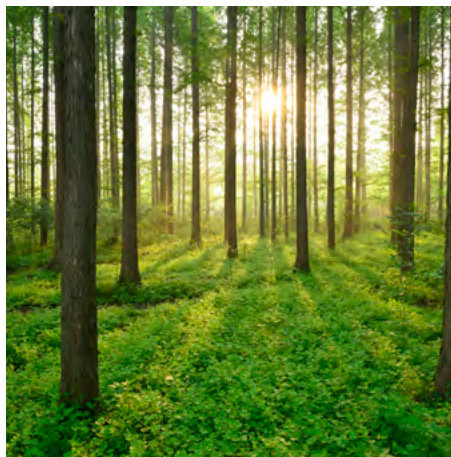


KAPACITET FÖR TILLVÄXT - ÖKAT UTNYTTJANDE AV BEFINTLIGA ELNÄT

RAPPORT 2026:1190



KAPACITET FÖR TILLVÄXT



Kapacitet för tillväxt

Ökat utnyttjande av befintliga nät

MALIN STRAND, MADELENE DANIELZON LARSSON, MATTIAS WONDOLLEK & ERIK BERNTSEN

ISBN 978-91-89917-33-0 | © Energiforsk juni 2026

Energiforsk AB | Telefon: 08-677 25 30 | E-post: kontakt@energiforsk.se | www.energiforsk.se

Förord

Sverige står mitt i en historisk elektrifiering. Industriinvesteringar, nyetableringar, klimatomställning och regional utveckling hänger i dag till stor del på tillgången till effekt. När möjligheten att få elanslutning blir en flaskhals riskerar tempot att bromsas. Men även om mer elnät behövs, så finns det stor potential i att använda och prioritera den kapacitet vi redan har klokare. Den här rapporten handlar om just det: hur vi kan frigöra mer kapacitet i de elnät vi redan har för att kunna ansluta fler industrier snabbare.

Projektet Kapacitet för tillväxt har genomförts på uppdrag av Innovations- och kemiindustrierna, Göteborg Energi Elnät och E.ON Elnät, med stöd från Västra Götalandsregionen. Representanter från samtliga fyra organisationer har deltagit i projektets styrgrupp.

Bakgrunden är tydlig: ny nätutbyggnad är nödvändig, men den tar tid. Under tiden växer efterfrågan snabbt. Därför behöver vi parallellt ställa oss frågan hur vi kan använda befintlig infrastruktur mer och smartare utan att kompromissa med driftsäkerheten. Förhoppningen är att resultaten i denna förstudie ska bidra till ett mer offensivt och konstruktivt samtal om effektivt nyttjande av nätet och vara en början för verklig implementering.

Fördelarna med att öka utnyttjandet av elnäten är många. Utöver vinsten att kunna accelerera elektrifieringen blir det mer kostnadseffektivt att kombinera nätutbyggnad med åtgärder för effektivare nyttjande av de resurser vi redan har. Genom en internationell omvärldsanalys visar rapporten hur tekniska lösningar, digitalisering, förändrade driftprinciper och nya avtalsformer har frigjort betydande kapacitet.

Projektet har genomförts av Energiforsk som ansvarar för rapportens innehåll. Projektgruppen riktar ett särskilt tack till Mattias Wondollek, numera Energiföretagen Sverige, och DNV för deras bidrag till denna förstudie.

Madelene Danielzon Larsson
Programansvarig Energisystem och marknad, Energiforsk

Malin Strand
Affärsutvecklingschef, Energiforsk

Stockholm 20 maj 2026

Sammanfattning

Elektrifieringen driver en snabbt växande efterfrågan på nätkapacitet. Samtidigt tar ny nätutbyggnad lång tid att genomföra. För att möjliggöra snabbare anslutningar och en hållbar samhällsutveckling tittar flera länder i Europa på hur befintliga elnät kan nyttjas betydligt mer effektivt. Denna omvärldsanalys visar att stora kapacitetsvinster är möjliga genom tekniska, operativa och avtalsbaserade åtgärder innan ny nätinfrastruktur står färdig.

Efterfrågan på nätkapacitet ökar i en takt som överstiger möjligheterna att bygga nytt nät. Samtidigt präglas nätplaneringen av många osäkerheter, konservativa säkerhetsmarginaler och höga krav på driftsäkerhet, vilket innebär att befintliga nät ofta nyttjas under sin tekniska potential.

Internationella erfarenheter visar att kapacitet kan frigöras genom tekniska åtgärder som bättre mätning, avancerad nätövervakning, datadriven topologiupptäckt, dynamisk belastbarhet för ledningar och transformatorer samt förbättrade skydds- och styrsystem. Åtgärderna bygger på att minska osäkerheter och möjliggöra att nätet drivs närmare sina tekniska gränser utan att kompromissa med driftsäkerheten. Exempel från Nederländerna och Norge visar att 20–40 % mer kapacitet kan utnyttjas vid behov genom systematiskt arbete med dynamiska ratings.

Operativa åtgärder är en lika central del av kapacitetshöjningen. Aktiv systemdrift, omkonfigurering av nätvägar, förbättrade riskbedömningar och tydliga operativa regler för hur hög belastning som kan tillåtas möjliggör att omsätta teknisk potential i tilldelad kapacitet. Dessa arbetssätt förutsätter ökade mätdata, moderniserade prognoser och ett förändrat synsätt på marginaler, risk och driftsäkerhet.

Slutligen spelar avtalsbaserade åtgärder en avgörande roll för att fördela kapacitet mer effektivt. I länder som Nederländerna och Storbritannien har villkorade och flexibla anslutningsavtal blivit centrala för att ge kunder snabbare anslutning. Genom dessa avtal kan DSO:er nyttja den effekt som annars står outnyttjad och samtidigt hålla sig inom driftsäkerhetsprinciperna.

Sammantaget visar omvärldsstudien att ökat kapacitetsutnyttjande främst inte är ett teknikproblem, utan ett genomförandeproblem. Potentialen att öka kapacitetsutnyttjandet i första hand avgörs av ledarskap, styrning och genomförandeförmåga snarare än av tekniska begränsningar. I flera av de studerade fallen har elnätsbolag behövt bryta upp silostrukturer och etablera tvärfunktionella arbetssätt där planering, drift och kunddialog integreras. Samtidigt har en mer aktiv och medveten hantering av risknivåer varit avgörande, exempelvis genom att tydliggöra acceptabla belastningsnivåer och arbeta mer systematiskt med flexibilitet.

Omvärldsstudien visar också att framdriften i många fall har varit beroende av tydliga politiska signaler. Stabilitet i regelverk och en uttalad riktning för hur nätet

ska användas skapar förutsättningar för elnätsbolag att agera mer proaktivt. I flera länder har politiska beslut möjliggjort mer prioriterad köhantering och kortare ledtider i anslutningsprocesser, till exempel genom införandet av strukturerade prioriteringsramverk som styr kapacitet till samhällskritiska ändamål. Där sådana ramverk finns på plats har också planeringen kunnat bli mer förutsägbar och genomförandet snabbare. Detta kräver dock politisk målmedvetenhet och styrning mot långsiktiga mål.

Rapporten understryker att goda möjligheter finns att öka kapacitetsutnyttjandet i befintliga nät i väntan på nödvändig utbyggnad, förutsatt att tekniska, operativa men även politiska och institutionella åtgärder utvecklas i takt och i en tydlig strategisk riktning.

Nyckelord

Kapacitetsbrist, elektrifiering, flaskhalsar, kapacitetsutnyttjande, tilldelning, dynamisk belastbarhet, aktiv systemdrift, villkorade avtal

Summary

Electrification is driving a rapidly growing demand for grid capacity, while new grid expansion takes considerable time. To enable faster connections and support sustainable societal development, several countries in Europe are looking at how to make more efficient use of existing power grids. This international review shows that significant capacity gains are possible through technical, operational, and contractual measures before new infrastructure is in place.

Demand for grid capacity is increasing at a pace that exceeds the possibilities for traditional grid reinforcement. At the same time, grid planning is characterised by uncertainties, conservative security margins and strict reliability requirements, meaning that existing grids are often utilised below their technical potential.

International experience shows that capacity can be freed up through technical measures such as improved measurement, advanced grid monitoring, data-driven topology detection, dynamic line and transformer rating, and enhanced protection and control systems. These measures aim to reduce uncertainty and enable operation closer to technical limits without compromising system security. Examples from the Netherlands and Norway indicate that 20–40% additional capacity can be made available when needed through systematic use of dynamic ratings.

Operational measures are an equally important component of increasing usable capacity. Active system operation, reconfiguration of grid paths, improved risk assessments and clear operational rules for permissible loads enable the technical potential to be translated into allocatable capacity. These approaches require more granular data, improved forecasting and updated methods for margins, risk and operational reliability.

Finally, contractual measures play a decisive role in distributing capacity more efficiently. In countries such as the Netherlands and the United Kingdom, conditioned and flexible connection agreements have become key tools for enabling faster customer connections. Through such arrangements, DSOs can make use of capacity that would otherwise remain unused while staying within system security requirements.

Overall, the study shows that increasing capacity utilisation is not primarily a technical challenge, but an implementation challenge. The potential to increase capacity utilization is mainly determined by leadership, governance, and execution capability rather than by technical limitations. In several of the cases studied, grid operators have needed to break down siloed structures and establish cross-functional ways of working where planning, operation, and customer dialogue are integrated. At the same time, a more active and deliberate approach to managing risk levels has been crucial, for example by clarifying acceptable loading levels and working more systematically with flexibility.

The study also shows that progress in many cases has depended on clear political signals. Stability in regulatory frameworks and a clear direction for how the grid should be used create the conditions for grid operators to act more proactively. In several countries, political decisions have enabled prioritized queue management and shorter lead times in connection processes, for example through the introduction of structured prioritization frameworks that direct capacity toward societally critical uses. Where such frameworks are in place, planning has also become more predictable and implementation faster. However, this requires political determination and governance aligned with long-term objectives.

The report emphasizes that there are strong opportunities to increase capacity utilization in existing grids while awaiting necessary expansion, provided that technical, operational, as well as political and institutional measures are developed in parallel and in a clear strategic direction.

Innehåll

1	Inledning	10
1.1	Syfte och målsättning	10
1.2	Omfattning och analytisk ansats	11
1.2.1	Analytiska teman	12
1.2.2	Centrala frågeställningar	12
1.2.3	Avgränsningar och koppling till projektets fortsatta arbete	12
2	Metod	14
2.1	Intervjuer	14
2.2	Litteraturstudier	14
2.3	Tekniskt underlag	14
2.4	Genomgång av internationella initiativ och samverkansplattformar	15
2.5	Begränsningar	15
2.6	Akronymer	16
3	Begrepp och principer som formar bedömningen av tillgänglig kapacitet	17
3.1	Från teknisk kapacitet till tillgänglig kapacitet	17
3.1.1	Ökat kapacitetsutnyttjande	19
3.2	Intäktsreglering som ramvillkor	20
4	Tekniska åtgärder för ökat kapacitetsutnyttjande i befintliga nät	21
4.1	Krafttekniska lösningar	21
4.2	Informations-, kommunikations- och mjukvaruteknik (ICS)	23
4.2.1	Avancerad nätövervakning	24
4.2.2	Topologi-upptäckt	24
	INESC TEC – Topologiupptäckt	24
4.2.3	Dynamisk belastbarhet	25
	Linje och kabel	25
	Dynamisk belastning av transformatorer	27
	Nederländerna – Dynamisk belastning	28
	Norge - MaksGrid	29
4.3	Digitaliserad och aktiv systemdrift i distributionsnät	30
4.3.1	AI-stödda kontrollrum	31
	Exempel från piloter och projekt	31
4.3.2	Omkonfigurering av driftläggning	31
4.3.3	Effektflödeskontroll	31
4.3.4	Avancerat systemskydd	31
4.3.5	Aktiv systemdrift	32
	Norge – MaksGrid	33
	Storbritannien – Aktiv systemhantering avgörande i projektet Flexible Plug and Play	33
	Tyskland – Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)	34
	Spanien – Sandlådor för aktiv systemhantering	34

4.3.6	Systemvärn	34
	Norge – MaksGrid	34
5	Operativa åtgärder	36
5.1	Riskvärdering, beslutslogik och operativa åtgärder vid ökat kapacitetsutnyttjande	36
5.1.1	Probabilistisk riskanalys	37
5.2	Internationella exempel	37
5.2.1	Nederländerna	38
	Liander	38
	TenneT	39
5.2.2	Norge – MaksGrid	40
6	Avtalsbaserade åtgärder och tilldelningsprinciper	41
6.1	Översikt avtalsmodeller	41
6.1.1	Internationella erfarenheter	43
	Nederländerna – Flexibla och villkorade anslutningsavtal	43
	Nederländerna - Villkorade avtal implementerade av DSO:er	46
	Nederländerna - Pilot av flexibelt avtal mellan PepsiCo och Liander	46
	Nederländerna - Nättariffer	48
	Storbritannien – Icke-fasta avtal	49
	Spanien – Nationell metodologi och ramverk för anslutning	51
	Tyskland – Icke-fasta avtal	52
	Danmark - Icke-fasta avtal	52
	Irland - Icke-fasta avtal	52
6.2	Prioritering och tilldelning vid förväntad kapacitetsbrist	53
6.2.1	Storbritannien – Först redo och behövd, först ansluten	53
6.2.2	Nederländerna – Prioriteringsramverk för anslutningskön	54
	Prioriteringsramverkets tre kategorier	55
	Ökad komplexitet i regelverket	56
6.2.3	Spanien – Utlysning av nätkapacitet för öppen budgivning	56
7	Slutsatser	58
7.1	Robusta och möjliggörande åtgärder	58
7.2	Ledarskap, prioritering och genomförande	59
8	Referenslista	63
Bilaga A:	Teknikförteckning – DNV	67

1 Inledning

Elektrifieringen av industrin är en förutsättning för att öka oberoendet av fossil import, minska utsläppen av växthusgaser och möjliggöra långsiktig konkurrenskraft. Utbyggnad av ny nätinфраstruktur är nödvändig på lång sikt men processerna präglas av långa ledtider. Mot denna bakgrund har intresset ökat för åtgärder som möjliggör ett mer effektivt utnyttjande av befintliga elnät.

Flera strukturella drivkrafter sammanfaller för att bidra till ökade kapacitetsutmaningar i elnäten. Elektrifiering av industri, transporter och uppvärmning leder snabbt växande och mer koncentrerad efterfrågan på nätkapacitet. Samtidigt förändras lastmönster till följd av mer väderberoende produktion, ökad flexibilitet på användarsidan och nya typer av kunder med höga effektbehov. Utbyggnad av elnäten begränsas i många länder av långa ledtider för planering, tillstånd och genomförande, vilket innebär att traditionella nätinvesteringar ofta inte kan möta kapacitetsbehoven på kort till medellång sikt. Detta har lett till ökat fokus på alternativa angreppssätt för att bättre utnyttja befintlig infrastruktur, särskilt i väntan på planerade investeringar realiserar.

Parallellt har utvecklingen av nya tekniska lösningar, förbättrade mät- och övervakningssystem samt mer avancerade analys- och styrverktyg skapat förutsättningar för att utnyttja nätens kapacitet närmare deras tekniska gränser. Internationella erfarenheter visar att betydande kapacitet kan frigöras genom förändrade arbetssätt, tekniska lösningar och nya avtals- och affärsmodeller. Sådana åtgärder kan ofta genomföras snabbare och till lägre kostnad än traditionell nätutbyggnad.

I Västra Götalandsregionen kommer omställningen begränsas av kapaciteten i elnäten, vilket riskerar att fördröja investeringar, hämma regional utveckling och leda till ökade utsläpp. I november 2025 beviljades regionen ökad effekt, vilket innebär att situationen på kort sikt inte är lika akut som den tidigare varit. För att möjliggöra fortsatt omställning och nya industrietableringar krävs dock ett proaktivt angreppssätt. Åtgärder för ett mer effektivt utnyttjande av elnäten behöver förberedas och genomföras i god tid, innan effektbristen åter blir ett akut hinder.

Detta projekt syftar till att skapa förutsättningar för snabbare och ökad eltilldelning till industrier med elektrifieringsbehov genom ett mer effektivt utnyttjande av elnäten. Projektets huvudsakliga del utgörs av den internationella omvärldsanalys som denna rapport utgör. Exempel är främst hämtade från Nederländerna, Storbritannien och Tyskland. Svenska exempel ingår inte i omvärldsanalysen.

1.1 SYFTE OCH MÅLSÄTTNING

Syftet med omvärldsstudien är att identifiera, sammanställa internationella erfarenheter av åtgärder som i praktiken har bidragit till ett ökat

kapacitetsutnyttjande i befintliga elnät. Studien ska ge en översikt av vilka typer av lösningar som har tillämpats, hur de har utformats och vilka effekter de haft och vilka erfarenheter som erhållits vid implementering.

Utöver implementerade åtgärder belyser studien även hur olika länder resonerar kring alternativa angreppssätt och varför vissa åtgärder införts eller ej för att ge ett bredare perspektiv på drivkrafter, avvägningar och begränsningar.

Målsättningen är att skapa ett kunskapsunderlag som belyser olika angreppssätt och deras konsekvenser, utan att värdera åtgärdernas lämplighet i en svensk kontext eller lämna rekommendationer om genomförande. Resultaten från omvärldsstudien utgör därmed ett analytiskt underlag för projektets fortsatta arbete.

1.2 OMFATTNING OCH ANALYTISK ANSATS

Omvärldsstudien har en kvalitativ och explorativ ansats och omfattar en genomgång och syntes av internationella exempel på åtgärder som påverkar hur nätkapacitet nyttjas och tilldelas. Fokus ligger på åtgärder som har testats eller implementerats i praktiken, snarare än på teoretiska eller modellbaserade studier. Rapporten täcker tre övergripande teman av åtgärder för ökat nyttjande av befintlig kapacitet i elnätet: tekniska, operativa och avtalsbaserade. Där underlag finns redogörs vilka effekter som observerats vid implementering av åtgärderna, samt hur risker, kostnader och nyttor har utvärderats.

Tillgänglig kapacitet definieras ej här, samt appliceras ej i praktiken, som en entydig teknisk gräns, utan som den belastning som nätet anses kunna bära givet tillämpade driftsäkerhetskriterier, dimensioneringsprinciper och vad som anses vara en acceptabel risknivå vid händelse av fel. Dessa principer anger vilka typer av fel och belastningssituationer nätet ska kunna hantera utan oacceptabla konsekvenser och ligger till grund för hur marginaler fastställs för hur nära de tekniska gränserna nätet tillåts drivas. Den så kallade N-1-principen är dimensionerande för elnät, vilket innebär att systemet ska klara bortfall av en enskild komponent, exempelvis en ledning eller transformator, utan att leveransen påverkas. Naturligt blir att exempel på lösningar implementerade av nätbolag som beskrivs i denna rapport implementeras inom ramarna för denna princip då det är en gällande regulatorisk kravställning.

Regulatoriska förutsättningar behandlas i den utsträckning de är relevanta för att förstå varför vissa åtgärder kunnat införas och tillämpas i praktiken, men utgör inte studiens huvudfokus. Värt att understryka är att de internationella exempel som inkluderats i rapporten verkar inom olika regulatoriska och institutionella ramar som påverkar hur åtgärder implementeras, av vem och på vilken beslutsnivå. Av intresse är dock hur olika aktörer resonerat kring dessa ramar och i vilken utsträckning kapacitet kan frigöras eller nyttiggöras inom befintliga regelverk genom att kombinera tekniska lösningar med förändrade arbetssätt.

1.2.1 Analytiska teman

Omvärldsstudien sammanställer internationella erfarenheter inom tre övergripande teman. Dessa teman används för att organisera och jämföra erfarenheter mellan olika länder, aktörer och tillämpningar. Tillsammans belyser dessa hur kapacitetsutnyttjandet i befintliga elnät kan ökas utan eller i väntan på traditionell nätutbyggnad.

1. Tekniska åtgärder

Detta tema omfattar de tekniska lösningar som har testats eller implementerats internationellt för att öka kapacitetsutnyttjandet i befintliga elnät, hur de fungerar samt vilka effekter och erfarenheter som rapporterats.

2. Operativa åtgärder

Det operativa temat belyser hur nätbolag i praktiken använder tekniska möjligheter genom förändrade driftprinciper, riskhantering och hur detta påverkar hur nära nätets tekniska gränser det kan utnyttjas.

3. Avtalsbaserade åtgärder

Det avtalsbaserade temat belyser hur avtalsmodeller och anslutningsformer används för att formalisera, villkora och fördela nätkapacitet, inklusive konsekvenser för risk-, kostnads- och ansvarsfördelning, samt exempel på hur tilldelning kan hanteras i situationer med kapacitetsbrist.

1.2.2 Centrala frågeställningar

Omvärldsstudien utgår från följande övergripande frågeställningar:

- Vilka tekniska lösningar används i internationella exempel för att möjliggöra ett ökat kapacitetsutnyttjande i befintliga elnät?
- Hur tillämpas operativa driftprinciper, säkerhetsmarginaler och riskhantering i internationella exempel för att nyttiggöra befintlig nätkapacitet?
- Hur används avtalsformer, prioriteringsprinciper och tilldelningsmekanismer i internationella exempel för att fördela nätkapacitet vid kapacitetsbrist?
- Hur har nationell policy och regulatorisk styrning i internationella exempel påverkat förutsättningarna för ett mer effektivt utnyttjande av befintliga elnät?

Frågeställningarna besvaras genom internationella exempel inom ramen för de analytiska teman som presenterats ovan.

1.2.3 Avgränsningar och koppling till projektets fortsatta arbete

Eftersom studien fokuserar på åtgärder och tillämpningar i andra länder innehåller rapporten inga bedömningar av åtgärdernas tillämplighet i Sverige, inga tolkningar av svensk ellagstiftning eller tillsyn och inga rekommendationer avseende genomförande, piloter eller regional tillämpning. Dessa frågor hanteras i projektets efterföljande arbetspaket.

Studien har sin huvudsakliga utgångspunkt i åtgärder som är relevanta för distributionsnätsföretag, men inkluderar även exempel där åtgärder på

transmissions- eller systemnivå är en förutsättning för, eller påverkar, möjligheterna att öka kapacitetsutnyttjandet i distributionsnäten.

Som beskrivet behandlas regulatoriska förutsättningar och intäktsreglering på en översiktlig nivå i denna rapport.

En fördjupad och tematiskt avgränsad analys av erfarenheter från ett urval länder avseende modeller för intäktsreglering, samt de drivkrafter och effekter som dessa reformer har gett upphov till, redovisas i en separat kortfattad rapport.¹ De två rapporterna utgör tillsammans ett kunskapsunderlag för projektets fortsatta arbete. Resultaten tas vidare i kommande aktiviteter med fokus på analys av svenskt nuläge, samt i tillämpningsanalyser där rekommendationer för implementering utvecklas. I detta fortsatta arbete analyseras förutsättningarna för implementering med särskilt fokus på Västra Götalandsregionen, och hur befintlig nätkapacitet kan användas mer effektivt för att möjliggöra anslutning av fler kunder eller utökad avtalad effekt innan behov av ny nätutbyggnad uppstår.

¹ Strand, M., Wondollek, M. & Danielzon Larsson, M. (2026). *Kapacitet för tillväxt: Omvärldsanalys om intäktsreglering* (Energiforskrapport 2026:1175) [Ej publicerad rapport]. Energiforsk.

2 Metod

Omvärldsstudien har genomförts med en kvalitativ och explorativ ansats, med syfte att identifiera och sammanställa internationella erfarenheter av åtgärder som i praktiken har bidragit till ett ökat kapacitetsutnyttjande i befintliga elnät. Studien baseras på en kombination av intervjuer, litteraturstudier samt genomgång av internationella samverkans- och kunskapsplattformar.

2.1 INTERVJUER

Semistrukturerade intervjuer har genomförts för att få fördjupade insikter i hur tekniska, operativa och avtalsbaserade åtgärder tillämpas i olika nationella och organisatoriska kontexter. Urvalet av intervjuer har skett genom en iterativ process baserad på rekommendationer, riktade internetökningar, genomgång av professionella profiler (exempelvis LinkedIn), samt identifiering av relevanta projekt, publikationer och praktiska tillämpningar med koppling till studiens fokus.

Intervjuer har genomförts med representanter från två europeiska nationella tillsynsmyndigheter – CNMC och ACM – samt med forskare verksamma vid Comillas, RISE, NTNU, University of Porto och LTU. Därutöver har intervjuer genomförts med representanter från den nederländska distributionsnätsägaren Liander², den nederländska transmissionsnätsoperatören TenneT samt det spanska konsultföretaget OlivoENERGY.

Intervjuerna har använts för att komplettera och nyansera dokumenterade erfarenheter samt för att fånga praktiska överväganden kring implementering, riskhantering och ansvarsfördelning som inte alltid framgår i skriftliga källor.

2.2 LITTERATURSTUDIER

En riktad litteraturstudie har genomförts med fokus på tidigare och pågående forsknings- och utredningsarbete inom området. Studierna har inkluderat Energiforsks rapportarkiv samt relevanta pågående forskningsaktiviteter med bäring på kapacitetsutnyttjande i elnät. Litteraturen har använts för att identifiera etablerade begrepp, analytiska ramverk samt dokumenterade exempel på genomförda åtgärder.

2.3 TEKNISKT UNDERLAG

Som ett centralt stöd för rapportens teknikrelaterade innehåll har ett separat tekniskt underlagsarbete, framtaget av DNV på uppdrag av Energiforsk, använts

² Liander är den regionala nätoperatören (DSO) inom Alliander-koncernen som består av flera bolag inom energi-infrastruktur. Koncernen ansvarar för att utveckla, driva och framtidssäkra elnät i stora delar av Nederländerna medan Liander ansvarar för att distribuera el och gas till hushåll och företag via regionala och lokala nät och är koncernens största bolag och den lagreglerade nätoperatören. I denna rapport kommer vi konsekvent att använda bolagsnamnet "Liander" givet de ämnen som behandlas här även om vissa mer strategiska utvecklingsfrågor hanteras på koncernnivå.

inom ramen för arbetspaketet. Underlagsarbetet har utgjort en kunskapsbas för sammanställningen av framför allt tekniska åtgärder kopplade till kapacitetsutnyttjande i befintliga elnät men även vissa operativa åtgärder.

Uppdraget till DNV har haft som mål att ta fram:

1. En översikt av arbete med driftssäkerhetsgränser och principer för dimensionering, inklusive fördelar och nackdelar, utmaningar och risker kopplade till implementering samt deras potentiella bidrag till ökat kapacitetsutnyttjande.
2. En analys av hur justeringar i driftssäkerhetsgränser och dimensioneringsprinciper kan påverka olika tekniska och ekonomiska parametrar, såsom underhållsbehov, komponentlivslängd, kostnader samt konsekvenser i svåra driftsituationer.
3. En översikt av internationella erfarenheter från andra länder och nätbolag som aktivt arbetar med kapacitetsökande åtgärder kopplade till driftssäkerhetsgränser och dimensioneringsprinciper, inklusive beskrivning av genomförda åtgärder och observerade utfall.

Underlaget har bidragit med en kvalitativ utvärdering av olika tekniska åtgärders effekter samt utgör merparten av de tekniska exempel som dokumenteras i kapitel 4. Den totala effekten av enskilda eller kombinerade åtgärder som sammanställts ansågs av DNV ej möjliga att kvantifiera då effekterna är starkt fallspecifika.

2.4 GENOMGÅNG AV INTERNATIONELLA INITIATIV OCH SAMVERKANSPLATTFORMAR

Vidare har aktiviteter och publikationer från de europeiska branschorganisationerna ENTSO-E och EDSO setts över i syfte att identifiera relevanta fallstudier, pilotprojekt och erfarenhetssammanställningar. Av samma anledning har relevanta arbetsgrupper inom ISGAN gått igenom, med särskilt fokus på WG 3: Cost-Benefit Analysis and Toolkits och WG 6: Power Transmission and Distribution Systems. Genomgången har avsett att identifiera pågående och avslutade aktiviteter som belyser praktiska tillämpningar, metodutveckling och lärdomar kopplade till effektivare nyttjande av befintlig nätkapacitet.

2.5 BEGRÄNSNINGAR

Omvärldsstudiens resultat är begränsade givet tillgången till information möjlig att identifiera och ta del av inom ramen för studien. Arbetet baseras på offentligt tillgängligt material, dokumentation som kunnat nås digitalt samt information som framkommit genom intervjuer och kontakter med relevanta aktörer. Det innebär att studien i huvudsak speglar erfarenheter och åtgärder som i någon form har kommunicerats externt.

Vidare omfattar studien främst åtgärder som har implementerats i praktiken eller testats i pilot- eller demonstrationsprojekt där konkreta erfarenheter kunnat identifieras. För närvarande pågår ett omfattande utvecklings- och implementeringsarbete inom området, där många initiativ ännu inte är publikt dokumenterade eller endast delvis tillgängliga. Vissa åtgärder, arbetssätt och

ramverk kan därför vara underrepresenterade eller helt saknas i sammanställningen, trots att de kan vara relevanta.

Ekonomiska aspekter behandlas givet den utsträckning som denna information har delgetts från intervjuer och öppet tillgänglig information. Fokus blir naturligt på hur lösningar tillämpats och hur de fungerar i praktiken, snarare än att redogöra för deras ekonomiska utfall för enskilda nätbolag då ekonomisk information kring kostnader och mer sällan är publikt tillgänglig information.

Samtidigt kan vissa angreppssätt såsom probabilistisk riskanalys (PRA) eller diskussioner om mer flexibla tillämpningar av N-1-kriteriet förekomma översiktligt i rapporten som en del av pågående internationella regulatoriska diskussioner. Dessa behandlas kortfattat trots att de ej inte är fullt ut implementerade eller empiriskt utvärderade åtgärder, främst för att ge kontext till hur synen på driftsäkerhet och kapacitetsbedömning är under utveckling.

2.6 AKRONYMER

Tabell 1. Översikt över de akronymer som används i rapporten.

Akronymer	Beskrivning
DKR	Dynamisk kabelrating
DLR	Dynamisk linjerating
DSO	Distributionsnätoperatör / Distribution System Operator
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
FACTS	Flexible AC Transmission Systems
HTLS	High Temperature Low Sag
ICS	Informations-, kommunikations- och mjukvaruteknik
IVA	Ingenjörsvetenskapsakademien / Royal Swedish Academy of Engineering Sciences
LIFO	Sist in först ut / Last In First Out
PRA	Probabilistisk riskanalys
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SSSC	Static Synchronous Series Compensator
STATCOM	Static Synchronous Compensator
SVC	Static VAR Compensator
TCSC	Thyristor Controlled Series Compensator
TSO	Transmissionsnätoperatör / Transmission System Operator
UPFC	Unified Power Flow Controller
VGR	Västra Götalandsregionen

3 Begrepp och principer som formar bedömningen av tillgänglig kapacitet

Detta kapitel syftar till att skapa en gemensam begreppsram för hur nätkapacitet bedöms, värderas och tilldelas i planering och drift. För läsare som redan är bekanta med elnätsdrift och kapacitetsbedömningar kan kapitlet hoppas över. För övriga läsare fungerar kapitlet som en grund för att förstå varför kapacitet inte kan likställas med en entydig teknisk gräns utan är kopplat till regelverk, driftsäkerhet, risk och ansvar. Diskussion av konkreta åtgärder och tillämpningar behandlas i efterföljande kapitel.

3.1 FRÅN TEKNISK KAPACITET TILL TILLGÄNGLIG KAPACITET

Nätets kapacitet är inte en entydig teknisk parameter, utan ett resultat av flera bedömningar. Strukturen nedan är central för att förstå skillnaden mellan nätets tekniska potential och den kapacitet som i praktiken bedöms som möjlig att tilldela och som nätbolag tillämpar vid planering och drift. Vissa av dessa utvecklas i mer detalj för att ge en djupare förståelse för dess principer och effekter medan andra kan ses som självförklarande.

Teknisk kapacitet

Nätkomponenters fysiska tekniska begränsningar, exempelvis termisk tålighet eller spänningsintervall.

Acceptansgräns (hosting capacity)

Acceptansgränsberäkningar används för att bedöma hur mycket ny produktion eller förbrukning som kan anslutas till elnäten utan att tekniska gränser överskrids. Även om dessa gränser har tekniska utgångspunkter, speglar de i praktiken en samlad bedömning av osäkerheter, såsom prognososäkerhet, begränsad information om anläggningars faktiska tillstånd samt organisatoriska och regulatoriska förväntningar. Osäkerheter gör det nödvändigt att med strukturerade metoder avgöra hur mycket marginal som behövs för att kunna hantera de risker som uppstår givet dessa osäkerheter.³ Detta innebär i förlängning att stora osäkerheter skapar större behov för mer konservativa marginaler och vice versa vilket påverkar hur nära den tekniska kapaciteten nätet kan utnyttjas.

Acceptansgränser är därför inte statiska eller enhetliga över nätet utan varierar beroende på driftläget, storleksordningen på konsekvenser av olika fel, återställningstid och vilket handlingsutrymme som finns för operativa åtgärder som styr om lasten för att hantera felsituationer och bibehålla en säker drift och leverans.

³ Etherden, N. & Bollen, M. (2024). *Handbok för tillämpning av acceptansgränsmetoden hos nätbolag* (Energiforskrapport 2024:1056). Energiforsk. Hämtad från <https://energiforsk.se/rapporter/handbok-for-tillampning-av-acceptansgransmetoden-hos-natbolag/>

Driftsäkerhetsprinciper

Detta leder oss in på de principer som används för att hantera driften om det uppstår problem i något av nätets komponenter. Gränser för både acceptans och driftsäkerhet finns för att skydda person och egendom och hur dessa tolkas och tillämpas påverkas av gällande nationell reglering och tillsynspraxis. Eftersom elnäten är samhällsviktig infrastruktur, prioriteras säkerhet högt och drift och användning sker inom ramarna för nätkoncessioner som anger hur nätet får nyttjas.

Elnät dimensioneras för att klara drift både vid normaldrift (N-0) och vid bortfall av en enskild komponent (N-1). Eftersom drift ska kunna upprätthållas även vid fel måste viss kapacitet reserveras, vilket innebär att nätet i praktiken körs under de tekniska kapacitetsgränserna. N-1-kriteriet är ett deterministiskt angreppssätt som syftar till att hantera risk genom fasta kriterier och tröskelvärden utan explicita sannolikhetsavvägningar för att ett givet fel. Uppstår felet ska systemet klara av att hantera det. Den kapacitet som reserveras för att klara av att upprätthålla drift vid fel är därför inte en fri resurs som kan utnyttjas hur som helst, utan ett krav som följer av driftsäkerhetsstandarder. Hur reserven dimensioneras påverkas av nätets struktur, lokala driftsförhållanden och vilken återställningstid som anses acceptabel vid fel.

Vad som genomsyrar dessa bedömningar är alltså i stort hur risk definieras och hur stor risk som anses vara acceptabel i driften av samhällsviktig infrastruktur. Som beskrivet avser riskacceptans här den nivå av risk som accepteras givet nationella regelverk och policys, organisatoriska riktlinjer och utpekade systemansvar.

Det växer dock intresse för att introducera probabilistisk riskanalys (PRA) som komplement till deterministiska principer så som N-1 kriteriet. I EU har krav satts på införandet av en gemensam PRA-metod för transmissionsnätsoperatörer (TSO) senast 2027, men kravet gäller ej för distributionsnätsoperatörer (DSO) men det är rimligt att anta att detta införande i förlängning kommer få effekter även för DSO:er.⁴ PRA skiljer sig genom att sannolikhet och konsekvenser av olika händelser vägs samman kvantitativt. PRA är inte en ersättning för deterministiska kriterier som N-1, men kan fungera som beslutsstöd i situationer där marginalerna är små eller där osäkerheten är hög. På sikt kan sådana angreppssätt möjliggöra ett mer situationsanpassat utnyttjande av elnätet inom givna säkerhetsramar.⁵ Diskussioner pågår även kring behovet att analysera bortfall av flera samtidiga komponenter, N-X, givet det växande samhällsberoendet av tillförlitlig elförsörjning. Mer om detta går att läsa i kapitel 5.1.

Tillgänglig kapacitet

Avser den nätkapacitet som, vid given tidpunkt eller över en given tidsperiod bedöms kunna utnyttjas eller tilldelas utan att överskrida acceptansgränsen och

⁴ ENTSO-E. (2023). *Biennial Progress Report on Operational Probabilistic Coordinated Security Assessment and Risk management*. Hämtad från https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/SOC%20documents/SOC%20Reports/entso-e_report_PRA_2023_231208_FINAL.pdf

⁵ ENTSO-E., 2023.

hålla nätet inom definierade driftsäkerhetsprinciper. Kapacitetsbedömningen baseras på tekniska analyser, prognoser och tillämpade drift- och säkerhetsprinciper i syfte att bedöma om och på vilka villkor ytterligare kapacitet kan tilldelas.

I detta sammanhang är det värt att lyfta att kapacitetsbedömningar och eventuella kapacitetsbrister av nödvändighet allt oftare identifieras baserat på framtida driftfall som indikerar att N-1-krav eller acceptansgränser kan komma att överskridas. Hantering av kapacitetsbegränsningar behöver ingå i det långsiktiga planeringsarbetet snarare än som ett reaktivt svar på observerade driftbegränsningar. Kapacitetsbrister identifieras därför ofta genom prognoser och riskbedömningar som indikerar om framtida driftsituationer kan bli begränsande, även innan tekniska gränser överskrids i praktiken. Detta innebär att kapacitet kan behöva reserveras flera år innan någon faktisk flaskhals uppstår för att säkerställa driften inom definierade driftsäkerhetsprinciper och innan nätförstärkningar eller alternativa åtgärder kan komma på plats. Detta innebär att avvägningar mellan leveranssäkerhet, tillgänglighet och möjligheten att ansluta fler kunder aktualiseras tidigare i processen, och att prognoser får en mer framträdande roll i bedömningen av tillgänglig kapacitet.

Kapacitetstildelning

Avser de beslut och mekanismer genom vilka nätkapacitet tilldelas aktörer i form av rättighet att ansluta och nyttja elnätet upp till en viss effekt och på givna villkor.

Europeisk energilagstiftning och tillhörande nätkoder sätter ramarna för hur kapacitet får tilldelas och hur principer om icke-diskriminering, transparens och marknadsbaserade lösningar ska tillämpas. De regulatoriska ramarna definierar de grundläggande rättigheterna och skyldigheterna i anslutningsrelationen, såsom vilka krav nätföretag är skyldiga att uppfylla och vilka villkor som kan ställas på kunder. Detta påverkar i vilken utsträckning alternativa anslutningsformer, villkorade avtal eller prioriteringsprinciper för anslutning kan införas utan att komma i konflikt med gällande rätt. I flera av de internationella exemplen i denna rapport har tolkningen av dessa ramar haft betydelse för hur långt nätföretag och tillsynsmyndigheter har gått i arbetet med att frigöra eller omfördela kapacitet.

3.1.1 Ökat kapacitetsutnyttjande

Inom ramen för denna studie ses ett ökat kapacitetsutnyttjande som att innebära att befintlig nätkapacitet nyttjas närmare sina tillåtna gränser eller under större andel av årets timmar utan att gällande drift- och säkerhetsprinciper överskrids.

Detta kan i praktiken ta sig uttryck i exempelvis:

- att ytterligare effekt (MW) kan tilldelas inom befintlig infrastruktur genom att kapacitet frigjorts via tekniska, operativa eller avtalsbaserade åtgärder.
- att nätkapacitet kan nyttjas under en större andel av årets timmar.
- att behovet av begränsningar, köer eller avslag minskar eller
- att fler anslutningar kan erbjudas tidigare.

3.2 INTÄKTSREGLERING SOM RAMVILLKOR

Elnätsverksamhet är ett naturligt monopol, vilket innebär att nätbolagen inte konkurrensutsätts och därför omfattas av en särskild intäktsreglering. Intäktsreglering och tillsyn utgör alltså ett centralt ramvillkor för nätbolagens verksamhet. Regleringen styr vilka kostnader som får täckas genom nätavgifter och hur ersättning ges för investeringar, drift och utveckling av elnäten. I grunden är den inte avsedd för operativ eller akut hantering av kapacitetsbegränsningar utan mer långsiktiga investeringsbeslut och för att säkerställa kostnadstäckning, leveranssäkerhet och stabila förutsättningar för nätutbyggnad över tid.

Det betyder att intäktsregleringen huvudsakligen varit anpassad för traditionell nätutbyggnad, baserad på standardiserade antaganden om belastning, risk och dimensionering. Detta innebär att åtgärder som syftar till att öka kapacitetsutnyttjandet i befintlig infrastruktur, exempelvis genom förändrade driftprinciper, flexibilitet eller villkorade avtal ofta får en mer begränsad roll som komplementet till nätutbyggnad. Regleringens utformning påverkar alltså hur nätbolagen uppfattar sitt handlingsutrymme vid kapacitetsbegränsningar.

Samtidigt befinner sig regelverket i förändring både i Sverige och i övriga Europa. Flera utvecklingsspår syftar till att stärka effektivitet och flexibilitet i nätverksamheten, bland annat genom ökad harmonisering i EU, förändringar i nationell intäktsreglering samt ett gradvis skifte mot TOTEX-baserade modeller. I en TOTEX-modell hanteras kostnader för drift (OPEX) och investeringar (CAPEX) i ett samlat ramverk. Detta med syfte att utvärdera nätbolags prestanda baserat på hur effektivt nätet kan planeras, drivas och utvecklas som helhet och inte bara på hur mycket som investeras i själva kapitalbasen, CAPEX. En sådan intäktsram kan utformas och regleras på många olika sätt och det finns ingen universalmodell och kommer såklart med sina egna utmaningar. En mer detaljerad genomgång av internationella exempel kring intäktsreglering, dess utformning och effekter, finns i Energiforskrappport 2026:1175 *Error! Reference source not found.* som tagits fram inom ramen för detta projekt.⁶

⁶ Strand et al., 2026.

4 Tekniska åtgärder för ökat kapacitetsutnyttjande i befintliga nät

Syftet med detta kapitel är att lyfta tekniska lösningar som kan möjliggöra ökat kapacitetsutnyttjandet i befintliga elnät. Innehållet i detta kapitel är främst hämtat från DNV:s tekniska underlagsrapport och har kompletterats med underlag som inhämtats under omvärldsstudien och från Energiforsks rapportarkiv. Urvalet av exempel har gjorts i syfte att spegla olika typer av tekniska angreppssätt och deras tillämpning i praktiken. Hur dessa tekniska möjligheter omsätts i operativa arbetssätt behandlas i nästa kapitel.

För flera av de tekniska åtgärder som behandlas i detta kapitel, särskilt krafttekniska lösningar, finns det i dagsläget begränsat med publikt dokumenterade fallstudier som redovisar generella och jämförbara kvantitativa effekter i distributionsnät. Tillämpningen av dessa åtgärder är ofta starkt beroende av lokala nätförhållanden, initiala tekniska begränsningar och hur lösningarna kombineras med operativa arbetssätt, vilket gör att observerade effekter varierar. I många sammanhang används åtgärderna dessutom selektivt, som del av bredare åtgärdspaket eller i samband med reinvesteringar, snarare än som fristående kapacitetsökande insatser. Av dessa skäl begränsas kapitlet till att beskriva tekniska principer, tillämpningsområden och erfarenheter på en övergripande nivå, med ett mindre urval av enskilda exempel med kvantifierade utfall.

Kapitlet visar att tekniken i sig sällan är den begränsande faktorn; snarare är det tillämpning, riskhantering och integration i befintliga processer som avgör utfallet.

4.1 KRAFTTEKNISKA LÖSNINGAR

Krafttekniska åtgärder omfattar fysiska komponenter och system som direkt påverkar spänningsnivåer, strömflöden och stabilitet i elnätet. Dessa lösningar kännetecknas ofta av relativt höga investeringskostnader men kan samtidigt ge betydande kapacitetsökningar jämfört med traditionell nätutbyggnad.

Enligt DNV visar internationella erfarenheter att krafttekniska åtgärder kan ge kapacitetsökningar i storleksordningen 10–200 %, beroende på teknik, nätstruktur och initiala begränsningar. Effekterna är dock starkt kontextberoende och samverkar ofta med operativa och avtalsbaserade åtgärder. I Tabell 2 har en kvalitativ utvärdering gjorts av DNV för ett urval av tekniska lösningar, relevanta för distributionsnät. Vissa lösningar är kanske vanligare applicerade på transmissionsnivå men är relevanta oavsett spänningsnivå. En kvantitativ utvärdering ansågs inte möjlig utan stora osäkerheter då kontext och nätkonfigurationer starkt påverkar utfallet. Sammantaget visar internationella erfarenheter att krafttekniska åtgärder ofta ger tydliga kapacitetseffekter men innebär samtidigt ökade investeringar, planering och riskhantering.

Noterbart i tabellen nedan är att resultatet av en teknisk åtgärd kan vara mycket god men förutsätter att tekniken löser den givna flaskhalsen för överföringssystemet. Att till exempel kompensera för reaktiva effektlöden kan ha

mycket positiv påverkan för en viss ledning eller nätområde men löser inte per definition den totala överföringsförmågan.

Tabell 2. Kvalitativ utvärdering av krafttekniska lösningar och deras förmåga att frigöra kapacitet i elnätet. Källa: DNV, 2025.

Åtgärder	Påverkansområden					Primär nätnivå
	Kapacitet	Underhåll	Livslängd	Kostnad	Operativ risk	
FACTS enheter	✓✓✓	✗	✓✓✓	✗✗	✓✓	TSO/DSO
Klassiska kompensationsenheter	✓✓	✗✗	✓✓	✗	✓✓✓	TSO/DSO
Fasförskjutande transformatorer	✓✓	✗	✓✓✓	✗✗	✓✓✓	TSO
Högtemperaturledare	✓✓✓	✓✓✓	✓✓✓	✗✗✗	✓✓✓	DSO
Spännings- och temperaturhöjning	✓✓✓	✓	✓✓✓	✗✗✗	✓✓✓	DSO
Modifieringar av mastens topp	✓✓✓	✓✓✓	✓✓✓	✗✗✗	✓✓✓	DSO / (TSO)
Linjekonfigurationer	✓✓✓	✓✓✓	✓✓✓	✗✗✗	✓✓✓	DSO

Legend för Tabell 2:

✓:	Låg positiv påverkan
✓✓:	Medel positiv påverkan
✓✓✓:	Hög positiv påverkan
✗:	Låg negativ påverkan
✗✗:	Medel negativ påverkan
✗✗✗:	Hög negativ påverkan

Forskning och utveckling inom kraftutrustning har lett till flera produkter och system som bidrar till förbättringar av elsystemens prestanda. Det kräver dock noggrann hänsyn vid utformning av styrning och utrustning, eftersom olika styr- och reglersystem i det bredare elsystemet kan samverka på oönskade sätt och i vissa fall påverka stabiliteten, samtidigt som kraftelektronikbaserade kompenseringssystem kan medföra höga investeringskostnader och ökade förluster.

- Flexible AC Transmission Systems (FACTS) avser kompenseringssystem utrustade med kraftelektronik för att snabbt utföra kompensationsåtgärder på begäran. De bidrar till ökad spänningsstabilitet och minskade förluster, vilket i praktiken kan frigöra kapacitet i både transmissions- och distributionsnät. Kostnaderna är relativt höga, men såklart inte lika höga som nätutbyggnad, och ställer krav på avancerad styrning och skyddssystem. Var god se Bilaga A: för en förteckning över olika FACTS lösningar.
- Klassiska kompensationsenheter, såsom shuntreaktorer, kondensatorbanker och synkronkompensatorer, används i stor omfattning internationellt. Dessa lösningar är generellt billigare än FACTS men har begränsad reaktionshastighet och är ofta mer beroende av lokala spänningsförhållanden.
- Fasförskjutande transformatorer möjliggör styrning av effektlöden i maskade nät och används bland annat för att motverka flaskhalsar och oönskade loopflöden. Erfarenheter visar att tekniken kan vara effektiv men kräver omfattande planering, höga investeringskostnader och anpassning av skydds- och driftsrutiner.
- Högtemperaturledare (HTLS) tillåter betydligt högre drifttemperaturer än konventionella ledare utan ökat nedhäng. Genom att ersätta befintliga ledare

kan kapaciteten i en korridor ökas avsevärt utan ny markåtkomst. Åtgärden är särskilt relevant i distributions- och subtransmissionsnät där överföringen ofta är termiskt begränsad.

- Spännings- och temperaturhöjning, liksom modifieringar av masttoppar och linjekonfigurationer, används för att öka kapaciteten i befintliga korridorer. Dessa åtgärder kan vara kostnadseffektiva men innebär ofta driftavbrott under genomförandet och ökade krav på analyser av elsäkerhet och livslängd.

4.2 INFORMATIONS-, KOMMUNIKATIONS- OCH MJUKVARUTEKNIK (ICS)

Digitalisering och avancerad informationshantering utgör en central möjliggörare för ökat kapacitetsutnyttjande. Dessa åtgärder syftar till att förbättra synlighet, beslutsstöd och styrning av nätet i realtid, ofta med relativt korta ledtider och lägre kostnader än fysiska nätförstärkningar. Behovet är särskilt uttalat på lågspänningsnivå, där nätet i dag ofta kännetecknas av begränsad mätning, bristfällig insyn i nätets topologi och fasanslutningar samt osäkerhet kring hur laster utvecklas och förändras över tid. Ett förbättrat datastöd skapar också förutsättningar för mer differentierade och villkorade anslutningsavtal.

Lösningar i detta kapitel och Kapitel 4.3 är mångt och mycket integrerade med varandra. I rapporten skiljs mellan informations-, kommunikations- och mjukvaruteknik (ICS) som möjliggörande infrastruktur för ökad insyn i nätets status och drift, och digitaliserad och aktiv systemdrift som avser den operativa användningen av dessa tekniker för styrning, omkoppling och skydd i distributionsnätet. Uppdelningen syftar till att tydliggöra skillnaden mellan tekniska förutsättningar och tillämpning i drift.

Internationella exempel, bland annat från Nederländerna och Storbritannien, visar att ICS-lösningar och avancerade digitaliseringsverktyg ofta implementeras stegvis och i nära samspel med förändrade operativa arbetssätt. De visar även att utan denna typ av synlighet och kontroll riskerar ambitioner om ökat kapacitetsutnyttjande att begränsas av osäkerhet snarare än av nätets faktiska tekniska förmåga. I Tabell 3 har en kvalitativ utvärdering gjorts av DNV på ett urval av teknologier av relevans i distributionsnät. Tabellen ger exempel på tekniklösningar som tillsammans med ändrade driftprinciper kan frigöra överföringskapacitet och där avancerad nätövervakning ger förutsättningar för att mitigera ökade operationella risker.

Tabell 3. Kvalitativ utvärdering av informations- kommunikations- och mjukvaruteknik och deras förmåga att frigöra kapacitet i elnätet. Källa: DNV, 2025.

Åtgärder	Påverkansområden/dimensioner					Primär nätnivå
	Kapacitet	Underhåll	Livslängd	Kostnad	Operationell risk	
Avancerad nätövervakning	☑☑	☑☑☑	☑☑☑	☑☑	☑	DSO
Dynamisk linjerating	☑☑	☒	☑	☑	☒	DSO
Optimerade generatorinställningar	☑	☑☑	☑☑	☑☑☑	☑☑☑	DSO
Smartare brytarinställningar	☑	☑	☑☑	☑☑☑	☒☒	DSO

Legend för Tabell 3:

☑:	Låg positiv påverkan
☑☑:	Medel positiv påverkan
☑☑☑:	Hög positiv påverkan
☒:	Låg negativ påverkan
☒☒:	Medel negativ påverkan
☒☒☒:	Hög negativ påverkan

4.2.1 Avancerad nätövervakning

Avancerad nätövervakning och tillståndsbedömning, inklusive sensorer, SCADA integration och dataanalys, förbättrar möjligheten att identifiera faktiska flaskhalsar och minska behovet av konservativa marginaler. Genom bättre kunskap kan osäkerheterna om nätets faktiska tillstånd minskas och driften i vissa fall anpassas närmare nätets tekniska gränser. Däremot kräver den växande mängden högupplöst data en kvalitetssäkrad hantering och system som kan hantera dess bearbetning i första hand och senare även för automation av styrkommandon till komponenter i systemet. Verktyg och lösningar som möjliggör en systematisk och stegvis skalerad implementering av lösningar är nödvändiga för en realistisk implementering som är kompetens- och kostnadsmässigt genomförbar.

4.2.2 Topologi-upptäckt

Topologiupptäckt är inte ett mål i sig, utan en möjliggörare för flera centrala funktioner för ökat nyttjande av nätets befintliga kapacitet. Korrekt kännedom om nätets faktiska struktur är en grundförutsättning för tillförlitlig tillståndsestimering, korrekt kraftflödesanalys och säker rekonfigurering av nätvägar. Förändringar som har skett över tid, tillfälliga omkopplingar, felaktig dokumentation eller bristande information om fasanslutningar kan leda till att nätmodeller inte överensstämmer med verkligheten. Detta skapar osäkerhet i analyser av belastning, spänning och tillgänglig kapacitet och kan i förlängningen leda till konservativa driftbeslut eller felaktiga bedömningar av nätets begränsningar. Genom data-drivna metoder kan nätets faktiska struktur och fasanslutningar identifieras, vilket minskar osäkerheten i analyser och skapar förutsättningar för säker aktiv systemdrift och ökat kapacitetsutnyttjande.

INESC TEC – Topologiupptäckt

Inom EU-projektet EUniversal, där INESC TEC medverkat, har behovet av förbättrad nätobservabilitet och prognosförmåga varit en grundläggande förutsättning för att möjliggöra marknadsbaserad flexibilitet och aktiv systemdrift i

distributionsnät.⁷ Även om projektets huvudsakliga fokus legat på flexibilitetsmarknader och interoperabilitet, visar resultaten tydligt att avancerade digitala verktyg för tillståndsestimering, prognostisering och nätanalys är avgörande för att kunna kvantifiera tillgänglig kapacitet, identifiera begränsningar och definiera tekniska ramar för flexibilitetsanvändning. Inom ramen för det projektet bidrog INESC TEC med data-drivna metoder för topologiupptäckt och tillståndsbedömning i distributionsnät. Målsättningen var att ta fram verktyg som även fungerar trots begränsad mätning för att rekonstruera korrekt nätstruktur. Det kunde med framgång demonstreras i projektets fallstudier att med begränsade och ofullständiga mätdata kunde topologiupptäckt genomföras. INESC TEC:s metodik bygger på att analysera spännings- och effektdata från spridda mätpunkter för att identifiera korrelationer och samband som avslöjar hur noder hör samman, även i nät där dokumenterad topologi är ofullständig eller osäker.^{8,9}

4.2.3 Dynamisk belastbarhet

Linje och kabel

Den vanligast återkommande åtgärden, inte endast inom denna kategori men sett till helheten, är dynamisk linjerating (DLR). Normalt överför ledningar högst cirka 50 % av sin maximala kapacitet eftersom driften dimensioneras mot ett antal strukturella osäkerheter och säkerhetskrav, för mer information om detta var god se kapitel 3.1.¹⁰ DLR är en välkänd åtgärd och säsongsvaryerande ratings är redan en etablerad praxis hos många nätbolag. Resultaten är väldokumenterade och lösningen är relativt enkel att implementera då det främst är temperatur som är den begränsande faktorn och som påverkar isolationens livslängd.¹¹ Genom att integrera dynamisk lastbarhet med driftövervakning och styrsystem kan systemoperatörer optimera kapaciteten i realtid och samtidigt säkerställa att termiska begränsningar ej överskrids.

För DSO:er utan linje och vars nät främst består av kabel blir dock implementeringen mer komplicerad. Traditionellt dimensioneras kablar utifrån konservativa beräkningar där man antar konstant marktemperatur och ett fast värde för termisk resistans. Detta leder ofta till att kapaciteten begränsas mer än nödvändigt. Dynamisk kabelrating (DKR) utnyttjar i stället kontinuerliga mätningar och avancerade termiska modeller för att beräkna kabelns temperatur i realtid och därmed fastställa hur mycket ström den säkert kan överföra utan att överskrida den maximala tillåtna isoleringstemperaturen.¹² Dock är det ofta ej en

⁷ EUniversal Consortium. (2023). *Let's flatten the energy curve: The EUniversal project – Universal Market Enabling Interface (UMEI)*. Europeiska Unionen, Horizon 2020 Research and Innovation Programme. Hämtad från https://ds7yx6kld6i0w.cloudfront.net/wp-content/uploads/2024/02/16161841/EUniversal_Booklet.pdf

⁸ INESC TEC, personlig kommunikation, 10 december 2025.

⁹ EUniversal Consortium, 2023.

¹⁰ DNVs underlagsrapport till Energiforsk.

¹¹ Lanting, H., & Widlund, H. (2017). *Dynamisk belastbarhet för jordkablar* (Energiforskrapport 2017:427). Energiforsk. Hämtad från <https://energiforsk.se/media/23020/dynamisk-belastbarhet-for-jordkablar-energiforskrapport-2017-427.pdf>

¹² Lanting & Widlund, 2017.

resurseffektiv åtgärd att placera ut sensorer längs redan existerande nedgrävd kabel.

Att skapa modeller som hjälper till att analysera och hantera bristen på realtidsmätning via sensorer är såklart möjligt men kräver en noggrant genomtänkt analys och dokumentation av markförhållanden där kabeln grävs ned. Då antaganden behövs göras finns högre nivåer av osäkerhet som måste tas med i riskanalysen. Likaså kan förändringar i lastmönstret påverka metodens effektivitet och förändringar kräver en uppdatering av analysen.¹³

Vid nyprojektering kan det vara en god idé att överväga installation av sensorer som kan möjliggöra implementering av DKR. Energiforskrapport 2017:427 redogör att genom att utnyttja säsongsvariationer i marktemperatur kan kabelkapaciteten ökas med upp till cirka 10 % jämfört med statiska beräkningar. Om man dessutom använder kabeltemperatur som styrparameter i stället för enbart strömstyrning kan kapaciteten ökas ytterligare, totalt omkring 15 %, utan att riskera accelererad åldring av isolationen. För att läsa mer om hur DKR kan implementeras var god se *Dynamisk belastbarhet för jordkablar*, Energiforskrapport 2017:427.

Energiforskrapport 2017:427 – Dynamisk belastbarhet för jordkablar

DYNAMISK BELASTBARHET FÖR JORDKABLAR

RAPPORT 2017:427



Energiforsk

Huvudsakliga steg för implementering

1. Kartläggning av befintliga kabelinstallationer och samla in data om kabeltyper, markförhållanden och termiska egenskaper.
2. Installera sensorer för temperaturmätning längs kabeln, alternativt säkerställs tillgång till relevanta omgivningsdata som marktemperatur och belastningsström.
3. Välj och konfigurera en beräkningsmodell, exempelvis enligt IEC 60287 för stationära förhållanden och IEC 60853 för dynamiska scenarier, samt integrera dessa med ett övervakningssystem som SCADA.
4. När systemet är på plats kalibreras modellen mot verkliga mätdata för att säkerställa noggrannhet.
5. Implementera styrstrategier och driftprocedurer som gör det möjligt att använda den beräknade dynamiska kapaciteten i realtid.

¹³ Lanting & Widlund, 2017.

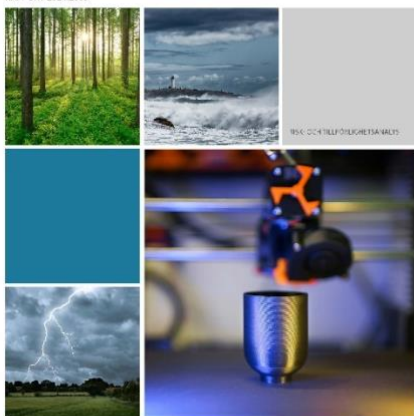
Dynamisk belastning av transformatorer

Dynamisk belastning av transformatorer möjliggör ett ökat kapacitetsutnyttjande genom att belastningsgränser baseras på transformatorns faktiska temperatur och termiska marginaler i drift. Det tekniska underlaget som tagits fram av DNV lyfter att detta kan möjliggöras genom användning av termiska modeller och realtidsdata, där exempelvis oljetemperatur, lindningstemperatur och belastningshistorik beaktas vid bedömning av tillåten överlast. I Energiforsk rapport 2024:1009 beskrivs termiska modeller användas för att beräkna både momentana temperaturer och sannolikhetsfördelningar för framtida hotspot-temperaturer, vilket möjliggör riskbaserat överbelastningsskydd och korttidsplanering.

Internationella erfarenheter visar att dynamisk belastning i många fall möjliggör kapacitetsökningar i storleksordningen cirka 10–15 % utan påtaglig påverkan på komponentens livslängd, förutsatt att överlasten är tidsbegränsad och att tillståndet följs upp systematiskt. Det utgör alltså inte en permanent kapacitetsökning, men kan i praktiken skapa handlingsutrymme i perioder med hög belastning och bidra till att skjuta upp behovet av nätförstärkningar.

Energiforskrapport 2024:1009 – Stokastisk dynamisk belastningsförmåga för transformatorer

STOKASTISK DYNAMISK BELASTNINGSFÖRMÅGA
FÖR TRANSFORMATORER
RAPPORT 2024:1009



 Energiforsk

Genom att använda termiska modeller enligt IEC 60076-7 och ta hänsyn till verkliga omgivningstemperaturer och belastningsprofiler kan transformatorer tillåtas högre belastning än vid statistiska antaganden.

Energiforskrapport 2024:1009 beskriver att acceptansgränsen för anslutning av ny produktion eller förbrukning kan bli betydligt större om man använder hotspot-temperatur eller åldring som gräns i stället för märkström. Rapporten går bortom termiska modeller som metod och utvecklar och beskriver:

- sannolikhetsfördelningar för hotspot-temperatur,
- sannolikhetsbaserade överbelastningsskydd,
- probabilistisk korttidsplanering,
- metoder för att uppskatta transformatorns hosting capacity.

Detta är ett tydligt steg från deterministisk dynamisk belastning till riskbaserad dynamisk belastning.

I praktiska exempel för distributionstransformatorer har metoden visat att kapaciteten kan ökas markant. Samtidigt visar analyserna att höga hotspot-temperaturer snabbt accelererar åldringen av komponenten, vilket innebär att dynamisk belastning måste kombineras med tydlig riskhantering och uppföljning av livslängdseffekter. För kortvariga överbelastningar anger IEC att transformatorer kan hantera upp till 160 °C hotspot-temperatur och 115 °C oljetemperatur under

cirka 30 minuter, vilket i praktiken innebär att transformatorn kan belastas långt över märkström under kort tid utan att skadas. Analysen visar följande effekter på åldring:

- Vid 140 °C kan åldringen vara ~100 gånger snabbare.
- Vid 160 °C kan livslängdsförlusten vara dramatisk även vid kortare perioder.
- En vecka vid 160 °C kan motsvara flera års förlorad livslängd.¹⁴

Nederländerna – Dynamisk belastning

Den Nederländska DSO:n Liander har under de senaste åren genomfört en systematisk och tekniskt orienterad utveckling för att frigöra kapacitet i deras nät med hjälp av dynamisk belastning. Arbetet inleddes med fördjupade tekniska analyser av vart i nätet de mest betydande flaskhalsarna fanns och vilka centrala komponenter, transformatorer, kablar och isolatorer, som låg i fokus i den tekniska analysen. Enligt uppgifter från Liander är den generella uppskattningen att 20–30 % kapacitet har kunnat frigöras i de flaskhalsar som identifierats, där de första 10–20 % var relativt enkla att realisera.

Det tekniska utvecklingsarbetet har kombinerat modellering och laboratorietester vilket lett till utveckling av befintliga standarder för belastningsratings. För transformatorer visade sig termiska modeller och laboratorietester vara relativt generella och enkla att skalera. Den termiska modell som användes för att utvärdera den dynamiska belastningsförmågan av transformatorerna har gjorts öppet tillgänglig för andra att nyttja och vidareutveckla.¹⁵ Som beskrivet ovan kräver kablar mer detaljerade utvärderingar och blev i den första fasen av denna strategi därför inte lika högt prioriterade. Särskilt komplicerat blev analysen av de ställverk som används av Liander eftersom installationernas utformning och komponenternas konstruktion varierar kraftigt och har en unik teknisk utformning.¹⁶

Som en del av detta arbete har digitalisering, förbättrade mätmetoder och ett förstärkt dataunderlag varit avgörande för att minska osäkerheter kring nätets faktiska tillstånd, kapacitetsgränser och hur detta kan komma att förändras och utvecklas över tid. En särskild teknisk och planeringsmässig utmaning har varit den så kallade "osynliga" efterfrågeökningen, som uppstår när befintliga kunder successivt ökar sin belastning utan att nya anslutningar tillkommer. Ett tydligt exempel är övergången från gas till elvärme, där den faktiska belastningen i nätet ökade snabbare än vad traditionella prognos- och planeringsmodeller fångat upp. Direktkontakt med kunder har därför varit viktig för att bättre förstå och reducera överskattningar, eller underskattningar, och hur förändrade lastmönster kan komma att påverka hur mycket kapacitet som kan frigöras över tid.

När Liander började implementera dynamiska ratings över året hindrades detta av att programmet för lastflödesberäkningar som de använder i sin verksamhet,

¹⁴ Nazir, Z. & Bollen, M. (2024). *Stokastisk dynamisk belastningsförmåga för transformatorer* (Energiforskrapport 2024:1009). Energiforsk. Hämtad från <https://energiforsk.se/media/33408/2024-1009-stokastisk-dynamisk-belastningsfo-rma-ga-fo-r-transformatorer.pdf>

¹⁵ Alliander. (2025). *Transformer thermal model* (Version 1.x) [Källkod]. Hämtad från <https://github.com/alliander-opensource/transformer-thermal-model>

¹⁶ Liander, personlig kommunikation, 10 december 2025.

Vision, inte kunde hantera flera belastningsgränser per komponent. Följden blev en återgång till en enda driftsgräns per anläggning som manuellt uppdateras vid behov. Efter att nya ratings producerats för utpekade komponenter kunde dessa införas snabbt i verksamheten: "just start calculating, produce numbers and use the numbers... [focus was] quick wins and produce space in the grid."¹⁷

För att möjliggöra denna utveckling har ett förstärkt dataunderlag varit avgörande för genomförandet och består av två huvudsakliga områden:

- sensorer som stödjer modellutvecklingen (temperatur- och strömdata från utvalda representativa anläggningar),
- sensorer med direkt operativ funktion, såsom kongestionsskydd och termisk övervakning som är direkt kopplade till SCADA och kontrollrummet.

Målet har inte varit att övervaka allt: ett fullständigt sensorutbyggt nät vore kostsamt och skulle generera onödigt mycket data. I stället bygger strategin på modellering som verifieras genom mätningar i ett urval av stationer och komponenter för att kunna följa och utvärdera strategin över tid. Allt eftersom arbetet fortskridit har insamlade data gradvis kunnat förbättra modellernas precision och rör sig närmare och närmare att kunna drifva komponenterna närmare kapacitetsgränsen. På detta sätt har ett strukturerat arbetssätt etablerats för att följa upp konsekvenserna av högre belastningar, särskilt vad gäller temperatur, livslängd och behov av underhåll.

Norge - MaksGrid

Det norska projektet MaksGrid utgår från hypotesen att 25 % kapacitet kan frigöras med en kombination av åtgärder, varav en är DLR. I MaksGrid kombineras DLR med sannolikhetsbaserad planering och drift samt konsekvensminskande åtgärder så som smartare skyddsinställningar på systemnivå.¹⁸

Projektet kommer att vidareutveckla tidigare analyser för dynamisk belastbarhet som utförts på systemnivå med hjälp av historiska data och ett prediktivt angreppssätt. Målet med vidareutvecklingen är att skapa en utökad datamodell för dynamisk kapacitetsberäkning på systemnivå som kan hantera dynamisk lastkapacitet även i komplexa anläggningar och som tar hänsyn till sannolikhetsberäkningar och kriterier. Analysen ska ge insikter i kapacitet även i felsituationer och hur dessa kan hanteras och åtgärdas.

Varje lösning som ska testas i projektet har kommersiellt potential, men vid tester har det visat sig vara svårt att realisera full potential. Detta på grund av de flertalet beroenden som finns mellan de enskilda lösningarna, samt mellan de enskilda lösningarna och de system och behov som finns hos deltagande nätföretag.

Exempel från inledande studier som gjorts på 110kV kraftledningar under en 7 månaders period mellan oktober och april visade att:

¹⁷ Liander, personlig kommunikation, 10 december 2025.

¹⁸ The Norwegian Smartgrid Centre. (u.å.). *Projekt: MaksGrid* [Webbsida]. Smartgrids. Hämtad från <https://smartgrids.no/prosjekt-maksgrid/>

- Ledningen arbetar alltid 10 % under sin kapacitet med statisk linjerating.
- 90 % av tiden finns 20 % extra kapacitet tillgänglig
- 60 % av tiden finns 40 % extra kapacitet tillgänglig.¹⁹

4.3 DIGITALISERAD OCH AKTIV SYSTEMDRIFT I DISTRIBUTIONSNET

Detta delkapitel redogör ett urval digitala verktyg och avancerade styr- och skyddsfunktioner ämnade för operativt stöd i distributionsnäten för att möjliggöra ett högre kapacitetsutnyttjande i befintlig infrastruktur.

Digitaliserad och aktiv systemdrift omfattar flera funktionella nivåer, från operatörsstöd och beslutsunderlag i kontrollrum, via aktiv styrning av nätets topologi, spännings- och effektflöden, till skydds- och säkerhetsfunktioner som sätter ramarna för hur nära nätets tekniska gränser det kan drivas. I kapitlet görs skillnad mellan systemvård, avancerat systemskydd och aktiv systemhantering. Begreppen avser olika funktionella nivåer i styrning och skydd av elnätet och kännetecknas av olika tidsskalor, beslutslogik och tekniska åtgärder. Gemensamt för dessa lösningar är att de möjliggör en mer dynamisk och situationsanpassad drift jämfört med traditionella, statiska arbetssätt, och därigenom kan bidra till att frigöra kapacitet eller skjuta upp behovet av nätförstärkningar.

Tabell 4 sammanfattar operativa åtgärder som används i drift för att hantera ett mer ansträngt nätläge. Åtgärderna förekommer både i distributions- och transmissionsnät, men redovisas här utifrån deras betydelse för kapacitetsutnyttjande i distributionsnäten. Notera att värderingen av åtgärder inte gäller för samtliga fall. Omkonfigurering av nätvägar kan vara väldigt effektivt om nätkapacitet finns tillgänglig via omkoppling men kan på samma sätt vara ineffektivt om driftomläggningen inte flyttar flöden till outnyttjade nätdelar. Topologi och nätstruktur är väsentliga och analys behöver göras för varje fall.

Tabell 4. Kvalitativ utvärdering av tekniker för aktiv systemhantering och deras förmåga att frigöra kapacitet i elnätet. Källa: DNV, 2025.

Åtgärder	Påverkansområden					Primär nätnivå
	Kapacitet	Underhåll	Livslängd	Kostnad	Operationell risk	
Omkonfigurering av nätvägar	☑☑	☑☑☑	☑☑	☑☑☑	☒	TSO/ DSO
Effektflödeskontroll	☑	☑	☑☑	☑☑☑	☑	TSO/ DSO
Avancerade skyddssystem	☑	☑☑	☑☑	☑☑☑	☒☒	TSO/ (DSO)
AI-stödda kontrollrum	☑	☑☑☑	☑☑☑	☑☑	☑	TSO/ DSO

Tabell 2 Legend för Tabell 4:

☑:	Låg positiv påverkan
☑☑:	Medel positiv påverkan
☑☑☑:	Hög positiv påverkan
☒:	Låg negativ påverkan
☒☒:	Medel negativ påverkan
☒☒☒:	Hög negativ påverkan

¹⁹ DNV, personlig kommunikation, 3 februari 2026.

4.3.1 AI-stödda kontrollrum

AI-stödda kontrollrum och beslutsstöd används i ökande utsträckning för att analysera stora datamängder, identifiera mönster och stödja operatörer i att drifva nätet närmare dess tekniska gränser. Dessa verktyg kombinerar maskininlärning, avancerad analys och realtidsdata för att stödja operatörer i prognoser, feldetektering och beslut om styrning och omkoppling. Implementerade exempel är fortfarande få inom detta område men det pågår en mängd aktivitet inom forsknings och utveckling.

Exempel från piloter och projekt

- I Norge pågår arbete inom projektet IDE och Smartgrid Centre med AI-baserad analys som beslutsstöd i driftcentraler, bland annat för feldetektering och prediktiv analys.
- Inom Energiforsks program Elnätens hållbara digitalisering och teknikutveckling finns publicerade rapporter och pågående projekt med fokus på AI-baserade prognosmodeller för efterfrågan på el, vilket kan utgöra beslutsstöd för nätoperatörer i planering och drift.²⁰

4.3.2 Omkonfigurering av driftläggning

Omkonfigurering innebär dynamisk eller planerad driftomläggning för att fördela belastningen på ett mer optimalt sätt och utnyttja tillgänglig kapacitet i nätet. Om åtgärderna vidtas automatiskt med hjälp av avancerade mjukvarualgoritmer kan effektiviteten och belastningsförmågan i systemet öka avsevärt. Omkoppling kan leda till minskad överbelastning och förbättrad driftsäkerhet.

4.3.3 Effektflödeskontroll

Nät är utrustade med flera styrbara enheter, vars styrning kanske inte är centralt koordinerad. Förbättrad central styrning av dessa enheter kan öka nätkapaciteten. Dessutom kan brytarinställningar ändras, vilket minskar systemförluster och därmed ökar den kapacitet som är tillgänglig för marknaden.

4.3.4 Avancerat systemskydd

På DSO-nivå (< 20 kV) finns nivåer av olika skydds- och kontrollsystem för att snabbt och selektivt koppla bort fel som kortslutningar eller jordfel, för att skydda både utrustning och personer. Dessa system består vanligtvis av ström- och spänningsmätande reläskydd som skickar signaler till brytare när ett fel detekteras. Inställningarna sätts utifrån normaldrift samt ett begränsat antal fördefinierade reservdriftfall.

Denna traditionella skyddsfilosofi innebär att inställningarna ofta är statiska, konservativa och baseras på värsta möjliga driftfall. För att fullt ut kunna implementera dynamisk och flexibel driftläggning kan dessa statiska och konservativa skyddsinställningar vara ett hinder. En mer dynamisk driftläggning

²⁰ Energiforsk. (u.å.). *Elnätens hållbara teknikutveckling och digitalisering* [Webbsida]. Hämtad från <https://energiforsk.se/program/elnetens-hallbara-teknikutveckling-och-digitalisering/>

som samtidigt uppfyller en säker felbortkoppling innefattar digitaliserade och samordnade skydd som kan hantera ökad komplexitet och ändrad driftläggning. Sådana skyddssystem kan programmeras för att justera utlösningstillstånd dynamiskt baserat på data och dataanalys i stället för att hålla sig till konstanta och konservativa värsta-fallsinställningar. Därtill måste systemskyddets underliggande antaganden moderniseras för att hantera nät med mer distribuerade resurser, mer varierande driftlägen och högre komplexitet. Skyddsfunktioner som utvecklades för ett nät med enkla, förutsägbara effektlöden är inte längre optimala när effektlöden snabbt kan ändras av exempelvis lokal produktion, lagring eller automatiserade omkopplingar.

4.3.5 Aktiv systemdrift

Aktiv systemhantering avser kontinuerlig, data- och prognosbaserade verktyg som används för att styra, övervaka och optimera elnätets drift i realtid. Internationella erfarenheter visar att aktiv systemhantering ofta är en förutsättning för att tekniska kapacitetsökande åtgärder ska kunna utnyttjas till sin fulla potential. Implementering kräver ibland förändrade arbetssätt, nya kompetenser och investeringar i mät- och styrsystem. Inom transmissionsnät finns det högre nivå av implementering av dessa lösningar och de kräver anpassningar för distributionsnät givet att de i större utsträckning:

- Saknar full synlighet
- Har felaktigheter i registrerad/kartlagd/dokumenterad topologi
- Har en högre komplexitet och heterogen kundflora.²¹

Aktiv systemdrift är ett konceptuellt och operativt system och ska ej ses som ett färdigt tekniskt system med standardiserad design. Dessa system kännetecknas av följande egenskaper:

- Övervakar nätets tillstånd i (nära) realtid, inklusive belastning, spänning och termiska begränsningar i kritiska nätkomponenter.
- Identifierar lokala flaskhalsar dynamiskt, snarare än att anta att de alltid är aktiva.
- Utfärdar automatiserade styr signaler till de systemskydd som installerats för anslutna resurser (produktion, lagring eller förbrukning) när driftsgränser riskerar att överskridas.
- Återställer tilldelad kapacitet omedelbart när begränsningen inte längre är behövs för att upprätthålla säker drift.²²

Detta innebär att kapacitet som annars reserveras för extrema situationer (N-1 eller topplast) kan utnyttjas under normal drift.

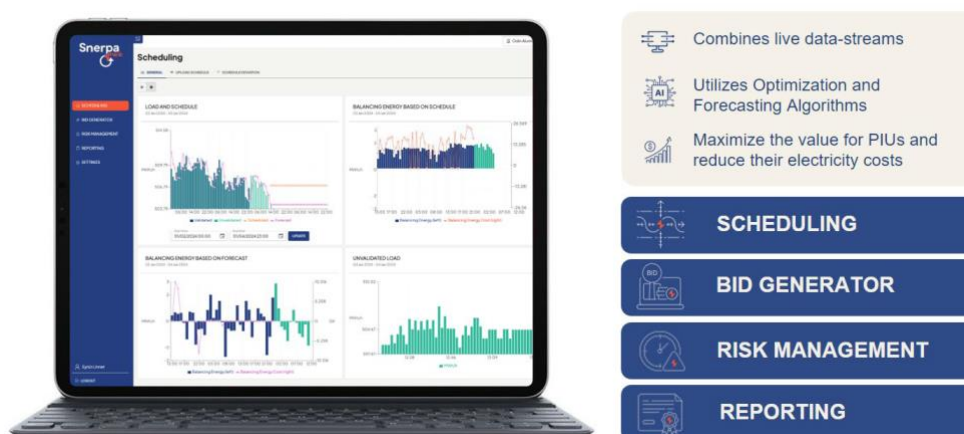
²¹ International Smart Grid Action Network. (2025). *WG6 discussion paper on active system management by DSOs*. Hämtad från <https://www.iea-iscan.org/wp-content/uploads/2025/01/2025-ISGAN-WG6-Discussion-Paper-on-Active-System-Management-by-DSOs.pdf>

²² Monterde, M. R., Álvarez, E. F., & Valarezo, O. (2025). *Non-firm grid connections: A review of access types, mechanisms, and regulatory frameworks*. *Current Sustainable/Renewable Energy Reports*, 12(1), 23. Hämtad från <https://doi.org/10.1007/s40518-025-00268-7>

Norge – MaksGrid

I MaksGrid kommer systemhanteringslösningar utvecklas och testas för att öka kapaciteten och möjliggöra effektiv återhämtning efter incidenter. Regionala projekt ska etableras för att demonstrera hur digitala verktyg och ökat samarbete mellan stora konsumenter, nya produktionsanläggningar och nätföretag kan frigöra kapacitet i elnätet.

En del av lösningen består av det isländska företaget Snerpapower som utvecklat avancerade systemstöd, se Figur 1. Verktøget möjliggör automatisering av energischemaläggning, budgivning och rapportering, kontinuerlig handel på balansmarknader, hantering av industriella energirisker samt uppfyllnad av hållbarhets- och ekonomiska mål. Systemet används för närvarande av stora industriföretag för att effektivisera sin energihantering. Industrin som använder plattformen upplever en minskning av obalanserad energi med 25–95 % och 99 % prognosnoggrannhet. Lösningen kan utökas till DSO:er för att ge mer flexibilitet och bättre utnyttjande av tillgångar vilket ska utvecklas i projektet.



Figur 1. Konceptbild över Snerpapowers produkt för avancerat systemstöd som ska testas och vidareutvecklas inom MaksGrid. Källa: The Norwegian Smartgrid Centre. (2024, 31 oktober). *Fornybar Norge – webinar* [PDF]. <https://smartgrids.no/app/uploads/2024/12/2024-10-31-Webinar-Fornybar-Norge.pdf>

Storbritannien – Aktiv systemhantering avgörande i projektet Flexible Plug and Play

Under 2011–2014 utfördes piloten Flexible Plug and Play i Storbritannien där aktiv systemhantering med realtidsövervakning och styrning användes för att dynamiskt justera kapacitetsgränser för anslutna resurser. I piloten testades fullt flexibel anslutning där nätet kan begränsa effekt i realtid utan förhandsavisering, enligt förutbestämda upp- eller nedregleringsramar. Resultatet av piloten pekade på besparingar på anslutningskostnaden på uppemot 87 % och en förkortad ledtid från ansökan till anslutning på uppemot 57 %.²³

²³ UK Power Networks. (u.å.). *Flexible Plug and Play*. [Webbsida]. Hämtad från <https://innovation.ukpowernetworks.co.uk/projects/flexible-plug-and-play>

Tyskland – Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)

Den tyska lagstiftningen Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) inför krav på att vissa förbrukningsenheter ska vara styrbara av DSO. Laster såsom EV-laddare, batterier, värmepumpar och liknande, med en kapacitet över 4,2 kW, måste enligt EnWG vara möjligt att fjärrstyras av DSO vid behov.²⁴

Spanien – Sandlådor för aktiv systemhantering

Spanien har infört ett regulatoriskt ramverk för sandlådor för test av fullt flexibla lösningar för aktiv systemhantering i drift tillsammans med DSOs och teknikleverantörer inför en bredare implementation. Detta är en pilot-miljö där tekniska och operativa metoder för flexibel anslutning kan testas i verkliga distributionsnät under kontrollerade regulatoriska villkor. Syftet är att utvärdera hur lösningar för aktiv systemhantering och flexibilitetsstyrning fungerar i praktiken innan systemen normaliseras i regelverket.²⁵

4.3.6 Systemvärn

Systemvärn skiljer sig från konventionella och avancerade reläskydd genom att de inte primärt syftar till att selektivt isolera ett lokalt fel, utan till att skydda hela systemets funktion vid allvarliga störningar. Medan reläskydd hanterar fel på komponentnivå aktiveras systemvärn när systemets stabilitet, övergripande spänningsnivåer eller belastningsförhållanden riskerar att utvecklas i en oönskad riktning. Om nätet ska kunna drivas närmare sina nominella driftsgränser ökar kraven på snabba, tillförlitliga och automatiserade åtgärder vid avvikelser eller störningar. Åtgärder kan vara till exempel lastfrånkoppling, automatiserad sektionering, nödbaserade topologiändringar eller snabb aktivering av reserver.

Det finns i dagsläget få publikt dokumenterade exempel eller fallstudier som belyser kostnader, nytta och organisatoriska konsekvenser av sådana lösningar i distributionsnät, varför området främst kan identifieras som en nödvändig möjliggörare snarare än en etablerad åtgärd med kvantifierade effekter.

Systemvärn bidrar i detta sammanhang till ökad robusthet och kontroll men ersätter inte de åtgärder som adresserar de grundläggande orsakerna till kapacitetsbristen. I likhet med klimatanpassning inom klimatpolitiken stärker systemvärn systemets motståndskraft mot extrema händelser, men de löser inte i sig de strukturella kapacitetsutmaningarna.

Norge – MaksGrid

Inom MaksGrid ska en vägkarta för implementering av fullt automatiserade och dynamiska systemvärn för TSO:n att utvecklas som sträcker sig fram till 2050.²⁶ Vilket säger något om mognads- och implementeringsgraden i dagsläget. Statnett

²⁴ Bundesnetzagentur. (u.å.). *Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen*. Hämtad från <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Vportal/Energie/SteuerbareVBE/artikel.html?nn=877500>Hämtad från <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Vportal/Energie/SteuerbareVBE/artikel.html?nn=877500>

²⁵ CNMC, personlig kommunikation, 20 november 2025.

²⁶ The Norwegian Smartgrid Centre. (2024, 19 november). *MaksGrid – Tester teknisk innovasjon og digitalisering for å realisere mer dynamisk og effektiv drift og utnyttelse av nettet* [PDF]. <https://smartgrids.no/app/uploads/2024/11/2024-11-19-Webinar-MaksGrid.pdf>

har inom projektet ASAP analyserat hur mer avancerade skyddslösningar och samordning mellan systemskydd och systemtjänster kan stabilisera nätet vid störningar. Potentialen bedöms finnas, men den praktiska påverkan på tillgänglig nätkapacitet är ännu inte fastställd. Arbetet från ASAP-projektet kommer att tas vidare inom MaksGrid där en pilot för systemkoordination mellan TSO och DSO samt utveckling av dynamiska systemvärn kommer vara i fokus.

5 Operativa åtgärder

Detta kapitel behandlar operativa åtgärder hos nätbolag som påverkar hur befintlig nätkapacitet används i praktiken. Fokus ligger på driftprinciper, riskvärdering och beslutslogik, samt hur dessa faktorer påverkar i vilken utsträckning tekniska möjligheter som beskrivits i föregående kapitel faktiskt kan tas i bruk.

5.1 RISKVÄRDERING, BESLUTSLOGIK OCH OPERATIVA ÅTGÄRDER VID ÖKAT KAPACITETSUTNYTTJANDE

Vid ökat kapacitetsutnyttjande belastas infrastrukturen närmare sina nominella gränser, vilket innebär minskade säkerhetsmarginaler, och i förekomna fall att N-1 inte längre kan säkerställas.²⁷ Detta ökar betydelsen av hur sällsynta men allvarliga händelser hanteras i drift och hur systemets robusthet beaktas i operativa beslut. Förslagsvis kan åberopande av villkorade avtal, igångkörning av reservkraftverk eller som sista åtgärd bortkoppling av last tillhöra hantering av svåra driftsituationer.²⁸

Eftersom överskridande av olika tekniska gränser har olika konsekvensprofil påverkar detta hur stora säkerhetsmarginaler som behöver tillämpas i kapacitetsbedömningen. Termiska begränsningar kan i vissa fall hanteras genom tidsdifferentiering eller operativa åtgärder, medan stabilitetsrelaterade begränsningar ofta kräver mer konservativ tillämpning.²⁹

Alla elnät planeras och analyseras utifrån både normaldrift (N-0), där nätet ska klara förväntade belastningsnivåer utan överskridande av tekniska gränser, och reservdrift (N-1), där nätet ska kunna hantera bortfall av en komponent utan oacceptabla konsekvenser. Riskbedömningar görs kontinuerligt där konsekvensen av möjliga fel analyseras och i vissa fall beaktas sannolikheten översiktligt. Detta skiljer sig dock från probabilistisk riskanalys (PRA) där sannolikhet och konsekvens modelleras systematiskt och kvantitativt.³⁰

Vanligtvis värderas konsekvens av avbrott utifrån antalet berörda elkunder eller typer av viktiga kunder (Noterbart att många samhällsviktiga kunder såsom sjukhus eller större industrier har egen reservkraft för att hantera avbrott). Vidare bedöms hur lång tid ett möjligt fel tar att återställa. Tex är ett träd påfall på luftledning ofta snabbt övergående medan ett brott på sjökabel kan ta lång tid att reparera. Till konsekvens adderas sannolikheten för ett givet fel, dvs statistiskt hur ofta felet förväntas uppstå.

²⁷ DNVs underlagsrapport till Energiforsk.

²⁸ Hilber, P., Dahlin, C. & Dahlgren, L. (2020). *Hybridmetod för riskbaserad värdering av driftsäkerhet* (Energiforskrapport 2020:675). Energiforsk. Hämtad från hybridmetod-for-riskbaserad-vardering-av-driftsakerhet-energiforskrapport-2020-675.pdf

²⁹ Abrahamsson, L. (2017). *Risker i drift av elkraftsystemet och konsekvenser av olika accepterade risknivåer* (Energiforskrapport 2017:41). Energiforsk. Hämtad från risker-i-drift-av-elkraftsystemet-och-konsekvenser-av-olika-accepterade-risknivaer-energiforskrapport-2017-412.pdf

³⁰ Hilber et al., 2020.

Notera att olika strategier kan vara aktuella för att mitigera risker. Det kan vara allt från höjd beredskap, tillgängliggöra reservkraftverk eller såklart om- eller nybyggnation av elnätet.³¹

När marginalerna minskar får bedömningen av konsekvenser vid fel en större betydelse för kapacitetsbeslut och driftstrategier. Riskvärdering vid ökat nyttjande handlar därmed i hög grad om hur operativa åtgärder används för att begränsa konsekvenser och möjliggöra återställning inom givna driftsäkerhetskrav.³²

5.1.1 Probabilistisk riskanalys

Probabilistisk riskanalys (PRA) innebär inte i sig att högre risk accepteras, utan syftar till att ge en mer nyanserad förståelse av risk som en funktion av sannolikhet och konsekvens. Till skillnad från deterministiska kriterier, såsom N-1, möjliggör PRA en explicit analys av både sannolikheten för olika störningar och de konsekvenser dessa kan medföra under olika driftförhållanden.³³ I ett elsystem med ökande investeringsbehov, högt kapacitetsutnyttjande samt hög andel väderberoende produktion och komplexa flödesmönster ökar betydelsen av metoder som säkerställer att säkerhetsmarginaler är proportionerliga till faktisk risk och som kan hantera ett mer dynamiskt och decentraliserat system. Som nämnt finns krav för TSO:er i EU att utveckla en gemensam metod för PRA. Givet den stora andel data och analyskraft metoden kräver, kan det innebära att tröskeln för implementering blir högre på DSO än TSO-nivå.

PRA används idag främst som ett analytiskt beslutsstöd i drift-, underhålls- och planeringssammanhang, särskilt i situationer där elsystemet körs nära sina tekniska gränser. I vissa scenarier kan en sådan analys visa att befintliga marginaler är mer konservativa än vad riskbilden motiverar, vilket potentiellt kan möjliggöra ett högre kapacitetsutnyttjande i befintliga nät. Samtidigt kan samma angreppssätt i andra situationer leda till en mer restriktiv bedömning av tillgänglig kapacitet om riskerna bedöms vara större än vad deterministiska angreppssätt resulterade i.

För att probabilistiska metoder ska kunna tillämpas bredare krävs utveckling av regelverk och tillsyn i takt med metodutvecklingen. PRA befinner sig idag huvudsakligen på analys- och utvecklingsnivå och saknar ännu den regulatoriska förankring som krävs för att tillämpas brett i operativa beslut inom befintliga regelverk.³⁴ Fortsatt metodutveckling och forskning pågår bland annat inom projekt som Garpur³⁵.

5.2 INTERNATIONELLA EXEMPEL

Bland de studerade länderna är det i dagsläget framför allt Nederländerna som konkreta exempel på implementation har identifierats. Detta kanske på grund av

³¹ DNVs underlagsrapport till Energiforsk.

³² DNVs underlagsrapport till Energiforsk.

³³ Hilber et al., 2020.

³⁴ DNVs underlagsrapport till Energiforsk

³⁵ SINTEF. (u.å.). *Garpur: Grid-forming Power Units for Resilient Power Systems* [Webbsida]. Hämtad från <https://www.sintef.no/en/projects/2013/garpur/>

den situation som landet ställts inför under de senaste åren med ett starkt tryck på elsystemet. Kapacitetsbegränsningarna påverkar idag en stor del av näringslivet: enligt en nationell statusrapport berörs omkring 90 % av företagen i landet direkt eller indirekt och över 12 000 företag står i kö för nya eller utökade nätanslutningar. Kapacitet i elnäten har därmed blivit en tydlig begränsning för den ekonomiska utvecklingen.^{36,37} För att hantera osäkerheter och testa nya lösningar har en struktur för regulatoriska sandlådor och piloter byggts upp i Nederländerna där vissa regler tillfälligt kan frångås för att kunna snabbare komma vidare från koncept till implementering.³⁸

5.2.1 Nederländerna

Liander

Med utgångspunkt i de tekniska analyser som beskrivits i föregående kapitel har Liander utvecklat ett operativt arbetssätt för att successivt öka kapacitetsutnyttjandet genom att bättre förstå tillgångarnas faktiska begränsningar och genom att acceptera en högre, men kontrollerad risknivå i driftbesluten. Arbetet har kombinerat tekniska analyser, digitalisering, förbättrade prognosmetoder och tydliga operativa regler för implementering.

Operativt har Liander etablerat tydliga regler som är lätta att tillämpa brett. En generell övre gräns runt 120 % av nominell belastning används där det är tekniskt rimligt, men äldre anläggningar och vissa komponenter undantas.

För denna strategi är riskbedömningen central, både för att identifiera när avsteg är möjliga och när begränsningar måste kvarstå. I de fall strategin tillämpas görs bedömningen att de ökade kostnaderna understiger värdet av att kunna ansluta fler kunder och därmed öka nätets samhällsekonomiska nyttiggörande.

I praktiken innebär detta en avvägning där eventuella ökade kostnader, exempelvis kopplade till kortare teknisk livslängd eller ökat underhållsbehov, ställs mot värdet av att kunna ansluta fler kunder och därmed öka nyttiggörandet av befintlig nätinфраstruktur.

Genom detta operativa arbetssätt har tekniska möjligheter, såsom dynamisk belastbarhet, kunnat omsättas i praktisk drift genom tydliga beslutsregler och riskbaserade avvägningar.

Ökade förluster accepteras som en följd av den ökade belastningen, då huvudmålet är att ge fler kunder tillgång till nätet då nätinvesteringar är oundvikliga på längre sikt ändå. När det gäller elkvalitet och systemstabilitet har den ökade belastningen inte haft någon påverkan, eventuella utmaningar är främst kopplade till decentraliserad produktion.

Lianders arbetssätt innebär att nätets tekniska marginaler utnyttjas mer aktivt för att möjliggöra fler och tidigare anslutningar inom befintlig infrastruktur. Detta

³⁶ Hopp, K. (2025, 15 januari). *The Netherlands grid congestion: Causes, impacts and solutions* [Webbartikel]. Hämtad från <https://strategicenergy.eu/the-netherlands-grid-congestion/>

³⁷ ACM, personlig kommunikation 27 oktober 2025,

³⁸ ACM, personlig kommunikation, 27 oktober 2025.

medför tydligare avvägningar mellan risken för nätstörningar och minskad tillgänglighet å ena sidan och nyttan av ett ökat kapacitetsutnyttjande å andra sidan. I Nederländerna har denna typ av avvägningar också tydliggjorts i tillsynsmyndighetens ramverk där effektivt kapacitetsutnyttjande och riskhantering betraktas som sammanlänkade frågor.³⁹

TenneT

Intervjuer med transmissionsoperatören TenneT visar att kapacitetsbegränsningar på transmissionsnivå i stor utsträckning betraktas som ett framåtblickande operativt arbete även om det redan idag finns områden med begränsad nätkapacitet. När TenneT beskriver kapacitetsbrister avses i första hand situationer där N-1-kriteriet antingen redan är överskridet, eller där analyser och prognoser tydligt indikerar att kriteriet riskerar att överskridas i framtida driftfall. TenneT framhåller att systemet behöver opereras med marginaler, men betonar samtidigt att det i de flesta fall inte finns någon faktisk utnyttjad kapacitet i traditionell mening. Marginaler beskrivs snarare i relation till driftssäkerhetskrav, där kapacitet begränsas för att säkerställa att systemet kan hantera bortfall av enskilda komponenter. Kapacitetsbristen förstås därmed inte enbart som uttryck för att nätet är fullt utnyttjat i nuläget, utan som ett operativt tillstånd kopplat till framtida belastnings- och reservdriftsituationer.

Diskussioner pågår om hur det kan gå att minska de många säkerhetsmarginaler som byggts upp i varje steg av planeringsprocessen. Idag staplas marginaler på varandra:

“All these [planning] steps have their own, let's say, uncertainty. And combined, you see the effect that we sometimes add on margin on margin on margin. Because every step of the way, they say [...] let's be a bit on the safe side.”

Man är överförsiktig, av goda skäl, men det äter kapacitet. I intervjun framgår att frågor om risk, osäkerhet och sannolikhetsbaserade resonemang, för att komma bort från överförsiktiga marginaler, diskuteras på en övergripande politisk och regulatorisk nivå. TenneT betonar dock att dessa diskussioner hittills inte har lett till några förändringar i de etablerade driftsäkerhetskraven och att de inte ser det som sannolikt, åtminstone i närtid, att utvecklingen går i riktning mot ett mer probabilistiskt angreppssätt.⁴⁰ Betydande kompetens- och metodutveckling skulle behövas innan det anses kunna vara möjligt att på ett säkert sätt implementera. Det skulle även kräva att man på nationell nivå fattar beslut kring vad som anses som en acceptabel risknivå att styra mot. Detta är inte en enkel eller självklar fråga och beror på många olika faktorer vilket är varför det anses kunna ta tid innan ett probabilistiskt riskbaserat synsätt på driftsäkerhetsprinciper kan komma att realiseras. Men diskussionen fortgår och det nederländska energiministeriet har beställt en studie om risknivåer och om nuvarande driftsätt är “tillräckligt säkra” och vad en acceptabel nivå av risk kan tänkas vara.

³⁹ Liander, personlig kommunikation, 7 november 2025.

⁴⁰ TenneT, personlig kommunikation, 14 januari 2026

Samtidigt så understryker TenneT att användandet PRA som underlag för något slags riktvärde för vilken nivå av risk som kan tänkas acceptabel sannolikhet för avbrott är svår att förverkliga och gör en liknelse med trafikregler. Du sätter dig inte i bilen och tänker att en trafikolycka vart tionde år är en rimlig risk, så jag vet hur jag ska köra. Risken är inte något du styr på direkt, styrningen uppstår som ett resultat av alla andra skyddande mekanismer så som trafikljus, bilbälten, tekniska säkerhetssystem och att vi följer hastighetsgränserna. I liknelsen motsvarar hastighetsbegränsningen N-1-kriteriet eller våra tekniska acceptansgränser i elnätet. Problemet är att om vi börjar pressa alla faktorer ända till gränsen vet vi inte hur resultatet blir, kanske bara lite mer risk eller så når vi en tipping point där driftstörningar blir vanliga.

Prognososäkerhet lyfts om en central del av detta arbete. TenneT baserar sina analyser på belastningsprognoser som till stor del tas fram i samverkan med DSO:erna men konstaterar att tillgången till historiska data ofta är begränsad, särskilt för nya kundtyper och tekniker. I många fall finns endast ett fåtal års faktiska driftsdata, samtidigt som nätplaneringen sträcker sig långt fram i tiden. Detta innebär att kapacitetsbedömningar i praktiken behöver göras under betydande osäkerhet.

5.2.2 Norge – MaksGrid

Inom MaksGrid har man tagit sin utgångspunkt i hypotesen att om man frångår att nätet konstant planeras, drivs och underhålls i enlighet med N-1-principen i kombination med redan nämnda tekniska åtgärder för dynamisk rating och aktiv systemdrift kan nätkapaciteten ökas med mellan 10–50 %. Detta utan att försörjningstryggheten äventyras eller att oacceptabla risknivåer introduceras. För att detta ska kunna vara möjligt behövs en uppdaterad definition för driftsäkerhetsprinciper vilket ska utvecklas inom projektet. Ett ramverk ska tas fram för att underlätta för nätbolag att fastställa sina driftsgränser givet de uppdaterade principer som ska utvecklas.

Med ett förbättrat dataunderlag från ökad mätning och digitaliseringsstrategier siktar man på att förstärka den operativa förmågan till en koordinerad riskutvärdering och mitigering mellan TSO och DSO:er. En del av detta arbete blir att gemensamt arbeta fram operativa strategier för att minska konsekvenser vid fel samt för att skapa tydliga roller och ansvar om fel skulle uppstå. Vart behövs det buffertar och vem ansvarar för att aktivera vilka åtgärder? Detta är den typ av operativa frågor man ska besvara för att skapa en holistisk bild av risk och drift av nätet bortom det egna nätområdet.⁴¹

⁴¹ DNV, personlig kommunikation, 3 februari 2026.

6 Avtalsbaserade åtgärder och tilldelningsprinciper

Hur nätkapacitet formellt tilldelas genom avtal är avgörande för hur effektivt elnäten kan utnyttjas i praktiken. Traditionella anslutningsavtal bygger i regel på fasta rättigheter till en viss effekt, tillgänglig dygnet runt och året om. Denna modell skapar förutsägbarhet för kunden men innebär samtidigt att nätkapacitet reserveras även under perioder då den inte utnyttjas. I områden där efterfrågan ökar kraftigt kan detta resultera i ett ineffektivt nyttjande av teoretiskt sett tillgänglig nätkapacitet och växande anslutningsköer. Genom att knyta tilldelad kapacitet till definierade villkor kan nätoperatörer i större utsträckning tilldela kapacitet baserat på faktisk användning snarare än på maximala, statiska antaganden. Avtalens utformning påverkar dock inte enbart nätets tekniska utnyttjande, utan också hur risker, kostnader och ansvar fördelas mellan nätoperatörer och kunder.

Detta kapitel belyser hur olika typer av villkorade och flexibla anslutningsavtal har utformats och tillämpats internationellt, hur de samverkar med operativa styrmekanismer samt hur prioriterings- och tilldelningsramverk används för att hantera konkurrens om begränsad nätkapacitet. Fokus ligger på praktiska erfarenheter av implementering och på de avvägningar som krävs mellan effektivt nätutnyttjande, förutsägbarhet för kunder och systemets långsiktiga robusthet.

6.1 ÖVERSIKT AVTALSMODELLER

Enligt EU Direktiv 2024/1711 ska alla medlemsstater utveckla regulatoriska ramverk som möjliggör för systemoperatörer att erbjuda icke-fasta anslutningsavtal i områden med kapacitetsbegränsningar. ACERs förslag på nätkoder för efterfrågefleksibilitet innehöll även principer för hur dessa anslutningsavtal kan koordineras med lokala flexibilitetsmarknader.

Icke-fasta avtalsformer innebär att nätoperatören har möjlighet att styra eller helt koppla från en påkopplad last vid behov. Huvudsakligen består icke-fasta avtal av följande delar:^{42,43,44}

- Curtailment⁴⁵-strategi: Hur nätet får reducera tilldelad kapacitet, t.ex. sist in först ut-principer (LIFO), en jämn fördelning av curtailment bland påkopplade laster (pro-rata), eller ett förbestämt statistiskt gränsvärde för belastning där curtailment triggas vid överskridelse.
- Kompensation: Till exempel lägre tariffer eller reducerade anslutningsavgifter som kompensation för risken av curtailment.

⁴² International Energy Agency. (2022). Unlocking the potential of distributed energy resources. Hämtad från <https://www.iea.org/reports/unlocking-the-potential-of-distributed-energy-resources>

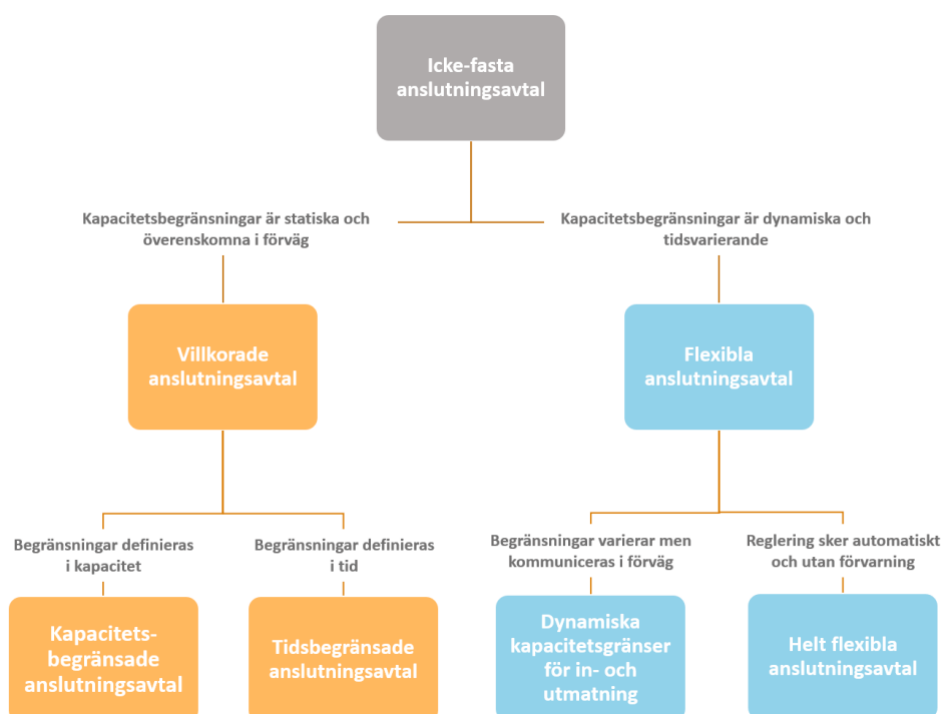
⁴³ Monterde et al., 2025.

⁴⁴ Tennbakk, B., Attlmayr, D., & Jebsen, S. H. (2022). Conditional grid connections: A literature review (Report No. 2022-21). THEMA Consulting Group. På uppdrag av Energimarknadsinspektionen. ISBN 978-82-8368-119-2.

⁴⁵ Curtailment: nedreglering eller fränkoppling av produktion eller förbrukning utan behov av en motjustering av last på annan plats i systemet.

- Avtalets längd: Villkorade avtal är tillfälliga avtal tills förstärkning är möjlig.
- Begränsningsnivåer: Maximal grad av curtailment och hur den har definierats.
- Roller och ansvar: Vilka aktörer som är inblandade (DSO, kund, eventuell aggregator) och vilka signaler och kommunikationsprotokoll som används.

De olika avtalsformer som tagits fram och testas kan klassificeras från helt fasta avtal till fullt dynamiska icke-fasta arrangemang. Uppdelningen Figur 2 visar två grenar av icke-fasta avtalsformer: villkorade avtal och flexibla avtal, som innefattar olika grader av garanterad kapacitet, förutsägbarhet för kunden samt operativ frihetsgrad för nätoperatören. Detta är en konceptuell illustration för att enkelt kunna peka på specifika lösningar inom ramen för denna omvärldsstudie. Den reflekterar inte en standardiserad regulatorisk terminologi.



Figur 2. Schema över generella typer av icke-fasta anslutningsavtal. Anpassad från: Monterde, et al., 2025.

Villkorade avtal omfattar statistiskt villkorade avtalsformer, där kapaciteten är begränsad enligt förutbestämda och transparenta regler. Begränsningarna kan vara:

- Effekt/kapacitetsbaserade, där maximal tillåten effekt sätts lägre än den efterfrågade,
- Tidsbaserade, där tillgången till full kapacitet är begränsad till vissa timmar, dagar eller säsonger.

I dessa avtal är villkoren kända i förväg och förändras inte beroende på realtidsdrift. De används ofta som övergångslösningar för att möjliggöra tidigare anslutning innan nätförstärkningar är genomförda. Statistiskt villkorade avtal ökar

nätets utnyttjande jämfört med fasta avtal, men är fortfarande konservativa eftersom begränsningarna tillämpas även när nätet i praktiken har ledig kapacitet.

I flexibla avtalsformer kan kapacitetsbegränsningarna variera i realtid men är kommunicerade i förväg till kunden via automatiserade kommunikationssystem innan varje dispatch-intervall som sker varje 5-15min. Den mest flexibla varianten av avtalsformer är de där reglering kan ske oförutsett, utan förvarning till kund och i realtid med stöd av ett system som möjliggör aktiv systemdrift och styrning. Hur styrningen tekniskt och praktiskt går till är alltid definierat i anslutningsavtalet.

Att kvantifiera tillgänglig effekt att fördela i icke-fasta avtalsformer är dock inte en exakt vetenskap då tillgänglig kapacitet fluktuerar över säsonger och tid, över tid förändras även sammansättningen av kundfloran, typer av laster och produktion ansluts i olika delar av nätet vilket sammantaget påverkar situationen i nätet.

6.1.1 Internationella erfarenheter

Internationella erfarenheter visar att icke-fasta avtal, särskilt i kombination med aktiv systemhantering, kan möjliggöra väsentligt snabbare anslutning av nya laster och ett högre utnyttjande av befintlig nätkapacitet. Effekterna är tydligast i länder med standardiserade avtalsformer och regulatoriskt mandat för dynamisk kapacitetstilldelning, till exempel Storbritannien och delvis Nederländerna.^{46,47}

Nederländerna – Flexibla och villkorade anslutningsavtal

Den ansträngda situationen i Nederländerna har lett till att regeringen initierat det nationella åtgärdsprogrammet *Landelijk Actieprogramma Netcongestie* (LAN).⁴⁸ Inom ramen för detta program sker ett formaliserat samarbete mellan tillsynsmyndigheten ACM, TenneT, DSO:erna, samt andra relevanta aktörer såsom kommuner och regioner. Programmet syftar bland annat till att tydliggöra ansvarsfördelning, skapa förändrade incitament och möjliggöra regulatoriska justeringar för att hantera kapacitetsbristen. I detta sammanhang har ACM fått en mer aktiv roll.

Under intervjun med Liander uttrycktes det att traditionell flaskhalshandling inte är en skalbar lösning på kapacitetsutmaningen och att fokus behövde flyttas till marknadsdesign. Det innebär att kapacitetsfrågan i högre grad hanteras genom tariffstruktur, incitament och standardiserade avtal snarare än genom aktivering av flexibilitetslösningar i enskilda flaskhalsar.⁴⁹ Större kunder (från 1 MW och uppåt) är numera skyldiga att informera sitt nätbolag om hur flexibla de kan vara, och erbjuda denna flexibilitet till nätbolaget vid behov.⁵⁰ Om kapacitetsbehovet ska lösas med traditionell nätutbyggnad skulle nätavgifterna motsvara uppemot 60–70

⁴⁶ Tennbakk et al., 2022.

⁴⁷ Monterde et al., 2025.

⁴⁸ Ministerie van Economische Zaken en Klimaat. (2022, 20 december). *Landelijk Actieprogramma Netcongestie*. Rijksoverheid. Hämtad från <https://www.energie-nederland.nl/wp-content/uploads/2023/06/Landelijk-Actieprogramma-Netcongestie.pdf>

⁴⁹ Liander, personlig kommunikation 7 november 2025.

⁵⁰ Liander, personlig kommunikation 7 november 2025.

procent av hushållens energiräkning.⁵¹ Redan idag, utan dessa investeringar, ses de traditionella anslutningsavtalen med 24/7-tillgänglighet alltmer som något exklusivt och kostsamt "premium-alternativ", särskilt för större industriella kunder.⁵² Icke-fasta anslutningsavtal har som svar på situationen blivit en uppsättning reglerade produkt i Nederländerna som TSO:n TenneT och DSOerna är skyldiga att erbjuda. Då avtalstyperna ska vara enhetliga i landet behöver en DSO som vill exkludera någon av de reglerade produkterna ansöka om ett undantag hos ACM.⁵³

Icke-fasta avtal har utvecklats inom ramen för ett nationellt arbete, initierat av det nederländska ministeriet i dialog mellan regulator, TSO, DSOs och marknadsaktörer, och har därefter kodifierats i reglering. De avtalsformer som tagits fram hitintills är:

- Helt flexibla avtal (Volledig variabe transportrecht VVTR): 0% garanti, ~50% rabatt på nätavgiften
- Tidsstyrt anslutningsavtal (Tijdgedreven transportrecht TDTR): 85% av året garanteras avtalad effekt, ~50% rabatt på nätavgiften.
 - × Endast för TenneTs kunder men DSOerna arbetar för att säkerställa förutsättningar för att även de ska kunna erbjuda denna avtalsform.
- Tidsbegränsat anslutningsavtal, time block transport right (TBTR): 100% tillgång under specificerade timmar.
 - × Endast för DSO-kunder
- Gruppavtal (Groepscontract GTO): reglerat avtalsarrangemang
 - × Främst för energihubbar, lokalt integrerade energisystem för samordning av el, värme, lagring och flexibilitet.
- Kabelpooling: Delad anslutning mellan upp till fyra parter.

Det mest uppmärksammade alternativet är TDTR-avtalet som lett till nyhetsartiklar som berättar om de 9GW som frigjorts för nya kunder. Avtalet bygger på den andel kapacitet som befintliga kunder inte utnyttjar av sina tilldelade rättigheter över tid, den gröna ytan i

Figur 3. Övrig outnyttjad kapacitet, den blå ytan i figuren, reserveras för fasta avtal för nya kunder som är villiga att betala ett premium för 100% access. TenneT betonar att eftersom nätet är maskat går flöden från A till B via flera alternativa vägar, vilket gör att kapacitet inte kan isoleras till enskilda regioner utan ska ses som en nationell och systemomfattande kapacitetsberäkning.⁵⁴

Belastningen har analyserats över ett helt år, och en varaktighetskurva togs fram. Genom att genomföra denna analys integrerat över hela transmissionsnätet, och ta höjd för samverkan mellan olika noder i ett maskat system, har TenneT beräknat att cirka 9 GW kan göras tillgängligt nationellt under dessa avtalsformer. TenneT understryker dock att denna siffra ska förstås som ett systemiskt aggregerat resultat givet de antaganden som gjorts, inte som fast eller lokalt garanterad

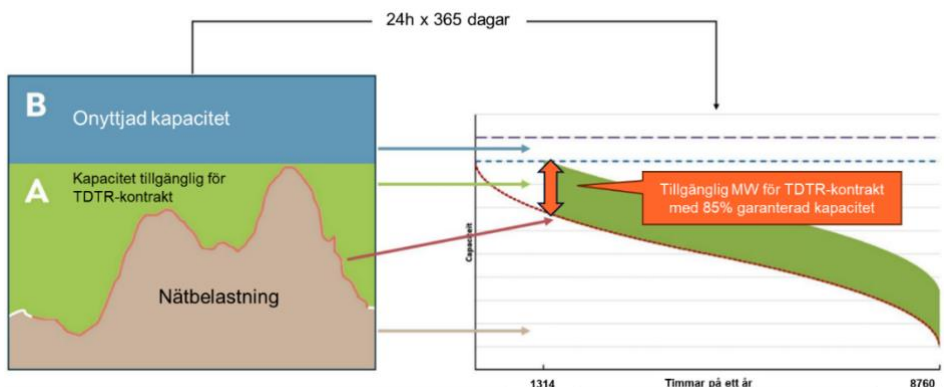
⁵¹ ACM, personlig kommunikation, 27 oktober 2025.

⁵² TenneT, personlig kommunikation, 14 januari 2026.

⁵³ Aliander, personlig kommunikation, 27 februari 2026.

⁵⁴ TenneT, personlig kommunikation, 14 januari 2026.

kapacitet. Då kön för att ansluta till nätet är lång var också intresset från marknaden högt och efterfrågan översteg vida den beräknade volymen, men TenneT har hållit sig till den fastställda beräkningsmetoden och volymen.



Figur 3. Illustration över hur tillgänglig kapacitet för TDTR-avtalen beräknades av TenneT. Källa: TenneT, personlig kommunikation, 14 januari 2026.

Beräkningen bygger på flera explicita antaganden, bland annat att batterier utnyttjar sin tilldelade kapacitet fullt ut vid dimensionerande tidpunkter. TenneT framhåller att dessa antaganden är pragmatiska snarare än empiriskt verifierade, och att osäkerheter i prognoser för tillgänglig kapacitet hanteras genom att komplettera villkorade överföringsavtal med ytterligare flexibilitetsåtgärder för den återstående tiden.⁵⁵

Alternativet för parter att dela på anslutningar, så kallad kabelpooling har också introducerats för att snabba på anslutningstakten och effektivisera nätutnyttjandet. Inledningsvis gällde möjligheten endast sol och vind men har nu utökats för att inkludera producenter, lagring, power-to-x-anläggningar och användare. Delade anslutningar begränsas till max fyra parter och på spänningsnivå från 100kVa och förfrågan anmäls till ACM.⁵⁶ Utöver detta finns även gruppavtal som avtalsarrangemang mellan flera användare och nätoperatören. Likt som för kabelpooling delar användarna på resursen men här definieras den som en angiven kapacitet som delas mellan användarna. Kapaciteten är inte nödvändigtvis kopplad till en fysisk komponent på samma sätt som för kablepooling utan är mer av ett marknads- och avtalsinstrument.⁵⁷

De olika avtalsformerna har rullats ut succesivt under 2024 och 2025 och är fortfarande i en begynnande inlärningsfas för. I sammanhanget blir det också viktigt att ha konsekvent hantering av nya anslutningar och hur befintlig (villkorad) kapacitet i nätet beräknas landets DSOer. Skillnader mellan olika DSOer

⁵⁵ TenneT, personlig kommunikation, 14 januari 2026.

⁵⁶ Autoriteit Consument & Markt. (2024, 20 november). *ACM already gives the green light to cable pooling*. Hämtad från <https://www.acm.nl/en/publications/acm-already-gives-green-light-cable-pooling>

⁵⁷ Autoriteit Consument & Markt. (2025c). *Overzicht en inzicht congestiemaatregelen ACM*. Hämtad från https://www.bouwstenen.nl/sites/default/files/uploads/overzicht-netcongestiemaatregelen-acm_0.pdf

i hur de hanterat dessa frågor skapar vissa utmaningar för ACM. Det pågår därför kontinuerligt arbete för att skapa mer enhetliga processer och ökad transparens.⁵⁸

Nederländerna - Villkorade avtal implementerade av DSO:er

DSOn Stedin har tecknat gruppavtal och tidsbegränsade anslutningsavtal som frigjort över 100 MW under 2023–2024. Stedin rapporterar att under första halvåret av 2024 avtalades motsvarande ~56 MW; totalt ~100 MW under periodens kontrakteringar.⁵⁹ Enexis har implementerat kapacitetsbegränsningskontrakt med pappersbruket Sappi (Maastricht) där Sappi gör 24 MW flexibel kapacitet tillgänglig för DSO:n vid topplasttimmar. Enexis har även kontrakt med leverantörer av förnybar produktion om möjlig reglering av inmatning. Genom att kapacitetsbegränsande kontrakt frigjorde Enexis utrymme för andra anslutningar utan nätförstärkningar men inte publicerat information om hur mycket kapacitet som lyckats frigöras.

Nederländerna - Pilot av flexibelt avtal mellan PepsiCo och Liander

PepsiCo och Liander har tecknat ett pilotavtal för en flexibel anslutning till en av PepsiCos snacksfabriker i Nederländerna som går utanför de fem definierade avtalen i avsnittet ovan. Avtalet är möjligt genom ett tidsbegränsat undantag från gällande nätkoder och tariffregler, beviljat av ACM.⁶⁰

Initiativet tog sin utgångspunkt i PepsiCos arbete med att reducera sina utsläpp från sina värmekrävande produktionsprocesser som drivs av gas i dagsläget. Full direkt elektrifiering bedömdes som tekniskt möjligt men ekonomiskt problematisk, givet det relativt låga priset på gas i förhållande till el. I stället beslutades att elektrifiera ungefär hälften av värmebehovet vilket fortfarande skulle kräva en kraftig ökning av avtalad effekt till fabriken. Då cirka 80 % av energianvändningen var gas och 20 % el, innebar en halvering av gasanvändningen att elanvändningen behövde ungefär tredubblas. Denna ökade kapacitet var inte möjlig att tillgodose från det regionala nätet utan en ny anslutning till en fördelningsstation som var mer avlägset placerad och som skulle kräva en utbyggnad av nätinfrastrukturen för att möjliggöra anslutning. En sådan anslutning skulle bli för kostsam för PepsiCo.

Projektet för att hitta en lösning initierades 2019 som ett samarbete mellan energibolaget Eneco och PepsiCo med ett koncept för att elektrifiera delar av värmebehovet. Den lösning som arbetats fram innebar att PepsiCo inte behövde konstant tillgång till högre effekt. Flexibilitet skulle skapas genom ett värmelager, som driftas och styrs med hjälp av Eneco, och att anslutningsavtalet med Liander delades upp i två delar. PepsiCos ursprungliga avtal omfattade en avtalad effekt på 10 MVA fast kapacitet och i pilotupplägget har tilldelningen delats upp i:

- 5 MVA fast kapacitet.

⁵⁸ ACM, personlig kommunikation, 27 oktober 2025.

⁵⁹ Stedin Group. (2024, 25 juli). *More and more companies are helping to reduce pressure on the electricity grid* [Pressmeddelande]. Hämtad från <https://www.stedingroep.nl/eng/press-and-media/persberichten/more-and-more-companies-are-helping-to-reduce-pressure-on-the-electricity-grid>

⁶⁰ Autoriteit Consument & Markt. (2025a). *Besluit Liander code ontheffing ATR*. Hämtad från <https://www.acm.nl/system/files/documents/besluit-liander-code-ontheffing-atr.pdf>

- 15 MVA flexibel kapacitet utan garanti.

Lagret laddas när elpriserna är låga och används vid behov under högstpristimmar eller de tillfällen då den flexibla delen av avtalet ej kan leverera det kapacitetsbehov som PepsiCo behöver. Den reducerade omfattningen av den fasta kapaciteten motiverades av att PepsiCo ändå inte önskar nyttja kapacitet då nätet är högt belastat på grund av de höga kostnaderna.

“We are not going to be there at the peaks, because it’s way too expensive for us. We only want more capacity when the grid is underutilised.”⁶¹

Den flexibla delen bygger på dagliga prognoser på kapacitetsbehov för kommande dygn som PepsiCo, via Eneco, anger till Liander och Liander meddelar hur mycket som kan tilldelas. Kapaciteten kan nekats helt eller delvis. Betalning sker för tilldelad kapacitet, oavsett om den används eller inte. Då den lösning för anslutning som Liander själva erbjöd PepsiCo inte var framkomlig valde PepsiCo att i stället söka direktkontakt med Lianders innovationsavdelning för att lägga fram sitt förslag på avtalskoncept. Innovationsavdelningen visade intresse för upplägget och man kunde komma vidare med förslaget.

När ett konkret avtal började ta form uppstod dock en intern juridisk osäkerhet hos nätbolaget. Enligt gällande regler ska tilldelad kapacitet vara tillgänglig 24/7 och den flexibla delen av avtalet bedömdes av Lianders juridiska funktion som regulatoriskt riskabel och nätbolaget valde att ansöka om ett uttryckligt godkännande från ACM. Att söka detta godkännande förlängde processen som tog cirka ett år från initial kontakt med Liander till dess att avtalsformen godkändes som pilot. Pilotgodkännandet är begränsat till aktuell anslutning vilket innebär att andra kunder under samma nätstation ska erbjudas samma möjlighet.

Vid intervjutillfället var avtalet och lagret ännu inte i full drift. Men parterna har påbörjat test av systemet och kommunikationsprotokoll genom “dummy” signaler för att verifiera att begäran av kapacitet och tilldelning fungerar enligt avtal.

Även om exemplen som lyfts från Nederländerna pekar på att icke-fasta anslutningsavtal standardiserats och betydande kapacitet frigjorts visar PepsiCo-fallet att implementeringen kan vara mer förhandlingsintensiv och beroende av individuella initiativ än vad den övergripande bilden och ambitionen antyder. Avtalet utvecklades i nära samverkan mellan industri och Lianders innovationsfunktion och krävde särskild regulatorisk prövning. Det illustrerar både den praktiska möjligheten och den institutionella komplexiteten i att omsätta icke-fasta avtalsformer i industriell elektrifiering. Joris de Groot, Chief Transition Officer (CTO) på Alliander, underströk vikten av ett samarbetsinriktat tillvägagångssätt för att hitta nya flexibla lösningar:

“The Netherlands needs industry, but the sector faces major challenges, such as a saturated electricity grid. It's important that we shape flexible electricity use together with industry. I'm therefore proud of the steps we're taking with PepsiCo and

⁶¹ PepsiCo, personlig kommunikation, 6 februari 2026.

Eneco. Because endlessly expanding electricity grids leads to excessive network costs that industry will also have to pay.”⁶²

Nederländerna - Nättariffer

Effekttarifferna i Nederländerna är reglerade nationellt och alla DSO:er har samma tariffstruktur, endast värdet på de kostnadsfaktorer som definieras i strukturen kan variera. Ändringar i tariffsystemet föreslås därför alltid gemensamt av DSO:erna till tillsynsmyndigheten ACM. ACM organiserar intressentprocessen där relevant ministerium i regeringen är en viktig intressent.⁶³ Motiven för utformningen fokuserar på till exempel rättvis kostnadsfördelning, förbättrad systemeffektivitet och icke-diskriminering av samma typ av användare. Givet den omställning som värmesystemet genomgår i Nederländerna, från gas till el, lyfts utmaningen att utforma regler som både möjliggör omställningen och samtidigt skyddar de kunder som är mest sårbara i omställningsprocessen.⁶⁴ Det krävs noggranna avvägningar för att undvika att vissa grupper drabbas oproportionerligt hårt.

En uppdatering av tariffsystemet föreslogs i februari 2025 för att bli tidsdifferentierat, i fem tidblock, för alla småförbrukare (< 3×80 A), se Figur 4.^{65,66} De nya kundtarifferna innebär ett tydligt skifte från en statisk, socialiserad tariff till ett mer dynamiskt och kostnadsreflekterande system i syfte att skapa starkare incitament för flexibilitet i användningen av elnäten.⁶⁷ Den modell som föreslagits skulle innebära ett tidsdifferentierat nättariffpåslag per uttagen kWh baserad på en fast dygnsprofil som delats upp i fem tidblock, med fyra prisnivåer, som justeras mellan sommar och vinter. Modellen har en fast basavgift för grundläggande elanvändning för att skydda hushållens basbehov från höga avgifter. Detta innebär att ett grunduttag på 0,1 kWh per timme är undantaget den tidsdifferentierade tariffen och ingår i kundens fasta årliga avgift. Modellen är utredd och institutionellt förankrad men kräver regeljusteringar och aktiv kundförberedelse för att fungera i praktiken⁶⁸ och förutses kunna implementeras under 2028.⁶⁹

⁶² Alliander, personlig kommunikation, 3 mars 2026.

⁶³ Liander, personlig kommunikation, 16 januari 2026.

⁶⁴ Liander, personlig kommunikation, 7 november 2025

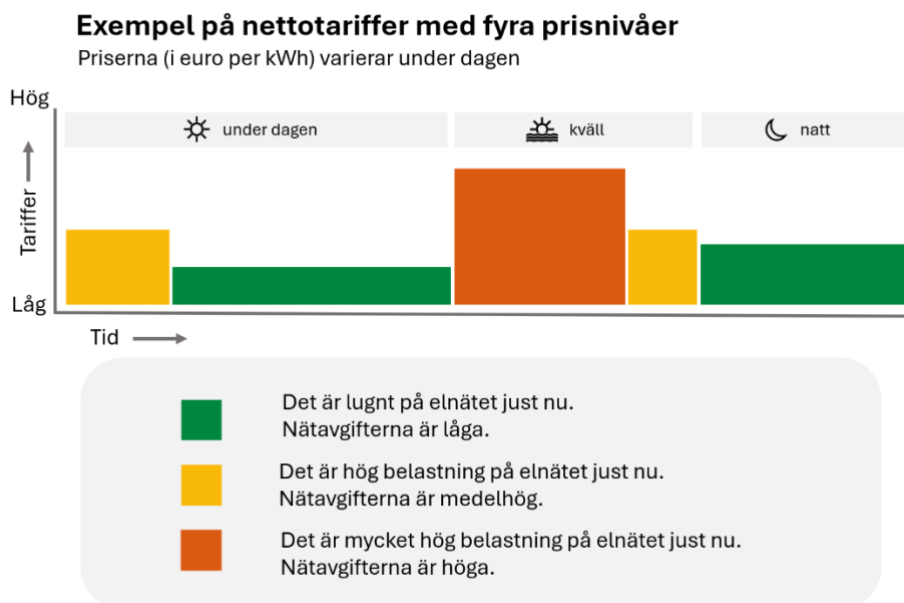
⁶⁵ Liander, personlig kommunikation, 7 november 2025.

⁶⁶ Bianchi, R., Meijering, A., Baks, S. & Wolda, J. (2025). *Eindrapport: Verkenning alternatief nettarief kleinverbruik*. Berenschot. Hämtad från <https://www.berenschot.nl/media/n4bjgbus/eindrapport-verkenning-alternatief-nettarief-kleinverbruik-berenschot-20250221.pdf>

⁶⁷ Ibid

⁶⁸ Ibid

⁶⁹ van Gastel, E. (2025, 7 oktober). *Nieuw nettarief consumenten krijgt 4 prijsniveaus en 5 tijdsblokken*. *Solar & Storage Magazine*. [Webbartikel]. Hämtad från <https://solarmagazine.nl/nieuws-zonne-energie/i41828/nieuw-nettarief-consumenten-krijgt-4-prijsniveaus-en-5-tijdsblokken>



Figur 4. Konceptbild över det uppdaterade tariffsystemet som föreslogs i februari 2025. Källa: van Gastel, E., 2025, 7 oktober.

Storbritannien – Icke-fasta avtal

Den litteraturstudie som genomfördes av Thema 2022⁷⁰ fann att Storbritannien har det mest utvecklade och etablerade ramverket för villkorade avtal som gör det möjligt för nätoperatörer att aktivt begränsa in- och utmatning på nätet.⁷¹ Mycket av Storbritanniens arbete med villkorade avtal har fokuserat på att öka penetrationen av förnyelsebar och distribuerad energiproduktion.⁷² I pågående reformarbete Review of Electricity Market Arrangements (REMA) utreds även möjligheten att erbjuda icke-fasta avtal för batterier och energilagringsprojekt likt de avtal man erbjuder för produktion.⁷³ I anslutningsreformen så understryks även att icke-fasta anslutningar ska ses som ett övergångserbudande.⁷⁴ Principerna i regelverket ska säkerställa att kunden får all nödvändig information kring tekniska, finansiella och operativa aspekter för den icke-fasta anslutningen samt informeras om planen för övergång till fast avtal och framtida prisbilder.

Till skillnad från Nederländerna har inga typavtal tagits fram men funktionell och strukturell standardisering eftersträvas där ett antal bindande principer tagits fram av Ofgem för hur flexibla anslutningar får utformas, motiveras och

⁷⁰ Tennbakk, et al., 2022.

⁷¹ Monterde et al., 2025.

⁷² Ofgem. (2022, 3 maj). *Access and Forward-Looking Charges Significant Code Review: Decision and Direction*. <https://www.ofgem.gov.uk/decision/access-and-forward-looking-charges-significant-code-review-decision-and-direction>

⁷³ Murray, C. (2025, 20 januari). UK government considering non-firm grid access for energy storage as part of REMA. *Energy-Storage.News*. Hämtad från <https://www.energy-storage.news/uk-government-considering-non-firm-grid-access-for-energy-storage-as-part-of-rema/>

⁷⁴ Department for Energy Security and Net Zero & Ofgem. (2023, november). *Connections Action Plan: Speeding up connections to the electricity network across Great Britain*. Hämtad från <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/6581730523b70a000d234bb0/connections-action-plan-desnz-ofgem.pdf>

kommuniceras.⁷⁵ Principerna ska säkerställa att DSO:er inte erbjuder icke-fast anslutning godtyckligt. Kapacitetsbegränsningar måste existera, ökad flexibilitet är nödvändig för att möjliggöra en snabbare anslutning eller att det är motiverat att erbjuda en icke-fast anslutning snarare än att neka eller skjuta upp anslutningen. Motiverat givet att nätbegränsningar är konstaterade, det inte används som ett allmänt verktyg för systemoptimering eller marknadsstyrning och att lösningen står i proportion till de kostnads- och tidsvinster de ger.^{76,77}

I regelverket benämns icke-fasta avtal benämns som antingen:

- Partially firm / flexible connection eller,
- Non-firm / active network management (ANM)-based connection.

Dessa kategorier av avtal har reglerade avtalselement, processer och principer för att möjliggöra nationella standarder för funktion, riskfördelning och kundskydd. Liknande projekt med liknande förutsättningar för anslutning ska erbjudas liknande flexibla villkor och individuellt skräddarsydda villkor utan systematik är inte tillåtna. Icke-fasta avtal ska innehålla följande avtalselement:

- Gränser för maximal in- eller utmatning.
- Garanterad kapacitet
- Villkorad kapacitet
 - × Avtalet ska även innehålla en indikation på frekvens och/eller omfattning av reglering (t.ex. låg/medel/hög risk), vilka osäkerheter som kan förändra detta över tid och hur nätförstärkningar framgent kan påverka behovet av flexibilitet.
- Under vilka driftsituationer som begränsningen får ske
- Ofgems riktlinjer säger att styrning måste kopplas till objektiva nätkriterier som är förutbestämda i avtalet och systemoperatörer får inte använda flexibilitet för generell systemoptimering eller marknadsändamål utan endast för att lösa konkreta, lokala nätbegränsningar.^{78,79}

I regelverket definieras vilken typ av kund som kan erbjudas ett villkorat avtal inte efter storlek utan via kundkategorier. Hushåll, små icke-hushållskunder som är aggregerat fakturerade⁸⁰, kunder som saknar plats-specifik mätning, kunder som saknar smart mätning, och omätta laster kan ej erbjudas icke-fast avtal.⁸¹ Alla spänningsnivåer inkluderas i regelverket och applicering är främst en konsekvens av tekniska krav, kostnad och proportionalitet.

⁷⁵ Ofgem. (2025, december). *Connections end-to-end review: Next steps*. Hämtad från <https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/2025-12/connections-end-to-end-review-next-steps-final.pdf>

⁷⁶ Ofgem, 2025 december.

⁷⁷ Ofgem, 2022, 3 maj.

⁷⁸ Ofgem. (2022, 15 december). *Decision on DCP405 – Access SCR managing curtailable connections between licensed distribution networks*.

<https://www.ofgem.gov.uk/publications/decision-dcp405-access-scr-managing-curtailable-connections-between-licensed-distribution-networks>

⁷⁹ Ofgem, 2022, 3 maj.

⁸⁰ Definieras utefter hur nätkostnader beräknas, hur tillgång till nätet definieras juridiskt och om selektiv styrning är möjlig och rättssäker. Kan vara till exempel butiker, kontor och restauranger.

⁸¹ Ofgem, 2022, 15 december.

Spanien – Nationell metodologi och ramverk för anslutning

Spanien har över 300 nätbolag, vilket gör harmonisering nödvändig. För att undvika lokala avvikelser fastställer CNMC både metoder och processer genom särskilda föreskrifter ”circular” som definierar lagar och ramverk för nätbolagen. Det operativa ansvaret för anslutningsprocessen (N-1 kontroll och beslut om anslutningsavtal) ligger hos nätbolagen.⁸²

Spanien har påbörjat arbetet att etablerade standardiserade icke-fasta avtalsprinciper för ansluten förbrukning. Regelverket har etablerats och antagits som definierar de huvudsakliga typerna av avtal där detaljerade föreskrifter är under utveckling. I det uppdaterade regelverket definieras att icke-fast avtal ej erbjuds som ett valfritt kontrakt utan endast som ett alternativ till avslag om kapacitet saknas. Icke-fast avtal beviljas om det uppfyller följande tekniska krav:

- Förmåga att begränsa effektuttag
- Möjlighet till fjärrstyrning (i varierande grad)
- Mätning och verifiering
- I vissa fall: realtidskommunikation och snabb respons

Operativa villkor för avtalen innehåller specifikationer på:

- Vilka timmar som begränsat effektuttag gäller
- Garanterad kapacitet/gräns för maxuttag
- Om och hur anslutningen kan kopplas bort helt vid behov
- Att ingen ytterligare ersättning erfordras vid bortkoppling

Totalt är tre olika typer av icke-fasta anslutningar, och deras stegvisa implementering, under utveckling och processen var vid tiden för denna studie ej slutförd.⁸³

Vad som skiljer Spaniens angreppssätt från till exempel Nederländerna är att man inte har differentierat kostnaden för anslutningen baserat på tillgänglighetsgrad. Icke-fasta avtal har samma reglerade socialiserade nättariffer och avgifter som fasta avtal. Eventuella ekonomiska effekter är begränsade till reducerade eller uppskjutna investeringar för nätförstärkning. Tariffer fastställs enligt ordinarie regelverk (CNMC-metodologi och ministeriets regler). De är strukturerade per spänningsnivå, tariffgrupp och/eller kontrakterad effekt.⁸⁴ Det finns inga nya bestämmelser föreslagna i Circular 1/2024 som säger att tariffer automatiskt ska reduceras för innehavare av ett villkorat avtal. Kostnaden som reduceras är kundens initiala anslutnings-CAPEX.⁸⁵ Likaså om den kontrakterade garanterade kapaciteten blir noll eller lägre än ansökt kan det påverka den effektbaserade komponenten i kundens faktura.

⁸² CNMC, personlig kommunikation, 20 november 2025.

⁸³ olivoENERGY, personlig kommunikation, 15 oktober 2025.

⁸⁴ Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2025). *Peajes de acceso a las redes de transporte y distribución y cargos asociados a los costes del sistema* [Webbsida]. Hämtad från <https://www.miteco.gob.es/es/energia/energia-electrica/electricidad/peajes.html>

⁸⁵ Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. (2024, 16 januari). *Memoria justificativa de la propuesta de circular X/2024: Metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de demanda de energía eléctrica*. Hämtad från <https://www.cnmc.es/sites/default/files/5563643.pdf>

I dialog med spanska aktörer är det dock tydligt att det är lång väg kvar innan ramverket är fullt operationellt och implementerat. Kritik som lyfts är att kunder ej har konsulterats vid utvecklingen. Likaså ligger fokus för regulatören tungt på tekniska specifikationer och kravställningar och brister rörande logiker för ekonomiska ramar och strukturer så att de som erbjuder flexibilitet till nätet via dessa avtal kan få en rättvis ekonomisk ersättning.

Tyskland – Icke-fasta avtal

Lagstiftningen omfattar icke-fasta anslutningsavtal för både generation och lagring, där DSOer kan styra eller begränsa in- eller utmatning i utbyte mot reducerade nätavgifter. Implementationen baseras på lokala DSO-initiativ snarare än ett centralt system men uppvisar användning av icke-fasta avtal som mekanism för att åstadkomma fler anslutningar innan kapacitetsförstärkning.⁸⁶

Danmark - Icke-fasta avtal

I Danmark har två typer av villkorade anslutningar tagits fram för stora elkunder. Den första innebär att kunden accepterar en villkorad och icke-fast anslutning i utbyte mot ungefär 53 % lägre nätavgifter och en snabbare anslutningsprocess. Den andra typen gäller när anslutningen bara är tillfälligt begränsad, fram tills en fullt garanterad anslutning kan erbjudas. I sådana fall baseras tariffen på ett viktat genomsnitt av den ordinarie och den begränsade tariffen.⁸⁷

Irland - Icke-fasta avtal

I Irland används icke-fasta anslutningsavtal som ett sätt att möjliggöra tidigare nätanslutning för nya aktörer.^{88,89} Enligt EirGrid klassas sådana anläggningar som "non-firm committed generators", vilket innebär att de får ansluta men kan komma att begränsas via curtailment tills dess att ett fast avtal kan tilldelas. Enligt EirGrids ramverk ska de aktörer som tilldelas en icke-fast anslutning ingå i analyser över framtida tilldelning av fasta avtal. Dessa aktörer har dock inte rätt till ersättning för curtailment inom ramen för sina icke-fasta avtal. Fram tills ett fast avtal tecknats betraktas curtailment som ett anslutningsvillkor, inte en marknadstjänst eller ersättningsgrundande åtgärd.⁹⁰

I distributionsnätet erbjuder ESB Networks liknande modeller genom sin policy för flexibel tillgång till nätet för generation, som bygger på att användare kan få extra eller tidig kapacitet under förutsättning att de accepterar en högre grad av

⁸⁶ Tennbakk et al., 2022.

⁸⁷ Boston Consulting Group. (2025, 4 september). *Mind the queue: Connection reform for the electricity grid*. Hämtad från <https://web-assets.bcg.com/f5/79/77645d12463793d174af9ae00d4a/mind-the-queue-connection-reform-for-the-electricity-grid-r2.pdf>

⁸⁸ Commission for Regulation of Utilities. (2023). *Firm access – detailed methodology: Decision paper* (CRU/2023114). Hämtad från https://cruie-live-96ca64acab2247eca8a850a7e54b-5b34f62.divio-media.com/documents/CRU2023114_Firm_Access_detailed_methodology_decision.pdf

⁸⁹ SEM Committee. (2023). *Firm access methodology in Ireland: Decision paper* (SEM-23-004). Hämtad från <https://www.semcommittee.com/files/semcommittee/media-files/SEM-23-004%20SEM%20Firm%20Access%20in%20Ireland%20decision.pdf>

⁹⁰ SEM Committee, 2023.

flexibilitet.⁹¹ Detta inkluderar kapacitetsbegränsningar, avbrott och curtailment när nätet är ansträngt. När flera aktörer med icke-fasta avtal påverkas samtidigt i ett kapacitetsbegränsat område fördelas åtgärder proportionellt (pro-rata) baserat på deras avtalade effekt.⁹²

6.2 PRIORITERING OCH TILLDELNING VID FÖRVÄNTAD KAPACITETSBRIST

När efterfrågan på nätkapacitet överstiger vad som kan tilldelas har det på flera ställen i Europa uppstått diskussioner kring huruvida vissa projekt bör prioriteras eller hur principer kan utvecklas för att effektivisera köhanteringen. Detta kapitel beskriver hur olika länder har utvecklat ramar, kriterier och processer för att hantera växande köer. Nederländerna och Storbritannien utgör här ett tydligt exempel på hur sådana ramar tillämpas vid kapacitetsbrist, vilka avvägningar som aktualiseras och vilka utmaningar som uppstått i praktisk tillämpning.

6.2.1 Storbritannien – Först redo och behövd, först ansluten

I den nya regleringsmodellen ingår förstärkta incitament och skyldigheter för nätföretagen att leverera anslutningar snabbare.⁹³ Nätbolagen ges även incitament att proaktivt bygga ut nätet enligt en strategisk, central plan (Centralised Strategic Network Plan). Dessutom finns en stark ambition i samarbete med regeringen att gå bort från strikta "först till kvarn"-principer. I reformen beskrivs det nya angreppssättet som "first ready and needed, first connected".⁹⁴ Syftet är att göra det möjligt för nätbolagen att rensa i köerna och prioritera projekt som är redo att anslutas och som stödjer nationella mål för energiomställningen. För att skapa förutsägbarhet och möjliggöra administrativa bedömningar vid varje steg i bedömningsprocessen så har det även införts ansökningsfönster och det är inte längre möjligt att ansöka om anslutning när som helst under året.

Bedöms projektet som redo och behövt får det en definierad anslutningspunkt och plats i kön. Om kraven ej uppfylls kan projektet förlora sin plats i kön helt eller bli nedprioriterat till fördel för projekt med högre mognadsgrad och nytta. Projekt som bedöms som redo måste uppfylla formella krav och dokumentation på markrättigheter, godkända planeringstillstånd och dokumenterad finansiering. Grad av dokumentation för finansiering kan variera beroende på teknologityp. För att sedan kvalificera sig för den prioriterade kön med garanterad anslutning behöver projektet också uppfylla "strategic alignment criteria", alltså att det bidrar till mål i Clean Power 2030⁹⁵ eller vara en teknologi med kapaciteter som stödjer systemets utveckling enligt nationella energiscenarier. Nyttan och vad som anses

⁹¹ ESB Networks. (2021). *Non-firm access connections for distribution connected distributed generators: Guide* (DOC-190220-FOT, Version 1.4). Hämtad från <https://www.esbnetworks.ie/docs/default-source/publications/non-firm-access-for-distribution-connected-distributed-generators-guide.pdf>

⁹² ESB Networks, 2021.

⁹³ Department for Energy Security and Net Zero & Ofgem, 2023, november.

⁹⁴ Department for Energy Security and Net Zero & Ofgem, 2023, november.

⁹⁵ Department for Energy Security and Net Zero. (2024). *Clean Power 2030 Action Plan: A new era of clean electricity*. UK Government. Hämtad från <https://www.gov.uk/government/publications/clean-power-2030-action-plan>

vara "needed" är alltså de projekt som påskyndar nettonoll utsläppsmålen i Storbritannien och bidrar med energisystemnytta.

6.2.2 Nederländerna – Prioriteringsramverk för anslutningskön

För att effektivisera hanteringen av långa anslutningsköer i kombination med den förväntade kapacitetsbristen i elnäten introducerade nederländska tillsynsmyndigheten ACM ett prioriteringsramverk för anslutningskön 2024.^{96,97} Ramverket innebär ett avsteg från "först till kvarn"-principen för utpekade kundkategorier och syftar till att fria upp kapacitet i nätet samt säkerställa kapacitet för grundläggande samhällsfunktioner i de växande köerna.

Den nederländska förvaltningsdomstolen Collège van Beroep voor het bedrijfsleven (CBB) konstaterade att ACM hade rätt att införa ett prioriteringsramverk men bedömde att myndighetens motiveringar var otillräckliga, särskilt avseende hur samhällsnytta ska värderas och hur gränsdragningen mellan olika prioriteringskategorier ska upprätthållas.⁹⁸ Likaså grundades den första versionen av ramverket främst på gasregleringen vilket var rättsligt otillräckligt när den tillämpades på elnät.⁹⁹ Mot denna bakgrund publicerade ACM i juni 2025 ett förslag till uppdaterat prioriteringsramverk. Det reviderade regelverket förväntas träda i kraft under 2026 och fram till dess står den första versionen fast.¹⁰⁰

I förhållande till behovet av ett nationellt standardiserat förfarande kopplat till hantering av anslutningskön samt eventuell prioritering däri kommenterade ACM att systemoperatörer inte förväntas göra bedömningar om vad som är viktigt för samhället. Deras roll är begränsad till att genomföra det fastställda regelverket, baserat på objektiva och verifierbara kriterier. Samhällelig prioritering anses vara ett regleringsmässigt och rättsligt ansvar, inte ett operativt ansvar.¹⁰¹

Även om domstolsbeslutet slutligen klargjorde att ACM har rätt att införa ett prioriteringsramverk, har diskussionen om institutionella roller och legitimitet inte försvunnit utan har fortsatt i politiska och policydebatter.¹⁰²

Ett genomgående tema i de nederländska exemplen är att regulatoriska förändringar i hög grad har motiverats med hänvisning till EU:s föreskrifter och direktiv, snarare än till nationell lagstiftning. I intervjuer med den nederländska tillsynsmyndigheten framhålls att EU:s regelverk använts för att motivera förändring i de fall där frågetecken uppstått rörande nationellt regelverk och huruvida förändringar strider mot dessa.¹⁰³

⁹⁶ Autoriteit Consument & Markt. (2025b). Ontwerp codebesluit prioriteringsruimte transportverzoeken 2025. Hämtad från <https://www.acm.nl/system/files/documents/ontwerp-codebesluit-prioriteringsruimte-transportverzoeken-2025.pdf>

⁹⁷ Liander, personlig kommunikation, 7 november 2025.

⁹⁸ ACM, 2025b.

⁹⁹ ACM, personlig kommunikation, 9 januari 2026.

¹⁰⁰ ACM, personlig kommunikation, 9 januari 2026.

¹⁰¹ ACM, personlig kommunikation, 9 januari 2026.

¹⁰² ACM, personlig kommunikation, 9 januari 2026.

¹⁰³ ACM, personlig kommunikation, 9 januari 2026

Prioriteringsramverkets tre kategorier

Förslaget på uppdaterat prioriteringsramverk är utformat med tre nivåer. Tydligt är att fokus främst är att frigöra kapacitet och att säkerställa samhällsviktiga funktioner. ACM betraktar inte det uppdaterade ramverket som slutgiltigt. Sammansättningen av kategorier och inkluderade aktiviteter kan behöva omprövas regelbundet, eventuellt vartannat år, för att återspegla förändringar i samhällets prioriteringar, säkerhetsaspekter och systemförhållanden. Ett exempel är att nationella säkerhetsaspekter inte uttryckligen ingick i det första ramverket, men blev en central del i den uppdaterade versionen. Kontinuerlig översyn anses därför nödvändig för att upprätthålla relevans och legitimitet.¹⁰⁴

Kategori 1: Kapacitetsfrigörare

Aktörer som genom ett avtal med nätoperatören faktiskt ökar den tillgängliga kapaciteten för andra kunder utan att orsaka trängsel någon annanstans i nätet.¹⁰⁵

Bidraget ska vara styrbart, verifierbart och komma väntande anslutningar till del. Detta kan ske genom t.ex. flexibilitet, laststyrning, batterilager, redispatch¹⁰⁶ eller andra tekniska åtgärder.¹⁰⁷

Kategori 2: Säkerhet

Funktioner som är avgörande för nationell, regional eller lokal säkerhet, t.ex. räddningstjänst, polis, sjukvård eller andra verksamheter som krävs för att upprätthålla ordning, säkerhet och samhällsskydd.¹⁰⁸

Kategori 3: Grundläggande behov

Verksamheter som är nödvändiga för grundläggande samhällsbehov, t.ex. dricksvattenförsörjning, utbildning, bostäder, avfallshantering och andra primära offentliga funktioner.¹⁰⁹

Utöver dessa tre kategorier behöver två ytterligare aspekter beaktas för att ett projekt ska kunna prioriteras och det är geografisk platsbundenhet och substituerbarhet. Endast verksamheter som måste placeras på en specifik punkt i elnätet och inte kan lösas genom flexibilitet eller alternativ lokalisering kan prioriteras, t.ex. vattenverk, hamnverksamhet, befintlig tung industri som ej kan omlokaliseras eller sjukhus. Många verksamheter, exempelvis datacenter eller kommersiella verksamheter utan geografisk koppling, anses inte platsbundna och kan därför inte ges prioritering inom ramverket.¹¹⁰ Likaså, om substitut för funktionen finns, på annan plats eller med annan teknik får den inte höjd

¹⁰⁴ ACM, personlig kommunikation, 9 januari 2026.

¹⁰⁵ ACM, 2025b.

¹⁰⁶ Redispatch: upp eller nedjustering av elproduktion för att hålla elnätet i balans.

¹⁰⁷ ACM, personlig kommunikation, 27 oktober 2025.

¹⁰⁸ ACM, 2025b.

¹⁰⁹ ACM, 2025b.

¹¹⁰ ACM, 2025b.

prioritet.¹¹¹ Sådana anslutningar hanteras utan avsteg från ordinarie kö (först till kvarn- principen).

De kriterier som avgör vilka aktörer som kan få förtur, har ifrågasatts av vissa aktörer som upplever sig missgynnade, bl.a. datacenter och serviceleverantörer för EV-laddning.¹¹² I den nationella debatten har också frågor väckts om varför industri inte prioriteras högre. ACM kommenterar att det inte var realistiskt att prioritera industrier och företag som behöver kapacitet på grund av sin dekarboniseringsstrategi. Detta då det i princip skulle innebära att alla företag skulle kunna ansöka om prioritet.¹¹³ Likaså bedöms det ligga utanför ACMs syfte och mandat med ramverket att inkludera prioriteringskriterier kopplade till energiomställning eller elektrifiering.

Frågor har även ställts rörande varför batterier inte automatiskt räknas som kapacitetsfrigörare och hur man undviker att aktörer försöker kvalificera sig för Kategori 1 utan verklig nytta. ACM betonar att Kategori 1 endast gäller faktiskt verifierbara kapacitetsökningar för andra kunder. Att skapa transparens och tydlighet kring ramverkets implementering av DSOer och acceptans kring prioriteringsramverket är ett pågående arbete.¹¹⁴

Vad som lyfts saknas är kriterier för mognadsgrad och möjligheter att rensa i den växande kön. TenneT betonade starkt behovet av mekanismer för att rensa anslutningskön. Särskilt för batterilager finns ett stort antal projekt i kön som sannolikt aldrig kommer att realiseras, samtidigt som betydande analytiska och operativa resurser läggs på att hantera dem. Utan juridiska möjligheter att kontrollera projektmognad riskerar kön att bli ett permanent flaskhalsproblem.¹¹⁵

Ökad komplexitet i regelverket

ACM reflekterade även kritiskt kring den ökande komplexiteten i regelverket kring nätregleringen både i form av EU-direktiv och nationella regelverk. Under de senaste tre åren har omkring 20–25 regeljusteringar och styrmedel införts. Även om varje åtgärd tagits fram för att lösa specifika problem, har den sammantagna effekten blivit ett mycket komplext regelverk som är svårt för både systemoperatörer och användare att tillämpa i praktiken. Från ACM:s perspektiv finns en risk att för många parallella lösningar, föreskrifter och undantag snarare minskar än ökar effektiviteten. Ett mer begränsat och strömlinjeformat regelverk med tydliga definitioner skulle sannolikt förbättra transparens, förutsägbarhet och möjligheten till implementering.

6.2.3 Spanien – Utlysning av nätkapacitet för öppen budgivning

Spanien har genom Royal Decree 1183/2020 samt senare ändringar, bland annat Royal Decree-Law 8/2023, infört en möjlighet att tilldela nätkapacitet i transmissionsnätet när det tekniskt sett inte finns tillräcklig kapacitet för alla

¹¹¹ ACM, 2025b.

¹¹² ACM, personlig information, 9 januari 2026.

¹¹³ ACM, personlig information, 27 oktober 2025.

¹¹⁴ Liander, personlig kommunikation, 7 november 2025.

¹¹⁵ TenneT, personlig kommunikation, 14 januari 2026.

anslutnings- eller åtkomstförfrågningar.¹¹⁶ Nätägaren har möjlighet att utlysa anbudsförfaranden (tenders) i anslutningspunkter där kapacitet frigjorts eller uppstått till ett visst tröskelvärde (t.ex. ≥ 100 MW på fastlandet) för att objektivt fördela den tillgängliga kapaciteten bland de som ansöker.

När en sådan upphandling utlyses publiceras en inbjudan till intresserade aktörer att lämna in anbud inom en bestämd period så att alla projektutvecklare som vill säkra tillgång till en viss anslutningspunkt kan lämna in ansökan med dokumentation och finansiella garantier. Den ansvariga myndigheten är Spaniens energiministerium som utvärderar anbuden utifrån förutbestämda kriterier som kan inkludera faktorer såsom projektets bidrag till utsläppsminskningar, investeringsvolym och tidplan för driftsättning.

Energiministeriet fattar sen beslut inom en viss tidsram (vanligen upp till sex månader) om vilka sökande som får kapacitet. De som tilldelas kapacitet får reservation för den avtalade kapaciteten i den specifika anslutningspunkten, men måste därefter fortfarande ansöka om tillstånd för faktisk anslutning enligt de allmänna reglerna. Betalningen sker i form av finansiella garantier som lämnas in i samband med anbudet, dessa kan till exempel vara bankgarantier eller depositioner kopplade till projektets potential för utsläppsminskning, investeringar och tidplan, och återlämnas eller annulleras när projektet uppfyllt sina åtaganden.

¹¹⁶ Cremades, A., Wert, B., & Sepúlveda, S. (2024). *Analysis of the energy measures contained in Royal Decree-law 8/2023*. Pérez-Llorca. Hämtad från <https://www.perezllorca.com/wp-content/uploads/2023/12/Legal-Briefing-Analysis-of-the-energy-measures-contained-in-the-Royal-Decree-law-82023.pdf>

7 Slutsatser

Elektrifieringen skapar ett snabbt växande behov av nätkapacitet, och nätutbyggnad är nödvändig men tar tid. Efterfrågan ökar snabbare än ny nätinфраstruktur kan byggas, vilket innebär att tempot i genomförandet blir avgörande för såväl klimatmål som konkurrenskraft. Samtidigt visar internationella erfarenheter att betydande utrymme kan frigöras redan idag inom befintlig infrastruktur. Exempel från omvärldsstudien visar att 20–40 % mer kapacitet kan utnyttjas under stora delar av året om nätet drivs mer datadrivet, dynamiskt och situationsanpassat.

Erfarenheterna visar att den tillgängliga kapaciteten i praktiken inte är en entydig teknisk gräns, utan ett resultat av hur säkerhetsmarginaler, riskbedömning och ansvar för driftsäkerhet tolkas och tillämpas. Det är också inte givet att det är främst tekniken som begränsar utrymmet i dagens nät, utan organisatoriska och regulatoriska faktorer så som osäkerhet i data, traditionella driftprinciper och otydliga mandat för hur risk ska värderas är helt avgörande faktorer.

De kapacitetsökningar som har uppnåtts i praktiken har i första hand skett genom åtgärder som varit möjliga att avtala, villkora och ansvarsplacera, snarare än genom de mest tekniskt avancerade lösningarna. Tekniska lösningar som implementerats kännetecknas av relativt kort ledtid, möjliggör ett bättre nyttjande av befintliga tekniska marginaler och kan integreras i befintliga system och arbetssätt. Det handlar om att realisera outnyttjad potential. Men det framträder även många frågor och områden för utveckling som i högre grad är beroende av normativa val och i vissa fall även politiska prioriteringar. Här aktualiseras frågor om risk, kostnadsfördelning, samhällsnytta, prioritering och styrning. Dessa åtgärder kräver explicita avvägningar mellan mål och intressen.

7.1 ROBUSTA OCH MÖJLIGGÖRANDE ÅTGÄRDER

I omvärldsstudien har en handfull åtgärder stukit ut som i grunden är genomförbara och som har visat på konkret potential att öka kapacitetsutnyttjandet i befintliga nät. Gemensamt för dem är att de syftar till att minska onödigt konservativa marginaler, öka systemets synlighet och möjliggöra en mer aktiv och informerad drift. Även om alla dessa åtgärder inte är att betrakta som färdigimplementerade standardlösningar så är den underliggande tekniken väletablerad. Detta betyder såklart inte att de är helt okomplicerade att implementera då de ställer krav på investeringar i digitalisering, förändrade arbetssätt och en högre operativ komplexitet.

Det innebär att införandet är en implementeringsresa. Samtidigt finns det inget principiellt hinder för att påbörja denna resa inom ramen för befintliga regelverk och driftsäkerhetsprinciper. Internationella erfarenheter visar att stegvis införande, pilotprojekt och selektiv tillämpning på särskilt belastade komponenter kan ge påtagliga effekter. Åtgärderna kan ses som strukturellt möjliggörande då de skapar förutsättningar för att frigöra kapacitet i befintlig infrastruktur, och de kan

initieras utan att förutsätta omfattande värdebaserade omprioriteringar. Nedan sammanfattas dessa åtgärder.



Förbättrad nätobservabilitet

Detta är en grundläggande möjliggörare för alla andra åtgärder. En självklar och säker investering för Sveriges DSOer är att öka takten på sin digitalisering och hantering av realtidsmätning av nyckelkomponenter i sina nät. I detta sammanhang kan bättre mätning, tillståndsbedömning och datadriven topologiupptäckt minska säkerhetsmarginaler.



Dynamisk belastbarhet

Att ersätta statiska belastningsgränser med dynamiska är en av de mest mogna och väldokumenterade åtgärderna för ökad kapacitetsnyttjande. Ledningar har ofta 20–40 % mer faktisk kapacitet under stora delar av året, och transformatorer kan ofta tillåtas 10–15 % högre belastning under kontrollerade former. Detta har i praktiken möjliggjort ökad överföringsförmåga. För att ge effekt behöver informationen integreras i den operativa driften.



Aktiv systemdrift och omkonfigurering av nätvägar

Omkoppling, smartare skyddsinställningar och aktiv styrning av nätet ger DSO:er möjlighet att fördela belastning mer optimalt och minska behovet av konservativa reservmarginaler. Internationella piloter visar stor potential för kraftigt minskade anslutningskostnader och kortare ledtider där aktiv systemdrift möjliggjorts för att fördela ut och nytta kapacitet i nätet under tider då belastningen är låg och som styr ned eller leder om vid högre belastning.



Harmoniserade villkorade eller flexibla anslutningsavtal

Villkorade och flexibla anslutningsavtalsmodeller är en central mekanism för att omsätta teknisk potential i faktisk tilldelning och har möjliggjort anslutning även i nät med kapacitetsbrist. Genom att kapacitet endast garanteras under definierade delar av året eller dygnet har ytterligare anslutningar kunnat tillåtas inom ramen för befintliga driftsäkerhetsprinciper. Där man kommit längst med dessa åtgärder finns tydliga harmoniserade ramverk för hur dessa avtal ska formuleras och innehålla.

7.2 LEDARSKAP, PRIORITERING OCH GENOMFÖRANDE

Internationella erfarenheter pekar på att ökat kapacitetsutnyttjande i praktiken är beroende av tydlig politisk riktning, stabila regler och organisatorisk förmåga att

hantera risk. Många av de tekniska och avtalsmässiga lösningar som diskuteras är redan kända. Det avgörande är i vilken utsträckning de integreras i planering, drift och ett nätföretags affärsverksamhet, och vilket handlingsutrymme nätföretag och tillsynsmyndigheter upplever att de har i dessa frågor. Här beskrivs de mer strukturella dimensionerna av kapacitetsfrågan som berör politiskt ledarskap, regulatorisk långsiktighet, prioriteringsprinciper, riskacceptans och organisatorisk samverkan. Dessa faktorer är i många fall mer avgörande för tempot i genomförandet än tekniken i sig.

1. Politisk tydlighet skapar mandat för förändring

Ökat kapacitetsutnyttjande förutsätter en tydlig politisk inriktning för energisystemets utveckling. Länder som har lyckats öka kapacitetsutnyttjandet har haft tydliga nationella mål och politiska prioriteringar. Nederländerna är ett tydligt exempel på hur en snabbt växande kapacitetsbrist, med påtagliga konsekvenser för näringslivets utveckling, blev en stark drivkraft för åtgärder. När köerna började få reella ekonomiska effekter mobiliserades flera aktörer och myndigheter parallellt och reformer genomfördes i snabb takt. Att ligga steget före och med tydlighet arbeta proaktivt innan situationen blir akut, skapar såklart ännu bättre förutsättningar för samordnat genomförande och minskar risken för tvära och reaktiva åtgärder. Politiska mål, exempelvis kopplade till industrietableringar eller energisystemets omställning, skapar nödvändiga förutsättningar för riktning och prioriteringar för systemets utveckling, så att ansvariga myndigheter och nätföretag kan planera, investera och agera med samlad målbild.

2. Institutionell stabilitet och långsiktiga spelregler är en förutsättning

Utöver politisk riktning krävs stabila och förutsägbara regulatoriska ramar. Institutionell stabilitet är en förutsättning för att ambitioner och målsättningar för samhällets hållbara utveckling ska kunna omsättas i verkligheten oavsett bransch. Denna sanning kommer dock till sin spets i de ämnen som behandlas i denna rapport givet att nätverksamhet är kapitalintensiv, långsiktig och samhällskritisk. Att de ekonomiska och regulatoriska villkoren upplevs som uthålliga är avgörande för att nätbolag ska kunna förändra sitt arbetssätt och skapa tillit som krävs för att våga investera i nya lösningar.

Erfarenheter från länder som genomfört reformer visar att framgången inte ligger i snabba systemskiften, utan i konsekvent utveckling inom en tydlig grundstruktur. Regelverk kan och bör utvecklas, men inom ramar som skapar kontinuitet och tillit. Utan tydliga ramar för vad som är tillåtet och möjligt kommer aktörer rationellt att välja mer traditionella och konservativa alternativ. Internationella erfarenheter visar att institutionell tydlighet och vägledning varit viktiga för effektiviteten i tillgängliga åtgärder.

3. Riskacceptans som strategisk systemfråga

Att driva nätet närmare sina tekniska och operativa gränser aktualiserar frågor om vilken risknivå som är acceptabel i ett samhällskritiskt system. Det är lätt att tro att det vore en enkel uppgift att bara beräkna hur mycket förbrukning och produktion som nätet har plats för. Men så är inte fallet. Att sätta acceptansgränser för nätets olika komponenter och försöka förutspå hur olika laster över tid förändras är

komplikerat och blir kontinuerligt mer komplicerat. Men viktigast att få med sig här är att riskacceptans inte enbart är en teknisk fråga och inte heller en fråga som enskilda nätbolag bör avgöra. Det berör frågor som:

- Ska alla delar av nätet dimensioneras för att klara samma typer av extrema händelser?
- Är deterministiska kriterier tillräckliga, eller bör de kompletteras med sannolikhetsbaserade analyser?
- Hur ska mycket låg sannolikhet men hög konsekvens värderas i relation till kostnad och kapacitetsnytta?
- Hur uppnår vi en acceptabel balans mellan leveranssäkerhet och effektivt resursutnyttjande?
- Hur fördelar vi ansvar för detta mellan lagstiftare, tillsynsmyndighet, nätföretag och anslutna kunder?

Historiskt har elsystemet dimensionerats utifrån deterministiska principer och tydliga säkerhetsmarginaler utvecklade för en tid med mindre avancerad tillståndsovervakning men med ett relativt förutsägbart system. I ett mer elektrifierat, dynamiskt och komplext system behöver riskfilosofin utvecklas. Det är självklart att tydlighet behövs rörande dessa frågor för att kunna konkretisera effektiva men acceptabla åtgärder för ökat kapacitetsutnyttjande av nätet. Risknivån måste vara föremål för medvetna och transparenta beslut på systemnivå och erfarenheter successivt integreras i regelverk och praxis. Hur riskacceptans definieras är en fundamental brygga mellan politisk ambition, regulatorisk stabilitet och operativ genomförandeförmåga.

4. Kapacitetsutnyttjande är inte ett teknikproblem utan ett genomförandeproblem

Att gå från statiska arbetssätt till mer situationsanpassad planering, drift och kapacitetstilldelning kräver att flera avdelningar arbetar tätare tillsammans än vad traditionella processer i nätverksamhet är riggad för. Internationella exempel visar att genomförandet kan misslyckas om planering, drift, kundhantering, avtal, marknad och juridik arbetar utifrån olika tidsskalor, informationsunderlag, logiker och ibland även mål. I praktiken behöver prognoser, tekniska analyser och kunddialoger kopplas samman på ett sätt som möjliggör snabbare och mer informerade beslut. I PepsiCo-exemplet behövde initiativet ta omvägen via innovationsavdelningen, eftersom traditionella processer och kapacitetsbedömningar inte var anpassade för att kunna bemöta avtalskonceptet.

Det finns en stark historik och tradition i hur elnät driftas. Stabilitet, redundans och beprövade metoder är centrala värden, vilket gör att nya arbetssätt införs försiktigt. Att lyckas skapa strukturer för tvärfunktionellt arbetssätt och nya kompetenser tar tid. De nätbolag som lyckas är de som investerar lika mycket i arbetssätt, kompetenser och processer som i teknik. En förutsättning är även att det finns långsiktiga och konsekventa spelregler, så att det är möjligt att bygga upp en strategi för organisationens utveckling och att detta arbete inte riskerar att rivas upp eller behöva byta riktning vid varje regulatorisk justering.

5. Snabbare köhantering och mer träffsäker kapacitetsplanering genom prioriteringsramverk för anslutningar – men kräver politisk målmedvetenhet

Erfarenheter visar att mognadskrav och rensning av inaktiva projekt kan förkorta hela anslutningsprocessen. När DSO:er inte behöver behandla stora mängder osäkra förfrågningar frigörs resurser, vilket gör att projekt som faktiskt kommer att realiserats kan hanteras snabbare. En mer träffsäker kö ger också en mer realistisk bild av det verkliga kapacitetsbehovet, vilket i sin tur förbättrar beslutsunderlaget för både tekniska och avtalsbaserade åtgärder samt nätplanering. En win-win för både nätbolag och kunder.

Men när kapacitet inte räcker till alla uppstår behov av tydliga och transparenta köhanteringsprinciper och kriterier som går bortom att skapa en administrativt effektiv köhantering. Internationella exempel visar på olika angreppssätt där köprinciper, mognadskriterier och ibland även prioritering kopplat till klimatmål har implementerats för effektivare anslutningsprocesser.

Sådana ramverk är dock aldrig fria från avvägningar och värdering utan kräver medvetna beslut om vilka mål de ska stödja. Nederländerna har valt ett mer funktionellt orienterat ramverk som bara syftar till att frigöra kapacitet och säkra kapacitet för samhällskritiska funktioner, medan Storbritannien och Spanien explicit kopplar prioritering för anslutning till nationellt beslutade politiska mål, exempelvis Clean Power 2030 eller utsläppsminskningar. Ett sådant ställningstagande av vad som är prioriterat, kräver politiskt mod och ledarskap av den regering som ska peka ut riktningen.

8 Referenslista

- Alliander. (2025). *Transformer thermal model* (Version 1.x) [Källkod]. Hämtad från <https://github.com/alliander-opensource/transformer-thermal-model>
- Abrahamsson, L. (2017). *Risker i drift av elkraftsystemet och konsekvenser av olika accepterade risknivåer* (Energiforskrapport 2017:41). Energiforsk. Hämtad från [risker-i-drift-av-elkraftsystemet-och-konsekvenser-av-olika-accepterade-risknivaer-energiforskrapport-2017-412.pdf](https://www.energiforsk.se/rapporter/risker-i-drift-av-elkraftsystemet-och-konsekvenser-av-olika-accepterade-risknivaer-energiforskrapport-2017-412.pdf)
- Autoriteit Consument & Markt. (2024, 20 november). *ACM already gives the green light to cable pooling*. Hämtad från <https://www.acm.nl/en/publications/acm-already-gives-green-light-cable-pooling>
- Autoriteit Consument & Markt. (2025a). *Besluit Liander code ontheffing ATR*. Hämtad från <https://www.acm.nl/system/files/documents/besluit-liander-code-ontheffing-atr.pdf>
- Autoriteit Consument & Markt. (2025b). *Ontwerp codebesluit prioriteringsruimte transportverzoeken 2025*. Hämtad från <https://www.acm.nl/system/files/documents/ontwerp-codebesluit-prioriteringsruimte-transportverzoeken-2025.pdf>
- Autoriteit Consument & Markt. (2025c). *Overzicht en inzicht congestiemaatregelen ACM*. Hämtad från https://www.bouwstenen.nl/sites/default/files/uploads/overzicht-netcongestiemaatregelen-acm_0.pdf
- Bianchi, R., Meijering, A., Baks, S. & Wolda, J. (2025). *Eindrapport: Verkenning alternatief nettatarief kleinverbruik*. Berenschot. Hämtad från <https://www.berenschot.nl/media/n4bjgbus/eindrapport-verkenning-alternatief-nettarief-kleinverbruik-berenschot-20250221.pdf>
- Boston Consulting Group. (2025, 4 september). *Mind the queue: Connection reform for the electricity grid*. Hämtad från <https://web-assets.bcg.com/f5/79/77645d12463793d174af9ae00d4a/mind-the-queue-connection-reform-for-the-electricity-grid-r2.pdf>
- Bundesnetzagentur. (u.å.). *Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen*. Hämtad från <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Vportal/Energie/SteuerbareVBE/artikel.html?nn=877500>
- Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. (2024, 16 januari). *Memoria justificativa de la propuesta de circular X/2024: Metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de demanda de energía eléctrica*. Hämtad från <https://www.cnmc.es/sites/default/files/5563643.pdf>
- Commission for Regulation of Utilities. (2023). *Firm access – detailed methodology: Decision paper (CRU/2023114)*. Hämtad från https://cruie-live-96ca64acab2247eca8a850a7e54b-5b34f62.divio-media.com/documents/CRU2023114_Firm_Access_detailed_methodology_decision.pdf

- Cremades, A., Wert, B., & Sepúlveda, S. (2024). *Analysis of the energy measures contained in Royal Decree-law 8/2023*. Pérez-Llorca. Hämtad från <https://www.perezllorca.com/wp-content/uploads/2023/12/Legal-Briefing-Analysis-of-the-energy-measures-contained-in-the-Royal-Decree-law-82023.pdf>
- Department for Energy Security and Net Zero & Ofgem. (2023, november). *Connections Action Plan: Speeding up connections to the electricity network across Great Britain*. Hämtad från <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/6581730523b70a000d234bb0/connections-action-plan-desnz-ofgem.pdf>
- Department for Energy Security and Net Zero. (2024). *Clean Power 2030 Action Plan: A new era of clean electricity*. UK Government. Hämtad från <https://www.gov.uk/government/publications/clean-power-2030-action-plan>
- Energiforsk. (u.å.). *Elnätens hållbara teknikutveckling och digitalisering* [Webbsida]. Hämtad från <https://energiforsk.se/program/elnetens-hallbara-teknikutveckling-och-digitalisering/>
- ENTSO-E. (2023). *Biennial Progress Report on Operational Probabilistic Coordinated Security Assessment and Risk management*. Hämtad från https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/SOC%20documents/SOC%20Reports/entso-e_report_PRA_2023_231208_FINAL.pdf
- ESB Networks. (2021). *Non-firm access connections for distribution connected distributed generators: Guide* (DOC-190220-FOT, Version 1.4). Hämtad från <https://www.esbnetworks.ie/docs/default-source/publications/non-firm-access-for-distribution-connected-distributed-generators-guide.pdf>
- Etherden, N. & Bollen, M. (2024). *Handbok för tillämpning av acceptansgränsmetoden hos nätbolag* (Energiforskrapport 2024:1056). Energiforsk. Hämtad från <https://energiforsk.se/rapporter/handbok-for-tillampning-av-acceptansgransmetoden-hos-natbolag/>
- EUniversal Consortium. (2023). *Let's flatten the energy curve: The EUniversal project – Universal Market Enabling Interface (UMEI)*. Europeiska unionen, Horizon 2020 Research and Innovation Programme. Hämtad från https://ds7yx6kld6i0w.cloudfront.net/wp-content/uploads/2024/02/16161841/EUniversal_Booklet.pdf
- Hilber, P., Dahlin, C. & Dahlgren, L. (2020). *Hybridmetod för riskbaserad värdering av driftsäkerhet* (Energiforskrapport 2020:675). Energiforsk. Hämtad från <https://energiforsk.se/rapporter/hybridmetod-for-riskbaserad-vardering-av-driftsakerhet-energiforskrapport-2020-675.pdf>
- Hopp, K. (2025, 15 januari). *The Netherlands grid congestion: Causes, impacts and solutions* [Webbartikel]. Hämtad från <https://strategicenergy.eu/the-netherlands-grid-congestion/>

- International Energy Agency. (2022). Unlocking the potential of distributed energy resources. Hämtad från <https://www.iea.org/reports/unlocking-the-potential-of-distributed-energy-resources>
- International Smart Grid Action Network. (2025, januari). *WG6 discussion paper on active system management by DSOs*. Hämtad från <https://www.iea-isgan.org/wp-content/uploads/2025/01/2025-ISGAN-WG6-Discussion-Paper-on-Active-System-Management-by-DSOs.pdf>
- Lanting, H., & Widlund, H. (2017). *Dynamisk belastbarhet för jordkablarna* (Energiforskrappport 2017:427). Energiforsk. Hämtad från <https://energiforsk.se/media/23020/dynamisk-belastbarhet-for-jordkablarna-energiforskrappport-2017-427.pdf>
- Ministerie van Economische Zaken en Klimaat. (2022, 20 december). *Landelijk Actieprogramma Netcongestie*. Rijksoverheid. Hämtad från <https://www.energie-nederland.nl/wp-content/uploads/2023/06/Landelijk-Actieprogramma-Netcongestie.pdf>
- Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2025). *Peajes de acceso a las redes de transporte y distribución y cargos asociados a los costes del sistema* [Webbsida]. Hämtad från <https://www.miteco.gob.es/es/energia/energia-electrica/electricidad/peajes.html>
- Monterde, M. R., Álvarez, E. F., & Valarezo, O. (2025). *Non-firm grid connections: A review of access types, mechanisms, and regulatory frameworks*. *Current Sustainable/Renewable Energy Reports*, 12(1), 23. <https://doi.org/10.1007/s40518-025-00268-7>
- Murray, C. (2025, 20 januari). *UK government considering non-firm grid access for energy storage as part of REMA*. *Energy-Storage News*. Hämtad från <https://www.energy-storage.news/uk-government-considering-non-firm-grid-access-for-energy-storage-as-part-of-rema/>
- Nazir, Z. & Bollen, M. (2024). *Stokastisk dynamisk belastningsförmåga för transformatorer* (Energiforskrappport 2024:1009). Energiforsk. Hämtad från <https://energiforsk.se/media/33408/2024-1009-stokastisk-dynamisk-belastningsfo-rma-ga-fo-r-transformatorer.pdf>
- Ofgem. (2022, 15 december). *Decision on DCP405 – Access SCR managing curtailable connections between licensed distribution networks*. Hämtad från <https://www.ofgem.gov.uk/publications/decision-dcp405-access-scr-managing-curtailable-connections-between-licensed-distribution-networks>
- Ofgem. (2022, 3 maj). *Access and Forward-Looking Charges Significant Code Review: Decision and Direction*. Hämtad från <https://www.ofgem.gov.uk/decision/access-and-forward-looking-charges-significant-code-review-decision-and-direction>
- Ofgem. (2025, december). *Connections end-to-end review: Next steps*. Hämtad från <https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/2025-12/connections-end-to-end-review-next-steps-final.pdf>

- SEM Committee. (2023). *Firm access methodology in Ireland: Decision paper* (SEM-23-004). Hämtad från <https://www.semcommittee.com/files/semcommittee/media-files/SEM-23-004%20SEMC%20Firm%20Access%20in%20Ireland%20decision.pdf>
- SINTEF. (u.å.). *Garpur: Grid-forming Power Units for Resilient Power Systems* [Webbsida]. Hämtad från <https://www.sintef.no/en/projects/2013/garpur/>
- Stedin Group. (2024, 25 juli). *More and more companies are helping to reduce pressure on the electricity grid* [Pressmeddelande]. Hämtad från <https://www.stedingroep.nl/eng/press-and-media/persberichten/more-and-more-companies-are-helping-to-reduce-pressure-on-the-electricity-grid>
- Strand, M., Wondollek, M. & Danielzon Larsson, M. (2026). *Kapacitet för tillväxt: Omvärldsanalys om intäktsreglering* (Energiforskrapport 2026:1175). [Ej publicerad rapport]. Energiforsk.
- Tennbakk, B., Attlmayr, D., & Jebsen, S. H. (2022). *Conditional grid connections: A literature review* (Report No. 2022-21). THEMA Consulting Group. På uppdrag av Energimarknadsinspektionen. ISBN 978-82-8368-119-2.
- The Norwegian Smartgrid Centre. (2024, 19 november). *MaksGrid – Tester teknisk innovasjon og digitalisering for å realisere mer dynamisk og effektiv drift og utnyttelse av nettet* [PDF]. Hämtad från <https://smartgrids.no/app/uploads/2024/11/2024-11-19-Webinar-MaksGrid.pdf>
- The Norwegian Smartgrid Centre. (2024, 31 oktober). *Fornybar Norge – webinar* [PDF]. <https://smartgrids.no/app/uploads/2024/12/2024-10-31-Webinar-Fornybar-Norge.pdf>
- The Norwegian Smartgrid Centre. (u.å.). *Prosjekt: MaksGrid* [Webbsida]. Smartgrids. Hämtad från <https://smartgrids.no/prosjekt-maksgrid/>
- UK Power Networks. (u.å.). *Flexible Plug and Play*. [Webbsida]. Hämtad från <https://innovation.ukpowernetworks.co.uk/projects/flexible-plug-and-play>

Bilaga A: Teknikförteckning – DNV

Tabell A. Översikt över FACTS-teknologier.

Teknik	Kort beskrivning	Fördelar	Nackdelar
Statisk synkron kompensator (STATCOM) Tillämpligt från 0,4 kV till 765 kV	STATCOMs är shuntanslutna enheter utrustade med ström-elektroniska brytare med gate-avstängningsfunktion (såsom isolerad gate bipolär transistor (IGBT)). De injicerar reaktiva och harmoniska strömmar beroende på lokala förhållanden eller genom centraliserad styrning.	Spänningsstabilitet Effektoscillationsdämpning Harmonisk kompensation. Alla dessa underlättar minskning av reaktiva flöden över långa avstånd, minskning av termiska förluster på grund av minskning av harmonisk utbredning och systemstabilitet, vilket alla bidrar till ökad nätkapacitet.	Förekomsten av gate-avstängningsbrytare innebär att dessa är relativt dyra. Effektelektronik får ytterligare förluster på grund av växlings- och ledningsförluster.
Statisk VAR-kompensator (SVC) Gäller från 10 kV till 765 kV	SVC:er liknar STATCOM:er eftersom de också är shunt-anslutna, men switcharna som används i SVC:er har inte möjlighet att stänga av grinden.	Kompensera reaktiv effekt genom att emulera kontinuerligt variabla kondensatorer eller induktorer. Dessa är inte lika snabba i drift som STATCOMs	Långsam att svara på grund av långsammare tyristorteknologi. Kompensationen beror på spänningsstorleken, vilket, när den störs, kan komplicera kontrollen och leda till oönskade resultat.
Statisk synkron seriekompensator (SSSC) Gäller från 10 kV till 765 kV	SSSC:er är seriekopplade enheter utrustade med gate-avstängningsströmbrytare. Injicera kvadraturspänningar i serie med systemets spänning. Injicerad spänning ändrar systemets spänningsfas, vilket möjliggör reaktiv effektkompensation och impedansvariation. Kan användas för effektlödeskontroll och överbelastningshantering i meshade delöverföringssystem	Reaktiv effektkompensation Linjeimpedansreduktion Automatisk reaktiv reglering styrd av linjeströmmen	Subsynkrona fenomen Ferroresonans Komplicerat skydd av seriekopplade enheter i allmänhet
Tyristorstyrd seriekompensator (TCSC) Gäller från 10 kV till 765 kV	Liknande SSSC men utrustad med tyristorer Utför funktioner liknande SSSC men långsammare att svara. Kan användas i mesh-system för effektlödeskontroll	Samma som SSSC men långsammare	Samma som SSSC
Enhetlig effektlödesregulator (UPFC) Gäller från 10 kV till 765 kV	Sammanslagning av STATCOM och SSSC	Kombinerade funktioner för STATCOM och SSSC	Dyr lösning Komplexitet

Tabell B. Översikt av FACTS-teknologi specifik för primär distribution.

Teknik	Kort beskrivning	Fördelar	Nackdelar
Halvledarströmsbegränsare med självkommuterande brytare (SSCL)	Detta är enheter som omedelbart minskar felströmmen på en matarledning för att skydda andra matare i systemet från överdriven spänningspåfrestning	Spänningsstabilitet Utrustningsskydd mot skador	Kostnad
Strömbegränsande brytare med självkommuterande brytare (SSCLB)	Samma som ovan men med en mekanisk säkring integrerad i strömbegränsarkretsen	Snabb skyddsfunktion för spänningsstabilitet Brytarskydd mot alltför höga avbrottsströmmar	Kostnad
Halvledarbrytare med självkommuterande brytare (SSB)	En brytaranordning där pe-brytare ersätter den mekaniska brytaren som brytanordningar. Eftersom förflytningsbrytarna utsätts för hög spänning är säkringen vanligtvis utrustad med tre överspänningskyddare, en vid båda terminalerna till jord och en ansluten mellan de två terminalerna	Snabb brytning av felströmmar som skyddar friska system från störningar	Ledningsförluster Kostnad
Transistoröverföringsbrytare (SSTC)	Industrier med avbrottsfria processer behöver kontinuerlig försörjning och matas från separata matningskanaler där en levererar lasten och den andra står i beredskap. Ett fel på serveringsmataren kräver att lasten byts till reservmataren. Dessa brytare presterar mycket snabbare jämfört med mekaniska överföringsbrytare	Ett långvarigt avbrott som varar i flera cykler vid mekaniska överföringsbrytare kan stänga ner industriprocessen, vilket leder till produktions- och intäktsförlust. Å andra sidan kommer en långvarig avlastning av distributionssystemet att orsaka energiobalans som får skydds- och styrsystemen att reagera. Dessa åtgärder förbrukar den användbara reservkapaciteten. SSTS mildrar dessa effekter.	Kostnad Underhåll
Dynamisk spänningsåterställare (DVR)	Spänningssjunkningar och svällningar kan tvinga generering och belastning att kopplas bort, vilket skapar huvudvärk för nätoperatören. En DVR är en PE-baserad serieansluten enhet som dynamiskt injicerar spänning i serie med matningen för att bibehålla acceptabel spänning nedströms när den observerar en minskning av matningsspänningen	Återställer snabbt spänningen så att belastnings- och genereringsskydd nedströms inte aktiveras, vilket tillåter stationära tillstånd att bestå. Detta minskar beredskapsreserverna i distributionssystemet drastiskt, vilket gör att fler laster och produktion kan kopplas till det.	Kostnad Underhåll Skydd
Soli-tillståndsonload tap changer (SSLTC)	Mekaniska lastväxlare (LTC) ändrar transformertapparna för att bibehålla den önskade spänningsnivån genom att ändra transformatorns effektiva varvsförhållande. Dessa är långsamma att använda och kräver	Långsam LTC-drift innebär avvikelser från nominella nivåer under längre perioder där elbolagen behåller reservnätscapacitet. Användningen av SSLTC skulle minska det behovet,	Kostnad Förluster

Teknik	Kort beskrivning	Fördelar	Nackdelar
	omfattande underhåll. En SSLTC använder PE-switchar för att utföra samma funktion i högre hastighet.	och mer kapacitet skulle bli tillgänglig för nätkunder.	

Tabell C. Översikt över klassiska kompensationsenheter.

Teknik	Kort beskrivning	Fördelar	Nackdelar
Shuntanordningar Gäller från 10 kV till 765 kV	Shuntreaktorer anslutna för att undertrycka spänningsökningar på grund av avlastning av systemet Flytta kondensatorer för att öka spänningen i ett överbelastningsnät. Sällan använd vid högre spänningsnivåer	Spänningsåterställning Reaktiv effektkompensation Lägre kostnad Snabbare utplacering	Långsam drift Kompensation beroende av tillgänglig spänning
Serieenheter Gäller från 33 kV till 765 kV	Fasta seriekondensatorer	Ökad statisk stabilitetsgräns Lastmodulerad reaktiv effektkompensation	Subsynkrona fenomen Ferroresonans Komplicerade förbipasserings- och skydds krav
Synkronkondensatorer Gäller från 33 kV till 765 kV	Synkrona maskiner utan primörer	Kontinuerlig variabel reaktiv effektkompensation med fältexcitationskontroll Tröghetsstöd till nätet	Dyr Underhåll

Tabell D. Hur olika åtgärder påverkar viktiga parametrar.

Measures	Impact dimension				
	Capacity	Maintenance	Lifetime	Cost	Operational risks
Power technology					
FACTS devices	✓✓✓	✗	✓✓✓	✗✗	✓✓
Classical compensation	✓✓	✗✗	✓✓	✗	✓✓✓
Phase shifting transformers	✓✓	✗	✓✓✓	✗✗	✓✓✓
High-temperature conductors	✓✓✓	✓✓✓	✓✓✓	✗✗✗	✓✓✓
Voltage and temperature upgrading	✓✓✓	✓	✓✓✓	✗✗✗	✓✓✓
Tower top modifications	✓✓✓	✓✓✓	✓✓✓	✗✗✗	✓✓✓
Line configurations	✓✓✓	✓✓✓	✓✓✓	✗✗✗	✓✓✓
Modernization	✓✓✓	✓✓✓	✓✓✓	✗✗✗	✓✓✓
Information, communication, and software technology					
Dynamic line rating	✓✓	✗	✓	✓	✗
Advanced grid monitoring	✓✓	✓✓✓	✓✓✓	✓✓	✓
AI supported control rooms	✓	✓✓✓	✓✓✓	✓✓	✓
Optimized generator settings	✓	✓✓	✓✓	✓✓✓	✓✓✓
Smarter breaker settings	✓	✓	✓✓	✓✓✓	✗✗
Operational measures					
Reconfiguration of grid paths	✓✓	✓✓✓	✓✓	✓✓✓	✗
Revaluation of reliability and contingency	✓✓	✓✓✓	✓	✓✓✓	✗✗
Improved asset management	✓	✓✓✓	✓✓✓	✓✓✓	✓✓✓
Power flow control	✓	✓	✓✓	✓✓✓	✓
Dynamic protection systems	✓	✓✓	✓✓	✓✓✓	✗✗
Probabilistic methods	✓	✓✓✓	✓✓	✓✓✓	✓
Flexibility measures					
Energy storage	✓✓✓	✗	✓✓✓	✗✗✗	✓✓✓

Measures	Impact dimension				
	Capacity	Maintenance	Lifetime	Cost	Operational risks
Sector coupling with district heating	✓✓✓	✓✓✓	✓✓✓	✓✓	✓✓✓
Hydrogen production with storage	✓✓✓	✓✓✓	✓✓✓	✗✗✗	✓✓✓
Non-technical measures					
Demand side response	✓✓✓	✓✓✓	✓✓✓	✓	✓✓✓
Hybrid solutions					
Microgrids	✓✓✓	✓✓✓	✓✓✓	✓	✓✓✓
Electricity efficiency and operational optimization	✓✓✓	✓✓✓	✓✓✓	✓✓	✓✓✓
Regulatory measures					
N-x	✓	✓	✓	✓✓	✓

¹ Legend för Tabell D:

✓:	Low positive impact
✓✓:	Medium positive impact
✓✓✓:	High positive impact
✗:	Low negative impact
✗✗:	Medium negative impact
✗✗✗:	High negative impact

KAPACITET FÖR TILLVÄXT - ÖKAT UTNYTTJANDE AV BEFINTLIGA ELNÄT

Elektrifieringen behöver trappas upp och tillgången till nätkapacitet är en avgörande faktor för industriell utveckling, klimatambitioner och regional tillväxt. Samtidigt tar nätutbyggnad lång tid att genomföra. Denna rapport visar att omfattande potential redan finns i de befintliga elnäten, om tekniska möjligheter kombineras med moderniserade arbetsätt och nya avtalsformer.

Genom internationella exempel från bland annat Nederländerna, Norge och Storbritannien identifieras tre typer av åtgärder som i praktiken möjliggjort snabbare anslutningar och effektivare utnyttjande av befintlig kapacitet: tekniska åtgärder som dynamisk belastbarhet och förbättrad nätövervakning, operativa arbetsätt som aktiv systemdrift och riskbaserad beslutslogik, samt avtalsbaserade lösningar som flexibla och villkorade anslutningsavtal. Tillsammans möjliggör dessa att elnät kan drivas närmare sina tekniska gränser utan att äventyra driftsäkerheten.

Erfarenheterna visar att kapacitetsutnyttjande inte främst är ett teknikproblem, utan ett genomförandeproblem. När tekniska möjligheter kombineras med moderniserade processer, bättre data, tydligare riskramar och harmoniserade avtalsformer kan stora effekter uppnås.

Ett nytt steg i energiforskningen

Forskningsföretaget Energiforsk initierar, samordnar och bedriver forskning och analys inom energiområdet samt sprider kunskap för att bidra till ett robust och hållbart 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 energiforsk.se.

