Syntesrapport: Elnätens hållbara teknikutveckling och digitalisering

En populärvetenskaplig sammanställning av resultat från programmets etapp 2022–2026

RAPPORT 2026:1221



Energiforsk

Syntesrapport: Elnätens hållbara teknikutveckling och digitalisering och digitalisering

En populärvetenskaplig sammanställning av resultat från programmets etapp 2022–2026

Andrea Bille Pettersson och Mathilde Ingrosso Hildingsson,
Energiforsk

ISBN 978-91-89917-64-4 | © Energiforsk oktober 2026
Energiforsk AB | Telefon: 08-677 25 30
E-post:kontakt@energiforsk.se | www.energiforsk.se

Innehållsförteckning

Förord 5

Ordförande har ordet 6

Sammanfattning 8

Behov av fortsatt forskning – nästa etapp av programmet 9

1. Ett steg närmare en nationell metod för effekt- och kapacitetsprognoser 10

2. Rätt åtgärd vid rätt tid: Strukturerade beslut för att hantera kapacitetsbrist 12

3. Hybrid AC/DC transmission could unlock more capacity in existing grid corridors 15

4. Digitala tvillingar potentiell nyckel för framtidens elnät 18

5. Gemensam styrning minskar belastningen på elnätet 20

6. Tillgängliga data från smarta elmätare kan utnyttjas bättre i elnäten 22

7. Timbaserade nätspriser kan styra efterfrågan, men kräver noggrann utformning 24

8. Datadrivna prognoser ska stärka planeringen av framtidens elnät 26

9. Värmepumpar kan lösa lokal effektbrist – utan mer elnät 28

10. Smarta elnät kräver nya lösningar – så påverkas driften av elfordon 30

11. IEC 61850 – numera en norm i stationsprojekt 32

12. Kan fraktal geometri göra elnätet mer effektivt? 34

13. Oavsiktlig ö-drift – en dold utmaning när elnätet förändras 36

14. Riskbaserat underhåll kan kraftigt minska kostnaderna i elnäten 38

15. Nätet blev stabilare när spänningen sänktes på sommaren 40

16. CIM-nätverket: En växande mötesplats för standardiserat nätdatautbyte 42

17. Datacenter – en outnyttjad resurs för ett stabilare elsystem 44

18. Outnyttjad flexibilitet kan frigöra över 1 000 MW i elnäten 46

19. Kunden spelar stor roll i effektivt nyttjande av elnätet 48

20. Datahantering – största flaskhalsen för nätutvecklingsplaner.....50

21. Lathund ska stärka elnätens framtidsprognoser i en elektrifierad tid 52

22. Nätverket samlade branschen kring anslutning av distribuerad generering 54

23. Vilka reläskyddslösningar fungerar i mikronät – och vilka faktorer påverkar?.....56

Förord

Sveriges elektrifiering ställer höga krav på elnäten. Samtidigt som mer förnybar elproduktion, laddinfrastruktur och nya elintensiva verksamheter ska anslutas behöver elnäten utvecklas med bibehållen leveranssäkerhet, kostnadseffektivitet och hållbarhet. För att möta denna omställning krävs inte en enda lösning, utan ett samspel mellan ny teknik, digitalisering, flexibilitet, datadrivna arbetssätt och fortsatt kompetensuppbyggnad.

Forskningsprogrammet *Elnätens hållbara teknikutveckling och digitalisering* har under etappen 2022–2026 tagit ett strategiskt grepp om dessa frågor. Programmet har fungerat som en brygga mellan forskning och näringsliv, med målet att omsätta branschens behov i konkreta projekt och användbara resultat. Genom tekniska metoder och modeller, analyser, nätverk och kunskapsspridning har programmet bidragit till att utveckla och pröva lösningar inom bland annat nätplanering, efterfrågeflexibilitet, datainsamling, automation, informationsutbyte, IT-säkerhet och nya elnätstekniker. Projekten visar både vilka möjligheter som redan kan tas till vara och vilka frågor som kräver fortsatt forskning, utveckling och samverkan. En återkommande lärdom är att tekniken behöver sättas in i sitt sammanhang.

Nyttan uppstår först när lösningarna är praktiskt tillämpbara, när ansvar och incitament är tydliga och när kunskap kan delas mellan elnätsföretag, leverantörer, forskare och andra aktörer. Denna syntes sammanfattar resultaten från programperioden och lyfter fram erfarenheter som kan bidra till ett mer robust, flexibelt och resurseffektivt elsystem. Vår förhoppning är att rapporten ska göra kunskapen tillgänglig för fler, stödja fortsatt implementering och inspirera till nya samarbeten för framtidens hållbara elnät.

Ett varmt tack riktas till programmets finansiärer, programstyrelse, referensgrupper, projektutförare och alla övriga medverkande som genom sitt engagemang har bidragit till programmets resultat.

Uppdragsgivare

Ellevio
Vattenfall Eldistribution
Svenska kraftnät
Göteborg Energi Elnät
Statkraft Sverige
Mälarenergi Elnät
Öresundskraft Elnät
Tekniska Verken i Linköping
Skellefteå Kraft Elnät
Umeå Energi Elnät
Jämtkraft Elnät
Jönköping Energi Nät
Eskilstuna Strängnäs Energi & Miljö
Karlstads El- och Stadsnät
Nätkraft Borås
Falu Energi & Vatten
Borlänge Energi Elnät
Nacka Energi Elnät
C4 Energi
PiteEnergi Elnät
Trollhättan Energi Elnät
Vaggeryds Energi Elnät
Skövde Energi
Hitachi Energy Sweden
Energiföretagen Sverige
Sveriges Ingenjörer, Miljöfonden
Griddiagnoze
Elinorr ekonomisk förening; Bergs Tingslags Elektriska, Blåsjön Nät, Dala Energi Elnät, Elektra Nät, Gävle Energi, Hamra Besparingsskog, Hofors Elverk, Härjeåns Nät, Härnösand Elnät, Ljusdal Elnät, Malungs Elnät, Sandviken Energi Nät, Sundsvall Elnät, Söderhamn Elnät, Åsele Elnät, Årsunda Kraft & Belysningsförening och Övik Energi Nät

/Susanne Stjernfeldt

Ordförande har ordet



Magnus Brodin, Skellefteå Kraft.

När programmet startade var det redan tydligt att elnäten stod inför stora förändringar. Under programperioden har utvecklingen gått snabbt. Elektrifieringen av industri och transporter, en allt större andel decentraliserad produktion och nya typer av elanvändning ställer nya krav på elnäten. Samtidigt har frågor kring kapacitet, flexibilitet, digitalisering, cybersäkerhet och resurseffektivitet blivit allt viktigare.

Det gör forskning och utveckling inom elnätsområdet mer relevant än någonsin. En viktig insikt från programmet är att framtidens elnät inte enbart kan byggas genom mer nät. Vi behöver också bli bättre på att använda den infrastruktur vi redan har. Digitalisering, automatisering, bättre data och nya tekniska lösningar kan hjälpa oss att öka nyttjandet av nätet, skapa flexibilitet och fatta bättre beslut. På så sätt kan teknikutvecklingen bidra både till ett mer effektivt elsystem och till en snabbare elektrifiering. Men ny teknik skapar inte nytta av sig själv. För att forskningsresultat ska göra verklig skillnad behöver de kunna omsättas i den dagliga verksamheten hos nätföretag och andra aktörer. Därför är mötet mellan forskning, teknikleverantörer och energibransch en viktig del av programmet. Genom projekten kan idéer prövas, kunskap byggas och erfarenheter delas mellan aktörer som ofta står inför liknande utmaningar. Hållbarhet har också varit en tydligare utgångspunkt i den här programperioden. När elnäten ska utvecklas behöver vi inte bara fråga oss vad som är tekniskt möjligt, utan också vilka lösningar som ger störst nytta ur ett långsiktigt ekonomiskt, miljömässigt och samhälleligt perspektiv.

Den här slutsyntesen samlar resultaten från programmet och ger en bild av både vad vi har lärt oss och vilka frågor som behöver tas vidare. Min förhoppning är att den inte bara ska fungera som en sammanfattning av genomförda projekt, utan också väcka nyfikenhet och bidra till att resultaten används, utvecklas vidare och leder till nya initiativ. För utvecklingen kommer inte att stanna här. Tvärtom. Elsystemet befinner sig mitt i en omfattande omställning och behovet av innovation kommer fortsatt att vara stort. Förmågan att kombinera ny teknik, digitalisering och befintlig infrastruktur på ett klokt sätt kommer att vara avgörande för hur snabbt och effektivt

vi klarar den omställningen. Nästa etapp av programmet tar vid här och fortsätter att stödja branschens behov av teknikutveckling kommande fyra år med syfte att stärka ett resilient och hållbart samhälle.

Avslutningsvis vill jag rikta ett stort tack till alla forskare, företag, referensgrupper och övriga aktörer som bidragit med kunskap, tid och engagemang. Och naturligtvis ett särskilt tack till programstyrelsen och Energiforsk för ett mycket gott samarbete.

/*Magnus Brodin*
Ordförande, programstyrelsen *Elnätens hållbara teknikutveckling och digitalisering*.

Sammanfattning

Syntesrapporten sammanfattar resultat och erfarenheter från programmet Elnätens hållbara teknikutveckling och digitalisering under perioden 2022–2026. Projekten visar att elektrifieringens ökade krav inte enbart kan mötas genom att bygga mer elnät.

En betydande potential finns i att använda den befintliga infrastrukturen effektivare genom bättre prognoser, digitalisering, automatisering, flexibilitet och mer datadrivna arbetssätt.

Gemensamma metoder för effekt- och kapacitetsprognoser, nätutvecklingsplaner och riskbaserat underhåll kan ge träffsäkrare beslut och effektivare investeringar. Data från smarta elmätare, AI och digitala tvillingar kan förbättra både drift och långsiktig planering, men nyttan förutsätter tillgång till kvalitetssäkrade data, standardiserade informationsmodeller, interoperabilitet, cybersäkerhet och rätt kompetens.

Flera projekt visar också att flexibilitet från bland annat värmepumpar, batterier, energigemenskaper, elfordon, industrier och datacenter kan minska effekttoppar och frigöra nätkapacitet. För att potentialen ska kunna realiseras krävs dock tydliga incitament, fungerande affärsmodeller, tillförlitliga leveranser och begripliga villkor för kunderna.

Tekniska lösningar som dynamisk spänningsreglering, aktiv nätstyrning, hybrid AC/DC, förbättrade skyddssystem och nya kabeltekniker kan stärka kapacitet och robusthet, men befinner sig i olika utvecklingsfaser och behöver bedömas utifrån lokala förutsättningar, kostnader och risker. En genomgående lärdom är därför att enskilda tekniker sällan räcker på egen hand.

Framtidens elnät behöver utvecklas genom kombinationer av teknik, styrning, standardisering och samverkan mellan nätföretag, forskare, leverantörer, myndigheter och kunder.

Resultaten ger en grund för praktisk tillämpning, men visar samtidigt ett fortsatt behov av demonstration, verifiering och forskning för att lösningarna ska kunna skalas upp och bidra till ett robust, flexibelt och hållbart elsystem.

Behov av fortsatt forskning

Resultaten från den avslutade programetappen visar att det finns stor potential att utveckla elnäten genom digitalisering, flexibilitet, bättre dataunderlag och nya tekniska lösningar. Samtidigt befinner sig många metoder fortfarande i ett skede där de behöver verifieras, demonstreras och anpassas till elnätsföretagens praktiska förutsättningar.



Susanne Stjernfeldt, Energiforsk.

Nästa etapp av programmet blir därför viktig för att föra kunskapen vidare från analyser och pilotstudier till lösningar som kan införas, skalas upp och förvaltas långsiktigt. Behovet av fortsatt forskning är brett. Det handlar bland annat om att utveckla tillförlitliga prognoser och beslutsstöd, öka nyttan av mätdata och AI, stärka cybersäkerhet och interoperabilitet samt undersöka hur flexibilitet, energilager och lokal produktion kan bidra till ett effektivare nätutnyttjande.

Fortsatt arbete behövs också för att värdera nya tekniska lösningar utifrån leveranssäkerhet, kostnader, resurseffektivitet och klimatpåverkan. En central uppgift blir att bättre förstå samspelet mellan teknik, reglering, marknadsmodeller, kundbeteenden och organisatoriska förutsättningar. För att forskningsresultaten ska få genomslag krävs en nära samverkan mellan elnätsföretag, forskare, teknikleverantörer, myndigheter och andra berörda aktörer. Demonstration i verkliga miljöer, gemensamma metoder och standarder samt strukturer för kunskapsdelning och kompetensuppbyggnad behöver vara viktiga delar av nästa etapp.

Genom att bygga vidare på resultaten och nätverken från den gångna programperioden kan programmet bidra till att minska steget mellan forskning och tillämpning. Målet är att skapa kunskap och lösningar som stärker elnätens kapacitet, robusthet och hållbarhet och därmed ger bättre förutsättningar för samhällets fortsatta elektrifiering.

Är du intresserad av att veta mer om den nya etappen? Kontakta Susanne Stjernfeldt på Energiforsk som är programansvarig: susanne.stjernfeldt@energiforsk.se

1. Ett steg närmare en nationell metod för effekt- och kapacitetsprognoser

En ny gemensam metodik och digital plattform ska göra prognoser för elnätens effekt- och kapacitetsutveckling mer jämförbara, tydliga och lättillgängliga. I dag försvåras jämförelser och nationell samordning för att prognoserna varierar mellan svenska elnätsföretag.



Helena Olssén och Marcus Andersson, Sigholm.

Rapporten *Nationell metod för effekt och kapacitetsprognoser* visar att svenska elnätsföretag i dag arbetar på olika sätt med prognoser. Metoder, definitioner och datakällor skiljer sig åt, vilket gör det svårt att få en samlad bild av kapacitetsbehov och effektutveckling på nationell nivå. Att arbeta mer enhetligt skulle säkerställa att elnätets utveckling följer samhällsplaneringen, stödjer investeringar och blir tydlig och transparent för alla berörda parter.

– Elnätsföretagen efterfrågar gemensamma antaganden, strukturer och bättre möjligheter att förklara prognoser i dialog med kommuner, regioner och andra intressenter. Nu är vi ett steg närmare den verkligheten, säger Mattias Wondollek, som är ansvarig för kraftsystem och marknader på Energiföretagen Sverige och var projektledare.

En nationell metod

Utgångspunkten var att det behövdes ett gemensamt sätt att arbeta. Helena Olssén och Marcus Andersson på Sigholm tog därför, tillsammans med Energiföretagen Sveriges arbetsgrupp för kapacitetsprognoser, fram en metodik baserad på officiella nationella datakällor. Metoden ska säkerställa jämförbarhet, transparens och spårbarhet i prognosarbetet, samtidigt som den gör det möjligt att uppdatera prognoser regelbundet när nya data blir tillgängliga.

– Vi ville skapa en metodik som ger alla elnätsföretag en gemensam, jämförbar grund för effektprognoser och som stärker legitimiteten i kunddialoger och underlättar välgrundade investeringsbeslut, säger Helena Olssén, Sigholm, rapportförfattare.

Det finns även behov av en sammanhållen digital lösning för att samla data, metodik och scenarier på ett standardiserat sätt – ett förslag till detta har också tagits fram inom projektet.

– Vi har dragit lärdomar från Nederländerna och Norge, framför allt kring standardisering, snabb MVP-utveckling och långsiktig förvaltning. De principerna har vi tagit med i förslaget, som inleds med att skapa funktionalitet för att samla och visualisera nationella och lokala effektprognoser med spårbara antaganden, säger Marcus Andersson, Sigholm, rapportförfattare.

Behov av fortsatt arbete

Nu finns metodiken för framtagande av effektprognoser och förslaget till plattformen framme. I nästa etapp av projektet är tanken att förslaget ska omsättas i praktisk tillämpning genom utvecklandet av en digital plattform. Det innebär också att utveckla fler lastkategorier, dokumentera antaganden och indikatorer enhetligt samt etablera en långsiktig förvaltningsstruktur med versionshantering av scenarier och nationella antaganden. Plattformen blir navet där prognosunderlag och visualiseringar samlas med ambitionen att göra den tillgänglig för hela branschen och andra intresserade aktörer.

Rapportnamn: Nationell metod för effekt- och kapacitetsprognoser

Rapportnummer: 2026:1157

Rapportförfattare: Marcus Andersson och Helena Olssén, Sigholm

2. Rätt åtgärd vid rätt tid: Strukturerade beslut för att hantera kapacitetsbrist

Elektrifiering, ökade osäkerheter i prognoser och flera verktyg för att möta kapacitetsbehov skapar komplexitet för nätföretag att hantera kapacitetsbehov. En rapport föreslår hur elnätsföretag kan arbeta mer strukturerat när kapacitetsbrist behöver hanteras. Rapporten föreslår en beslutsprocess där nätförstärkning, flexibilitetshandel, villkorade avtal och nättariffer kan jämföras och kombineras utifrån tidshorisont, osäkerhet, kostnad och tillförlitlighet.



Nima Mirzaei Alavijeh, Sweco.

– Det finns flera kapacitetshöjande verktyg för elnätsföretag att ta till, men vilket verktyg är bäst i olika situationer? Är de tillräckligt kostnadseffektiva och tillförlitliga? Hur kan de jämföras och eventuellt kombineras?

Det säger Nima Mirzaei Alavijeh på Sweco, en av författarna till rapporten *En holistisk nätutvecklingsstrategi,* när han beskriver arbetet med att ta fram en strukturerad beslutsprocess för att hjälpa elnätsbolag att hantera kapacitetsbrist.

Kapacitetsbrist är en växande utmaning för svenska elnätsbolag i en tid av snabb elektrifiering, med ökade krav på leveranssäkerhet, kostnadseffektivitet och behovet av kortare ledtider för anslutningar.

Behovet av elnätskapacitet kan dock vara svårt att prognosticera och bristen kan vara begränsat till ett fåtal timmar per år. Med kompletterande lösningar som flexibilitetsmarknader, villkorade avtal och nättariffer kan prognososäkerheter och tidsbegränsade kapacitetsproblem hanteras mer kostnadseffektivt, något som gynnar elnätsbolag och samhället.

– En stor utmaning och frågeställning för nätbolagen är vilken lösning man ska välja i olika lägen. Här saknas en standardiserad process för att strukturera och underlätta beslutsfattandet, säger Adam Nilsson på Sweco, en av rapportens författare.

Tidshorisont, lokala förutsättningar och osäkerhet spelar stor roll

Rapporten *En holistisk nätutvecklingsstrategi* bygger på en litteratur- och omvärldsstudie, intervjuer med 12 svenska elnätsföretag i varierande storlek, samt en fallstudie hos ett elnätsföretag i Sverige där processen har provats i praktiken.

Erfarenheter från forskning och internationella exempel visar att kapacitetsbrist behöver hanteras olika beroende på tidshorisont. Vilken lösning som är mest effektiv beror också på lokala förutsättningar, som vilken typ av nät och vilken typ av kapacitetsbrist det handlar om. Även storleken på nätbolagen spelar roll – mindre bolag har ofta mer begränsade resurser att arbeta med frågan och rapportförfattarna föreslår att branschen behöver samarbeta kring både förarbete och implementering av den beslutsprocess som föreslås.

I intervjuerna med elnätsföretagen framgick också att kapacitetssituationen snabbt kan förändras hos företagen – till följd av nya anslutningar av exempelvis batterilager, solkraft och industrier.

Mot denna bakgrund föreslår rapportförfattarna två kompletterande beslutsprocesser:

- **Kortsiktig planering:** Med fokus på att hantera inkommande anslutningsförfrågningar.
- **Långsiktig planering:** Med ett iterativt arbetssätt för att hantera osäkerheter över tid.

Intresset från branschen är redan stort

– Flera nätbolag vill börja testa beslutsprocessen redan nu, för att se hur den kan stärka deras befintliga planeringsprocesser, säger Adam Nilsson.

Det betonas dock i rapporten att detta arbete är ett första steg i att besvara en komplex fråga.

– Implementering är en stor utmaning som vi skulle vilja ta oss an i ett nästa steg. Förhoppningen är att kunna standardisera processtegen ännu mer för att minska implementeringskostnader, säger Nima Mirzaei Alavijeh.

Fler förslag på fortsatt forskning föreslås i rapporten, där utveckling av permanenta flexibla avtal, långtidsprognoser med timupplösning, samt analyser av hur finansieringsmodeller och kommande intäktsreglering påverkar val av kapacitetsåtgärder, är några exempel.

Faktaruta: Rekommendationer för lösningar

- **Nättariffer** i sin nuvarande form bör användas proaktivt för att påverka långsiktig utveckling snarare än för att lösa specifika kapacitetsproblem här och nu.
- **Omkoppling och Capex-lätta åtgärder** ses som en naturlig förstahandsåtgärd när det är möjligt.
- **Nätförstärkning och flexibilitetshandel** bör jämföras som likvärdiga alternativ utifrån kostnad och tillförlitlighet.
- **Villkorade avtal** fungerar främst som en reservlösning när flexibilitetsmarknader inte räcker till.
- **Översyn av drift-/kapacitetsgränser** kan användas för att proaktivt höja kapaciteten i nätet
- **Flera verktyg i kombination** kan minska risken för framtida kapacitetsproblem.
- **Permanenta flexibla avtal** lyfts som ett lovande område för vidare utveckling.

Rapportnamn: En holistisk nätutvecklingsstrategi

Rapportnummer: 2026:1192

Rapportförfattare: Nima Mirzaei Alavijeh, Adam Nilsson, Johan Bergerlind, Magnus Lenasson och Magnus Lindén, Sweco

3. Hybrid AC/DC transmission could unlock more capacity in existing grid corridors



Muhammad Jafar, DNV.

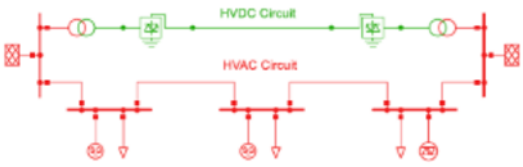


Figure 2-3: Load and generation connected to the AC circuit in the hybrid AC DC line

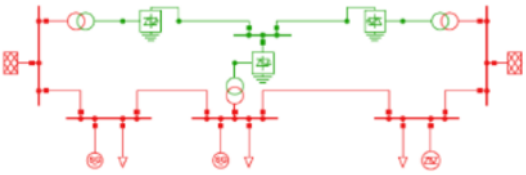


Figure 2-4: Load and generation connected to the AC circuit in the hybrid AC DC line

A new report concludes that combining AC and HVDC in hybrid transmission corridors can increase grid capacity and flexibility. However, due to high costs and technical complexity, the solution should only be considered when conventional alternatives are insufficient—though it may become increasingly relevant as demand rises and power systems evolve.

Can existing transmission corridors be used more efficiently? This question is at the core of the report *Hybrid AC MTCD Transmission System*.

– We explored how existing transmission corridors could be used more effectively by introducing hybrid AC/DC solutions. The aim is to combine the flexibility of AC connections with the controllability of HVDC, says Muhammad Jafar at DNV, one of the authors of the report.

The concept of embedding HVDC in an AC power system is not new. Hybrid transmission corridors offer several potential benefits:

- Better use of existing or planned infrastructure.
- Increased controllability and efficient long-distance power transfer.
- Greater flexibility to connect new consumers or generation along the line – not only at endpoints.

Benefits come with complexity and cost

Despite the benefits, hybrid AC/DC solutions are both technically complex and expensive.

One key challenge is that HVDC systems rely on active control.

– Since DC systems are actively controllable, they can create instability if they are not designed and managed properly, Muhammad Jafar explains.

Cost is another major consideration. Converter stations are typically expensive, meaning investments must be carefully weighed against alternative grid reinforcement measures.

A solution only after other options

The authors Muhammad Jafar, Yongtao Yang, Andreas Benjaminsson and Gustav Kruger at DNV conclude that hybrid AC/DC corridors should not be a first-choice solution – not today at least.

Instead, for now, the authors recommend that system planners consider them only when other grid reinforcement options, such as series and shunt compensation, are insufficient.

At the same time, changing conditions in the power system could increase their relevance.

Growing renewable generation, increasing electricity demand and slow grid expansion may make such solutions necessary.

– This solution is complex and expensive, but it can be one of the few ways to improve connectivity in an existing corridor, Muhammad Jafar says.

Early-stage concept with need for further studies

The project was designed as a preliminary investigation and provides a foundation for further research and decision-making.

The study examined several technical aspects, including voltage levels, converter technologies, system modelling and fault handling.

The next step is to conduct more detailed, location-specific studies. These would include deeper technical analysis, refined cost assessments, and comparisons with alternative reinforcement strategies.

Why hybrid transmission corridors?

Traditional AC systems are well suited for connecting multiple loads and generation points along a route, while HVDC systems offer strong controllability and efficient long-distance transmission.

Hybrid corridors aim to combine these strengths.

The idea of a hybrid transmission corridor is the intermediate converter, which allows connections to be made along the line rather than only at its endpoints. This can improve flexibility and reduce bottlenecks in constrained grids.

As building new transmission lines becomes increasingly difficult and costly, solutions that maximise the use of existing infrastructure could play an important role in future power systems, which makes it important to study the concept further.

Rapportnamn: Hybrid AC MTCD Transmission System

Rapportnummer: 2026:1223

Rapportförfattare: Muhammad Jafar, Yongtao Yang, Andreas Benjaminsson and Gustav Kruger, DNV

4. Digitala tvillingar potentiell nyckel för framtidens elnät

AI väntas få en allt större roll i elnäten, särskilt för prognoser, digitala tvillingar och optimering. Men energibranschen befinner sig fortfarande i ett tidigt skede där tillgång till data, samverkan och kompetens är avgörande för att gå från idé till praktisk nytta, visar rapporten *Förstudie: AI och digitalisering med fokus på elnätet*.





Stefan Montin, Energiforsk.

– Det mest intressanta är hur snabbt utvecklingen går. När projektet började tror jag inte att någon riktigt förstod hur AI och digitalisering skulle komma att påverka energisystemet, säger rapportförfattare Stefan Montin, Energiforsk.

Prognoser och digitala tvillingar i centrum

Behovet av avancerade prognoser lyfts fram som särskilt centralt i takt med att elsystemet blir allt mer komplext, med ökad andel förnybar el, elektrifiering och krav på flexibilitet. Kartläggningen pekar samtidigt ut flera konkreta tillämpningsområden, däribland prognoser, simulering med digitala tvillingar och optimering av elsystemet. AI bedöms kunna spela en viktig roll, inte minst för att bättre förutse elefterfrågan och belastning i näten.

Rapporten visar att en central fråga framöver är hur elanvändare reagerar på prissignaler, något som kan få stor betydelse för både planering och drift.

– Prognoser görs redan i dag med digitala verktyg och AI, men det är ett komplext område. En särskilt viktig fråga är hur kunder reagerar på prissignaler, där finns stor potential för nya projekt, säger Stefan Montin, Energiforsk.

Ett annat resultat som lyfts fram är att prognoser behöver kombineras med en bättre förståelse av nuläget i elnäten. Det handlar både om att identifiera var högbelastande tekniker som elbilar och värmepumpar finns i dag och om att kunna följa hur de utvecklas över tid. Först när dessa två perspektiv kopplas samman blir det möjligt att skapa mer tillförlitliga underlag för framtida nätplanering.

Stora möjligheter men även hinder

Samtidigt som möjligheterna bedöms vara stora finns flera utmaningar. Tillgång till data, säkerhetsfrågor och energisystemens komplexitet lyfts fram som centrala hinder. För att AI ska bli ett praktiskt verktyg krävs dessutom samverkan mellan flera aktörer samt omfattande investeringar i både teknik och kompetens.

– Det går att skapa den här typen av lösningar, men det kräver stora satsningar. De projekt jag känner till har behövt lång förberedelse och betydande investeringar. Det visar att det är möjligt, men också att det kräver mycket, säger Stefan Montin.

En ytterligare utmaning som framkommer är att mycket av den framtida efterfrågan styrs av hushållens beslut, som ofta är svåra att förutse. Investeringar i exempelvis solpaneler eller elbilar sker utan direkt samordning med elnätsföretagen, vilket ökar osäkerheten i prognoserna. För att hantera detta lyfter rapporten behovet av att även inkludera ekonomiska och samhälleliga faktorer i analyserna, såsom energipriser, räntor och konsumentbeteenden.

Rapportnamn: Förstudie: AI och digitalisering med fokus på elnätet

Rapportnummer: 2024:1048

Rapportförfattare: Stefan Montin, Energiforsk

5. Gemensam styrning minskar belastningen på elnätet

Rapporten Energigemenskaper som stöttar elnätet visar att gemensam styrning av batterier kan minska de högsta effekttopparna med omkring 10–30 procent, jämfört med 0–10 procent när varje kund styr sitt batteri individuellt. Det är alltså samordningen, snarare än energidelningen i sig, som skapar den största nyttan för elnätet.





Lisa Malmsten, Power Circle

– Det räcker inte att ha tillgång till batterier och annan flexibilitet. För att resurserna ska göra verklig nytta behöver de användas vid rätt tidpunkt och styras utifrån elnätets gemensamma behov, säger Lisa Malmsten, Power Circle, en av rapportförfattarna.

Samordningen är viktigast

Rapporten undersöker hur energigemenskaper kan bidra till att befintliga elnät används mer effektivt. En energigemenskap kan exempelvis innebära att hushåll, fastighetsägare eller verksamheter samarbetar kring lokal elproduktion, lagring och elanvändning.

Rapportens viktigaste slutsats är att nyttan för elnätet inte främst ligger i att el delas mellan deltagarna, utan i att deras resurser kan samordnas. När stationära batterier styrdes gemensamt minskade de högsta effekttopparna med omkring 10–30 procent, jämfört med 0–10 procent vid individuell styrning. Samma princip gäller vid hög lokal solelproduktion. Genom att använda batterier gemensamt för att begränsa exporttoppar kunde modelleringen i de analyserade områdena skapa utrymme för omkring 40–55 procent mer installerad solcellseffekt utan att exporttoppen ökade.

Resultaten beskriver teknisk potential och är inte en prognos för vad varje energigemenskap kommer att uppnå. För att nätägaren ska kunna använda flexibiliteten i sin planering behöver den finnas på rätt plats, vid rätt tidpunkt och vara tillräckligt tillförlitlig.

Energigemenskaper kan komplettera andra lösningar

Energigemenskaper är inte den enda vägen till bättre samordning. Aggregatorer, lokala flexibilitetsmarknader och avtal med nätägare kan skapa flera av samma nyttor. Energigemenskapens möjliga styrka ligger i att kombinera flera funktioner: att samordna befintliga resurser, skapa skalfördelar genom gemensamma investeringar och ge ytterligare ekonomiska värden genom energidelning. På så sätt kan energigemenskaper både bidra till att flexibilitet används bättre och skapa förutsättningar för att mer flexibilitet byggs ut.

– Energigemenskapens möjliga styrka är att flera nyttor kan kombineras. Det handlar både om att använda befintliga resurser bättre och om att skapa förutsättningar för gemensamma investeringar i mer flexibilitet, säger Johanna Lakso, Power Circle, en av rapportförfattarna.

Tydligare spelregler behövs

För att energigemenskapers potential faktiskt ska omsättas i nätnytta behövs öppna tekniska gränssnitt, tydliga ansvarsområden och ekonomiska signaler som belönar faktisk nytta för elnätet. För att nätägaren ska kunna använda flexibiliteten i sin planering behöver leveransen dessutom vara tillräckligt säker. Rapporten diskuterar därför bland annat kollektiva effektavgifter, avtal om gemensamma kapacitetstak och möjligheter för energigemenskaper att erbjuda lokal flexibilitet.

Energigemenskaper bör därför ses som ett komplement till nätutbyggnad, aggregatorer och flexibilitetsmarknader – inte som en ersättning för dem. De kan vara ytterligare ett sätt att samla investeringar, organisera lokal samverkan och göra kundernas växande energiresurser mer användbara för elsystemet.

Rapportnamn: Energigemenskaper som stöttar elnätet

Rapportnummer: 2026:1225

Rapportförfattare: Lisa Malmsten och Johanna Lakso, Power Circle och David Larsson, Tyréns

6. Tillgängliga data från smarta elmätare kan utnyttjas bättre i elnäten

När allt fler hushåll installerar solceller och laddar elbilar ökar pressen på de lokala elnäten. En ny rapport visar hur data från smarta elmätare, tillsammans med öppna analysverktyg, kan hjälpa elnätsföretag att planera och driva elnäten mer effektivt redan i dag. Studien visar bland annat hur nätkapacitet kan uppskattas mer träffsäkert och hur misstänkt elstöld kan upptäckas.





Stefan Stanković, Rise Research Institutes of Sweden.

Den viktigaste slutsatsen i rapporten *Nya smarta mätare och obalanserade nätmodeller* är att tillgängliga data från smarta elmätare redan i dag kan utnyttjas betydligt mer än vad som görs i många elnät.

Forskarna Markus Eriksson, Mahantha Ampavatina Kambagiri, Maria Edvall och Stefan Stanković på Rise Research Institutes of Sweden, pekar särskilt på tre områden där nyttan är stor:

- Bättre drift genom att snabbare upptäcka avvikelser och förluster i nätet.
- Mer träffsäkra planeringsbeslut genom bättre uppskattningar av nätets kapacitet.
- Enklare informationsutbyte mellan olika aktörer genom standardiserade dataformat.

Målgruppen för rapporten är främst lokala och regionala elnätsföretag. Förhoppningen är att resultaten ska bidra till effektivare nätplanering och samtidigt visa hur öppna analysverktyg kan användas som ett kostnadseffektivt stöd i energiomställningen.

– Målet är att göra det enklare för elnätsföretag, kunder och Svenska kraftnät att dela data och arbeta med gemensamma modeller. En mer standardiserad informationshantering kan bidra till effektivare analyser och bättre beslutsunderlag, säger Maria Edvall.

Smarta elmätare visar nätägare hur elförbrukning och elproduktion varierar över tid Elektrifieringen av samhället går snabbt. Solceller på villatak och en växande fordonsflotta av elbilar ställer nya krav på de lokala och regionala elnäten. För elnätsföretagen handlar en av de största utmaningarna om att veta hur mycket ny produktion och förbrukning som nätet faktiskt klarar av.

I rapporten har forskarna undersökt hur data från smarta elmätare kan användas för att ge en mer detaljerad bild av hur elnäten fungerar i praktiken. Genom att kombinera mätdata med analysverktyg med öppen källkod har de visat hur elnätsföretag kan få bättre stöd både i den dagliga driften och i den långsiktiga planeringen.

– Traditionellt har nätkapaciteten ofta beräknats med försiktiga antaganden där man utgår från extrema situationer, exempelvis maximal elanvändning samtidigt som ingen el produceras, eller tvärtom. Sådana metoder riskerar att underskatta hur mycket kapacitet som faktiskt finns tillgänglig, säger Stefan Stanković.

Genom att analysera data från smarta elmätare kan nätägare i stället ta hänsyn till hur elförbrukning och elproduktion varierar över tid. Det ger en mer realistisk bild av belastningen i nätet och gör det möjligt att utnyttja den befintliga infrastrukturen bättre.

Smartare mätare kan upptäcka elstölder

Rapporten lyfter också fram en annan möjlig användning av smarta mätare: att upptäcka avvikelser i elnätet. Enligt forskarna visar resultaten att smarta mätare kan ge elnätsföretag betydligt bättre insyn i vad som händer i nätet och bidra till att upptäcka så kallade icke-tekniska förluster, det vill säga förluster som inte beror på tekniska fel utan exempelvis otillåten elanvändning.

Öppna verktyg kan underlätta samarbete

Ett annat fokus i projektet har varit att undersöka hur information kan delas mellan olika aktörer i elsystemet.

Forskarna genomförde sina analyser med hjälp av det öppna verktyget OpenDSS och dataformatet Common Information Model (CIM), som används för att standardisera utbytet av information inom kraftsystem.

Rapportnamn: Nya smarta mätare och obalanserade nätmodeller

Rapportnummer: 2026:1224

Rapportförfattare: Markus Eriksson, Mahantha Ampavatina Kambagiri, Stefan Stanković och Maria Edvall, Rise Research Institutes of Sweden

7. Timbaserade nätspriser kan styra efterfrågan, men kräver noggrann utformning

Timbaserade prissignaler kan skapa incitament för att styra elanvändning, särskilt när de sammanfaller med höga elpriser. Samtidigt kan vissa modeller leda till stora prisskillnader mellan kunder och uppfattas som orättvisa.




Magnus Lindén, Sweco.

– När prissignaler från elnät och elmarknad samverkar blir det tydligare för kunderna när det lönar sig att anpassa sin elanvändning, vilket kan öka flexibiliteten i hela systemet.

Det säger Magnus Lindén på Sweco, en av författarna till rapporten *Uniflex-Unison prissignal för ökad flexibilitet.*

Ett verktyg för ökad flexibilitet

Rapporten utgår från behovet av att använda elnäten mer effektivt i takt med att efterfrågan ökar. Genom att införa en timbaserad effektavgift, som speglar belastningen i elnätet timme för timme, skapas incitament för elkunder att flytta sin användning i tid och därmed bidra till ökad efterfrågeflexibilitet, det vill säga att elanvändningen flyttas till timmar när belastningen i systemet är lägre.

Syftet är att minska toppbelastningar och behovet av nya investeringar i nätkapacitet. Analysen bygger på data från Sala-Hebys elnät, där olika modeller för timprissättning har testats. Samtidigt visar genomgången att modeller med fasta höglastperioder ofta omfattar många timmar då kapaciteten i nätet är god.

Utformningen avgör effekten

En slutsats är att hur timpriset utformas påverkar utfallet för kunderna. Om prissignalen baseras på kapacitetsbrist i enskilda nätstationer kan det leda till prisspikar för vissa kunder, medan andra påverkas mindre. Med geografisk differentiering, lokaliseringskomponent, där priser varierar beroende på lokal kapacitet blir signalen mer riktad, men skillnaderna mellan områden kan öka. Utan differentiering riskerar i stället alla kunder att påverkas av lokala begränsningar.

– Valet av nivå för prissättning är avgörande, och det gäller att hitta en balans där signalen både är effektiv och upplevs som rimlig för kunderna, säger medförfattare Magnus Lenasson, Sweco.

Analyserna visar också att det ofta är fördelningsstationer som utgör begränsningen, vilket innebär att lokala förhållanden har stor betydelse.

Samspel med elpriset förstärker signalen

Ett annat resultat från rapporten är att höga nätavgifter ofta sammanfaller med höga spotpriser på el – det rörliga elpriset som sätts timme för timme på elmarknaden. När dessa sammanfaller blir det tydligare för kunderna när elanvändning är kostsam. I vissa fall står effektavgiften för en stor del av det totala elpriset för kunden. Samtidigt kommer en relativt liten andel av elnätsbolagets intäkter från de dyraste timmarna, vilket bidrar till stabila intäkter även om kunder förändrar sitt beteende. Utfallet varierar också mellan kundgrupper, där mindre kunder påverkas mindre i genomsnitt medan större kunder i vissa fall får högre kostnader.

Viktiga vägval framåt

Rapporten visar att timbaserade elnätsavgifter kan bidra till ökad flexibilitet, men att utformningen är avgörande. Val av kapacitetsnivå, behov av prognoser och frågan om geografisk differentiering är centrala delar.

– En väl avvägd modell kan både bidra till ökad flexibilitet och minska behovet av investeringar, men den måste samtidigt vara begriplig och acceptabel för kunderna, säger Magnus Lindén.

Rapportnamn: Uniflex-Unison prissignal för ökad flexibilitet

Rapportnummer: 2026:1193

Rapportförfattare: Emilie Andersson, Johan Bergerling, Magnus Lenasson och Magnus Lindén, Sweco

8. Datadrivna prognoser ska stärka planeringen av framtidens elnät

Elnätsföretag efterfrågar heltäckande och användbara prognoser för hur elanvändningen i hushåll utvecklas. Genom att kombinera data om dagens elanvändning med prognoser för hur exempelvis elbilar, värmepumpar och solpaneler sprids över tid kan AI-baserade modeller ge elnätsföretag bättre underlag för att planera var och när elnäten behöver förstärkas, visar rapporten *AI-modeller för prognostisering av efterfrågan på el*.




Michael Popoff och Leon René Sütfeld, Rise Research Institutes of Sweden.

– Vi behöver både förstå hur elnäten belastas i dag och ha koll på hur användningen förändras framöver. Då får vi underlag som faktiskt går att använda i planeringen, säger medförfattare Leon Sütfeld på Rise Research Institutes of Sweden.

Dagens prognoser räcker inte till

Ett centralt resultat från rapporten är att svenska elnätsföretag i dag saknar tillräckligt databaserat stöd för att prognostisera hur efterfrågan på el uppstår och varierar över tid och i olika delar av elnätet. Dialoger och workshops visar att fokus ligger mindre på vilken AI-metod som används och mer på att prognoserna ska vara tillförlitliga, långsiktiga och direkt användbara i de tioåriga nätutvecklingsplaner som krävs enligt EU-regelverk.

Rapporten visar att befintliga lösningar ofta är för fragmenterade för att möta detta behov. Prognoser, analyser och underlag som beskriver belastningen i nätet hanteras i separata system, vilket försvårar deras användning i elnätsföretagens långsiktiga planering. Många elnätsföretag saknar dessutom egna databaserade efterfråge- och belastningsprognosmodeller, vilket ytterligare förstärker behovet av sammanhållna lösningar.

Det krävs en samlad analys av belastningen i elnätet

Rapporten pekar ut två analysinriktningar som särskilt relevanta. Den första handlar

om att identifiera och inventera elanvändning som kan ge höga belastningstoppar i elnätet, såsom elbilar, värmepumpar, solpaneler och digitala tjänster som styr när elanvändning sker utifrån elpris.

Den andra rör prognoser för hur dessa tekniker sprids över tid i olika geografiska områden. Genom att koppla samman nulägesdata med AI-baserade framtidsprognoser kan elnätsföretag få ett mer samlat underlag för att bedöma hur belastningen utvecklas på kvarters- och stadsnivå upp till tio år framåt.

Rapporten identifierar även behov av att bättre hantera osäkerhet och att beakta att utbyggnaden av vissa tekniker på sikt kan avta när marknaden mognar, särskilt vid längre tidshorisonter.

– Det handlar inte om att göra prognoser bara för analysens skull, utan om att ta fram underlag som faktiskt kan användas i elnätsföretagens vardagliga planering, säger medförfattare Michael Popoff, Rise Research Institutes of Sweden.

Slutsatser inför fortsatt utvecklingsarbete

En viktig slutsats är att behovsanalysen tydliggör behovet av ett mer omfattande och sammanhållet fortsatt arbete. Det framtida arbetet ska vidareutveckla modeller som översätter prognoser till tidsupplösta beskrivningar av hur mycket el som används och när, i det format som elnätsföretagen redan använder i sin planering.

Rapporten visar även att politiska beslut, ekonomiska förutsättningar och samhällstrender har stor påverkan på hushållens investeringsbeslut. Sådana faktorer bör därför integreras i framtida prognosmodeller.

Rapportnamn: AI-modeller för prognostisering av efterfrågan på el

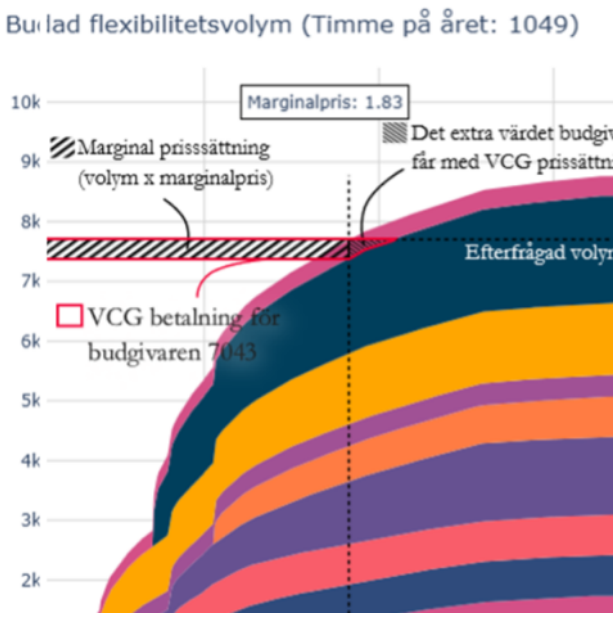
Rapportnummer: 2026:1168

Rapportförfattare: Leon René Sütfeld och Michael Popoff, Rise Research Institutes of Sweden

9. Värmepumpar kan lösa lokal effektbrist – utan mer elnät

När elnäten pressas till max kan justeringar i vanliga värmepumpar bidra till att minska belastningen vid rätt tillfällen. Genom en smart auktionsmodell, där hushåll och fastighetsägare tillfälligt minskar sin elanvändning och får kompensation för det, kan det vara möjligt att få fram lokal flexibilitet till lägre kostnad än att bygga ut elnätet och utan att komforten påverkas nämnvärt.





Vanja Månborg, Profu.

– Vi har fokuserat vår studie runt den så kallade Vickrey-Clarke-Groves-mekanismen som är framtagen för att maximera systemnyttan, samtidigt som kostnaden för tjänsten hålls relativt låg, säger Vanja Månborg, projektledare och medförfattare.

– En auktionsdesign baserat på detta tror vi skapar incitament för fler aktörer som vill delta på den lokala flexibilitetsmarknaden och pressar systemkostnaden utan att tumma på den faktiska leveransen av flexibilitet.

Studien bygger på omfattande simuleringar där 137 byggnader med värmepumpar kopplats till en automatiserad auktionsmodell. Forskarna använder så kallade budkurvor, som visar hur mycket eleffekt en fastighet kan minska och till vilket pris, vilket gör det möjligt att jämföra tusentals bud på ett strukturerat sätt. Genom en maskininlärningsmetod som lär sig mönster i elanvändningen över tid, *Support Vector Machines*, skapades realistiska årsprofiler för värmepumparna.

Över 39 000 auktioner genomfördes för att kartlägga hur priset förändras under årets timmar. Jämförelsen med ett alternativpris på 4 kronor per kilowatt gör resultatet konkret för nätägare. Metoden fungerar genom att värmepumpar utnyttjar byggnaders termiska tröghet vilket gör att elanvändningen kan sänkas kortvarigt utan märkbar komfortpåverkan. Eftersom nätutbyggnad ofta är dyr visar analysen

att auktionsmodellen kan utnyttja befintlig kapacitet smartare.

De viktigaste resultaten från rapporten

- VCG-auktioner kan leverera lokal flexibilitet billigare än nätförstärkning, omkring 0,8–1,6 kr/kW för ett 50 kW-behov.
- Ett kommunalt flexibilitetsbehov på 2–10 MW motsvarar totala årliga utbetalningar på 1 600–16 000 kr.
- Algoritmen hittar optimala budkombinationer även när budgivarna kräver hög ersättning.
- VCG-priset närmar sig det så kallade marginalpriset – det pris som sätts av det dyraste budet som behövs för att möta efterfrågan – när tillgången på flexibilitet är god, och överstiger det när flexibiliteten är knapp.
- Modellen skapar starkare incitament för deltagande än marginalprissättning vid få aktiveringar per år.
- Lösningen är skalbar och kan automatiseras, men kräver god datakvalitet samt skydd mot koordinerade bud och cyberattacker. Lösningen kräver även automatiserad kommunikation mellan värmepumparna och marknadsplatsen.

Trots lovande resultat lyfter författarna flera praktiska utmaningar. Tillförlitlig datakvalitet krävs eftersom elanvändning och värmeeffekt varierar mellan värmepumpar. Budgivare och elnätsägare behöver en gemensam syn på hur flexibilitet och normalförbrukning beräknas, inklusive val av predikteringsalgoritm. Auktionsalgoritmens komplexitet kräver transparens, och begrepp som ”budkombinationer”, ”alternativkostnader” och ”flexibilitetsnivåer” måste förklaras begripligt även för mindre tekniska aktörer.

Dessutom måste praktiska aspekter kring värmepumpsdrift beaktas, såsom påverkan på prestanda, elpris, komfort och skillnader mellan värmepumpstyper som exempelvis frekvensstyrda kontra on–off.

– Ersättningsnivåer från våra simuleringar kan tyckas låga, därför har vår utgångspunkt hela tiden varit att auktionsförfarandet i princip måste vara helt automatiserat, säger Willem Mazzotti Pallard, rapportförfattare.

– Då kan värmepumpsägare skapa intäkter med driften av sina värmepumpar utan att kontinuerligt behöva göra något. Det är också viktigt att lokala flexibilitetsmarknader förblir konkurrenskraftiga gentemot andra marknader, exempelvis stödtjänster, där samma resurser kan efterfrågas.

Sammantaget visar studien att en automatiserad VCG-auktion har potential att bli ett skalbart verktyg för att hantera lokal effektbrist och att värmepumpar kan bidra till ett mer stabilt och robust elnät.

Rapportnamn: Effektauktioner med värmepumpar

Rapportnummer: 2026:1151

Rapportförfattare: Vanja Månborg, Profu, Willem Mazzotti Pallard och Adrien Vautrin, KTH

10. Smarta elnät kräver nya lösningar – så påverkas driften av elfordon

Hur påverkas elsystemet när elbilar börjar leverera stödtjänster till nätet? En ny studie visar att lokala spänningar kan bli en utmaning. Lösningarna finns, men är inte tillräckliga på egen hand.




Stefan Stanković, Rise Research Institutes of Sweden.

– Vi ser att elektrifieringen skapar helt nya driftförutsättningar i distributionsnäten. Det handlar inte bara om fler resurser i systemet, utan också om att de beter sig på nya sätt, säger Stefan Stanković på Rise Research Institutes of Sweden, rapportförfattare.

När allt fler elfordon och solceller kopplas in i distributionsnäten förändras förutsättningarna för hur elnätet drivs. Digitaliseringen möjliggör nya funktioner, men innebär också nya typer av störningar som behöver hanteras för att säkerställa en stabil drift.

I rapporten *Säkerhetsbegränsad drift av distributionsnät i samband med utveckling av smarta nät* har forskare från Rise Research Institutes of Sweden undersökt hur *Active network management, ANM*, och så kallad självläkande funktioner kan bidra till att möta dessa utmaningar, det vill säga hur styrningsalgoritmer kan hantera utmaningar på egen hand utan mänsklig hjälp. Särskilt aktuella är de utmaningar som människor kan vara för långsamma att mildra i realtid.

Elfordon – både lösning och utmaning

En central fråga i projektet har varit hur elfordon påverkar spänningsprofilen i elnätet när de används för att leverera snabb frekvensreserv (FFR) – en viktig stödtjänst för att stabilisera elsystemet med hög andel förnybar energi.

Studien visar att sådan leverans kan orsaka lokala spänningsökningar som i vissa fall blir problematiska. För att motverka detta har forskarna analyserat om elfordonen

själva kan bidra till att hålla spänningen inom gränsen genom att samtidigt förbruka reaktiv effekt.

Två metoder har testats:

- En central, optimeringsbaserad metod som kräver avancerad kommunikationsinfrastruktur.
- En lokal metod som bygger på information direkt vid laddpunkten.

Båda metoderna visade sig kunna hålla spänningen inom acceptabla nivåer – men med olika effektivitet.

– Reaktiv effekt från elfordon kan absolut bidra till att dämpa spänningsökningar, men resultaten visar också att det inte är en komplett lösning, säger Stefan Stanković.

Begränsningar i dagens nät

En viktig slutsats är att distributionsnätens tekniska egenskaper begränsar hur effektivt spänningen kan regleras med reaktiv effekt. I praktiken innebär det att elnätsföretag kan behöva sätta gränser för hur mycket FFR som elfordon får leverera.

Samtidigt uppstår en ny, komplex fråga: hur ska denna begränsade kapacitet fördelas mellan olika användare?

– När vi når gränserna i nätet handlar det inte bara om teknik, utan också om hur vi fördelar resurser på ett rättvist och effektivt sätt. Det blir en viktig fråga framåt, säger Stefan Stanković.

Viktig kunskap för framtidens elnät

Projektet visar att smarta nät och *Active Network Management* kommer att spela en viktig roll i framtiden – men också att det krävs fler lösningar i kombination för att hantera ett mer komplext elsystem.

Resultaten pekar på behovet av fortsatt forskning, särskilt kring hur lokala och systemövergripande effekter samverkar, och hur marknadsmodeller kan utformas för att stödja en stabil och rättvis användning av flexibilitet från exempelvis elfordon.

Rapportnamn: Säkerhetsbegränsad drift av distributionsnät i samband med utveckling av smarta nät

Rapportnummer: 2026:1160

Rapportförfattare: Stefan Stanković, Akshaya Tammanur Ravi och Anna Fredén, Rise Research Institutes of Sweden

11. IEC 61850 – numera en norm i stationsprojekt

Syftet med standarden IEC 61850 är att göra elanläggningar mer flexibla, enklare att underhålla och billigare att driva. Men för många nätbolag har implementeringen varit en utmaning – samordning mellan leverantörer, dokumentation och underhåll kräver både tid och erfarenhet. Inom Energiforsk drivs nätverket IEC 61850 som agerar mötesplats för elnätsföretag, leverantörer och akademi som kan utbyta kunskap och erfarenheter för att snabba på och göra implementeringen mer kostnadseffektiv.



Florin Stelea, DNV.

Trots att IEC 61850 i dag är etablerad som standard i många stationsprojekt, upplever många nätbolag att implementeringen är komplex. När flera leverantörer ska samverka i samma anläggning uppstår utmaningar kring teknisk samordning, dokumentation, förvaltning och underhåll. Bristen på gemensamma arbetssätt och praktisk erfarenhet riskerar att göra införandet både tidskrävande och kostsamt.

För att möta dessa utmaningar startades projektet IEC 61850, som genom ett branschgemensamt nätverk skapar förutsättningar för erfarenhetsutbyte och ökad samsyn.

– Anledningen till att vi startade nätverket var att stärka kompetensen kring standarden och på så sätt göra implementeringen mer effektiv, med lägre risker och bättre långsiktig förvaltning av digitala stationer, säger Florin Stelea, projektledare på DNV.

Sedan 2008 fram till och med 2025 har nätverket träffats två gånger per år. På träffarna har elnätsföretag, leverantörer och representanter från akademin samlats för att dela praktiska erfarenheter från verkliga projekt. Träffarna innehöll även information om den aktuella utvecklingen av standarden samt presentationer av de senaste lösningarna och relaterade produkter från olika leverantörer.

Deltagarna har fått med sig kunskap som kunnat användas både i pågående investeringsprojekt för kontrollanläggningar och i planeringen av framtida satsningar inom anläggningsdigitalisering och verksamhetsutveckling.

IEC 61850 – numera en norm i stationsprojekt

IEC 61850 är en internationell standard för kommunikation i transformatorstationer och elnät. Den möjliggör interoperabilitet, vilket innebär att utrustning från olika leverantörer kan fungera tillsammans. Rätt tillämpad bidrar standarden till ökad flexibilitet samt lägre kostnader för ägande, drift och underhåll av elanläggningar.

Flera stora nätbolag, däribland Svenska kraftnät, Vattenfall Eldistribution, Eon och Ellevio, har etablerat IEC 61850 som norm i sina stationsprojekt. Standarden används i dag i stamnäts-, regionnäts- och lokalnätsstationer och är även vanlig vid bussbaserad kommunikation, där flera enheter delar en gemensam kommunikationskanal för snabbt informationsutbyte. Många entreprenörer erbjuder nu lösningar baserade på IEC 61850.

– Jag skulle säga att nätverket har spelat en viktig roll i att samla branschen kring dessa gemensamma utmaningar och lösningar. Nätverket har blivit en plattform där deltagarna kan diskutera allt från teknisk implementering till dokumentation, förvaltning, underhåll, service och felsökning, säger Florin Stelea.

Rapportnamn: IEC 61850-nätverk årsrapport (en rapport per år)

Rapportnummer: 2022:920, 2024:1067, 2025:1086 och 2026:1158

Rapportförfattare: Florin Stelea, DNV

12. Kan fraktal geometri göra elnätet mer effektivt?

I dag förloras omkring sju procent av den el som transporteras genom Sveriges elnät. Vanliga lösningar är att öka kabeldiametern eller använda material med högre ledningsförmåga, vilket ofta innebär högre kostnader. I detta arbete har fraktala principer i stället prövats som ett sätt att skapa en mer ordnad struktur i metalltrådar vid glödgning och därigenom förbättra deras elektriska ledningsförmåga.



– Vi ser en indikation på att fraktal geometri kan påverka materialets egenskaper. Det öppnar upp för nya möjligheter att minska energiförluster i elnätet, säger Jonas Lövström på Energi för Tellus, som är rapportförfattare.

Fraktaler är samma mönster som upprepar sig på olika skalnivåer, från träd och blixtar till spiralgalaxer. När dessa geometriska principer tillämpades vid glödgning av metalltrådar minskade det elektriska motståndet i testerna med upp till fyra procent, visar rapporten *Fraktal kabelteknik*.

Arbetet har inspirerats av fenomen inom supraledning, där elektroner och syreatomer kan ordnas i fraktala mönster. Genom att glödga koppar- och aluminiumtrådar i specialdesignade 3D-modeller och använda ett pulsat lågspänningssystem har projektet studerat hur sådana principer kan efterliknas i praktiken. Mätningarna av koppartrådar visar återkommande tendenser till minskat elektriskt motstånd jämfört med kontrolltrådar.

– Det är ingen omedelbar lösning på energiförlusterna, men resultatet är ett steg mot att förstå hur fraktala principer kan användas i industriell kabelproduktion, säger Jonas Lövström.

Viktigaste resultaten

- Uppmätta resistanssänkningar på cirka 2–4 % i flera omgångar, med bästa värden ned mot ~48,0–48,3 milliohm jämfört med kontrollens ~49,8–50,0.
- Sänkningen uppstod endast när glödgningen skedde i lågspänningssystemets centrum.
- Glödgning utomhus minskade påverkan från störande magnetfält och underlättade reproducerbarheten.
- Metoden gav mätbara resultat utan att kräva större ledardiameter eller dyrare material.

Utvecklingen är komplex och kräver fortsatt forskning. Nästa steg blir att verifiera en resistansminskning på 5% och att undersöka hur konceptet kan implementeras i kabelproduktion. Ett planerat möte med kabeltillverkaren NKT ska behandla möjliga lösningar och fortsatt utveckling. Fördjupad kunskap om kvantmekanik och förbättrade tekniska förutsättningar bedöms som viktiga delar framåt.

Rapportens bakgrund sträcker sig över många års tvärvetenskapliga diskussioner om energitransport i naturen och tidigare försök med glödgad koppartråd.

Rapportnamn: Fraktal kabelteknik

Rapportnummer: 2025:1142

Rapportförfattare: Jonas Lövström, Energi för Tellus

13. Oavsiktlig ö-drift – en dold utmaning när elnätet förändras

När lokal elproduktion som solceller, vindkraft och batterilager byggs ut förändras förutsättningarna för skyddssystemen. En möjlig konsekvens är oavsiktlig ö-drift, där ett nätområde kopplas bort från det överordnade elnätet men fortsätter att vara spänningssatt av lokal produktion. Detta kan försämra spänningskvaliteten och göra att jordfel inte kopplas bort i tid, vilket innebär risk för personskador eller brand.





Henrik Hemark, DNV.

Ö-drift upptäcks vanligtvis genom förändringar i spänning eller frekvens. I vissa driftfall kan dock aktiv och reaktiv effekt vara så välbalanserade att nätet ser stabilt ut, trots att det är isolerat. Då uppstår en så kallad Non-Detection Zone (NDZ), där passiva skydd får begränsad information att agera på.

– Passiva metoder fungerar i många driftfall, men når sina begränsningar när nätet är i perfekt effektbalans. Då krävs mer avancerade metoder för att upptäcka ö-drift, säger Henrik Hemark, projektledare och huvudförfattare till rapporten.

Jordfel kan innebära särskilda utmaningar i ett ö-nät. I högohmigt jordade nät kan den nollpunktsutrustning som normalt finns i matande station och som hjälper skydden att identifiera felet hamna utanför ö-nätet. Jordfelsskydd mäter de strömmar eller spänningar som uppstår när en fas når jord, medan nollpunktsspänningsskydd följer små förändringar i nätets neutralpunkt. I ett oavsiktligt ö-nät kan dessa signaler bli svagare än vanligt, vilket innebär att det kan ta längre tid att detektera felet.

– Högohmiga jordfel i ett ö-nät är särskilt kritiska om nollpunktsutrustning saknas i ö-nätet. Utan nollpunktsutrustning tappar skydden sin främsta indikator, säger Hemark.

För driftfall inom NDZ används därför aktiva metoder som tillför små, kontrollerade störsignaler – exempelvis spänningssprång, mindre frekvensvariationer, kortvarig effektreduktion eller inkoppling av en shuntreaktor.

Ett normalkopplat nät dämpar normalt dessa förändringar, medan ett ö-nät reagerar mer tydligt. Därmed går det att upptäcka ö-drift även när spännings- och frekvensnivåerna är normala. Ingen metod täcker alla situationer, vilket gör att kombinerade skyddsstrategier ofta är motiverade.

Internationella standarder som IEC och IEEE beskriver hur verifierande tester ska genomföras. Dessa bygger dock ofta på idealiserade nätmodeller. I verkliga nät, särskilt där konfigurationen varierar eller är geografiskt utbredd, kan vissa aktiva metoder få mindre genomslag. I sådana fall kan mer avancerade skyddslösningar samt kompletterande analyser och tester vid driftsättning behövas.

Fallstudier visar att oavsiktlig ö-drift kan förekomma i flera olika typer av nätutformningar, som slingnät eller stationer med flera anslutningar. I ett av exemplen höll ett vattenkraftverk ett ö-nät i drift efter en felbortkoppling, vilket visar att fenomenet kan uppstå även i miljöer med annan typ av lokal produktion än sol och vind.

Rapportnamn: Oavsiktlig ö-drift med distribuerad generering

Rapportnummer: 2025:1128

Rapportförfattare: Henrik Hemark, Daniel Karlsson, Lars Messing, Florin Stelea, Johan Stelin, Alexander Svensson och Lucas Finati Thomée, DNV

14. Riskbaserat underhåll kan kraftigt minska kostnaderna i elnäten

Genom att styra underhåll efter faktisk risk kan elnätsbolag minska sina årliga kostnader med upp till 24 procent, samtidigt som driftsäkerheten förbättras. Det visar rapporten *Ekonomisk stimulering av effekterna av beslut kring underhåll och investeringar i elnätet* där 390 apparater i Västerbergslagens elnät analyserats utifrån sannolikhet för fel och konsekvenserna av dessa.





– När vi låter verkliga risknivåer styra insatserna blir det snabbt tydligt var underhållet gör mest nytta. Kalenderstyrt arbete är enkelt, men långt ifrån optimalt, säger rapportförfattaren Magnus Lindström på Griddiagnoze.

Tidigare har många elnätsbolag planerat underhåll i fasta femårsintervall, en praktisk men övergripande modell som inte gör skillnad på apparaternas tekniska status eller deras betydelse för nätets funktion. För att ersätta den tidigare modellen har cirka 16 000 datapunkter analyserats, där varje apparat riskklassats utifrån ålder, diagnostik, miljöförhållanden och tidigare underhåll.

Genom denna mer detaljerade bedömning har underhållsintervallen kunnat spridas ut mellan 3 och 15 år, vilket gör att de mest betydelsefulla komponenterna får tätare insatser medan mindre känsliga apparater kan stå längre utan att driftsäkerheten påverkas negativt. Samtidigt minskar risken för fel som kan uppstå vid onödigt frekventa ingrepp, en av de tydligaste fördelarna med ett mer datadrivet underhållsarbete.

Viktigaste resultaten från rapporten

- Årliga underhållskostnader kan minska från 478 193 kr till 385 735 kr med riskbaserade intervall.
- Ett tillståndsbaserat arbetssätt utan konsekvensbedömning kan sänka kostnaderna ytterligare, till 365 197 kr (24 %).
- Underhållsintervallen kan sträckas från 3 till 15 år beroende på risk.

- 52 procent av apparaterna kan ligga kvar på femårsintervall utan försämrad driftsäkerhet.
- Onlineövervakning av brytare och transformatorer kan förlänga komponenters livslängd och minska risken för oväntade fel.

Simuleringen visar också att arbetsmängden kan göras mer jämn över tid genom att åtgärder på samma anläggning planeras vid samma tillfälle för att minska driftstopp, restid och kostnader. Det möjliggör effektivare planering och fler förebyggande åtgärder som i sin tur reducerar behovet av nyinvesteringar. Nuvarande reglering för elnätsbolag kan ibland stå i vägen för långsiktigheten, eftersom den tenderar att premiera kortsiktiga kostnadsramar framför förebyggande arbete.

– Reaktivt underhåll blir alltid dyrast. Den stora vinsten ligger i att agera innan problemen uppstår, säger Magnus Lindström.

Sammanställningen pekar tydligt på att risk- och tillståndsbaserat underhåll ger en mer träffsäker prioritering, samtidigt som livslängden på kritiska komponenter förlängs och antalet driftstörningar minskar. Genom att använda detaljerade riskmodeller och modern övervakningsteknik kan elnätsföretag minska både kostnader och klimatpåverkan samt skapa ett mer robust elsystem över tid.

Rapportnamn: Ekonomisk stimulering av effekterna av beslut kring underhåll och investeringar i elnätet

Rapportnummer: 2025:1120

Rapportförfattare: Magnus Lindström, Griddiagnoze

15. Nätet blev stabilare när spänningen sänktes på sommaren

När Norrtälje Energi sänkte den utgående spänningen i mellanspänningsnätet, den del av elnätet som förser lokala områden med el, minskade överspänningslarmen markant. Dynamisk spänningsreglering kan vara ett effektivt sätt att stärka elkvaliteten i ett lokalnät som snabbt förändras. Genom att styra spänningen efter säsongens förutsättningar ökar flexibiliteten, störningarna minskar och fler solcellsanslutningar kan tas emot utan att äventyra stabiliteten.





Mathias Mattsson, Norrtälje Energi.

– Genom att justera börvärdet efter årstid klarar vi både toppar och dalar utan att bygga om hela nätet. Det är ett verktyg som ger stor effekt till låg kostnad.

Det säger Mathias Mattsson, Norrtälje Energi, författare till rapporten *Dynamisk spänningsreglering: från fördelningsstationens lindningskopplare*.

Lokalnätet är ursprungligen byggt för ensidigt effektflöde men påverkas i dag starkt av växande mikroproduktion, framför allt solceller som periodvis matar in mer el i nätet än det är byggt för att hantera utan att spänningen stiger. På sommaren är belastningen låg samtidigt som solceller höjer spänningen, medan vinterns höga förbrukning ger stora spänningsfall. Rapporten visar att en säsongsanpassad justering av börvärdet – lägre sommartid och högre vintertid – kan göra nätet avsevärt mer robust utan att kräva omfattande förstärkningar.

För att utvärdera effekten analyserades även larm från elmätarna. Nästan hälften av underspänningslarmen under 2023 visade sig bero på bortfall av mätarsäkringar, något som registreras som underspänning trots att orsaken ligger i kundanläggningen. Efter sänkningen ökade visserligen antalet underspänningslarm något, men nivåerna var fortsatt långt under vinterhalvårets toppar. Parallellt

justerades också distributionstransformatorernas fasta lägen för att undvika onödigt höga spänningsnivåer i nätstationerna.

I den nya fördelningsstationen Finsta införs dynamisk spänningsreglering fullt ut. Styrningen bygger på kalenderbaserad växling mellan sommar- och vinterläge och begränsar hur ofta inställningarna får ändras för att undvika slitage. På sikt kan funktionen utökas med dygnsvariationer och automatiserade algoritmer baserade på exempelvis temperatur eller mätvärden från lågspänningsnätet.

– Vår strategi är robust enkelhet. Samma princip i alla stationer och en reglering som går att förutse och kontrollera, säger Mathias Mattsson.

Viktigaste resultaten från rapporten

- Överspänningslarmen sjönk från 116 till 4 efter att börvärdet sänktes från 10,7 till 10,4 kV.
- Underspänningslarm ökade något men låg långt under vinterhalvårets toppnivåer.
- Cirka 45 % av underspänningslarmen 2023 var falsklarm orsakade av bortfall av mätarsäkring.
- Massberäkningar visade 31 anslutningar med 5–7 % teoretiskt spänningsfall, varav 13 faktiskt larmade.
- Dynamisk reglering införs i nya stationen Finsta med kalenderstyrning och spärr mot överdriven växlingsfrekvens.

Resultaten visar att dynamisk spänningsreglering erbjuder en enkel och kostnadseffektiv väg att hantera ökande variationer i lokalnätet. Genom att använda befintlig teknik kan elnätsföretag både upprätthålla god elkvalitet och skapa utrymme för fler solcellsanslutningar utan att stabiliteten äventyras.

Rapportnamn: *Dynamisk spänningsreglering: från fördelningsstationens lindningskopplare*

Rapportnummer: 2025:1115

Rapportförfattare: Mathias Mattsson, Johan Lundin och Magnus Gunnarsson, Norrtälje Energi

16. CIM-nätverket: En växande mötesplats för standardiserat nätdatautbyte

Kunskapen om CIM/CGMES är i dag hög inom elnätsbranschen, men branschen ser ett stort behov av att hålla sig uppdaterad om standarderna – från pågående initiativ, hur andra organisationer tar sig an liknande utmaningar, till prognoser för framtida användning av standarderna. Sedan 2017 har CIM-nätverket fungerat som en gemensam plattform för informationsspridning, nätverkande och kunskapshöjning inom området.



Bild från en av nätverksträffarna.

Jämfört med för tio år sedan har elkraftsbranschen i dag en betydligt högre samlad kunskapsnivå kring säkert nätdatautbyte. Goda exempel sprids i större utsträckning och det finns en mer gemensam förståelse för hur framtida utbyte av elkraftsdata kan genomföras. En viktig bidragande faktor till denna utveckling är CIM-nätverket, som bedrivs inom programmet *Elnätens hållbara teknikutveckling och digitalisering*, under ledning av Simon Lindroth från Sweco med stöd av Lars-Ola Österlund från Brolunda Consulting.

Ett nätverk för kunskap, erfarenhetsutbyte och samverkan

I nätverket deltar representanter från nätbolag, leverantörer, konsultbolag, intresseorganisationer samt universitet och högskolor. Syftet är att förmedla och sprida information, bidra till bättre arbetsprocesser och skapa värdefulla kontaktytor mellan olika aktörer i branschen.

Sedan starten 2017 arrangeras två nätverksträffar per år.

– En av de tydliga slutsatserna från träffarna är att nätverket fortsätter att fylla en viktig roll för branschen. Kunskapen om CIM har länge varit låg, men i dag drivs fler konkreta projekt med CIM-utbyte, både internt och externt. Det gör att kunskapsnivån ökar, men också att behovet av dialog och erfarenhetsutbyte blir större, säger Simon Lindroth.

Träffarna innehåller en blandning av projektpresentationer, tekniska fördjupningar och mer övergripande uppdateringar på
olika kunskapsnivåer. Presentationsrundan bland deltagarna ger en gemensam bild av vilka initiativ som pågår i branschen och vilka utmaningar olika organisationer står inför.

– Ett tydligt önskemål från branschen är att få ta del av konkreta exempel på hur CIM används i praktiken. Det finns också ett stort intresse för hur Svenska kraftnät ser på framtida datautbyten. Många frågor saknar fortfarande svar eller befinner sig i planeringsfas, säger Simon Lindroth.

Standarder som ställer höga krav på kompetens och resurser

EU har beslutat att utbyte av nätdata ska ske på ett sätt som säkerställer både driftsäkerhet och effektivitet i elnäten. CIM (Common Information Model) och CGMES (Common Grid Model Exchange Standard) är standarder som ska säkerställa detta.

Införandet av standarderna i branschen är en stegvis process som ställer höga krav på både kompetens och resurser. CIM-nätverket spelar här en viktig roll genom att bidra till gemensamt lärande och genom att skapa förutsättningar för samordning mellan olika aktörer.

Ett öppet nätverk som fortsätter att växa

Alla som på något sätt arbetar med CIM och CGMES är välkomna att höra av sig till Simon Lindroth om de vill delta i nätverket.

– Vår kontaktlista växer hela tiden genom att medlemmar tipsar nya personer som kan vara intresserade. I dagsläget finns nästan 200 personer på nätverkets kontaktlista.

Rapportnamn: CIM Nätverksträffar Årsrapport (flera stycken)

Rapportnummer: 2022:891, 2023:965 och 2025:1087

Rapportförfattare: Simon Lindroth, Sweco

17. Datacenter – en outnyttjad resurs för ett stabilare elsystem

Datacenter kan spela en större roll i att balansera elsystemet än vad de gör i dag. Med sin förmåga att snabbt dra ner på sin elanvändning när elsystemet behöver avlastning, minskar behovet av att vattenkraft reserveras specifikt för frekvenshållning. Det frigör kapacitet i vattenkraften som i stället kan användas när efterfrågan är hög.




Jeanette Petersson, Rise Research Institutes of Sweden.

– Det finns en betydande flexibilitet som i dag inte tas till vara. Med rätt förutsättningar kan datacenter spela en mycket större roll i att balansera elsystemet än vad de gör i dag, säger Jeanette Petersson på Rise Research Institutes of Sweden, rapportförfattare.

I rapporten genomfördes intervjuer med tio svenska datacenterägare, som visar att inställningen till stödtjänster varierar. Hyperscalers, stora och egenägda datacenter hos globala teknikbolag, ser främst samhällsnyttan, medan colocation-aktörer, datacenter som hyr ut plats till många olika kunder, ofta begränsas av kundavtal och behöver större kundförståelse för att kunna delta.

Därför växer datacenterbranschen så snabbt

Datacenterbranschen växer snabbt till följd av ökad digitalisering och växande efterfrågan på beräkningskapacitet, särskilt kopplad till AI. De flesta datacenter har redan teknik på plats som kan stödja elsystemet, framför allt UPS-system och batterilager som till stor del står i beredskap och därför utgör en outnyttjad flexibilitetsresurs.

Rapporten visar att datacenter kan fungera som en form av förbrukningsflexibilitet, där de tillfälligt kan minska sin elförbrukning och därmed avlasta elsystemet

vid frekvensstörningar. När datacenter kan ta en del av den snabba regleringen minskar behovet av att vattenkraft reserveras specifikt för frekvenshållning. Det frigör kapacitet i vattenkraften som i stället kan användas när efterfrågan är hög.

Även om varje aktivering av FCR-D Upp, en tjänst där stora elanvändare snabbt minskar sin förbrukning vid frekvensstörningar, innebär relativt små energimängder att större volymer flexibel förbrukning ändå kan förbättra planeringen av vattenkraften. Det kan i sin tur bidra till att minska behovet av fossilintensiv elimport vid höglastperioder. Den exakta klimatnyttan är svår att beräkna, men den övergripande systemeffekten bedöms som positiv.

Viktigaste resultaten från rapporten

- Större datacenter drivs främst av viljan att stärka elsystemets stabilitet, medan mindre aktörer prioriterar ekonomiska incitament.
- Colocation-datacenter begränsas i hög grad av kundavtal och kunskapsnivå hos kunderna.
- Datacenter med reglerbar IT-last, som HPC och krypto, har betydande potential för deltagande i flera typer av stödtjänster.
- Flexibilitet från datacenter kan indirekt minska CO_2-utsläpp genom mer effektiv planering av vattenkraften.
- Befintliga batterisystem och UPS-lösningar utgör en stor, i dag underutnyttjad resurs för framtidens flexibilitetstjänster.

Datacenter – en strategiskt viktig och delvis outnyttjad resurs

Rapportens sammanställning visar att datacenter är en strategiskt viktig och delvis outnyttjad resurs i arbetet för ett robust elsystem. Med förenklade avtalsstrukturer, ökad kompetens och tydligare incitament finns goda möjligheter att skala upp branschens deltagande i flexibilitetsmarknaderna, särskilt i takt med att behovet av systemstöd ökar.

Rapportnamn: Datacenter som flexibilitetskapacitet

Rapportnummer: 2025:1089

Rapportförfattare: Jeanette Petersson, Tina Stark och Jonas Gustafsson, Rise Research Institutes of Sweden

18. Outnyttjad flexibilitet kan frigöra över 1 000 MW i elnäten

Flexibilitet i elnäten kan motsvara omkring 1 070 MW i ett regionalt system, vilket motsvarar effekten från en större kraftanläggning. Samtidigt visar rapporten att en stor del av denna kapacitet redan finns i vardagen men sällan används fullt ut.





David Olsson vid Glava Energy Center.

– Det finns mycket flexibilitet i elsystemet som i dag inte används, men utan en tydlig metod är den svår att utnyttja på ett effektivt sätt i praktiken, säger David Olsson vid Glava Energy Center, rapportförfattare.

Stor potential i hela elsystemet

I Värmland uppskattas den samlade flexibiliteten till cirka 1 070 MW. Vindkraften står för den största delen, omkring 47 procent, men även hushåll, industrier och energilager bidrar.

Det innebär att kapaciteten finns spridd i många delar av samhället. En elbil som laddas på natten i stället för direkt när den kopplas in, eller en industri som kan skjuta upp delar av sin produktion, är enkla exempel på hur elanvändning kan flyttas i tid och därmed minska belastningen på nätet.

Kan hantera toppar i efterfrågan

Ett viktigt resultat är att flexibiliteten inte bara är teoretisk. I ett konkret fall kunde resurser från vindkraft, hushåll och industri tillsammans balansera belastningen under ett helt dygn.

Det visar att toppar i elnätet, när efterfrågan eller produktionen blir hög, i vissa fall kan hanteras genom styrning av befintliga resurser i stället för att bygga ut nätet.

Potentialen utnyttjas i begränsad omfattning

Trots den stora potentialen används flexibiliteten i begränsad omfattning. Många aktörer har redan tekniken som krävs, men saknar incitament att anpassa sin elanvändning eller produktion.

Kunskapen om möjligheterna varierar också, vilket gör att flexibiliteten ofta förblir outnyttjad.

– Det finns en stor vilja från aktörer att bidra med flexibilitet, men det är incitamenten som avgör om flexibiliteten faktiskt används. Med rätt affärsmodell kan flexibilitet bli ett effektivt verktyg för elnäten, säger David Olsson.

Kan minska behovet av ny utbyggnad

Sammantaget visar resultaten att flexibilitet kan bidra till att befintlig kapacitet utnyttjas bättre. Genom att använda resurserna mer aktivt kan belastningen jämnas ut och nya anslutningar underlättas.

Det innebär också att flexibilitet i många fall kan vara ett alternativ till att bygga ut elnäten. För att det ska bli verklighet behövs dock tydliga spelregler, fungerande affärsmodeller och bättre samverkan mellan aktörer.

Rapportnamn: Metodik för flexibilitet i elnäten

Rapportnummer: 2025:1088

Rapportförfattare: David Olsson och Lars Olsson, Glava Energy Center

19. Kunden spelar stor roll i effektivt nyttjande av elnätet

Ekonomiska signaler som får elnätskunder att minska sin elanvändning när belastningen i elnätet är hög är ett bra sätt att nå ett bättre nyttjande av elnäten.




Peter Blomqvist, Profu.

Elnätstariffer bör utgöra basen för ett effektivt nyttjande av elnäten. Anledningen: tariffer är obligatoriska för alla elnätsbolag och kunder, och ska vara kostnadsriktiga enligt Energimarknadsinspektionens föreskrifter.

Från och med 2027 var planen att tariffer skulle inkludera en tidsdifferentierad effektkomponent (det vill säga en avgift för effektuttag som varierar beroende på när på året och dygnet elen används) som ger kunder incitament att använda elnätet effektivt, till exempel genom att ladda elbilen på natten eller använda batterier för att minska effekttoppar. Detta är dock förskjutet i tid, då Energimarknadsinspektion ska föreslå nya föreskrifter senast den 12 april 2027.

I dag är incitamenten för kunder att reagera på den reella situationen i elsystemet svag. När det gäller elpriset är det sällan de som ansvarar för energifrågor som upphandlar elavtal. Detta har resulterat i att många har avtalat ett fast elpris i stället för att ha timpris, och därmed saknas incitament för att anpassa elanvändningen mot utbudet. På liknande sätt är det för elnätet eftersom säkringstariffer inte tar hänsyn till när elbehovet är högt eller lågt i elnätet.

Det finns därmed ett behov av att införa incitament för effektivt nätutnyttjande och utbilda kunder om hur deras elanvändning påverkar deras kostnader för en specifik elnätstariff. Elnätsbolag vill också bättre förstå kundbeteenden i förhållande till olika tariffstrukturer.

– I studien har vi visat att det är relativt stora skillnader mellan kundgrupper gällande hur deras förbrukningsprofil ser ut, vilket är av intresse både för elnätsbolagen och kunderna, säger Peter Blomqvist på Profu, en av rapportförfattarna.

Effekttariffer kan behöva kompletterande lösningar

Författarna visar att effekttariffer kan bidra till rättvis prissättning och mer effektivt nätutnyttjande. Samtidigt är de inte helt träffsäkra, eftersom höglasttiderna är förutbestämda och gäller under relativt många timmar. I verkligheten uppstår kapacitetsbrist i elnäten ofta under ett fåtal timmar, och det kan variera mycket mellan olika år eftersom elbehovet i elnäten vanligen påverkas av utomhustemperaturen.

Ett komplement är dynamiska tariffer som beaktar när elnätet är högt belastat. De kan ge rätt incitament, men lockar främst de kunder som redan tjänar på dem. Dessutom krävs tydlig och snabb kommunikation från elnätsbolagen för att dynamiska tariffer ska funka. Ännu en lösning är att upphandla flexibilitet via marknader. Det ger mer säker effekt, men kräver mer administration. Som komplement finns villkorade avtal, där elnätsbolag direkt kommer överens med kunder om att justera sin användning vid behov. Det passar särskilt som tillfällig lösning när marknadslösningar inte räcker till.

– Det är viktigt att ta hänsyn till varje nätområdes förutsättningar när man utformar effekttariffer och bedömer om dynamiska tariffer, flexibilitetsmarknader eller villkorade avtal passar, säger Emil Nyholm, en av rapportförfattarna.

Intervjuer med elnätsbolag och slutanvändare

Intervjuerna visar att utmaningarna varierar mellan nät och rör kapacitet, drift, ekonomi och ledtider. Ökad elanvändning, lokal produktion och batterier driver behov av ny kompetens, bättre analyser och flexibilitet, samtidigt som utbyggnad hindras av kostnader, långa tillståndsprocesser och resursbrist.
Intervjuer med slutanvändare som skulle påverkas starkt av dynamiska tariffer visar både likheter och skillnader. Fokus har historiskt legat på energieffektivisering snarare än effekt.

Synen på flexibilitet och möjligheten att minska effektuttag varierar. Vissa ser goda möjligheter till laststyrning och effektreduktion, medan andra bedömer potentialen som liten. Några arbetar redan aktivt med att minska effekttoppar, exempelvis genom nattladdning av elbilar och användning av batterier.

– Vi har gett en del svar på hur elnätsbolag kan tänka kring sina framtida prismodeller för att nå ett effektivare nyttjande av elnäten, men vi behöver bättre förståelse för olika kundgruppers förbrukningsprofiler och hur flexibla kunderna kan vara, samt att mäta effekten av nya elnätstariffer eller fördjupad analys av dynamiska tariffer, säger Peter Blomqvist.

Rapportnamn: Elnätens prismodeller

Rapportnummer: 2024:1049

Rapportförfattare: Peter Blomqvist, Emil Nyholm, Josefine Kjellander och Mikael Odenberger, Profu

20. Datahantering – största flaskhalsen för nätutvecklingsplaner

Sedan ett par år tillbaka har elnätsbolag krav på att ta fram nätutvecklingsplaner. Arbetet är ofta resurskrävande och saknar etablerade metoder. En rapport visar hur processen kan effektiviseras genom digitalisering, bättre datahantering och standardiserade arbetssätt. I rapporten presenteras också en metod för att ta fram flexibilitetsprognoser på ett mer transparent och användbart sätt, vilket kan ge bättre beslutsunderlag för investeringar i elnäten.



Elias Hartvigsson och David Steen, Endre.

Elias Hartvigsson och David Steen på Endre har undersökt hur elnätsbolag kan effektivisera sitt arbete med nätutvecklingsplaner. I rapporten *Undersökning av prognoseringsunderlag för nätutvecklingsplaner – krav och möjligheter*, visar de att det finns betydande potential att spara tid och resurser, inte minst genom bättre datahantering och ökad digitalisering.

– En stor del av elnätsbolagens arbete i dag går åt till att hantera data snarare än att analysera den. Med bättre systemstöd skulle resurser kunna läggas på andra uppgifter, säger David Steen.

Kravet på att elnätsbolag ska ta fram nätutvecklingsplaner har skärpts i och med EU:s elmarknadsdirektiv (2019/944). Planerna ska bland annat innehålla prognoser över framtida behov – inte minst när det gäller flexibilitet i elsystemet. Samtidigt saknas standardiserade metoder och effektiva arbetssätt, vilket skapar osäkerhet kring både resursbehov och genomförande.

Så gör Storbritannien och Portugal – intervjuer med elnätsbolag

Genom intervjuer med elnätsbolag i Storbritannien och Portugal, där arbetet med nätutvecklingsplaner kommit längre, framträder en tydlig bild: hantering av data är en av de mest resurskrävande delarna av processen.

– Att extrahera, strukturera och överföra data mellan olika system tar både tid och kraft. I dag sker mycket av arbetet manuellt, ofta i Excel och ibland i Python, vilket skapar utmaningar kopplade till dokumentation, versionshantering och effektivitet. Standardiserade dataformat och användning av öppna API:er skulle kunna minska detta arbete, säger Elias Hartvigsson på Endre.

Svårt för elnätsbolag att veta hur de ska kvantifiera och rapportera flexibilitetsbehov

En annan central utmaning är att ta fram prognoser för flexibilitetsbehov, något som krävs i nätutvecklingsplanerna. Eftersom det saknas etablerade metoder är det svårt för elnätsbolag att veta hur de ska kvantifiera och rapportera behovet.

För att adressera detta har projektet utvecklat en övergripande metod för att analysera flexibilitetsbehov – och testat den i ett område i Stockholm. Metoden bygger på olika antaganden om användarbeteenden och hur dessa påverkar elanvändningen över dygnet.

Ett konkret exempel är laddning av elbilar. Resultaten visar att flexibilitetsbehovet kan variera kraftigt beroende på hur och när bilägare väljer att ladda sina fordon. Skillnaderna i resultat beror i hög grad på vilka antaganden man gör. Metoden som beskrivs i rapporten gör dessa antaganden transparenta, vilket ger aktörer bättre möjligheter att själva bedöma vad som är rimligt. Generiska antaganden riskerar att ge missvisande resultat.

Rapportnamn: Undersökning av prognoseringsunderlag för nätutvecklingsplaner - krav och möjligheter

Rapportnummer: 2024:1043

Rapportförfattare: Elias Hartvigsson och David Steen, Endre

21. Lathund ska stärka elnätens framtidsprognoser i en elektrifierad tid

Behovet av tillförlitliga prognoser för elnätens kapacitet växer snabbt i takt med elektrifieringen av samhället. Samtidigt är metoderna ofta varierande och osäkra. En branschgemensam lathund hjälper lokalnätsbolag att ta fram mer enhetliga och robusta effektprognoser – ett viktigt steg för framtidens nätplanering.



När transportsektorn elektrifieras och nya elintensiva verksamheter växer fram ställs helt nya krav på elnäten. Lokalnätsbolagen måste kunna förutse var och när efterfrågan på effekt ökar – något som i dag är svårt på grund av osäkerheter kring elektrifieringstakt, nya anslutningar och hur dessa omsätts till framtida effektbehov. Samtidigt finns ett behov av mer datadrivna arbetssätt för att bättre kunna omsätta data och framtidsantaganden till underlag för nätplaneringen.

För att möta denna utmaning har det tagits fram en ny lathund för långsiktiga effektprognoser.

– Det här är ett konkret verktyg som hjälper branschen att arbeta mer enhetligt och strukturerat med sina prognoser, säger Albin Karlén på Ellevio, en av författarna.

En gemensam metod för en gemensam utmaning

Lathunden är framtagen genom en omfattande samverkansprocess där elnätsbolag delat med sig av sina arbetssätt och lärdomar. Resultatet är en metodik som visar hur långsiktiga effektprognoser kan tas fram med relativt enkla medel – men ändå enligt en gemensam best practice.

Bakgrunden är inte minst de krav som ställs i EU:s elmarknadsdirektiv, där nätbolag är skyldiga att ta fram nätutvecklingsplaner där nätföretagen behöver redovisa

prognoser över framtida behov av överföringskapacitet. Lathunden fungerar bland annat som ett stöd i detta arbete och syftar till att höja både kvaliteten och tillförlitligheten i prognoserna.

Samtidigt betonas att effektprognoser alltid är förknippade med osäkerheter och därför behöver tolkas utifrån de antaganden och underlag som ligger till grund för dem. Snarare ska lathunden bidra med riktlinjer och fungera som ett beslutsstöd för planering.

Kommunerna spelar en nyckelroll

En central del i arbetet är att bättre ta tillvara den information som redan finns hos kommunerna. Detaljplaner, översiktsplaner och energiprogram innehåller värdefulla insikter om framtida exploatering och elanvändning – men har hittills varit svåra att integrera systematiskt i prognoserna.

Lathunden introducerar därför en strukturerad process och en särskild mall för hur denna information kan samlas in och översättas till framtida effektbehov.

– Genom att skapa en tydlig struktur för hur olika typer av underlag används minskar osäkerheten och beslutsunderlag för investeringar i elnäten blir bättre, säger Albin Karlén.

Elektrifierade transporter driver utvecklingen

En av de största utmaningarna – och samtidigt en av de viktigaste drivkrafterna – är elektrifieringen av transportsektorn. I många lokalnät väntas elfordon stå för den största ökningen av effektbehovet framöver.

För att hantera osäkerheten i utvecklingen rekommenderar lathunden att arbeta med tre scenarier: ett lågt, ett förväntat och ett högt. Prognoser för hur snabbt fordonsflottan elektrifieras hämtas bland annat från Energiforsks tidigare projekt *Ett elsystem för elfordon.*

Rapportnamn: Effektprognos – en lathund för lokalnätsbolag

Rapportnummer: 2024:1006

Rapportförfattare: Albin Karlén, Andreas Bölin, Daniel Iggström, Håkan Skarrie, Louise Lönn, Max Dawidzon, Roni Ali, Jimmy Sandström, Emil Nyholm, Peter Blomqvist och Mikael Karlsson.

22. Nätverket samlade branschen kring anslutning av distribuerad generering

Allt fler solcellsanläggningar och andra småskaliga elproducenter kopplas upp mot elnäten, vilket skapar nya utmaningar för nätägarna. För att sprida kunskap och erfarenheter har ett branschnätverk samlat nätbolag, forskare och leverantörer. Ett uppskattat inslag är att nätägare har delat verkliga problem, till exempel när Göteborg Energi delade med sig av sina erfarenheter av höga spänningar i villaområden med många solceller.





Matilda Arvidsson, DNV.

Genom nätverket har deltagarna haft möjlighet att ta del av varandras erfarenheter och diskutera aktuella frågor kopplade till anslutning av distribuerad generering. Nedan delar nätverkets ansvariga, Matilda Arvidsson på DNV, med sig av sina erfarenheter och reflektioner från arbetet.

Varför startades nätverket?

– Nätverket startade för att en kollega till mig hade identifierat att det fanns ett intresse för att samla olika personer med olika roller inom elnätsbranschen för att dela erfarenheter och diskutera utmaningar. En nätverksträff sågs som en bra möjlighet för att möjliggöra detta.

Vilka frågor har varit viktigast och har de förändrats över tid?

– De presentationer som uppskattades mest var när nätägare hade presentationer om faktiska problem, till exempel när Göteborg Energi pratade om utmaningar med höga spänningar i villaområden med mycket solceller.

Vilket värde har nätverket skapat för deltagarna och branschen?

– Nätverket har varit givande för deltagarna då det funnits en möjlighet för personer med olika roller och insikter att träffas och prata om utmaningar, projekt och lösningar på olika typer av problem. Sen är det ju även kontaktskapande när man har möjlighet att samlas.

Vilken är den viktigaste lärdomen eller rekommendationen från arbetet?

– Jag hoppas att alla deltagare tagit med sig något från den eller de träffar de deltagit på, men vilken den viktigaste lärdomen är kan nog vara väldigt olika beroende på vilken bakgrund man har.

Kommer nätverket att fortsätta?

– Om det finns intresse att driva vidare detta nätverk så tror jag att det är bra. Det viktiga då är att höra av sig till personer som har intressanta fall/presentationer att ta upp, så diskussionen kan börja någonstans.

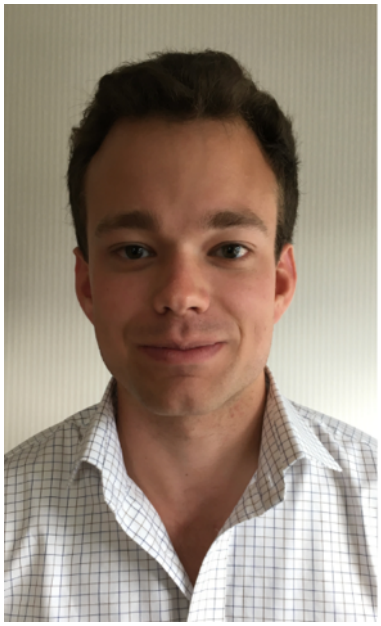
Projektnamn: Nätverk inom anslutning av distribuerad generering

Rapportnummer: Detta projekt kommer inte att resultera i en rapport.

Projektledare: Matilda Arvidsson, DNV

23. Vilka reläskyddslösningar fungerar i mikronät – och vilka faktorer påverkar?

Rapporten *Felbortkoppling i mikronät* visar vilka reläskyddslösningar som fungerar i mikronät och hur topologi, genereringstyp och antal brytställen påverkar systemvalet. I rapporten lyfts både tekniska begränsningar och framtida forskningsbehov.





Johan Stelin, DNV.

– Den här rapporten fungerar som ett verktyg för att förstå vilka felbortkopplingslösningar som faktiskt fungerar i mikronät och hur tekniska och ekonomiska faktorer påverkar valet av system.

Det säger Johan Stelin från DNV, som är författare till rapporten. Den visar att flera olika reläskyddslösningar kan användas för att upptäcka och koppla bort fel i mikronät, även när nätet är isolerat från det större elnätet (önätsdrift). Reläskydd är automatiska system som känner av fel i elnätet, till exempel kortslutningar eller jordfel, och bryter strömmen för att förhindra skador.

Vilken lösning är bäst?

Vilken lösning som är bäst beror på hur mikronätet är byggt, vilken typ av elproduktion som finns och hur många brytare som används. I vissa fall behövs kompletteringar, som nollpunktsmotstånd, för att systemet ska fungera. Ekonomiska faktorer kan också påverka vilka skydd som kan installeras.

I rapporten presenteras en överskådlig sammanställning av fördelar och nackdelar för olika lösningsalternativ. Några av de lösningar som bland annat presenteras är distansskydd, nollpunktsspänningsskydd och intermittent jordfelsskydd.

– Vi vill ge nätägare konkreta verktyg och riktlinjer för att planera felbortkopplingssystem som fungerar både vid normal drift och önätsdrift, säger Johan Stelin.

I rapporten ges även praktiska rekommendationer för hur felbortkopplingssystem kan utformas och ställas in, så att de fungerar både vid normal drift och vid önätsdrift. Den pekar också på behovet av vidare forskning, som att testa lösningar på pilotprojekt, studera mikronätets dynamik efter fel och harmonisera regler för batterilager och olika typer av elproduktion.

Brister i dagens regler

Rapporten identifierar också brister i dagens regler. För vissa typer av elproduktion, till exempel sol- och vindkraft via omriktare (som omvandlar likström till växelström) är kraven för mindre anläggningar med avseende på feltålighet och felströmsinmatning bristfälliga. Detta gäller även för batterilager i nuläget. Internationella exempel visar att det går att ställa krav på att dessa anläggningar ska bidra med extra strömkomponenter vid fel, vilket skulle kunna stärka säkerheten i svenska mikronät.

– Den här rapporten är en viktig pusselbit, men det behövs mer forskning för att även titta på andra aspekter, säger Johan Stelin.

Rapportnamn: Felbortkoppling i mikronät

Rapportnummer: 2023:957

Rapportförfattare: Arvid Björemark, Florin Stelea, Lars Messing och Johan Stelin

Syntesrapport: Elnätens hållbara teknikutveckling och digitalisering

En populärvetenskaplig sammanställning av resultat från programmets etapp 2022–2026

Den här syntesrapporten samlar resultat och erfarenheter från forskningsprogrammet *Elnätens hållbara teknikutveckling och digitalisering* och ger populärvetenskapliga sammanfattningar av alla projekt som bedrevs inom programmet mellan 2022 och 2026.

Projekten visar hur bättre prognoser, digitalisering, automatisering, flexibilitet och datadrivna arbetssätt kan bidra till effektivare planering och drift av elnäten. Här finns också resultat om bland annat AI, digitala tvillingar, smarta elmätare, energilager, elfordon och nya tekniska lösningar för ökad nätkapacitet.

Rapporten ger en samlad bild av vilka möjligheter som finns för elnätsbranschen, vilka hinder som återstår och vilken kunskap som behövs för att utveckla ett mer robust, flexibelt och hållbart elsystem.

Energiforsk

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