

Verksamhetsplan med investerings-och finansieringsplan 2022-2024

En rapport till Infrastrukturdepartementet



Svenska kraftnät

Svenska kraftnät är ett statligt affärsverk med uppgift att förvalta Sveriges transmissionsnät för el, som omfattar ledningar för 400 kV och 220 kV med stationer och utlandsförbindelser. Vi har också systemansvaret för el. Vi utvecklar transmissionsnätet och elmarknaden för att möta samhällets behov av en säker, hållbar och ekonomisk elförsörjning. Därmed har Svenska kraftnät också en viktig roll i klimatpolitiken.

Foto: Tomas Ärlemo och Johan Alp

Org. Nr 202 100-4284

SVENSKA KRAFTNÄT
Box 1200
172 24 Sundbyberg
Sturegatan 1

Tel 010-475 80 00
Fax 010-475 89 50

www.svk.se

Innehåll

1	Generaldirektörens förord	7
2	Uppdrag och mål.....	9
2.1	<i>Svenska kraftnäts uppdrag</i>	9
2.2	<i>Energipolitikens grundpelare och mål.....</i>	9
2.3	<i>Vi bidrar genom vårt uppdrag till omställning av energisystemet ..</i>	9
2.4	<i>Vision, mål och strategi.....</i>	10
2.5	<i>Vad verket kommer att göra 2022-2024</i>	11
3	Förändringar mot tidigare planer	12
3.1	<i>Avvikelsen mellan utfall 2020 och investeringsram.....</i>	12
3.2	<i>Avvikelser mellan utfall och investeringsram i ett historiskt perspektiv</i>	13
3.3	<i>Förändringar sedan föregående plan.....</i>	13
3.3.1	<i>Nya investeringar över 400 mnkr som tillkommit</i>	13
3.3.2	<i>Investeringar över 400 mnkr som har utgått.....</i>	14
4	Transmissionsnät.....	15
4.1	<i>Inledning</i>	15
4.2	<i>Utveckling inom transmissionsnät fram till 2024</i>	15
4.2.1	<i>Översyn av transmissionsnättariffen</i>	16
4.2.2	<i>Ökat samarbete kring planeringsförutsättningarna</i>	16
4.2.3	<i>Integrering av havsbaserad vindkraft.....</i>	16
4.2.4	<i>Flödesbaserad kapacitetsberäkning</i>	17
4.2.5	<i>70 procents överföringskapacitet</i>	17
4.2.6	<i>Elområdesöversyn</i>	17
4.2.7	<i>Vidareutveckling av dagen före- och intradag- marknaderna</i>	17
4.2.8	<i>Spänningsreglering</i>	19
4.3	<i>Investeringar.....</i>	19
4.3.1	<i>Nya investeringar.....</i>	19
4.3.2	<i>Vidmakthållande av befintliga investeringar</i>	28

5	Systemansvar	34
5.1	<i>Inledning</i>	34
5.2	<i>Utveckling inom Systemansvar fram till 2024</i>	35
5.2.1	<i>Ny nordisk balanseringsmodell fortsätter implementeras</i>	35
5.2.2	<i>Nya stödtjänster</i>	35
5.2.3	<i>Ökad dialog</i>	36
5.2.4	<i>Anpassning till regelverk</i>	36
5.2.5	<i>Införande av rollerna leverantör av balanstjänster och balansansvariga parter</i>	36
5.2.6	<i>Införande av nordiskt regionalt samordningscentrum (RCC)</i>	37
5.3	<i>Investeringar</i>	37
5.3.1	<i>Nya investeringar</i>	37
5.3.2	<i>Vidmakthållande av befintliga investeringar</i>	37
6	Telekom	38
6.1	<i>Inledning</i>	38
6.2	<i>Utveckling inom telekom fram till 2024</i>	38
6.2.1	<i>Drifttelenätet – Nästa generation</i>	38
6.2.2	<i>Förbättrad redundans i bärarnätet i Stockholmsregionen</i>	38
6.2.3	<i>Utbyte av föråldrade kommunikationslösningar</i>	39
6.3	<i>Investeringar</i>	39
7	Elberedskap	40
7.1	<i>Inledning</i>	40
7.2	<i>Utveckling inom elberedskap fram till 2024</i>	40
7.3	<i>Beslut om åtgärder</i>	42
7.4	<i>Resursbehov för elberedskap och dammsäkerhet</i>	43
7.4.1	<i>Dammsäkerhet</i>	44
8	Ekonomisk plan och finansiering	48
8.1	<i>Investeringar fram till 2024</i>	48
8.2	<i>Finansieringskällor</i>	49
8.3	<i>Förutsättningar</i>	49
8.4	<i>Investeringsplan och finansiering</i>	49
8.5	<i>Resultat och intäktsbehov</i>	50

8.6	<i>Lån och nyckeltal</i>	51
8.7	<i>Förvärv och bildande av bolag</i>	52
9	Finansiella befogenheter	54



1 Generaldirektörens förord

I Svk:s senaste verksamhetsplan konstaterades att omställningen av kraftsystemet, genom förändringar i såväl produktion som konsumtion, sker mycket snabbt. Detta gäller i högsta grad även kommande år. Konsekvenserna av denna utveckling har också blivit mer tydliga föregående år, 2020, då vi bland annat sett rekordproduktion i vindkraft och aviseringar om kraftigt ökat elbehov till följd av planerade förändringar i industriella processer. Utvecklingen medför som tidigare aviserats delvis andra krav på Svenska kraftnät som balansansvarig myndighet och som ansvarig för transmissionsnätet, även om grunduppdraget kvarstår.

Vi planerar för mycket omfattande investeringar i nät och i IT-system kommande år, 23 300 mnkr mellan 2022 och 2024. En samlad bild av denna utveckling kommer att presenteras under hösten 2021 i vår Systemutvecklingsplan 2022 – 2031. För att möta investeringsbehoven behöver de långa ledtiderna i investeringsprocesserna kortas och processen för att identifiera kapacitetsbehov utvecklas. Möjligheter att korta ledtiderna beror av såväl vår inre effektivitet, som av de tillståndprocesser som vi har att följa. Vi har i bland annat vår återkoppling på nätkoncessionsutredningen lämnat förslag på hur dessa processer kan kortas. Vi har tillsammans med regionnåtsägarna inlett ett arbete för att tidigare och tydligare få deras bedömda behov av kapacitet med syfte att öka förutsägbarhet och framförhållning i våra investeringar. Vi arbetar systematiskt med att bidra till att utveckla leverantörsmarknaden samt för att dämpa de kostnadsökningar vi sett i flera av våra ledningsprojekt.

Förändringen i produktionssammansättning – där planerbar produktion stängs ned och väderberoende produktion ökar kraftigt – leder till ökat behov av balansering av bland annat frekvens och spänningsstabilitet. Svenska kraftnät har pågående arbete för att utveckla bland annat frekvensmarknader och öka antalet aktörer på dessa marknader. Detta arbete fortsätter kommande år med fokus på behovet av nya marknader och teknik för kraftsystemets stabilitet, t.ex. investering i STATCOMs. Vi deltar aktivt i utvecklingen av flexibilitetsmarknader på ett antal ställen i Sverige. Dessa är viktiga för att bland annat öka effektivitet i utnyttjande av befintlig infrastruktur.

Investeringar i projekt med stort IT-innehåll behövs för att möta de krav som följer av ett förändrat kraftsystem med nya krav på stödtjänster, anpassade marknadslösningar och ökat behov av automatiserade processer, men också för att implementera det europeiska regelverk som växt fram under senare år och som konkretiseras i nätkoderna.

En säker arbetsmiljö är och ska alltid vara högt på agendan i Svenska kraftnäts verksamhet. Vi arbetar systematiskt för att höja medvetande och kompetens såväl på myndigheten som i sektorn och kommer fortsätta med detta kommande år. Säkerhetsskyddsarbetet kommer fortsatt att drivas med hög aktivitet. Svenska kraftnät

har vissa tillsynsuppgifter inom ramen för Säkerhetsskyddslagstiftningen vilka kommer utökas i kommande lagstiftning på området. Vi är mitt i en förändring vad gäller vår roll som Elberedskapsmyndighet till följd av den från 2015 återupptagna totalförsvarsplaneringen. Frågor kopplade till beredskap, robusthet och förmåga att motstå svåra påfrestningar väntas öka i omfattning.

Pandemin som startade i februari 2020 innebar stor påverkan på Svenska kraftnäts arbetssätt med snabb övergång till hemarbete där möjligt och annars säkrade arbetsformer. På det stora hela har effekterna i verksamheten varit begränsade, även om en handfull investeringsprojekt på anläggningssidan har fått förseningar eller fördröjningar p.g.a. lockdown i tredje land samt lokala utbrott av corona. På total portföljnivå innebar det ingen dramatisk effekt. Bedömningen i denna plan är att effekterna från smittan kommer att kunna hanteras under 2021 utifrån kommande vaccinationsplanering. I det fall den nationella smittspridningen inte dämpas kan planeringen påverkas med förskjutningar i genomförandet.

Lotta Medelius-Bredhe

2 Uppdrag och mål

2.1 Svenska kraftnäts uppdrag

Svenska kraftnäts uppdrag bestäms genom förordning (2007:1119) med instruktion för Affärsverket svenska kraftnät och årliga regleringsbrev.

Huvuduppdraget är att på ett affärsmässigt sätt förvalta, driva och utveckla ett kostnadseffektivt, driftsäkert och miljöanpassat kraftöverföringssystem. Svenska kraftnät är även systemansvarig myndighet samt elberedskapsmyndighet. Affärsverket ska främja konkurrensen på elmarknaden och dammsäkerheten i landet samt forskning, utveckling och demonstration av ny teknik.

Vidare ingår det i uppdraget att verka för att de energipolitiska mål som riksdagen har godkänt uppnås, genom att bland annat skapa möjligheter för att bygga ut förnybar elproduktion, och att nya användningsområden för el tas tillvara i omställningen av elsystemet.

2.2 Energipolitikens grundpelare och mål

Den svenska energipolitiken bygger på samma tre grundpelare som energisamarbetet i EU. Politiken syftar till att förena ekologisk hållbarhet, konkurrenskraft och försörjningstrygghet.

Riksdagen har enats om klimatpolitiska mål att Sverige senast år 2045 inte ska ha några nettoutsläpp av växthusgaser till atmosfären, med målet att därefter nå negativa utsläpp¹. En totalt sett effektivare resurs- och energianvändning kan leda till ett ökat elbehov, t.ex. vid elektrifiering av transportsektorn. I ett hållbarhetsperspektiv ska elsystemet ses som en del av energisystemet och samhället, i Sverige och även i relation till andra länder. Ekologisk hållbarhet är en konkurrensfördel för Sverige eftersom det många gånger kan göra att företag väljer att investera här i stället för i andra länder och att möjligheterna att exportera svenska energilösningar ökar.

Riksdagen har enats om energipolitiska mål för Sverige om 100 procent förnybar elproduktion till 2040 samt 50 procent effektivare energianvändning till 2030 (jämfört 2005), uttryckt i termer av tillförd energi i relation till bruttonationalprodukten (BNP).

2.3 Vi bidrar genom vårt uppdrag till omställning av energisystemet

Kopplat till de energi- och klimatpolitiska målen pågår en genomgripande omställning av energisystemen i Sverige och internationellt. Inom elsektorn gäller det dels på

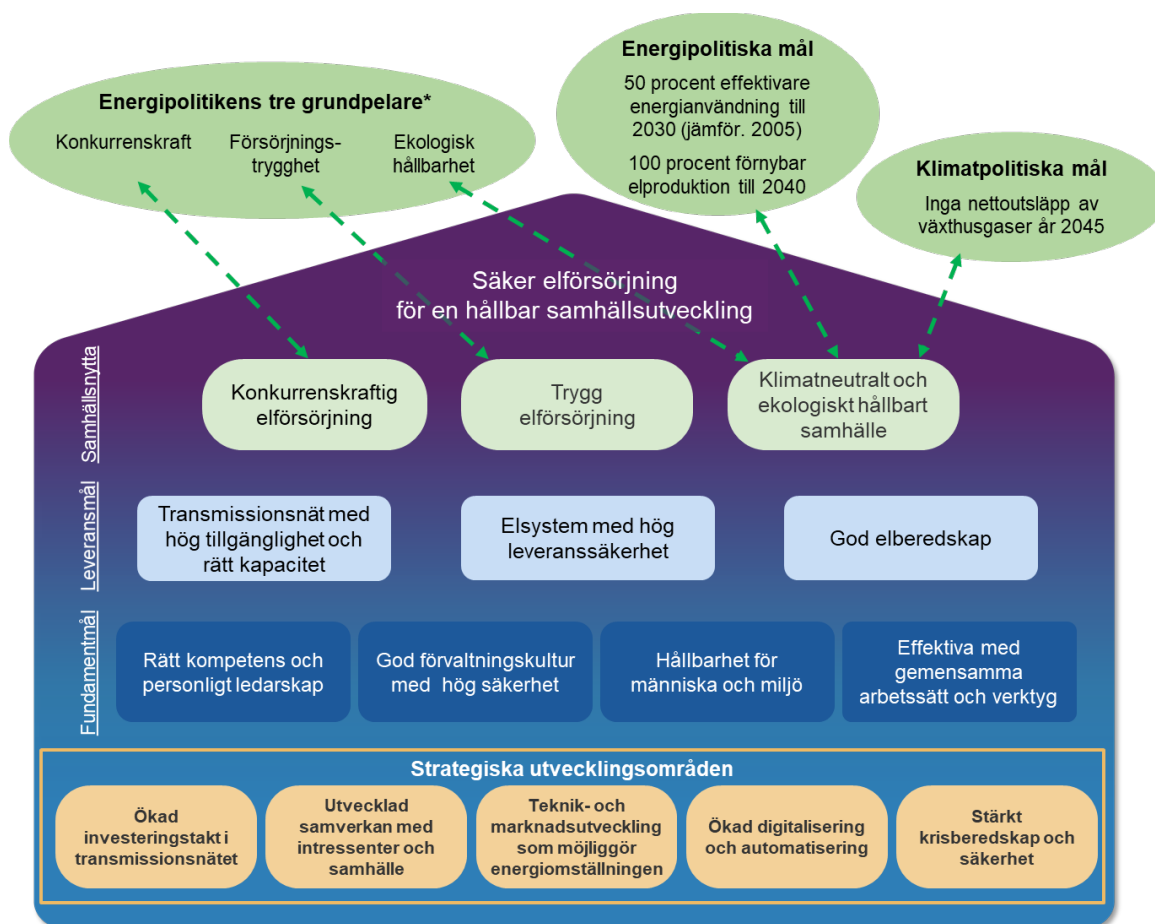
¹ Prop. 2016/17:146

tillförselsidan där en kraftig ökning av förnybar elproduktion sker. I Sverige har det hittills främst varit en tillväxt i landbaserad vindkraft. Internationellt sker även en tillväxt av sol- och havsbaserad vindkraft, vilket är en utveckling som även kan komma till Sverige.

På användningssidan förutspås en omfattande elektrifiering av energianvändning i många sektorer, som annars har svårt att minska sina utsläpp av växthusgaser. Det gäller exempelvis inom sektorer som transport, uppvärmning och industri. För svensk del ligger vi, med undantag för uppvärmning, endast i början av en sådan utveckling. Elektrifieringen kan i många fall även bidra till ökad energieffektivitet.

2.4 Vision, mål och strategi

Svenska kraftnäts vision, mål och strategi utgår från regeringens uppdrag och de energipolitiska målen, och illustreras i figur 1 nedan, benämnd målhuset. Verkets vision är "Säker elförsörjning för en hållbar samhällsutveckling" och syns överst i målhuset.



Figur 1. Målhuset som beskriver Svenska kraftnäts vision, mål och strategi

Svenska kraftnäts uppdrag och arbete skapar nytta för samhället. Vårt bidrag till de energi- och klimatpoliska målen syns överst i målhuset: ”Konkurrenskraftig elförsörjning”, ”Trygg elförsörjning” och ”Klimatneutralt och ekologiskt hållbart samhälle”.

Leveransmålen återspeglar Svenska kraftnäts grunduppdrag, det vi ansvarar för och ska prestera, för att bidra till samhällsnyttan. Grunduppdraget är indelat i tre kärnprocesser som kopplar till verksamhetens leveransmål: ”Transmissionsnät med hög tillgänglighet och rätt kapacitet”, ”Elsystem med hög leveranssäkerhet” och ”God elberedskap”.

Fundamentmålen utgör basen för vad som krävs av våra arbetssätt (våra stöd- och ledningsprocesser) och vår kultur för att vi ska lyckas med vårt uppdrag och skapa en hög samhällsnytta. För det krävs: ”Rätt kompetens och personligt ledarskap”, ”God förvaltningskultur med hög säkerhet”, ”Hållbarhet för människa och miljö” och ”Effektiva med gemensamma arbetssätt och verktyg”.

Strategin är sammanfattad underst i målhuset som strategiska utvecklingsområden. Det är områden där vi utifrån analyser av omvärlden och nuläget i verksamheten bedömer att vi måste satsa och bli bättre om vi ska klara vårt uppdrag, bidra till en hög samhällsnytta och nå våra mål, även i framtiden.

2.5 Vad verket kommer att göra 2022-2024

För att möjliggöra omställningen av energisystemet, och en ökad anslutning av förnybar elproduktion, gör Svenska kraftnät investeringar såväl i den fysiska infrastrukturen som för att anpassa stödtjänster och andra lösningar som kraftsystemet är i behov av.

De åtgärder och aktiviteter Svenska kraftnät vidtar stödjer ofta flera av de energipolitiska grundpelarna samtidigt. Exempelvis bidrar det pågående Nord-Syd programmet till att stödja alla de tre energipolitiska grundpelarna.

Nedan redogörs för de utvecklingsaktiviteter verket kommer att bedriva under åren 2022-2024 indelat efter verkets fyra verksamhetsgrenar: Transmissionsnät, Systemansvar, Telekom och Elberedskap. Indelningen utgår från de lagar, förordningar och regleringsbrev som styr verksamheten.

3 Förändringar mot tidigare planer

3.1 Avvikelsen mellan utfall 2020 och investeringsram

Investeringsramen för 2020 uppgick till 4 350 mnkr och utfallet blev 3 464 mnkr, vilket innebar en avvikelse på 886 mnkr eller 20 procent lägre än planerat. Avvikelserna uppkom inom alla drivkrafter och nedan redovisas de främsta orsakerna till avvikelsen. För de projekt som har flera avvikelser redovisas huvudorsaken.

Förseningar i projekten förklarar en avvikelse med -910 mnkr. En följd av detta är att utgifterna skjuts till efterföljande år. Avvikelsen dämpades till viss del av tidigare års förseningar där projekt som skulle vara avslutade 2019 hade investeringsutgifter 2020.

De fyra största avvikelserna fanns i följande projekt: Långbjörn–Storfinnforsen ny 400 kV-ledning med -137 mnkr, där tillstånd för markåtkomst tog längre tid än planerat och projektet drabbades av förseningar i leveranser av material. Det följs av Örby–Snösätra och Snösätra–Högdalen markkabel med -136 mnkr bl.a. med anledning av att upphandlingen överklagades. Därefter kommer förseningar i arbetet med förnyat driftövervakningssystem där förberedelser för projektstart tog längre tid än beräknat, -113 mnkr. Därtill kommer avvikelsen i den nya 400 kV-ledningen mellan Storfinnforsen–Midskog med -84 mnkr, där en upphandling behövts göras om och tagit längre tid vilket medfört en senare start av entreprenaden. Förseningar förekom även i dotterbolagets planerade åtgärder bl.a. för att inkomna anbud inte har haft acceptabel kostnadsnivå och upphandlingarna har behövt göras om, -78 mnkr. Investeringarna i den nya 400 kV-ledningen mellan Nybro–Hemsjö med -69 mnkr har försenats p.g.a. avslag på koncessionsansökan.

Övriga förseningar uppkom i drygt 60 projekt. Det finns flera orsaker till förseningar, såsom miljödomar, byggplaner och att koncession överklagas eller att underlag behöver kompletteras. Det är många instanser ett projekt måste passera innan det kan slutföras, vilket innebär att de flesta större projekten i viss mån kan sägas ha osäkra tidplaner. I några fall berodde förseningar på att entreprenörerna inte klarade av att genomföra åtgärder inom fastställda tidplaner.

Nyttillkomna projekt är oftast mindre reinvesteringsprojekt som kan genomföras med kort planering. Dessa projekt avser i regel mindre åtgärder som kan ha stor betydelse för driftsäkerheten. Totalt var det knappt 40 projekt som förklarar +83 mnkr. Den enskilt största avvikelsen beror på beslutet att byta samtliga kabelskarvar i SydVästlänken vilket inte förutsågs när planen gjordes. Det nyttillkomna projektet förklarar en avvikelse på +43 mnkr.

Nedlagda projekt förklarar en avvikelse på -212 mnkr och är hänförlig till sju projekt som inte startade eller stoppades under 2020. Den största avvikelsen, -160 mnkr, kom

från arbetet med Elmarknadshubben och berodde på att projektet pausades i avvaktan på ny lagstiftning.

Ökade utgifter fanns i ett 20-tal projekt vilket förklarade en avvikelse på +284 mnkr. Den största avvikelsen fanns i ledningsförnyelsen mellan Hurva–Sege med +72 mnkr vilket berodde på högre byggkostnader än budgeterat. Utbytet av Öresundskablarna orsakade en avvikelse på +44 mnkr vilket förklaras av mer omfattande sjö- och landarbeten än planerat. Därefter följde förnyelsen av ledningen mellan Lindbacka–Östansjö med +43 mnkr vilket berodde på problem med stälkvalitet och avvikande markförhållanden.

Minskade utgifter fanns i åtta projekt och förklarar en avvikelse på -109 mnkr. De största avvikelserna fanns i Nackaskarv med -42 mnkr och SIRSCI fas 2 med -41 mnkr.

Därutöver fanns mindre avvikelser i över 150 projekt som tillsammans uppgick till -22 mnkr.

3.2 Avvikelser mellan utfall och investeringsram i ett historiskt perspektiv

Planeringen för respektive projekt utgår från de bäst kända estimateten men det finns flera utmaningar med att planera och prognostisera projekten som påverkar dess framdrift och medför avvikelser mot plan. Avvikelserna historiskt beror främst på förändrade tidplaner för investeringarna vilket påverkar projektens likvidplaner och därmed avvikelse mot investeringsramen.

I tabellen nedan återges avvikelserna mellan investeringsplanerna och deras utfall de senaste fem åren.

Investeringsplan	Plan år 1 (mnkr)	Utfall år 1 (mnkr)	Avvikelse
2020 - 2023	4 350	3 464	-20 %
2019 - 2022	3 100	2 589	-16 %
2018 - 2021	3 330	2 384	-28 %
2017 - 2020	2 400	1 813	-24 %
2016 - 2018	3 400	1 469	-57 %

Tabell 1. Avvikelser mellan investeringsplanerna (årliga) och dess utfall.

3.3 Förändringar sedan föregående plan

3.3.1 Nya investeringar över 400 mnkr som tillkommit

Följande investeringar har tillkommit sedan föregående plan:

Projektbeskrivning	Drivkraft
Ny 400 kV-ledning till Svartbyn	Anslutning

Elektrifiering av industri	Anslutning
Väröbacka, anslutningsstation havsbaserad vindkraft	Anslutning
Ekhyddan-Nybro, ledningsförnyelse	Systemförstärkning
Hallsberg, dynamisk shuntkompensering	Systemförstärkning
Glan-Ekhyddan, ledningsförnyelse	Systemförstärkning
Borgvik-Skogssäter, ledningsförnyelse	Systemförstärkning
Stadsforsen-Hällsjö, ledningsförnyelse	Reinvestering
Revisionsprojekt luftledningar, paket 3	Reinvestering
Bräcke-Ånge, ledningsförnyelse	Reinvestering
Krångede-Horndal, livstidsförlängning	Reinvestering
Konti-Skan länken, förnyelse	Reinvestering
Stadsforsen-Krångede-Gammelänge, ledningsförnyelse	Reinvestering
Förnyat driftövervakningssystem	Verksamhetsprojekt

Tabell 2. Nya investeringar över 400 mnkr som tillkommit sedan föregående plan.

3.3.2 Investeringar över 400 mnkr som har utgått

Följande investeringar har utgått sedan föregående plan.

Projektbeskrivning	Orsak
Öresundsförbindelsens 400 kV-kablar	Avslutas 2021
Nordbalt	Avslutas 2021
Tandö, ny 400 kV-station	Under 400 mnkr

Tabell 3. Investeringar över 400 mnkr som utgår sedan föregående plan.



4 Transmissionsnät

4.1 Inledning

Nätverksamheten omfattar utbyggnad, drift och underhåll av transmissionsnätet i Sverige. Svenska kraftnäts nätkunder är stora elproduktionsanläggningar och regionnät och Affärsverket tecknar avtal med dem för att de ska kunna ansluta sig till transmissionsnätet. Transmissionsnätstariffen är en punkttariff, vilket innebär att en abonnent får tillgång till hela elmarknaden oavsett var i landet inmatningen eller uttaget sker. Enligt ellagen (2008:265) ska nätverksamheten ekonomiskt redovisas skilt från annan verksamhet.

Transmissionsnätstariffen består av två delar:

- > Effektaavgiften ska täcka drift, underhåll, avskrivningar och kapitalkostnader för nätet och är den del av nättariffen som ska bära det ekonomiska avkastningskravet. Avgiften baseras på kundens årsvis abonnerade effekter för inmatning respektive uttag i varje anslutningspunkt.
- > Energiavgiften ska täcka kostnader för överföringsförlusterna på transmissionsnätet. Avgiften är utformad för att täcka kostnaderna för de förluster i transmissionsnätet som orsakas av inmatning respektive uttag i de enskilda anslutningspunkterna. Varje inmatnings- och uttagspunkt har en egen avgift baserad på geografisk placering i nätet.

4.2 Utveckling inom transmissionsnät fram till 2024

Svenska kraftnät arbetar kontinuerligt med att förbättra förutsättningarna för ett effektivt nyttjande av transmissionsnätet genom arbete både nationellt och internationellt. Drivande för arbetet är framför allt de två europeiska regelverken inom elområdet som utgör grunden för den gemensamma europeiska elmarknad som är under vidareutveckling. Ett stort arbete pågår med implementering av de nya bestämmelserna på europeisk, regional och nationell nivå både vad gäller villkor och förutsättningar för planering, drift och nyttjande av transmissionsnäten för att därigenom bidra till omställningen av kraftsystemet. Många delar av Svenska kraftnäts satsningar inom transmissionsområdet är delar av större europeiska och/eller regionala eller nationella projekt där effekten blir tydligare några år framåt i tiden. Det gäller t.ex. de europeiska marknadskopplingarna för dagen före- och intradaghandeln och balansjusteringshandel samt utformning av transmissionsnätstariffen vilka alla bidrar till EU:s målsättning om ökad gränsöverskridande handel och integration av förnybar elproduktion och till Svenska kraftnäts strategiska mål om att vi har rätt marknads- och systemlösningar som i sin tur leder till ett mer effektivt nyttjande av kraftsystemen i Norden och Europa.

Nedan beskrivs några av de större utvecklingsinsatserna de kommande åren.

4.2.1 Översyn av transmissionsnättariffen

Sverige har haft en liknande tariffstruktur sedan 2002 och kraftsystemet förändras i snabb takt genom att alltmer småskalig väderberoende produktion ansluts till elnätet samtidigt som kärnkraftsreaktorer har avvecklats. Det leder till större variationer i inmatning och uttag och en ökad volatilitet. Idag råder det också brist på kapacitet i transmissionsnätet i vissa delar av landet där produktion har lagts ned och förbrukning har ökat i större utsträckning än förväntat. För att hantera denna omställning genomför Svenska kraftnät stora investeringar i transmissionsnätet med syfte att öka kapaciteten, ansluta ny produktion och förbättra integrationen med angränsande länder.

Sammantaget medför detta att behovet av flexibilitet och korrekta styrsignaler i transmissionsnätstariffen ökar för att även i framtiden kunna säkerställa en effektiv utbyggnad och nyttjande av transmissionsnätet. Vi undersöker nu förutsättningarna för att skapa en kostnadsriktig transmissionsnätstariff som ger korrekta styrsignaler, tar hänsyn till omvärldens förändringar och främjar ett effektivt nätutnyttjande samtidigt som den möjliggör för Svenska kraftnät att leva upp till verkets avkastningskrav och intäktsram. Under 2020 inleddes Tarifföversynens fas 1 där huvudfokus låg på energiavgiften. Under fas 2 kommer fokus huvudsakligen läggas på det som idag utgör effektdelen i tariffen inklusive att utreda möjligheten till en reaktiv effektkomponent samt potentialen att tillgängliggöra outnyttjad kapacitet som är garanterad i anslutningsavtalen. En större förändring av tariffstrukturen bedöms tidigast kunna ske i januari 2023.

4.2.2 Ökat samarbete kring planeringsförutsättningarna

Svenska kraftnät har stärkt arbetet med att se över möjligheterna för att stärka effekttillräckligheten i särskilt utsatta regioner för att stärka effekttillräckligheten. Ledningsförnyelser i kombination med kortsiktiga åtgärder i överenskommelse med regionala nätägare väntas leda till en ökad kapacitet de kommande åren och fortsatt trygg elförsörjning i regionerna. Vi undersöker nu hur vi ytterligare kan utveckla prognossamverkan genom att vi årligen tar del av regionnätens prognoser så att vi kan få en bättre bild av utvecklingen regionalt och vilka behov vi kan behöva hantera. Genom att öka utbytet av planeringsförutsättningarna för regionalnäten och transmissionsnätet mellan respektive nätägare väntas den långsiktiga effekttillräckligheten förbättras.

4.2.3 Integrering av havsbaserad vindkraft

Tillsammans med de nordiska systemoperatörerna har Svenska kraftnät tagit fram en strategisk karta med de viktigaste stegen som behöver tas mot 2030 för att nå EU:s klimatmål 2050. Svenska kraftnät kommer de närmaste åren också tillsammans med övriga systemoperatörer ta fram en gemensam ordning för hur vindkraftsproduktionen ska integreras till de gemensamma marknaderna. Arbetet syftar till att möjliggöra en driftsäker och effektiv integrering av vindkraften med en prisbildning med sunda prissignaler för att därigenom få ett bättre nyttjande av de sammantagna resurserna.

4.2.4 Flödesbaserad kapacitetsberäkning

Införandet av den flödesbaserade kapacitetsberäkningsmetoden på dagen före-marknaden² syftar till att skapa marknadsflöden som bättre representerar de fysiska flödena i nätet. Den flödesbaserade kapacitetsallokeringen planeras att köras i parallell drift minst ett år med dagens metod från och med april 2021. Det är i dagsläget inte möjligt att ange någon specifik tidpunkt för när en skarp driftsättning i Norden kan ske eftersom en sådan är beroende av resultaten av parallell drift och de tillsynsmyndigheternas bedömningar av dessa men indikativt kan det ske 2023. Effekten väntas blir mer effektivt nyttjande av den fysiska överföringskapaciteten och ökad transparens av hur överföringskapaciteterna beräknas och görs tillgänglig för handel.

4.2.5 70 procents överföringskapacitet

Svenska kraftnät har i allmänhet inga problem att leva upp till EU:s krav om att tilldela 70 procent av kapaciteten på varje elområdesgräns till marknaden. Det finns dock ett undantag, norrgående effektlöden genom det s.k. Västkustsnittet³ där vi ibland tvingas att begränsa genom att reducera överföringen till och från grannländerna för att inte äventyra driftsäkerheten. Vi undersöker och planerar nu olika lösningar för att hantera problematiken. Vidare pågår nätförstärkningar för att öka kapaciteten i snittet.

4.2.6 Elområdesöversyn

Sedan Sverige delades in i fyra elområden 2011 har det skett stora förändringar i kraftsystemet. EU-förordningarna CACM-förordningen och Elförordningen⁴ medför krav på regelbunden översyn av elområdesindelningen efter en europeisk metod som nyligen har beslutats om av ACER⁵. Svenska kraftnät kommer som en del i en sådan översyn att analysera flera alternativa elområdesindelningar efter ACER:s beslut om vilka alternativa elområden som ska utvärderas i respektive region. ACER väntas besluta om detta i början av 2022. Innan beslut sedan kan fattas om en eventuell ny elområdesindelning måste flera aspekter vägas in, såsom påverkan på nätsäkerhet, marknadseffektivitet, stabilitet och tillförlitlighet. Målsättningen med översynen är en korrekt prisbildning och bättre förutsättningar att hantera strukturella flaskhalsar i transmissionsnätet för att därigenom uppnå en potentiellt mer effektiv drift och utveckling av transmissionsnätet.

4.2.7 Vidareutveckling av dagen före- och intradag-marknaderna

Dagen före- och intradagmarknaderna står för merparten av den fysiska elhandeln i Europa. EU:s regelverk⁶ medför detaljerade krav på hur de gemensamma marknadskopplingarna för dagenföre- och intradaghandeln ska utformas och drivas.

² Dagen före-marknaden är dagen före leveransdygnet där de största volymerna el handlas.

³ Västkustsnittet är ett internt snitt i det svenska stamnätet som spelar en central roll för nätdriften för både stam- och regionnätet på västkusten.

⁴ CACM är en förkortning för en europeisk förordning om kapacitetstilldelning och hantering av överbelastning: KOMMISSIONENS FÖRORDNING (EU) 2015/1222 av den 24 juli 2015 om fastställande av riktlinjer för kapacitetstilldelning och hantering av överbelastning och Elförordningen: EUROPAPARLAMENTETS OCH RÅDETS FÖRORDNING (EU) 2019/943 av den 5 juni 2019 om den inre marknaden för el som är en del av det sk Ren energi för alla) och relevanta europeiska och regionala metoder..

⁵ Agency for the Cooperation of Energy Regulators

⁶ CACM-förordningen, Elförordningen och andra relevanta europeiska och regionala metoder.

Svenska kraftnät arbetar med flera omfattande kortsiktiga och långsiktiga projekt för att genomföra och följa de europeiska bestämmelserna i syfte att vidareutveckla de gemensamma europeiska plattformarna. På nationell nivå har tillräckligheten på elmarknaden fortsatt högt fokus, både avseende produktionskapacitet och nätkapacitet. Elmarknadens strukturella omvandling mot mer oplanerbar produktion innebär utmaningar för tillräckligheten i produktionskapacitet.

De kommande åren kommer vi att arbeta med bl.a. följande:

- **15-minuters handelsprodukter.** Svenska kraftnät arbetar tillsammans med andra systemoperatörer och NEMOs⁷ i Europa för att förbereda handeln för 15-minuters handelsprodukter på dagenföre- och intradag-marknaden. Idag sker handeln per timme. Införandet av 15 minuters produkter syftar till att ge marknadsaktörerna bättre förutsättningar att handla sig i balans inför leveranstimmen och därmed ett mer effektivt nyttjande av tillgängliga överföringskapaciteter och produktionsresurser. Implementering kommer att ske per region och börja med intradag och förutsätter att även balansavräkningen görs per 15 minuter. Inom Norden är implementeringen planerad till maj 2023 för intradag.
- **Anpassning till flera börser.** På samma sätt som har gjorts i Norden kommer elmarknaden göras redo för mer konkurrens mellan elbörser i Baltikum, Polen och på gränsförbindelserna i CCR⁸ HANSA. Syftet är att möjliggöra för handel med el på fler börser än Nord Pool som tidigare varit den enda verksamma börsen i Sverige och Baltikum. Allt enligt CACM-förordningen. Svenska kraftnät kommer i samarbete med berörda systemoperatörer och elbörser anpassa de tekniska förutsättningarna för detta. Det finns många börser i Europa och alla delar samma back-end-system för att matcha aktörernas köp- och säljbud så det spelar därför ingen roll vilken börs man handlar på. Konkurrenten i pris handlar då mer om kostnaden för att handla och vilken service börserna kan erbjuda.
- **Integrering av Baltic Cable som en TSO⁹.** Certifieringen av Baltic Cable AB i Tyskland som en systemoperatör enligt det europeiska regelverket ställer nya och formella krav på samarbetet mellan Baltic Cable AB, Svenska kraftnät och tyska systemoperatören Tennet GmbH vad gäller kapacitetshantering och -allokering, nät drift och balansering av kabeln. Svenska kraftnät kommer de kommande åren tillsammans med Baltic Cable AB och tyska systemoperatören integrera Baltic Cable till de europeiska marknadskopplingarna för dagenföre- och intradaghandeln i enlighet med det gällande regelverket. I dagsläget upplåts t ex inte kabelns överföringskapacitet till den europeiska intradagmarknaden.

⁷ NEMO avser Nominated Electricity Market Operator (ett begrepp enligt EU:s Elförordning för en inom EU certifierad elbörs).

⁸ CCR avser Capacity Calculation Regions dvs. kapacitetsberäkningsregioner

⁹ Transmission system operator

4.2.8 Spänningsreglering

Under sommaren 2020 upphandlade Svenska kraftnät avhjälpande åtgärder för att förbättra spänningsreglerförmågan, kortslutningseffekt och aktiv effekt för att avlasta transmissionsnätet vid fel. Bakgrunden till behovet låg i en förändrad kärnkraftsproduktion, då revisioner förlängdes p.g.a. säkerhetsbrister och för att minska risker med anledning av pandemin. Därtill ställdes anläggning av p.g.a. låga elpriser. Detta i kombination med redan inplanerade nätombyggnader och underhåll gjorde att förutsättningarna för en säker drift försämrades. Vidtagna åtgärder innehöll omplanering av likströmslänkarnas tillgänglighet, utökad koordinering av effekttillräcklighet med grannländerna och upphandling av tillgängligheten i aktiv produktion. Svenska kraftnät undersöker och planerar nu flera olika lösningar för att hantera kommande sommar och bedömer att förutsättningarna i nätet ser bättre ut. Som exempel kan nämnas en ny SVC-anläggning i Stenkullen som planeras tas i drift februari-mars på västkusten, flera s.k. shuntreaktorer som installeras i regionnätet samt idrifttagningen av Sydvästlänken som är planerad till slutet av mars och väntas öka kapaciteten i snitt 4. Nedstängningen av Ringhals 1 och dess minskade reaktiva effektbidrag kompenseras till stor del av dessa åtgärder vilket minskar transmissionsnätets beroende av kärnkraftsproduktionen även om marginalerna i effektbalansen försämras. Ökad flexibilitet och stödåtgärder i någon form bedöms därför fortsatt behövas vid särskilda driftförutsättningar för att säkra en god driftsäkerhet.

4.3 Investeringar

4.3.1 Nya investeringar

Nedan framgår verkets plan för investeringar i nya anläggningar och IT-system fördelat per drivkraft anslutning, marknadsintegration, systemförstärkning och verksamhetsprojekt. I besluten för planerade lednings- och kabelprojekt ingår också tillhörande stationsåtgärder.

I bilaga 1 redovisas investeringar med en beräknad utgift över 400 mnkr som planeras starta eller pågå under perioden 2022 - 2024. Observera att projekt kan under genomförande delas upp och struktureras om varpå senare uppföljning inte alltid är möjligt enligt 1:1 förhållande. I planen ingår några projekt som har en beräknad utgift under 400 mnkr, men dessa har hög osäkerhet i kalkylen och är därför inkluderade i planen med ett belopp om 400 mnkr.

Anslutning

Svenska kraftnät får löpande in ansökningar om anslutning till transmissionsnätet. Verket ansluter i huvudsak nät från andra nätägare till transmissionsnätet. Dessa tecknar inmatnings- och/eller uttagsabonnemang utifrån den produktion och förbrukning som de i sin tur ansluter. För närvarande finns ansökningar om anslutning av vindkraft för perioden fram till 2029 på i storleksordningen 37 000 MW. Motsvarande värde för ökat effektuttag ligger för närvarande på i storleksordningen 9 000 MW.

Den omfattande vindkraftsutbyggnaden innebär en betydande utmaning för Svenska kraftnät när nätets utbyggnadsbehov planeras. Det råder ofta stor osäkerhet om och när planerade vindkraftsinvesteringar kommer till stånd och hur omfattande de i slutändan blir.

Under åren 2017 till 2020 har havsbaserad vindkraft gått från att vara en nästintill obetydlig del av Svenska kraftnäts portfölj av ansökningsärenden, till att utgöra mer än hälften av den ansökta volymen, till och med 2020 har vi fått in ansökningar på för närvarande ca 45 000 MW. Det stora intresset för detta kraftslag kan härledas till den politiska utfästelsen om slopade anslutningskostnader för havsbaserad vindkraft i 2016 års Energiöverenskommelse.

Moderna havsbaserade vindkraftsanläggningar är ofta mycket stora och därför krävs en direktanslutning till transmissionsnätet. Den största potentialen för havsbaserad vindkraft finns i södra Sverige och längs kusten vid Bottenhavet och det är också i dessa områden som Svenska kraftnät mottagit de flesta förfrågningarna om anslutning av detta produktionsslag. Svenska kraftnät har fram till och med 2020 utrett förutsättningarna för anslutning av totalt ca 8 500 MW (av de ca 45 000 MW som vi fått ansökningar om) havsbaserad vindkraft runt de sydsvenska kusterna under den senare delen av 2020-talet. Slutsatsen från detta arbete är att inga ytterligare interna transmissionsnäts-förstärkningar utöver de som redan är planerade krävs för att hantera denna effektinmatning. För att kunna etablera havsbaserad vindkraft längs den svenska sydöstkusten är dock de föreslagna ledningarna Ekhyddan–Nybro och Nybro–Hemsjö, vars koncessionsansökningar avslagits av Energimarknadsinspektionen i september 2019, helt avgörande. För att kunna tillgodose ännu högre volymer havsbaserad vindkraft i södra Sverige än de 8 500 MW som beaktats i 2019 års utredning, bedömer Svenska kraftnät att ytterligare interna nätförstärkningar kan komma att behövas. För att kunna etablera havsbaserad vindkraft längs kusten vid Bottenhavet är de nya planerade ledningarna i NordSyd en förutsättning.

Anslutning av större enskilda elanvändare har under de senaste åren återigen blivit aktuellt. Svenska kraftnät har fått flera ansökningar som gäller anslutning av elintensiva industrier, under det senaste året har flera större förfrågningar inkommit gällande omställningen till en mer fossilfri tillverkning. De största förfrågningarna om anslutning har hittills uppgått till 1 800 MW och har gällt platser i framförallt norra Sverige. Effekttuttag av den här storleken gör det svårt att ansluta dessa utan att genomföra nätförstärkningar. Ofta räcker inte kapaciteten på ledningarna i närområdet till, vilket gör att det kan ta lång tid att tillgodose det önskade nätkapacitetsbehovet.

Flertalet av förfrågningarna om ökade uttagsabonnemang från transmissionsnätet i befintliga anslutningar härrör från landets storstadsregioner. I vissa av dess storstäder är transmissionsnätets kapacitet redan i dag lägre än behovet av eltillförsel utifrån, det råder lokal effektbrist. Möjligheterna till ökade uttagsabonnemang är därför på kort sikt

begränsade. De förstärkningar som är kopplade till att öka kapaciteten till dessa regioner behandlas vidare under drivkraften Systemförstärkningar.

Vidare finns i branschen som helhet stora process- och tidsplanemässiga utmaningar som beror av att tillståndprocesserna för att bygga ut transmissionsnätet normalt är väsentligt längre än motsvarande processer för tillståndsgivning och uppförande av vindkraftsanläggningarna eller större elintensiv verksamhet som t.ex. serverhallar.

Svenska kraftnät har enligt lag en skyldighet att ansluta produktion och förbrukning om inte synnerliga skäl finns att neka. Anslutningar av ny eller ökad produktion respektive förbrukning innebär alltid mer eller mindre omfattande anpassningar av transmissionsnätet. Anpassningarna kan bestå av alltifrån mindre justeringar i en befintlig transmissionsnätsstation till helt nya ledningar och stationer, vilket tar flera år att genomföra.

Under åren 2022–2024 pågår ca 25 olika projekt som möjliggör anslutning av ny elproduktion, främst kommer tillskotten från nya vindkraftparker. Flera nyttor uppnås bl.a. en ökad förnybar elproduktion men också ett tillskott av ny elproduktion vilket kommer elmarknaden till godo.

Under 2022 planeras en station tas i drift, station Tovåsen, där den totala beviljade inmatningseffekten av vindkraft är 850 MW. Under perioden pågår arbete med ytterligare anslutning av ny vindkraftsproduktion och anslutning av industri. De större åtgärderna är:

Ny 400 kV-ledning till Svartbyn

Flera ansökningar har inkommit gällande industrietableringar i områdena kring Luleå och Skellefteå. För att möjliggöra dessa etableringar måste området till 400 kV-stationen Svartbyn förstärkas. Utredningen planeras starta 2021 och det är därför oklart vilken omfattning projektet får. Investeringen beräknas uppgå till 1 750 mnkr, varav 59 mnkr är inom treårsperioden.

Elektrifiering av industri

En ny 400 kV-ledning planeras mellan Porjus och Vitåfors i Norrbotten. Anslutningen möjliggör en etablering av en ny industri, Hybrit och möjliggör därmed en omställning till en fossilfri tillverkning. Projektet behöver starta under 2021 men var inte med i föregående verksamhetsplan varför verket lämnat en hemställan. Investeringen beräknas uppgå till 680 mnkr, varav 582 mnkr är inom treårsperioden.

Gäddtjärn, ny 400 kV-station

En ny 400 kV-station ska byggas i Gäddtjärn för anslutning av ny vindkraftsproduktion från parkerna i Broboberget och Lannaberget. Dessutom måste befintlig seriekompensering i Djurmo EK4 förnyas. Investeringen beräknas uppgå till 400 mnkr, varav 324 mnkr är inom treårsperioden.

Väröbacka, anslutningsstation havsbaserad vindkraft

En ny 400 kV-station ska byggas i Väröbacka för anslutning av ny vindkraftsproduktion. Investeringen beräknas uppgå till 400 mnkr, varav 29 mnkr är inom treårsperioden.

Marknadsintegration

Denna kategori av nätinvesteringar syftar till att öka eller bibehålla handelskapaciteten mellan de svenska elområdena och mellan Sverige och grannländerna. Syftet är att bidra till en integrerad nordisk och europeisk elmarknad. Nyttan av dessa projekt består främst i att de gör det möjligt att utnyttja produktionsresurser mer effektivt och att de bidrar till en ökad leveranssäkerhet genom att förmågan att överföra el från överskotts- till underskottsområden ökar samt att de bidrar till att minska antalet timmar med prisskillnader mellan olika elområden.

Nya utlandsförbindelser är viktiga för att produktionskapaciteten i Sverige ska kunna utnyttjas fullt ut. Utan dessa blir produktion instängd i Sverige. Nya förbindelser möjliggör dessutom ersättning av fossilbaserad elproduktion på kontinenten med koldioxidfri el från Skandinavien. Den ökade överföringen i transmissionsnätet sätter även fokus på de interna svenska flaskhalsarna, de s.k. snitten, som i vissa driftsituationer kan vara begränsande för överföringen. Svenska kraftnäts analyser visar ett behov av ökad överföringskapacitet från norr till söder. Därtill behövs nätförstärkningar lokalt i de områden där nya produktionsanläggningar och utlandsförbindelser ska anslutas.

Framtida behov av ökad marknadsintegration identifieras som regel genom analyser i olika elmarknadsmodeller. I analyserna används olika scenarier och känslighetsanalyser för att identifiera de mest robusta och lönsamma förstärkningsprojekten. Analyserna utförs dels inom ramen för det europeiska och det nordiska planeringssamarbetet, dels i Svenska kraftnäts eget arbete. Samarbete med grannländernas transmissionsnätoperatörer är avgörande för att kunna beräkna nyttovärden och kostnader på bästa sätt.

Under åren 2022-2024 utförs arbete med ett tiotal åtgärder för att bygga bort begränsningar i överföringsförmågan. Oftast avser åtgärderna helt nya ledningar inkl. stationsåtgärder eller ledningsförnyelser där den nya ledningen ges en ökad överföringskapacitet. Projekten genomförs, dels för att öka marknadsintegrationen mellan Sverige och andra länder men också för att bygga bort handelsbegränsningar inom landet. De större åtgärderna är:

SydVästlänken, förbindelse mellan Hallsberg och Hörby

SydVästlänken är en ny förbindelse mellan elområde SE3 och SE4 och det är en av Svenska kraftnäts största investeringar. Den utgörs av en ny förbindelse från Hallsberg via Nässjö till Hörby. När SydVästlänken tas i full drift beräknas överföringskapaciteten mellan elområde SE3 och SE4 öka med upp till 25 procent (2x600 MW). Investeringen bidrar även till en förbättrad driftsäkerhet i södra Sverige. Under 2021 planeras arbetet

avslutas. Investeringen beräknas uppgå till 7 100 mnkr, varav 0 mnkr är inom treårsperioden.

Hansa Powerbridge, ny förbindelse till Tyskland

Svenska kraftnät och 50Hertz, den tyske transmissionsnätoperatören, har slutit ett avtal om en ny förbindelse, Hansa Powerbridge, mellan elområde SE4 och Tyskland. Länkens kapacitet planeras bli 700 MW. Den ökande mängden förnybar elproduktion i Norden och på kontinenten leder till ett allt större behov av högre handelskapacitet mellan länderna. Syftet är att utnyttja de ökande variationer i elbalansen som uppstår på de olika elmarknaderna för en effektivare handel samt att öka försörjningssäkerheten vid större underskott. Investeringen beräknas uppgå till 3 600 mnkr, varav 804 mnkr är inom treårsperioden.

Ekhyddan–Nybro–Hemsjö, ny 400 kV-ledning

En ny 400 kV-ledning planeras mellan Ekhyddan–Nybro–Hemsjö, Småland och Blekinge, för att förstärka överföringskapaciteten mellan elområde SE3 och SE4. Ledningen kommer även få betydelse för utlandsförbindelsen NordBalt samt för att omhänderta det ökade effektlödet, möjliggöra anslutning av havsbaserad vindkraft och bidra till att upprätthålla driftsäkerheten. Svenska kraftnät har fått avslag på koncessionsansökan men har skickat in kompletterande yttranden i överklagan av Energimarknadsinspektionens (Ei) beslut till regeringen. Investeringen beräknas uppgå till 3 100 mnkr, varav 1 904 mnkr är inom treårsperioden.

Messaure–Keminmaa, ny 400 kV-ledning

Messaure–Keminmaa är en ny 400 kV-ledning mellan elområde SE1 och Finland som genomförs för att förbättra marknadsintegrationen mellan Finland och övriga Norden. Verket erhåller investeringsbidrag från Fingrid, den finske transmissionsnätoperatören, som motsvarar ca 80 procent av investeringen. Investeringen beräknas uppgå till 2 100 mnkr, varav 1 023 mnkr är inom treårsperioden.

Hurva-Sege, förnyelse och uppgradering av 400 kV-ledning

SydVästlänkens södra anslutningspunkt kommer att vara 400 kV-stationen i Hurva i Skåne län. För att kunna nyttja SydVästlänkens fulla kapacitet behöver anslutande 400 kV-nät förstärkas. Förstärkningen innebär att ledningen mellan Hurva och Sege, vilken byggdes 1965, ersätts med en ny ledning med högre överföringskapacitet. Investeringen beräknas uppgå till 596 mnkr, varav 66 mnkr är inom treårsperioden.

Systemförstärkning

Inom området Systemförstärkningar samlas i huvudsak investeringar i transmissionsnätet som görs för att öka kapaciteten inom ett elområde. Ett exempel är åtgärder för att öka möjligheten att överföra mer produktion från ett större område med flera olika anslutningar vidare ut i nätet. Det kan också vara de åtgärder som vi vidtar för att öka kapaciteten till storstadsregioner. Systemförstärkningar görs också för att stärka eller upprätthålla driftsäkerhet och därmed långsiktig leveranssäkerhet i kraftsystemet, även om investeringarna inte kan relateras till någon specifik anslutning eller särskilt

marknadsbehov. Behovet av dessa investeringar uppstår till följd av fortgående förändringar i exempelvis produktionsmix, uttagsmönster, stabilitet och effektlöden.

Fördelningen av elflöden mellan förbindelser som drivs parallellt sker under vissa förutsättningar på sådant sätt att delar av nätet överbelastas, vilket påverkar nätets totala överföringsförmåga. Nätförstärkningar genomförs för att hantera sådana begränsningar. Vidare görs även ett antal stabilitetsökande åtgärder som säkerställer systemets övergripande förmåga att dynamiskt upprätthålla spänningen och överföringsförmågan.

Vid systemförstärkningar kan det ibland räcka att uppgradera gamla ledningar med nya faslinor. Uppgraderingen kräver dock i många fall ett byte till kraftigare ledningsstolpar vilket i princip likställs med nybyggnation ur tillståndssynpunkt och därmed leder till långa projektider. Samtidigt är det svårt att genomföra avbrott eftersom ledningarna är högt belastade under stora delar av året och därmed viktiga för driftsäkerheten. På grund av detta behöver ofta en ny ledning byggas för att ersätta den gamla.

Under åren 2022–2024 pågår flera större åtgärder som omfattar ett 40-tal projekt vars syfte är att stärka eller upprätthålla driftsäkerheten och därmed långsiktig leveranssäkerhet i kraftsystemet.

Svenska kraftnät fick i regleringsbrevet för 2020 bl.a. i uppdrag att analysera om Gotland har en trygg och säker elförsörjning på kort och lång sikt. Verket avser sammankalla och leda en utredning tillsammans med Vattenfall eldistribution och Gotlands Energi som syftar till att identifiera den samhällsekonomiskt bästa lösningen för anslutning av Gotland till fastlandet.

Effektförsörjningen till flera storstadsområden är en utmaning då nya bostäder, ny infrastruktur och nya samhällsfunktioner etableras. Det finns idag svårigheter att tillgodose ett ökat uttag i de större storstadsområdena Stockholm, Göteborg, Malmö och Uppsala om inte omfattande nätförstärkningar genomförs. De större åtgärderna är:

Stockholms Ström, uppgradering av nätet genom östra delen

Stockholms Ström omfattar drygt femtio olika projekt. Nya markkablar, sjökablar, luftledningar, tunnlar och transformatorstationer kommer medföra en stor omstrukturering av elnätet i och runt Stockholm. Programmet förutsätter en betydande medfinansiering från kommuner och andra markägare som får värdefull mark frilagd när 150 km kraftledningar kan tas bort. En viktig del av Stockholms Ström är den nya 400 kV-förbindelsen mellan Hagby och Ekudden. Den kommer att binda samman norra och södra Stockholmsområdet från Upplands Väsby till Haninge och därmed öka överföringskapaciteten. Investeringen beräknas uppgå till 7 600 mnkr, varav 2 434 mnkr är inom treårsperioden.

Storstockholm Väst, uppgradering av nätet genom västra delen

Storstockholm Väst innebär en uppgradering från 220 kV till 400 kV av transmissionsnätet genom västra delen av Stockholmsregionen. I en första etapp

uppgraderas ledningsnätet mellan Sigtuna och centrala Stockholm. I förlängningen planeras även en uppgradering av 220 kV-förbindelserna från Enköping och Salem in mot centrala Stockholm. Tillsammans med Stockholms Ström säkerställer programmet att det långsiktiga elförsörjningsbehovet i Stockholmsregionen kan tillgodoses. Investeringen beräknas uppgå till 7 100 mnkr, varav 962 mnkr är inom treårsperioden.

Glan–Ekhyddan, ledningsförnyelse 400 kV

400 kV-ledningen mellan Glan och Ekhyddan ska förnyas 2050. Med hänsyn till den förnyelsebara produktionen som vill ansluta längs den svenska sydostkusten har det identifierats att det finns ett behov av att öka överföringskapaciteten på ledningarna i området. Detta innebär att förnyelsen av ledningen tidigareläggs 16 år. Investeringen beräknas uppgå till 2020 mnkr, varav 3 mnkr är inom treårsperioden.

Borgvik–Skogssäter, ledningsförnyelse 400 kV

400 kV-ledningen mellan Borgvik och Skogssäter ska förnyas 2041. Med hänsyn till den förnyelsebara produktionen som vill ansluta i området har det identifierats att det finns ett behov av att öka överföringskapaciteten på ledningen. Detta innebär att förnyelsen av ledningen tidigareläggs 10 år. Investeringen beräknas uppgå till 1 600 mnkr, varav 21 mnkr är inom treårsperioden

Ekhyddan-Nybro, ledningsförnyelse 400 kV

400 kV-ledningen mellan Ekhyddan och Nybro ska förnyas 2050. Med hänsyn till den förnyelsebara produktionen som vill ansluta längs den svenska sydostkusten har det identifierats att det finns ett behov av att öka överföringskapaciteten på ledningarna i området. Detta innebär att förnyelsen av ledningen tidigareläggs 18 år. Investeringen beräknas uppgå till 1 500mnkr, varav 13 mnkr är inom treårsperioden

Midskog–Järpströmmen, uppgradering till 400 kV-ledning

220 kV-ledningen mellan Midskog och Järpströmmen i Jämtland börjar nå sin beräknade tekniska livslängd och en total förnyelse av ledningen är aktuell. Det kan bli aktuellt att uppgradera ledningen till 400 kV p.g.a. ett eventuellt behov av kapacitetsökning i området samt möjlighet till ökad import från Nea (Norge). Investeringen beräknas uppgå till 1 105 mnkr, varav 104 mnkr är inom treårsperioden.

Skogssäter–Ingelkärr, ny 400 kV-ledning

Byggnation av en ny 400 kV-ledning mellan Skogssäter och Ingelkärr i Västra Götaland. Detta är den norra delsträckan av det tidigare projektet Skogssäter – Stenkullen. Den ökade kapaciteten möjliggör anslutning av nya vindkraftsparker i området samt ökat uttag i området kring Göteborg. För ledningssträckan Ingelkärr till Skogssäter påbörjas en ny utredning för framkomlighet. Investeringen beräknas uppgå till 710 mnkr, varav 57 mnkr är inom treårsperioden.

Storfinnforsen–Midskog, förnyelse 400 kV-ledning

I Ångermanland och Jämtland behöver 400 kV-ledningen mellan Storfinnforsen och Midskog förnyas och uppgraderas på grund av den vindkraft som storskaligt byggs kring

Storfinnforsen. Ledningen är byggd 1952. Investeringen beräknas uppgå till 681 mnkr, varav 144 mnkr är inom treårsperioden.

Seriekondensatorstationer med anslutning Midskog - Karlslund

Seriekompensering i Gustafs i Dalarna har nått sin tekniska livslängd och behöver förnyas. För att få en stabilare spänningsnivå kommer åtgärder genomföras på fler geografiska ställen. Projektet benämndes tidigare Gustafs förnyelse och seriekondensatorer. Investeringen beräknas uppgå till 520 mnkr, varav 250 mnkr är inom treårsperioden.

Ingelkärr–Stenkullen, ny 400 kV-ledning

Byggnation av en ny 400 kV-ledning mellan Ingelkärr och Stenkullen i Västra Götaland. Detta är den södra delsträckan av det tidigare projektet Skogssäter – Stenkullen och denna delsträcka behövs för att öka överföringskapaciteten i det s.k. Västkustsnittet. Ledningen kommer att ansluta i en ny station Ingelkärr. Investeringen beräknas uppgå till 515 mnkr, varav 310 mnkr är inom treårsperioden.

Långbjörn–Storfinnforsen, ny 400 kV-ledning

En ny ledning mellan Långbjörn och Storfinnforsen, Ångermanland, byggs för att minska lokala produktionsbegränsningar och säkerställa driftsäkerheten. Vidare möjliggör ledningen anslutning av mer vindkraft. Under 2021 planeras driftsättning av förbindelsen. Investeringen beräknas uppgå till 511 mnkr, varav 84 mnkr är inom treårsperioden.

Seriekondensatorstationer med anslutning Olingan-Borgvik

Nya 400 kV-stationer ska etableras längs 400 kV-ledningen mellan Rätan och Borgvik. Detta på grund av den vindkraft som vill ansluta i området. Den nya produktionen samt den ökade överföringen medför ökade spänningar längs ledningen. För att få en stabilare spänningsnivå behöver den befintliga seriekompenseringsanläggningen delas upp i flera delar. Detta projekt har brutits ur projekt Tandö, ny 400 kV-station som ingick i föregående plan. Investeringen beräknas uppgå till 450 mnkr, varav 269 mnkr är inom treårsperioden.

Lindbacka–Östansjö, ny 400 kV-ledning

Den nya ledningen mellan Karlslund och Östansjö i Örebro län är 27 km och utgör en del av förstärkningen runt SydVästlänkens norra gren samt en början för omstruktureringen av 220 kV-nätet. Under 2021 planeras driftsättning av förbindelsen. Investeringen beräknas uppgå till 400 mnkr, varav 22 mnkr är inom treårsperioden.

Seriekondensatorstation med anslutning på ledning CL22

Stationen Djurmo (EK2) i Dalarna når snart sin tekniska livslängd, samtidigt behöver anläggningen delas upp i två delar för att klara de ändrade förutsättningarna i området. Den befintliga anläggningen kommer därför totalförnyas och ytterligare en anläggning kommer placeras söder om Bäsna. Investeringen beräknas uppgå till 400 mnkr, varav 100 mnkr är inom treårsperioden.

Ekhyddan, dynamisk kompensering

För att bibehålla en stabil nät drift efter nedläggningen av Oskarshamn 1 och 2 behöver det i Ekhyddan byggas en synkron kompenseringsanläggning. Anläggningen fungerar också som en reservanläggning vid driftproblem på Oskarshamn 3 eller SydVästlänken. Investeringen beräknas uppgå till 400 mnkr, varav 11 mnkr är inom treårsperioden.

Hamra, 400 kV om- och utbyggnad

Den befintliga stationen Hamra ska byggas ut med ett nytt 400 kV-ställverk för att kunna ansluta ledningar inom programmen Stockholms Ström, Storstockholm Väst och NordSyd. Investeringen beräknas uppgå till 400 mnkr, varav 14 mnkr är inom treårsperioden.

Hallsberg, dynamisk shuntkompensering

Installation av ny dynamisk shuntkompenseringsanläggning i Hallsberg i syfte att öka spänningsskollapsgränsen för överföringssnitt 2 och ingår i det närliggande åtgärds paketet för NordSyd. Investeringen beräknas uppgå till 400 mnkr, varav 96 mnkr är inom treårsperioden.

Odensala, 400 kV om- och utbyggnad

Den befintliga stationen Odensala ska byggas ut med ett nytt 400 kV-ställverk för att kunna ansluta nya ledningar inom programmen Stockholms Ström, Storstockholm Väst och NordSyd. Investeringen beräknas uppgå till 400 mnkr, varav 98 mnkr är inom treårsperioden.

Övriga nyinvesteringar/Verksamhetsinvesteringar

I verksamhetsinvesteringar ingår verkets utveckling av IT-systemstöd. Utvecklingen drivs främst av förändringar inom balanseringen och anpassning av verksamheten till nya nätkoder.

Genom nya verktyg och digitalisering kommer verksamheten successivt automatiseras i syfte att upprätthålla systemstabilitet, styrning och övervakning av kraftsystemet men också för att öka effektiviteten i hanteringen. Betydande investeringar har redan gjorts inom ett flertal verksamhetsprojekt, och ytterligare stora digitaliseringsinitiativ planeras under treårsperioden.

Elmarknadshubb, nytt system

Svenska kraftnät har fått i uppdrag av regeringen att utveckla och driva en s.k. Elmarknadshubb, ett centralt IT-system för att effektivisera den svenska elmarknaden. Elmarknadshubben är tänkt att centralisera viktiga processer på elmarknaden, effektivisera informationsutbyten, möjliggöra olika typer av energitjänster samt skapa förutsättningar för ökad konkurrens. Elmarknadshubben ska stödja en övergång till en s.k. elhandlarcentrisk marknadsmodell.

Elmarknadshubben är beroende av lagstöd och då detta försenats vid ett flertal tillfällen är projektet nu pausat. Driftsättningen av hubben är beroende av när lagstödet kommer

men bedöms tidigast kunna ske 2024. Uppdraget är komplext och IT-utvecklingen omfattande och innan projektet pausades i september 2020 låg fokus på att utveckla hubbens grundläggande funktionalitet. Hittills har Svenska kraftnät investerat 140 mnkr i Elmarknadshubben. Bedömningen är att merparten av det som är utvecklat kommer att kunna återanvändas. Investeringen beräknas uppgå till 500 mnkr, varav 239 mnkr är inom treårsperioden.

4.3.2 Vidmakthållande av befintliga investeringar

Nedan framgår verkets plan för reinvesteringar i ledningar, kablar och stationer samt för dotterbolaget. I besluten för planerade lednings- och kabelprojekt ingår också tillhörande stationsåtgärder.

I bilaga 1 redovisas investeringar med en beräknad utgift över 400 mnkr som planeras starta eller pågå under perioden 2022–2024. Observera att projekt kan under genomförande delas upp och struktureras om varpå senare uppföljning inte alltid är möjligt enligt 1:1 förhållande. I planen ingår några projekt som har en beräknad utgift under 400 mnkr, men dessa har hög osäkerhet i kalkylen och är därför inkluderade i planen med ett belopp om 400 mnkr.

Reinvesteringar

Svenska kraftnät ansvarar för att tillgodose samhällets behov av ett robust transmissionsnät genom att upprätthålla den tekniska funktionen med bibehållen hög personsäkerhet, hög tillgänglighet och låg påverkan på miljön. Verket strävar också efter att genomföra reinvesteringar på ett kostnadseffektivt sätt genom regelbundet underhåll och förnyelse av hela anläggningar. Med stöd av en förvaltningsstrategi genomförs en mix av underhållsåtgärder och reinvesteringar för att vidmakthålla anläggningarnas funktion under hela sin livstid.

Utgångspunkten för transmissionsnätets anläggningar är att de ska förnyas med hänsyn till framtida behov, det vill säga samma utgångspunkt som för våra nyinvesteringar. Investeringar i de befintliga anläggningarna utreds och genomförs därför integrerat med våra nyinvesteringar och resultatet blir ofta förnyade anläggningar med helt annan omfattning och funktion.

Transmissionsnätets förmåga att tillgodose kundernas önskemål om överföring får inte minska till följd av anläggningarnas ökade ålder. De äldsta av transmissionsnätets 400 kV-ledningar närmar sig 70 års ålder. Delar av 220 kV-nätet är ännu äldre. Dessa ledningar har blivit så gamla att det inte längre är tillräckligt att underhålla dem utan de behöver förnyas i sin helhet.

Anläggningar förnyas av tekniska skäl, dvs. när risken för fel blir alltför stor. Fel på transmissionsnätet kan få stora konsekvenser för underliggande nät och kunder anslutna till dem. Mot bakgrund av detta planeras och genomförs investeringar och livstidsförlängande åtgärder innan anläggningarnas tekniska livslängd uppnås.

Reinvestering, ledningar och kablar

Transmissionsnätet från 1930-talet med 220 kV-ledningar och från 1950-talet med 400 kV-ledningar har en normal teknisk livslängd på mellan 70 och 90 år. En ledning består dock av många olika komponenter som håller olika lång tid. För att möjliggöra att ledningarna i sin helhet håller mellan 70 och 90 år behöver varje ledningssträcka besiktas och vissa komponenter bytas med jämna mellanrum. Många ledningar börjar närma sig teknisk livslängd och är i behov av totalförnyelse. Reinvesteringsbehovet kommer att bli stort och omfattande åtgärder kommer att behöva genomföras under de kommande åren. Då teknisk livslängd närmar sig på några anläggningar/kablar och ledningar och reinvesteringsprocessen är lång kommer livstidsförlängande åtgärder behöva göras.

NordSyd, förnyelse och systemförstärkning mellan elområde SE2 och SE3

Snitt 2 mellan elområde SE2 och SE3 har stor påverkan på elmarknaden och driftsäkerheten i det nordeuropeiska elsystemet. Snittet korsas av åtta 400 kV-ledningar och tre 220 kV-ledningar. Investeringarna i NordSyd avser systemförstärkningar mellan elområde SE2 och SE3. Den tekniska livslängden för flera av ledningarna kommer att uppnås de närmaste 20 åren. För att undvika en försämrad driftsäkerhet och påverkan på elmarknaden behöver ledningarna förnyas. Vidare måste nätkapaciteten över snitt 2 ökas för att hantera befintliga nätbegränsningar och ökade flöden mellan SE2 och SE3 till följd av utbyggnad av vindkraft i norr, kärnkraftsnedläggning, ökat förbrukningsuttag i Mellansverige samt behov av att överföra reglerkraft från norr till söder. Geografiskt berör det stora delar av transmissionsnätet från Ångermanälven i norr ner till i höjd med Örebro, Mälardalen och Uppsala i söder.

De första åtgärderna görs i området runt Uppsala och Västerås för att öka kapaciteten. De beslutade åtgärderna avser byte till högtemperaturlinor vilket kommer att öka kapaciteten på enskilda ledningar fram till dess att dessa ersätts helt av den nya nätstrukturen. Sammantaget beräknas åtgärderna leda till en ökning med cirka 200 MW. Detta beräknas vara klart 2021 och täcker behovet i området runt Västerås, men endast en del av behovet runt Uppsala. De mer långsiktiga åtgärderna beräknas vara klara runt 2030. I ett senare skede kommer ökning av kapacitet till ”Karlstadsbenet” och ”Hallsbergsbenet” att genomföras.

Investeringen för NordSyd beräknas uppgå till 75 000 mnkr, varav 1 782 mnkr är inom treårsperioden. Investeringen för Uppsalabenet beräknas uppgå till 14 529 mnkr, varav 504 mnkr är inom treårsperioden. Investeringen för Västeråsbenet beräknas uppgå till 20 928 mnkr, varav 1 070 mnkr är inom treårsperioden.

Västkusten, förnyelse och systemförstärkning av sju 400 kV-ledningar

Sju ledningar (347 km) på västkusten ingår i ett förnyelsepaket där flera miljöfaktorer påverkar den tekniska livslängden negativt. Dessa ledningar har också stor påverkan på överföringskapaciteten till södra Sverige och utlandet och kommer att förnyas och uppgraderas under följande årtionden. Investeringen beräknas uppgå till 6 800 mnkr, varav 1 722 mnkr är inom treårsperioden.

Stadsforsen–Hällsjö, ledningsförnyelse

220 kV-ledningen mellan Stadsforsen och Hällsjö börjar närma sig sin tekniska livslängd och behöver förnyas. Totalt berör åtgärderna ca 73 km ledning. Investeringen beräknas uppgå till 933 mnkr, varav 1 mnkr inom treårsperioden.

Stadsforsen–Torpshammar, ledningsförnyelse

220 kV-ledningen mellan Stadsforsen och Torpshammar börjar närma sig sin tekniska livslängd och behöver förnyas. Totalt berör åtgärderna ca 58 km ledning. Investeringen beräknas uppgå till 670 mnkr, varav 65 mnkr är inom treårsperioden.

Forsmo–Lasele–Långbjörn, ledningsförnyelse

220 kV-ledningen mellan Forsmo–Lasele–Långbjörn, Västernorrland, börjar närma sig sin tekniska livslängd och behöver förnyas, totalt berör åtgärderna drygt 51 km ledning. Investeringen beräknas uppgå till 648 mnkr, varav 6 mnkr är inom treårsperioden.

Stadsforsen–Krångede–Gammelänge, ledningsförnyelse

220 kV-ledningen mellan Stadsforsen och Krångede samt den kortare parallella sträckan Krångede–Gammelänge börjar närma sig sin tekniska livslängd och behöver förnyas. Totalt berör åtgärderna ca 40 km ledning. Investeringen beräknas uppgå till 477 mnkr, varav 47 mnkr är inom treårsperioden.

Revisionsprojekt luftledningar, paket 3

Det tredje och sista paketet med livstidsförhöjande åtgärder för att öka driftsäkerheten. Paket 3 för ledningsrevisioner består av ett antal ledningar där ungefär halva livslängden uppnåtts och som samordnas för genomförandet till större projekt. Investeringen beräknas uppgå till 420 mnkr, varav 12 mnkr inom treårsperioden.

Ledningsrevisioner luftledningar, paket 2

Livstidsförhöjande åtgärder planeras att genomföras i ett antal s.k. ledningsrevisionspaket för att öka driftsäkerheten. Paket 2 består av ett antal ledningar där ungefär halva livslängden uppnåtts. Tidigare har denna typ av åtgärder genomförts i många enskilda små projekt för olika ledningssträckor. Nu samordnas genomförandet till större projekt. Investeringen beräknas uppgå till 400 mnkr, varav 62 mnkr är inom treårsperioden.

Horndal–Avesta, ledningsförnyelse

Större delen av ledningssträckan mellan Horndal och Avesta, som går i Dalarna och Västmanland, behöver förnyas. Ledningen uppnår 85 års ålder 2021 vilket är den beräknade tekniska livslängden för ledningen, totalt berör åtgärderna en drygt 32 km lång ledning. Investeringen beräknas uppgå till 400 mnkr, varav 166 mnkr är inom treårsperioden.

Bräcke–Ånge, ledningsförnyelse

220 kV-ledningen mellan Bräcke och Ånge börjar närma sig sin tekniska livslängd och behöver förnyas. Totalt berör åtgärderna ca 27 km ledning. Investeringen beräknas uppgå till 400 mnkr, varav 20 mnkr inom treårsperioden.

Krångede–Horndal, livstidsförlängning

Ledningssträckan mellan Krångede och Horndal uppnår 85 års ålder 2021 vilket är den beräknade tekniska livslängden för ledningen. Det finns behov av att bibehålla ledningen under ytterligare en tid, varför ledningen behöver livstidsförlängas. Totalt berör åtgärderna en drygt 337 km lång ledning. Investeringen beräknas uppgå till 400 mnkr, varav 225 mnkr inom treårsperioden.

Konti-Skan länken, förnyelse

Det pågår en utredning om förnyelsens omfattning. Det kortsiktiga alternativet är att endast livslängdsförlänga och kan vara möjligt att färdigställa till år 2030 till en uppskattad kostnad av 200 mnkr. Det mest omfattande alternativet med effektökning, ny HVDC station med kabel och ny 400kV förbindelse i SE4-DK2 uppskattas till att kunna vara klar till 2036 till en kostnad av ca 4 000 mnkr. Beslut om inriktning är planerat till Q1 2022. Investeringen beräknas uppgå till mellan 200 och 4 000 mnkr beroende på inriktning, varav 77 mnkr inom treårsperioden.

Reinvestering, stationer

Flera stationer i kraftsystemet börjar närma sig sin tekniska livslängd och är i behov av totalförnyelse. I samband med förnyelsen anpassas stationerna till att möta nya behov, exempelvis byggs stationerna om så att ny vindkraftsproduktion kan anslutas. I Ringhals har kärnkraftblock 1 och 2 stängts och i samband med förnyelsen anpassas stationen till de nya förutsättningarna. Utöver hela stationsförnyelser finns det behov av att förnya delar av stationer såsom att byta ett flertal kontrollanläggningar, kondensatorer och reaktorer. Dessutom planerar ett antal stationer att avvecklas under 2020- och 2030-talet, främst inom investeringspaketet NordSyd. Flertalet av dessa kommer att behöva s.k. livslängdsförlängande åtgärder för att kunna nyttjas fullt ut fram till avveckling.

Midskog, stationsförnyelse och anslutning vindkraft

Midskog i Jämtland förnyas eftersom den närmar sig sin tekniska livslängd och inte lever upp till dagens krav på driftsäkerhet. I samband med förnyelsen ska åtgärder genomföras för att möjliggöra anslutning av ytterligare vindkraft. Under 2021 planeras driftsättning. Investeringen beräknas uppgå till 605 mnkr, varav 0 mnkr är inom treårsperioden.

Rätan, stationsförnyelse och anslutning vindkraft samt ledningsflytt

400 kV-station Rätan i Jämtland byggdes 1975 och börjar närma sig sin tekniska livslängd. Även transmissionsnätets delarna i Rätans 220 kV-station vid Rätans kraftverk behöver förnyas. I samband med detta kommer ledningar att flyttas. Förnyelsen inkluderar även utbyte av stationens reaktor och transformator. Utöver reinvesteringsbehoven så har det även identifierats behov av att förbättra driftsäkerheten i Rätanområdet i form av ökad redundans men även behov av ökad kapacitet för att kunna möjliggöra fler anslutningar av ny produktion i 220 kV-nätet. Investeringen beräknas uppgå till 423 mnkr, varav 113 mnkr är inom treårsperioden.

Grundfors, stationsförnyelse och anslutning vindkraft

Stationen Grundfors i Västerbotten har uppnått sin tekniska livslängd och kommer att totalförnyas. I samband med förnyelsen kommer också åtgärder genomföras för att möjliggöra anslutning av vindkraft. Investeringen beräknas uppgå till 400 mnkr, varav 160 mnkr är inom treårsperioden.

Harsprånget, stationsförnyelse

Stationen Harsprånget i Norrbotten har uppnått sin tekniska livslängd och kommer att totalförnyas. Investeringen beräknas uppgå till 400 mnkr, varav 156 mnkr är inom treårsperioden.

Övriga reinvesteringar/Verksamhetsinvesteringar

Förnyat driftövervakningssystem

Svenska kraftnäts nuvarande driftövervakningssystem uppnår sin tekniska livslängd och behöver förnyas. Det förnyade systemet skall förutom att uppfylla verksamhets- och omvärldskrav även ha en förbättrad förändringsförmåga samt uppfylla nya säkerhetskrav. Investeringen beräknas uppgå till totalt 400 mnkr, varav 294 mnkr är inom treårsperioden.

Reinvestering, dotterbolag

Svenska Kraftnät Gasturbiner AB, förnyelse anläggningar

Svenska Kraftnät Gasturbiner AB har till uppgift att driva och underhålla gasturbinanläggningar som levererar systemtjänster för transmissionsnätet. Anläggningarna byggdes under 1970-talet och behöver renoveras för att uppnå erforderliga driftsprestanda.

Reinvesteringarna startade 2015 och genomförs under en åttaårsperiod. Under detta investeringsprogram genomförande har framkommit ytterligare tekniska brister samt miljörelaterade problem vilket leder till ett utökat åtgärdsprogram med påföljande fördyringar. Investeringen beräknas uppgå till 780 mnkr, varav 91 mnkr är inom treårsperioden.



5 Systemansvar

5.1 Inledning

Svenska kraftnät har systemansvaret för el, vilket innebär ansvar för att den svenska elförsörjningen fungerar driftsäkert och att inmatning och uttag av el alltid är i balans, dvs. att frekvensen är 50 Hz. I praktiken omfattar systemansvaret att styra och övervaka de faktorer som påverkar kraftsystemets stabilitet och balansering. För att uppnå detta har Svenska kraftnät tecknat avtal om balansansvar för el med ca 30 balansansvariga företag.

De balansansvariga företagen har ansvar för att planera sin förbrukning, produktion och handel i balans och därigenom bidra till att säkerställa balansen i elsystemet. Svenska kraftnät ansvarar sedan för att balansera inmatning och uttag av el under drifttimmen. För att upprätthålla ett driftsäkert nät och elsystemets frekvens när de balansansvariga avviker från sina planer vidtar Svenska kraftnät nödvändiga regleråtgärder. Detta innebär att verket ger balansansvariga i uppdrag att öka eller minska sin produktion eller förbrukning via manuella avrop på den s.k. reglerkraftmarknaden. Utöver dessa manuella avrop upphandlar Svenska kraftnät också reserver som primärreglering, automatisk sekundärreglering och störningsreserv samt ingår avtal om avhjälpande åtgärder.

De balansansvariga företagen har även det ekonomiska ansvaret för att elsystemet tillförs lika mycket el som tas ut. Som en följd av detta säljer och köper Svenska kraftnät balanskraft baserat på de balansansvarigas obalanser. Det är kostnaderna för att vidta de manuella regleråtgärderna på reglerkraftmarknaden som ligger till grund för prissättningen av balanskraften. Kostnader och intäkter för köpt och såld reglerkraft respektive balanskraft fördelas i efterhand mellan de balansansvariga och Svenska kraftnät via den nordiska balansavräkningen. Med undantag för produktionsbalanskraft¹⁰ och balanskraft mellan elområden¹¹ och i mindre mån de affärer som syftar till att omfördela produktion under timmen, medför dessa affärer ingen resultatpåverkan för Svenska kraftnät.

Verksamhetsgrenen innefattar även Ediel-kommunikation¹² och den effektreserv som Svenska kraftnät upphandlar för att säkra elförsörjningen vid extrema situationer.

¹⁰ För att ge incitament till den balansansvarige att hålla sin balans betalar den balansansvarige en regleravgift för den balanskraft som ökar obalansen i systemet. För den produktionsbalanskraft som bidrar till att förbättra balansen i systemet utgår ingen sådan regleravgift och Svenska kraftnät gör därmed en vinst på denna typ av produktionsbalanskraft.

¹¹ Balanskraft mellan elområden prissätts till medelpriset av reglerkraftpriserna i respektive elområde. I de fall som det planerade flödet är högre än det verkliga flödet, samtidigt som reglerkraftpriset skiljer sig åt mellan två elområden, medför detta en förlust för de berörda systemansvariga.

¹² Elbranschens system för elektroniskt informationsutbyte.

5.2 Utveckling inom Systemansvar fram till 2024

Elektrifiering och stora satsningar på förnybar elproduktion leder till ökad elanvändning och ett mer komplext kraftsystem. Förändringarna i kraftsystemets egenskaper skapar behov av både nya stödtjänster samt nya marknadslösningar. I takt med utmaningarna utvecklas också nya möjligheter genom ny teknik, digitalisering, en ökad flexibilitet på användarsidan och inte minst en ökad marknadsintegration.

5.2.1 Ny nordisk balanseringsmodell fortsätter implementeras

Arbetet med att realisera det nya nordiska balanseringskonceptet fortsätter. I takt med utvecklingen och detaljeringen av processer, IT och regelverk ökar också insikterna om komplexiteten i förändringen från dagens modell. Programmet inkluderar ett stort antal projekt, som bland annat ska införa gemensamma principer för dimensionering av frekvensåterställningsreserver (FRR), gemensamma marknader för kapacitetsupphandling, införande av 15-minuters avräkningsperiod¹³ och införande av balansering baserad på obalanserna i varje elområde. Dessa förändringar är helt nödvändiga för att kunna genomföra marknadskoppling av nordiska balansmarknader mot balansmarknaderna i övriga Europa. Utvecklingen är en del i att säkerställa en fortsatt hög leveranssäkerhet, att skapa möjligheter för svenska leverantörer att sälja sina produkter på en större marknad samt att säkerställa att balanseringen utförs på ett samhällsekonomiskt effektivt sätt.

5.2.2 Nya stödtjänster

Omställningen av elsystemet innebär att andelen konventionell elproduktion, som bidragit i rotationsenergi, minskar i takt med en allt större andel förnyelsebar elproduktion. Ett kraftsystem med låg rotationsenergi behöver åtgärder för att säkerställa samma robusthet som tidigare, samma förmåga att hantera allvarliga störningar utan påverkan på elleveransen. De nordiska TSO:erna har som ett första steg infört en snabb frekvensreserv (FFR) som säkerställer att ett snabbt frekvensfall kan fångas upp tillräckligt snabbt. Denna reserv infördes i juni 2020 och kommer att upphandlas på nytt under 2021. I framtiden kommer FFR upphandlas kontinuerligt närmare driftdygnet.

För att hantera överfrekvensstörningar planeras en ny frekvenshållningsreserv, FCR-D nedreglering. Syftet är att hantera även störningar som orsakas av för hög frekvens, d.v.s. för mycket produktion i systemet. Dessa störningar kan exempelvis inträffa vid ett fel på en utlandsförbindelse där det går full export från Sverige. I takt med att allt fler och större utlandsförbindelser byggs ökar risken för överfrekvensstörningar. Vid årsskiftet 2021/2022 planeras FCR-D nedreglering att införas i Norden.

För ett robust och driftsäkert elsystem som säkerställer god leveranssäkerhet för slutkunden finns behov av stödtjänster utöver frekvensreglering. Behovet och omfattningen av dessa kommer utredas under 2021. Samtidigt finns det behov av att

¹³ Avräkningsperiod avser den tidsperiod som gäller för avräkning, idag 60 min och i framtiden 15 min.

kortsiktigt säkerställa exempelvis spänningsstabilitet i södra Sverige, liknande de åtgärder som kontrakterades för sommaren 2020. Behov av avhjälpande åtgärder och hur dessa ska anskaffas behövs således hanteras både på kort och lång sikt.

5.2.3 Ökad dialog

Svenska kraftnät har lagt stort fokus under 2020 på att förbättra dialogen med marknadens aktörer, detta är även ett område vi kommer fortsätta arbeta med kommande år. Ett ökat antal webinarier kommer hållas samt etablering av specifika referensgrupper. Den ökade dialogen syftar till att sprida information om behovet av stödtjänster och marknaderna för dessa, men också att inhämta synpunkter om hur marknaderna kan förbättras. Ett mål är att öka det befintliga antalet leverantörer av stödtjänster för att på så sätt säkerställa tillräckliga stödtjänster i takt med att behoven av stödtjänster ökar för att upprätthålla leveranssäkerheten. Att skapa marknader med god likviditet och konkurrens är också ett sätt att säkerställa en kostnadseffektiv anskaffning av stödtjänster.

5.2.4 Anpassning till regelverk

Utformningen av stödtjänster och marknadslösningar för att säkerställa dessa regleras till stor del (åtminstone vad gäller balansering och frekvensreglering) inom ramen för Europeiskt regelverk. Under de närmaste åren kommer en rad anpassningar av dagens marknadslösningar genomföras i syfte att efterleva elmarknadsförordningen och därigenom förbättra ekonomisk effektivitet och transparens. Ett exempel är kravet på att all balanskapacitet ska upphandlas dagen före driftdygnet och kontraktet ska som längst gälla ett dygn. Dessutom finns krav på att publicera mer marknadsinformation.

Anpassningar av hanteringen av dagens effektreserv kommer också genomföras under kommande år. Dessutom behöver resurstillräcklighetsberäkningar genomföras och ställas mot framtida leveranssäkerhetsmål för att bedöma om det föreligger behov av en strategisk reserv i Sverige (efter utgången av gällande avtal inom effektreserven). En strategisk reserv måste innan införande, godkännas av EU-kommissionen genom en ansökan av medlemslandet Sverige.

5.2.5 Införande av rollerna leverantör av balanstjänster och balansansvariga parter

Svenska kraftnät planerar att kring årsskiftet 2021/2022 införa en ny roll, leverantör av balanstjänster (BSP). Det innebär bland annat att den aktör som levererar bud på balansmarknaderna har rollen BSP medan den balansansvariga parten (BRP) har det ekonomiska ansvaret för obalanserna. Detta är ett sätt att öppna upp för fler leverantörer av stödtjänster, vilket förhoppningsvis kommer leda till en ökad konkurrens på balansmarknaderna och ett effektivt utnyttjande av samtliga resurser i kraftsystemet, inklusive förbrukning och energilagring.

5.2.6 Införande av nordiskt regionalt samordningscentrum (RCC)

I enlighet med Europaparlamentet och Rådets förordning (EU) 2019/943 av den 5 juni 2019 om den inre marknaden för el har Affärsverket svenska kraftnät tillsammans med övriga nordiska systemoperatörer Energinet Elsystemansvar A/S, Statnett SF, Fingrid Oyj och Kraftnät Åland AB tagit fram ett förslag till etablering av nordiskt regionalt samordningscentrum (RCC). Förslaget ska godkännas av de nordiska reglermyndigheterna. Avsikten är att etablera RCCn som ett danskt aktiebolag med lika ägande från Affärsverket svenska kraftnät, Energinet Elsystemansvar A/S, Statnett SF och Fingrid Oyj. RCCn ska etableras under 2022.

5.3 Investeringar

5.3.1 Nya investeringar

Nya system för införande av balanseringskoncept inkl. marknadsintegration (NBM)

Svenska kraftnät har i samarbete med Statnett identifierat ett stort behov av att förändra sättet som det nordiska synkronområdet balanseras på. Detta nya sätt, baserat på Modernized Area Control Error (mACE) har sedan överenskommits med övriga nordiska transmissionsnätoperatörer. En ny Nordisk balanseringsmodell (NBM1) bedöms också krävas för att efterleva de krav på gemensamma metoder och regionalt samarbete som ställs genom nätkoderna och riktlinjer från EU-kommissionen. I den andra generationens Nordisk balanseringsmodell (NBM2) tar Norden steget fullt ut för att möjliggöra marknadsintegration med Europa vad gäller balansmarknader. I detta innefattas också nya regler för prissättning på balansmarknaden, d.v.s. nya regler för avräkning av obalanser, prissättning av balansenergi samt utbyte av balanstjänster mellan transmissionsnätoperatörer i enlighet med de harmoniserade europeiska marknadsreglerna. Investeringen NBM1 beräknas uppgå till 519 mnkr, varav 172 mnkr är inom treårsperioden. Investeringen NBM2 beräknas uppgå till 425 mnkr, varav 350 mnkr är inom treårsperioden.

5.3.2 Vidmakthållande av befintliga investeringar

Verksamhetsgren systemansvar har inga reinvesteringar över 400 mnkr under perioden 2022–2024.

6 Telekom

6.1 Inledning

För att styra och övervaka transmissionsnätet för el har Svenska kraftnät ett landsomfattande kommunikationsnät för tele och data. Detta nät är en förutsättning för att verket ska kunna hålla en hög driftsäkerhet i transmissionsnätet, något som är särskilt viktigt vid uppbyggnaden efter en driftstörning. För att säkra driften vid elavbrott finns även ett reservsystem med avbrottsfri elförsörjning. Kommunikationsnätet används i huvudsak av verksamhetsgrenen Transmissionsnät, vilket ger intäkter för verksamhetsgrenen Telekom.

Kommunikationsnätet består av optisk fiber som till största delen är installerad i kraftledningarnas topplinor. När transmissionsnätet förnyas och byggs ut installeras alltid en optisk fiberkabel tillsammans med kraftledningen.

Svenska kraftnät ska i enlighet med sitt uppdrag i gällande regleringsbrev driva kommunikationsnätet på ett kostnadseffektivt och konkurrensneutralt sätt. Eventuell överkapacitet hyrs ut till kraftbolag, teleoperatörer och tjänsteleverantörer.

6.2 Utveckling inom telekom fram till 2024

6.2.1 Drifttelenätet – Nästa generation

Svenska kraftnäts bärarnät för data- och telekommunikationstjänster, stationer, datacenter och driftcentraler, benämnt DriftTeleNätet består av optisk fiber och aktiv utrustning av typen SDH (Synkron digital hierarki). SDH-tekniken har länge varit dominerande på marknaden men i takt med att nya tekniska lösningar skapats har tekniken blivit allt mer inaktuell. Inom några få år kommer det inte längre finnas möjlighet att köpa support eller ny hårdvara av denna typ.

SDH-tekniken behöver därmed ersättas av nya tekniska produkter och lösningar och detta görs inom ramen för projektet Drifttelenätet – nästa generation.

6.2.2 Förbättrad redundans i bärarnätet i Stockholmsregionen

Transmissionsnätet i Stockholmsregionen står inför omfattande förändringar under de kommande åren vilket även påverkar telekomnätet i sin roll som bärarnät av alla nödvändiga data- och telekommunikationstjänster mellan stationer, datacenter och driftcentraler.

Genom att skapa bättre redundans och diversitet i bärarnätet i regionen ges förutsättningar att upprätthålla samhällsviktig data- och telekommunikation med fortsatt hög tillgänglighet trots stor yttre påverkan.

Nya kommunikationsvägar med tillhörande data- och telekomutrustning installeras på ett antal platser i regionen för att skapa ett robust nät.

6.2.3 Utbyte av föråldrade kommunikationslösningar

På ett fåtal platser runt om i transmissionsnätet sker data- och telekommunikationen med stationer med kommunikationslösningar som är föråldrade och inte heller uppfyller Svenska kraftnäts krav på tillgänglighet och kapacitet. Exempel på sådana lösningar är bärfrekvens och radiolänk. Dessa kommunikationslösningar har under senare år kontinuerligt ersatts med fiberkommunikation med modern tillhörande telekommunikationsutrustning allt eftersom detta varit tekniskt möjligt. Arbetet med utbytet kommer att fortsätta under de kommande åren till dess att fiberkommunikation i egen eller hyrd regi kan etableras till samtliga relevanta anläggningar.

6.3 Investeringar

Verksamhetsgren telekom har inga investeringar eller reinvesteringar över 400 mnkr under perioden 2022–2024.



7 Elberedskap

7.1 Inledning

Svenska kraftnät är enligt förordning (1997:294) om elberedskap elberedskapsmyndighet och har enligt elberedskapslagen (1997:288) instruktion och regleringsbrev uppgifter avseende elberedskap och dammsäkerhet. Till dessa hör att besluta om beredskapsåtgärder och ersätta kostnader för åtgärder enligt elberedskapslagen och som tillsynsvägladande myndighet att främja dammsäkerheten i landet.

Svenska kraftnät ansvarar för beredskapsplaneringen inom elsektorn under kris- eller krigsförhållanden. Med det förändrade säkerhetspolitiska läget och den återupptagna totalförvarsplaneringen finns ett ökat behov av att vägleda sektorn med planering för åtgärder före och under höjd beredskap. Detta har föranlett att inriktningen för Sveriges elberedskap och Svenska kraftnät som elberedskapsmyndighet numera är att planera för höjd beredskap och krig som dimensionerande händelse. Inriktningen att upprätthålla elförsörjningen och tillgodose totalförsvarets behov av elkraft under kris eller krig beskriver målbilden för Sveriges elaktörers elberedskap och föranleder de prioriteringar som sker avseende inom vilka områden elberedskapsåtgärder ska genomföras. Denna inriktning vägleder också sektorn avseende vilka områden som är i fokus för företagens egna åtgärder och planering utöver kontrollansvaret enligt ellagen.

7.2 Utveckling inom elberedskap fram till 2024

Vikten av en säker elförsörjning för ett välfärdssamhälle som Sverige kan inte nog betonas. Det gäller inte minst mot bakgrund av energiomställningen, digitaliseringen och det försämrade säkerhetspolitiska läget i vår omvärld. Behovet av åtgärder för att förebygga, motstå och hantera sådana störningar i elförsörjningen som kan medföra svåra påfrestningar på samhället eller som krävs för att göra det möjligt att vidta de åtgärder som behövs vid höjd beredskap är större än på väldigt länge. En kraftsamling inom främst områdena skydd och robusthet, reparationsberedskap, ödrift¹⁴, ledningsförmåga, cybersäkerhet och samband är av största vikt för att erhålla de förmågor som elförsörjningen behöver för att uppnå en god elberedskap som motsvarar samhällets behov i kris, höjd beredskap och ytterst krig.

Det finns idag ett antal generella brister när det gäller samhällets energikrisberedskap och behov av åtgärder för att förstärka förmågan bland olika aktörer. Det gäller till exempel förmågan bland kommuner, länsstyrelser och enskilda med flera att hantera långa el- och värmeavbrott. Många kommuner bedöms sakna en planering för hur den egna samhällsviktiga verksamheten ska försörjas med reservverk vid störningar av elförsörjningen, inklusive planering för bränsleförsörjning för reservkraft. Det råder

¹⁴ Vid svåra påfrestningar på samhället så som vid kris eller krig behöver elförsörjningen kunna säkerställas i mindre eller större delområden, det kallas ödrift. Stockholm är ett exempel på ett sådant område, det finns flera i landet. Vid ödrift krävs att det finns lokal elproduktion.

också utvecklingsbehov gällande samhällets förmåga till prioritering, ransonering och annan förbrukningsdämpning vid energibrist inom samtliga energislag (el, värme, drivmedel och gas) – särskilt med hänsyn till totalförsvarets behov.

Med ovanstående i åtanke är det av särskild vikt att det sker en utveckling både inom elförsörjningens beredskap för att förebygga, motstå och hantera störningar och inom samhällets beredskap för att ha en förmåga att upprätthålla sin kritiska verksamhet till dess att elförsörjningen är återställd efter en störning.

Arbetet med totalförvarsplanering skapar speciella behov av robusthet och förbättring i samtliga led inom energiförsörjningen. Informationssäkerhet är således av särskild vikt och att kontinuitetsplanera den egna verksamheten. Med ökad digitalisering och förbättrade möjligheter att integrera och komma åt olika typer av kontrollsystem blir infrastrukturen också känsligare för cyberangrepp.

Med den snabba förändringstakt som sker och med de ökade behoven och kraven att öka beredskapsförmågan så behöver den svenska elberedskapen både säkra en ökad förmåga i befintliga anläggningar och infrastruktur men även utveckla nya lösningar för den framtida elförsörjningens utformning. För att säkerställa att en god beredskap finns även under en förändringsperiod så kommer åtgärder att behövas både inom gammal teknik som är på väg att fasas ut och inom ny teknik så att denna teknik har den beredskapsförmåga som krävs när den fasas in i elsystemet. Detta innebär att kostnaderna kommer vara högre under den kommande perioden och perioden därefter.

Områden av särskild vikt är ödrift och reparationsberedskap (både inom nätverksamheten och inom IT-verksamheten) för att minska beroendet av transmissionsnätet och dess sårbarheter samt att skapa en förmåga att snabbt återställa elförsörjningen efter sabotagehandlingar.

I tabellen nedan beskrivs i korthet vilka insatser som behöver genomföras för att öka förmågan inom prioriterade utvecklingsområden för att erhålla en god elberedskap i dag och i framtiden.

Område	Insats
Cybersäkerhet	> Utveckla insatser för robusthetshöjande åtgärder inom IT-infrastruktur och -system samt andra kommunikationsmedel inom elförsörjningen
Ödrift	> Utveckla insatser för upprätthållande och utveckling av ödrift samt analysera behov av och implementera åtgärder för elberedskapshöjande åtgärder inom ödrift

Skydd och robusthet	> Se över dimensionering av anläggningar och stödtjänster i kraftsystemet, så att tillräcklig robusthet och redundans säkerställs för att uppfylla totalförsvarets behov > Analysera behov av och implementera ökat fortifikatoriskt skydd och bevakning av viktiga elanläggningar, driftcentraler och ledningsplatser, utifrån analyserade behov > Analysera behov av och implementera åtgärder för ytterligare redundans och robustethöjande åtgärder utifrån analyser om effekttillräcklighet på nationell och regional nivå vid kraftigt decimerad import eller kraftigt reducerad nationell produktion > Analysera behov av robustethöjande åtgärder vid förändrade driftsmönster med hänsyn till ökad andel vindkraftsproducerad el
Reparationsberedskap	> Analysera behov av och fastställa former för säkerställande av reparationspersonal tillgängliga för totalförsvarsbehov > Analysera förmåga till och implementera åtgärder för reparationsberedskap utifrån totalförsvarets behov inklusive volymer av materiel och antal samt placering av lagerdepåer, utifrån analyserade behov
Ledningsförmåga	> Utveckla insatser för förstärkning av elförsörjningens ledningsförmåga inom kris och krig för totalförsvarsbehov
Samband	> Utveckla tillgång och förmåga avseende Rakel och annan typ av samband för att säkra förmåga i kris och krig

Tabell 4. Prioriterade utvecklingsområden och insatser

7.3 Beslut om åtgärder

Verksamhetsgren Elberedskap genomför inga egna investeringar utan fattar beslut om andra aktörers investeringar eller elberedskapsåtgärder som finansieras med anslaget 1:8 elberedskap.

Under de senaste åren har åtgärder genomförts i syfte att skapa förmågor att förebygga, motstå och hantera sådana störningar i elförsörjningen som kan medföra svåra påfrestningar på samhället och förmågor som krävs för att göra det möjligt att vidta de åtgärder som behövs vid höjd beredskap.

Effekterna av genomförda åtgärder har stärkt elförsörjningens skydd och robusthet mot antagonistiska och väderberoende hot samt möjliggjort ödrift i särskilt viktiga områden för att upprätthålla samhällsviktiga verksamheter och skydda befolkningen. De erhållna förstärkningsresurserna har ökat förmågan till reparationsberedskap under svåra förhållanden då normala resurser inte räcker till. Effekterna av genomförda åtgärder, utbildning, övningar och utredningar har bidragit till förmågehöjning inom

kommunikation och ledning under svåra förhållanden mellan aktörer i ett nationellt, regionalt och lokalt perspektiv.

Under kommande år kommer arbetet att vidareutvecklas och fördjupas så att planerade åtgärder stärker motståndskraften i de viktigaste funktionerna inom elförsörjningen. Som utgångspunkt kommer förmågan att kunna agera samlat för att möta utmaningar och hot såväl i fred som vid höjd beredskap vara viktigt. Effekterna av arbetet kommer att bidra till målet att upprätthålla nödvändig försörjning av el till samhället under svåra påfrestningar som kris, höjd beredskap och ytterst krig.

Därutöver kommer effektiva lösningar och synergieffekter att eftersträvas för att bidra till det energipolitiska målet om trygg energiförsörjning.

För att uppnå de mål och utveckla de förmågor som beskrivits ovan kommer en rad åtgärder att vidtas under perioden 2022-2024. Här exemplifierar vi några av dessa åtgärder.

Förmågan till ödrift inom utpekade områden utvecklas. I det ingår bl.a. stöd för nya tekniska lösningar samt utbildning och övning av personal genom simuleringsövningar avseende svaga nät och ödrift. Utbildningar och övningar genomförs även inom reparationsberedskap, krishantering och totalförsvar. Kommunikationsförmågan stärks, t.ex. genom att Rakel införs hos flera aktörer. Vidare provas viktiga anläggningars dödnätstartförmåga årligen för att säkra funktionen som krävs vid en återuppbyggnad av elförsörjningen när en större störning skett. Viktiga förstärkande åtgärder inkluderar t.ex. installation av sabotageskydd på transformatorer, förstärkning av ledningsnät samt införskaffande av reservdelar.

Svenska kraftnät planerar även för att arbeta med FoU-åtgärder som bl.a. syftar till att utveckla vindkraft i ödrift samt att studera förutsättningar för småskalig ödrift.

7.4 Resursbehov för elberedskap och dammsäkerhet

Det förändrade säkerhets- och försvarspolitiska läge Sverige befinner sig i innebär att Elberedskapsmyndigheten behöver kunna agera mer kraftfullt än tidigare för att erhålla de förmågor som elförsörjningen behöver för att uppnå en god elberedskap. Verksamheten behöver därför tillföras medel i form av ökad finansiering som kan möta dessa behov.

För år 2022 räknar Svenska kraftnät med ett resursbehov för elberedskaps- och dammsäkerhetsåtgärder om ca 350 mnkr. Vidare är verkets bedömning att nuvarande förvaltningsutgifter om 40 mnkr behöver höjas till 45 mnkr av ramanslaget 1:8 för Elberedskap år 2022. Det ökade resursbehovet följer av att behovet av elberedskapsåtgärder har ökat och bedöms öka ytterligare i och med den återupptagna totalförsvarsplaneringen.

För både år 2023 och år 2024 räknar Svenska kraftnät med ett resursbehov för elberedskapsåtgärder och dammsäkerhetsåtgärder om ca 350 mnkr. Svenska kraftnäts bedömning är att förvaltningsutgifter behöver utgöra 45 mnkr av ramanslaget 1:8 Elberedskap.

Verket understryker vikten av att den höjning av elberedskapsanslaget som äskades från och med verksamhetsplanen för 2021 – 2023 erhålls och permanentas. En återgång till lägre anslagsnivå skulle innebära att de förmågor och effekter som behövs inom elförsörjningen för att motsvara totalförsvarets behov inte kan säkerställas. Konsekvenserna blir minskad förmåga att förebygga, motstå och hantera svåra påfrestningar på samhället i såväl fred som krig. Förutsägbarhet är viktigt för såväl aktörer inom elförsörjningen som för Svenska kraftnäts möjlighet att skapa långsiktiga planer för en robust och säker elförsörjning i hela landet.

Svenska kraftnät bedömer i fråga om ramanslaget 1:8 Elberedskap ett behov av bemyndiganden för att kunna besluta om beställningar av tjänster, utrustning och anläggningar för beredskapsåtgärder. Som en följd av gjorda åtaganden finns ett fortsatt behov av beställningsbemyndigande om högst 2 000 mnkr under perioden 2022–2037. Som framgår av tabellen nedan förutses just nu en minskning av bemyndiganderamen på längre sikt, men Svenska kraftnät ser ett fortsatt behov av att det i regleringsbrev framgår att infriade åtaganden är preliminära.

Bemyndigande (tkr)	Utfall 2020	Prognos 2021	Förslag 2022	Beräknat 2023	Beräknat 2024	Beräknat 2025 - 2037
Ingående åtaganden	137 557	1 178 671	1 970 000	1 890 000	1 810 000	1 730 000
Nya åtaganden	1 154 836	975 000	150 000	150 000	150 000	2 100 000
Infriade åtaganden	113 722	183 671	230 000	230 000	230 000	2 990 000
Utestående åtaganden	1 178 671	1 970 000	1 890 000	1 810 000	1 730 000	840 000
Erhållet/föreslaget bemyndigande	2 000 000	2 000 000	2 000 000	1 810 000	1 730 000	840 000

Tabell 5. Särskilt bemyndigande och ekonomiskt åtagande (tkr).

7.4.1 Dammsäkerhet

Svenska kraftnät har en central myndighetsroll inom dammsäkerhet och ska främja dammsäkerheten i landet. Verket stödjer bl.a. forskning, utvecklingsprojekt och kunskapsförmedling, upprättar vägledningar till dammsäkerhetsregleringen och ger tillsynsvägledning till länsstyrelserna i dammsäkerhetsfrågor. Verket leder och samordnar även insatser för att utveckla beredskapen för dammhaveri och höga flöden i reglerade vattendrag.

Verksamheten inriktas mot insatser för att vidareutveckla dammsäkerheten och beredskapen för dammhaveri för de ca 450 anläggningar med klassificerade dammar inom främst vattenkraften och gruvindustrin. Vid dessa anläggningar skulle ett dammhaveri kunna förorsaka betydande konsekvenser från samhällelig synpunkt.

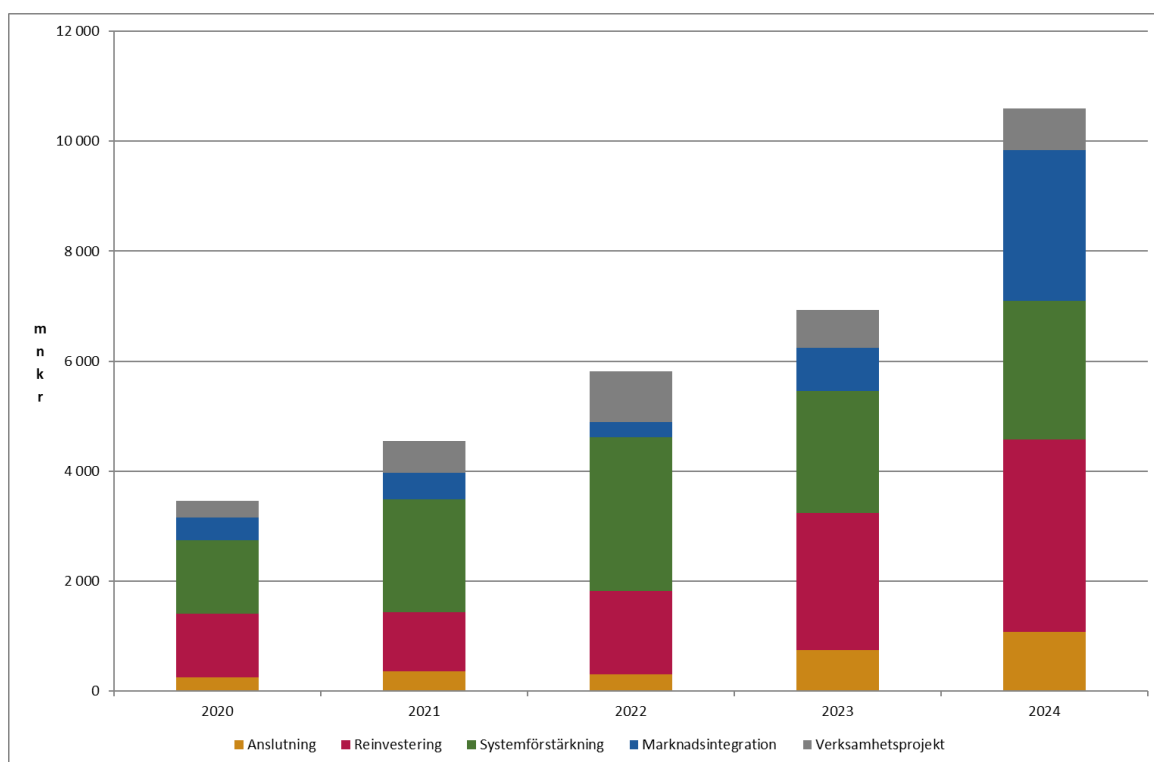
Under planperioden kommer Svenska kraftnät att fokusera på insatser för att fullfölja implementeringen av regelverket för dammsäkerhet och i samverkan med länsstyrelserna nå en effektiv och likvärdig dammsäkerhetstillsyn. Här ingår bl.a. insatser för nå ut med vägledning, information och utbildning till berörda aktörer, att verka för helhetssyn och stärkt samverkan kring vattenkraftanläggningar med dammar med risk för mycket stora konsekvenser vid haverier samt att bidra till att dammar och dammsäkerhet beaktas i samhällsutvecklingen. För att stödja utvecklingen kommer Svenska kraftnät ta initiativ till och medverka i forskning, utveckling och utbildningsinsatser.

8 Ekonomisk plan och finansiering

8.1 Investeringar fram till 2024

Investeringarna¹⁵ under perioden 2022 – 2024 uppgår till totalt 23 300 mnkr och denna höga investeringstakt kommer fortsätta även efter perioden. I figur 2 nedan framgår den planerade utvecklingen av verkets investeringar fördelat på de fyra drivkrafterna för nätinvesteringarna samt verksamhetsprojekt. De fyra huvudsakliga drivkrafter som används för kategorisering av nätinvesteringar är anslutning, marknadsintegration, systemförstärkning och reinvestering. Ett projekt kan ha flera drivkrafter. Verksamhetsprojekt avser främst IT-investeringar.

Investeringarna utgår från nu kända planeringsförutsättningar men kan påverkas av exempelvis förändrade tidplaner och tillståndprocessen. Det som anges i figuren är bruttosiffror, eventuella investeringsbidrag från extern part reducerar inte beloppen. Ökningen mellan åren 2023 och 2024 härrör främst till marknadsintegrationsprojekten Messaure–Keminmaa, Hansa Powerbridge och Ekhyddan–Nybro–Hemsjö.



Figur 2. Investeringsnivåerna 2020–2024 fördelat på huvudsakliga drivkrafter för investeringarna.

¹⁵ Investeringar avser tillkommande investeringsutgifter för pågående nyanläggning

8.2 Finansieringskällor

Svenska kraftnäts investeringar finansieras dels genom lån via Riksgälden och dels genom egen finansiering. Därutöver finns ytterligare två betydande finansieringskällor, investeringsbidrag och kapacitetsavgifter.

Egen finansiering avser de likvida medel som verksamheten genererat under ett år reducerat för årets utdelning.

Investeringsbidrag är den vanligaste finansieringskällan när investeringar behövs för att ansluta ny elproduktion eller ny elförbrukning. Om det inte finns ledig kapacitet i nätet eller om driftsäkerheten påverkas negativt får den anslutande producenten eller elanvändaren betala ett investeringsbidrag för att finansiera den investering som krävs för att ansluta. Investeringsbidrag kan t.ex. också ges av fastighetsägare, när nätutbyggnader medför att värdefull mark kan frigöras.

Kapacitetsavgifter uppstår vid prisskillnader mellan angränsande elområden, antingen gentemot andra länder eller mellan svenska elområden. Kapacitetsavgifter som uppstår mellan svenska elområden tilldelas Svenska kraftnät med hundra procent. För kapacitetsavgifter som uppstår mellan länder gäller att femtio¹⁶ procent tilldelas Svenska kraftnät och femtio procent det angränsande landets transmissionsnätoperatör.

8.3 Förutsättningar

En planering av verkets finansiella utveckling förutsätter en rad antaganden bland annat avseende avkastningskrav, utdelning och regelverket för beräkning av intäktsram.

I denna plan antas ett avkastningskrav på justerat eget kapital, efter schablonmässigt avdrag för skatt, om fyra procent under en konjunkturcykel samt en utdelning om 55 procent av avkastningskravet.

Utöver regeringens avkastningskrav på verket regleras intäktsnivåer inom nätverksamheten av de fyraåriga intäktsramar som fastställs av Energimarknadsinspektionen, vilka transmissionsnätsintäkterna inte får överskrida. Verkets intäktsbehov under planperioden bedöms rymmas inom intäktsramarna.

För prognostisering av såväl räntenivån som inflationsantaganden använder verket Konjunkturinstitutets prognos som underlag. Antagen räntenivå är 0 procent i början av perioden och 0,1 procent i slutet av perioden.

8.4 Investeringsplan och finansiering

Investeringarna under treårsperioden beräknas till 23 300 mnkr varav 5 800 mnkr avser 2022.

¹⁶ För SwePol Link gäller en annan fördelning.

I nedanstående tabell framgår utfall och prognos för investeringsutgifter och finansieringen av dessa för åren 2020–2024. I posten Övriga förändringar ingår placering av medel hos Riksgälden om 3 156 mnkr år 2020. Placeringen bedöms minska under 2021 och övergå i lån hos Riksgälden under 2022.

mnkr	Utfall	Prognos	Prognos	Prognos	Prognos	Totalt
	2020	2021	2022	2023	2024	2022-2024
Investeringar exkl Svenska Kraftnät						
Gasturbiner AB och optofiberutbyggnad	3 363	4 387	5 680	6 870	10 573	23 123
Svenska Kraftnät Gasturbiner AB	96	153	110	20	17	147
Optofiberutbyggnad	5	10	10	10	10	30
Summa investeringar	3 464	4 550	5 800	6 900	10 600	23 300
Amortering av externa lån	2 480					
Summa investeringar och amorteringar	5 944	4 550	5 800	6 900	10 600	23 300
Egen finansiering	1 309	1 356	1 250	1 216	1 016	3 482
Kapacitetsavgifter och investeringsbidrag	8 349	2 003	1 954	3 689	4 644	10 287
Övriga förändringar	-3 714	1 191	946	-501	-522	-77
Extern upplåning Riksgälden	0	0	1 650	2 496	5 462	9 608
Summa finansiering	5 944	4 550	5 800	6 900	10 600	23 300

Tabell 6. Svenska kraftnätets investeringsplan och finansiering 2020–2024.

8.5 Resultat och intäktsbehov

Verkets omfattande investeringsbehov medför att avskrivningskostnaderna ökar men också en indirekt ökning av kostnader för drift och underhåll av ett allt större anläggningsbestånd. Under treårsperioden beräknas avskrivningskostnaderna öka från ca 1,1 mdkr vid periodens början till ca 1,7 mdkr vid utgången av 2024. En annan post som ökar betydligt under perioden är stödtjänsterna, vilket främst beror på att behovet av dessa kommer att öka de kommande åren i och med en mer automatiserad balanseringsmodell och ett känsligare kraftsystem.

Kostnadsökningarna motverkas av intäkter från kapacitetsavgifter som ökar på grund av högre antaganden om inflöden men också nya regelverk som gör att verket fått möjlighet att täcka fler kostnadsposter än tidigare.

Intäkter från kapacitetsavgifter, ett lägre avkastningskrav samt ökat överskott från energiavgiften medför att intäktsbehovet från effektagiften minskar. Sett över den kommande treårsperioden bedöms behovet av intäkter från transmissionsnätskunderna avseende effektagiften¹⁷ bli oförändrad. Det är viktigt att notera att uppskattningen

¹⁷Kostnaderna för att driva, utveckla, förvalta transmissionsnätet betalas framför allt av Svenska kraftnätets nätkunder genom effektagiften och det är denna avgift som ska bära större delen av det ekonomiska avkastningskravet.

gäller generellt för hela nätkollektivet. För den enskilde nätkunden kan utfallet bli annorlunda, beroende på avgiftsstruktur och var i nätet kunden är ansluten.

Kostnaderna för att upprätthålla systemansvaret betalas av verkets balansansvariga parter via flera olika avgifter. Ökade kostnader för stödtjänster och investeringar i IT-system innebär att intäkterna måste öka väsentligt. Sett över den kommande treårsperioden bedöms behovet av intäkter öka med ca 60 procent.

En sammanställning för koncernens resultaträkning för perioden 2020–2024 redovisas i nedanstående tabell.

Resultaträkning för koncernen (i löpande penningvärde, mnkr)	2020 Utfall	2021 Prognos	2022 Prognos	2023 Prognos	2024 Prognos
Intäkter					
Transmissionsnät	5 691	6 420	6 605	6 740	6 795
Systemansvar	4 328	6 155	6 525	6 980	6 995
Telekom	64	65	65	65	65
Elberedskap	216	280	350	350	350
Summa intäkter	10 299	12 920	13 545	14 135	14 205
Kostnader					
Transmissionsnät	-4 926	-5 410	-5 880	-6 220	-6 430
Systemansvar	-4 451	-6 110	-6 265	-6 750	-7 045
Telekom	-116	-110	-105	-105	-115
Elberedskap	-217	-280	-350	-350	-350
Summa rörelsekostnader	-9 710	-11 910	-12 600	-13 425	-13 940
Resultatandelar i intresseföretag	128	0	0	0	0
Summa rörelseresultat	717	1 010	945	710	265
Finansnetto	19	5	5	5	-5
Skatt/uppskjuten skatt	-2		-5	-5	-5
Årets resultat	734	1 015	945	710	255
Utdelning, beräknad	382	404	558	520	391

Tabell 7. Resultaträkning för koncernen åren 2020–2024.

8.6 Lån och nyckeltal

Skuldsättningen påverkas i hög grad av investeringsutgifterna och inflödet av kapacitetsavgifter. Vid beräkning av lånebehov utgör kapacitetsavgifterna en stor osäkerhet. I denna plan har försiktiga antaganden gjorts för inflöden av kapacitetsavgifter för åren 2021 och 2022 då verket erhåller en låneram för år 2022. För åren 2021 och 2022 är kapacitetsavgifter beräknade till 1 500 mnkr och till 3 000 mnkr för åren

därefter. Simuleringar visar dock att utfallet kan bli väldigt högt, upp mot nivåer på 4,5–7 mdkr per år beroende på bl.a. väderscenarios och utfallet år 2020 blev 8 mdkr. Detta är ett skifte då utfallet för åren 2015–2019 varierat mellan 1 100 mnkr och 2 250 mnkr. Det historiska utfallet för kapacitetsavgifter uppvisar en stigande trend och det är sannolikt att både prisskillnaderna och handelsflödena kan komma att öka framöver. Vid årsskiftet 2020/2021 togs kärnkraftsreaktorn Ringhals 1 ur drift vilket till exempel kommer att medföra ökat inflöde av kapacitetsavgifter över Snitt 2.

Riksdagen beslutade våren 2014 om att ge verket rätt att bevilja lån som uppgår till högst 700 mnkr till elnätsföretag för att underlätta anslutning av förnybar elproduktion. Utgångspunkten i denna plan är att lånen ökar från 190 mnkr i periodens början till 240 mnkr vid slutet av 2024.

Inom koncernen kan delägarlån utges till dotter- och intressebolag. Finansieringen sker genom lån från verket och bedömningen i denna plan är att högst 550 mnkr är utlånade t.o.m. 2022.

Koncernens skuldsättning bedöms under treårsperioden att öka från 0 mnkr till ca 9 600 mnkr. Fördelningen över åren framgår av tabell 8 nedan. Vid slutet av 2020 var upplåningen i Riksgälden 0 mnkr jämfört med 2 481 mnkr vid utgången av 2019. Med anledning av det mycket höga inflödet av kapacitetsavgifter har behovet av upplåning minskats och affärsverket har kunnat placera medel hos Riksgälden om 3 156 mnkr vid utgången av år 2020.

Koncernens skuldsättningsgrad bedöms öka från 0 procent vid periodens början till 50 procent vid utgången av 2022 och till 130 procent vid utgången av 2024. Det egna kapitalet uppgår vid periodens början till ca 10 400 mnkr och vid slutet av 2024 till 10 900 mnkr dvs. en ökning med 500 mnkr. Balansomslutningen 2024 bedöms bli 53 000 mnkr.

I nedanstående tabell sammanfattas de finansiella nyckeltalen för eget kapital, skuldsättning och avkastningskrav för perioden 2020–2024.

Finansiella nyckeltal (mnkr)	Utfall 2020	Prognos 2021	Prognos 2022	Prognos 2023	Prognos 2024
Eget kapital	9 891	10 430	10 800	11 000	10 900
Räntebärande skulder	0	0	1 650	4 146	9 608
Skuldsättningsgrad	-23%	0%	50%	70%	130%
Räntabilitet på just. eget kapital	5,5%	9,0%	8,1%	5,9%	2,2%

Tabell 8. Finansiella nyckeltal (mnkr).

8.7 Förvärv och bildande av bolag

Under 2022 kommer Affärsverket ha behov av ett utökat belopp för förvärv och bildande av bolag beroende på etableringen av ett nordiskt regionalt samordningscentrum (RCC).

Gjorda investeringar för den nordiska regionala säkerhetssamordnaren (RSC) som i dagsläget är upptagna i Svenska kraftnät balansräkning kommer att överföras till det nybildade bolaget. I tillägg till redan genomförda investeringar kommer ytterligare investeringar att göras för att möta de tjänster som ska tillhandahållas. Det är i dagsläget stor osäkerhet kring vad de samlade investeringarna kommer att uppgå till vid tillfället när bolaget bildas. Mot denna bakgrund föreslår verket ett bemyndigande om 250 mnkr för att besluta om förvärv och bildande av bolag. Kostnaderna för att täcka bildandet av RCCn och efterföljande tjänster från RCC täcks via Svenska kraftnäts tariffer och avgifter.

9 Finansiella befogenheter

Svenska kraftnät föreslår att verket för 2022 ges bemyndigande

att få ta upp lån i och utanför Riksgälden till ett sammanlagt belopp om 1 650 mnkr

att få ha en skuldsättningsgrad på högst 50 procent

att få besluta om och genomföra de investeringar som följer av denna verksamhetsplan med investerings- och finansieringsplan. Investeringarna för 2022 beräknas uppgå till 5 800 mnkr

att besluta om förvärv och bildande av bolag som ska verka inom affärsverkets verksamhetsområde intill ett belopp om 250 mnkr samt avyttra aktier intill ett belopp om 20 mnkr

att intill ett belopp om 550 mnkr lämna delägarlån eller teckna borgen för lån till bolag i vilka affärsverket förvaltar statens aktier

att bemyndigandet enligt 17 § första stycket anslagsförordningen (2011:223) uppgår till 2 000 mnkr under perioden 2022–2037

att 350 mnkr anslås för elberedskapsverksamheten



Svenska kraftnät är ett statligt affärsverk med uppgift att förvalta Sveriges transmissionsnät för el, som omfattar ledningar för 400 kV och 220 kV med stationer och utlandsförbindelser. Vi har också systemansvaret för el. Vi utvecklar transmissionsnätet och elmarknaden för att möta samhällets behov av en säker, hållbar och ekonomisk elförsörjning. Därmed har Svenska kraftnät också en viktig roll i klimatpolitiken.

SVENSKA KRAFTNÄT

Box 1200
172 24 Sundbyberg
Sturegatan 1

Tel 010-475 80 00
Fax 010-475 89 50

www.svk.se



Investeringsplan Svenska kraftnät

(tkr)	Utfall	Prognos			
	2020	2021	2022	2023	2024
Anskaffning och utveckling av nya investeringar					
Anslutning					
Ny 400 kV-ledning till Svartbyn			0	14 000	45 000
Elektrifiering av industri, anslutning av last	179	3 734	37 584	252 066	292 053
Gäddtjärn, ny 400 kV-station	218	4 994	39 591	173 714	110 646
Väröbacka, anslutningsstation havsbaserad vindkraft	29	0	3 347	7 173	18 287
Investeringsprojekt under 400 mnkr totalt	244 335	326 954	181 092	251 204	605 293
Summa anslutning	244 761	335 682	261 614	698 157	1 071 279
Marknadsintegration					
SydVästlänken, förbindelse mellan Hallsberg och Hörby	118 075	114 168	0	0	0
Hansa Powerbridge, ny förbindelse till Tyskland	42 277	45 132	33 288	54 372	716 749
Ekhyddan-Hemsjö, ny 400 kV-ledning	17 487	37 178	121 351	660 010	1 122 802
Messaure–Keminmaa, ny 400 kV-ledning	12 997	21 906	56 036	65 552	901 847
Hurva-Sege, förnyelse och uppgradering av 400 kV-ledning	232 857	254 465	57 921	7 803	0
NordBalt	968	329	0	0	0
Investeringsprojekt under 400 mnkr totalt	-5 959	1 165	3 335	0	0
Summa marknadsintegration	418 702	474 343	271 931	787 737	2 741 398
Systemförstärkning					
Stockholms Ström, uppgradering av nätet genom östra delen	764 457	988 357	1 335 232	793 541	304 841
Storstockholm Väst, uppgradering av nätet genom västra delen	23 189	152 667	72 856	230 288	658 663
Glan-Ekhyddan, ledningsförnyelse 400 kV	0	0	0	0	3 189
Borgvik-Skogssäter, ledningsförnyelse 400 kV	0	0	0	7 000	14 189
Ekhyddan-Nybro, ledningsförnyelse 400 kV	0	0	0	2 647	10 588
Midskog-Järpströmmen, uppgradering till 400 kV-ledning	0	0	9 528	88 481	6 142
Skogssäter-Ingelkärr, ny 400 kV-ledning	33	100	3 200	30 654	23 580
Storfinnforsen-Midskog, uppgradering till 400 kV-ledning	17 037	121 553	131 553	1 600	11 069
Seriekondensatorstationer med anslutning Midskog-Karlslund	299	0	0	14 949	234 741
Ingelkärr-Stenkullen, ny 400 kV-ledning	7 943	7 125	31 107	119 675	159 350
Långbjörn-Storfinnforsen, ny 400 kV-ledning	169 904	212 198	84 050	0	0
Seriekondensatorstationer med anslutning Olingan-Borgvik	86	0	15 000	72 428	181 285
Lindbacka-Östansjö, ny 400 kV-ledning	146 565	148 234	21 752	0	0
Seriekondensatorstation med anslutning på ledning CL22	0	0	2 625	12 906	84 882
Ekhyddan, dynamisk kompensering	0	0	0	1 800	9 533
Hamra, 400 kV om- och utbyggnad	0	0	1 833	6 080	6 438
Hallsberg, dynamisk shuntkompensering	0	0	5 441	8 823	81 516
Odensala, 400 kV om- och utbyggnad	9	-2	0	26 445	71 770
Investeringsprojekt under 400 mnkr totalt	228 552	322 202	815 010	440 691	313 836
Summa systemförstärkning	1 358 074	1 952 434	2 529 187	1 858 008	2 175 612
Optofiberutbyggnad					
Investeringsprojekt under 400 mnkr totalt	0	2 500	2 500	2 500	2 500
Summa optofiberutbyggnad	0	2 500	2 500	2 500	2 500
Övriga investeringar					
Elmarknadshubb SvK	39 698	376	41 989	98 618	98 565
NBM, nya system för införande av balanseringskoncept inkl marknadsintegration	113 190	184 596	218 293	163 312	140 000
Investeringsprojekt under 400 mnkr totalt	156 122	360 297	576 010	336 231	410 008
Summa övriga investeringar	309 010	545 269	836 292	598 161	648 573
Summa anskaffning och utveckling av nya investeringar	2 330 547	3 310 228	3 901 524	3 944 563	6 639 362
<i>Varav investeringar i anläggningstillgångar</i>					
Maskiner och inventarier	1 721 537	2 409 959	2 580 232	2 991 402	5 750 789
Fastigheter och markanläggningar	300 000	355 000	485 000	355 000	240 000
Beredskapstillgångar	0	0	0	0	0
Övriga investeringar	309 010	545 269	836 292	598 161	648 573
<i>Summa varav investeringar i anläggningstillgångar</i>	<i>2 330 547</i>	<i>3 310 228</i>	<i>3 901 524</i>	<i>3 944 563</i>	<i>6 639 362</i>
Finansiering					
Övrig kreditram (lån i Riksgäldskontoret)	0	0	1 054 854	813 248	2 517 389
Egna medel	185 039	137 998	0	0	0
Bidrag/medfinansiering	168 615	490 388	395 685	632 228	1 643 785
Anslag (indelat per post)					
Övrig finansiering	1 976 893	2 681 842	2 450 985	2 499 087	2 478 188
Summa finansiering av anskaffning och utveckling	2 330 547	3 310 228	3 901 524	3 944 563	6 639 362
Vidmakthållande av befintliga investeringar					
Reinvestering ledningar/kablar					
NordSyd, förnyelse och systemförstärkning mellan elområde SE2 och SE3	4 807	145 568	352 458	575 375	853 738
Västkusten, Kilanda-Stenkullen ledningsförnyelse	88	900	5 000	120 287	131 414
Västkusten, Horred-Breared ledningsförnyelse	4 533	5 539	9 122	10 256	9 898
Västkusten, Breared-Söderåsen ledningsförnyelse	11 432	13 467	6 760	3 827	217 636
Västkusten, Stenkullen-Horred ledningsförnyelse	3 935	9 071	9 487	9 717	162 726
Västkusten, Söderåsen-Barsebäck ledningsförnyelse	10 746	16 911	22 826	280 121	310 036
Västkusten, Skogssäter-Kilanda ledningsförnyelse	5 751	7 352	7 089	7 013	7 191
Västkusten, Barsebäck-Sege ledningsförnyelse	13 810	12 379	104 106	285 100	2 879
Stadsforsen-Hällsjö, ledningsförnyelse	0	0	0	0	933
Stadsforsen-Torpshammar, ledningsförnyelse	0	0	16 420	44 661	3 490
Forsmo-Lasele-Långbjörn, ledningsförnyelse	0	0	0	432	5 184
Stadsforsen-Krångede-Gammelänge, ledningsförnyelse	0	0	16 278	27 902	2 770
Revisionsprojekt luftledningar, paket 3	0	0	0	0	11 586
Revisionsprojekt luftledningar, paket 2	0	0	10 206	26 027	26 027
Horndal-Avesta, ledningsförnyelse	2 998	8 221	7 096	7 226	152 161
Bräcke-Ånge, ledningsförnyelse	0	0	2 329	9 370	8 682
Krångede-Horndal, livstidsförlängning	0	0	14 861	55 503	154 612

Investeringsplan Svenska kraftnät

(tkr)	Utfall	Prognos			
	2020	2021	2022	2023	2024
Konti-Skan länken, förnyelse	0	0	16 684	24 073	36 288
Utbyte av Öresundskablarna 400 kV	283 019	9 325	0	0	0
Investeringsprojekt under 400 mnkr totalt	100 840	132 357	206 903	111 865	44 104
Summa reinvestering ledningar/kablar	441 959	361 090	807 625	1 598 755	2 141 355
Reinvestering stationer					
Midskog, stationsförnyelse och anslutning vindkraft	68 809	65 013	346	0	0
Rätan, stationsförnyelse och anslutning vindkraft samt ledningsflytt	52 790	6 350	23 572	44 577	44 538
Grundfors, stationsförnyelse & anslutning vindkraft	77 595	129 267	109 116	51 063	0
Harsprånget, stationsförnyelse	103 475	92 537	133 813	22 420	0
Investeringsprojekt under 400 mnkr totalt	261 130	372 421	621 325	1 120 896	1 643 845
Summa reinvestering stationer	563 799	665 588	888 172	1 238 956	1 688 383
Reinvesteringar övriga					
Förnyat driftövervakningssystem	0	35 800	87 700	97 500	108 500
Investeringsprojekt under 400 mnkr totalt	31 588	24 294	4 979	226	5 400
Summa reinvesteringar övriga	31 588	60 094	92 679	97 726	113 900
Reinvestering dotterbolag					
Svenska Kraftnät Gasturbiner AB	96 000	153 000	110 000	20 000	17 000
Summa vidmakthållande av befintliga investeringar	1 133 346	1 239 772	1 898 476	2 955 437	3 960 638
<i>Varav investeringar i anläggningstillgångar</i>					
Maskiner och inventarier	1 061 758	1 134 678	1 765 797	2 842 711	3 846 738
Fastigheter och markanläggningar	40 000	45 000	40 000	15 000	0
Beredskapstillgångar					
Övriga investeringar	31 588	60 094	92 679	97 726	113 900
<i>Summa varav investeringar i anläggningstillgångar</i>	<i>1 133 346</i>	<i>1 239 772</i>	<i>1 898 476</i>	<i>2 955 437</i>	<i>3 960 638</i>
Finansiering					
Övrig kreditram (lån i Riksgäldskontoret)	0	0	595 146	1 682 752	2 944 611
Egna medel	1 123 961	1 218 002	1 250 000	1 216 000	1 016 000
Bidrag/medfinansiering	9 385	21 770	53 330	56 685	27
Anslag (indelat per post)					
Övrig finansiering					
Summa finansiering av vidmakthållande	1 133 346	1 239 772	1 898 476	2 955 437	3 960 638
Totala utgifter för anskaffning, utveckling och vidmakthållande av investeringar	3 463 893	4 550 000	5 800 000	6 900 000	10 600 000