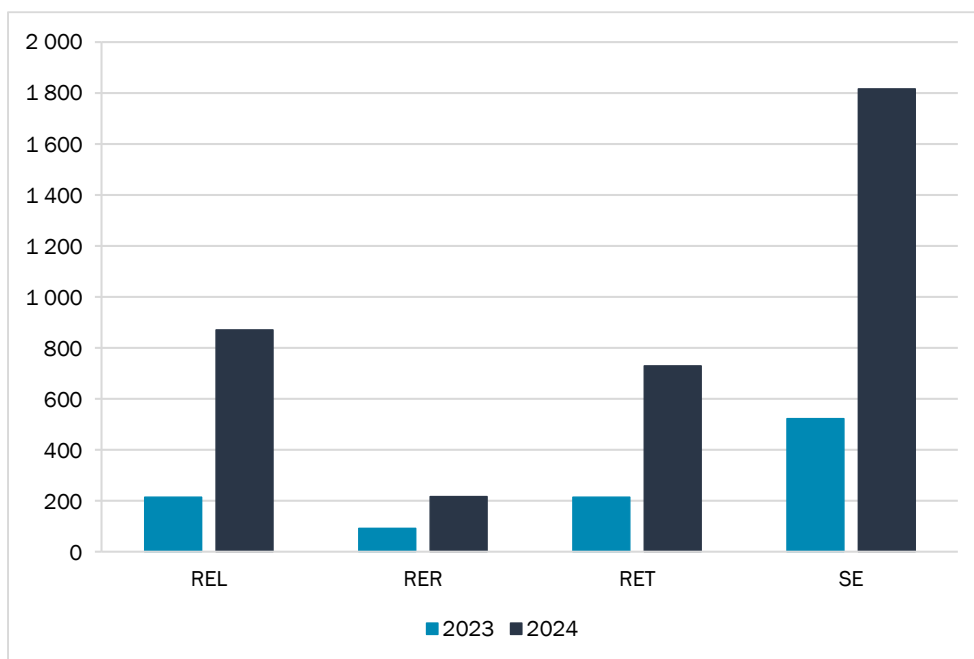
<sup>22</sup> För exakta definitioner, se 4 kap. 9 § och 5 kap. 7 §, EIFS 2022:5.

lokalnätsföretag. År 2024 ökade antalet till 57 elnätsföretag, varav ett var ett regionnätsföretag<sup>23</sup> och resterande lokalnätsföretag.

När det gäller uppgifter om total kapacitet av övriga energilager som inte ägs av nätföretaget rapporterade 80 elnätsföretag (lokal- och transmissionsnät) ett värde större än noll under 2023. År 2024 ökade antalet till 88 elnätsföretag.

I Figur 4 redovisas aggregerade värden för kapacitet av anslutna energilager. Uppgifterna presenteras per nätnivå (lokalnät (REL), regionnät (RER) respektive transmissionsnät (RET)) samt på sverigenivå (SE). De rapporterade värdena visar på en stor procentuell ökning i kapacitet för anslutna energilager mellan åren 2023 och 2024, vilket kan bidra till ett mer flexibelt elsystem och ytterligare utveckling inom andra indikatorer över tid.

Figur 4. Total kapacitet [MW] av anslutna energilager för år 2023 och 2024 för lokalnät (REL), regionnät (RER), transmissionsnät (RET), respektive för Sverige (SE).



### 3.4 Indikatorer inom kategorin Användning

Inom kategorin *Användning* finns indikatorer som speglar ett nyttjande av smart elnätsteknik eller traditionell elnätsteknik som möjliggör integrering av förnybar elproduktion, minskad energianvändning, flexibilitet som jämnar ut belastningen i elnätet eller för elkunder att bli aktiva deltagare på elmarknaden.

<sup>23</sup> Ett regionnätsföretag rapporterade att de hade anslutna energilager år 2023 men inte år 2024.

### 3.4.1 Automationsgrad av elnätets stationer

Smarta elnätstekniker omfattar ofta nyttjande av IT- och kommunikationsteknik samt avancerad mätning, övervakning och styrning. Transformatorstationerna är viktiga knutpunkter då de är gränspunkter för de olika spänningsnivåerna.

Automationsgraden i transformatorstationer är därmed relevant vid en utvärdering av utvecklingen av smarta elnät. Indikatorn *Automationsgrad av elnätets stationer* illustrerar *användningen* av teknik för smarta elnät och följer fokusområdena *energieffektivitet* och *motståndskraftigt och tillförlitligt elnät*.

Indikatorn består av uppgifter om mätning, styrning och automatisk reglering, men uppgifterna varierar delvis beroende på nätnivå<sup>24</sup>. En förbättring av denna indikator påvisar att fler stationer har utrustats med teknik som kan bidra till bättre nätövervakning, felanalys och driftssäkerhet.

Automation i elnätets stationer kan bidra till att möta framtidens krav på ett robust och flexibelt elnät. Genom att automatisera kopplingsutrustning och funktioner som spänningsreglering och omsektionering kan elnätsföretag både förbättra driftssäkerhet och nyttja nätet mer effektivt. Automatiserad spänningsreglering bidrar till att balansera variationer i elproduktion och förbrukning – något som blir alltmer betydelsefullt i takt med att andelen förnybar energi i elnätet ökar.

Automation är även en förutsättning för snabbare respons från elnätet vilket kan minska risken för och förkorta avbrott. Det är dock viktigt för nätföretagen att även beakta balansen mellan nyttan som en ökad automationsgrad i stationerna medför och kostnaden som detta innebär. I takt med att fler processer automatiseras och digitaliseras ökar också behovet av cybersäkerhet.

#### ***Automationsgrad i elnätets stationer i lokalnät***

De uppgifter som tillsammans utgör indikatorn *automationsgrad av elnätets stationer* för lokalnät finns presenterade i Figur 5. Lokalnätsföretagens automationsgrad av elnätets stationer för år 2024. Där framkommer det att fler stationer har funktioner kopplat till mätning än till styrning och automatisk reglering vilket kan anses rimligt utifrån att mätning ofta är en förutsättning för styrning och automatisk reglering.

Det genomsnittliga värdet för andelen transformatorstationer som har kontinuerlig och centralt kommunicerad mätning<sup>25</sup> har ökat något mellan 2023 och 2024, vilket kan tyda på att fler företag har investerat i sin mätinfrastruktur samtidigt som vissa företag fortfarande saknar denna funktion. Indikatorn för automatisk

---

<sup>24</sup> För exakta definitioner, se 4 kap. 2-6 §§ och 5 kap. 1-4 §§, EIFS 2022:5.

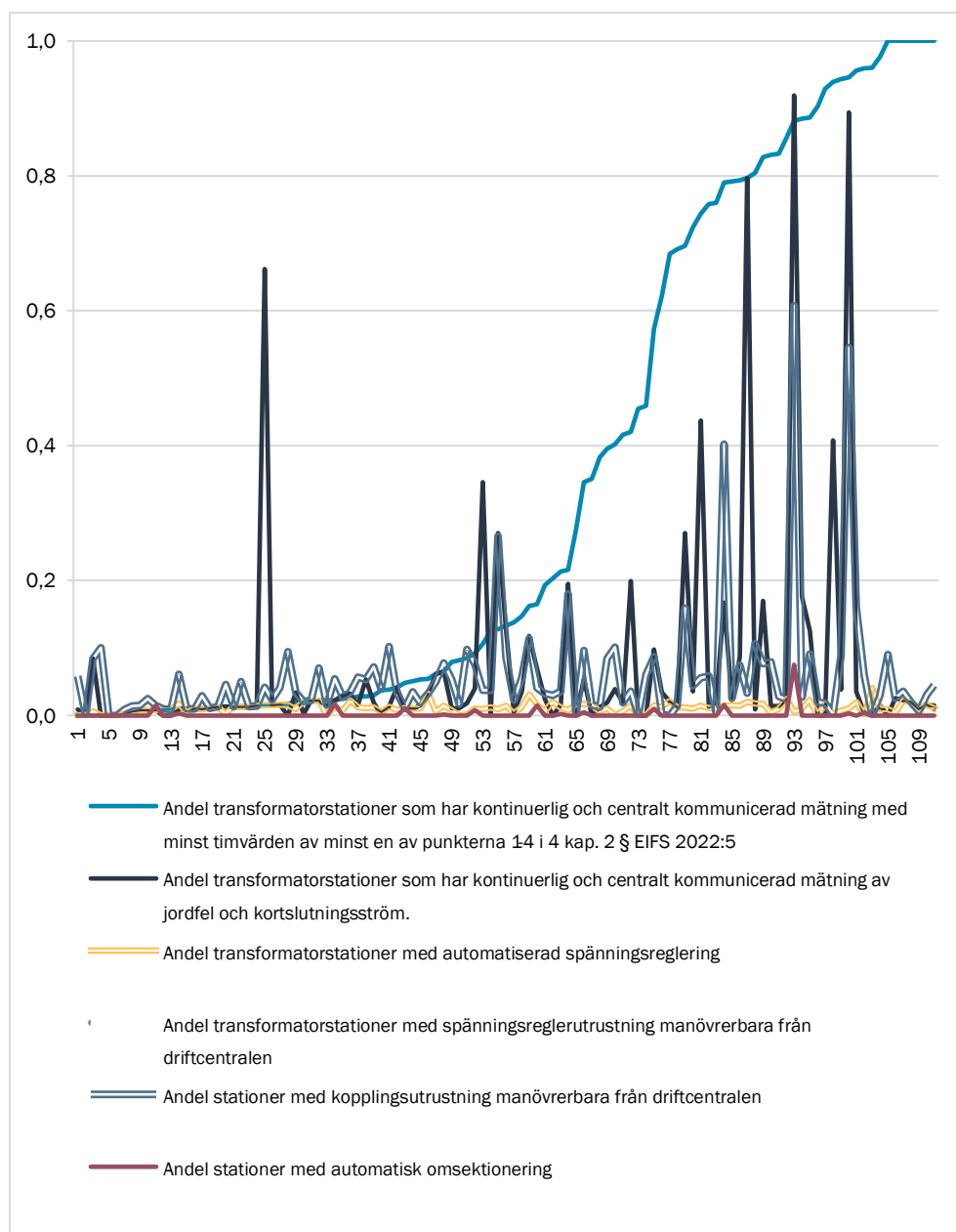
<sup>25</sup> Andel transformatorstationer som har kontinuerlig och centralt kommunicerad mätning med minst timvärden av: 1. Inkommande och/eller utgående ström. 2. Transformerad ström. 3. Inkommande och/eller utgående spänning. 4. Transformerad spänning.

spänningsreglering<sup>26</sup> uppvisar ingen signifikant förändring mellan åren. Medelvärde för graden av fjärrstyrning av kopplingsutrustning har endast ökat marginellt. Slutligen omfattar indikatorn uppgifter om automatisk omsektionering, vilket innebär att elnätet automatiskt kan omkopplas vid fel eller störningar utan manuell insats. Majoriteten av lokalnätsföretagen har inte denna funktion.

---

<sup>26</sup> Automatisk spänningsreglering omfattar de båda nyckeltalen andelen stationer med automatiserad spänningsreglering och andelen stationer med spänningsreglerutrustning som kan manövreras från driftcentral.

Figur 5. Lokalnätsföretagens automationsgrad av elnätets stationer för år 2024.



### Automationsgrad i elnätets stationer i region- och transmissionsnät

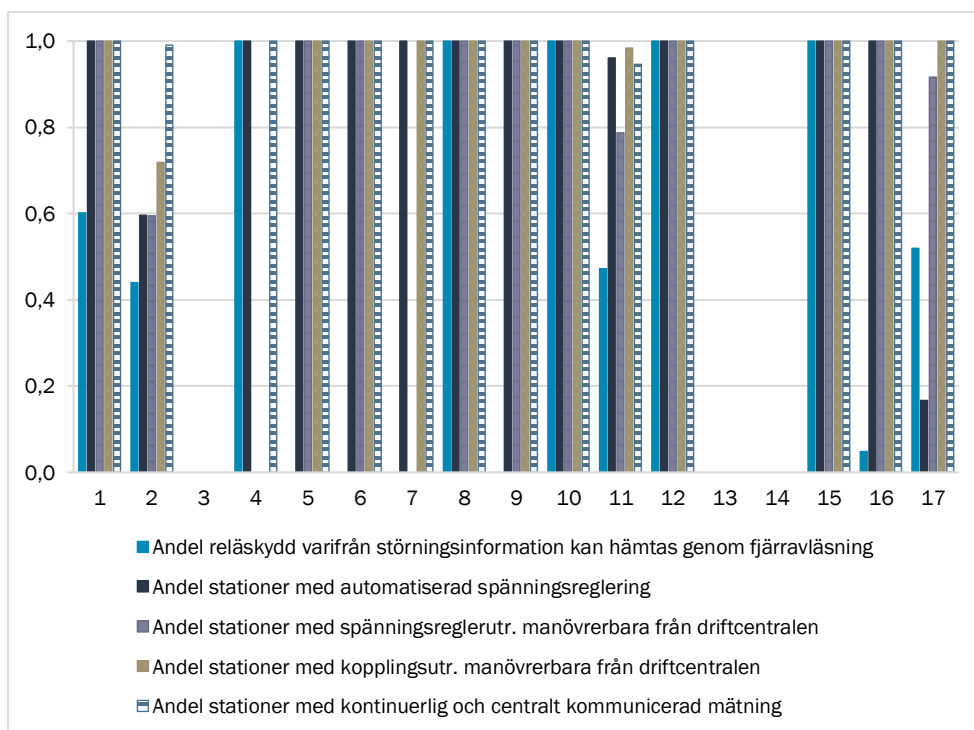
Figur 6 visar vissa av de uppgifter som tillsammans utgör indikatorn *Automationsgrad av elnätets stationer* för region- och transmissionsnätsföretagen. Där framkommer en högre grad av automation i nätets stationer på region- och transmissionsnät än på lokalnät även om automationsgraden i stationerna på region- och transmissionsnät varierar kraftigt mellan nätföretagen.

Indikatorn omfattar bland annat uppgifter om reläskydd: dels det totala antalet reläskydd varifrån störningsinformation kan hämtas genom fjärravläsning, dels andelen sådana reläskydd i förhållande till det totala antalet. Mellan 2023 och 2024 har medelvärdet för antalet reläskydd med fjärravläsning ökat med knappt 6 %.

Två företag sticker ut med tydliga öknings – ett med 32,7 % och ett annat med 15 %. Medelvärde för andelen reläskydd med fjärravläsning har samtidigt ökat marginellt. Spridningen är dock stor: vissa företag anger att alla deras reläskydd har fjärravläsning medan andra redovisar att inget av deras reläskydd har funktionen.

Även övriga funktioner som omfattas av indikatorn följer samma mönster med ingen eller endast en marginell förändring mellan åren men med stora variationer mellan företagen. Den stora variationen kanske delvis kan förklaras av att vissa relativt små så kallade produktionsnät<sup>27</sup> definieras som regionnät.

Figur 6. Region- och transmissionsnätetsföretagens automationsgrad av elnätets stationer för år 2024 per företag.



### 3.4.2 Användningen av flexibilitetstjänster

Sverige har under flera år haft en ökning av mängden variabel och väderberoende elproduktion som inte kan anpassas efter konsumtionen på samma sätt som planerbar elproduktion. Det kan medföra större variationer i elpriset och, i yttersta fall, att elproduktionen inte kan möta efterfrågan på el. Flexibilitet hos elanvändare, energilager och elproduktion kan bidra till att jämna ut elpriset och att minska efterfrågan vid tillfällena med låg elproduktion. Användandet av flexibilitet är därför en viktig del i utvecklingen av smarta elnät.

<sup>27</sup> Till exempel ägare av en vindkraftpark som har fått beviljat linjekoncession för att ansluta sin produktion till elkraftsystemet, men som inte har gränspunkt till underliggande nät.

Det finns flera former av flexibilitet i olika tidsskalor och med delvis olika syften. Indikatorn *Användning av flexibilitetstjänster* visar på nätföretagens användning av flexibilitetstjänster som de anskaffat via bilaterala avtal eller via en marknad för flexibilitet<sup>28</sup>. Indikatorn bidrar till att illustrera *användningen* av teknik eller tjänster som kan bidra till integrering av förnybar elproduktion, flexibilitet som jämnar ut belastningen i elnätet eller att elkunder kan bli aktiva deltagare på elmarknaden och följer upp fokusområdena *energieffektivitet* och *energiomställning*. Indikatorn utgörs av uppgifter om antal bilaterala avtal med förbrukare respektive producenter samt antal avrop och uppgifter om storleken på de avropade effekterna från bilaterala avtal. Indikatorn omfattar även uppgifter om antal avrop från och storleken på de avropade effekterna från marknader för flexibilitet. De uppgifter som indikatorn omfattar rapporteras till Ei av både lokal-, region- och transmissionsnätetsföretag.

Få nätföretag använder sig idag av flexibilitetstjänster<sup>29</sup>. 7 elnätetsföretag (på både lokal-, region- och transmissionsnätetsnivå) uppger att de gjort avrop för upp- eller nedreglering från en marknad under 2023 eller 2024, och 13 elnätetsföretag (15 redovisningsenheter<sup>30</sup>) rapporterar att de har haft minst ett bilateralt avtal med antingen producenter eller förbrukare under ett eller båda åren. Det är till stor del samma elnätetsföretag som avropar tjänster för flexibilitet från marknader och som har bilaterala avtal med producenter och förbrukare. Sammantaget har totalt 15 elnätetsföretag (17 redovisningsenheter<sup>31</sup>) uppgett att de använt sig av flexibilitetstjänster, antingen genom att ha bilaterala avtal och/eller genom avrop från en marknad. Dessa företag är av varierande storlek och finns på alla nätnivåer.

Figur 7 visar det totala antalet avrop för upp- eller nedreglering från en marknad samt det totala antalet avrop från bilaterala avtal med förbrukare respektive producenter under 2023 och 2024. Lokalnäten stod för största delen av ökningen av antal avrop för uppregering från en marknad och stod även för en majoritet av dessa avrop år 2024 medan de flesta avrop 2023 gjordes på transmissionsnätetsnivå. Den största delen av antalet avrop för nedreglering från en marknad gjordes på transmissionsnätetsnivå under båda åren.

Avropen från bilaterala avtal med förbrukare har under både 2023 och 2024 bara gjorts av elnätetsföretag på lokal- och regionnätetsnivå, medan avropen från bilaterala

---

<sup>28</sup> För exakta definitioner, se 2 kap. 1 §, 4 kap. 7–8 §§ och 5 kap. 7–8 §§, EIFS 2022:5.

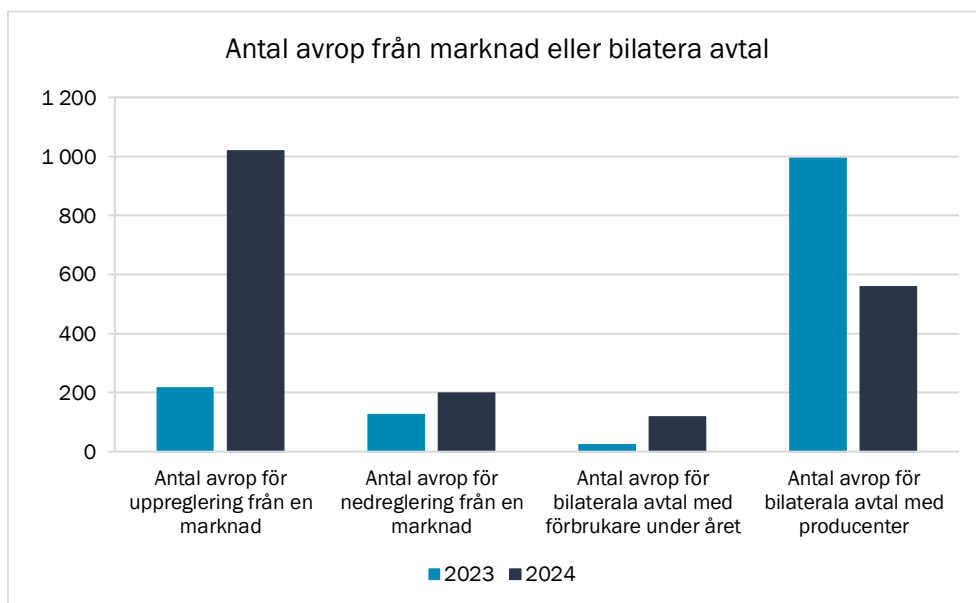
<sup>29</sup> Elnätetsföretaget är skyldiga att ansluta en elektrisk anläggning på objektiva, icke-diskriminerande och i övrigt skäliga villkor (4 kap. 1 § ellagen). Avsteg från skyldigheten får göras om det saknas ledig kapacitet och inte finns förutsättningar att åtgärda kapacitetsbristen på ett sätt som är samhällsekonomiskt motiverat utan att förstärka ledningen eller ledningsnätet eller om det finns andra särskilda skäl (4 kap. 2 § ellagen).

<sup>30</sup> Två elnätetsföretag bedriver verksamhet på både lokalnäts- och regionnätetsnivå har bilaterala avtal på båda nivåer

<sup>31</sup> Två elnätetsföretag bedriver verksamhet på både lokalnäts- och regionnätetsnivå och har använt flexibilitetstjänster på båda nivåerna.

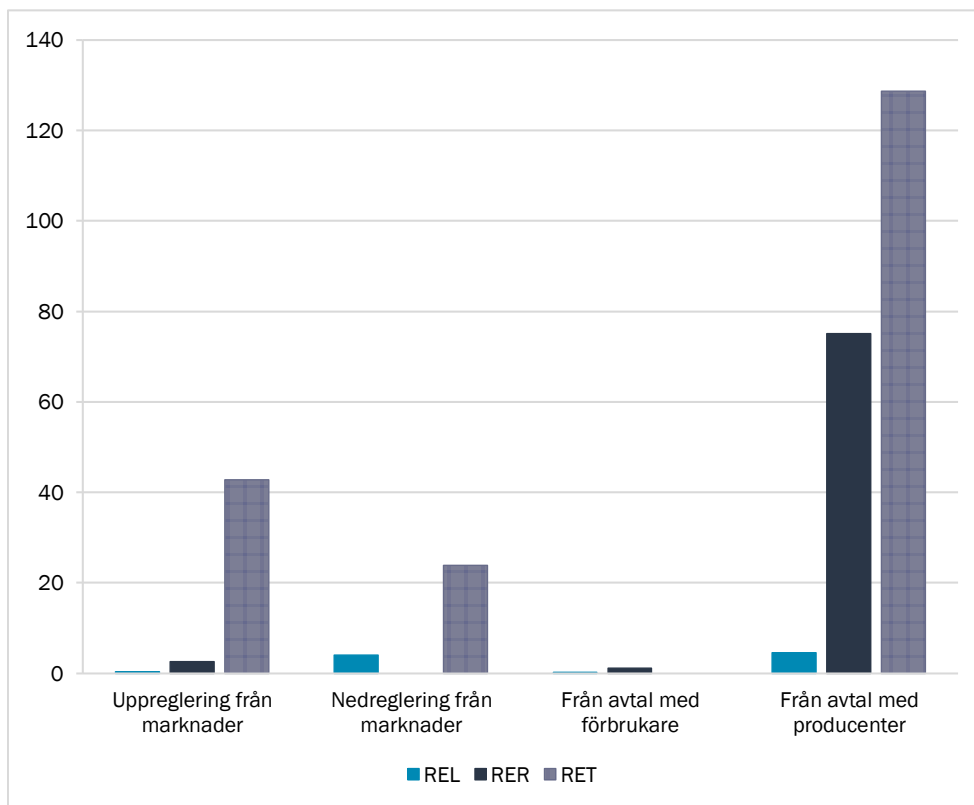
avtal med producenter främst har gjorts på transmissionsnättnivå. Samtidigt utgörs hela minskningen av antalet avrop från bilaterala avtal med producenter från 2023 till 2024 av ett minskat antal avrop på transmissionsnättnivå medan nätföretag på andra nättnivåer i stället ökade antalet avrop.

Figur 7. Antal avrop för upp- eller nedreglering från en marknad samt antal avrop från bilaterala avtal med förbrukare respektive producenter under år 2023 och år 2024.



Figur 8 visar medianen för den genomsnittliga avropade effekten per nätföretag fördelat på lokalnät (REL), regionnät (RER) och transmissionsnät (RET) för upp- och nedreglering från en marknad samt från bilaterala avtal med förbrukare och producenter i MW för år 2024.

Figur 8. Medianen för den genomsnittliga avropade effekten per nätföretag fördelat på lokalnät (REL), regionnät (RER) och transmissionsnät (RET) för upp- och nedreglering från en marknad samt från bilaterala avtal med förbrukare och producenter i MW för år 2024.



Genom att använda flexibilitetstjänster kan elnätsföretag hantera effekttoppar och minska behovet av kostsamma nätförstärkningar. Därigenom kan flexibilitetstjänster bidra till att det blir möjligt att installera mer lokal produktion och att elnätet användas mer effektivt. Ei bedömer att användningen av flexibilitetslösningar behöver öka framöver, i synnerhet om utbyggnaden av variabel elproduktion fortsätter att öka.

### 3.4.3 Användningen av dynamisk belastningsbarhet

Traditionella distributionssystem har i hög grad varit passiva med centralt placerad elproduktion, där energin transporterats från transmissionsnätet till lägre spänningsnivåer. Elsystemet är emellertid under förändring, med bland annat mer lokalt installerad och väderberoende elproduktion. Aktiv hantering av flödena i elnätet ger elnätsföretagen utökade möjligheter att möta utvecklingen.

Dynamisk belastningsbarhet i elnät innebär ett sätt att kunna anpassa den maximala elöverföringen i en ledning utifrån rådande förhållanden som exempelvis temperatur, vind och solinstrålning. Med hjälp av prognoser eller sensorer mäts och beräknas hur mycket el en ledning faktiskt kan klara av, vilket kan göra det möjligt att utnyttja elnätets kapacitet mer effektivt än med traditionella, fasta gränsvärden. Som exempel kan belastningsförmågan öka

markant med högre vindhastighet samtidigt som högre vindhastighet också ökar elproduktionen i vindkraftverk<sup>32</sup>. Även kyla ökar belastningsförmågan samtidigt efterfrågan på el för uppvärmning, och därmed behovet av att överföra el till elanvändarna, ofta ökar med lägre temperaturer.

Dynamisk belastningsbarhet nämns särskilt i skäl 83<sup>33</sup> i elmarknadsdirektivet som en av de tekniker som kan ligga till grund för utvärderingen av utvecklingen för smarta elnät. Indikatorn bidrar till att illustrera *användning* av smart elnätsteknik och följer upp samtliga fokusområden för smarta elnät.

Indikatorn *Användning av dynamisk belastningsbarhet* omfattar uppgifter om antal och aggregerad längd för ledningssträckor med automatiserad dynamisk belastningsbarhet,<sup>34</sup> där automatiserad dynamisk belastningsbarhet definieras som ett system som både automatiserat mäter och beräknar den maximala belastning en ledningssträcka klarar av och automatiskt opererar ledningssträckan utifrån den informationen. Uppgifterna rapporteras till Ei av region- och transmissionsnätetsföretag.

Två elnätetsföretag, båda regionnätetsföretag, använder sig idag av dynamisk belastningsbarhet såsom indikatorn är definierad, och för dessa företag har ingen utveckling skett mellan år 2023 och 2024. Det ena nätföretaget använder sig av dynamisk belastningsbarhet på en sträcka och det andra företaget tillämpar det på totalt tre ledningssträckor.

Dynamisk belastningsbarhet kan bidra till att elnätets kapacitet utnyttjas i högre grad, och har på så sätt potential att minska behovet av nätförstärkningar. Utifrån den förhållandevis begränsade data som Ei har tillgång till gör myndigheten bedömningen att tekniken för dynamisk belastningsbarhet kan vara underutnyttjad. En mer utbredd användning av dynamisk belastningsbarhet har potential att bidra till ett mer effektivt nyttjande av näten. För att säkerställa att tekniken används på ett kostnadseffektivt sätt behöver elnätetsföretagen analysera kostnader och nyttor i det enskilda fallet.

---

<sup>32</sup> Fatemeh Hajeforosh och Math Bollen 2020, *Dynamisk belastningsförmåga av luftledning* <https://energiforsk.se/media/28960/dynamisk-belastningsformaga-av-luftledningar-energiforskrappport-2020-710.pdf>

<sup>33</sup> Skäl 83 i elmarknadsdirektivet lyder: "Tillsynsmyndigheter bör säkerställa att systemansvariga för överförings- och distributionssystem vidtar lämpliga åtgärder för att göra sitt nätverk mer motståndskraftigt och flexibelt. I det avseendet bör de övervaka dessa systemansvarigas resultat på grundval av indikatorer såsom förmågan hos de systemansvariga för överförings- och distributionssystem att driva ledningar enligt en dynamisk rankning av ledningar, utvecklingen av fjärrövervakning och realtidskontroller av omformarstationer, den minskade nätförlusten och frekvensen av och längden på strömavbrott."

<sup>34</sup> För exakta definitioner, se 5 kap. 8-9 §§, EIFS 2022:5.

#### 3.4.4 Nättariffer

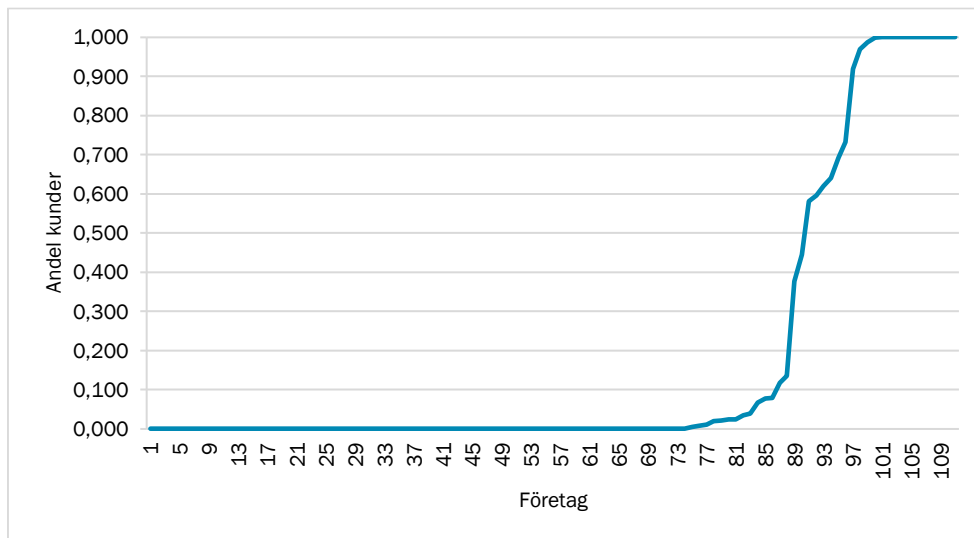
Tidsdifferentierade nättariffer kan bidra till att elnätskunderna minskar eller förskjuter sin elförbrukning från tidpunkter då belastningen på elnätet är hög till tidpunkter då belastningen är lägre. På så vis kan en jämnare belastning på elnätet uppnås och problem såsom effekt- och kapacitetsbrist reduceras. Indikatorn illustrerar *användning* av teknik eller tjänster som kan bidra till integrering av förnybar elproduktion, minskad energianvändning, flexibilitet som jämnar ut belastningen i elnätet eller att elkunder kan bli aktiva deltagare på elmarknaden. Den följer upp samtliga fokusområden för smarta elnät. Indikatorn omfattar uppgifter om andelen kunder som har en tidsdifferentierad tariff och hur tarifferna är utformade, men uppgifterna är delvis olika för lokalnätsföretag respektive region- och transmissionsnätsföretag.<sup>35</sup>

I Figur 9 och Figur 10 redovisas andel kunder med tidsdifferentierade tariffer 2024 per redovisningsenhet för lokalnät (REL), fördelat på kunder med en säkring om högst 63 A respektive övriga kunder. Värdena indikerar att flera elnätsföretag har börjat använda tidsdifferentierade tariffer, men att det fortsatt är många kunder kvar som inte nås av sådana prissignaler. Uppgifterna indikerar inga större skillnader mellan år 2023 och 2024.

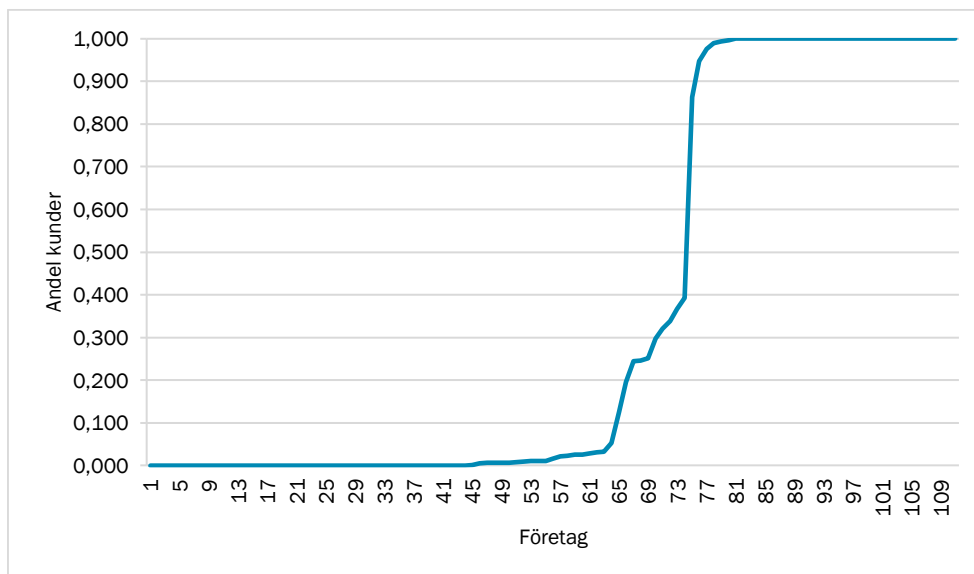
---

<sup>35</sup> För exakta definitioner, se 4 kap. 10 § och 5 kap. 10 §, EIFS 2022:5.

Figur 9. Andel lokalnätskunder med en säkring om högst 63 A som har en tidsdifferentierad tariff per elnätsföretag på lokalnätsnivå 2024. Varje värde på den vågräta axeln motsvarar ett elnätsföretag, där elnätsföretagen är sorterade efter hur stor andel av deras kunder som har en tidsdifferentierad tariff.



Figur 10. Andel övriga lokalnätskunder som har en tidsdifferentierad tariff per elnätsföretag på lokalnätsnivå 2024. Varje värde på den vågräta axeln motsvarar ett elnätsföretag, där elnätsföretagen är sorterade efter hur stor andel av deras kunder som har en tidsdifferentierad tariff.



Två regionnätsföretag har angett att 100 % av deras kunder har tidsdifferentierade tariffer 2024 (precis som 2023) och ett regionnätsföretag har uppgett att 72 % av deras kunder har en tidsdifferentierad tariff 2024 (74 % för år 2023). Ett av regionnätsföretagen angav att 100 % av deras kunder hade en tidsdifferentierad tariff 2023, men tog året efter bort den tidsdifferentiering de tidigare haft på energiavgiften och har därmed inga kunder med tidsdifferentierad tariff. Utöver dessa har 13 regionnätsföretag (främst produktionsnät) angett att inga av deras kunder har tidsdifferentierad tariff.

Svenska kraftnät har angett andelen 100 procent, det vill säga samtliga kunder som är anslutna till transmissionsnätet har en tidsdifferentierad tariff.

Utifrån ett samhällsperspektiv så är det centralt att de prissignaler kunden möter är korrekta. Är de inte det kommer kundernas beteende inte att främja ett effektivt nätutnyttjande. Felaktiga prissignaler kopplade till nätanvändningen kan leda till ineffektiva investerings-, produktions- och konsumtionsbeslut som leder till ineffektivt nätutnyttjande och ökade systemkostnader för samhället.

Samtliga elnätsföretag är skyldiga att tidsdifferentiera sina tariffer senast 1 januari 2027<sup>36</sup>. Det innebär att denna indikator bör vara 1,0 (100 %) för alla elnätsföretag vid inrapporteringen som görs av nätföretagen 2028 med avseende på förhållandena för 2027. Fram till dess visar indikatorn hur tarifferna utvecklas.

### 3.5 Indikationer inom kategorin *Prestation*

Inom kategorin *Prestation* finns de indikatorer som speglar resultatet av smart elnätsteknik på en övergripande nivå. Resultatet beror dock inte enbart på införandet av smart elnätsteknik utan inbegriper även alla andra val som elnätsföretagen gör samt faktorer som ligger utanför elnätsföretagens påverkan, exempelvis vädret.

#### 3.5.1 Leveranssäkerhet

En välfungerande elförsörjning är av stor betydelse för samhällets funktion och utveckling. Beroendet av tillförlitliga elkraftsystem har ökat i takt med att samhället blivit mer högteknologiskt. Det är därför relevant att ha en indikator som mäter leveranssäkerheten i nätet. Det följer även av skäl 83 i elmarknadsdirektivet att tillsynsmyndigheten bör övervaka elnätsföretagens prestation genom indikatorer såsom frekvensen av och längden på strömavbrott. Indikatorn bidrar till att ge en bild av nätföretagens *prestation* och följer fokusområdet *motståndskraftigt och tillförlitligt elnät*.<sup>37</sup> Indikatorn följer leveranssäkerheten hos både lokal-, region- och transmissionsnätsföretag.

Lokal- och regionnätsföretagen rapporterar årligen avbrottsstatistik till Ei per anläggningspunkt, vilket omfattar både uttags- och inmatningspunkter samt punkter som utgör både inmatnings- och uttagspunkt. Uppdelningen av kunder

---

<sup>36</sup> Energimarknadsinspektionens föreskrifter och allmänna råd för utformning av nättariffer för ett effektivt utnyttjande av elnätet, EIFS 2022:1.

<sup>37</sup> Statistik rapporteras av lokal- och regionnätsföretag i enlighet med Energimarknadsinspektionens föreskrifter om skyldighet att rapportera elavbrott för bedömning av leveranssäkerheten i elnäten, EIFS 2015:4. För transmissionsnät redovisar Svenska kraftnät data till Ei vid kvalitetsjustering av intäktsramen.

och statistik för dessa har förändrats och förbättrats över tid. Avbrott delas upp i aviserade eller oaviserade.

Med leveranssäkerhet avses i det här sammanhanget att el överförs till elanvändaren utan avbrott. Med den data som rapporteras till Ei per anläggningspunkt kan ett flertal uppgifter och mått beräknas.

För att ge en bild över leveranssäkerheten och dess utveckling över tid i Sverige har Ei här valt att redovisa uppgifter om oaviserade avbrott fördelat på de olika nätnivåerna. Utöver dessa har Ei i vissa fall även uppgifter om aviserade elavbrott.

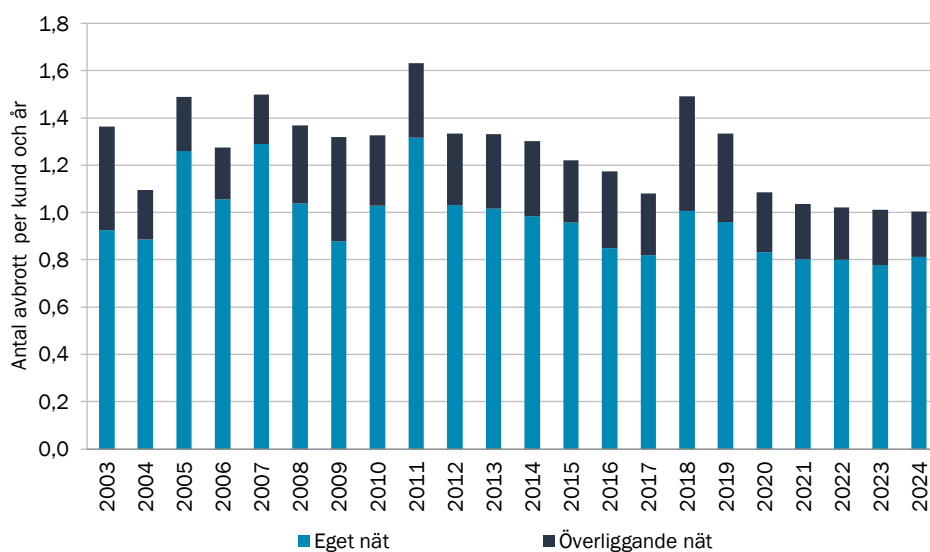
För lokalnät har Ei beräknat nyckeltalen SAIFI (System Average Interruption Frequency Index), det vill säga genomsnittligt antal långa avbrott per kund och år, respektive SAIDI (System Average Interruption Duration Index), det vill säga genomsnittlig avbrottstid för årets alla långa avbrott per kund och år<sup>38</sup>. För region- och transmissionsnät har Ei beräknat nyckeltalen AIT (Average Interruption Time), vilket är en effektivtad medelavbrottstid som anges i timmar, respektive AIF (Average Interruption Frequency) som är en effektivtad medelavbrottsfrekvens.

I Figur 11 och Figur 12 framgår SAIFI och SAIDI avseende långa oaviserade avbrott för Sveriges lokalnät under perioden 2003–2024. Staplarnas färg visar om avbrotten berott på fel i lokalnätsföretagens egna nät eller på fel i överliggande nät. Den genomsnittliga årliga avbrottstiden har varit kraftigt avvikande de år då större stormar har inträffat i Sverige, till exempel 2005 (Gudrun), 2007 (Per) och 2011 (Dagmar). Den genomsnittliga avbrottstiden varierar också mer mellan åren än det genomsnittliga antalet avbrott eftersom det främst är avbrottstiden som påverkas under år med kraftiga stormar och oväder. En förklaring till skillnaden är att många fel på samma gång gör att det tar längre tid innan felen är åtgärdade. Avbrottstid som beror på fel i det överliggande nätet har varit förhållandevis oförändrad under de senaste åren.

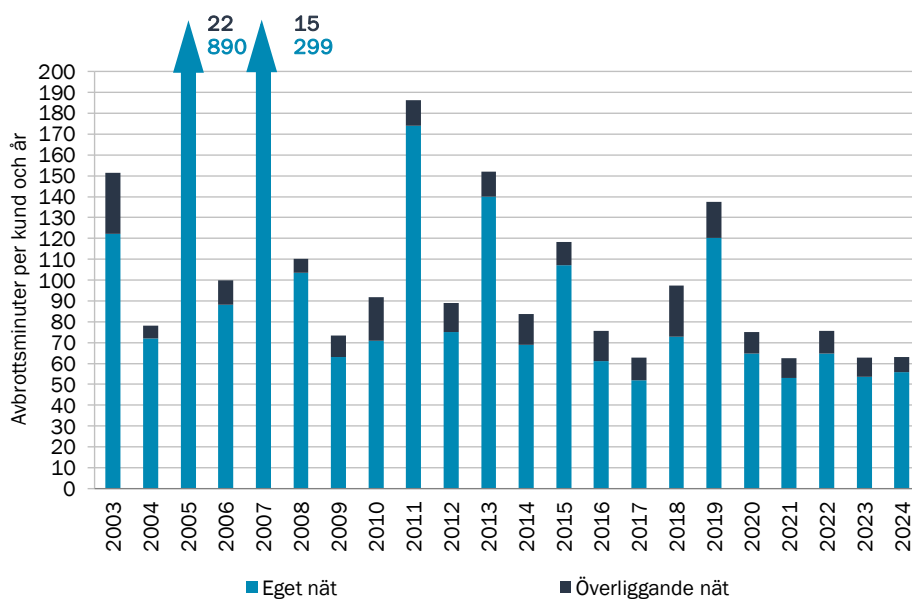
---

<sup>38</sup> Korta avbrott avser avbrott som är längre än 100 millisekunder och upp till och med 3 minuter, långa avbrott är längre än 3 minuter. För transmissionsnätet gäller dock andra tidsgränser.

Figur 11. Genomsnittligt antal långa oaviserade avbrott per kund och år (SAIFI) i lokalnäten för perioden 2003–2024.



Figur 12. Genomsnittlig avbrottsstid i minuter för långa oaviserade avbrott per kund och år (SAIDI) i lokalnäten för perioden 2003–2024.

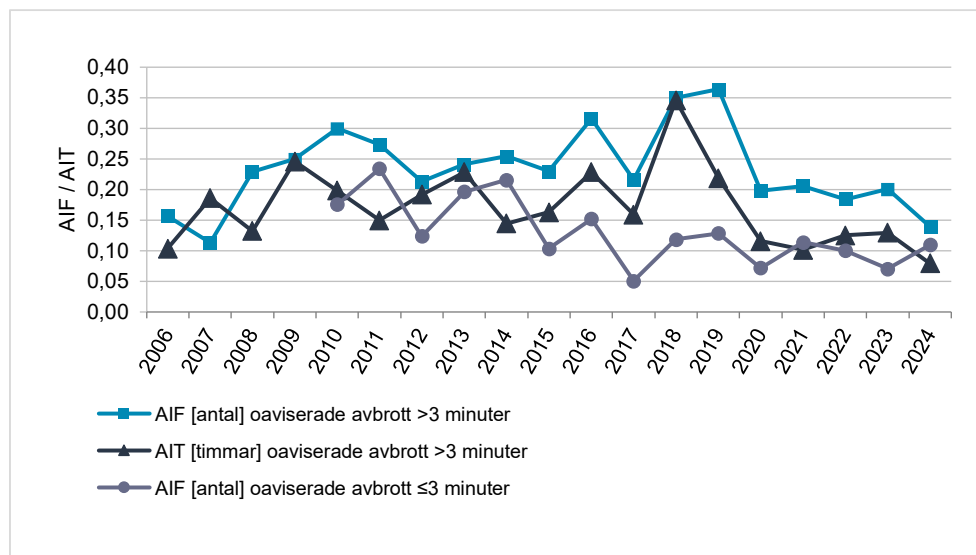


I Figur 13 framgår AIF och AIT avseende oaviserade avbrott för Sveriges regionnät<sup>39</sup> under perioden 2006–2024 (AIF avseende korta avbrott från och med 2010). Uppgifterna indikerar att det inte finns något tydligt samband mellan större väderstörningar och leveranssäkerheten i regionnäten, vilket visar sig genom att

<sup>39</sup> Exklusive produktionsnät.

varken avbrottsfrekvensen eller avbrottstiden avvek nämnvärt under 2007 och 2013 då större väderstörningar inträffade.

**Figur 13. Nyckeltal för avbrott för regionnätens samtliga anläggningspunkter avseende oaviserade avbrott för perioden 2006–2024.**



Ytterligare information om leveranssäkerheten i Sveriges lokal- och regionnät finns på Ei:s webbplats [ei.se](https://ei.se)<sup>40</sup>. Ei sammanställer årligen en rapport, samt statistik, med ytterligare analys och data om avbrott i elnäten.

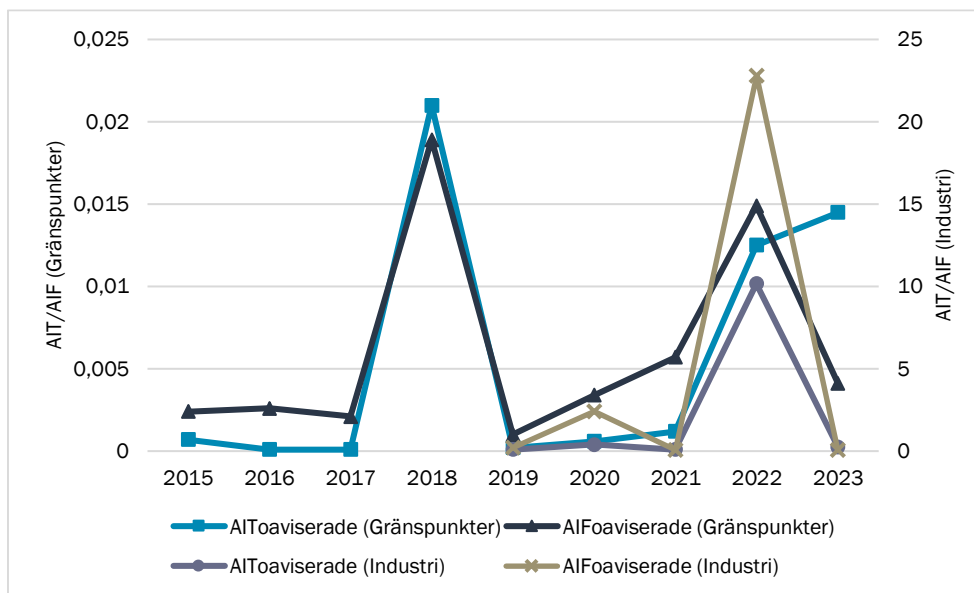
För transmissionsnätet så följer Ei utvecklingen av leveranssäkerheten med hjälp av nyckeltalen AIT och AIF, bland annat inom ramen för arbetet med kvalitetsjustering av elnätsföretagens intäktsramar. Nyckeltalen beräknas för olika kundtyper separat och uppdelat i aviserade och oaviserade avbrott. För transmissionsnätet är kundtypen "industri" (där bland annat produktionsanläggningar ingår) och gränspunkter av relevans.

I Figur 14 framgår kvalitetsindikatorer avseende oaviserade avbrott för transmissionsnätet (Svenska kraftnät) för perioden 2015–2023. För 2019–2024 är statistiken uppdelad mellan gränspunkter och produktionsanläggningar (som klassas som kundkategorin industri), medan statistiken för 2015–2018 inte skiljer mellan dessa kundkategorier. Andra kundkategorier än industri och gränspunkter är inte direktanslutna till Svenska kraftnät och mätt i uttagen energi och effekt dominerar gränspunkter eftersom industrikunderna (endast produktionsanläggningar) av naturliga skäl inte har ett så stort energiuttag (däremot stor inmatning vilket inte inkluderas i AIT och AIF). Därför redovisas statistiken för åren 2015–2018 som gränspunkter även om den inkluderar en liten andel som klassas som industri, vilket är viktigt att ha i åtanke vid analys av

<sup>40</sup> <https://ei.se/om-oss/statistik-och-oppna-data/leveranssakerhet---elnet>

uppgifterna. Generellt har det skett få avbrott på transmissionsnättnivå. Avvikelserna kan tyckas stora relativt de annars låga värdena, men är av begränsad storlek.

Figur 14. AIT och AIF avseende oaviserade avbrott för gränspunkter respektive kundtyp Industri under perioden 2015-2023 (2015-2018 ej separat) i transmissionsnätet.



Även om en högre leveranssäkerhet generellt är att föredra behöver kostnaden för att förbättra denna, oavsett åtgärd, alltid vägas mot vad kunderna är villiga att betala för en förbättring och vad den vid avbrott icke-levererade energin och effekten värderas till. Detta gäller för samtliga nätnivåer.

### 3.5.2 Andel nätförluster

Det följer av skäl 83 i elmarknadsdirektivet att tillsynsmyndigheten bör övervaka elnätsföretagens prestation i form av bland annat minskade nätförluster. Med nätförluster avses skillnaden mellan inmatad elenergi och uttagen elenergi till ett nät. Nätförluster kan utöver termiska förluster även inkludera exempelvis elstöld och el som av annan anledning tas ut utan att mätas. Indikatorn kategoriseras som *prestation* och följer upp samtliga fokusområden. Indikatorn följer andel nätförluster hos lokal-, region- och transmissionsnätsföretag.

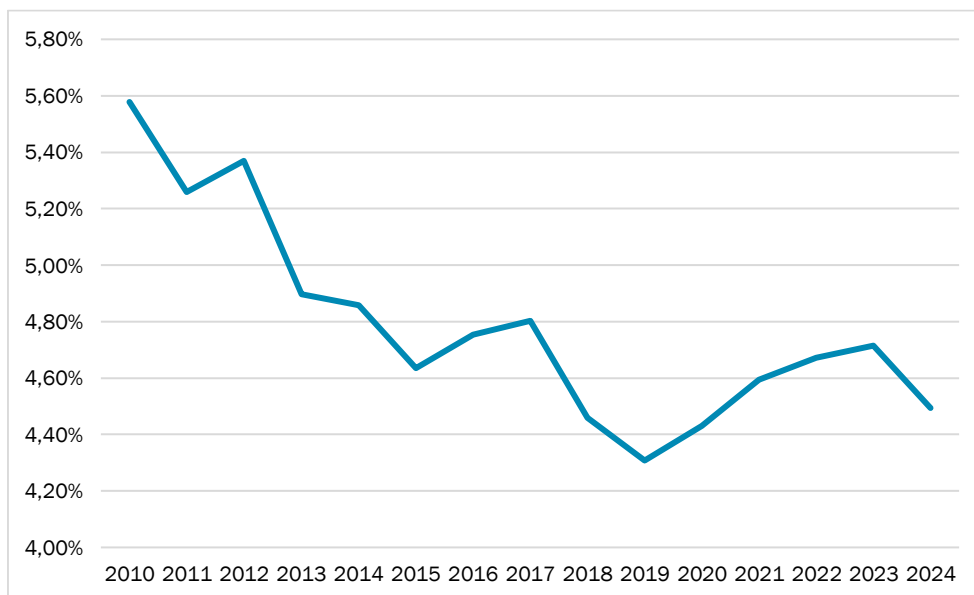
Indikatorn *Andel nätförluster* utgörs av storleken på nätförlusterna i förhållande till mängden inmatad energi i ett nät baserat på den el nätföretagen mäter och rapporterar till Ei.<sup>41</sup>

I Figur 15 framgår andel nätförluster i förhållande till inmatad energi i Sverige under perioden 2010–2024. Det finns en tendens till initial minskning av

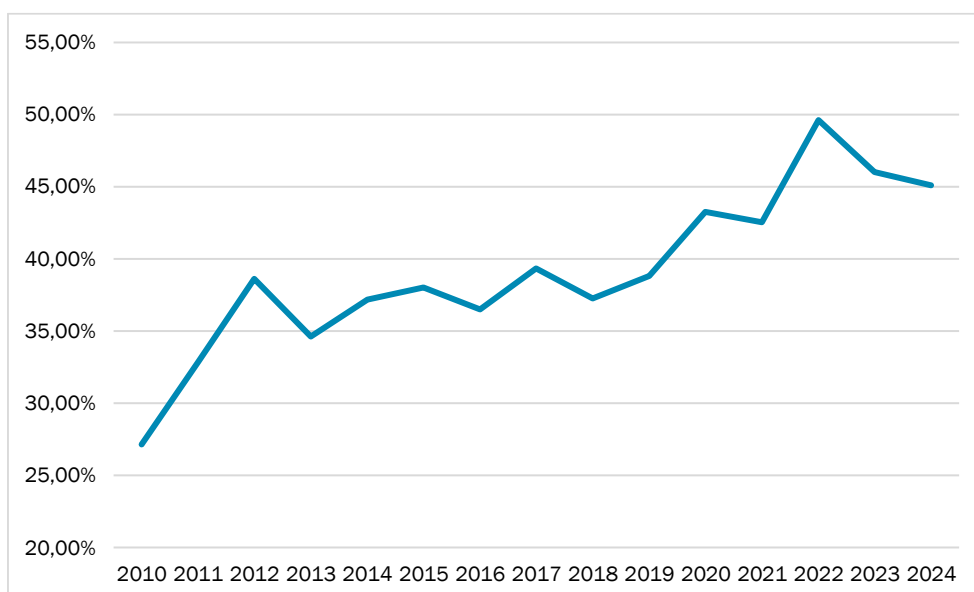
<sup>41</sup> Statistiken återfinns i helhet inom elnätsföretagens årsrapporter, Särskilda rapporten teknisk data.

förlusterna mellan 2010–2015, men minskningen avtar sedan från cirka 2015 och framåt (även om det fortsatt varit variation mellan enskilda år). År med sämre utfall på senare tid har främst berott på ökade förluster i transmissionsnätet. Utvecklingen för andelen nätförluster som uppstått i transmissionsnätet illustreras i Figur 16. Den avtagande minskningen av förluster behöver inte vara negativ eftersom ett nät som utnyttjas mer effektivt kan ge högre nätförluster.

**Figur 15. Nätförlusterna i procent för alla nätnivåer i hela Sverige 2010-2024.**



**Figur 16. Andelen nätförluster som skett i transmissionsnätet (procent av totala nätförluster i Sverige) under perioden 2010-2024.**



Nätförlusterna kan variera mellan enskilda år på grund av vädret som i sin tur påverkar produktions- och konsumtionsmönster. Detta är extra tydligt på transmissionsnätets nivå, vilket gör att det är viktigt att följa långa trender.

Under förutsättning att övriga faktorer är oförändrade är det önskvärt att nätförlusterna hålls på en så låg nivå som möjligt. Byte av utrusning kan i vissa fall ge lägre förluster, men kan också medföra en större kostnad. Om nätet nyttjas effektivare så att en större mängd el överförs på en och samma ledning, det vill säga ökat kapacitetsutnyttjande, medför det dock att förlusterna ökar. Det beror på att en större ström ökar ledningens förluster genom större värmeutveckling. Det är därför inte samhällsekonomiskt motiverat att eftersträva minimala nätförluster till varje pris.

### 3.5.3 Medellastfaktor

Ett effektivt utnyttjande av elnätet kan uppnås genom att jämna ut belastningen på nätet och kapa effekttoppar, vilket minskar behovet av att byta ut elnäten. Vid en jämnare belastning reduceras också nätförlusterna, givet samma ledning och energimängd under en period. En utjämnad belastning och en reducering av effekttoppar kan dessutom medföra sänkta kostnader för överliggande nät. Medellastfaktorn är en indikator som ger ett mått på hur jämnt fördelad lasten i genomsnitt är mot överliggande nät per dygn över året. Indikatorn illustrerar nätföretagens *prestation* och följer upp fokusområdet *energieffektivitet* och används för lokal- och regionnätetsföretag.<sup>42</sup>

Medellastfaktorn definieras som medelvärdet av kvoten av samtliga dygnsmedeleffekter och dygnsmaxeffekter under ett kalenderår, mätt i elnätets gränspunkter. Indikatorn har ett värde som är högre än noll (0) och högst ett (1). Ett värde på ett innebär att belastningen är identisk alla timmar per dygn under kalenderåret, medan ett lågt värde indikerar höga effekttoppar jämfört med medelanvändningen i det genomsnittliga dygnet. Således indikerar ett högre värde ett effektivare nätutnyttjande jämfört med ett lågt.

Upplösningen är per timme, så effekten approximeras som medeleffekten per kalendertimme. För varje timme beaktas absolutbeloppen av summeringen i gränspunkterna, det vill säga att export och import av el till och från redovisningsenheten behandlas lika (båda tar upp utrymme lika mycket i ledningarna).

Det är inte självklart hur nätföretagens enskilda värden ska användas för att skapa en gemensam indikator för hela Sverige. Om två redovisningsenheter slås ihop är det inte säkert att den nya redovisningsenheten får ett värde som ligger mellan de två tidigare redovisningsenheternas värden då olika effekter från varje nät både kan ta ut varandra och förstärka varandra. Det är dock rimligt att använda någon form av viktat medelvärde, där stora redovisningsenheter får en högre vikt än små. Ei har valt att vikta efter abonnerad effekt i redovisningsenhetens gränspunkter för

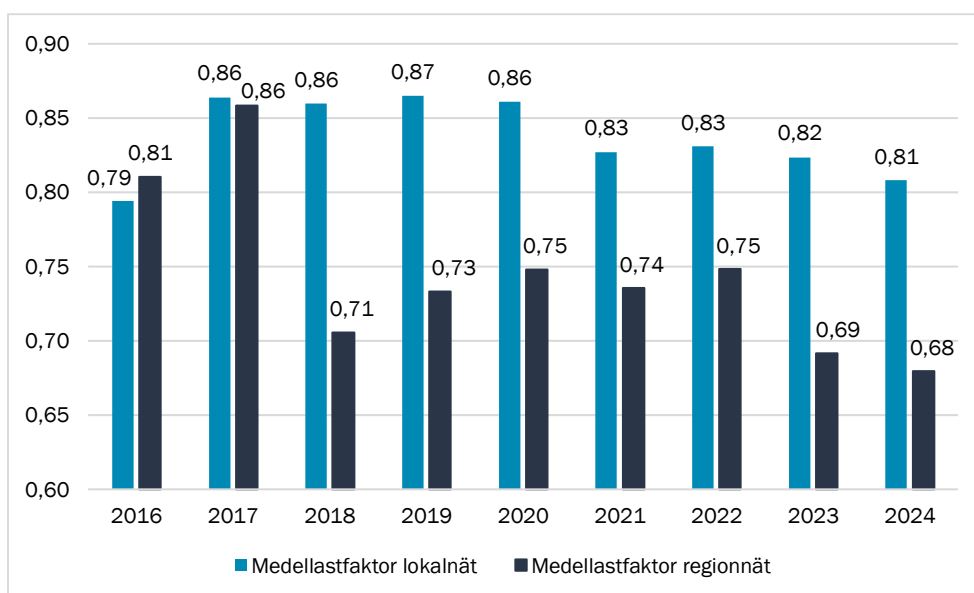
---

<sup>42</sup> Statistiken återfinns i helhet inom elnätsföretagens årsrapporter, Särskilda rapporten teknisk data.

att ge en bild på Sverigenivå. Tanken är att en stor abonnerad effekt indikerar stor potentiell nytta på Sverigenivå att jämnna ut lasten i gränspunkterna (där ju också medellastfaktorn mäts). Eftersom det finns olika utmaningar med lokal- och regionnät redovisas dessa med varsin indikator.

Figur 17 visar hur medellastfaktorn i Sverige har utvecklats för lokal- och regionnät under perioden 2016–2024. Vanligtvis är medellastfaktorn för regionnät lägre än medellastfaktorn för lokalnät med undantag för 2016 års värde. Utfallet har varierat under perioden och en entydig trend är svår att urskilja. Möjligen kan tendenser till en sjunkande medellastfaktor (i genomsnitt mindre jämn belastning över dygnen) anas på senare år, i likhet med vad som kan ses för utnyttjningsgraden i nästkommande avsnitt.

Figur 17. Medellastfaktor för lokal- och regionnät år 2016–2024.



En utjämnad belastning kan bidra till att mindre ny infrastruktur behöver byggas för att möta elektrifieringen i samhället, men också till att kostnader för nätförluster minskar. Medellastfaktorn kan höjas genom ökad *användning av flexibilitetstjänster*. Samtidigt kan ökad mängd variabel elproduktion bidra till att medellastfaktorn sänks.

### 3.5.4 Utnyttjningsgrad

Utnyttjningsgrad är i likhet med medellastfaktorn ett mått på hur jämn belastningen är i elnätet. I stället för att titta på kvoten mellan medel- och maxtimeffekter över dygnen så ser indikatorn till hela året, det vill säga kvoten mellan årsmedeleffekten och belastningen under de fyra högst belastade timmarna för året. De två indikatorerna ger olika vikt till utjämning vid olika tidpunkter och bedöms komplettera varandra väl, då en utjämnad belastning har olika effekt och

nytta beroende på när denna sker. Indikatorn kategoriseras som *prestation* och följer upp fokusområdet *energieffektivitet* för lokal- och regionnätsföretag.<sup>43</sup>

Utnyttjningsgraden definieras således som årsmedeleffekten dividerat med medelvärdet av årets fyra högsta effekttoppar mätt i gränspunkterna till överliggande nät. Indikatorn har ett värde som är högre än noll (0) och högst ett (1). Ett värde på ett innebär att belastningen är identisk alla timmar hela året, medan ett lågt värde indikerar höga effekttoppar jämfört med medelanvändningen. Således indikerar ett högre värde ett effektivare nätutnyttjande jämfört med ett lågt.

Upplösningen är per timme, så effekten approximeras som medeleffekten per kalendertimme. För varje timme beaktas absolutbeloppen av summeringen i gränspunkterna, det vill säga att export och import av el till och från redovisningsenheten behandlas lika (båda tar upp utrymme lika mycket i ledningarna). Jämn belastning minskar behovet att bygga ut elnäten.

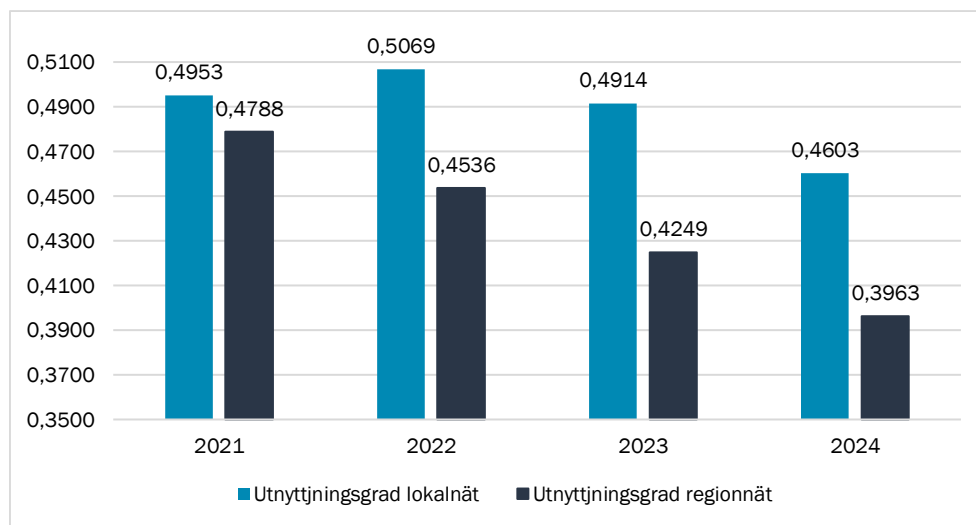
Ei har, på samma sätt som för medellastfaktorn, valt att vikta indikatorn efter abonnerad effekt i redovisningsenhetens gränspunkter för att ge en bild på Sverigenivå. Tanken är att en stor abonnerad effekt indikerar stor potentiell nytta på Sverigenivå att jämna ut lasten i gränspunkterna (där ju också utnyttjningsgraden mäts). Eftersom det finns olika utmaningar med lokal- och regionnät redovisas dessa med varsin indikator.

Ei har tagit in uppgifter för denna indikator sedan 2020. Dock finns det kvalitetsbrister i första årets rapportering, så här presenteras uppgifter från och med 2021. Figur 18 ger en bild av utnyttjningsgraden i Sveriges lokal- och regionnät under perioden 2021–2024.

---

<sup>43</sup> Statistiken återfinns i helhet inom elnätsföretagens årsrapporter, Särskilda rapporten teknisk data.

Figur 18. Utnyttjningsgrad lokal- och regionnät 2021–2024.



Regionnäten har ett lägre värde än lokalnät för samtliga år vilket kan bero på att lokalnäten ofta har fler kunder vilket ger en bättre sammanlagringseffekt, medan enskilda stora kunder på regionnätets nivå kan påverka mycket. Under de fyra år som redovisas tycks det ske en kontinuerlig försämring (mindre jämn belastning) för regionnät, medan det för lokalnät eventuellt finns en viss, om än betydligt mindre, sådan tendens. På det stora hela ökar det skillnaden mellan region- och lokalnät. Underlaget är dock än så länge begränsat och utnyttjningsgraden kan variera mellan enskilda år på grund av till exempel väder som i sin tur påverkar maxtimeffekterna. Indikatorn behöver därför tolkas med försiktighet.

Så som indikatorn är definierad kan både en ökning av maxeffekten (medelvärdet av de fyra högsta topparna) eller en minskning av medeleffekten (utan samtidig sänkning av maxeffekten) leda till en lägre utnyttjningsgrad. En ökad mängd förnybar elproduktion (eller *lokalt installerad produktion*) som sänker medeleffekten utan att samtidigt sänka maxeffekten i samma utsträckning kan leda till en lägre utnyttjningsgrad. Ett exempel är solel, eftersom effekttopparna ofta sker vintertid där deras bidrag till att kapa effekttoppar ofta är försumbar, samtidigt som den snabba expansionen av installerad solkraft både ger direkt bidrag av lokal produktion och ett indirekt bidrag genom privatpersoners egenanvändning av egenproducerad el (vilket minskar deras efterfrågan av el från elnätet). En annan faktor som kan ha påverkat denna indikator i negativ riktning är att elektrifieringen av industrin har gått långsammare än vad många tidigare har trott (vilket påverkar så att medeleffekten inte ökar i den takt som förmodats). En ökad användning av *flexibilitetstjänster* kan bidra till att förbättra värdet på indikatorn.

### 3.5.5 Nyttjandegraden av transformatorer

Indikatorn *Utnyttjningsgrad* tillämpas inte för transmissionsnätet. Det är emellertid relevant att följa en likvärdig indikator även på transmissionsnätets nivå. Smart elnätsteknik kan användas för att jämma ut belastningen, men kan även användas

för att utöka kapacitetsutnyttjandet när så är lämpligt. Ei bedömer därför att det är lämpligt att följa nyttjandegraden av transmissionsnätets transformatorer. Denna indikator ger ett mått på *prestation* och följer upp samtliga fokusområden för smarta elnät. Indikatorn beaktar medelvärdet och standardavvikelsen för kvoterna mellan medel- och maxeffekt respektive maxeffekt och installerad kapacitet i transmissionsnätets transformatorer.<sup>44</sup>

Indikatorn nyttjandegrad av transformatorer beskriver hur stor andel av transformatorernas tekniska kapacitet som faktiskt används över tid (kvoten mellan maxeffekt och installerad kapacitet) respektive hur jämn belastningen är i transformatorerna över tid (kvoten mellan medel- och maxeffekt). Den speglar hur stor del av installerad kapacitet som utnyttjas och kan visa på eventuell överkapacitet, även om viss sådan nödvändigtvis inte är något negativt. En låg nyttjandegrad kan tyda på överdimensionering eller outnyttjad kapacitet, medan en hög nyttjandegrad kan indikera effektiv användning (sett till kapacitetsutnyttjande) men också risk för överbelastning. De olika värdena för kapacitetsutnyttjande och jämn belastning kompletterar därmed varandra i detta sammanhang.

Indikatorn är viktig eftersom den ger insikt i hur väl transmissionsnätet klarar av att hantera elflöden, särskilt i ett elsystem som genomgår snabb förändring. I smarta elnät, där flexibilitet, digitalisering och optimering är centrala, är det avgörande att ha god kontroll över hur transformatorer används.

Tabell 2 visar nyttjandegraden i transmissionsnätet för 2023 och 2024. Samtliga värden tycks ha haft en viss ökning mellan åren, men behöver tolkas med försiktighet då underlaget än så länge är begränsat. Uppgifterna indikerar vidare att det i en stor del av transformatorerna finns tillgänglig kapacitet, samt att belastningen är relativt ojämn över tid. Det bör således finnas möjlighet att möta en ökad effekt (eller åtminstone att kapaciteten i transformatorerna normalt inte utgör någon flaskhals), samt möjlighet att frigöra ytterligare kapacitet genom utjämnad belastning om så skulle behövas.

Tabell 2. Nyttjandegraden av transformatorer i transmissionsnätet 2023-2024.

	2023	2024
<b>Medelvärdet för kvoterna mellan maxeffekten och installerad kapacitet för respektive transformator under ett kalenderår</b>	0,281	0,289
<b>Standardavvikelsen för kvoterna mellan maxeffekten och installerad kapacitet för respektive transformator under ett kalenderår</b>	0,159	0,172
<b>Medelvärdet för kvoterna mellan medeleffekten och maxeffekten för respektive transformator under ett kalenderår</b>	0,396	0,403
<b>Standardavvikelsen för kvoterna mellan medeleffekten och maxeffekten för respektive transformator under ett kalenderår</b>	0,153	0,163

<sup>44</sup> För exakta definitioner, se 6 kap. 1-2 §§, EIFS 2022:5.

### 3.5.6 Spänningskvalitet

Energiomställningen innebär mer utmaningar för spänningskvaliteten i elnäten. Det beror bland annat på att integrationen av förnybar elproduktion innebär variabel inmatning på elnätet och att produktionsenheterna är kraftelektronikanslutna<sup>45</sup>. Den variabla inmatningen ställer högre krav på *användning av flexibilitet*.

Spänningskvalitet beskriver hur väl den elektriska spänningen i ett elnät uppfyller tekniska krav. Det inkluderar att spänningsnivån ska ligga inom ett definierat intervall, att frekvensen normalt är 50 Hz i Europa, att störningar som övertoner, flimmar, transienter och spänningsdippar hålls på en låg nivå samt att symmetrin i trefasnät är balanserad. Vad som avses med en god spänningskvalitet definieras i Energimarknadsinspektionens föreskrifter och allmänna råd (EIFS 2023:3) om krav som ska vara uppfyllda för att överföringen av el ska vara av god kvalitet.

Begreppet nätstyrka beskriver ett elnäts förmåga att stå emot spänningsförändringar vid variationer i konsumtion och produktion. I lokalnätet kan förimpedansen i anläggningspunkten ge en indikation om anläggningspunktens nätstyrka. Förimpedansen är en elektrisk egenskap i elnätet som används till att dimensionera area och längd för elektriska ledare och ger en indikation om risken att anläggningspunkten uppvisar spänningskvalitetsproblem. En hög förimpedans (svag nätstyrka) innebär en större sannolikhet för spänningskvalitetsproblem. Huruvida en hög förimpedans utgör ett problem eller inte i en specifik anläggningspunkt beror dock även på andra faktorer såsom typ och storlek på lasten. Det finns även en balans mellan strävan att nå en låg förimpedans och ett effektivt nyttjande av nätet samt vad som är samhällsekonomiskt effektivt.

Indikatorn *spänningskvalitet* mäts via förimpedansen i anläggningspunkter och definieras som andelen anläggningspunkter som har en förimpedans över 0,5 respektive över 1,0 ohm fördelat på lågspänningspunkter och övriga kunder.<sup>46</sup> Indikatorn följer upp fokusområdet *energiomställning* samt *motståndskraftigt och tillförlitligt elnät* och kategoriseras som *prestation*.

Överlag visar indikatorn *spänningskvalitet* på förhållandevis låg spridning vad gäller andelen lågspänningspunkter, vilket framgår av Figur 19. Andel lågspänningspunkter med en förimpedans över 1 ohm ligger under 0,02 med undantag av några utstickande värden och andel lågspänningspunkter med en förimpedans över 0,5 ohm ligger under 0,4 med undantag av några avvikande värden. Indikatorn för lågspänningspunkter visar inte på någon tydlig utveckling.

---

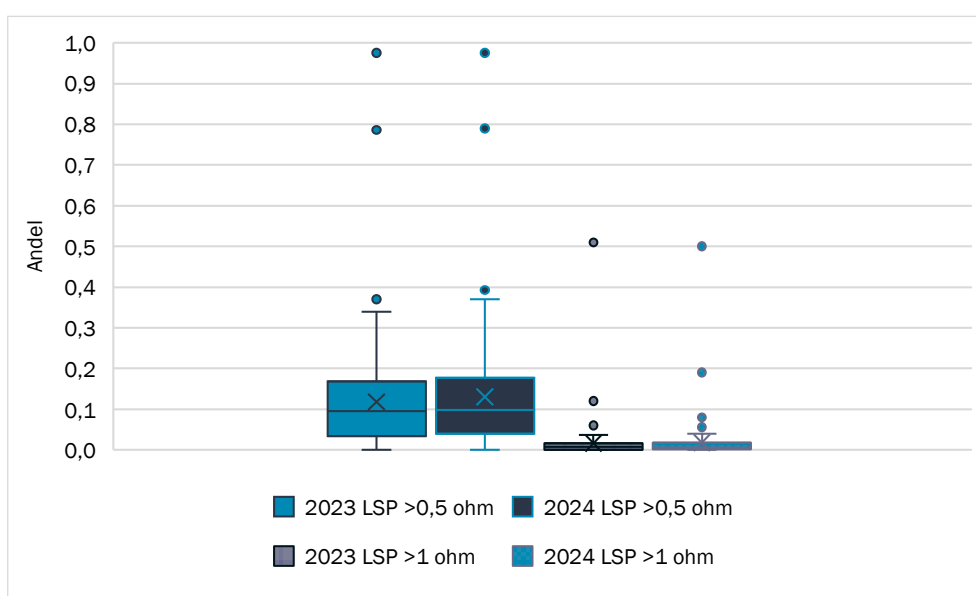
<sup>45</sup> Att produktionsenheterna är kraftelektronikanslutna innebär att de inte bidrar till elnäts rotationsenergi och det ställer nya krav för att undvika obalanser i elnätet.

<sup>46</sup> För exakta definitioner, se 4 kap. 1 §, EIFS 2022:5.

Vad gäller lågspänningspunkter med förimpedans över 0,5 ohm rapporterade nästan lika många företag en försämring som förbättring mellan åren.

Rörande högspänningspunkter är spridningen mycket stor där vissa nätföretag anger att samtliga högspänningspunkter har en förimpedans över 1 ohm medan andra anger att inga högspänningspunkter har en förimpedans över 1 ohm. Det kan bero på att förimpedans som ett mått på nätstyrka främst är applicerbart för lågspänningspunkter. Ei överväger därför att se över hur indikatorn spänningskvalitet ska mätas för högspänningspunkter.

**Figur 19** Andelen lågspänningspunkter med en förimpedans över 0,5 respektive över 1,0 ohm 2023-2024. Lådan representerar mitten av datamängden, från den första kvartilen till den tredje kvartilen, linjen i lådan representerar medianen medan punkterna representerar avvikande värden.



Uppgifterna visar att en hög andel av lågspänningspunkter har en förimpedans under 0,5 ohm. Ei har under fem år genomfört en tillsynsinsats där nätföretagens spänningskvalitet granskats. Majoriteten av alla nätföretag i Sverige har ingått i tillsynen, vilken inte påvisat några brister i spänningskvalitet hos de granskade företagen. Sammantaget tyder detta på relativt god spänningskvalitet för lågspänningspunkter.

## 4 Slutsatser och rekommendationer

Smarta elnät kan bidra till integreringen av förnybar energi, ökad energieffektivitet och ett mer motståndskraftigt och tillförlitligt elnät. Utvecklingen av ett smart elnät är dock inte ett självändamål och det är inte alltid bättre med fler och mer smarta elnätstekniker, om de inte införs för att stödja ett övergripande behov i elnätet.

De indikatorer som Ei analyserat illustrerar olika aspekter av förutsättningar för och användningen av smarta elnät. Indikatorerna illustrerar också hur elnätsföretagen presterar på ett antal områden som kan påverkas av användningen av smarta elnät. Eftersom de därigenom både påverkar och påverkas av varandra behöver de analyseras samlat och över tid. Ingen av indikatorerna ger ensamt en fullständig bild av situationen i elnäten. Det viktiga är därför att indikatorerna som helhet utvecklas i rätt riktning. Utvecklingen av indikatorerna visar att nätföretagens förutsättningar har ändrats. Ei ser att även de ändrade förutsättningarna till viss del har påverkat nätföretagens prestationer och användning av smarta elnätslösningar.

De indikatorer som samlas in av Ei idag följer upp vissa typer av åtgärder eller tekniska lösningar, men tar inte hänsyn till kostnadsaspekten för dessa. Elnätsföretagen bör välja de lösningar som är mest samhällsekonomiskt effektiva sett över tid och ger mest nytta i förhållande till de kostnader som de medför för kunderna.

Av arbetet med indikatorerna, både vid analysen av indikatorerna, vid Ei:s internationella samarbeten och i kontakter med branschen framgår att vissa indikatorer kan behöva utvecklas och omdefinieras över tid. På så sätt säkerställs förbättrade definitioner av indikatorerna, men även möjligheter till att följa marknadens utveckling och jämförelser med andra länder. Innan längre tidsserier finns på plats begränsas möjligheterna till kvantitativ analys, både för en enskild indikator och sett till relationen mellan olika indikatorer.

### 4.1 Mängden lokalt installerad produktion och anslutna energilager har ökat

Elnätsföretagens förutsättningar har ändrats. Mängden lokalt installerad elproduktion, som ofta utgörs av väderberoende produktionsslag, har ökat avsevärt de senaste tio åren. Mellan 2023 och 2024 har även den totala kapaciteten av anslutna energilager ökat markant.

Utvecklingen kan påverka hur elnätsföretagen presterar på flera områden. Bland annat kan den högre graden av lokalt installerad produktion bidra till lägre nätförluster genom att produktionen sker närmare förbrukaren.

## 4.2 Tendens till minskade nätförluster på nationell nivå

Ei ser en viss förändring av de indikatorer som illustrerar elnätsföretagens prestationer. Nätförlusterna har ökat i transmissionsnätet sedan 2010, men tycks ha sjunkit i Sverige som helhet. De varierar även mellan enskilda år, vilket kan förklaras av vädret som i sin tur påverkar produktions- och konsumtionsmönster.

Utnyttjningsgraden, som är ett mått på hur jämn belastningen är i elnätet, tycks ha sjunkit mellan 2021 och 2024 i framför allt regionnäten. En ökad mängd förnybar elproduktion (eller *lokalt installerad produktion*) kan sänka medeleffekten utan att samtidigt sänka maxeffekten i samma utsträckning och kan därmed leda till en lägre utnyttjningsgrad.

Indikatorn för spänningskvalitet och de tillsynsinsatser som Ei genomfört på området tyder sammantaget på att lokalnäten i Sverige har en relativt god spänningskvalitet. Vad gäller lågspänningspunkter med förimpedans över 0,5 ohm rapporterade dock nästan lika många företag en försämring som förbättring mellan åren. Indikatorn för lågspänningspunkter visar därmed inte på någon tydlig utveckling.

## 4.3 Få företag använder dynamisk belastningsbarhet och flexibilitet

Elnätsföretagen kan inte helt styra utvecklingen av de indikatorer som ger ett mått på hur de presterar. Elnätsföretagen har dock möjlighet att bidra till att förbättra dem genom användningen av smarta elnät. Ei ser en viss förändring av indikatorerna inom denna kategori, men ingen tydlig övergripande trend. Användningen av dynamisk belastningsbarhet är emellertid låg. Två regionnätsföretag använder sig idag av dynamisk belastningsbarhet och för dessa företag har ingen utveckling skett mellan år 2023 och 2024.

Det finns en viss tendens till att elnätsföretagen använder sig av tjänster för flexibilitet i högre grad under 2024 jämfört med 2023, men Ei har än så länge bara tillgång till uppgifter för två år. Ei förväntar sig också att andelen elnätsföretag som tillämpar en tidsdifferentierad tariff kommer att öka till och med 1 januari 2027 då alla elnätsföretag blir skyldiga att tidsdifferentiera sin tariff. Utvecklingen av dessa indikatorer kan bidra till att minska belastningen på elnätet.

## 4.4 Ei:s rekommendationer

Många av indikatorerna för smarta elnät baseras på endast två års data. Underlaget är därför i flera fall begränsat.

Ett nätföretag ska i fråga om sitt elnät bland annat ansvara för att nätet är säkert, tillförlitligt och effektivt samt att nätet på lång sikt kan uppfylla rimliga krav på överföring av el. I detta arbete behöver företagen göra bedömningar av nyttan med smarta elnätslösningar och integrera sådana där det är kostnadseffektivt. Ei vill därför rekommendera elnätsföretagen att beakta följande perspektiv i relation till den fortsatta utvecklingen av smarta elnät.

### 4.4.1 Elnätsföretagen behöver anpassa verksamheten till följd av energiomställningen

Elbehovet väntas öka till följd av elektrifieringen. Det kommer därför finnas behov av att ansluta mer lokal produktion. En sådan utveckling medför delvis ändrade förutsättningar för elnätsföretagen med både utmaningar och möjligheter.

Elnätsföretagen behöver därför säkerställa anslutningar inom skälig tid och att nätet är säkert, tillförlitligt och effektivt. Elektrifiering av transportsektorn, mer anslutna energilagrar och ytterligare ansluten lokal produktion kan också komma att innebära delvis nya belastningsmönster, ökade spänningsvariationer, större möjligheter till och behov av flexibilitet.

Sammantaget kan de ändrade förutsättningarna innebära såväl möjligheter som utmaningar som elnätsföretagen behöver hantera på ett samhällsekonomiskt effektivt sätt.

### 4.4.2 Elnätsföretagen ska beakta smarta elnätslösningar

Digitaliseringen medför många möjligheter för elnätsföretagen och kan bidra till en samhällsekonomiskt effektiv utveckling av elnäten. Flexibilitet kan bidra till ökade möjligheter till anslutningar eller minska behovet av dyrare investeringar i infrastruktur. Ei bedömer att användningen av flexibilitetslösningar behöver öka framöver, i synnerhet om utbyggnaden av variabel elproduktion fortsätter att öka

Högre grad av automation av elnätets stationer kan bidra till bättre nätövervakning, felanalys och driftssäkerhet. Dynamisk belastningsbarhet kan bidra till att elnätets kapacitet utnyttjas i högre grad, och har på så sätt potential att minska behovet av nätförstärkningar. Utifrån den förhållandevis begränsade data som Ei har tillgång till gör myndigheten bedömningen att tekniken för dynamisk belastningsbarhet kan vara underutnyttjad. En mer utbredd användning av dynamisk belastningsbarhet har potential att bidra till ett mer effektivt nyttjande av näten. För att säkerställa att tekniken används på ett kostnadseffektivt sätt behöver elnätsföretagen analysera kostnader och nyttor i det enskilda fallet.

Det är vidare viktigt att säkerställa att tarifferna är utformade på ett sådant sätt att det främjar ett effektivt utnyttjande av elnäten, där införandet av tidsdifferentierade tariffer till 1 januari 2027 kan spela en viktig roll.

#### **4.4.3 Elnätsföretagen behöver fortsätta arbeta för att ge nytta till kunderna**

Inom kategorin *Prestation* finns indikatorer som speglar resultatet av smarta elnätslösningar på en övergripande nivå och mäter därmed inte samtliga nyttor och värden som elnäten bidrar med. De indikatorer för prestation som följs av Ei beror också på alla åtgärder som elnätsföretaget vidtar, inte endast de som mäts av indikatorerna inom kategori *Användning*. Elnätsföretagen bör verka för största möjliga nytta, vare sig det handlar om förbättrad leveranssäkerhet, minskade nätförluster, utjämnad belastning, kapacitetsutnyttjande eller spänningskvalitet, givet de kostnader som valda åtgärder medför.

Ei bedömer inte att det går att påvisa några uppenbara problem i nätföretagens verksamhet utifrån indikatorerna. Vissa indikatorer har delvis utvecklats i negativ riktning, men Ei bedömer att utvecklingen kan förklaras av att elnätsföretagens förutsättningar har ändrats. Exempelvis kan den ökade mängden väderberoende elproduktion påverka nyttjandegraden negativ. Andra förändringar i nätföretagens förutsättningar kan emellertid komma att bidra positivt på sikt. Nätföretagen kan också själva arbeta för att öka leveranssäkerheten, nyttjandegraden och spänningskvaliteten.

