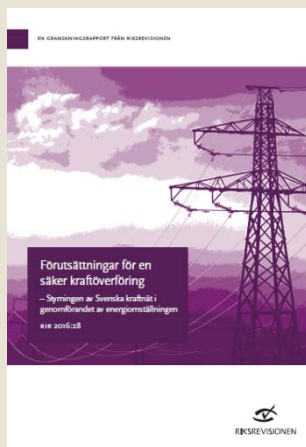


## Bilaga 8.

### *Jämförelsestudie:*

## Systemoperatörer i USA, Europa och Norden, DNV-GL



RiR 2016:28

### Förutsättningar för en säker kraftöverföring

---

Styrningen av Svenska kraftnät i genomförandet av energiomställningen

Slutrapport

# Jämförelsestudie: Systemoperatörer i USA, Europa och Norden

**Customer Contact:** Monica Rupprecht Hjort

**Date of issue:** 2016-06-07

**Date of last revision:** 2016-06-07

**Document number:** 20160416-2



---

## Customer Details

---

Customer Name: Riksrevisionen  
Customer Address: Nybrogatan 55, 114 40 Stockholm  
Contact Person: Monica Rupprecht Hjort

## DNV GL Company Details

---

DNV GL Legal Entity: DNV GL Swedan AB  
DNV GL Organisation Unit: Energy Advisory  
DNV GL Address: HEMVÄRNSGATAN 9  
171 54 Solna  
SWEDEN  
DNV GL Telephone: +46-8-58 79 40 00  
DNV GL org. No.: 556450-3836  
DNV GL doc. No: 20160416-2

## About this document

---

Report Title: Jämförelsestudie: Systemoperatörer i USA, Europa och Norden  
Date of issue: 2016-06-07  
Date of last revision: 2016-06-07

Prepared by:



---

Alicia Abrams, Senior Consultant

Approved by:



---

Erik Dugstad  
Head of Section, Markets and Policy Development

---

## Innehåll

1	SAMMANFATTNING .....	1
1.1	Bakgrund	1
1.2	Uppdrag	1
1.3	Metod	1
1.4	Slutsatser	2
2	UTVALDA SYSTEM- OCH STAMNÄTSOPERATÖRER.....	4
2.1	Svenska kraftnät	5
2.2	Statnett, Norge	7
2.3	TenneT, Nederländerna	9
2.4	National Grid, Storbritannien	11
2.5	California ISO, USA	14
2.6	Integrerade marknader	15
3	MÅL FÖR LEVERANSSÄKERHET .....	19
3.1	Vad menas med leveranssäkerhet?	19
3.2	Hur säkras energisystemets leveranssäkerhet i en föränderlig marknad?	20
3.3	Stamnätsoperatörens ansvar och lagstadgade mål	22
3.4	Diskussion kring mål om leveranssäkerhet	29
3.5	Rekommendation för mål om leveranssäkerhet	30
4	PRAXIS KRING STAMNÄTSINVESTERINGAR .....	31
4.1	Hur garanteras kostnadseffektiva investeringar i stamnätet?	31
4.2	Stamnätsinvesteringar i Statnett, Norge	31
4.3	Stamnätsinvesteringar i TenneT, Nederländerna	32
4.4	Stamnätsinvesteringar i National Grid, UK	34
4.5	Stamnätsinvesteringar i CAISO, USA	36
4.6	Samhällsekonomisk analys för stamnätsinvesteringar	38
4.7	Rekommendation för praxis kring stamnätsinvesteringar	46
5	PRAXIS KRING STAMNÄTSINVESTERINGAR I SVERIGE .....	48
5.1	Perspektivplan	48
5.2	Svenska kraftnäts beslutsprocess	48
5.3	Praxis för samhällsekonomisk analys i Svenska kraftnät	49
6	FORSKNING FÖR ATT SÄKRA LEVERANSSÄKERHET .....	54
6.1	Forskningsområden som främjar leveranssäkerhet	54
6.2	Exempel på forskningsområden hos stamnätsoperatörer	55
6.3	Rekommendation kring forskningsfinansiering	57
7	REKOMMENDATIONER.....	59
7.1	Mål för leveranssäkerhet	59
7.2	Mål för samhällsekonomisk lönsamhet	60
	APPENDIX A – SEKTÖRÖVERGRIPANDE RIKTLINJER FÖR SAMHÄLLSEKONOMISK ANALYS I NORGE .....	1

## Figurer och Tabeller

Figur 1: Det svenska stamnätet .....	5
Figur 2: Översikt Statnetts nät i Norge .....	7
Figur 3: Transmissionsnätet i Nederländerna .....	9
Figur 4: Stamnät i England, Wales och Skottland .....	11
Figur 5: Översikt systemansvarig och transmissionsbolag i Storbritannien .....	12
Figur 6: Regleringshierarki i det brittiska kraftsystemet .....	13
Figur 7: CAISO geografiskt område .....	14
Figur 8: WECC-regionen i västra USA och Canada .....	17
Figur 9: Roller och ansvar för leveranssäkerhet över flera tidshorisonter .....	21
Figur 10: Beslutsprocess för transmissionsinvesteringar i Norge .....	32
Figur 11: Beslutsprocess för stamnätsinvesteringar i TenneT .....	32
Figur 12: Beslutsprocess för stamnätsinvesteringar i National Grid, UK .....	35
Figur 13: Beslutsprocess för transmissionsinvesteringar i Kalifornien .....	37
Figur 14: Typer av samhällsekonomisk analys .....	39
Figur 15: Steg i en samhällsekonomisk analys .....	39
Figur 16: Målnivåer för samhällsekonomisk analys .....	40
Figur 17: Exempel på åtgärder som identifierats i samhällsekonomisk analys .....	41
Figur 18: Identifierade effekter i samhällsekonomisk analys .....	42
Figur 19: Resultat av samhällsekonomisk analys .....	43
Figur 20: ENTSO-E Kostnadsnyttoanalys - resultattabell .....	46
Figur 21: Process för investeringsbeslut i Svenska kraftnät .....	48
Figur 22: Steg i en samhällsekonomisk analys, Norge .....	1

# 1 SAMMANFATTNING

## 1.1 Bakgrund

Elmarknaden står inför stora utmaningar där energiomställningen till mer förnybara och variabla energikällor, möjlighet till överföring över stora avstånd och produktion långt ut i näten, samt nya möjligheter inom informationsteknologi och marknads- och systemstyrning, driver anpassningen till framtidens kraftsystem. Den avreglerade marknaden ställer ytterligare krav på koordinering inom industrin mot gemensamma mål om leveranssäkerhet. Detta ställer nya krav på hela kraftsystemet och dess organisation, där system- och stamnätsoperatören har en nyckelroll.

Stamnätsinvesteringar är kostsamma, påverkar många intressenter och i slutändan hamnar kostnaderna på samhället. Avgörande för en trygg elförsörjning till ekonomiskt försvarbara kostnader är därför att man tydligt kan formulera framtida behov och säkra att man hittar de mest kostnadseffektiva lösningarna för att åtgärda de behov som identifierats.

Grundläggande frågor för riksdag och regering är därför hur elkraftsystemet ska dimensioneras och vilken leveranssäkerhet elsystemet ska ha. Regeringens och Svenska kraftnäts styrning påverkar elförsörjningen och det elpris som slutkunderna betalar. Vad krävs, i form av prestationsmål och styrning av stamnätsoperatören, för att säkra leveranssäkerhet till samhällsekonomiskt försvarbara kostnader? Hur ser det ut i andra marknader? Finns lärdomar att hämta från andra nordiska, europeiska och amerikanska system- och stamnätsoperatörer?

## 1.2 Uppdrag

DNV GL har fått i uppdrag av Riksrevisionen att genomföra en jämförelsestudie av stamnätsoperatörer. Studien är tänkt att belysa förhållanden i valda nordiska, europeiska och amerikanska elmarknader och de metoder som etablerats för att säkerställa en trygg och kostnadseffektiv energiförsörjning givet energiomställningen mot förnybara energikällor, integrerade marknader och aktiva konsumenter. Riksrevisionen avser vidare göra en granskning av Svenska kraftnät och de beslutsprocesser och samhällsekonomiska analyser som ligger till grund för beslut om investeringar i stamnätet. Detta uppdrag är tänkt som informationsunderlag till Riksrevisionens granskning av Svenska kraftnät och innebär sammanfattningsvis att rekommendationer skall tas fram för:

- De mål från regering och reglermyndigheter som bidrar till elkraftsystemets leveranssäkerhet.
- De beslutsprocesser och samhällsekonomiska analysmetoder som används för att säkra en trygg elförsörjning till samhällsekonomiskt försvarbara kostnader, givet energiomställningen.
- Hur forskning skall prioriteras av stamnätsoperatörer för att främja leveranssäkerhet.

Vidare skall metoder och rekommendationer jämföras med praxis i Svenska kraftnät.

## 1.3 Metod

DNV GL har som del av uppdraget förberett föreliggande rapport. I rapporten presenteras först en översikt av de stamnätsoperatörer som jämförs i studien, därefter en närmare diskussion kring de mål och planeringskriterier för leveranssäkerhet och transmissionsinvesteringar som föreligger operatörerna, samt de planerings- och beslutsprocesser och den samhällsekonomiska analys som tillämpas vid investeringsbeslut. Forskningsinriktning och finansiering behandlas, därefter en jämförelse med de processer och metoder som tillämpas vid investeringsbeslut i Svenska kraftnät. För studien har följande stamnätsoperatörer och regioner valts ut:

- Statnett i Norge
- TenneT i Nederländerna
- National Grid i England/Wales
- California ISO i Kalifornien, USA
- ENTSO-E i Europa
- Western Electric Coordinating Council (WECC) i västra Nordamerika


## 1.4 Slutsatser

De prestationsmått som finns för Svenska kraftnät från Energimarknadsinspektionen, icke levererad effekt och icke levererad energi, tillämpas även vid styrning av andra stamnätsoperatörer. De är dock inte tillräckliga för att belysa alla aspekter av leveranssäkerhet i ett långt perspektiv och i många fall tillämpas även andra mått, som förväntad icke levererad effekt och energi. Dessa mått ger en indikation om framtida beredskap, inte bara retrospektiv analys av uppnådd leveranssäkerhet, och används idag av de flesta stamnätsoperatörer, inklusive Svenska kraftnät, men utgör sällan krav från tillsynsmyndigheter. I den akademiska världen har man länge diskuterat förslag på olika probabilistiska kriterier som indikation på leveranssäkerhet. Det kan i framtiden vara lämpligt att införa liknande prestationsmått för stamnätsoperatörer men tillsvidare innebär de vissa beräkningstekniska utmaningar som gör det svårt att använda probabilistiska kriterier i praktiken. Vidare används, i både Norge och Sverige, incitamentbaserad styrning, där nätbolagen får en justerad inkomstram i förhållande till de nivåer för icke levererad energi man uppnått. Sådan styrning syftar till att få nätbolag att göra rimliga och kostnadseffektiva investeringar för ökad tillförlitlighet.

Vad gäller dimensionering av stamnätet är dimensioneringskriterier fastställda i Regeringsbeslut N2009/6944/E och bygger på de kriterier som utvecklats och godkänts 2004 inom det Nordiska TSO samarbetet Nordel. Generellt använder Svenska kraftnät N-1 kriteriet, med vissa undantag, i likhet med andra TSOer. Däremot kan det vara motiverat att se över undantag från N-1 kriteriet på samhällsekonomiska grunder. I TenneT, Nederländerna, finns bland annat ett antal förbestämda situationer då man tillåter avvikelser från N-1 kriteriet, vilket minskar behovet av kostsamma samhällsekonomiska analyser och utdragna processer.

Beslut om nya investeringar i stamnätet baseras på en lång planeringsprocess där både svenska och nordiska behov i kraftsystemet beaktas. De nordiska TSOerna publicerade fram till 2008 en gemensam, nordisk stamnätsutvecklingsplan och samarbetar nu kring nordiska bidrag till den europeiska, tioåriga nätutvecklingsplanen (ENTSO-E TYNDP). I detta nordiska samarbete utvecklas gemensamma framtidsscenarioer som ligger till grund för utveckling av stamnätet och beaktas bland annat i Svenska Kraftnäts perspektivplan och Statnetts *Nettutviklingsplan*. Svenska kraftnäts perspektivplan är resultatet av krav på ytterligare transparens kring de förutsättningar och prognoser som ligger till grund för Svenska kraftnäts tioåriga nätutvecklingsplan och treåriga investerings- och finansieringsplan.

Utifrån det material DNV GL har haft till förfogande, bedöms Svenska kraftnät ha en väl definierad beslutsprocess för stamnätsinvesteringar, med flera planeringssteg i det längre perspektivet (perspektivplan och investeringsplan med tillhörande scenarioanalys) där insyn ges till externa aktörer. När investeringsbehov identifierats läggs stor vikt på remittering och insyn från olika interna arbetsgrupper, innan projektet går vidare till koncessionsansökan. Utöver detta finns inom Svenska kraftnät en metod för samhällsekonomisk analys i samband med bedömning av investeringsbehov. Däremot finns det idag inte någon extern kvalitetsbedömning i ett tidigt skede i planeringsprocessen då alternativa åtgärder och behov av samhällsekonomisk analys bedöms. En utmaning med stora



transmissionsinvesteringar är också att det ofta blir stora förseningar p.g.a. av överklaganden i samband med samråd, vilket leder till att hela koncessionsprocessen ofta tar uppemot 10 år.

Här finns förebilder för möjliga lösningar i t.ex. Statnett i Norge, där beslutsprocessen gjorts om för att inkludera tidigare insyn och kontroll från tredje part i det stadium då olika alternativa åtgärder bedöms. I de fall kommuner och andra intressenter uttalar sig negativt om ett föreslaget projekt tas koncessionsbeslut av regering, i Sverige såväl som i Norge. Däremot har man i Norge, för alla nya, stora stamnätsinvesteringar, skickat på remiss och fått ett uttalande (i praktiken ett preliminärt beslut) från Olje- og energidepartementet tidigt i beslutsprocessen, för att se till att viktiga politiska invändningar kommer i ett tidigt skede i planeringen.

Det finns vidare ofta nationella riktlinjer för samhällsekonomisk analys, exempelvis Trafikverkets riktlinjer<sup>1</sup> i Sverige eller det norska Finansdepartementets sektorövergripande riktlinjer i Norge<sup>2</sup> (se även Appendix A). ENTSO-E utarbetar en metod för kostnadsnyttoanalyser för sina tioåriga nätutvecklingsplaner (TYNDP), men den är för närvarande under utveckling och implementerad endast i begränsad utsträckning. Det kan dock vara meningsfullt att ta lärdom av olika tillvägagångssätt och anpassa den svenska metodiken till metoder som används i närliggande marknader, inte minst med tanke på det nära samarbetet kring utveckling av analysunderlag för stamnätsinvesteringar.

---

<sup>1</sup> <http://www.trafikverket.se/for-dig-i-branschen/Planera-och-utreda/Planerings--och-analysmetoder/Samhallsekonomisk-analys-och-trafikanalys/gallande-forutsattningar-och-indata/>

<sup>2</sup> [http://www.dfo.no/Documents/FOA/publikasjoner/veiledere/Veileder\\_i\\_samfunns%c3%b8konomiske\\_analyser\\_1409.pdf](http://www.dfo.no/Documents/FOA/publikasjoner/veiledere/Veileder_i_samfunns%c3%b8konomiske_analyser_1409.pdf)



## 2 UTVALDA SYSTEM- OCH STAMNÄTSOPERATÖRER

De stamnätsoperatörer som valts ut till jämförelsestudien är verksamma i Norden, Europa och USA. De är alla ansvariga systemoperatörer i respektive region och involverade i planering av transmissionsinvesteringar. Däremot ser marknad, ägarmodeller och reglersystem olika ut vilket resulterar i olika beslutsprocesser, inflytande och ansvar. Den största skillnaden ligger i vilken modell som valts för systemansvaret, där huvuddragen utgörs av att man antingen har en Transmission System Operator (TSO) eller en Independent System Operator (ISO). En TSO, i likhet med Svenska kraftnät, har systemansvar samtidigt som man äger och underhåller hela eller delar av transmissionsnätet, i Sverige kallat stamnätet. I en avreglerad marknad äger en TSO ingen generationskapacitet och skall heller inte svara för distribution. Stamnätsmonopolet är därmed klart skilt från dessa marknadsintressen. Liknande strukturer har valts i Norge (Statnett) och Nederländerna (TenneT) och är vanliga i Europa. TSOer har genom sitt systemansvar också en roll att bidra till marknadsutvecklingen för att på bästa sätt möta kraftsystemets behov. I likhet med en TSO äger en ISO varken generation eller distribution. Utöver detta äger en ISO heller ingen transmission och är på så vis oberoende av alla marknadsintressen. ISOer drivs av en oberoende styrelse med starkt inflytande från olika marknadsintressenter i strukturerade och transparenta processer. En ISO, som t.ex. California ISO i USA, har som huvudansvar att koordinera alla delar av drift och planering av transmissionsnätet och ansvarar därmed dels för balans och planering tillsammans med reglermyndigheter och marknadsaktörer, dels för samordning av grossistmarknaden för el.

Det starka ömsesidiga beroendet mellan nät och systemplanering, utbyggnad och drift, har varit ett argument för att man i Europa framförallt valt TSOer snarare än ISOer. En marknadslösning med en ISO kräver att det ömsesidiga beroendet detaljeras i fullt transparenta processer. Det finns för- och nackdelar med båda modellerna, men man ska vara försiktig med att dra paralleller mellan de två systemen eftersom förutsättningarna är väldigt olika. Den ökade byråkrati som krävs för att synliggöra processer i ett kraftsystem med en ISO t.ex. är inte alltid relevanta för en TSO. En annan viktig skillnad är att en TSO, som äger och får avkastning på nätinvesteringar, har incitament för att investera men är också lättare att påverka genom kvalitetsbaserad reglering (Performance Based Regulation).

Andra skillnader i de systemoperatörer och marknader som valts är att det i USA finns både federala (FERC, NERC), regionala (t.ex. WECC) och statliga (t.ex. CPUC) myndigheter med ansvar för tillförlitlighet och styrning av systemoperatörer och andra aktörer på elmarknaden. I Europa finns regionala organisationer (ENTSO-E och ACER) som verkar för tillförlitlighet och samordnar transmissionsplanering och reglering tvärs EU. De har dock en svagare ställning i och med att de endast är rådgivande och det är istället nationella myndigheter som svarar för reglering av systemoperatörer.

Nedan följer en kort presentation av de TSOer, ISOer och regioner som valts ut till jämförelsestudien.

## 2.1 Svenska kraftnät

Den svenska stamnätsoperatören Svenska kraftnät ansvarar för att det svenska elöverföringssystemet är säkert, miljöanpassat och kostnadseffektivt. Svenska kraftnät äger det svenska stamnätet och ansvarar för drift, underhåll och utbyggnad. Det innebär bland annat att man ansluter nya produktionskällor och andra stamnätskunder, man åtgärdar begränsningar, s.k. "flaskhalsar", i överföringssystemet och man ansvarar för att nätet är driftsäkert. Svenska kraftnät har också systemansvar för elsystemet, vilket innebär att man ansvarar för effektbalans och frekvenskontroll i driftögonblicket, man medverkar till att elhandeln sker smidigt och i fri konkurrens och man är involverad i integrationen med elmarknaderna i Norden och Europa. Figur 1 visar det svenska stamnätets utbredning och sammankoppling med närliggande nät.

Figur 1: Det svenska stamnätet




Källa: Svenska kraftnät

Utöver dessa primära ansvarsområden bidrar Svenska kraftnät också till att energi- och klimatmål uppfylls samt bedriver forskning och utveckling. Svenska kraftnät är en myndighet som drivs i form av ett statligt affärsverk och styrs av förordningar och regleringsbrev från regeringen.

### 2.1.1 Marknad och reglering i Sverige

Svenska kraftnät bildades i och med omorganisationen av den svenska elmarknaden 1996, då ansvar för produktion, transmission och distribution gjordes oberoende av varandra. Avregleringen syftade bland annat till att öka konkurrensen, och därmed förhindra överinvesteringar, på produktionsidan och ge



slutkunder större valmöjligheter vad gäller val av elleverantör. Man valde dock, i likhet med många andra europeiska länder, att behålla ägandet av stamnätet hos den svenska staten och kombinera ansvar för transmissionsnätet med systemansvaret för kraftsystemet. Fördelen med detta är det stora ömsesidiga beroendet och behovet av koordination mellan systemoperatörens och transmissionsoperatörens ansvarsområden, bland annat vad gäller planering av nätinvesteringar och information om brister och behov i nätet och hos kunderna. Å andra sidan finns en risk att en myndighet som också äger och har egenintresse i ytterligare nätinvesteringar prioriterar nätutbyggnad över andra lösningar på bekostnad av slutkunderna och samhället som i slutänden står för kostnaderna. Därför blir det viktigt med styrning och insyn i beslutsprocesser som rör stora investeringar i nätet som har ekonomiska effekter och livslängder uppemot 50-60 år. En god och trygg elförsörjning är dock avgörande för det svenska samhället så ansvaret för att stamnätet är driftsäkert och robust är också föremål för granskning och kontroll av reglermyndigheter. En god styrning av affärsverket Svenska kraftnät är därmed avgörande för att säkra både framtida elförsörjning och ett klokt förvaltande av offentliga resurser.

Energimarknadsinspektionen (Ei) är den myndighet som reglerar och granskar elnätsverksamheten i Sverige. Svenska kraftnät berörs bland annat genom att Ei sätter intäktsramar för Svenska kraftnät, fastställer prestationsmål för Svenska kraftnät och bedömer om de uppfylls, samt godkänner koncessionsansökningar för nya elledningar. I praktiken godkänns dock de flesta koncessioner för Svenska kraftnät av regeringen. Tillståndsprövningen syftar främst till att skydda människor, djur och natur.

Energimyndigheten bidrar till forskning och information kring mer övergripande energifrågor såsom bedömningar av elavbrottskostnader, möjligheter för ny teknologi och hur regeringens energimål kan uppfyllas.

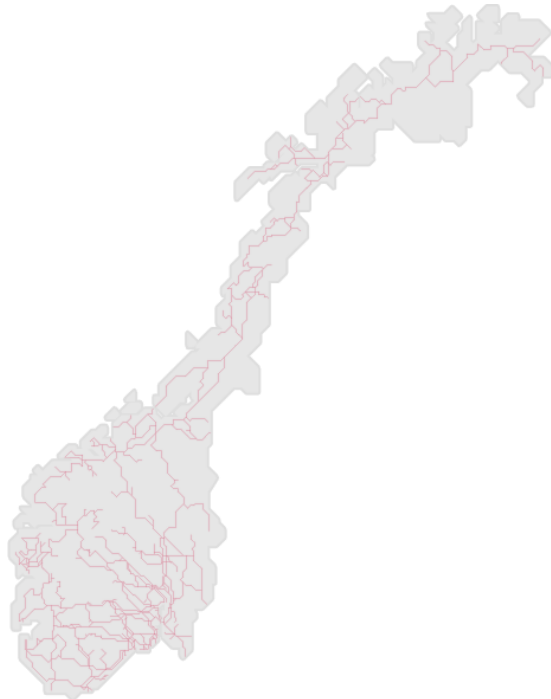
Utöver intäktsramar som sätter budget och villkor för Svenska kraftnät, energilagen som definierar ansvar och roller, och förordningar som vidare specificerar olika uppdrag och ansvar får Svenska kraftnät årliga uppdrag formulerade i regleringsbrev från regeringen. Där specificeras särskilda mål och ansvar, t.ex. upphandling av effektreserv eller begäran om utredningar kring marknadsintegration eller andra långsiktiga policymål.

## 2.2 Statnett, Norge

Det finns ett nära samarbete mellan de nordiska systemansvariga nätoperatörerna, bland annat genom Nordiskt systemdriftavtal (*Nordic System Operation Agreement*), och det kan därför vara lämpligt att jämföra Statnett och Svenska kraftnät närmare.

Statnett äger och styr det norska stamnätet och är systemansvarig nätoperatör. Statnett är helstatligt ägt av Olje- och energidepartementet (OED), och Norges Vassdrags- og Energidirektorat (NVE) är tillsynsmyndighet för Statnetts verksamhet och resten av kraftsektorn. Stamnätet var tidigare till viss del ägt av regionala nätoperatörer, men resten av stamnätet är på väg att säljas så att Statnett framöver kommer att äga hela stamnätet. Det norska stamnätet är ungefär 11000 km långt och har cirka 150 transformatorstationer. Statnett har också ansvar för förbindelser till utlandet, dvs. till Sverige, Finland, Ryssland, Danmark och Nederländerna, samt de förbindelser till Tyskland och Storbritannien som är under utveckling. Det norska stamnätet visas i Figur 2.

**Figur 2: Översikt Statnetts nät i Norge**



*Källa: Statnett*

Statnett har koncession som systemansvarig för det norska kraftsystemet. Det innebär ansvar för tillförlitlig överföring av elektricitet genom att koordinera produktion och efterfrågan, etablera effektiva marknadsplatser och dela relevant information, drift av stamnätet och att säkra icke-diskriminerande tillgång till stamnätet. Systemansvaret regleras av förordningen «*Forskrift om systemansvaret*», som förutom punkterna ovan också lägger vikt på att marknadsmässiga lösningar skall användas så långt det är möjligt. Som stamnätsägare och operatör har Statnett ansvar för att driva och utveckla stamnätet för att bidra till ett effektivt utnyttjande av kraftsystemet på kort och lång sikt.

### 2.2.1 Marknad och reglering i Norge

Norge var bland de första att avreglera marknaden och att skilja nätverksmonopol från marknadsbaserade aktiviteter för produktion och elhandel. Från 1930-talet finns ett samarbete mellan flera av de norska kraftbolagen i *Samkjøringen* och 1970 började alla kraftverk koordineras för att möta

variationer i vattenkraftproduksjon. Dette var grunden for den avregulerte elmarknaden som startade 1991, basert på energilagen som antogs av parlamentet 1990. Statlige kraftverk separerades från NVE 1986, som 1991 blev reguleringsmyndighet for elsektorn. Statskraftverkene blev 1992 oppdelat i Statkraft (produksjon) og Statnett (stamnät) og 1993 tog Statnett over *Samkjøringen* og organiserte det som ett helägt dotterbolag, Statnett Marked, som etablerte en marknad for grossisthandelen for el. Dette overgick i NordPool 1996 när Sverige og Norge etablerte den gemensamma fysiske marknaden, som senere Finland og Danmark också blev en del av. Slutkundsmarknaden i Norge är avregulert og delas idag med Sverige. Nyligen antogs i Norge reglering om funksjonell separasjon. Dette innebær att nätverksmonopol måste vara självständiga juridiske enheter, samt kraftprodusenter eller distribusjonsbolag inte skall ha direkt innflytande på funksjonene i nettföretaget även om de kan äga og förvalta den overgripande finansielle rammen for ett nettföretag.

Beslut om utvikling av kraftsystemet og regleringen av dette sker på ulike nivåer. Parlamentet behandler yttranden från OED om energipolitikk, såsom *Energimeldingen* (2016) og *Nettmeldingen* (2012), og bereder forordninger for energipolitiken. Parlamentet antar lagar, där *Energiloven* (1990) är den viktigaste for utvikling og reglering av energisektoren. Energilagen utgör grunden for regleringen av Statnett og resten av energisektoren og den betonar ett for samhället effektivt energisystem med deltagende av berörte parter. Det overgripande målet lyder "Lagen bör se till att produksjon, omvandling, overføring, handel, distribusjon og anvendelse av energi sker på ett sosialt effektivt sätt, där hensyn tas till hur allmänne og private interesser påverkes."<sup>3</sup>.

OED utformer regler baserte på energilagen, antingen direkte eller via NVE. NVE är tilsynsmyndighet for sektoren og overvaker att lagen följs både vad gäller teknisk og økonomisk reglering og rapporteringskrav for kraftprodusenter, nettoperatører og elbolag. Föreskrifter<sup>4</sup> med relevans for denne rapport är:

- *Energilovforskriften* - Ramer for effektiv samordning og utvikling av kraftsystemet
- *Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet* - definerer systemansvar og roller for dette
- *Forskrift om leveringskvalitet* - reglerer spørsmål som rör leveringskvalitet og tillförlitlighet
- *Forskrift om energiutredninger* – pålegger nettoperatører att göra utredninger om energianvendelse og behov av nettvikling
- *Forskrift om teknisk og økonomisk rapportering, inntektsrammer og nettariffer* - den økonomiske regleringen av nettbolagene, inklusive Statnett
- *Forskrift om ekstern kvalitetssikring og vedtaksmyndighet etter energiloven* - oppdatert beslutningsprosess for større investeringer i stamnätet med bl.a. tidligere medvirken av eksterne interessenter og myndigheter, samt beslut i regjeringen.

Statnett har också administrative rettigheter. Alle som kopplas till stamnätet måste undertegne ett avtale med Statnett där de for binder sig att oppfylle de tekniske kravene for att skydde systemets integritet og rapportere feil eller situasjoner som kan skape feil i systemet, samt ger rett till Statnett som systemoperatør att ingripe og styre systemet ved behov. Statnett har också till oppgitt att samle in og sammenstille viktige data, inklusive feil og avbrutt, og analysere og presentere disse for NVE.

<sup>3</sup> «Loven skal sikre at produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi foregår på en samfunnsmessig rasjonell måte, herunder skal det tas hensyn til allmenne og private interesser som blir berørt.»

<sup>4</sup> Disse forskriftene, sammen med Energiloven, er tilgjengelige på [www.lovdata.no](http://www.lovdata.no)

## 2.3 TenneT, Nederländerna

TenneT TSO B.V. (TenneT) är ägare och driftansvarig för det holländska transmissionsnätet, se Figur 3. Sedan 2010 ingår även en del av det tyska transmissionsnätet i TenneT-koncernen. TenneT-koncernen är också involverad i en del avreglerad verksamhet, bland annat via 50% ägarskap i BritNed som sköter drift av HVDC kablar mellan Nederländerna och Storbritannien. The holländska staten äger 100% av andelarna i TenneT-koncernen. Fortsättningsvis kommer rapporten att fokusera på TenneT TSO B.V., den del av TenneT-koncernen som är reglerad och som äger och driver det holländska stamnätet.

**Figur 3: Transmissionsnätet i Nederländerna**



*Källa: TenneT*

TenneT bildades 1998 till följd av den nya ellagen 1998<sup>5</sup> som grundades på riktlinjer från EU 1996 angående åtskiljning av produktion, elhandel och nätverksamhet. Motsvarande Finansdepartementet<sup>6</sup> överser TenneTs finansiering av investeringar och avkastningskrav. Det primära ansvaret för TenneT vilar dock hos Ministry of Economic Affairs<sup>7</sup> (Miljö- och Energidepartementet) som ansvarar för att säkra tillförlitlig, kostnadseffektiv och hållbar elförsörjning. Ministry of Economic Affairs är ansvarigt för energipolicy och lagstiftning, och är direkt delaktig i bedömning av nya nätinvesteringar. TenneTs verksamhet regleras av Autoriteit Consument & Markt (ACM)<sup>8</sup> som är en oberoende administrativ enhet inom Näringsdepartementet. ACM utvecklar och godkänner standarder för kvalitet och kapacitet på högspänningsnätet, beslutar om transmissionstariffer och övervakar TenneTs verksamhet.

<sup>5</sup> Reference to Dutch Electricity Law

<sup>6</sup> Ministerie van Financiën

<sup>7</sup> Ministerie van Economische Zaken, eller Näringsdepartementet, motsvaras i detta fall främst av Miljö- och Energidepartementet.

<sup>8</sup> Motsvaras i Sverige närmast av Energimarknadsinspektionen

Enligt ellagen har TenneT två primära ansvarsområden<sup>9</sup>:

- Att tillhandahålla överföringskapacitet genom att bygga och underhålla ett robust högspänningsnät med adekvat kvalitet och kapacitet. TenneT är också anslutningsskyldigt för parter som önskar ansluta till stamnätet.
- Som systemoperatör ansvarar TenneT för att balans mellan last och produktion upprätthålls på nätet dygnet runt, året runt samt tillhandahåller olika systemtjänster.

Transmissionsnätet består av en huvudringledning på 380 kV som täcker större delen av landet samt en ringledning på 220 kV i de norra delarna. Vidare är nya 380 kV ledningar under konstruktion i de sydvästra delarna av landet för att upprätthålla en acceptabel leveranssäkerhetsnivå i de mer tätbefolkade områdena. Andra större utvecklingsprojekt innefattar havsbaserad transmission för att ansluta vindkraftparker i Nordsjön. Det holländska stamnätet är länkat via luftledningar (AC) till Belgien och Tyskland och via HVDC-kablar till Storbritannien (BritNed) och Norge (NorNed).

### 2.3.1 Marknad och reglering i Nederländerna

Den holländska elmarknaden avreglerades i början av 2000-talet och domineras av fyra större aktörer. Grossisthandel sker via bilaterala kontrakt, mäklare (OTC) eller på elmarknaden där spotmarknaden står för ca 25% av total volym<sup>10</sup>. Elmarknaden är integrerad med marknader i grannländerna för att underlätta handel över landsgränser. Slutkundsmarknaden är helt avreglerad och holländska elkonsumenter kan fritt välja elleverantör. Distributionsnäten ägs och sköts av elbolag (DSO) som är oberoende, reglerade företag.

Den mest övergripande delen i energiregleringen är ellagen. Den nuvarande lagen (*Elektriciteitswet*) togs i bruk 1998 och ger ramar för hur elmarknaden skall organiseras (dvs. produktion, transmission, distribution med beskrivning av ansvarsområden, rättigheter och skyldigheter). Lagen hänvisar till de europeiska riktlinjerna för en gemensam elmarknad (1996) och har som mål att "bredda möjligheterna för produktion, överföring, import och export av el, medan vikten av tillförlitlig, hållbar, tillräcklig och miljömässig eltillförsel beaktas". Lagen har uppdaterats och anpassats avsevärt sedan 1996, senast i mars 2016, då en "offshore TSO" grundades för att stödja utbyggnaden av havsbaserad vindkraft. Mer detaljerade lagar och regler finns bland annat i:

- Statliga förordningar (*Algemene Maatregel van Bestuur*) som ytterligare specificeras i ministerförordningar. Exempelvis finns ministerförordningar om tillkännagivandet av investeringar, tariffer och kvalitetsaspekter för nätoperatörer.
- Policyriktlinjer från tillsynsmyndighet, t.ex. regler kring utvärdering av kostnadseffektivitet.
- Standarder för elnätsoperatörer och användare. Dessa är bindande regelverk och refereras i lag. Tillsynsmyndigheten fastställer standarder och övervakar att de efterföljs. Koder relevanta för TenneT är bland annat:
  - Tariffkoden: Struktur och reglering av tariffer för nätanslutning, överföring och systemtjänster.
  - Nätkoden: Reglering av leverans kvalitet, planeringsprocesser, tekniska detaljer kring nätanslutning, kompensation vid avbrott.
  - Systemkoden: Reglering av balansering av effekt och energi
  - Mätkoden: Reglering kring elmätare, mätmetoder och datahantering.

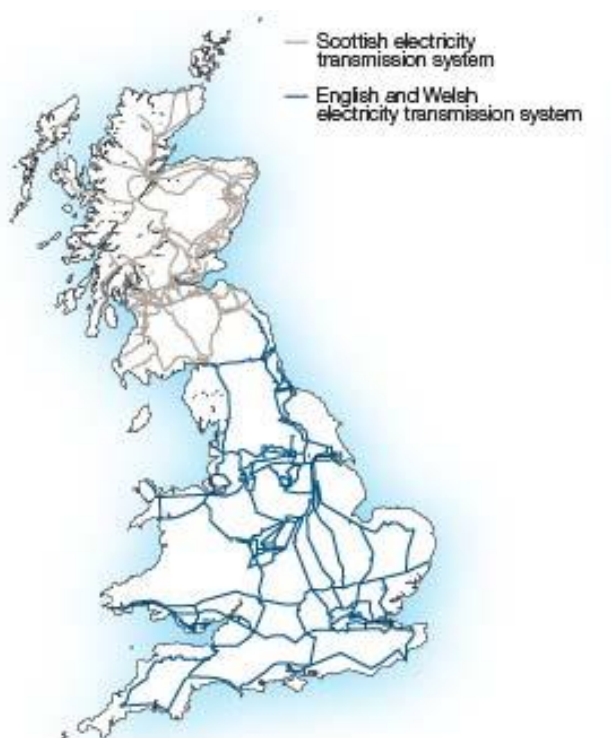
<sup>9</sup> Ansvar för transmissionsnätet (Art. 16.1) och systemansvar (Art. 16.2)

<sup>10</sup> ACM, 2014, Liquidity Report wholesale markets for natural gas and electricity

## 2.4 National Grid, Storbritannien

National Grid PLC (National Grid) bildades 1990 efter privatisering av den brittiska elmarknaden och nedläggning av Central Electricity Generation Board (CEGB) och är ett helt privatägt företag som noterades på London Stock Exchange 1995. Vid privatiseringen tilldelades National Grid tillstånd att äga högvoltsnätet (över 132 kV) i England och Wales, och övertog därmed ägande från de statsägda, regionala nätbolagen. I Skottland delades ägandet mellan Scottish Power och Scottish Hydro Electric. National Grid fick också tillstånd som systemoperatör (SO) för transmissionsnätet i hela Storbritannien efter privatiseringen och är därmed ansvarig för effektiv drift, utveckling och planering av det brittiska stamnätet, som visas i Figur 4.

**Figur 4: Stamnät i England, Wales och Skottland**



*Källa: National Grid*

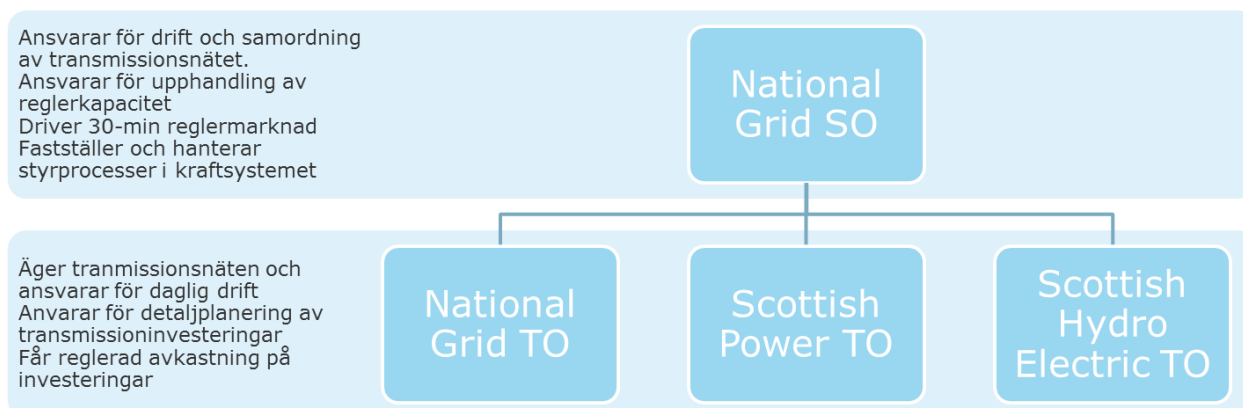
Som ansvarig systemoperatör skall National Grid främja konkurrensen i marknaden för tillförsel och generation av el genom

- Likabehandling av kunder som ansluter till stamnätet
- Erbjuda transparent information om stamnätet och dess utveckling
- Avgifter som reflekterar kostnader för anslutning och systemtjänster

National Grid har även oreglerad verksamhet där man deltar i olika marknader knutna till energimarknaden såsom energiförvaring och markegendom. Dessa måste vara separata legala enheter och skilda både från rollen som systemoperatör och som transmissionsnätoperatör. Figur 5 ger en överblick av roller och ansvar för National Grid som ansvarig systemoperatör (SO) respektive transmissionsbolagen (TO).



**Figur 5: Översikt systemansvarig och transmissionsbolag i Storbritannien**



För att säkra att systemoperatören är oberoende och inte påverkar marknaden på otillbörligt sätt är National Grid inte tillåten att delta i grossisthandelsmarknaderna. Man får heller inte påverka lokalisering eller teknikval för ny generation. Systemoperatören hanterar informationsflödet mellan SO och TOer för att garantera effektiv drift av marknad och kraftöverföringssystem. Systemoperatören är också skyldig (och får incitament) att engagera intressenter proaktivt i utvecklingen av nätet och identifiering av relevanta investeringsprojekt för att tillgodose framtida behov från marknaden. I Storbritannien är systemoperatörens roll främst att främja elmarknaden, inte avgöra dess utveckling.

### 2.4.1 Marknad och reglering i Storbritannien

Den brittiska elmarknaden avreglerades helt 1991 och elproducenter och distributörer är fria att handla sinsemellan och med systemoperatörer och transmissionsbolag.

Ett antal intressenter har centrala roller för utveckling, styrning och drift av elmarknaden. Var och en av dessa har avgörande interaktion med systemoperatören vad gäller bedömning av kraftsystemets leveranssäkerhetsnivå och tillförlitlighet. Det skall noteras att viktiga principer i reglering, utveckling och drift av det brittiska transmissionsnätet är transparens och samarbete mellan intressenter i varje led.

- **Department for Energy and Climate Change (DECC)** är det centrala, statliga departement som ansvarar för att utarbeta nationell energipolicy och vid behov säkra att internationella lagverk följs. DECC är skyldig att uppskatta övergripande samhällsekonomiska nyttor och kostnader och publicerar denna analys som del av sina beslut. Generellt är regeringens policy att den konkurrensutsatta marknaden skall leverera målen för energipolitiken så långt det är möjligt.

The Energy Act 2013 kräver att DECC sätter den säkerhetsstandard som anger mål för generationskapacitet för att möta framtida lastbehov i olika scenarier. Produktionskapacitet upphandlas därefter årligen i s.k. *capacity auctions* (kapacitetsauktioner) för att möta dessa krav. För närvarande har DECC satt en säkerhetsstandard för den brittiska marknaden till Loss of Load Expectation (LOLE) på 3 timmar, vilket 2015 motsvarade 46,4 GW generationskapacitet<sup>11</sup>.

- **Ofgem** är den oberoende ekonomiska reglermyndigheten för el- och gasmarknaderna och är ansvarig för att skydda konsumentintressen genom att främja en effektiv konkurrens på energimarknaderna, och ekonomisk och effektiv drift av nätföretag med monopol.

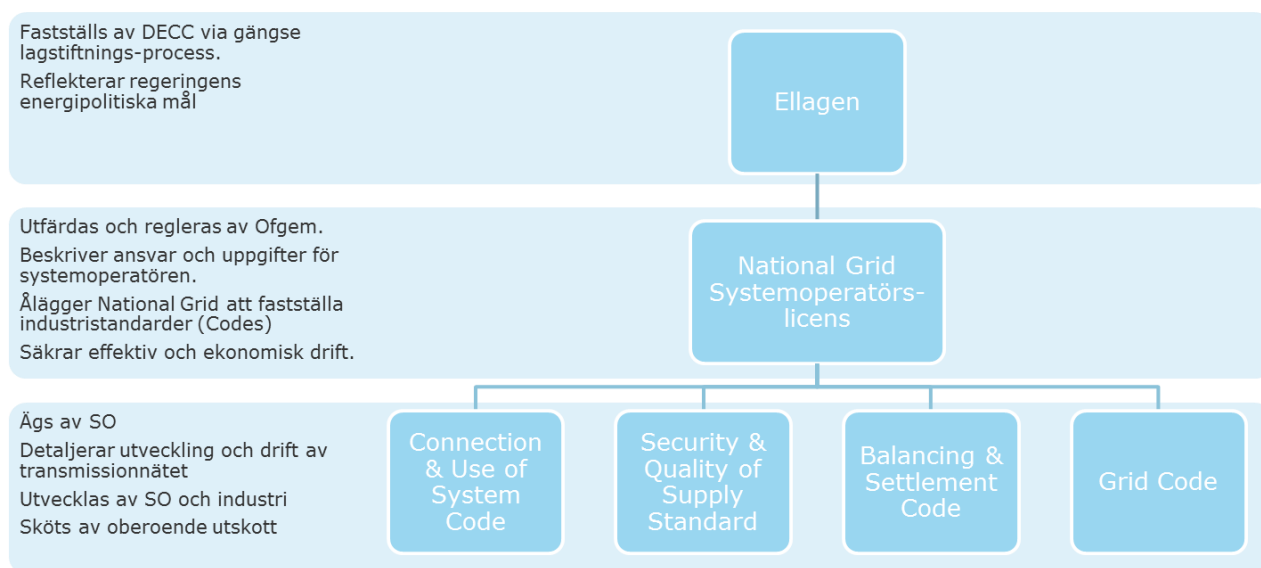
<sup>11</sup> I detta fall avses kapacitet som anses tillgänglig under topplasttimmar, vilket inte är samma som installerad maxkapacitet.

För att säkerställa att nätföretag verkar ekonomiskt och effektivt, utfärdar Ofgem periodvis rigorösa priskontroller som upprättar de resultat som måste levereras över en åttaårsperiod samt de intäkter nätverksföretagen tillåts för att kunna leverera dessa resultat.

Ofgem är även ansvarig för att utveckla och driva ett incitamentprogram, the System Operator Incentive Scheme, som syftar till att säkerställa att systemoperatören utför sina uppgifter kostnadseffektivt och ekonomiskt.

Det finns en lagstadgad hierarki som styr hur National Grid utför sina ansvarsuppgifter. Varje del i hierarkin ägs och sköts av en av de centrala intressenterna, se Figur 6.

**Figur 6: Regleringshierarki i det brittiska kraftsystemet**



De viktigaste koderna som styr National Grids verksamhet beträffande utveckling och drift av transmissionsnätet, i sin roll som systemansvarig för Storbritannien, sammanfattas nedan:

- **Connection and Use of System Code** är det lagverk som beskriver hur anslutning och användande av transmissionsnätet skall fungera.
- **Security and Quality of Supply Standard** sätter kriterier och metoder för planering och drift av transmissionsnätet.
- **Balancing and Settlement Code** beskriver regler för grossistmarknaden och handel i Storbritannien.
- **Grid Code** är den tekniska nätkoden som reglerar anslutning till och utveckling av transmissionsnätet.

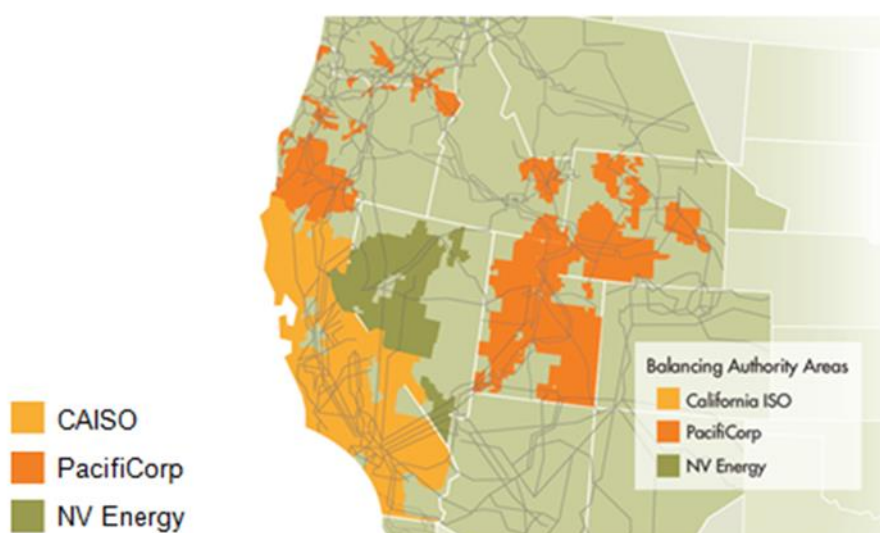
Varje kod styr en viss del av National Grids ansvar, men är också nära sammanlänkade för att säkra ett konsekvent och effektivt styrningssystem som täcker alla aspekter av planering och drift av kraftsystemet och garanterar att National Grids verksamhet är transparent, ekonomisk och effektiv.

Koderna utvecklas i samarbete mellan National Grid och marknadsintressenter i en offentlig och transparent process. Emellanåt måste koderna uppdateras för att anpassas till förändringar i kraftsystem eller elmarknader. Dessa ändringar styrs av oberoende arbetsgrupper bestående av intressenter från både industri och systemoperatör, som sedan ger rekommendationer till Ofgem för beslut. Ofgem godkänner ändringen om man anser att den faller inom ramen för National Grids licens (koncession) och ansvar, och medför att samhällets (industri och konsument) intressen främjas.

## 2.5 California ISO, USA

Systemoperatören i Kalifornien, The California Independent System Operator Corporation (CAISO), är ett icke vinstdrivande allmännyttigt bolag som ansvarar för systemet för elförsörjning till 30 miljoner slutkunder. CAISO ansvarar för effektbalansen på transmissionsnätet samt koordinerar och sköter grossistmarknaden för el i ett område som täcker större delen av Kalifornien samt delar av Nevada<sup>12</sup>, se Figur 7. I Kalifornien finns ambitiösa mål för energiomställningen, med 33% förnyelsebar energi till 2020 och 50% förnyelsebar energi 2030<sup>13</sup>. I en region utan riklig tillgång på vattenkraft innebär en hög andel energi från sol och vind en utmaning för systemdriften och planeringen av transmissionsnätet. Elmarknaden och kraftsystemet är i ständig förändring för anpassning mot dessa mål, bl.a. för att säkra tillgång på flexibel generationskapacitet.

**Figur 7: CAISO geografiskt område**



Källa: U.S. Energy Information Administration ([www.eia.gov](http://www.eia.gov))

CAISO bildades i och med en omstrukturering av elmarknaden i Kalifornien 1998, efter att *The Federal Energy Policy Act* introducerades 1992 med syfte att införa konkurrens på grossistmarknaden. CAISO äger varken elnät eller produktionskapacitet; dessa ägs istället av vinstdrivande transmissionsföretag, elbolag eller lokala kooperativ. Som oberoende systemoperatör (ISO) har CAISO därför inget marknadsintresse i någon del av elmarknaden och ser till att marknaden är transparent, effektiv och med lika anslutningsrätt för alla parter. Via grossistmarknaden ser CAISO till att energi- och effektbehov tillgodoses så kostnadseffektivt som möjligt, givet begränsningar i nätet och krav på tillförlitlighet och reservkapacitet.

### 2.5.1 Marknad och reglering i Kalifornien och USA

CAISO styrs via tariffer som godkänns av The Federal Energy Regulatory Commission (FERC). Utöver det primära ansvaret för drift av nät och elmarknad deltar CAISO även i en väl utarbetad planeringsprocess som samordnas av The Western Electricity Coordinating Council (WECC). Flera myndigheter och organ, utöver CAISO, samverkar för att säkerställa leverenssäkerhet och marknaseffektivitet och se till att energipolitiska mål uppnås i Kalifornien:

<sup>12</sup> [www.caiso.com](http://www.caiso.com)

<sup>13</sup> California Energy Commission <http://www.energy.ca.gov/renewables/>

- **Federal Energy Regulatory Commission (FERC)** är den federala myndighet som reglerar transmission och grossisthandel över statsgränser. FERC överser också koncessionsansökningar för vissa (interstatliga) transmissionsledning. Den europeiska motsvarigheten till FERC är ACER med den skillnaden att FERC är styrande och ACER endast vägledande<sup>14</sup>.
- **North American Electric Reliability Corporation (NERC)** är ett icke-vinstdrivande bolag som arbetar med elmarknadsaktörer och intressenter för att sätta standarder (t.ex. *Operating Reserve Margin*) för tillförlitlighet, accreditera och utbilda nätoperatörer i hela Nordamerika (dvs. även Kanada och Mexico). NERC har mandat (från FERC) att se till att dessa standarder efterföljs i USA. NERC bedriver också forskning och undersöker orsaker till större elavbrott och publicerar årligen flera rapporter, bland annat *Long-Term Reliability Assessment*<sup>15</sup> som behandlar leveranssäkerhet i ett längre perspektiv (10 år). Den närmaste europeiska motsvarigheten är ENTSO-E som bl.a. sätter standarder för (t.ex. för *Adequacy Reference Margin*). ENTSO-E är dock endast vägledande<sup>16</sup>.
- **Western Electric Coordination Council (WECC)** koordinerar elnätet i hela västra USA som är synkront sammanlänkat över statsgränser. Det innebär bland annat att WECC samordnar långsiktig transmissionsplanering (LTPP – *long term procurement plan*) med regionala nätoperatörer (CAISO), marknadsaktörer och reglermyndigheter<sup>17</sup>.
- **California Public Utilities Commission (CPUC)** godkänner koncessionsansökningar för transmissionsledning inom Kalifornien samt reglerar produktion och godkänner tariffer för distributionsnät. CPUC administrerar även program för energieffektivitet och överser nät- och IT säkerhet och att energipolitiska mål uppnås<sup>18</sup>.

WECC har en tydlig roll i utredningar och uppföljning av behov för nya investeringar i kraftsystemet genom sina framtidsprognoser för kraftsystemet. Detta har stor betydelse för planering av stamnätsinvesteringar och det är därför relevant att jämföra praxis för stamnätsinvesteringar i Europa med förfarande i WECC, snarare än i CAISO.

## 2.6 Integrerade marknader

I både Europa och USA märks en trend där marknader integreras över större geografiska områden<sup>19</sup>. Transmissionsplanering är därmed inte bara en nationell aktivitet, utan också en regional angelägenhet. När man sammanlänkar produktionskapacitet och laster över större områden inkluderar man större spridning mellan olika topplaster, dygns- och säsongsvariationer så att den totala variationen blir mindre. Det finns därmed större möjlighet att utnyttja billig energi och möta oförutsedda effektbehov genom regional utjämning. Detta blir speciellt angeläget i kraftsystem med stor andel förnyelsebar och variabel produktion eller i kraftsystem med mer decentraliserad produktion och variabel last. Ofta sker marknadsintegrationen över statsgränser där olika regler och standarder tillämpas. Ett led i att säkerställa leveranssäkerheten blir därför att definiera gemensamma begrepp och standarder för drift och anslutningskrav, koordinera planeringsprocesser för utbyggnad av transmissionsnätet, och enas om metoder för att bedöma lönsamhet och behov av nya stamnätsinvesteringar.

<sup>14</sup> [www.ferc.gov](http://www.ferc.gov)

<sup>15</sup> <http://www.nerc.com/pa/RAPA/ra/Pages/default.aspx>

<sup>16</sup> [www.nerc.com](http://www.nerc.com)

<sup>17</sup> [www.wecc.biz](http://www.wecc.biz)

<sup>18</sup> [www.cpuc.ca.gov](http://www.cpuc.ca.gov)

<sup>19</sup> Energiunionen i Europa; Energy Imbalance Market som sköts av CAISO och utökar sin räckvidd i västra USA.

För tillförlitlig och säker drift av kraftsystemet krävs att en TSO fattar koordinerade drift- och investeringsbeslut för flera olika tidshorisonter:

- Investeringar för utbyggnad av kraftnätet där transmissionskomponenter kan ha en fysisk livslängd på uppemot 50-60 år. Värdet för dessa investeringar bedöms för 25-30 år framåt.
- Förvaltning och reparation av existerande nät planeras på årsbasis
- Driftsbeslut som omfattar hantering av flaskhalsar, systemsäkerhet och reservkapacitet görs för de närmaste timmarna och dagarna.
- Beslut i driftögonblicket omfattar t.ex. aktivering av reserver eller lastreduktioner vid fel

Transmissionsplanering omfattar därför prognoser för generation och last över både stora geografiska områden, i flera tidsperspektiv och i samarbete med andra systemoperatörer, producenter och stamnätskunder.

### 2.6.1 ENTSO-E och ett europeiskt perspektiv

Europeiska Unionen har som ett av sina mål att harmoniera och liberalisera EUs interna energimarknad<sup>20</sup>. Huvudsyftet är att säkerställa rättvis tillgång till marknaden och ett högt konsumentskydd, så väl som adekvat nivå av sammanlänkning och produktionskapacitet. Det för denna rapport mest relevanta initiativet är "det tredje energipaketet" (*Third Energy Package*), som presenterades 2009. Initiativet fokuserar bland annat på separation mellan leverans- och produktionsaktiviteter från nät drift. I tillägg skapades två internationella organ: under 2010 bildades the European Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) och ett år tidigare bildades ENTSO-E (*European Network for Transmission Systems Operators for Electricity*).

ENTSO-E är en internationell, ideell organisation som finansieras av sina medlemmar (TSOer) med huvudsyfte att främja en intern energimarknad<sup>21</sup>. ENTSO-E har flera arbetsgrupper och driver initiativ som fokuserar på harmoniseringen av marknader, system och drift, gemensam planering, analys av framtida kapacitetsbehov och andra initiativ för att främja ytterligare samarbete mellan TSOer. Två av de större projekten beskrivs nedan i mer detalj.

Det sannolikt största projektet som ENTSO-E är ansvarig för är utvecklingen av Europeiska nätföreskrifter (nätkoder). Föreskrifterna är under utveckling, och behandlar nätverkssäkerhet, sammanlänkning och andra tekniska och marknadsmässiga frågeställningar som tidigare endast hanterades på nationell nivå av tillsynsmyndigheter och TSOer. Föreskrifterna formuleras ofta med en relativt stor grad av frihet för lokal variation. Föreskrifterna utarbetas av ENTSO-E och efter ett remitteringsförfarande och rekommendation av ACER blir de presenterade för den Europeiska Kommissionen (EC) för ett godkännande. När de blivit godkända blir föreskrifterna EU-lagstiftning och implementeras i samtliga medlemsstater.

En annan stor satsning är utvecklingen av tioårsplaner för transmissionsnätet (TYNDP), med målet att identifiera investeringsbehov för transmissionsnätet i Europa. En TYNDP publiceras vartannat år och den första publicerades 2010. Målet är att rapporten ska öka transparens och stödja beslutsfattande på regional och europeisk nivå. Planen åtföljs av *Scenario Outlook and Adequacy Forecast (SO&AF)* som fokuserar på försörjningstrygghet ur ett tillgång- och efterfrågeperspektiv. För närvarande är TYNDP 2016 under utveckling, vilket är den fjärde TYNDP som publiceras. 2016 års TYNDP kommer att inkludera en kostnadsnyttoanalys (CBA) av alla projekt som presenteras, där man använder en CBA-

<sup>20</sup> [http://www.europarl.europa.eu/atyourservice/en/displayFtu.html?ftuId=FTU\\_5.7.2.html](http://www.europarl.europa.eu/atyourservice/en/displayFtu.html?ftuId=FTU_5.7.2.html)

<sup>21</sup> [www.entsoe.eu](http://www.entsoe.eu)

metodik som utvecklades under 2013 och som redan delvis användes i samband med TYNDP 2014. Projekt listade i TYNDP som kan utnämnas till *Project of Common Interest* (PCI), vilket möjliggör snabbare tillståndsförfaranden, förenklad rättslig behandling och ytterligare ekonomiskt stöd. Bedömningen av vilka projekt som inkluderas på PCI-listan görs separat från TYNDP processen.

Bland ENTSO-Es övriga uppgifter kan nämnas koordinering av forskning- och utvecklingsaktiviteter mellan TSOer och stimuleringen av regional samverkan genom *Regional Security Coordination Initiatives*. ENTSO-Es mål är relativt brett, och över de senaste åren har dess roll expanderat. Det är inte osannolikt att ENTSO-Es roll kommer att breddas ytterligare under de kommande åren.

## 2.6.2 WECC och ett nordamerikanskt perspektiv


Western Electric Coordination Council (WECC) är ett icke-vinstdrivande bolag med visst myndighetsansvar som styrs av en medlemsvald, oberoende styrelse. WECC har som syfte att säkerställa ett tillförlitligt transmissionsnät i det sammanhängande synkrona nätet i västra USA som kallas *Western Interconnection* (WI) och sträcker sig över 14 amerikanska delstater, 2 kanadensiska provinser och delar av nordvästra Mexiko, se Figur 8. Medlemskap i WECC är öppet för alla med intresse av ett driftsäkert och effektivt transmissionsnät och inkluderar stora och små transmissionsnätsägare, elbolag beroende av transmissionsnätet, slutanvändare och representanter för statliga och lokala myndigheter.

**Figur 8: WECC-regionen i västra USA och Canada**



Källa: NERC

NERC har delegerat ansvar till WECC för att skapa, övervaka och genomdriva standarder för tillförlitlighet i WI. FERC har också utsett WECC till regional samordnare där ett huvudansvar är att samordna transmissionsplaneringsprocessen för WI. Arbetet i WECC leds av flera utskott med externa intressenter från hela värdekedjan inom kraftsektorn, med bl.a. produktion, distribution, transmission, nätoperatörer, elhandlare och slutanvändare representerade. Detta kan jämföras med ENTSO-E, som är en sammanslutning av stamnätsoperatörer och därför får ett mer uttalat nätperspektiv, medan Eurelectric (The Union of the Electricity Industry) är den organisation som omfattar elintressenter mer allmänt i Europa. WECC utvecklar och implementerar regionala standarder och kriterier som skall gälla



för WI enligt en väl utarbetad och detaljerad process (*Reliability Standards Development Procedures*<sup>22</sup>). Detta sker i samarbete med NERCs utveckling av standarder som gäller hela Nordamerika. För att en ny standard skall träda i kraft skall den röstas igenom dels av registrerade medlemmar i WECC, dels av styrelsen. Utöver dessa standarder kan regionala enheter som CAISO utveckla ytterligare standarder för sina marknader.

Utöver arbetet med standarder utvecklar och tillhandahåller WECC simuleringsmodeller och scenarier för hela kraftsystemet<sup>23</sup>. Syftet är att ge en heltäckande uppsättning möjliga framtidsscenarier för WECC-regionen som beaktar framtida lastbehov, produktionsportfölj och elnät som bakgrund till vidare planering av transmissionsnätets utbyggnad. Scenarierna har ett perspektiv på 20 år och tar hänsyn till energipolitik, teknologiförändringar och miljöpåverkan. Modellerna bygger enkelt uttryckt på de ekonomiska principer som styr elmarknaden, dvs. man optimerar för lägsta kostnad för att möta lastbehovet varje timme, givet flaskhalsar och begränsningar på transmissionsnätet, specifika krav för drift av varje enskild produktionsenhet, samt prognoser för förnyelsebara, väderberoende kraftslag, last, underhållsstopp och annat. Modellerna för det framtida kraftsystemet utgår från de nätutbyggnadsplaner och driftregler som finns, dels för normala driftsituationer, dels för extrema situationer. De scenarier som utvecklas har som syfte att belysa möjliga framtida utveckling för energipriser, last, marknadsdesign och produktionskapacitet (avveckling och ny kapacitet) i hela WI. De indata som används i modellerna är avgörande för modellernas trovärdighet och precision och därför läggs stor vikt vid utvecklandet av dessa indata i samarbete med WECCs medlemmar<sup>24</sup>. Bland annat tillämpas en robust utvecklings- och valideringsprocess för simuleringsmodellerna.

De simuleringsmodeller som utvecklas i samarbete med WECC är centrala i planeringen av kraftsystemet då de ger en samlad bild av framtida behov och möjliga scenarier där värdet av transmissionsinvesteringar kan bedömas. CAISO använder bland annat modellerna för att undersöka framtida behov av flexibel produktionskapacitet, import och reservkapacitet, effekt av långsiktiga policymål, hantering av framtida flaskhalsar m.m. Alternativa lösningar såsom lagringskapacitet eller nya marknadsprodukter kan testas i de olika scenarierna. Vidare ger modellerna möjlighet att beräkna effekter såsom marknadsnytta, total produktionskostnad för att möta framtida lastbehov, transmissionsförluster och koldioxidutsläpp till följd av olika produktionsportföljer och driftstrategier. Dessa utdata används sedan för att göra kostnadsnyttoberäkningar för olika investeringsalternativ.

Vidare är modellerna tillgängliga för övriga marknadsaktörer och kan därför användas för att t.ex. bedöma investeringsrisker eller inkomspotential i framtida kraftsystem eller optimera design av produktionskapacitet i olika framtidsscenarier.

---

<sup>22</sup> <https://www.wecc.biz/Reliability/Reliability%20Standards%20Development%20Procedures%20-%20FERC%20Approved%20Dec%202023%202014.pdf>

<sup>23</sup> <https://www.wecc.biz/TransmissionExpansionPlanning/Pages/Scenario-Planning.aspx>

<sup>24</sup> <https://www.wecc.biz/TransmissionExpansionPlanning/Pages/Datasets.aspx>

## 3 MÅL FÖR LEVERANSSÄKERHET

### 3.1 Vad menas med leveranssäkerhet?

Leveranssäkerhet från ett slutkundsperspektiv innebär i princip avsaknad av elavbrott. För att säkra denna leveranssäkerhet behöver hela den elektriska värdekedjan, från produktionsanläggningar till stam-, region- och lokalnät, men också import och drift i närliggande nät, fungera. Begreppet leveranssäkerhet är således väldigt komplext. För en stamnätsoperatör, vars primära ansvarsområde är att säkra överföringskapaciteten i stamnätet, hänger leveranssäkerhet ihop med överförande av effekt och energi på kort och lång sikt. Därutöver är en systemansvarig aktör ålagd att upprätthålla balans i driftskedet, vilket i sin tur ställer krav på stamnätet och de anläggningar som kopplas till stamnätet.

Med leveranssäkerhet närbesläktade begrepp är:

**Systemtillräcklighet<sup>25</sup> [Security of Supply]:** Begreppet beskriver kraftsystemets långsiktiga förmåga att tillföra tillräcklig el, samt att ta emot, överföra, distribuera och leverera el till användarna utan avbrott eller brist.

**Tillförlitlighet [Reliability of Supply]:** För att uppnå tillförlitlighet måste systemet vara driftsäkert. Begreppet driftsäkerhet omfattar kraftsystemets förmåga att i det korta perspektivet tillföra effekt från producenterna och överföra effekten till uttagskunderna. Inom driftsäkerhetsbegreppet inryms även stabilitetsegenskaper och robusthet mot störningar, såsom plötsliga obalanser mellan tillförd och uttagen effekt, kortslutningar och jordslutningar i ledningsnät.

**Leverans kvalitet [Quality of Supply]:** Begreppet omfattar elleveransens kvalitetsegenskaper i anslutningspunkten, såsom spänningskvalitet och frekvenskvalitet. För att kunna upprätthålla en god spänningskvalitet till samtliga nätkunder ställs tekniska krav från anslutande nätägare på anslutna anläggningar. Vidare krävs att anslutna apparater och utrustningar är immuna mot vanligt förekommande störningar och ofullkomligheter i spänningskvaliteten. Denna förmåga till samerkan benämns ofta kompatibilitet.

Begreppet leveranssäkerhet för ett elektriskt kraftsystem har sitt ursprung från tiden före elmarknadsreformen och fokuserar på att säkerställa elleveranserna till slutkunderna. Därvid skulle vart och ett av de samkörande företagen vara "leveranssäkra" för att inte äventyra driftsäkerheten i det synkrona nordiska systemet. Sverige har gått från ett elkraftsystem baserat på vattenkraft, där tillgången på topp effekt aldrig var något problem, men där den totalt tillgängliga energin helt enkelt kunde ta slut (ett så kallat energidimensionerat system), till att bli alltmer baserat på värmekraft, där tillgången på energi (bränsle) inte betraktats som något problem, men att maxeffekten däremot kunde bli svår att möta (ett så kallat effektdimensionerat system). Kraftföretagen skulle då redovisa att man var leveranssäkra, med avseende på såväl effekt som energi, och de mått som användes var att energibrist kunde tillåtas en gång vart 30:e år och effektbrist i någon del av systemet kunde accepteras under maximalt 9 timmar per år<sup>26</sup>. För överföringsnät och för distributionsnät har andra tillförlitlighets- och dimensioneringskriterier använts. Såväl deterministiska som probabilistiska metoder och kriterier har förekommit. I Nordisk Regelsamling från 2004 finns ett kriterieschema som beskriver acceptabla konsekvenser och åtgärder för olika typer av fel och drifttillstånd.

Stamnätsoperatörens ansvar är unikt i den elektriska värdekedjan. Bland annat kan stamnätsoperatören inte garantera leverans till uttagskunder som inte är anslutna till stamnätet. Detta ansvar åligger

<sup>25</sup> Försörjningstrygghet och leveransförmåga är begrepp som också används i detta sammanhang.

<sup>26</sup> Svenska kraftnät, *Anpassning av elsystemet med en stor mängd förnybar elproduktion*, december 2015.



distributionsföretagen, förutsatt ett fungerande stamnät. Alla nätbolag måste även se till att överföringskapacitet finns tillgänglig för framtida anslutningar. Vidare är driftsäkerheten i stamnätet avgörande för att distributionsföretagen skall kunna garantera leverans till slutkund och för att producenter skall kunna leverera sin el. Driftstopp på stamnätet är således mycket allvarigare än driftstopp längre ut i näten, då det påverkar en mycket större del av samhället. Det finns följaktligen mycket lägre acceptans för brister i överföringsförmåga, kvalitet och robusthet för stamnätet. Ett nödvändigt, men sällan tillräckligt, villkor som ofta tillämpas vid dimensionering av stam- och regionnät är att en komponent i överföringssystemet, vilken som helst, ska kunna tas bort utan att den stabila driften äventyras. Driften ska sedan vara anpassad efter en viss tid (ofta 15 minuter) för att systemet ska vara i skick att klara nästa komponentbortfall. Dimensioneringskriteriet benämns ofta "N-1", där N representerar antalet komponenter i drift i kraftsystemet vid ett visst tillfälle.

Energimarknadsinspektionen (Ei) är tillsynsmyndighet för elmarknaden i Sverige och en av de grundläggande uppgifterna för Ei är att säkerställa att nätföretagens överföring av el på kort och lång sikt är leveranssäker och av god kvalitet. Energimarknadsinspektionen (Ei) definierar begreppet leveranssäkerhet som sannolikheten att el kan överföras till elanvändaren utan avbrott och kvalitetsindikatorer för leveranssäkerhet är därmed fokuserade på leveransavbrott till slutkund, såsom avbrottens antal och varaktighet.

Denna rapport fokuserar på den del av leveranssäkerheten som kopplas till stamnätsoperatörens ansvar att tillhandahålla adekvat överföringskapacitet i stamnätet och de specifika mål som bör formuleras för att stamnätet skall drivas och utvecklas mot ett gemensamt mål om nationell leveranssäkerhet till försvarbara kostnader.

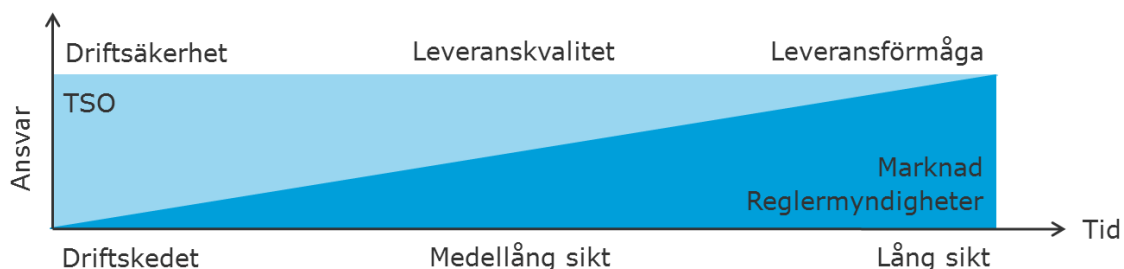
### 3.2 Hur säkras energisystemets leveranssäkerhet i en föränderlig marknad?

Elmarknadens avreglering på 90-talet var ett medvetet val att skilja nätverksamhet från elproduktion och för att säkerställa att investeringar i produktionskapacitet var marknadsmässigt motiverade. Därmed överlät man åt marknaden att, på medellång och lång sikt och inom givna ramar för elmarknaden, hantera leveranssäkerheten avseende tillgången på elenergi. Däremot ansågs elnätet vid tiden för avregleringen i det närmaste vara färdigbyggt<sup>27</sup>. Idag är situationen en annan, och elmarknaden och kraftsystemet står nu inför stora omställningar som kräver större investeringar och utbyggnad av stamnätet: andelen förnybar energi förväntas öka vilket innebär utmaningar för driften och behov av nya lösningar för att säkra effekttillgång på lång- och kort sikt; ny teknologi möjliggör kundnära produktion längre ut i elnäten; elmarknader integreras över större och större områden.

Ett viktigt led i att säkra den framtida leveranssäkerheten blir därför att tydliggöra roller och ansvar i en sammanlänkad värdekedja med flera nya aktörer, samt att enas om definitioner och mål för leveranssäkerhet. För att leveranssäkerheten skall kunna garanteras behöver bedömningar och mål etableras på kort såväl som på lång sikt. Figur 9 illustrerar hur olika roller och ansvarsområden samverkar över flera tidshorisonter, för att säkra leveranssäkerhet.

<sup>27</sup> Svenska kraftnät, *Anpassning av elsystemet med en stor mängd förnybar elproduktion*, december 2015.

**Figur 9: Roller och ansvar för leveranssäkerhet över flera tidshorisonter**



I driftskedet ansvarar systemansvarig (TSO/ISO) för frekvensen och balansen i systemet. Producenter å sin sida skall uppfylla anslutningskrav uppställda av systemansvarig myndighet (t ex SvKFS 2005:2, RfG, FIKS). Nätföretagen svarar för spänningshållning och kundanslutning, dvs. robust överföring till/från anslutna kunder. På medellång sikt planerar nätföretagen avbrott och kopplingar för att kunna utföra underhåll och förnyelse, företrädesvis utan avbrott. Balanstjänsten planerar några dygn framåt och skaffar sig verktyg för att avropa upp- och nedreglering om obalans gentemot planerna skulle uppstå. På lång sikt ska marknaden, med hjälp av prissignaler i elmarknaden och eventuella, lämpliga incitament från t.ex. Energimyndigheten, styra tillkomst och avveckling av produktionsanläggningar. Elnätsföretagen ska, med hjälp av prognoser för marknadsutveckling och lämpliga incitament från t.ex. Energimarknadsinspektionen, styra utbyggnad och förnyelse av elnätet. Detta är exempel på de olika uppgifter som måste fungera och där ansvar för det korta perspektivet främst vilar hos systemoperatören medan det längre perspektivet måste ligga hos myndigheter och marknad. Effektiv och säker samverkan mellan alla aktörer i elmarknaden och över flera tidshorisonter är därför nödvändig. Transparens och tydliga roller blir därmed avgörande för att leveranssäkerhet skall uppnås till rimliga kostnader.

Inom de europeiska samarbetsorganen ENTSO-E och ACER är detta en pågående process, där TSOer med nationellt systemansvar, såsom Svenska kraftnät, deltar. Utöver tydliga ansvarsområden krävs även tydliga prissignaler och transparenta beslutsprocesser för investeringar och marknadsutveckling. Det är till exempel önskvärt att nätbehov synliggörs genom prissättning för att nätanvändare på ett marknadsmässigt sätt skall anpassa sina investeringar och sin last på ett sätt som gynnar nätet och inte skapar orimliga kostnader. Prisområden ger signal till marknadsaktörerna var det största behovet för ytterligare elproduktion finns. Ett annat exempel på detta är att anslutningsavgiften till det svenska stamnätet varierar med anslutningspunkten<sup>28</sup> och de nätbehov som finns. På så vis finns incitament för produktionsanläggningar (eller andra stamnätskunder) att välja anslutningspunkter som inte innebär omotiverade kostnader för stamnätet och dess övriga kunder. Vidare exempel är grossistmarknaden i CAISO där man utvecklar nya marknadsprodukter för flexibel kapacitet, så kallad *Flexible Ramping Product*<sup>29</sup>, där producenter får betalt för förmågan att snabbt ändra effektuttag. Syftet med detta är att skapa incitament så att mer flexibel kapacitet byggs för att möta balansbehov man förväntar sig i ett framtida kraftsystem med en stor andel förnyelsebar energi. Flera typer av kapacitetsmekanismer, med syfte att säkra framtida effektbehov, finns också i flera europeiska länder, där den effektreserv som Svenska kraftnät årligen upphandlar för att möta nästa års effektbehov utgör ett exempel på en strategisk reserv. Kapacitetsmekanismer stöds ofta från statshåll och det finns därför risk att de på ett otillbörligt sätt påverkar marknaden. Åsikterna om huruvida en kapacitetsmarknad, eller andra kapacitetsmekanismer, är nödvändiga och lämpliga går isär och flera rapporter publiceras i ämnet<sup>30</sup>. En

<sup>28</sup> <http://www.svk.se/aktorsportalen/elmarknad/anslut-till-stamnätet/tariffavgift/>

<sup>29</sup> [www.caiso.com/informed/Pages/StakeholderProcesses/FlexibleRampingProduct.aspx](http://www.caiso.com/informed/Pages/StakeholderProcesses/FlexibleRampingProduct.aspx)

<sup>30</sup> <http://www.thema.no/is-capacity-adequacy-in-the-nordic-electricity-market-sufficient/>; Agora.de/DNV GL (2014) Potential interactions between capacity mechanisms in France and Germany; <https://www.dnvgl.com/energy/brochures/download/emobility.html>

utvärdering av kapacitetsmekanismer pågår just nu inom ENTSO-E<sup>31</sup>. På längre sikt skall dessa harmonieras och ses över så att den integrerade, europeiska marknaden kan möta framtida effektbehov utan att snedvrída marknaden

En avreglerad marknad ställer större krav på att de olika delarna samverkar och att informationsflödet är transparent. Detta märks bland annat i att scenarier utvecklas centralt (WECC, ENTSO-E, NG UK) och finns tillgängliga för olika aktörer, och att plattformar för datahantering skapas där information lätt skall kunna lagras, delas och uppdateras<sup>32</sup>.

### 3.3 **Stamnätsoperatörers ansvar och lagstadgade mål**

Lagstadgade mål för stamnätsoperatörer<sup>33</sup> från regering är som regel kvalitativa och syftar till att säkra tillförlitlighet och främja en transparent och effektiv marknad med fri konkurrens. Som exempel kan nämnas mål i den svenska ellagen, där den lagstadgade skyldigheten för den som bedriver elnätverksamhet sammanfattas i Ellag 3 kap 1 §, och lyder:

*“Ett företag som bedriver nätverksamhet ansvarar för drift och underhåll och, vid behov, utbyggnad av sitt ledningsnät och, i tillämpliga fall, dess anslutning till andra ledningsnät. Företaget svarar också för att dess ledningsnät är säkert, tillförlitligt och effektivt och för att det på lång sikt kan uppfylla rimliga krav på överföring av el.”*

och i Ellag 3 kap 9 §:

*“Den som har nätkoncession är skyldig att på skäliga villkor överföra el för annans räkning. Överföringen av el skall vara av god kvalitet. En nätkoncessionshavare är skyldig att avhjälpa brister hos överföringen i den utsträckning kostnaderna för att avhjälpa bristerna är rimliga i förhållande till de olägenheter för elanvändarna som är förknippade med bristerna.”*

För att möta dessa skyldigheter tillämpas ett antal regelverk, s.k. nätkoder, som bland annat beskriver hur nät drift skall se ut i olika situationer (t.ex. normal- eller nöddrift), högsta tillåtna last som får bortkopplas vid fel, vilka krav som ställs på produktionsanläggningar som ansluter till nätet, gränsvärden för frekvens och spänning osv. Generellt baseras nätkoderna på det s.k. “N-1 kriteriet” vid dimensionering av stamnätet, dvs. att fel på en kraftsystemkomponent (t.ex. en ledning eller transformator) inte får orsaka sammanbrott av kraftsystemet. Varianter och specialfall för detta finns i de flesta marknader. I Sverige tillämpas t.ex. N-2 kriteriet (dvs. striktare krav), för valda delar av kraftsystemet t.ex. kring stora städer eller viktig infrastruktur. För mer perifera delar kan ett N-0 kriterium tillämpas<sup>34</sup>. De kriterier som används idag är utarbetade av Svenska kraftnät baserat på nordiska standarder och fastlagda i Regeringsbeslut N2009/6944/E. I Nederländerna har man valt ett kriterium som specificerar “N-1 vid underhåll” dvs. att N-1 kriteriet måste gälla även då delar är bortkopplade för underhåll. Dessa nätkoder utarbetas enligt vedertagna processer och involverar framförallt stamnätsoperatörer i angränsande nät, men i t.ex. USA är ofta även producenter, tillsynsmyndigheter, slutanvändare och andra aktörer på elmarknaden involverade. I Sverige märks en övergång från ett nordiskt perspektiv till ett europeiskt perspektiv i utarbetande av nätkoder. Utformandet av nätkoderna har stort inflytande på vilka mål som prioriteras.

Tillsynsmyndigheter står slutligen för den utomstående kontroll och styrning som skall garantera att uppställda mål uppfylls och att samhällets resurser används på bästa sätt. För att utvärdera

<sup>31</sup> [http://europa.eu/rapid/press-release\\_IP-16-1372\\_sv.htm](http://europa.eu/rapid/press-release_IP-16-1372_sv.htm)

<sup>32</sup> ENTSO-e Transparency Platform: <https://transparency.entsoe.eu/>

<sup>33</sup> Vi fokuserar här på rollen som nätoperatör, inte systemansvarig.

<sup>34</sup> Stamnätets tekniskt-ekonomiska dimensionering, Dnr 2009/1013

stamnätsverksamheten – summan av de beslut och åtgärder som genomförts och planeras med utgångspunkt i lagar, reglering och nätkoder – krävs att specifika mått och målnivåer definieras som på ett tydligt och relevant sätt mäter stamnätsoperatörens prestation. I Sverige står Energimarknadsinspektionen för denna kontroll och i de intäktsramar som utarbetas för Svenska kraftnät används i princip två normer, s.k. kvalitetsindikatorer, som mått på hur väl stamnätsoperatören fullgör sin uppgift<sup>35</sup>:

- **Icke levererad effekt** (ILEffekt) dvs. den beräknade mängden effekt i kW som skulle ha levererats om avbrotten inte hade inträffat.
- **Icke levererad energi** (ILE) dvs. den beräknade mängden energi i kWh som skulle ha levererats om avbrotten inte hade inträffat.

ILEffekt och ILE beräknas dels för aviserade avbrott, dels för oaviserade avbrott och för en rad olika elkundgrupper (hushåll, industri, jordbruk etc.). För stamnätsföretag bedöms alla avbrott som överstiger 100 millisekunder (ILEffekt) eller 1 minut (ILE), medan för övriga nätbolag bedöms avbrott mellan 3 minuter och 12 timmar. Normnivåerna för kvalitetsindikatorerna fastställs genom att beräkna medelvärdet av kvalitetsindikatorerna under en 10-årig normperiod (historiska data). Vidare görs en justering av intäktsramen för nästa tillsynsperiod baserat på de samhällskostnader som dessa avbrott medför, där avbrottskostnader för olika elkundstyper beaktas.

De mått som används för att bedöma prestationen från den svenska stamnätsoperatören och besluta om finansiering av stamnätsverksamheten är med andra ord baserade på historiska data, inte på en prognos för framtida utvecklingsbehov för stamnätet. Vidare justeras dessa vart fjärde år, i samband med en ny tillsynsperiod. Detta är med andra ord en retrospektiv styrning i ett kraftsystem som förändras i allt snabbare takt och planeras med 10-20 års framförhållning.

Svenska kraftnät använder själv flera mått, såsom Loss of Load Probability (LOLP), Loss of Load Expectation (LOLE) och Expected Energy Not Served (EENS) som mått på leveranssäkerheten. Detta belyser framförallt systemtillräcklighet (Security of Supply) och är starkt kopplat till tillgänglig produktionskapacitet, dvs. belyser ett bredare område än vad som ligger inom Svenska kraftnäts faktiska ansvar. Inom akademiska kretsar har förslag på s.k. transmission-LOLE lagts fram<sup>36</sup>, som fokuserar på stamnätsdelen av leveranssäkerheten. En viktig skillnad här är att dessa mått är probabilistiska och kan användas för att bedöma framtida scenarier. Svenska kraftnät måste med andra ord förstå hur väl de är utrustade att möta kraven från elmarknaden – och nå de mål som är definierade från Ei – flera år innan investeringar behövs och långt innan Energimarknadsinspektionen kan konstatera ifall målen uppfyllts eller ej.

Vidare följer en redogörelse för de lagstadgade mål och prestationsmått som används av utvalda TSOer, med fokus på rollen som transmissionsoperatör. Diskussionen behandlar främst koncepten systemtillräcklighet och tillförlitlighet, som definierats ovan. Frekvensstabilitet och spänningskvalitet diskuteras inte närmare i rapporten. Reglering för detta sker främst via nätkoderna.

<sup>35</sup> Se EIFS 2015:5 3 Kap. 7 §; Energimarknadsinspektionens föreskrifter om vad som avses med kvaliteten i nätkoncessionshavarens sätt att bedriva nätverksamheten vid fastställande av intäktsram;

<sup>36</sup> IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, VOL. 20, NO. 3, AUGUST 2005: "A Method for Transmission System Expansion Planning Considering Probabilistic Reliability Criteria"

### 3.3.1 Statnett, Norge

#### Systemtillräcklighet [Security of Supply]

Statnetts ansvar vad det gäller försörjningstryggheten är begränsad, då försörjningstrygghet främst avser produktionförmåga i förhållande till den totala efterfrågan på el. Statnett har ingen direkt inverkan på vare sig produktionskapacitet eller efterfrågan, utom via stamnätstarifferna. Statnett har dock goda förutsättningar att övervaka kraftsystemets prestanda och utveckling och kan därför underrätta tillsynsmyndigheter och andra parter om problem avseende försörjningstrygghet observeras. Statnett är därför skyldigt att informera NVE om utveckling av kraft- och energibalansen<sup>37</sup>. Statnett skall också producera en analys av elsystemet vartannat år (*Nettutviklingsplanen*), med en tidshorisont på minst 20 år. Rapporten ligger till grund för investeringsplanen och eventuella krav från tillsynsmyndigheten för ytterligare åtgärder i överföringsnätet<sup>38</sup>. *Nettutviklingsplanen* ger viktig information för tillsynsmyndigheten för att avgöra risker för långsiktig försörjningstrygghet.

Statnett spelar också en roll i rådgivning kring marknadsdesign vilket kan inverka på försörjningstryggheten. Vidare kontrakterar Statnett reservkraft för att stödja kortsiktig kapacitetsbrist i delar av systemet ifall begränsningar i produktionen eller överföring uppstår. Sådan reservkapacitet tillhandahålls ofta av gasturbiner men har ännu inte använts även om den mobiliserats i ett fåtal fall.

#### Tillförlitlighet [Reliability of Supply]

Statnetts övergripande ansvar vad gäller tillförlitlighet är att säkerställa driftsäkerhet i elnätet. Regleringen av och praxis hos Statnett när det gäller driftsäkerhet har två huvuddelar:

1. Designkriterier som används när nätet konstrueras
2. Användning av data om faktiska (historiska) avbrott i nätet

När det gäller utformningen av nätet anger regeringen att N-1 kriteriet skall användas som vägledande princip, och att överföringsnätet i allmänhet bör byggas enligt denna princip<sup>39</sup>. Det finns dock undantag: under vissa omständigheter kan avbrott accepteras, och i vissa fall kan det hända att en kund inte är villig att betala för att få en N-1 säker anslutning. Det specificeras också att varje stort investeringsbeslut bör grundas på samhällsekonomisk analys, där leveranssäkerhet vägs in som en av fördelarna med den potentiella investeringen. I särskilda fall kan kostnaderna överstiga fördelarna med ett N-1 säkert nät. Beslutsprocessen, inklusive den samhällsekonomiska analysen, diskuteras i mer detalj i kapitel 4. I Statnetts analys av kraftsystemet skall Statnett indikera alla noder i nätet där N-1 tillförlitlighet inte uppnås under någon del av året, ange vilka åtgärder som skulle vara nödvändiga för att uppnå N-1-tillförlitlighet, samt ge en kort samhällsekonomisk bedömning av dessa åtgärder. Det finns också situationer som kräver N-2, vanligtvis för områden där nationella säkerhetsbestämmelser gäller.

Tillsynsmyndigheten kan kräva att Statnett vidtar åtgärder för att minska omfattningen eller konsekvenserna av korta och långa avbrott som uppmätts. Det har diskuterats ifall konkreta mål för avbrottsfrekvens och varaktighet skulle vara en förbättring på detta mer generella krav.

Tillsynsmyndigheten har dock beslutat att detta inte skulle leda till den samhällsekonomiskt bästa lösningen, eftersom behov av tillförlitlighet skiljer sig mellan konsumenter, och kostnaderna för att uppnå en definierad nivå av tillförlitlighet kan vara mycket olika i olika geografiska områden. Man ansåg därför att rimlig avvägning mellan kostnader och fördelar kan försvåras om ett konkret mål väljs. Istället

<sup>37</sup> Forskrift om systemansvaret, paragraph 24.

<sup>38</sup> Forskrift om energiutredningar, chapter 4.

<sup>39</sup> Energimeldingen, 2016

har den norska förordningen incitament för TSO:n att förhindra avbrott i den s.k. KILE regleringen (*Kvalitetsjustering av innteckstrammer ved ikke-levert energi*, dvs. kvalitetsjustering av inkomstramar för icke levererad energi), liknande den reglering som finns i Sverige. Denna förordning justerar Statnetts inkomstramar neråt baserat på mängden av icke levererad energi, och på detta sätt motiveras Statnett att förhindra avbrott. De värden som används i KILE-förordningen grundar sig på värdering av avbrottskostnader för konsumenterna.

Utöver detta kräver förordningen detaljerad rapportering av avbrottsstatistik för alla nätföretag (inklusive Statnett) i ett gemensamt registreringssystem kallat FASIT, som drivs av Statnett på uppdrag av NVE. Detta möjliggör en bättre förståelse för felstatistik, ökar transparensen och ger ytterligare en möjlighet till övervakning för tillsynsmyndigheten.

### 3.3.2 TenneT, Nederländerna

#### Systemtillräcklighet [Security of Supply]

TenneT har balansansvar för kraftsystemet vilket innebär ansvar för att det finns tillräcklig regler- och reservkapacitet på kort och lång sikt<sup>40</sup>. Minister of Economic Affairs<sup>41</sup> ansvarar för att övervaka långsiktig försörjningstrygghet men kan tilldela TenneT denna uppgift. Rapporten (från TenneT) behandlar driftssäkerheten, ger en prognos för kraft- och energibalansen kommande fem år och elförsörjningen upp till 15 år, samt planerade internationella transmissionsledningar de kommande fem kalenderåren. För närvarande bedömer TenneT försörjningstrygghet med en probabilistisk metodik, s.k. Loss of Load Expectation (LOLE), och använder en normnivå på 4 timmar för Nederländerna.

Om stamnätsoperatören signalerar att det krävs åtgärder för att säkerställa tillräcklig reservkapacitet för framtida leveranssäkerhet, måste information om effekterna för användarna och marknaden inkluderas. Vidare utfärdar ACM en rekommendation till Minister of Economic Affairs, som godkänner åtgärderna. ACM övervakar också investeringar i produktionskapacitet med avseende på försörjningstryggheten.

#### Tillförlitlighet [Reliability of Supply]

Enligt den nederländska ellagen ska alla nätföretag (inklusive TenneT) ansvara för att säkerställa tillförlitligheten i näten samt effektiv överföring av elektricitet. Detta övergripande ansvar specificeras ytterligare i underliggande regler, vilka gör skillnad mellan designkriterier för olika spänningsnivåer (380 kV / 220 kV och 150 kV / 110 kV). Detta beskrivs dels i en ministerförordning från Ministry of Economic Affairs, dels i nätkoder som utformas av tillsynsmyndigheten. De viktigaste designkriterierna för tillförlitlighet är följande<sup>42</sup>:

- Högvoltsnätet (380 kV och 220 kV) skall vara utformat så att i händelse av fel på en komponent, kan nätet fortfarande betjäna alla belastningar och all produktion. Detta skall gälla även då en produktionsanläggning, nätkomponent eller stor last är under underhåll. Detta kriterium kallas "N-1 vid underhåll".
- För 150 kV och 110 kV-näten gäller samma princip, men några undantag är tillåtna:
  - I händelse av fel på en komponent är ett avbrott på högst 10 minuter tillåtet för en belastning på högst 100 MW.
  - I händelse av fel på en komponent när en annan del är under underhåll, är ett avbrott i 6 timmar tillåtet för en belastning på högst 100 MW.

<sup>40</sup> art. 16.2 of the law

<sup>41</sup> Ministry of Economic Affairs motsvarar ungefär svenska Miljö- och Energidepartementet men är organiserat under motsvarande Näringsdepartementet. Ministern för energifrågor motsvaras av Sveriges energiminister.

<sup>42</sup> Netcode article 4.1.4

- Undantag är tillåtna för enskilda ledningar, transformatorer och skensystem<sup>43</sup>.
- I ministerförordning anges också att undantag från "N-1 vid underhåll"-kriteriet kan göras om det inte är samhällsekonomiskt lönsamt.

Undantagen tillåtna i den underliggande förordningen är inte förenliga med de strängare kriterierna i ellagen, som föreskriver "N-1 vid underhåll"-kriteriet utan undantag. I ett försök att harmonisera detta och att klargöra undantagen gjordes en studie 2013 av Ministry of Economic Affairs i samarbete med TenneT och andra intressenter. Studien resulterade i konkreta rekommendationer som specificerar när undantag bör tillåtas. Undantagen är baserade på en riskbedömning av möjliga avbrott. Studien noterar också att vid publikationstillfället var det holländska nätet ett av de tre mest tillförlitliga elnäten i Europa, med endast 30 minuter genomsnittlig avbrottstid per konsument, och av dessa 30 minuter var bara 1 minut till följd av fel på nät på 110kV eller högre. Slutsatserna i rapporten beaktades i ett genomgripande lagändringsförslag ("STROOM"), som emellertid inte godkändes av senaten av andra skäl. Ministeriet och stamnätsoperatören är dock eniga i att undantag till "N-1 vid underhåll"-kriteriet är önskvärt, och att dessa fördefinierade situationer skall beskrivas utförligt i förordningen. Detta skulle bidra till en förmildring av kriteriet på samhällsekonomiska grunder, utan att en genomgående samhällsekonomisk analys behöver göras för varje enskilt projekt.

Utöver krav att följa designkriterierna ovan, finns krav på nätoperatören för datahantering och rapportering av indikatorer för tillförlitlighet. Reglerna för dessa indikatorer (normer) beskrivs i ministerförordningen om kvalitet. Följande indikatorer måste rapporteras: total avbrottstid per år, genomsnittlig avbrottstid och avbrottsfrekvens. Nätoperatören skall också rapportera om förändring i prestanda jämfört med året innan, och jämfört med den normnivå som nätoperatören satt som mål. Konsekvenserna av och korrelation med prestanda för dessa indikatorer är inte fastställt. ACM kan trots detta begära vite enligt ellagen, art. 77.

### 3.3.3 National Grid, U.K.

#### Systemtillräcklighet [Security of Supply]

I likhet med andra systemoperatörer som diskuteras i denna rapport, har National Grid ett begränsat ansvar att säkra tillräcklig produktionskapacitet i systemet. I dagsläget upphandlar regeringen kapacitet (produktion och laststyrning, s.k. *demand respons*) genom kapacitetsauktioner för att säkerställa tillräckliga marginaler för att upprätthålla säkra leveranser under ett visst år.

National Grid har dock krav att, i egenskap av systemoperatör, säkerställa att tillräcklig produktions- och/eller lastkapacitet upphandlas för att balansera systemet i en rad driftscenarier. National Grid måste också påvisa för Ofgem att upphandlingen av balanstjänster har skett på ett kostnadseffektivt sätt som också minimerar (i möjligaste mån) inverkan på den fria konkurrensen på energimarknaderna.

#### Tillförlitlighet [Reliability of Supply]

National Grids systemoperatörlicens (avsnitt C17) kräver att operatören skall

- planera, utveckla och driva licenstagarens kraftöverföringssystem
- samordna och styra flödet av elektricitet till och över stamnätet

Detta skall göras i enlighet med nätkoden, *Security and Quality of Supply Standards*<sup>44</sup> (SQSS), som diskuteras i avsnitt 2.4.1 ovan, som sätter tekniska minimikrav för tillförlitlighet för produktions- och

<sup>43</sup> Netcode article 5.5.2.1

<sup>44</sup> <http://www2.nationalgrid.com/UK/Industry-information/Electricity-codes/SQSS/The-SQSS/>

lastanslutningar samt systemplanering. Mer detaljerade tekniska krav beskrivs vidare i nätkoden (*Grid Code*<sup>45</sup>).

De övergripande kraven för tillförlitlighet och leveranskvalitet i SQSS utvecklades och godkändes efter omfattande samhällsekonomisk analys av transmissionsföretagen (TOs) och i samband med Ofgems godkännande av standarderna. Man bedömde att fördelarna med ett säkert och tillförlitligt stamnät långt övervägde kostnaderna för att upprätthålla systemet till den angivna standarden.

Generellt beskriver SQSS deterministiska N-1 kriterier för hur överföringssystemet ska planeras och drivas. Det betyder att förlust av enskilda ledningar, transformatorstationer eller andra komponenter inte ska leda till förlust av överföringskapacitet. Vid planering av systemet åligger det National Grid att testa N-1 kriteriet mot en rad olika scenarier för nätutbyggnad, produktion och last för att visa att systemet uppfyller kraven och motivera eventuella systemförstärkningar eller reinvesteringar.

I de fall där det kan vara ekonomiskt och tekniskt motiverat att planera och driva vissa delar av systemet till en standard under N-1 kriteriet, kan National Grid ansöka till Ofgem som kan tillåta att vissa kretsar eller tillgångar avviker från SQSS. Dessa undantag måste motiveras med robust samhällsekonomisk analys som visar att kostnaderna för att upprätthålla N-1 överväger fördelarna för dessa tillgångar. Undantag från SQSS (godkända av Ofgem) är oftast tidsbegränsade, vilket signalerar till National Grid att uppgradera för att möta SQSS.

SQSS uppdateras med jämna mellanrum för att återspegla ändringar i kraftöverföringssystemet eller tekniska framsteg hos anslutande parter (exempelvis krävde ökad kapacitet på kärnkraftsanläggningar en uppdatering av SQSS). Dessa förändringar genomgår rigorösa utvecklingsprocesser och samråd innan de godkänns av Ofgem, inklusive robust samhällsekonomisk analys.

### 3.3.4 CAISO, U.S.A.

#### Systemtillräcklighet [Security of Supply]

FERC, The Federal Energy Regulatory Commission, är den federala myndighet vars uppgift det är att se till att de lagar som finns för energiförsörjningen i USA, t.ex. the *Energy Policy Act of 2005*, följs. FERC har som uppdrag att

*”Hjälpa konsumenter att erhålla tillförlitliga, effektiva och hållbara energitjänster till en rimlig kostnad genom lämpliga reglerings- och marknadsmedel.”*

För att fullgöra detta uppdrag har FERC som mål att säkerställa rättvisa och rimliga priser, villkor och förhållanden och att främja en säker, tillförlitlig, och effektiv infrastruktur. Utveckling mot dessa mål mäts via ett antal normer, inklusive:

- Del av energiflöden mellan stater som är oekonomiska, vilket signalerar en ineffektiv marknad
- Deltagande i regionala transmissionsplaneringsmöten
- Icke levererad effekt, årligen, till följd av stamnätsrelaterade händelser (oplanerade störningar), exklusive väderrelaterade avbrott.

För elmarknaden sköts en stor del av arbetet kring styrning och kontroll av NERC, the North American Electric Reliability Council, på uppdrag av FERC. Detta arbete sker främst genom utarbetande av standarder och godkännande av de tariffer som styr t.ex. systemoperatörers verksamhet och ansvar. NERCs standarder<sup>46</sup> syftar till att klargöra roller och ansvar, beslutsprocesser och rapporteringskrav m.m.

<sup>45</sup> <http://www2.nationalgrid.com/UK/Industry-information/Electricity-codes/Grid-Code/>

<sup>46</sup> <http://www.nerc.com/pa/stand/Pages/ReliabilityStandardsUnitedStates.aspx?jurisdiction=United%20States>



Standarderna berör flera tidshorisonter<sup>47</sup> (realtid, intra-dag, säsongsplanering, långtidsplanering och uppföljning) och elmarknadsaktörer, såsom transmissionsoperatörer, systemoperatörer och producenter och marknassamordnare, och täcker bland mycket annat:

- Effektbalans - *Resource and Demand Balancing (BAL)*
- Design, uppkoppling och underhåll av anläggningar - *Facilities Design, Connections, and Maintenance (FAC)*
- Simulering, data och analys - *Modeling, Data, and Analysis (MOD)*
- Stamnätsdrift - *Transmission Operations (TOP)*
- Planering av stamnät - *Transmission Planning (TPL)*

Förutom styrning och kontroll via standarder sammanställer NERC även rapporter som analyserar tillförlitlighet och leveranssäkerhet i de nordamerikanska, synkrona näten, däribland Western Interconnection där CAISO ingår och som samordnas av WECC. NERC samlar in prognoser och data från systemplanerare för att ge ett långsiktigt perspektiv, över stora geografiska områden, på produktion, efterfrågan och kraftsystemets tillförlitlighet för de kommande 10 åren. Målet är att bidra med en oberoende teknisk analys för att identifiera problem och risker för leveranssäkerheten i det nordamerikanska kraftsystemet och därmed möjliggöra för industri, tillsynsmyndigheter och beslutsfattare att utarbeta planer för att åtgärda eventuella problem och minska negativ påverkan. Den senaste rapporten, *2015 Long-Term Reliability Assessment*<sup>48</sup> (2015LTRA), publicerades i januari 2016.

### Tillförlitlighet [Reliability of Supply]

Vid dimensionering av elnätet används generellt N-1 kriteriet, i likhet med andra TSOer och ISOer. En viktig ytterligare princip för transmissionsplanering och leveranssäkerhet som används i USA är s.k. *Planning Reserve Margin (PRM)*<sup>49</sup>, vilket är ett mått på effektmarginalen. Normnivån för PRM fastställs beroende på kraftsystemets egenskaper och brukar ligga mellan 11-18%. Generellt märks en nedåtgående trend i bl.a. WECC beroende framförallt på att förnyelsebar produktion till större del ersätter traditionell kraftproduktion. 2015LTRA belyser ett antal viktiga slutsatser och rekommendationer för leveranssäkerhet i WECC:

NERC anser att nya normer och metoder bör tas fram för att bedöma tillförlitligheten på både kortare (1-5 år) och längre sikt (5-10 år)

- Traditionella mått på t.ex. effekttillgång (PRM), behöver kompletteras med probabilistiska mått såsom Loss of Load Hours och Expected Unserved Energy, för att belysa osäkerheten i framtida kraftsystem, framförallt i områden med stor andel variabel produktion eller last.
- Systemoperatörer bör etablera ett utvidgat regionalt samarbete i utvärdering av leveranssäkerhet, importbehov och planering av transmission.
- Informationsflöde mellan olika aktörer och intressenter bör främjas.

Så tillvida märks en liknande diskussion i USA som i EU, vad gäller behov av nya normer och mål för leveranssäkerhet. Däremot är roller och ansvarsområden utformade annorlunda så vem som ska ansvara för att utvärdera ett långsiktigt perspektiv – t.ex. tillsynsmyndighet, stamnätsoperatör eller

<sup>47</sup> [http://www.nerc.com/files/Time\\_Horizons.pdf](http://www.nerc.com/files/Time_Horizons.pdf)

<sup>48</sup> <http://www.nerc.com/pa/RAPA/ra/Reliability%20Assessments%20DL/2015LTRA%20-%20Final%20Report.pdf>

<sup>49</sup> <http://www.nerc.com/pa/RAPA/ri/Pages/PlanningReserveMargin.aspx>

systemsamordnare – är en fråga som har olika svar beroende på marknadens behov och hur kraftsystemet är organiserat.

### 3.4 Diskussion kring mål om leveranssäkerhet

All nätverksamhet, inklusive stamnätsverksamheten, är tillståndspliktig monopolverksamhet och står under tillsyn av Energimarknadsinspektionen. Genom att på olika sätt straffa avbrott i elanslutningen och premiera god tillgänglighet och kvalitet ska Energimarknadsinspektionen verka för att elnätsverksamheten på alla nivåer håller en tillräckligt hög och ekonomiskt försvarbar kvalitet i elöverföringen till/från anslutna kunder avseende antalet avbrott och avbrottens längd. Ledtiderna i elnätsverksamheten är långa och elnätsföretagen måste ständigt ha beredskap för förstärkningar och utbyggnad av ledningsnätet, baserat på förfrågningar och planer på nya anslutningar för produktion respektive uttag av el, samt för förändringar i elanslutningens utnyttjande.

I det korta perspektivet ansvarar den systemansvariga myndigheten för att balans råder mellan produktion och förbrukning av el. Svenska kraftnät bedriver både nätverksamhet, i sin egenskap av innehavare och driftansvarig för stamnätet, och är systemansvarig myndighet. Det finns en uppenbar risk för favorisering av investeringar i nät framför andra åtgärder såsom lokal produktion.

Rekommendationer avseende leveranssäkerheten för el omfattar flera aspekter med olika typer av aktörer med olika förutsättningar att verka. Att långsiktigt säkerställa tillförsel av el i på en avreglerad elmarknad sker lämpligen med incitament och marknadssignaler av olika slag. Detta är i första hand ett ansvarsområde för Statens energimyndighet.

Elnätsföretagen, och i synnerhet stamnätsföretaget eller transmissionsnätoperatören, ansvarar för såväl driftsäkerheten i elkraftsystemet som för leveranskvaliteten. Driftsäkerheten upprätthålls genom den dagliga driften, utveckling och förstärkningar av ledningsnätet, utveckling av kontroll och övervakningsutrustning, förebyggande och avhjälpande underhåll, för att, kortsiktigt såväl som över tid, säkerställa en fullgod prestation, även efter vanligt förekommande störningar. Även felavhjälpning och driftåteruppbyggnad efter störningar är en del av elnätsföretagens driftsäkerhetsarbete. För att uppnå en hög, ekonomiskt försvarbar och väl avvägd tillförlitlighetsnivå i elkraftsystemet som helhet, behövs någon typ av gemensamma planeringskriterier.

N-1-kriteriet, som är deterministiskt, har kritiserats för att inte vara kostnadseffektivt, och det finns en mängd publikationer som förespråkar probabilistiska dimensioneringskriterier. Probabilistiska kriterier kräver tillgång till tillgänglighetsstatistik för olika kraftsystemkomponenter och en del beräkningskapacitet. Även om probabilistiska kriterier, t.ex. i termer av sannolikhet för att inte kunna försörja alla elanvändare, kommer att bli alltmer använda i framtiden, är det svårt att i det kortare perspektivet rekommendera en övergång till probabilistiska dimensioneringskriterier för stamnätet. Några av de överväganden som gjorts för avvikelser från N-1, dvs. N-0 eller N-2, är i själva verket ett försök till ett probabilistiskt tillvägagångssätt. I en komplett probabilistisk bedömning måste man fastställa specifika värden inte bara för sannolikhet, men också för värdet av avbrott i olika regioner, vilket kan vara politiskt komplicerat. De stamnätsföretag som studerats i föreliggande rapport tillämpar N-1-kriteriet, som det huvudsakliga planeringskriteriet, med större eller mindre avvikelser. Kriteriet är enkelt, transparent och robust, och lätt att förstå och att förhålla sig till. N-1-kriteriet kommer därför med största sannolikhet att förbli det huvudsakliga planeringskriteriet för den närmsta framtiden.

Den samhällsekonomiska aspekten på infrastrukturverksamhet är ofta stor och betonas i lagar och regelverk. N-1-kriteriet behöver även i fortsättningen kompletteras med krav på kostnadseffektivitet och uppföljning avseende icke-levererad effekt och energi. Icke-levererad energi (eller effekt) hänger ofta samman med lokala och kortare störningar i region- eller lokalnäten, som inte på något sätt äventyrar systemsäkerheten. Dock med viktiga undantag såsom t.ex. stormen Gudrun 2005 och storstörningarna

1983 respektive 2003. Samtliga stamnätsoperatörer i föreliggande rapport övervakar kundavbrott med avseende på förekomst och varaktighet, som sedan rapporteras till respektive tillsynsmyndighet. Stamnätsoperatören får genom denna övervakning och rapportering en god uppfattning om kraftsystemets prestationsförmåga. I Norge tillämpar man så kallade *”Kvalitetsjusterte inntektsrammer for ikke levert energi – KILE”*, på liknande sätt som Energimarknadsinspektionen gör i Sverige. Därigenom får elnätsföretagen ett ekonomiskt incitament att minska antalet avbrott och att korta varaktigheten.

Standardisering och harmonisering kring, för varje tid, avvägda krav på elnätsprestationen i förhållande till kostnaderna för brister i prestationen, är av yttersta vikt för ett tillförlitligt och kostnadseffektivt kraftsystem. Aktuella värden på avbrottskostnader är därför väsentliga.

### 3.5 Rekommendation för mål om leveranssäkerhet

De prestationsmått som finns för Svenska kraftnät från Energimarknadsinspektionen, icke levererad effekt och icke levererad energi, är förhållandevis vanliga och tillämpas även vid styrning av andra stamnätsoperatörer. De är dock inte tillräckliga för att belysa alla aspekter av leveranssäkerhet i ett långt perspektiv och i många fall tillämpas även andra mått.

Det finns olika probabilistiska mått på leveranssäkerhet, såsom Loss of Load Probability (LOLP), Loss of Load Expectation (LOLE) och Expected Energy Not Served (EENS). Dessa mått belyser framförallt systemtillräcklighet och försörjningstrygghet (Security of Supply) och är starkt kopplade till tillgänglig produktionskapacitet, dvs. ett bredare problem än vad som ligger inom Svenska kraftnäts faktiska ansvar. Inom akademiska kretsar har förslag på s.k. transmission-LOLE lagts fram<sup>50</sup>, som fokuserar på stamnätsdelen av leveranssäkerheten. Dessa probabilistiska prestationsmått ger en indikation om framtida beredskap, inte bara retrospektiv analys av uppnådd leveranssäkerhet, och används idag av de flesta stamnätsoperatörer, inklusive Svenska kraftnät, men ingår sällan i rapporteringskrav från tillsynsmyndigheter. Det kan i framtiden vara lämpligt att införa liknande prestationsmått för stamnätsoperatörer men tillsvidare innebär de vissa beräkningstekniska utmaningar som gör det svårt att använda probabilistiska kriterier i praktiken. Vidare används, i både Norge och Sverige, incitamentbaserad styrning, där nätbolagen får en justerad inkomstram i förhållande till de nivåer för icke levererad energi man uppnått. Sådan styrning syftar till att få nätbolag att göra rimliga och kostnadseffektiva investeringar för ökad tillförlitlighet.

Vad gäller dimensionering av stamnätet är dimensioneringskriterier fastställda i Regeringsbeslut N2009/6944/E och bygger på de kriterier som utvecklats och godkänts 2004 inom det Nordiska TSO-samarbetet Nordel. Generellt använder Svenska kraftnät N-1 kriteriet, med vissa undantag, i likhet med andra TSOer. Däremot kan det vara motiverat att se över undantag från N-1 kriteriet på samhällsekonomiska grunder. I TenneT, Nederländerna, finns bland annat ett antal förbestämda situationer då man tillåter avvikelser från N-1 kriteriet, vilket minskar behovet av kostsamma samhällsekonomiska analyser och utdragna processer.

DNV GL rekommenderar att Svenska kraftnät även fortsättningsvis tillämpar N-1-kriteriet för dimensioneringen av stamnätet, med ekonomiskt motiverade undantag och kompletterande kriterier. På sikt bör en övergång till probabilistiska dimensioneringskriterier avseende stamnätsverksamheten eftersträvas. Man bör dock skilja på prestationsmått för Svenska kraftnäts direkta ansvarsområde och mått som ger indikation på leveranssäkerhet för hela systemet, där Svenska kraftnät kan ha en informerande roll.

<sup>50</sup> IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, VOL. 20, NO. 3, AUGUST 2005: "A Method for Transmission System Expansion Planning Considering Probabilistic Reliability Criteria"

## 4 PRAXIS KRING STAMNÄTSINVESTERINGAR

### 4.1 Hur garanteras kostnadseffektiva investeringar i stamnätet?

Stamnätsinvesteringar är kostsamma och påverkar många intressenter. Exempelvis kan nätkapacitet eller tillförlitlighet öka, prisområden förändras, samtidigt som transmissionsledningarna kan ha negativ miljöpåverkan. Kostnaden för investeringarna hamnar i slutändan på samhället, via nättarifferna. Vidare är många alternativa åtgärder utanför stamnätsoperatörens mandat, som t.ex. ytterligare lokal produktion eller minskad last. Dessa aspekter betonar vikten av att göra rätt investeringar, men också svårigheterna med att bedöma vilken åtgärd som är den mest lämpliga. Syftet med en samhällsekonomisk analys är att ge ett bättre beslutsunderlag. En samhällsekonomisk analys skall på ett transparent och strukturerat sätt ge beslutsfattare en god överblick över konsekvenserna innan ett beslut fattas. I många fall görs dock kvalitativa bedömningar av olika intressenters behov och det är ofta svårt att väga olika kostnader och nyttor mot varandra, varför en bra beslutsprocess också skall ha insyn och transparens inbyggt.

Å andra sidan kan stora projekt med många och ofta osäkra effekter bidra till stort engagemang från intressenter och en komplex och långdragen process. Under senare år ses initiativ att förbättra och förkorta delar av beslutsprocessen. I TenneT finns bland annat ett antal förbestämda situationer då man tillåter avvikelser från N-1 kriteriet, vilket minskar behovet av kostsamma samhällsekonomiska analyser och utdragna processer (se avsnitt 4.3). Norge har också infört ett element för att förbättra beslutsprocessen för större stamnätsinvesteringar, där samhällsekonomisk bedömning införs i ett tidigare skede och samråd och politisk vägledning ingår innan de slutliga, detaljerade stegen i planering och koncessionsansökan (se avsnitt 4.2). Den långa planeringstiden ger också möjlighet till insyn. TSOer gör analyser och behovsbedömningar, som Statnetts *Nettutviklingsplan* och Svenska kraftnäts perspektivplan, vilka distribueras offentligt. Dessa ligger sedan till grund för planerna för nätutveckling och är föremål för översyn och remiss. I den amerikanska traditionen med ISOer är engagemang från intressenter en central del av den processen för att öka insyn fram till koncessionsansökan och beslut (se avsnitt 2.6.2 och 4.5).

Strukturen för och genomförandet av beslut och tillståndsprocesser för större stamnätsinvesteringar är därför avgörande för att säkra att korrekta och effektiva investeringar väljs. Många intressenter påverkas och investeringarna kan vara betydande. Myndigheterna har en roll i koncessionsprocessen medan stamnätsoperatören svarar för analys av behovet av nya investeringar, planering och koncessionsansökan samt också står för det slutgiltiga investeringsbeslutet. Följande kapitel beskriver praxis för beslutsprocess och ev. samhällsekonomisk analys i samband med stamnätsinvesteringar i utvalda TSOer. Tonvikt läggs på beslutsprocessen inom Statnett och riktlinjer från den norska regeringen.

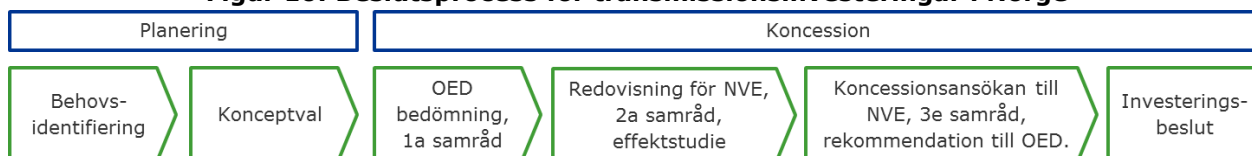
### 4.2 Stamnätsinvesteringar i Statnett, Norge

Behovet av att säkerställa effektiv utveckling och organisation av elnätstjänster var ämnet för *Stortingsmelding 14. (2011-2012) (Nettmeldingen)* som presenterades 2012 av det norska olje- och energidepartementet till riksdagen. *Nettmeldingen* omfattade både stamnätstjänster och distribution. I *nettmeldingen* påpekades vikten av tidigt deltagande från intressenter och ett behov av en effektiv beslutsprocess för att undvika långdragna processer och överklaganden efter att åtgärdsbeslut fattats och projektplaner är långt gångna. En viktig följd av detta var införandet av den offentliga konceptvalsutvärderingen (KVU) som ligger till grund för tidig insyn och påverkan från intressenter och från politiskt håll för större stamnätsutvecklingsprojekt. Syftet är att säkerställa att endast realistiskt genomförbara projekt genomgår hela tillståndsprocessen. Vidare stärktes kravet på kvalitetsäkning av

med hjälp av tredje part för konceptutvärdering av stora investeringar i stamnätet. Ett tredje element var att riksdagen begärde att få en stamnätsutvecklingsplan presenterad inom varje valperiod (4 år).

Beslutsprocessen för en stor stamnätsinvestering presenteras i Figur 10. Stora investeringar definieras som dem på 300 kV-nätet som är minst 20 km långa. En särskild förordning om kraftsystemstudier gör Statnett ansvarig för en kraftsystemstudie (energiutredning) vartannat år och en stamnätsutvecklingsplan (*Nettutviklingsplan* - NUP<sup>51</sup>). Den underliggande studien har en planeringshorisont på 20 år, och är normalt det första steget i planeringen för nya, större investeringar och genomgår samråd eller remiss med berörda parter. Det är TSO:n som är ansvarig för planeringen.

**Figur 10: Beslutsprocess för transmissionsinvesteringar i Norge**



Baserat på energilagen (*Forskrift om ekstern kvalitetssikring og vedtaksmyndighet etter Energiloven*) har NVE utarbetat riktlinjer för koncessionsansökan. För transmissionsinvesteringar ansöker stamnätsoperatören (eller regionalt nätbolag) om koncession hos NVE för varje enskilt projekt, och NVE koordinerar processen och förbereder ett beslutsutkast. Beslutet skickas sedan till OED för slutlig konsultation innan regeringen fattar beslut om koncession. Det är Statnetts styrelse som fattar det slutliga investeringsbeslutet.

Innan ansökan skickas till OED måste Statnett göra en konceptutvärdering med kvalitetsutvärdering av tredje part. OED håller sedan ett öppet samråd, och på grundval av detta görs ett utlåtande om projektet. I själva verket innebär detta ett beslut om huruvida Statnett ska gå vidare med ytterligare planering och tillståndsgivning för projektet.

### 4.3 Stamnätsinvesteringar i TenneT, Nederländerna

TenneT ansvarar för att göra investeringar i stamnätet för att säkerställa tillförlitlig och säker överföring av el medan regeringen ansvarar för att se till att dessa investeringar främjar allmänintresset, dvs. att de är avsedda att säkra en pålitlig, prisvärd och hållbar strömförsörjning. Regeringens roll representeras av Ministry of Economic Affairs, the Ministry of Finance och tillsynsmyndigheten (ACM). Planerings- och beslutsprocessen för stamnätsinvesteringar kan delas in i två huvudfaser enligt Figur 11. De olika stegen i de två faserna förklaras mer i detalj nedan.

**Figur 11: Beslutsprocess för stamnätsinvesteringar i TenneT**



#### Samhällsplanering

Stora offentliga investeringar i Nederländerna planeras med fokus på den fysiska planeringen, eftersom marktillgången är knapp och flera infrastrukturer måste samplaneras. De planer som är relevanta för

<sup>51</sup> Motsvaras av Svenska Kraftnäts Nätutvecklingsplan

TenneT att förhålla sig till inkluderar produktionskapacitet (denna plan kallas SEV III), nationella integrationsplaner och strukturplaner för landbaserad och havsbaserad vindkraft, samt rörledningar och markkablar. SEVII reserverar mark för nuvarande och potentiella framtida produktions- och transmissionsanläggningar (> 220kV) till 2020, med möjlighet till förlängning till 2030. I SEVIII görs en översiktlig miljökonsekvensbedömning för de olika platserna. Denna strategiska bedömning visar de viktigaste frågorna att ta hänsyn till vid i planerings- och designfasen. När planerna blir mer konkreta görs en detaljerad bedömning av miljöpåverkan enligt gällande lagstiftning.

## Kvalitet- och Kapacitetsplan och Investeringsplan

TenneTs Kvalitet och Kapacitetsplan (QCP)<sup>52</sup> är utgångspunkten för investeringsplaneringen. Nätoperatörerna åläggs att lämna in en rapport till tillsynsmyndigheten vartannat år som beskriver kvalitet och kapacitet på nätet<sup>53</sup>. TenneT identifierar framtida behov för stamnätet baserat på modellering av olika framtidsscenarioer och beskriver åtgärder som behövs för att hantera problem, begränsningar och kvalitetsrisker. TSO:n åtar sig de planerade investeringarna och inkluderar detaljerade planer och kostnader i ett icke offentligt dokument i tillägg till QCP.

TenneT baserar sin analys på TYNDP från ENTSO-E, fysiska begränsningar, olika scenarier för produktion och last, och kommentarer från olika intressenter. Med hjälp av olika simuleringsredskap och modeller identifieras flaskhalsar och möjliga åtgärder för olika delar av stamnätet. Åtgärderna testas och överförs till investeringsplanen.

## Bedömning av behov och nytta

Tillsynsmyndigheten bedömer kostnad och nytta både för QCP som helhet och för enskilda, större investeringar. I praktiken finns ett tydligt fokus på N-1 kriteriet när behov bedöms. Undantag från detta tillförlitlighetskriterium tillåts då projektet inte är samhällsekonomiskt lönsamt, som diskuterades i avsnitt 3.3.2, vilket underlättar beslutsprocessen.

Både Ministry of Economic Affairs och Ministry of Finance har en roll i bedömningen av större nätinvesteringar och ACM måste uttryckligen överväga övriga samhällsintressen<sup>54</sup>, såsom försörjningstrygghet och hållbarhet, givet rimlig avkastning för nätoperatörerna.

## Detaljerad planering och verkställande

Under projektfasen sker koncessions- och tillståndsansökan och processer och samråd med olika regionala myndigheter och intressenter, innan konstruktion påbörjas av TenneT. Man gör också en mer detaljerad miljökonsekvensanalys enligt gällande lagstiftning. En mer översiktlig miljökonsekvensbeskrivning gjordes redan i SEV III.

## Retroaktiv bedömning av kostnadseffektivitet

Tillsynsmyndigheten bedömer kostnadseffektivitet efter ett projekt avslutats, i två avseenden: Man bedömer huruvida TenneT valde den mest ekonomiska lösningen och ifall åtgärden utfördes på ett sätt som minimerade kostnaden.

Riktlinjen för bedömning av kostnadseffektivitet anger att bedömningen skall inkludera 1) ifall målet med investeringen uppfyllts, 2) ifall kostnaderna för projektet bidrog till måluppfyllelse, 3) ifall driftkostnaderna var tillräckligt underbyggda och 4) ifall det är troligt att dessa driftkostnader härrör från investeringen. Grundat på denna bedömning avgör ACM hur kostnaderna för investeringen skall räknas

<sup>52</sup> Se <http://www.tennet.eu/nl/nl/over-tennet/nieuws-pers-publicaties/publicaties/technische-publicaties/kwaliteits-en-capaciteitsdocument-2013.html>

<sup>53</sup> Art. 21 i ellagen

<sup>54</sup> Dutch Electricity Law, art. 36 and 41

in i TenneTs intäktsramar. Det finns alltså ett tydligt incitament för TenneT att säkra att mål och kostnader är inom de godkända ramarna för projektet.

### 4.3.1 Kritik och diskussion av investeringsprocessen in TenneT

ACM och Ministry of Economic Affairs har nyligen kritiserats i en rapport från *Algemene Rekenkamer* (holländsk motsvarighet till Riksrevisionen) för den roll de har i behovs- och kostnadsbedömningen av nya investeringar<sup>55</sup>. Rapporten presenterade i huvudsak följande kritik angående investeringsprocessen:

- Tillsynsmyndigheten (ACM) och ansvarig minister granskar inte tillräckligt ifall TenneTs investeringar är kostnadseffektiva
- ACM bedömer inte varje QCP som utkommer vartannat år
- ACM undersöker inte behovet av investeringar
- ACM kontrollerar inte om TenneT väljer den mest ekonomiska åtgärden vid stora investeringar
- Finansdepartementet kontrollerar inte kostnadseffektiviteten för investeringarna utan litar på bedömningen från ACM och ekonomidepartementet.

För reguljära investeringar konstateras att metodiken som formuleras i nättariffen är förhållandevis komplex (och ofta leder till stämningar) och att behovsprövningen inte är tillräcklig. För större investeringar noteras att regeringen i huvudsak baserar sin bedömning på information direkt från TenneT. Vidare görs inga försök, för de flesta stora investeringar, att utreda huruvida TenneT har valt den mest ekonomiska lösningen. Ministry of Economic Affairs och Finansdepartementet svarar att de är överrens med delar av denna bedömning (som att förtydliga roller och ansvar och se över behovsprövningen) men också att de inte bör överta ansvar som åligger TenneT. Tillsynsmyndigheten ACM påpekade att man eftersträvar effektiv reglering, givet begränsade resurser och informationsasymmetri, och en trend mot resultatinriktad reglering snarare än mer direkt kontroll av TenneTs verksamhet. Både ACM och departementen svarade att potentiella förbättringar (inklusive vissa ändringar i QCP) diskuteras och föreslås i den nya lagen STROOM (effektivisering, optimering och modernisering av ellagen). Även om detta lagförslag avvisades av senaten i december 2015, förväntas delar av de förslagna ändringarna komma att genomföras.

## 4.4 Stamnätsinvesteringar i National Grid, UK

Eftersom transmissionsnätsägare och -operatörer är naturliga monopol, är en av Ofgems viktigaste uppgifter att se till att investeringsprogram och drift av överföringssystemet är ekonomiska och effektiva. Därför genomgår alla investeringar som görs på det brittiska överföringssystemet den fastställda priskontrollprocess som ger Ofgem möjlighet att analysera och godkänna inkomstkraven för nätägarna och godkänna de resultat som ska uppnås tack vare inkomsterna.

### **Inkomst = Incitament + Innovation + Resultat**

Det s.k. RIIO-ramverket (Revenue = Incentives + Innovation + Outputs) har antagits av Ofgem som den övergripande ramen för reglering av alla nätföretag. RIIO fastslår den generella resultatnivå som skall levereras av det brittiska stamnätet under en 8-års period och ger därmed en grund för Ofgem att övervaka företagets prestanda. Som en del av denna process kan nätägarna få finansiering för forskning kring både resultat och nät drift och får incitament för att överträffa resultatnivån i sina investeringsprogram.

<sup>55</sup> TenneT's investments in the Dutch high-voltage network; Government supervision aimed at safeguarding the public interest

## Transparens och inflytande från intressenter

National Grid får ekonomiska incitament genom det s.k. *SO Incentive Scheme* för att säkerställa insyn och brett engagemang från olika intressenter i hur man utvecklar framtida systemkrav, och investeringar som krävs för att uppfylla dessa krav. Kraven baseras på en rad scenarier som spänner över kortsiktiga operativa tidsramar till långsiktig planering. National Grid genomgår tre viktiga processer årligen för att utveckla dessa scenarier och bilda ramen och den analytiska grunden för investeringsplaneringen:

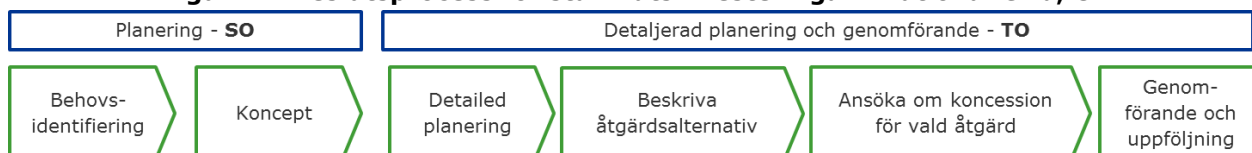
- **Future Energy Scenarios (FES)** – Tar fram fyra trovärdiga långsiktiga energiscenarier som tar hänsyn till den tekniska utvecklingen och rimlig makroekonomisk utveckling. Utveckling av dessa scenarier sker i nära samarbete med olika intressenter och aktörer.
- **Ten Year Statement (TYS)** – Tar utdata från FES, liksom marknadsutvecklingen, och ger en indikation på vilken utveckling av transmissionsnätet som krävs för att stödja utveckling mot FES scenarierna över en 10-årsperiod.
- **System Operability Framework (SOF)** – Tar utdata och resultat från FES och YYS för att identifiera de operativa utmaningar som kan uppstå på medellång sikt. SOF ser inte på investeringsbehov men operativa utmaningar och möjliga sätt att hantera dessa utmaningar.

### 4.4.1 Beslutsprocess

Alla investeringar i det brittiska transmissionssystemet följer i stort sett samma process.

Investeringsbehov identifieras av systemoperatören baserat på framtida krav för kraftöverföring i olika delar av landet och över snitt där flaskhalsar förekommer. Dessa krav härrör från marknadsbehov och energipolitiska mål från regeringen, till exempel ökad andel förnybar energi eller ökad försörjningstrygghet. Beslutsprocessen visas i Figur 12 och varje steg diskuteras i detalj nedan. Det bör noteras att endast de tidiga stadierna av processen genomförs av systemoperatören (SO), detta på grund av de skilda rollerna mellan SO och transmissionsnätsägare (TO).

**Figur 12: Beslutsprocess för stamnätsinvesteringar i National Grid, UK**



1. **Behovsidentifiering** - Resultat och utdata från FES och YYS används av National Grid för att identifiera sannolika investeringsbehov över planeringshorisonten. Till exempel har anslutningen av ny kärnkraft och betydande solcellsgeneration i sydvästra England skapat krav på betydande förstärkning av näten som förser denna del av landet. Dessa systemändringar innebär att nätet inte längre kommer att vara kompatibelt med kraven i SQSS och Grid Code för planeringshorisonten. Scenarierna som härrör från de olika årliga utvecklingsprocesserna gör det möjligt för National Grid att analysera vilka förstärkningar som kan krävas och uppskatta övergripande kostnader och nyttor förknippade med olika alternativ.
2. **Koncept** – När man bedömt behovet av investeringar, baserat på förändrade eller nya krav för kraftöverföring, och utfört en inledande samhällsekonomisk analys presenterar National Grid ett övergripande investeringskoncept till transmissionsägare för mer detaljerad planering.



3. **Detaljerad planering** – I detta skede tar transmissionsägarna över investeringsplaneringen från systemoperatören och utvecklar en mer detaljerad plan, i dialog med systemoperatören, med utgångspunkt i konceptet som utarbetats av National Grid.
4. **Beskriva åtgärdsalternativ** – Transmissionsägaren utarbetar detaljerade investeringsalternativ som den anser kommer att uppfylla de krav som systemoperatören specificerat. Som en del av detta gör TO en kostnadsnyttoanalys av de olika alternativen för att avgöra vilket som man anser mest ekonomiskt och effektivt. En viss nätverksförstärkningsåtgärd kan exempelvis inkludera olika alternativ kring sträckning, kabelteknologi och luft- eller jordledning. TO kommer också bedöma alternativen mot kraven i *Grid Code* och SQSS planering för att säkerställa att alla trovärdiga alternativ överensstämmer med fastställda tekniska krav.
5. **Ansöka om koncession för vald åtgärd** – Transmissionsägarens investeringsplaner måste godkännas av Ofgem som en del av priskontrollen innan det är tillåtet att få tillbaka investeringskostnaderna via avgifter från nätanvändarna. Som en del av detta godkännande måste TO visa Ofgem att man gjort en robust kostnadsnyttoanalys, miljökonsekvensanalys och (i förekommande fall) samhällsekonomiska bedömningar, för att säkerställa att åtgärden är kostnadseffektiv och främjar nätanvändare och konsumenter i allmänhet. I detta skede, och före godkännande av investeringar, gör Ofgem en egen analys för att testa antaganden och analyser gjorda av transmissionsägaren. För större eller mer osäkra investeringsprojekt kommer Ofgem genomföra mer robust analys av behov och åtgärdsalternativ för att säkerställa att samhällets intressen tillgodoses.
6. **Genomförande och uppföljning av investeringar** - Efter att investeringsplanen godkänts fortsätter Ofgem att övervaka investeringsresultat och tillhörande kostnader under hela priskontrollperioden för att säkerställa att investeringar uppfyller de resultat som presenterades vid godkännandet.

#### 4.4.2 Samhällsekonomisk analys

Det finns inga särskilda krav för National Grid, som systemoperatör, eller transmissionsnätsägarna att göra samhällsekonomiska analyser som del av deras respektive investeringsprocesser. Ofgem kräver dock att alla investeringar stöds av robust kostnadsnyttoanalys, miljökonsekvensanalys och tekniska analyser, vilka skall utföras av systemoperatör och transmissionsnätsägare.

När Ofgem godkänner transmissionsnätägarnas investeringsprogram kan Ofgem göra en mer makroekonomisk bedömning för att säkerställa att konsumenternas intressen tas tillvara och kostnadsökningar för slutkunder är rimliga. Ofgem säkerställer även att investeringar är förenliga med och främjar nationella energipolitiska mål.

#### 4.5 Stamnätsinvesteringar i CAISO, USA

CAISO följer planeringsprinciper från NERC och WECC med egna tillägg och tolkningar som anpassar kraven till marknaden och situationen i Kalifornien. Tillförlitlighet är den grundläggande drivkraften för investeringar i transmissionsnätet där N-1 kriteriet är vägledande generellt. NERC anger minimikrav via sina standarder, därefter kan WECC och CAISO i tur och ordning definiera högre krav. Behov av ny transmissionskapacitet bedöms mot tillförlitlighet där viss risk för avbrott bedöms som rimlig och standarden sätter gränsvärden för vilken tillförlitlighet som är acceptabel. Bland annat anger standarden största last som får bortkopplas vid fel, situationer då radiala nätverk skall uppgraderas till maskade nätverk eller hur reservkapacitet (s.k. back-up ties) ska dimensioneras i förhållande till topplast.

För investeringar utöver de angivna standarderna är principen att effekten skall vara positiv för slutkunderna, vilket skall bedömas via en samhällsekonomisk analys. Det är dock fortfarande tillförlitlighet som är den främsta anledningen för investeringar. En samhällsekonomisk analys ska enligt CAISOs transmissionsplaneringsstandard<sup>56</sup> innehålla följande parametrar:

- Största last som riskerar bli bortkopplad
- Hur långt ett avbrott förväntas bli
- Totalt lastbehov som inte tillgodoses (MWh/år)
- Antal elavbrott per år
- Tidpunkt för avbrotten (t.ex. vardag/helgdag, tid på dygn och säsong)
- Antal drabbade kunder
- Villken typ av last om drabbas (% hushåll, industri osv.)
- Monetär effekt av avbrott för slutkunder

När behov identifierats för en nätinvestering görs en koncessionsansökan<sup>57</sup> till California Public Utilities Commission (CPUC) som då påbörjar två parallella processer:

1. Miljökonsekvensutredning enligt *California Environmental Quality Act (CEQA)*
2. Behovsgranskning av projektet, inklusive en kostnadsnyttoanalys i enlighet med *Public Utilities Code*<sup>58</sup>

Beslutsprocessen visas schematiskt i Figur 13.



### CAISO: Intern planering

CAISO identifierar nätinvesteringsbehov och gör en koncessionsansökan. Det är först efter en koncessionsansökan som en extern granskning och behovsprövning sker.

### CPUC: Miljökonsekvensutredning

CPUC bereder en miljökonsekvensutredning med möjlighet för allmänhet att delta via samråd eller skriftliga kommentar. Det slutliga miljödokumentet är antingen en *Environmental Impact Review (EIR)*, dvs. en miljökonsekvensbeskrivning, en *Mitigated Negative Declaration (MND)* eller en *Negative Declaration (ND)*.

### Formell behovs-och kostnadsprövning

En *Administrative Law Judge (ALJ)* överser utvärderingen av behov och projektkostnader enligt CPUCs officiella arbetsordning, *Rules of Practice and Procedure*. Denna del av ansökningsprocessen är mer formell

<sup>56</sup> [http://www.caiso.com/Documents/FinalISOPlanningStandards-April12015\\_v2.pdf](http://www.caiso.com/Documents/FinalISOPlanningStandards-April12015_v2.pdf)

<sup>57</sup> Motsvarigheten i USA är att ansöka om ett s.k. "Certificate of Public Convenience and Necessity"

<sup>58</sup> Public Utilities Code sections 1001 et seq. and General Order (G.O.) 131-D

och deltagande i granskningen av behov och kostnader är begränsat till officiella parter. Protester kan lämnas inom 30 dagar efter att ansökan inkommit. ALJ avgör därefter om bevisprövning krävs i en officiell process där registrerade parter kan lämna skriftlig vittnesbörd, vittnesmål undersöks och beslut kan överklagas. ALJ kan också besluta om samråd för att möjliggöra kommentarer från berörd allmänhet som annars inte har insyn i processen.

### Alternativ och remiss

När miljökonsekvensutredning är färdig lämnar CPUC sitt slutliga skriftliga utlåtande till ALJ som då blir del av det formella förfarandet. När de två granskningsprocesserna är avslutade förbereds ett beslutsförslag som innehåller information från miljökonsekvensbeskrivningen, det föreslagna projektet, projekialternativ, effekter och åtgärder. Övriga kommissionärer kan därefter utfärda alternativa beslut. Alla beslut från CPUCs kommissionärer skall baseras på fakta och referera den slutliga miljökonsekvensbeskrivningen, inlämnade vittnesmål, kommentarer m.m.

### CPUC beslutar

Efter en remiss- och kommentarperiod - vanligtvis 30 dagar – röstar CPUC på de föreslagna besluten vid ett offentligt möte. Beslutet baseras på den information som framkommit under både miljögranskningsprocessen och den formella behovs- och kostnadsprövningen och utgången kan vara att CPUC godkänner det från nätoperatören föreslagna projektet, ett alternativt projekt, eller att inget projekt godkänns.

## 4.6 Samhällsekonomisk analys för stamnätsinvesteringar

Samhällsekonomisk analys används i olika utsträckning i alla TSOer/ISOer. I Norge finns nationella riktlinjer för hur samhällsekonomisk analys skall utföras inom bl.a. elsektorn och dessa beskrivs i mer detalj i följande avsnitt,. Det huvudsakliga syftet med en samhällsekonomisk analys är att tydliggöra och synliggöra konsekvenserna av olika alternativa åtgärder innan man fattar beslut om genomförande. Samhällsekonomisk analys är följaktligen en metod för att systematisera information<sup>59</sup>. Analysen är en del av beslutsunderlaget, men utgör inte en beslutsregel.

Man skiljer mellan tre typer av samhällsekonomisk analys<sup>60</sup>:

- **Kostnadsnyttoanalys (CBA):** I en kostnadsnyttoanalys kvantifieras alla positiva och negativa effekter av en åtgärd i monetära termer så långt som möjligt, utifrån en allmän princip att en konsekvens är värd vad befolkningen tillsammans är villiga att betala för den. Om viljan att betala för alla projektets fördelar är större än summan av kostnaderna, definieras åtgärden som samhällsekonomiskt lönsam (NOU 2009: 16).
- **Kostnadseffektivitetsanalys:** Om de olika åtgärder som skall jämföras har samma gynnsamma effekter är det inte nödvändigt att kvantifiera nyttan för att rangordna åtgärdernas samhällsekonomiska lönsamhet. Den inbördes rangordningen beror då enbart på åtgärdernas kostnader. En analys av kostnadseffektiviteten innebär att åtgärder rangordnas efter kostnader för att hitta den åtgärd som uppnår ett önskat mål till lägsta möjliga kostnad.
- **Kostnadskonsekvensanalys:** I vissa sammanhang är det svårt eller inte önskvärt att uppskatta nyttan i kronor, samtidigt som olika åtgärder kan ha olika positiva effekter. Man kan då beräkna

<sup>59</sup> Norsk offentlig utredning 2012:16 (NOU 2012: 16)

<sup>60</sup> Fritt översatt från NOU 2012: 16

kostnaden för åtgärderna på vanligt vis, medan positiva effekter beskrivs kvalitativt så långt som möjligt, men inte nödvändigtvis i monetära termer eller på en gemensam skala. Kostnadskonsekvensanalys ger därmed ingen grund för att rangordna åtgärder efter samhällsekonomisk lönsamhet, men kan fortfarande ge värdefull information för beslutsfattare.

De tre huvudtyperna av samhällsekonomisk analys sammanfattas i Figur 14 nedan:

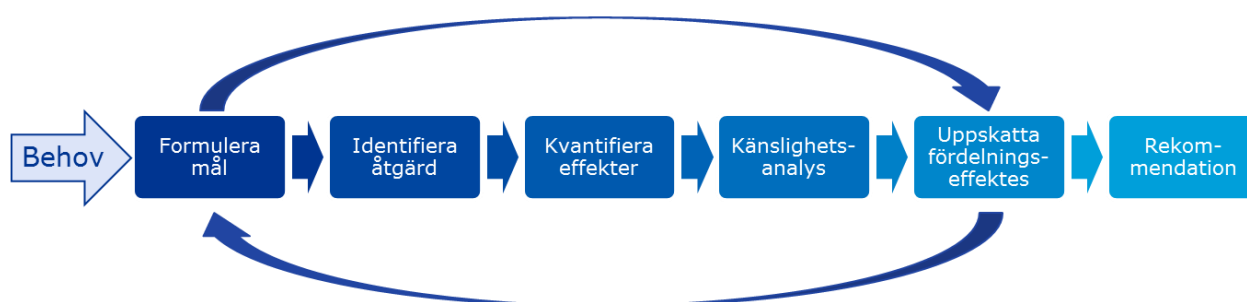
**Figur 14: Typer av samhällsekonomisk analys**

Samhällsekonomisk analys			
Analystyp	Prissatta effekter		Icke prissatta effekter
	Värdering av kostnad	Värdering av nytta	Värdering av kostnad och nytta
Kostnadsnyttoanalys	monetär	monetär	kvalitativ
Kostnadseffektivitetsanalys	monetär	antas lika	kvalitativ
Kostnadskonsekvensanalys	monetär	fysiska enheter	kvalitativ

Norge har ett väl etablerat ramverk för genomförande av samhällsekonomiska analyser. I Finansdepartementets cirkulär R-109/2014<sup>61</sup> fastställs vilka principer och krav som ska gälla vid beredning av samhällsekonomiska analyser som ska ingå i regeringens egna beslutsprocesser. Utöver detta finns flera sektorspecifika riktlinjer för samhällsekonomiska analyser baserade på finansdepartementets cirkulär, medan *Direktoratet for økonomistyring* (DFØ) har utarbetat sektorövergripande riktlinjer<sup>62</sup>. En kortfattad beskrivning av de sektorövergripande riktlinjerna för samhällsekonomisk analys finns i Appendix A. En mer detaljerad beskrivning finns att tillgå i riktlinjerna från DFØ. Det finns flera metodologiska problemställningar i samband med en samhällsekonomisk analys som inte kommer att behandlas i denna rapport (t.ex. val av diskonteringsränta, analysperiod och metod för bedömning av icke-monetära effekter); istället ligger fokus på metoden.

Figur 15 visar de övergripande stegen i en samhällsekonomisk analys och baseras på nuvarande praxis i Norge.

**Figur 15: Steg i en samhällsekonomisk analys**



Källa: DNV GL baserat på riktlinjer från DFØ

<sup>61</sup> [https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/fin/vedlegg/okstyring/rundskriv/faste/r\\_109\\_2014.pdf?id=2220435](https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/fin/vedlegg/okstyring/rundskriv/faste/r_109_2014.pdf?id=2220435)

<sup>62</sup> [http://www.dfo.no/Documents/FOA/publikasjoner/veiledere/Veileder\\_i\\_samfunns%c3%b8konomiske\\_analyser\\_1409.pdf](http://www.dfo.no/Documents/FOA/publikasjoner/veiledere/Veileder_i_samfunns%c3%b8konomiske_analyser_1409.pdf)

Framtagande av en samhällsekonomisk analys är en iterativ process, vilket illustreras i figuren. Exempelvis leder identifiering och utvärdering av åtgärder och konsekvenser till större förståelse för behovet och syftet med åtgärden. Stegen i analysen sker därför ofta parallellt. Nedan följer ett exempel på den samhällsekonomiska analys som Statnett utför, baserat på de sektorövergripande riktlinjerna.

#### 4.6.1 Statnetts praxis för samhällsekonomisk analys

Statnett har vid flera tillfällen genomfört samhällsekonomisk analys av stamnätsinvesteringar, bl.a. genom KVV/KS-ordningen (*Konseptvalgutredning*). Principiellt följer Statnetts analyser Finansdepartementets cirkulär R-109/2014. Cirkuläret från Finansdepartementet är sektorövergripande och Statnett har därför utarbetat en egen sektorspecifik handbok för genomförande av samhällsekonomisk analys. Handboken är under utveckling.

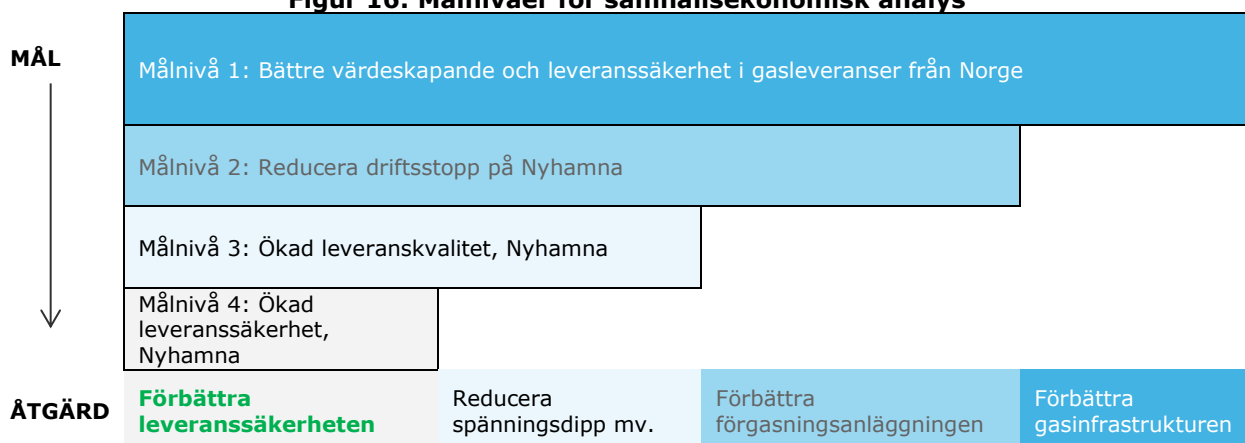
Statnetts samhällsekonomiska analyser följer de steg som omtalas i Appendix A. Vid genomgången av Statnetts praxis för genomförande av samhällsekonomiska analyser tar vi som utgångspunkt ett av Statnetts stamnätsinvesteringsprojekt: *Konseptvalgutredning (KVV) - Bedre leveringspålitelighet i kraftforsyningen til Nyhamna*<sup>63</sup>. Statnett genomförde analysen under 2014-2015 och projektet motsvarar ett ganska typiskt stamnätsinvesteringsprojekt för Statnett. Projektet har följt Statnetts och OEDs KVV/KS-ordning. DNV GL genomförde under 2015 en kvalitetssäkring av Statnetts analys och har därför mycket god insikt i projektet.

#### Steg 1: Formulera mål för stamnätsinvesteringen

Bakgrunden till projektet är att gasanläggningen i Nyhamna idag har en sårbar elförsörjning; dvs. Nyhamna, en av Norges största gasanläggningar, kommer att drabbas vid utfall av en enda komponent i kraftsystemet. Fel på 420 kV ledningen har gett stopp i gasexporten från Nyhamna vilket har resulterat i ekonomiska förluster och svagare leveranssäkerhet för gasleveranser till England. Förutom de historiska avbrotten i elförsörjningen finns planer på att öka kapaciteten på gasanläggningen. Det ökar behovet för elektrisk energi och konsekvensen av eventuella avbrott i elförsörjningen blir större.

Det första steget i den samhällsekonomiska analysen är att formulera mål med åtgärden. Statnett definierade målet med åtgärden som "Säker tillgång på elektricitet för existerande och framtida verksamhet på Nyhamna och resten av Romsdalshalvön". Detta mål innebär en avgränsning i och med att det endast omfattar åtgärder som förbättrar elförsörjningens leveranssäkerhet till Nyhamna. Figur 16 visar exempel på olika målnivåer.

Figur 16: Målnivåer för samhällsekonomisk analys



<sup>63</sup> <http://www.statnett.no/Nettutvikling/Bedre-leveringspaalitelighet-i-kraftforsyningen-pa-Nyhamna/>

DNV GL noterade i kvalitetssäkringsrapporten<sup>64</sup> att om målet med åtgärden är att reducera den monetära förlusten hos gasproducenten till följd av driftsstopp på Nyhamna, så är det formulerade målet för snävt. Det är då inte möjligt att utesluta att det finns andra åtgärder, än de som utvärderats i KVUen, som ur ett samhällsekonomiskt perspektiv kan lösa problemet på ett mer tillfredställande sätt. Å andra sidan är det kanske inte lämpligt att Statnett, i sin roll som TSO, ska överväga åtgärder utöver nätinvesteringar. För Statnett är detta en naturlig avgränsning av analysen.

## Steg 2: Identifiera åtgärder

Som en del av en konceptvalsutredning (KVU) skall möjlighetsrummet identifieras. Statnetts analys belyser flera olika möjligheter för att uppnå bättre leveranssäkerhet till Nyhamna (och Romsdalshalvön). Följande möjligheter lyftes fram:

- Nätförstärkningar på 132kV och 420 kV
- Lokal produktion
- Åtgärder i driften av kraftsystemet
- Åtgärder på konsumtionssidan och inom energilagring

Möjligheter blev förkastade på grund av att de 1) inte uppfyller målen om reduktion i antal avbrott eller ökad reservförsörjning till Nyhamna, 2) är dyra jämfört med andra koncept som kan lösa samma eller större behov, eller 3) är att betrakta som varianter av andra koncept. Figur 17 visar förenklat de alternativ som Statnett undersökte i den samhällsekonomiska analysen.

**Figur 17: Exempel på åtgärder som identifierats i samhällsekonomisk analys**

	Referensalternativ	Etablering av Isfjordenstation	Ny ledning Isfjorden – Fræna	Ny ledning Ørskog - Nyhamna
Beskrivning	En fortsättning av dagens nätlösning. Alternativet innebär att man efter utbyggnaden av Nyhamna <b>inte har tillräcklig reservförsörjning</b> till Nyhamna vid utfall av 420 kV Viklandet – Fræna	Ny transformatorstation i Isfjorden. Åtgärden skulle <b>reducera konsekvensen av avbrott</b> genom att delar av lasten på Nyhamna skulle kunna försörjas via 132 KV nätet (inte momentant).	Ny 420 kV ledning från Isfjorden till Fræna. Detta betyder att <b>N-1 kriteriet uppfylls till Fræna</b> , och bidrar därmed till att reducera antalet avbrott.	Konceptet innebär en ny 420 kV luftledning och sjökabel från Ørskog till Nyhamna. Detta kommer <b>ge fullvärdig N-1 till Nyhamna</b> och säkrar hög reservförsörjningssäkerhet i området.

## Steg 3: Identifiera och kvantifiera effekter

Figur 18 nedan visar de effekter som analysen identifierade och en översiktlig beskrivning av dessa. Detta är relativt typiska effekter vid investeringar i stamnätet där syftet är att förbättra leveranssäkerheten. Vid andra typer av nätinvesteringar, där syftet till exempel är att ansluta en ny förbrukare eller kraftproducent, kommer effekten i huvudsak att innebära det extra värde som åtgärden ger.

<sup>64</sup> <http://www.statnett.no/Global/Dokumenter/Prosjekter/KVU%20Nyhamna/KVU%20Nyhamna%20Ekstern%20kvalitetssikring.pdf>

**Figur 18: Identifierade effekter i samhällsekonomisk analys**

Identifierade effekter	Beskrivning
<b>Prissatta effekter</b>	
Investeringskostnader	Förväntad kostnad vid investering i stamnätet och regionalnätet.
Drift- och underhållskostnader för stamnätet	Drift- och underhållskostnaderna förväntas öka jämfört med referensalternativet.
Reinvestering, drift- och underhåll i regionalnätet	Delar av regionalnätet kan omstruktureras på grund av åtgärder i stamnätet. Det medför att det är möjligt att undvika framtida reinvesteringar i regionalnätet och därmed spara kostnader för drift och underhåll av regionalnätet. Det ger en besparing motsvarande det diskonterade värdet av reinvesteringen samt drift- och underhållskostnaderna.
Överföringsförluster	I de alternativ där det etableras en ny 420 kV ledning förväntas en reduktion i överföringsförluster.
Avbrottskostnader för övrig förbrukning	Förväntas vara nära noll.
Avbrottskostnader gasaktörer	Den största nyttoeffekten är kopplad till reducerade avbrottskostnader för gasaktörerna. Vid ett avbrott i elförsörjningen får gasproducenterna 1) en förlust på grund av fördröjd produktion av gas, 2) förlust till följd av att gas måste köpas tillbaka (återköpskostnader) och 3) stopp av anläggningen vilket ger slitage på utrustning och anläggning.
<b>Icke prissatta effekter</b>	
Miljöpåverkan	
<b>Andra möjliga effekter som inte bedöms</b>	
Renommé	Gasaktörerna menar att återkommande avbrott i gasleveranser kommer att skada Norges rykte som gasaktör, och att ett skadat rykte kan leda till betydliga förluster för gasaktörerna genom långvarigt låga priser. KVUen har inte funnit någon grund för att tilldela detta ett värde i analysen.

#### Steg 4: Genomföra känslighetsanalys

Statnett genomförde en omfattande känslighetsanalys. Analysen visade att följande förhållanden har störst betydelse för prioritering av åtgärderna med avseende på samhällsekonomisk lönsamhet:

- Ett klagande om konfigurationen av systemskydd
- Antal variga fel på stamnätsledningen, dvs. hur ofta elförsörjningen till Nyhamna är utsatt för avbrott under en längre period.
- Volym på gastillförsel till Nyhamna, dvs. hur stora gasvärden som bortfaller till följd av avbrott i strömförsörjningen.

## Steg 5: Fördelningseffekter

Cirkulär R-109/14 (de sektorövergripande riktlinjerna) omnämner fördelningseffekter som en tilläggsanalys och att endast särskilt berörda grupper eller områden skall behandlas. För Nyhamna-projektet behandlades följande fördelningseffekter:

- Förändring av leveranssäkerhet för norsk gas; bedömning av möjliga konsekvenser
- Åtgärder i stamnätet som påverkar nätavgiften
- Omreglering av nätanläggningen till stamnät
- Ansvar för avbrott vid 420 kV-ledningen mellan Viklandet och Fræna och reservförsörjning genom regionalnätet samt hur detta påverkar kvalitetsjusteringen av intäktsramarna.
- Portföljeffekter
- Säkerhets- och hälsorisker i de olika åtgärdsalternativen

Fördelningseffekter fick här inte någon större vikt i den samhällsekonomiska analysen.

## Steg 6: Uppskattning av lönsamhet och rekommendation av åtgärd

Figur 19 visar en sammanställning av prissatta och icke prissatta effekter. Summorna visar nuvärde i MNOK, i 2015-priser. Negativa tal betyder ökade kostnader jämfört med nollalternativet, medan positiva tal betyder vinst.

**Figur 19: Resultat av samhällsekonomisk analys**

	<b>Etablering av Isfjordenstation</b>	<b>Ny ledning Isfjorden – Fræna</b>	<b>Ny ledning Ørskog - Nyhamna</b>
<b>Prissatta effekter</b>			
Kostnader	-620	-830	-1 160
Avbrottskostnader	210	310	340
Andra nyttoeffekter	120	200	140
<b>Summa</b>	<b>-290</b>	<b>-320</b>	<b>-680</b>
<b>Icke-prissatta effekter</b>			
Miljöpåverkan	-	-/--	-

Utifrån en samlad bedömning av nettonuvärde, icke-prissatta effekter och osäkerhet rekommenderade Statnett att stärka leveranssäkerheten i elförsörjningen till Nyhamna. Statnett rekommenderade en stegvis lösning där första steget är att etablera Isfjorden station. Steg två innebär etablering av en ny 420 kV-ledning mellan Isfjorden och Fræna. Statnett menar att en stegvis utveckling möjliggör tidigare realisering av nytta till en lägre kostnad, och gör det möjligt att anpassa åtgärderna i takt med utvecklingen av behovet.

DNV GL ansåg att det fanns stor osäkerhet kring de samhällsekonomiska lönsamhetsbedömningarna för de olika åtgärderna. Det är inte uppenbart utifrån resultaten i Figur 19 ifall det är samhällsekonomiskt lönsamt att genomföra en åtgärd, dvs. välja något annat än nollalternativet. Tar man hänsyn endast till prissatta effekter baserat på väntevärden så visar analysen att alla alternativ framstår som sämre än nollalternativet ur ett samhällsekonomiskt perspektiv. Vidare bedöms alternativen ha en negativ påverkan på miljön jämfört med nollalternativet, medan eventuella renommé-effekter inte beaktas.



Eftersom summan av prissatta effekter och icke-prissatt miljöpåverkan har ett negativt väntevärde vid genomförande av åtgärder måste minst ett av följande förhållanden vara uppfyllt för att man ska kunna dra slutsatsen att nollalternativet inte är det mest lönsamma: 1) väntevärdena är inte korrekta, 2) det har utslutits effekter som borde beaktas (som t.ex. renommé), 3) nollalternativet är inte ett realistiskt alternativ eller 4) viktiga värden har inte ingått i kalkylen.

DNV GL rekommenderade likväl Statnett att gå vidare med planering för Isfjorden station. Enligt KVUen kommer det relativt snabbt efter installation komma klargöranden kopplat till konfiguration av systemskydd. Med ändrad konfiguration av systemskyddet förväntas etablering av Isfjorden station vara samhällsekonomiskt lönsam. Detta kan sannolikt avklaras innan ett investeringsbeslut.

#### 4.6.2 ENTSO-E metod för kostnadsnyttoanalys

EU beslutade 2013 att ENTSO-E bör utveckla en harmoniserad, systemomfattande kostnadsnyttoanalysmetod (CBA) för användning i samband med TYNDP<sup>65</sup> (se avsnitt 2.6.1). Metoden har delvis använts för TYNDP 2014 och kommer att utnyttjas fullt ut i TYNDP 2016. Metoden är därför fortfarande relativt ny, och erfarenheterna med metoden har enligt ENTSO-E "tydligt visat på behovet av förbättring"<sup>66</sup> och arbetet med en uppdaterad metod pågår. Detta avsnitt ger en sammanfattning av de element ENTSO-E använder i sin CBA-analys.

##### **Behovsanalys, mål, villkor, krav och konceptval**

ENTSO-Es metod fokuserar inte på den första fasen av beslutsprocessen, eftersom metoden är utformad för att kunna jämföra projekt som redan har föreslagits av respektive TSO. Metoden är uttryckligen inriktad på överföringsprojekt och projekt för energilagring, däremot ingår inte kraftproduktion, efterfrågestyrning eller andra möjliga investeringar.

##### **Projektutvärdering**

Bedömningsmetodiken inkluderar en lista av sju olika förmåns-kategorier, en kostnadskategori och två kategorier för andra samhällseffekter. En kort beskrivning av de valda kategorierna finns i detta avsnitt. Resultatet uttrycks primärt i form av ökning av överföringskapacitet (*Grid Transfer Capability, GTC*). Ökningen av GTC är mängden ökad överföringskapacitet över en viss flaskhals i nätet, och utgör grunden för beräkning av nytta i projektbedömning. Följande parametrar definieras för CBA-metoden:

##### **Kostnader:**

- C1: Totala utgifter för projektet: material, kompensation och tillstånd, installation, underhåll och avveckling.

##### **Nyttor:**

- B1: Förbättrad försörjningstrygghet (SOS): baserat på marknadsmodeller beräknas förändringen i Loss Of Load Expectancy (LOLE) i timmar per år eller Expected Energy Not Supplied (EENS) i MWh per år. Man har valt att inte vidare beräkna värdet av den icke-försedda lasten (Value of Lost Load, VOLL) eftersom värdena och metoder för att beräkna dessa skiljer sig avsevärt inom EU.
- B2: Samhällsekonomisk nytta (SEW): baserat på marknadsmodeller, beräkna kostnadsreducering för elproduktion i hela systemet samt minskningen av den totala elkonsumentkostnaden för att beräkna det totala överskottet (Euro).

<sup>65</sup> Ten Year Network Development Plan

<sup>66</sup> [https://consultations.entsoe.eu/system-development/cba-2-0/consult\\_view](https://consultations.entsoe.eu/system-development/cba-2-0/consult_view)

- B3: Integration av förnyelsebar energi (RES): Ytterligare förnyelsebar produktionskapacitet som kan anslutas till följd av projektet (mätt i MW) eller begränsning av levererad förnyelsebar energi som kan undvikas (MWh) på grund av projektet.
- B4: Skillnad i transmissionsförluster: Skillnaden i värmeförluster i kraftledningar på grund av ändrade kraftflödesmönster före och efter investeringar i projektet. Beräknas med hjälp av kraftflödesstudier i olika s.k. planeringsfall. Översätts till Euro genom att multiplicera förlusterna i MWh med det prognostiserade elpriset.
- B5: Skillnad i CO<sub>2</sub>-utsläpp: Jämför utsläpp från ändrad kraftproduktion till följd av projektet med hjälp av marknadsmodellstudier. Uttryckt i ton eftersom kostnaderna redan beaktats i nytta B2.
- B6: Systemsäkerhet och robusthet: Kvalitativ, teknisk bedömning av projektets förmåga att uppfylla tekniska krav ang. fel vid underhåll, oförutsedda avbrott och kriterier kring spänningskollaps.
- B7: Flexibilitet: Bedömning av huruvida projektet kan hantera alla relevanta framtida scenarier inkl. känslighetsanalys där planerade förstärkningar inte genomförts, och ifall projektet bidrar till att underlätta delade balanstjänster. Kvalitativ bedömning.

#### **Samhällseffekter:**

- S1: Miljöpåverkan: Antal kilometer projektet löper genom miljömässigt känsliga områden.
- S2: Social påverkan: Antal kilometer projektet löper genom socialt/samhällsmässigt känsliga områden.

#### **Känslighetsanalys och osäkerhet**

Utfallet av vissa bedömningskategorier är mycket beroende av den framtida utvecklingen av kraftsystemet, inklusive produktion, överföring och efterfrågan. För att fånga denna osäkerhet och utvärdera projektet under flera möjliga framtidsscenarier, är det vanligt att simulera flera möjliga framtida tillstånd och beräkna effekten av dessa scenarier på projektet.

Metodiken gör skillnad mellan planeringsscenarier och planeringsfall. Ett *planeringsscenario* är en beskrivning av en rimlig framtid, i allmänhet över flera tidshorisonter. Ett scenario innehåller en beskrivning av den förväntade produktionsportföljen, kraft- och bränslepriser, efterfrågan, produktionsmönster, ny överföringskapacitet, och import/export av elektricitet. I en fullständig analys är en rad scenarier valda så att de fångar flera möjliga utvecklingsvägar, vilket resulterar i olika utmaningar för det framtida kraftsystemet.

Ett *planeringsfall* är ett specifikt ögonblick då kraftsystemet analyseras under ett angivet planeringsscenario, ett visst år och vid en given tidpunkt. Ett planeringsfall innehåller särskilda produktionsnivåer för alla kraftverk i scenariot (dvs. produktionsportföljen), specifik belastning och andra parametrar för att definiera de exakta nätverksflödena i kraftsystemet för den valda framtida tidpunkten. Beräkningar med nätverksmodeller behöver denna detaljnivå för att kunna beräkna effekten av det föreslagna projektet på säkerhet, leveranskvalitet och teknisk genomförbarhet.

Genom att beräkna eller bestämma värdet på de olika kategorier som definieras ovan får man en god indikation av det samlade värdet och lämpligheten för projektet i olika framtida situationer. Observera att jämförelse av projektet mot möjliga alternativ inte omfattas av ENTSO-Es metod.

Resultatet av analysen är en tabell likt den som visas i Figur 20.

**Figur 20: ENTSO-E Kostnadsnyttoanalys - resultattabell**

	CBA results non specific scenario		CBA results for each scenario							CBA results non specific scenario				
	GTC increase - direction 1 [MW]	GTC increase - direction 2 [MW]	TYNDP scenarios	Contribution to Interconnection rate [%]	B1 - SoS [MWh /y]	B2 - SEW [M€/y]	B3 - RES integration [MWh /y or MW/y]	B4 - Losses [MWh]	B5 - CO2 Emissions [kT/y]	B6 - Technical Resilience	B7 - Flexibility	S1 - protected areas [km]	S2 - urban areas [km]	C1 - Estimated cost [M€]
Assessment results CLUSTER														

Källa: ENTSO-E cost benefit analysis


**Prioritering av projekt:** Den nuvarande metoden syftar inte till att rangordna projekt men är tänkt att visa flera aspekter av projekten på ett sådant sätt att jämförelser blir möjliga.

#### 4.7 Rekommendation för praxis kring stamnätsinvesteringar

Avgörande för en trygg elförsörjning till ekonomiskt försvarabara kostnader är att säkra att man hittar de mest kostnadseffektiva lösningarna för att åtgärda de behov som identifierats, antingen genom nätinvesteringar eller genom alternativa åtgärder som t.ex. lokal produktion eller flexibel last. En åtgärd måste bedömas mot den faktiska betalviljan för högre leveranssäkerhet eller de samhällsekonomiska vinsterna. Utmaningen ligger i att flera aktörer samverkar över flera tidshorisonter och med komplex interaktion mellan uppgifter och ansvarsområden. För att säkerställa denna balans samverkar tillsynsmyndigheter och TSOer för att främja transparens och samverkan från industri och berörda parter i planeringsprocessen samt för tydlighet vad gäller mål och ansvar mellan olika marknadsparter. Olika TSOer och myndigheter har här valt olika processer och organisation för värdering av och beslut om stamnätsinvesteringar, men gemensamt för alla gäller att man eftersträvar:

- En väl definierad planerings- och beslutsprocess för transmissionsinvesteringar
- Krav på anpassad samhällsekonomisk analys för att fokusera på det verkliga behovet och bedöma det totala värdet av investeringar
- Transparens och kontroll via samråd, remitteringsprocesser eller verifikation av tredje part.

Även själva regleringen och kontrollprocessen bör sättas i ett samhällsekonomiskt perspektiv. Det är med andra ord viktigt att man väger behov av transparens och inflytande från alla intressenter, mot behov av rimliga planeringstider och kostnaden för analysen. Här görs också en avvägning ifråga om vilken omfattning för den samhällsekonomiska analys som bör tillämpas. Det är t.ex. inte alltid kostnadseffektivt att genomgå en rigorös kostnadsnyttoanalys för varje investering och beslut. De standarder som finns och efterföljs av respektive TSO, samt de undantag från vissa krav som beskrivs (som t.ex. i TenneT), är sätt att ge riktlinjer för mer rutinemässiga beslut, förenkla processen och förkorta ledtiden för nätinvesteringar. Ändringen i den norska regleringen 2012 var också ämnat att korta ner beslutstiden för stamnätsinvesteringar genom att flytta beslut från tillsynsmyndighet till regering och därmed minska risken för överklaganden och förseningar. I Norge undviks konflikt mellan lagar i och med att koncession ges endast efter energilagen, medan man följer krav vid miljöutvärdering enligt miljölagen (*planloven*).



DNV GL rekommenderar att en tydligt definierad beslutsprocess tillämpas och kommuniceras. Processen bör omfatta samhällsekonomisk analys med tydlig behovsbedömning för att prioritera projekt. Hänsyn bör även tas till icke-monetära effekter. För att begränsa antalet studier och förenkla processer kan det vara motiverat med ett antal fördefinierade situationer där krav på samhällsekonomisk analys kan lyftas, t.ex. där det finns tydliga politiska prioriteringar eller där behov och möjliga åtgärder kan beskrivas i nätkoder. Det finns fördelar med centrala, offentliga och väldokumenterade riktlinjer för samhällsekonomisk analys. Större investeringsprojekt kommer dock sannolikt att gynnas av översyn från tredje part i ett tidigt skede, i likhet med vad som beskrivs i det norska regelverket. Transparensen ökar om detta inkluderas i den formella beslutsprocessen och tidig medverkan från externa intressenter kan bidra till att problem och frågor hanteras vid en tidpunkt då det är möjligt att beakta dessa i planering och kommunikation.

## 5 PRAXIS KRING STAMNÄTSINVESTERINGAR I SVERIGE

### 5.1 Perspektivplan

Svenska kraftnät har en väl definierad beslutsprocess från nätutredning till investeringsbeslut. Stamnätsinvesteringar ingår dessutom i långsiktiga utvecklingsplaner och prioriteringsbeslut. Svenska kraftnät publicerade 2013 en rapport med 10-15 års tidshorison, Perspektivplan 2025, för att öka transparensen kring de långsiktiga analyser och utvecklingstrender som ligger till grund för nätplaneringen. Perspektivplanen är utgångspunkt för arbetet med Nätutvecklingsplanen, som har ett 10-årigt perspektiv, och ligger vidare till grund för Investerings- och finansieringsplanen som har ett treårigt perspektiv.

Perspektivplan 2025 beskriver utvecklingen i europeisk energipolitik och går igenom huvuddelarna för Svenska kraftnäts uppdrag och de utmaningar man ser för stamnätet. Det ges också en översikt av metoder för beräkning av samhällsekonomisk nytta och bilagor detaljerar de simuleringar som gjorts i marknadsmodeller för att identifiera hur olika framtidsscenarioer påverkar behov av åtgärder och investeringar i stamnätet. Perspektivplan och bilagor skickas på remiss som en del av de nya kraven på ökad transparens kring beslut och investeringar i stamnätet.

### 5.2 Svenska kraftnäts beslutsprocess

Svenska kraftnät har en väl definierad beslutsprocess, med stor vikt på remittering och insyn från olika interna arbetsgrupper. Figur 21 visar stegen i beslutsprocessen för stamnätsinvesteringar i Svenska kraftnät.



#### Nätutredning

En nätutredning initieras av ett identifierat behov eller problem, t.ex. behov av anslutning, driftproblem eller flaskhals. Man identifierar här vilka åtgärder som bör vidtas för att hantera behovet eller problemet genom en systemanalys.

En samhällsekonomisk analys görs i detta skede om det finns ett nollalternativ som uppfyller driftsäkerhetskraven eller anslutningsplikten, eller om det finns flera alternativa nätåtgärder. Med nollalternativ menas ett alternativ utan någon åtgärd i nätet, d.v.s. behovet eller problemet kan hanteras genom andra åtgärder, exempelvis mothandel eller begränsning av handelskapacitet. Riktlinjen är att göra kvantifierade samhällsekonomiska analyser endast när det är värt arbetsinsatsen, dvs. när arbetet med att kvantifiera de olika samhällsekonomiska effekterna är rimlig och meningsfull i förhållande till den ytterligare information och påverkan på prioritering och beslut som analysen förväntas medföra. Denna bedömning görs internt på Svenska kraftnät.

En preliminär utredningsrapport med resultat från systemanalys och eventuell samhällsekonomisk analys skickas på remiss internt på Svenska kraftnät. Om flera alternativ analyserats väljs ett som går vidare till teknisk analys.

## Teknisk förstudie och Styrelsebeslut

Förstudien detaljerar det valda alternativet vad gäller sträckning, kostnad och ev. ytterligare alternativ. Den samhällsekonomiska analysen uppdateras med nya indata och en uppdaterad utredningsrapport skickas därefter på remiss internt på Svenska kraftnät.

Styrelsen fattar sedan ett preliminärt investeringsbeslut. För stora/komplexa projekt fattar styrelsen normalt ett inriktningsbeslut, antingen i detta skede eller efter nätutredningen. Ett investeringsbeslut fattas då först efter att samrådsprocess m.m. genomförts. Då det ofta går lång tid mellan ett inriktningsbeslut och ett slutligt investeringsbeslut kan en förnyad samhällsekonomisk analys vara motiverad.

## Samråd och Koncessionsansökan

Svenska kraftnät svarar för förstudien, där ett konkret förslag tas fram enligt föregående process. När investeringsbeslut fattats av Svenska kraftnäts styrelse ordnas Samråd med berörda parter, bl.a.

- Länsstyrelse
- Enskilda som kan antas bli särskilt berörda
- I vissa fall kommuner och andra myndigheter

Efter samrådet upprättas en miljökonsekvensbeskrivning (MKB) som bl.a. beskriver projektets lokalisering, utformning och omfattning, hur skadliga verkningar ska undvikas, minskas eller avhjälpas samt inverkan på människors hälsa, på miljö, mark och vatten m.m. Miljökonsekvensbeskrivningen skall redovisa eventuella alternativa platser och utformningar och en motivering till varför ett visst alternativ har valts. Man skall också redovisa konsekvenserna av ett nollalternativ.

När Samråd och MKB är avslutat görs en Koncessionsansökan till Energimarknadsinspektionen (i vissa fall godkänns de av regeringen). Syftet är bland annat att förhindra att parallella elnät byggs och att säkerställa att miljö och hälsa beaktas. En koncessionsansökan för en transmissionsledning ska bl.a. innehålla

- De överföringsbehov som ledningen ska tillgodose
- En teknisk beskrivning av den planerade ledningen, inklusive spänningsnivå
- Karta över ledningens föreslagna sträckning och de alternativa ledningssträckningar som har undersökts
- Miljökonsekvensbeskrivning och resultat av samråd

För ärenden som avser utlandsförbindelser eller ledningar med en spänning över 145 kV där någon markägare, kommun eller statlig myndighet motsätter sig ansökan, fattar regeringen beslut om koncession. Detta gäller i praktiken för så gott som alla Svenska kraftnäts koncessioner<sup>67</sup>. På så vis förankras beslutet på högsta myndighetsnivå.

## 5.3 Praxis för samhällsekonomisk analys i Svenska kraftnät

Svenska kraftnät har en väl definierad metodik för samhällsekonomisk analys<sup>68</sup>. Samhällsekonomisk analys görs i flera steg i beslutsprocessen, där det anses relevant. Det är dock ett internt beslut huruvida samhällsekonomisk analys bedöms som meningsfull och insyn i processen sker först efter att en åtgärd

<sup>67</sup> Från s. 28 i Perspektivplan 2025, Svenska kraftnät 2013.

<sup>68</sup> Bedömning av interna dokument från Svenska kraftnät

är vald och koncessionsprocessen påbörjas, med början i samrådet. Svenska kraftnät står för den grundläggande analysen och val av vilka nyttovärden som skall kvantifieras resp. bedömas eller uteslutas. I den samlade bedömningen ingår både prissatta och icke prissatta element. De prissatta elementen utgörs främst av beräkning av s.k. elmarknadsnytta, vilket väger samman konsumentnytta, producentnytta och kapacitetsintäkter. Dessutom beaktas värdet av minskade (eller ökade) nätförluster. Elmarknadsnytta beräknas för ett svenskt perspektiv, ett nordiskt perspektiv och i tillämpliga fall ett europeiskt perspektiv. I princip härrör alla dessa nyttor från förändringar i elpriset till följd av investeringen, eller till de nya flöden som skapas på nätet, och tas fram genom simulering av kraftsystemet i en modell, t.ex. Samlast. Därefter beräknas den samhällsekonomiska lönsamheten i ett nuvärde för uppskattade kostnader och nyttor via en standardiserad modell där val för analysperiod, diskonteringsränta och liknande görs.

Såttillvida är denna praxis tydlig och väl dokumenterad i Svenska kraftnät och följer gängse modeller för beräkning av samhällsekonomiska värden. Det finns dock inga riktlinjer för kvantifiering av ytterligare effekter eller vilka typer av effekter som bör kvantifieras utöver ovan nämnda. I alla samhällsekonomiska analyser ingår ett bedömningsmoment, t.ex. hur brett man skall kvantifiera nyttor, och hur man väger in icke prissatta nyttor i helhetsbedömningen. Här står Svenska kraftnät för denna bedömning – efter rigorös intern remittering – och efter konceptval och uppdaterad samhällsekonomisk analys presenteras detta i samband med koncessionsansökan till Energimarknadsinspektionen som gör en egen bedömning.

Följande exempel belyser en del av denna bedömning, bland annat i vilken utsträckning samhällsekonomisk analys har genomförts och vilka nyttor som bedömts.

### 5.3.1 Förnyelse av kontrollanläggning i Konti-Skan 1 & 2

Kontrollanläggningarna för de två likströmsförbindelserna mellan Lindome i Sverige och Vester Hassing på Jylland i Danmark, Konti-Skan 1 och Konti-Skan 2, närmar sig sin tekniska livslängd. Målet med investeringen är att säkerställa nuvarande överföringskapacitet i ytterligare 15-20 år och realisera dess elmarknadsnytta. DNV GL har tagit del av den samhällsekonomiska lönsamhetsbedömningen inför investeringsbeslut ang. förnyelse av kontrollanläggning i Konti-Skan 1 och 2.

I rapporten beskrivs konsekvenser av nollalternativet, dvs. att ingen investering görs. I detta fall skulle kablarna behöva tas ur drift inom några år vilket skulle begränsa överföringskapaciteten mellan Sverige och Jylland samt inte utnyttja kablarnas återstående livslängd. Man beskriver också vissa avförda åtgärder, som t.ex. nyinvestering i bara den ena anläggningen eller ökad kapacitet och nyinvestering i hela anläggningen inkl. ökad kabelkapacitet. Elmarknadsnyttan beräknas för 2020 och 2030 och känslighet för resultaten gentemot ökade CO<sub>2</sub>-priser, fler förbindelser mellan Norden och kontinenten och högre avvecklingstakt av svensk kärnkraft har analyserats. Man har också gjort en bedömning av tillrinning i svensk vattenkraft, då detta påverkar elmarknadspriser och därmed lönsamhet för projektet. Investeringskostnaden och osäkerhet kring dessa kostnader har bedömts i samarbete med danska Energinet.dk. Därefter beräknas elmarknadsnyttan och dess fördelning i producentnytta, konsumentnytta och flaskhalsar för alla nordiska länder samt ett samlat nordiskt perspektiv. De icke prissatta effekter som bedömts är bland annat påverkan på:

- Risken för effektbrist
- Prisskillnader mellan de svenska elområdena
- Möjligheten till integration av förnybar elproduktion
- Kostnader för mothandel, reservhållning och nätförluster (vilka bedöms minimala)

- Markintring och miljö
- Möjlighet till systemvärn

Den samlade bedömningen är att en förnyelse av kontrollanläggningen i Konti-Skan har en samlad positiv effekt på den nordiska elmarknaden. Den samhällsekonomiska kalkylen (dvs. den kvantifierade delen av bedömningen, i detta fall elmarknadsnyttan) är positiv i alla scenarier. Även parametrar som bedömts kvalitativt anses utgöra en positiv effekt överlag och inga stora negativa konsekvenser har noterats. Det konstateras att nyttan är starkt beroende av utvecklingen av den europeiska elmarknaden och ev. kapacitetsmekanismer samt att en utökad kapacitet för förbindelsen (med större investeringskostnad som följd) inte är motiverad.

### 5.3.2 Hansa Power Bridge HVDC förbindelse till Tyskland

Hansa Power Bridge är en HVDC förbindelse mellan södra Sverige och Tyskland, tänkt att utöka handelskapaciteten mellan elområde SE4 i södra Sverige och Tyskland. DNV GL har tagit del av den samhällsekonomiska analys som gjorts i samband med nätutredningen och som sedan gått på remiss internt i Svenska kraftnät, enligt beslutsprocessen i Figur 21.

Detta är en omfattande rapport som simulerar fem möjliga framtidsscenarioer för att belysa effekten av en eventuell investering i Hansa Power Bridge (HPB). Scenarierna motsvarar en bedömning för kraftsystemets troliga utveckling (best-estimate scenario) samt ett antal scenarier som reflekterar olika policy mål för Östersjöregionen och Europa, där den största skillnaden för Norden är hur mycket vindkraft man antar byggs ut samt hur mycket kärnkraft som finns kvar 2030. Scenarierna är utvecklade dels av Svenska kraftnät, dels inom ramen för ENTSO-Es TYNPD2014. Känslighetsanalyser gjordes för att undersöka ifall olika begränsningar i det tyska nätet eller utbyggd havsbaserad vind i södra Sverige kunde förväntas påverka lönsamheten för Hansa Power Bridge. Man analyserade också två olika kapaciteter för HPB, 700MW och 1400MW.

Därefter beräknas elmarknadsnyttan och nätförlusterna enligt den metod som beskrivs ovan. Man noterar också att vissa elmarknadseffekter inte simuleras, som intra-dag handel och sekundärregleringsmarknad, och att det finns osäkerheter och förenklingar i modellen kring t.ex. drift av HVDC kablar. En fördelningsanalys belyser hur nyttorna fördelas mellan producenter, konsumenter och nät (flaskhalsar) i Sverige. Man gör också en kvalitativ (icke prissatt) utvärdering av påverkan av förbindelsen på följande parametrar:

- Leveranssäkerhet och effektbrist i Sverige
- Nätdriftsäkerhet
- Kostnad för reservkapacitet
- Möjlighet till integration av förnyelsebar energi
- Miljöpåverkan under stamnätsanläggningens livscykel i form av utsläpp och materialåtgång
- Utsläpp från förändrade produktionsmönster till följd av anläggningen
- Markintring
- Svenska elpriser och prisskillnader mellan de svenska elområdena

Det konstateras att lönsamheten för Hansa Power Bridge påverkas kraftigt av vilken effektreserv som antas tillgänglig i Sverige. Detta belyser det faktum att samplanering mellan olika regioner är avgörande för att förstå framtida utmaningar och hitta lämpliga lösningar. Den samhällsekonomiska kalkylen visar att lönsamheten för HPB i ett internationellt perspektiv är negativ för best-estimate scenariot men positiv



för övriga scenarier. Vidare framgår att i ett nordisk eller svenskt perspektiv är lönsamheten negativ i flertalet scenarier. Detta belyser problematiken med hur nyttor och kostnader fördelas mellan regioner vid internationella investeringar. I den samlade bedömningen noteras utöver de kvantifierade nyttorna att man förväntar sig positiva nyttor från de parametrar som inte kvantifierats. Bland annat kommer effektillgängligheten att öka p.g.a. ökade importmöjligheter vilket är en fördel framförallt då flera kärnkraftsblock förväntas vara nedlagda till 2030. Nyttan på intra-dagmarknaden bedöms också som väsentlig då integration av intermittent produktion ökar och förbindelsen generellt antas underlätta utbyggnaden av förnybar produktion då överskott i större mån kan exporteras. Det konstateras därför att en 700 MW förbindelse uppvisar god potential för samhällsekonomisk lönsamhet med förbehåll att ur ett svenskt perspektiv är lönsamheten begränsad samt att en 1400 MW förbindelse inte är motiverad.

### 5.3.3 Rapport Sydvästlänken, Västra grenen


Sydvästlänkens västra gren mellan stamnätsstationerna Barkeryd i Sverige och Tveiten söder om Oslo, var del av planer för stamnätets utbyggnad. Beslut fattades dock 2013 att inte genomföra projektet p.g.a. av investeringen inte ansågs samhällsekonomiskt lönsam. DNV GL har tagit del av de uppdaterade analyser av Sydvästlänkens västra gren som påvisade minskad elmarknadsnytta jämfört med tidigare analyser från 2008/2009.

De preliminära analyserna av Västra grenen som gjordes 2008-2009 visade stor potentiell elmarknadsnytta i ett flertal scenarier. I den uppdaterade analysen användes, utöver grundscenariot, ett scenario utan nya norska utlandsförbindelser till Tyskland och Storbritannien, samt ett scenario där tre svenska kärnkraftreaktorer antogs vara nedlagda. I den uppdaterade analysen gjordes justeringar i de modeller och scenarier som användes för simulering av elmarknaden 2020, bland annat:

- En ny planerad förbindelse mellan Norge och Storbritannien har tillkommit
- Det svenska nätet har uppdaterats med förstärkningar som planeras vara på plats år 2020.
- Modelleringen av norskt och svenskt stamnät avspeglar faktiska nätbegränsningar och flaskhalsar mellan regioner på ett mer korrekt sätt
- Tillgängligheten i den svenska kärnkraften har justerats.
- Större mängd oreglerbar småskalig vattenkraft förväntas i Norge som följd av det gemensamma svensk-norska elcertifikatsystemet
- Förbrukningen i södra Sverige förväntas bli något lägre än i tidigare analyser

Dessa faktorer samverkar till att den totala elmarknadsnyttan är liten, i alla scenarier. Framst hänger detta samman med att prisskillnader mellan södra Norge och Sverige är små i de uppdaterade scenarierna. Lönsamheten för ett nytt ledningsprojekt ligger till stor del i att utjämna prisskillnader. Däremot märks en omfördelning av pengar från konsumenter och TSOer (kapacitetsintäkter) till producenter. För Norden som helhet ger förbindelsen dock ingen netto nytta.

Målet för investeringen var att öka handelskapaciteten i regionen. Då ingen netto nytta observerades för Norden i form av ökad elmarknadsnytta gjordes heller inga ytterligare bedömningar av icke prissatta effekter. Resultatet i den uppdaterade analysen skiljer sig från den preliminära analysen och pekar på det faktum att lönsamhetsbedömningar är förenade med stor osäkerhet. Detta är också anledningen till att flera scenarier skall användas vid analys och stor vikt skall läggas vid att inkludera rimliga antaganden kring det framtida kraftsystemet och elmarknaden i dessa scenarier. Det är dock svårt att avgöra sannolikheten för att ett visst scenario kommer att inträffa, och när, och osäkerheten ökar ju längre i framtiden man simulerar. Den inledande analysen 2008/2009 innehöll t.ex. ett scenario som liknade de senare, uppdaterade scenarierna med bland annat hög exportkapacitet från Norge samt en



stor utbyggnad av förnybar elproduktion i Norden. Detta scenario gav också mycket låg elmarknadsnytta av Västra grenen men den samlade bedömningen – baserat på flera scenarier – var att det fanns potential för stor elmarknadsnytta. Denna slutsats omvärderades alltså när bättre information vad gäller kraftsystemets utveckling fanns tillgänglig.

## 6 FORSKNING FÖR ATT SÄKRA LEVERANSSÄKERHET

### 6.1 Forskningsområden som främjar leveranssäkerhet

Kraftsystemet genomgår stora förändringar på flera områden. I och med avregleringen av elmarknaden och i kombination med den europeiska integrationen och klimatkrisen, förändras kraftsystemet i grunden. Det europeiska kraftsystemet var tidigare en kombination av centralstyrda, nationella system med storskalig elproduktion som levererade energi åt inaktiva slutkunder. EUs framtida kraftsystem kommer att bestå av en sammanlänkad helhet med mer småskalig och mindre förutsägbar produktion, flera olika marknadsaktörer, decentraliserad kontroll, aktiva konsumenter, och internationellt samarbete och elöverföring, och kommer sannolikt att drivas mycket närmare dess operativa gränser. Att hantera denna energiomvandling är en stor utmaning, och TSOerna spelar en viktig roll i detta. För att kunna hålla systemet tillförlitligt och säkert under denna energiövergång, måste systemansvariga kontinuerligt öka sina kunskaper och färdigheter för att kunna följa utvecklingen och ha en ledande roll. Forskning och utveckling (FoU) är viktigt för att åstadkomma detta.

ENTSO-E har en ledande roll i att identifiera och samordna forskningsbehov utifrån sitt uppdrag<sup>69</sup>. ENTSO-E har verkställt detta mandat genom att publicera flera FoU-relaterade rapporter. I nuläget publicerar ENTSO-E en FoU roadmap<sup>70</sup> vart femte år som beskriver långsiktiga forskningsmål, en implementeringsplan årligen, som beskriver FoU-verksamheten för de kommande tre åren, och en preliminär tidsplan med fokus på det kommande året. Det finns i den senaste upplagan sex huvudmål för långsiktig forskning och utveckling för TSOer:

1. Främja utvecklingen av ett integrerat, europeiskt nät
2. Påvisa effekter av ny kraftteknik
3. Design och validering av nya IKT-baserade metoder för nät drift
4. Utveckla marknadsdesign för den integrerade energimarknaden
5. Identifiera och utveckla optimala förvaltningsstrategier
6. Stärka samarbetet mellan TSOer och DSOer (*distribution system operator*).

Rapporten påpekar att många TSOer har begränsad tillgång till finansiering för sina FoU-insatser, och hävdar att den forskning som krävs för att bygga morgondagens kraftnät är konsekvent underfinansierad. Det nämns också att många systemansvariga TSOer har liknande utmaningar, och att samarbete därför är fördelaktigt. Stamnätsoperatörer är dessutom väl lämpade för samarbete, eftersom de är naturliga monopol och därför inte behöver skydda innovationer som skulle kunna ge dem en fördel på marknaden. Utöver samarbete mellan de systemansvariga TSOerna nämns samarbete med universitet, forskningsinstitut, distributionsnätsoperatörer, elbolag, konsumenter och tillverkare.

De sex huvudmålen ligger väl i linje med de systemansvarigas främsta ansvar att överföra el på ett säkert och tillförlitligt sätt under givna kvalitetskrav. Mål 1, 2 och 5 fokuserar på nätutveckling, investering och underhåll, mål 3 fokuserar på nät driften och mål 6 har också en direkt inverkan på leverans kvalitet och tillförlitlighet. Endast mål 4 vidgar fokus något från ett strikt nätperspektiv till ett systemperspektiv, där försörjningstrygghet och tillgänglig produktionskapacitet spelar en roll. Eftersom TSOer i många länder har en roll i främjande och översyn av elmarknaden är det rimligt att inkludera detta som en av de sex punkterna.

<sup>69</sup> Regulation No 714/2009 (on conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity), Article 7.5.

<sup>70</sup> [https://www.entsoe.eu/fileadmin/user\\_upload/library/news/R\\_D\\_release/121217\\_ENTSO-E\\_R\\_D\\_Roadmap\\_2013\\_2022.pdf](https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/library/news/R_D_release/121217_ENTSO-E_R_D_Roadmap_2013_2022.pdf)

## 6.2 Exempel på forskningsområden hos stamnätsoperatörer

Europeisk lagstiftning instruerar de nationella tillsynsmyndigheterna att strukturera tariffer så att de främjar forskning som stödjer TSOernas uppdrag: "Vid fastställande eller godkännande av tariffer eller metoder och balanstjänster ska tillsynsmyndigheterna säkerställa att nätoperatörerna får lämpliga incitament, på både kort och lång sikt, för att öka effektiviteten, främja integrationen av marknaden och säkra leveranser samt stödja forskningsverksamhet på området." <sup>71</sup> ENTSO-E konstaterar att tariffer i de flesta länder tillåter att FoU-kostnader ersätts (t.ex. via nätavgifter) men hävdar också att de är långt ifrån tillräckliga för att täcka de faktiska behoven <sup>72</sup>.

### 6.2.1 TenneT

Enligt nederländsk lagstiftning är nätoperatörer skyldiga att ägna sig åt forskning och utveckling för att säkerställa ett tryggt och säkert elnät i framtiden. Detta beskrivs närmare i att nätoperatörer bör träffas regelbundet för att diskutera den framtida utvecklingen av kraftsystemet, och vid behov utveckla en gemensam vision och utföra eventuella gemensamma projekt inom FoU, inklusive pilotprojekt <sup>73</sup>.

TenneT strävar efter en aktiv roll inom forskning och utveckling och att vara en ledande TSO inom innovation. I sin årliga rapport beskriver TenneT sitt fokus på innovation som ett sätt att främja sitt uppdrag att trygga energiförsörjningen och att fortsätta utvecklingen mot en integrerad och hållbar elmarknad i nordvästra Europa <sup>74</sup>. Integrering av förnyelsebar energi i kraftsystemet nämns också uttryckligen i detta sammanhang <sup>75</sup>. TenneT har egna forskningsprogram för policy och innovation som överses av en extern styrelse (*Innovation Advisory Board*) bestående av medlemmar från den akademiska världen, forskningscentrum och andra TSOer. I och med detta är TenneT involverad i flera innovationsprogram med fokus på att initiera och genomföra ett flertal storskaliga europeiska innovationsprojekt i samarbete med andra systemansvariga som deltar i ENTSO-E, exempelvis forskning kring systemdrift i nät med hög andel förnyelsebar energi (Umbrella-projektet), installation av PMU-mätare för att förbättra elnätets styrbarhet, forskning inom tillförlitlighetsbedömning och simulering (GARPUR-projektet) och forskning om högspänningsjordkablar. Många av forskningsprojekten är i samarbete med andra systemansvariga eller forskargrupper på t.ex. universitet, forskningsinstitut eller konsultföretag.

### 6.2.2 National Grid

Ofta ger finansiella ramar och incitament via tariffen för att främja innovation inom nätutveckling och nätdrift. Det finns ett antal system i den aktuella regleringen som syftar till att främja innovation med målet att minska nätkostnaderna för nuvarande och framtida kunder:

- **Network Innovation Competition (NIC)** - är en årlig tävling för att finansiera större, mer komplexa projekt med potential att bidra till lägre koldioxidutsläpp eller andra miljörelaterade fördelar för konsumenterna. Varje år förväntas National Grid ansöka om NIC-finansiering och presentera projekt för att minska kostnaderna eller förbättra den operationella effektiviteten. Tävlingen är öppen för alla nätoperatörer och därför är de slutliga finansieringsnivåer som tillfaller National Grid inte fastställda.
- **Network Innovation Allowance (NIA)** - är ett forskningsbidrag till de nätoperatörer som regleras via RIIO-licens och är tänkt att finansiera mindre innovationsprojekt som en del av

<sup>71</sup> Regulation 2009/72/EC, article 37.8

<sup>72</sup> ENTSO-E R&D Roadmap 2013-2022, p.29.

<sup>73</sup> See <https://www.acm.nl/nl/publicaties/publicatie/14380/Samenwerkingsregeling-Elektriciteit/>, article 8

<sup>74</sup> See TenneT 2014 Annual Report

<sup>75</sup> See <http://www.tennet.eu/nl/index.php?id=76>

intäktsramarna. National Grid ska presentera ett business case i ansökan om finansiering som en del av regleringen. NIA-finansiering ligger på 0%-1% av de fasta intäkterna och den slutgiltiga nivån bestäms av Ofgem efter bedömning av National Grids business case. För den nuvarande tillsynsperioden fastställdes NIA-finansiering till 0,6% av de fasta intäkterna.

- **Innovation Roll-out Mechanism (IRM)** - är en möjlighet till justering av intäktsramarna under reglerperioden. Målet med IRM är att finansiera projekt med påvisbara och kostnadseffektiva effekter av koldioxidminskning eller andra miljöfördelar som kan starta under pågående tillsynsperiod. Ansökan om IRM-finansiering sker för enskilda fall under hela perioden och därför är den totala finansieringsnivån inte förutbestämd.

### 6.2.3 Statnett

Statnett antyder att forskning och utveckling är viktigt för att förverkliga övergripande strategi och mål för företaget. Statnetts budget för forskning och utveckling har vuxit snabbt under de senaste åren, från 43 miljoner NOK 2013 till 54 miljoner NOK 2014 och 70 miljoner NOK 2015. Forskningsverksamheten organiseras i tre huvudprogram:

- **Hållbar systemutveckling:** utveckling av verktyg, metoder och ny teknik
- **Innovativ teknik:** utveckling av metoder för att bygga luftledningar, kablar och transformatorstationer säkrare, snabbare och till lägre kostnad
- **Smarta nät:** bättre utnyttjande av nätet, effektivare drift, och lägre driftskostnader

Statnetts forskning är inriktad på samarbete med externa parter, t.ex. andra systemansvariga eller lokala och internationella kunskapsföretag och universitet. Statnett använder inte bara intern finansiering utan samarbetar också med industri och andra specialister i projekt som samfinansieras av Europeiska kommissionen, Norges forskningsråd, eller andra finansiärer. NVE tillät 2013 nätföretag att ansöka medel till forskning och utveckling utanför intäktsramarna som en åtgärd för att öka FoU-anslag för en sektor som förväntas genomgå stora förändringar framöver.

### 6.2.4 Svenska kraftnät

I Förordning med instruktion för Affärsverket Svenska kraftnät (2007:1119)<sup>76</sup> står att Svenska kraftnät ska "främja forskning, utveckling och demonstration av ny teknik av betydelse för verksamheten". Regleringsbrevet för 2016 innehåller däremot inga riktlinjer för hur Svenska kraftnät bör finansiera forskning. Tidigt i regleringsbrevet sägs att "Affärsverket Svenska kraftnät ska verka för att relevanta åtgärder vidtas för att säkerställa att Sverige har en god effektillgång och att risken för effektbrist kan minskas". Instruktionen i regleringsbrevet kan tolkas som en intention från regeringens sida om att Svenska kraftnät bör, i sin egenskap av systemansvarig myndighet, anstränga sig mer än vad lagens bokstav kräver (jfr Lag, 2003:436, om effektreserv).

Energimyndigheten är en av Sveriges största forskningsfinansiärer. Genom propositionen 2012/13:21 Forskning och innovation för ett långsiktigt hållbart energisystem har myndigheten i uppdrag av regeringen att fördela ungefär 1,3 miljarder i stöd per år till insatser inom forskning, utveckling, demonstration, kommersialisering och innovation inom energiområdet<sup>77</sup>. Insatser inom energiforskningen bidrar till att uppfylla energi- och klimatmålen, den långsiktiga energi- och klimatpolitiken samt energirelaterade miljöpolitiska mål. Den svenska energiforskningen ska även bidra

<sup>76</sup> <https://www.notisum.se/rnp/sls/lag/20071119.htm>

<sup>77</sup> <http://www.energimyndigheten.se/forskning-och-innovation/forskning/> (2016-05-06)

till och dra nytta av internationella samarbeten på energiområdet. Energimyndigheten arbetar efter fem prioriterade forskningsområden som genomsyras av ett systemperspektiv:

- Fossiloberoende fordonsflotta
- Kraftsystem som klarar förnybar elproduktion
- Energieffektivisering i bebyggelsen
- Ökad användning av bioenergi
- Energieffektivisering i industrin

Svenska kraftnät bedriver och stöttar forskningsprojekt för att klara viktiga utmaningar för stamnätet för el, dammsäkerheten och möjliga risker i kraftsystemet<sup>78</sup>. Större delen av forskningen bedrivs i utvecklingsföretagen Energiforsk och STRI som Svenska kraftnät är delägare i. Svenska kraftnät stödjer också forskningsprojekt, doktorandprojekt och examensarbeten vid de tekniska högskolorna runtom i Sverige. Den totala budgeten för forskning och utveckling var 40 miljoner kronor år 2015.

Den nuvarande forsknings- och utvecklingsplanen gäller för åren 2015–2017<sup>79</sup>. Den innehåller alla pågående och planerade projekt. Projekten delas in i tio forskningsområden:

- systemutnyttjande och driftsäkerhet
- systempåverkan av storskalig förnybar elproduktion
- miljö
- informations- och driftsystem
- underhåll
- dammsäkerhet och elberedskap
- elmarknad
- teknik för stationer och ledningar
- kompetensförsörjning
- övriga satsningar

Några pågående forskningsprojekt är:

- Nordisk studie om att ansluta vindkraft till nätet
- Stolpfundament
- Europeisk motorväg för el
- Smarta elnät (här finns även ett särskilt samordningsråd inrättat)

### 6.3 Rekommendation kring forskningsfinansiering

Det är nödvändigt för en TSO att utveckla kunskap för att bli en kompetent aktör i det framtida kraftsystemet. Det är därför också rimligt att en TSO har en budget avsedd för forskning och utveckling. Riktlinjer från tillsynsmyndigheter om hur forskningsbudget bör användas är mycket generella. Följande faktorer är dock vanligt förekommande och förenliga med en TSOs ansvarområde och roll:

<sup>78</sup> <http://www.svk.se/om-oss/organisation/forskning-och-utveckling/> (2016-05-06)

<sup>79</sup> <http://www.svk.se/contentassets/24899fc22f6c4c51b76affeda839da0f/141217-fou-plan-2015-2017.pdf> (2016-05-06)

- De europeiska TSOerna har gemensamma utmaningar som kräver gemensamma lösningar. Det är därför en god princip att främja samarbete med andra TSOer samt att följa riktlinjer för forskningsagenda i ENTSO-Es R&D Roadmap.
- En TSO har en unik position i kraftsystemet med särskild kompetens och kunskap, och är en attraktiv samarbetspartner för universitet och andra kunskapsinstitutioner. Det är ofta mest effektivt att använda forskningsfinansiering i samarbete med dessa kunskapsinstitutioner för att därmed få tillgång till finansiering från andra forskningsfinansieringsinstitut och kommersiella aktörer samt sprida kunskap inom sektorn.
- Fokus för forskningen hos en systemansvarig stamnätsoperatör bör sammanfalla med de huvudsakliga ansvarsområdena. Stor del av den forskning som idag bedrivs av TSOer handlar t.ex. om att utveckla rollen som systemoperatör med sofistikerade simulerings- eller mätmetoder eller förnya informationstekniska lösningar för effektivare drift av transmissionssystemet. Det är rimligt att forskning kring leverans kvalitet och tillförlitlighet får stort fokus hos systemoperatören då detta är områden där forskningsresultat direkt kan omsättas i verksamheten.
- Forskning kring långsiktig leveranssäkerhet kräver ett bredare perspektiv, tillgång till information som måste tillhandahållas av externa parter (såsom kostnad för elavbrott eller tekniska lösningar på slutkundsidan) och ansvar för att resultaten omsätts delas med tillsynsmyndigheter, kommersiella företag och andra TSOer. Det finns potential för ökat samarbete mellan aktörer inom forskning relevant för TSOer, t.ex. genom s.k. joint-industry projekt. Detta gäller både för ny teknologi som skall genomgå test eller demonstration eller utveckling av nya metoder och system.

Svenska kraftnät bör därmed finansiera forskning som syftar till att främja den verksamhet som Svenska kraftnät bedriver och de områden som Svenska kraftnät ansvarar för. Vidare bör forskningsfinansieringen inriktas på projekt som har tydliga mål och goda utsikter att leda till användbara resultat vad det gäller stamnätsverksamheten i stort. Dock bör fokus ligga på tillförlitlighet, effektivitet och ekonomi. Forskningsinsatser för att säkra att vi i ett längre perspektiv har regler och förutsättningar på elmarknaden som säkrar leveranssäkerhet till rimlig kostnad borde rimligen ligga på Statens energimyndighet.

## 7 REKOMMENDATIONER

I jämförelsen med stamnätsoperatörer i Norge, Nederländerna, Storbritannien och Kalifornien framgår att Svenska kraftnät, i likhet med många andra, står inför stora förändringar i marknaden och kraftsystemet. En föränderlig marknad med ambitiösa politiska mål, regional sammanlänkning och snabb teknikutveckling ställer nya krav på hela kraftsystemet och dess organisation, där system- och stamnätsoperatören har en nyckelroll. Den avreglerade marknaden ställer ytterligare krav på koordinering inom industrin mot gemensamma mål. Ett led i detta är att marknadssignaler måste vara tydliga och förmedla de behov som finns i nät och hos slutanvändare å ena sidan och kostnaden för energi och effekt å andra sidan. I ett längre perspektiv bör tillsynsmyndigheter och regionala organisationer få en starkare roll i samordningen av planering, analys och information. Slutligen måste alla investeringar sättas i ett samhällsekonomiskt perspektiv där både kvantitativa och kvalitativa effekter bedöms och där faktisk vilja att betala för leveranssäkerhet påverkar målnivån för leveranssäkerhet i kraftsystemet. Energiomställningen till mer förnybara och variabla energikällor, möjlighet till överföring över stora avstånd och produktion långt ut i näten, samt nya möjligheter inom informationsteknologi och marknads- och systemstyrning, driver anpassningen till framtidens kraftsystem.

### 7.1 Mål för leveranssäkerhet

#### Förtydliga roller och ansvar

Marknaden går mot större regionalt samarbete med flera aktörer i olika delar av kraftsystemet och elmarknaden. Samtidigt kräver drift och planering av kraftsystemet att beslut tas på flera tidshorisonter. Dessa roller och beslut beror av varandra och måste därför vara tydliga och väl koordinerade. Stamnätsoperatören har en nyckelroll som systemansvarig med tillgång till viktig information kring drift och planering av hela kraftsystemet, däremot har en TSO inte mandat att påverka aktörer eller processer utanför sitt ansvarsområde. Här måste därför tillsynsmyndigheter se till att ansvarsområden, uppgifter och prestationsmål är tydliga för TSOer, myndigheter och andra aktörer.

#### Främja information och samarbete

Samverkan mellan flera aktörer kräver ett effektivt och adekvat informationsutbyte. Stamnätsoperatören besitter värdefull och unik information kring stamnätets begränsningar, driftkrav och ekonomiska och fysiska flöden. Samtidigt är man beroende av adekvat information från marknad och stamnätskunder för att kunna planera nätinvesteringar med effekter och livslängder uppemot 50 år. Ett mål i detta informationsutbyte är utveckling av olika framtidsscenarier, där prognoser för last, produktion, nät och olika policymål sammanlänkas. Andra viktiga informationsutbyten är pris och kostnad för olika tjänster och behov i kraftsystemet, där t.ex. tydliga prissignaler ger incitament för investeringar eller lastflexibilitet.

#### Mål för stamnätsoperatör

Mål och prestationsmått för stamnätsverksamheten är under förändring. Det märks en trend mot fler och mer specifika mål och prestationsmått, t.ex. probabilistiska bedömningar samt krav på datainsamling och planeringsprocesser. Inom akademiska kretsar har förslag på s.k. transmission-LOLE (Loss Of Load Expectation) lagts fram<sup>80</sup>, som fokuserar på probabilistiska beräkningar för stamnätsdelen av leveranssäkerheten. Slutligen är en korrekt bedömning av värdet av leveranssäkerhet avgörande för att sätta rätt målnivå för leveranssäkerhet. Även här sker förändring, där samhället blir mer beroende av trygg elförsörjning samtidigt som möjlighet till alternativa lösningar (lokal produktion eller mikronät)

<sup>80</sup> IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, VOL. 20, NO. 3, AUGUST 2005: "A Method for Transmission System Expansion Planning Considering Probabilistic Reliability Criteria"



ökar. Ännu saknas dock konsensus vad gäller "best practice" kring nya typer av mål och metoder för att sätta målnivåer och de flesta TSOer använder sig fortfarande av den väl etablerade N-1 kriteriet vid dimensionering av nät, med tillägg och justeringar som avser att reflektera kostnad och rimlig nivå på leveranssäkerhet. Vidare är mått som icke levererad effekt och icke levererad energi fortfarande vanliga som prestationsmått för TSOer från tillsynsmyndigheter. DNVGL rekommenderar därför att Svenska kraftnät även fortsättningsvis tillämpar N-1-kriteriet för dimensioneringen av stamnätet, med ekonomiskt motiverade undantag och kompletterande kriterier. På sikt bör en övergång till probabilistiska dimensioneringskriterier avseende stamnätsverksamheten eftersträvas.

## Mål för forskning och utveckling

Energiomställningen bidrar till att behov för forskning och utveckling ökar. Forskning från stamnätsoperatören bör därför främjas och prioriteras. I likhet med mål för verksamhet och planering bör mål för forskningsinriktning utgå från den roll och det ansvar som direkt åligger stamnätsoperatören. Forskning bör med andra ord fokusera på områden som stamnätsoperatören kan omsätta i praktiken. Vad gäller forskning kring leveranssäkerhet är detta dock ett begrepp som är vidare än stamnätsoperatörens ansvar och även här är därför samarbete avgörande dels för informationsutbyte, dels för att alla berörda parter skall kunna ta del av och omsätta resultaten i praktiken.

Svenska kraftnät bör därmed finansiera forskning som syftar till att främja den verksamhet som Svenska kraftnät bedriver och de områden som Svenska kraftnät ansvarar för. Vidare bör forskningsfinansieringen inriktas på projekt som har tydliga mål och goda utsikter att leda till användbara resultat vad det gäller stamnätsverksamheten i stort. Forskningsinsatser för att säkra att vi i ett längre perspektiv har regler och förutsättningar på elmarknaden som säkrar leveranssäkerhet till rimlig kostnad borde rimligen ligga på Statens energimyndighet.


## 7.2 Mål för samhällsekonomisk lönsamhet

Stamnätsinvesteringar är kostsamma och påverkar många intressenter, både positivt och negativt. Dessa investeringskostnader hamnar i slutändan på samhället, via nättarifferna. Här ligger vikten av, men också svårigheten i, att välja rätt investeringar. Avgörande för en trygg elförsörjning till ekonomiskt försvarabara kostnader är att säkra att man hittar de mest kostnadseffektiva lösningarna för att åtgärda de behov som identifierats, antingen genom nätinvesteringar eller genom alternativa åtgärder. En samhällsekonomisk analys kan ge bättre beslutsunderlag, medan en tydlig och transparent beslutsprocess också behövs för att ge intressenter insyn och så att politiska prioriteringar beaktas på ett effektivt och strukturerat sätt. Olika TSOer och tillsynsmyndigheter har här valt olika processer och organisation för värdering av och beslut om stamnätsinvesteringar, men gemensamt för alla gäller att man eftersträvar:

- En väl definierad planerings- och beslutsprocess för transmissionsinvesteringar
- Krav på anpassad samhällsekonomisk analys för att fokusera på det verkliga behovet och bedöma det totala värdet av investeringar
- Transparens och kontroll via samråd, remitteringsprocesser eller verifikation av tredje part.

Även själva regleringen och kontrollprocessen bör sättas i ett samhällsekonomiskt perspektiv. Det är med andra ord viktigt att man väger behov av transparens och inflytande från alla intressenter, mot behov av rimliga planeringstider och kostnaden för analysen. Här görs också en avvägning ifråga om vilken omfattning för den samhällsekonomiska analys som bör tillämpas.

DNV GL rekommenderar att en tydligt definierad beslutsprocess tillämpas och kommuniceras. Processen bör omfatta samhällsekonomisk analys med tydlig behovsbedömning för att prioritera projekt. För att



begränsa antalet studier och förenkla processer kan det vara motiverat med ett antal fördefinierade situationer där krav på samhällsekonomisk analys kan lyftas, t.ex. där det finns tydliga politiska prioriteringar eller där behov och möjliga åtgärder kan beskrivas i nätkoder. Det finns fördelar med centrala, offentliga och väldokumenterade riktlinjer för samhällsekonomisk analys. Större investeringsprojekt kommer dock sannolikt att gynnas av insyn i ett tidigt skede, antingen från myndighet eller från tredje part, i likhet med vad som beskrivs i det norska regelverket. Transparensen ökar om detta inkluderas i den formella beslutsprocessen och tidig medverkan från externa intressenter kan bidra till att problem och frågor hanteras vid en tidpunkt då det är möjligt att beakta dessa i planering och kommunikation.

Utifrån det material DVN GL har haft till förfogande, bedöms Svenska kraftnät ha en väl definierad beslutsprocess för stamnätsinvesteringar, med stor vikt på remittering och insyn från olika interna arbetsgrupper. Utöver detta används samhällsekonomisk analys i samband med bedömning av investeringsbehov. Däremot saknas insyn i ett tidigt skede i planeringsprocessen då alternativa åtgärder och behov av samhällsekonomisk analys bedöms. Syftet är också att förenkla processen för samhällsekonomisk bedömning och undvika långdragna processer i slutskedet av koncessionsansökan.

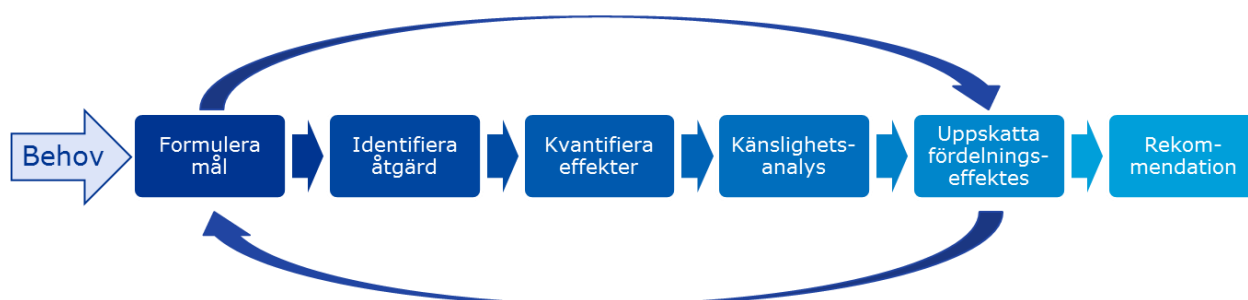
## APPENDIX A – SEKTORÖVERGRIPANDE RIKTLINJER FÖR SAMHÄLSEKONOMISK ANALYS I NORGE

Norge har ett väl etablerat ramverk för genomförande av samhällsekonomiska analyser. I Finansdepartementets cirkulär R-109/2014<sup>81</sup> fastställs vilka principer och krav som ska gälla vid beredning av samhällsekonomiska analyser som ska ingå i regeringens egna beslutsprocesser. Utöver detta finns flera sektorspecifika riktlinjer för samhällsekonomiska analyser baserade på finansdepartementets cirkulär, medan *Direktoratet for økonomistyring* (DFØ) har utarbetat sektorövergripande riktlinjer<sup>82</sup>.

Här följer en kortfattad beskrivning av de sektorövergripande riktlinjerna för samhällsekonomisk analys som finns i Norge. En mer detaljerad beskrivning finns att tillgå i riktlinjerna från DFØ. Det finns flera metodologiska problemställningar i samband med en samhällsekonomisk analys som inte kommer att behandlas i denna rapport (t.ex. val av diskonteringsränta, analysperiod och metod för bedömning av icke-monetära effekter); istället ligger fokus på metoden.

Figur 22 visar de övergripande stegen i en samhällsekonomisk analys och baseras på nuvarande praxis i Norge.

**Figur 22: Steg i en samhällsekonomisk analys, Norge**



*Källa: DNV GL baserat på riktlinjer från DFØ*

Framtagande av en samhällsekonomisk analys är en iterativ process, vilket illustreras i figuren. Exempelvis leder identifiering och utvärdering av åtgärder och konsekvenser till större förståelse för problemet och syftet med åtgärden. Stegen i analysen sker därför ofta parallellt.

### Steg 1: Formulera mål

Den utlösande orsaken (problembeskrivning eller behov) skall vara vägledande för analysen och formuleringen av syftet med åtgärden. Man bör redovisa de olösta problem som tyder på att åtgärder bör vidtas inom ett område.

En viktig del av problembeskrivningen är referensalternativet, eller nollalternativet. Referensalternativet beskriver den nuvarande situationen och de förväntade följderna om inga åtgärder vidtas. En bra beskrivning av alternativet är viktigt då det används som ett riktmärke i den samhällsekonomiska analysen, jmf. Steg 3.

Målen formuleras för att återspegla de utmaningar som identifierats i problembeskrivningen. De bör inte utformas så brett att det blir svårt att utforma alternativa åtgärder i nästa arbetsfas eller att utvärdera

<sup>81</sup> [https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/fin/vedlegg/okstyring/rundskriv/faste/r\\_109\\_2014.pdf?id=2220435](https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/fin/vedlegg/okstyring/rundskriv/faste/r_109_2014.pdf?id=2220435)

<sup>82</sup> [http://www.dfo.no/Documents/FOA/publikasjoner/veiledere/Veileder\\_i\\_samfunns%c3%b8konomiske\\_analyser\\_1409.pdf](http://www.dfo.no/Documents/FOA/publikasjoner/veiledere/Veileder_i_samfunns%c3%b8konomiske_analyser_1409.pdf)

om målen har nåtts efter det att åtgärden har genomförts. Målen bör heller inte definieras så snävt att relevanta åtgärder utesluts.

## Steg 2: Identifiera åtgärd

I en samhällsekonomisk analys ska man beskriva alla relevanta åtgärder i så stor utsträckning som möjligt. Ett grundligt arbete i denna fas är avgörande för en bra analys. Ofta har man på förhand pekat ut en eller några åtgärder. Här bör man noga överväga alla relevanta åtgärder som kan uppnå samma mål.

En identifierad åtgärd kan vara lönsam jämfört med referensalternativet men det är möjligt att det finns andra åtgärder som är än mer lönsamma. Det bör tydligt framgå vilka åtgärder det handlar om, och hur de är avsedda att genomföras, såsom vem som ska genomföra dem, när och hur.

## Steg 3: Identifiera och kvantifiera effekter

Alla relevanta effekter av åtgärden skall identifieras. Det betyder att man beskriver effekter av åtgärderna för alla berörda grupper i fråga, men endast om effekterna är av en viss betydelse och omfattning. Effekterna av en åtgärd är alla positiva och negativa effekter som uppstår till följd av att en åtgärd genomförs. En effekt är den förändring som inträffar i jämförelse med referensalternativet (nollalternativet).

När påverkan identifierats, skall en i kostnadsnyttoanalys uppskatta alla konsekvenser så långt det är möjligt och lämpligt (finansministeriet cirkulär R-109/2014). I samhällsekonomiska analyser finns dock effekter som inte kan eller bör kvantifieras. En möjlig orsak till att kvantifiering av en effekt inte är möjlig är att det saknas en marknad (dvs. priser) för vissa typer av varor (ett vanligt exempel är föroreningar) eller att osäkerheten av effekterna är så stor att det är svårt att ge ett förväntat värde. Det kan också finnas etiska skäl till varför man inte kan uppskatta effekter (t.ex. värdering av människoliv).

Effekter som inte kan kvantifieras kallas i en samhällsekonomisk analys för icke prissatta effekter<sup>83</sup>. Dessa effekter skall kartläggas och diskuteras så att man kan bedöma huruvida effekterna påverkar samhällsekonomisk lönsamhet. Effekterna kan ofta beskrivas kvantitativt, men där detta inte är möjligt bör en god kvalitativ beskrivning göras. Informationen måste presenteras så att beslutsfattaren får underlag för att beakta detta vid bedömningen av olika alternativ.

Nedan följer en sammanfattning av principer för kvantifiering av effekter:

- Uppskatta effekterna så långt som möjligt och lämpligt. Värderingen bör vara vetenskaplig och fackligt försvarbar och ge meningsfull information, medan kostnaden för att värdera effekten bör vara rimlig i förhållande till fördelarna med att uppskatta den.
- Vid kvantifiering av effekterna skall marknadspriser från den privata sektorn i så stor utsträckning som möjligt användas som uppskattat pris. Om marknadspriser saknas bör man undersöka om det finns sektorövergripande uppskattningar och allmänna regler som kan användas. Alternativt kan man använda tidigare värderingsstudier eller genomföra egna utvärderingar.
- Konsekvenserna skall representera förväntade värden. Eftersom samhällsekonomiska analyser innebär förhandsanalyser är effekterna förväntade, inte faktiska. Det innebär att det råder osäkerhet om effekterna, särskilt effekter i en avlägsen framtid. Man måste då beräkna

<sup>83</sup> Detta kan t.ex. gälla kvalitet, säkerhet, miljö, personskydd, trygghet m.m.

förväntade värden för effekter det råder osäkerhet om. Detta innebär att händelser med låg sannolikhet och stor konsekvens inte bör uteslutas vid beräkningen av uppskattningsvärden.

- För vissa effekter kan det vara aktuellt att realtidsjustera värdet.
- För alla åtgärder som finansieras av offentlig budget skall man beräkna en skattefinansieringskostnad.
- Icke prissatta effekter bör ges bästa möjliga kvalitativa beskrivning, och så långt som möjligt en kvantitativ beskrivning.

#### **Steg 4: Genomföra känslighetsanalys**

Samhällsekonomiska analyser är förenade med stor osäkerhet. Denna osäkerhet bör undersökas. Man bör därför genomföra känslighetsanalys som syftar till att bedöma hur robust rangordning av åtgärder är med hänsyn till förändringar i viktiga faktorer. Arbetet med känslighetsanalys bör i första hand göras för de faktorer som anses särskilt viktiga eller avgörande för rangordning av alternativen.

Det finns flera tillvägagångssätt för känslighetsanalyser. Man kan genomföra osäkerhetsanalys på varje effekt och/eller faktor eller man kan genomföra en scenarioanalys vilket är mer omfattande. Skillnaden mellan de två är att man i en osäkerhetsanalys endast beaktar förändring av en faktor i taget, medan en scenarioanalys beaktar korrelation mellan faktorer och/eller att olika kritiska faktorer inträffar samtidigt.

#### **Steg 5: Uppskatta fördelningseffekter**

Även om en åtgärd visar sig vara lönsam för samhället som helhet, kan det finnas vissa grupper som får det sämre till följd av åtgärden. När samhällsgrupper påverkas olika av en åtgärd talar man om fördelningseffekter. I denna fas beskrivs eventuella effekter för grupper som är missgynnade på grund av åtgärden så att beslutsfattaren ges bästa möjliga underlag för att utvärdera dem. Eventuella kompensationer för dem som påverkats negativt bör också beaktas här.

#### **Steg 6: Uppskatta lönsamhet och rekommendera åtgärd**

I denna fas ges en rekommendation om vilka åtgärder som bör väljas baserat på samhällsekonomisk lönsamhet. Rekommendationen skall baseras på en samlad bedömning av nuvärdet, icke prissatta konsekvenser och osäkerhet. En beskrivning av fördelningseffekter ska bifogas som kompletterande information till beslutsfattaren.



## **ABOUT DNV GL**

Driven by our purpose of safeguarding life, property and the environment, DNV GL enables organizations to advance the safety and sustainability of their business. We provide classification and technical assurance along with software and independent expert advisory services to the maritime, oil and gas, and energy industries. We also provide certification services to customers across a wide range of industries. Operating in more than 100 countries, our 16,000 professionals are dedicated to helping our customers make the world safer, smarter and greener.