

Investerings- och finansieringsplan för åren 2019–2022

Innehåll

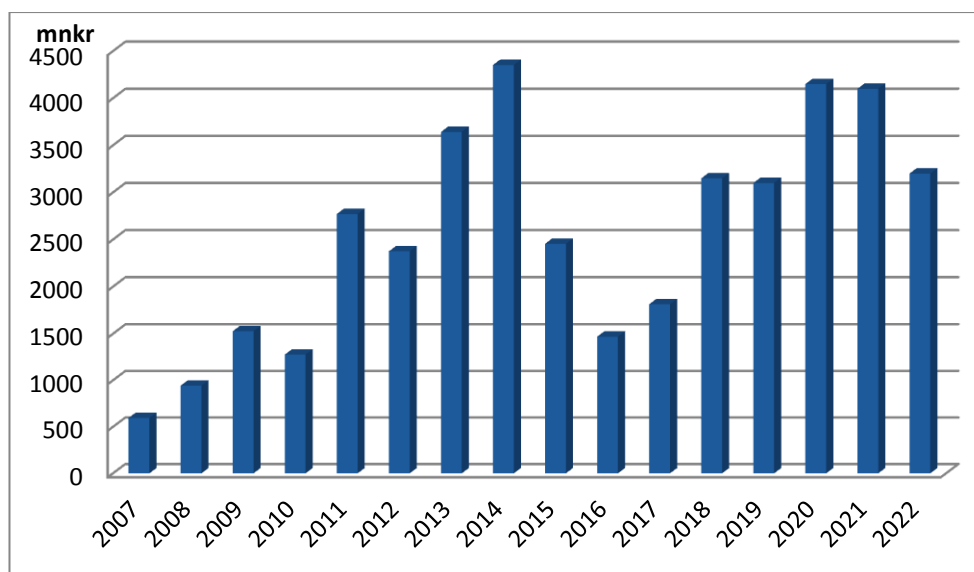
1	Inledning	5
2	Investeringarnas drivkrafter	7
2.1	Huvudsakliga drivkrafter	7
2.1.1	Anslutning	8
2.1.2	Marknadsintegration	9
2.1.3	Systemförstärkning	10
2.1.4	Reinvestering	11
3	Avvikelser mot plan	13
3.1	Investeringsutfallet 2017	13
3.1.1	Anslutning (-348 mnkr)	13
3.1.2	Marknadsintegration (25 mnkr)	13
3.1.3	Systemförstärkning (47 mnkr)	14
3.1.4	Reinvestering (-354 mnkr)	14
3.1.5	Övriga (43 mnkr)	15
3.2	Avvikelserna i ett historiskt perspektiv	15
3.3	Vidtagna åtgärder	15
4	Investeringarna 2019–2022	17
4.1	Förändringar sedan föregående plan	17
4.1.1	Nya investeringar över 100 mnkr som tillkommit	17
4.1.2	Investeringar över 100 mnkr som har utgått	18
4.2	Nya investeringar	18
4.2.1	Anslutning	18
4.2.2	Marknadsintegration	20
4.2.3	Systemförstärkning Stockholm	21
4.2.4	Systemförstärkning mellan elområde SE2 och SE3	23
4.2.5	Systemförstärkning övriga	25
4.2.6	Övriga nyinvesteringar	26
4.3	Reinvesteringar	27
4.3.1	Reinvestering, ledningar och kablar	27
4.3.2	Reinvestering, stationer	29
4.3.3	Reinvestering, dotterbolag	33

5	Finansiering av investeringarna	35
5.1	<i>Finansieringskällor</i>	35
5.2	<i>Finansiell utveckling 2019–2022</i>	35
5.2.1	<i>Utveckling av lån och skuldsättning</i>	37
5.2.2	<i>Utveckling av tariffer</i>	39
6	Investeringsramen	41
7	Resursbehov för elberedskap och dammsäkerhet	43
8	Beräknade avgiftsintäkter	47
9	Finansiella befogenheter	49

1 Inledning

Svenska kraftnät beslutade i november 2017 om en Systemutvecklingsplan för perioden 2018–2027. Denna redovisar bland annat nätutvecklingen, finansiell utveckling och större investeringsprojekt under kommande tioårsperiod och utgör därmed grund för denna investerings- och finansieringsplan och för affärsverkets fortsatta nätplanering. Systemutvecklingsplanen kommer även vara utgångspunkten för Svenska kraftnäts bidrag till den europeiska tioårsplanen för nätinvesteringarna som kommer att publiceras under 2018.

I denna investerings- och finansieringsplan redovisas projekt över 100 mnkr som Svenska kraftnät avser att genomföra under perioden 2019–2022. Under planperioden uppgår investeringarna till cirka tre och fyra miljarder kronor per år vilket kommer att få påverkan på verkets finansiella utveckling. Utvecklingen av verkets investeringar, historiskt och under planperioden, framgår nedan av figur 1.



Figur 1. Gjorda investeringar 2007–2017, planerade investeringar 2018 och enligt denna plan 2019–2022.

2 Investeringarnas drivkrafter

Under 1990-talet och början av 2000-talet var drivkrafterna för investeringar i stamnätet få och investeringsnivåerna relativt låga. De senaste tio åren har dock situationen successivt förändrats. I dag samverkar ett stort antal krafter för att driva nätinvesteringarna.

Energi- och klimatpolitiken tillsammans med ett åldrande stamnät utgör de största övergripande drivkrafterna för nätinvesteringarna idag och under överskådlig tid. Stamnätet behöver byggas ut i takt med samhällsutvecklingen, så att politiska ambitioner kan fullföljas utan att nätet utgör en starkt begränsande faktor. Svenska kraftnät genomför nu flera stora projekt som syftar till att möta dessa förväntningar.

Vidare ingår det i Svenska kraftnäts uppdrag att bidra till en samhällsekonomiskt effektiv utveckling av kraftsystemet, varför samhällsekonomiska lönsamhetsbedömningar är en viktig parameter vid beslut om investering. Bedömningarna bygger så långt som möjligt på ekonomiska beräkningar. I de fall som de samhällsekonomiska effekterna inte är kvantifierbara kan kvalitativa bedömningar göras.

2.1 Huvudsakliga drivkrafter

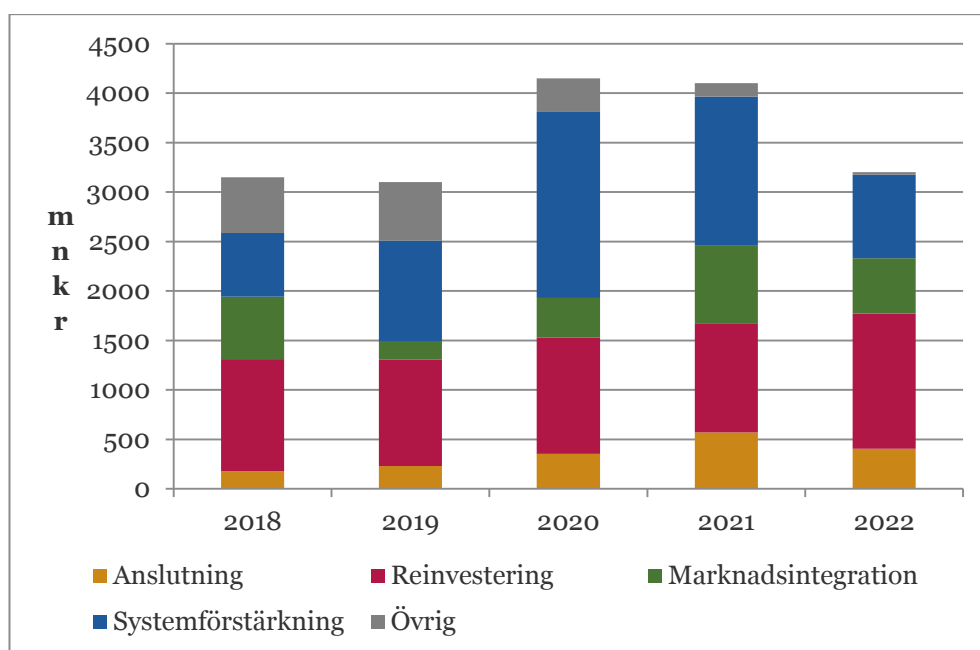
De fyra huvudsakliga drivkrafter som används för kategorisering av nätplaneringen är följande.

- **Anslutning:** En stor drivkraft för nya investeringar i stamnätet är anslutning av ny elproduktion, där majoriteten utgörs av ny vindkraft. Ansökningar om anslutning av större förbrukning har även blivit allt mer förekommande.
- **Marknadsintegration:** Den europeiska marknadsintegrationen i kombination med anslutningen av stora mängder icke planerbar elproduktion ger ett ökat behov av förbindelser mellan de svenska elområdena, mellan länderna i Norden och mellan Norden och kontinenten.
- **Systemförstärkning:** Stora förbrukningsökningar i storstadsregionerna, drivna av både allmän tillväxt och av att t.ex. serverhallar etableras, leder till omfattande nätinvesteringar för att säkra elförsörjningen till dessa områden. Lokaliseringen av tillkommande produktion, i kombination med utvecklingen av kärnkraft och ökande förbrukning, ökar också behovet av överföringskapacitet från norr till söder i stamnätet.

- **Reinvestering:** Nätutvecklingen drivs också av behovet av reinvesteringar. De äldsta delarna av det svenska stamnätet närmar sig sin beräknade tekniska livslängd och stora delar av stamnätet kommer att behöva förnyas de kommande decennierna.

I vissa fall kombineras systemrelaterade åtgärder och marknadsåtgärder med nätinvesteringar för att på effektivaste sätt uppnå målet. Andra gånger görs en anslutning i samband med en reinvestering. Ett projekt kan alltså ha flera drivkrafter. Här sorteras de efter dess huvudsakliga drivkraft.

Utvecklingen av verkets investeringar fördelat på de fyra drivkrafterna anslutning, marknadsintegration, systemförstärkning och reinvestering framgår av figur 2. Härutöver tillkommer investeringar för dotterbolag samt verksamhets- och IT-investeringar. Dessa investeringar framgår i figur 2 som Övrig. Det som anges i figuren är bruttosiffror dvs. investeringsbidrag från extern part ingår inte.



Figur 2. Investeringsnivåerna 2018–2022 fördelat på huvudsakliga drivkrafter för investeringarna.

Nedan beskrivs de olika drivkrafterna och hur de påverkar utvecklingen av stamnätet mer utförligt.

2.1.1 Anslutning

Svenska kraftnät ansluter i huvudsak nät från andra nätägare till stamnätet. Dessa tecknar inmatnings- och/eller uttagsabonnemang utifrån den produktion och förbrukning som de i sin tur ansluter.

Svenska kraftnät får löpande in ansökningar om anslutning till stamnätet. De senaste två åren har det skett en minskning av den summerade effekten i nya anslut-

ningsärenden kopplade till vindkraft. Istället har ansökningar om anslutning av större förbrukning dykt upp som en relativt ny företeelse. Svenska kraftnät har fått flera ansökningar som gäller anslutning av elintensiva industrier och då särskilt serverhallar. De större anslutningsansökningarna på upp till 500 MW har hittills gällt platser i mellersta och norra Sverige. Serverhallar och annan elintensiv industri kräver hög eleffekt och leder till kraftigt ökat effektuttag i de stamnätspunkter där de ansluts. Storleken på uttagen gör det svårt att ansluta dessa utan att genomföra nätförstärkningar. Det är framförallt 220 kV-ledningar som matar uttagspunkterna som belastas av de ökade effektuttagen. Svenska kraftnät har också flera ansökningar om ökat uttag i storstadsregionerna där det råder stor kapacitetsbrist i elnäten och möjligheten att öka uttagen i dagsläget är begränsad.

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, alternativt förbrukning, innebär alltid mer eller mindre omfattande anpassningar av stamnätet. Anpassningarna kan bestå av alltifrån mindre justeringar i en befintlig stamnätsstation, till helt nya ledningar och stationer vilket tar flera år att genomföra.

Även om Svenska kraftnät under de senaste två åren sett en avmattning av den summerade effekten i ansökningar kopplade till vindkraft kommer det utökade elcertifikatsystemet med 18 TWh till år 2030 att innebära fortsatt vindkraftutbyggnad. Den omfattande vindkraftsutbyggnaden innebär en betydande utmaning för Svenska kraftnät när nätets utbyggnadsbehov planeras. Det pågår även utredningar om anslutning av havsbaserad vindkraft som kan komma att påverka planerna för den framtida utbyggnaden.

Det råder ofta stor osäkerhet om och när planerade vindkraftinvesteringar kommer till stånd och hur omfattande de blir. Många av de utredningar som görs resulterar inte i någon anslutning till följd av att motparten drar sig ur i ett sent skede. Utmaningarna i planeringen understryks ytterligare av att ledtiden för tillstånd vid utbyggnad av stamnätet normalt är väsentligt längre än motsvarande ledtid för tillståndsgivning och uppförande av vindkraftsanläggningarna. Sammantaget innebär det stora osäkerheter i anslutning av både produktion och av ökat effektuttag.

2.1.2 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 bidrar till en ökad leveranssäkerhet genom att förmågan att överföra el från överskotts- till underskottsområden ökar.

Nya utlandsförbindelser är viktiga för att produktionskapaciteten i Sverige och Norge ska kunna utnyttjas fullt ut. Utan dessa blir produktion instängd i Sverige och Norge. Nya förbindelser möjliggör dessutom ersättning av fossilbaserad elproduktion på kontinenten med koldioxidfri el från Skandinavien. Den ökade överföringen i stamnätet 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. Nätförstärkningar är bara en av flera åtgärder som behövs för att undvika stora prisskillnader mellan norra och södra Sverige och för att säkerställa effekttillräckligheten söder om Snitt 2. Ökad förbrukningsflexibilitet och energilagring kan på sikt bidra till att förbättra effekttillräckligheten. En bedömning är också att det behöver tillkomma ökad elproduktion söder om Snitt 2. Ingen av dessa åtgärder ligger inom Svenska kraftnäts ansvarsområden. Svenska kraftnät ser istället över behovet av interna nätförstärkningar, dels över snitten, dels 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 stamnätsföretag är avgörande för att kunna beräkna nyttovärden och kostnader på bästa sätt. Beslut om investering i nya förbindelser tas dock nationellt och bilateralt när det gäller utlandsförbindelser.

2.1.3 Systemförstärkning

Systemförstärkningar är investeringar i stamnätet som görs 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.

Effektförsörjningen till storstadsområdena är en utmaning då nya bostäder, ny infrastruktur och nya samhällsfunktioner etableras. Denna organiska tillväxt har varit svår för lokala och regionala regionnätägare att prognostisera. Svenska kraftnät ser idag svårigheter att tillgodose ett ökat uttag i de större städerna Stockholm, Göteborg, Malmö och Uppsala utan att omfattande nätförstärkningar genomförs.

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 säkerstäl-

ler 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 långa projektider. Samtidigt är det svårt att ta 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.

2.1.4 Reinvestering

Svenska kraftnät ansvarar för att tillgodose samhällets behov av ett robust stamnät 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. Först när underhållsåtgärder eller utbyten av anläggningsdelar inte längre räcker till för att en anläggning ska kunna upprätthålla sin funktion görs en total förnyelse av anläggningen.

Stamnätets förmåga att tillgodose kundernas önskemål om överföring får inte minska till följd av anläggningarnas ökade ålder. Under år 2018 närmar sig de äldsta av stamnätets 400 kV-ledningar 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. En viktig insikt i detta sammanhang är att fel på stamnätet kan få stora konsekvenser för underliggande nät och kunder anslutna till dem. I värsta fall kan störningar av stor omfattning i både tid och antal drabbade inträffa som en konsekvens av fel i stamnätet. Mot bakgrund av detta kan Svenska kraftnät inte avvakta med investeringsåtgärder till dess ett haveri inträffar, utan måste planera och genomföra investeringar innan anläggningarnas tekniska livslängd uppnås.

3 Avvikelser mot plan

3.1 Investeringsutfallet 2017

Investeringsramen för 2017 uppgick till 2 400 mnkr och utfallet blev 1 813 mnkr, vilket innebär en avvikelse på 587 mnkr eller 24 procent lägre än planerat. Under året har några mycket stora projekt mött utmaningar, vilket haft stor negativ inverkan på årets utfall. Tekniska problem har uppkommit då verket upphandlat teknik som i efterhand konstaterats vara behäftad med fel och brister. En annan orsak är överklagade upphandlingar med efterföljande domstolsförfarande som har medfört förseningar och avvikelser mot plan. Försenade projekt som skulle ha slutförts under 2016 har också påverkat utfallet då utgifter skjutits vidare till 2017. Utöver detta finns ett antal nedlagda projekt. Nedan redovisas de främsta anledningarna till investeringsavvikelsen.

3.1.1 Anslutning (-348 mnkr)

Det tidigare programmet Gotland har avbrutits och ingen ny förbindelse planeras (-180 mnkr).

Planerade anslutningar av vindkraft har blivit försenade p.g.a. utdragna tillståndsprocesser eller lagts ned då förutsättningarna för vindkraftsexploaterer har ändrats, t.ex. till följd av sänkt lönsamhetsbedömning (-168 mnkr).

3.1.2 Marknadsintegration (25 mnkr)

SydVästlänkens södra del, förbindelsen mellan Barkeryd och Hurva, är kraftigt försenad då entreprenören har tekniska problem med att färdigställa kontrollanläggningen i de två omriktarstationerna (96 mnkr). I utlandsförbindelsen NordBalt har det inträffat haverier i kabelskor och tekniska problem i omriktarstationen vilket orsakat förseningar (32 mnkr). Både SydVästlänken och NordBalt var planerade att avslutas under 2016 men förseningarna har medfört att arbeten även utförts under 2017.

Planering och förberedelser för den nya utlandsförbindelsen Hansa PowerBridge har tagit längre tid än planerat (-23 mnkr).

Arbetet med koncession för den nya 400 kV-ledningen Ekhyddan – Hemsjö är försenad p.g.a. svårigheter med markåtkomst (-55 mnkr). Därtill har den nya ledningen Hurva – Sege har försenats ett år p.g.a. en utdragen tillståndsprocess (-20 mnkr).

Det finns även mindre förändringar i andra projekt (-5 mnkr).

3.1.3 Systemförstärkning (47 mnkr)

I Stockholms Ström har en tidigare överlåtelse ökat investeringen (197 mnkr). Problemen med att ta den nya stationen Anneberg i drift har medfört förseningar i flera angränsande projekt inom programmet. Dessutom har några projekts tidplaner för projektstart senarelagts vilket medfört att utgifter flyttats till 2017 (17 mnkr).

I Storstockholm Väst har planering och förberedelser tagit längre tid än planerat (-36 mnkr).

Ändrade tidplaner har medfört förseningar i ett antal projekt. De större förseningarna avser ledningsförnyelsen Storfinnforsen – Midskog (-89 mnkr) samt de nya 400 kV-ledningarna Skogssäter – Stenkullen och Långbjörn – Storfinnforsen (-45 mnkr).

För ledningen Karlslund – Östansjö innebär en komplettering av koncessionsansökan ytterligare försening (-48 mnkr). Stationen Karlslund är senarelagd eftersom tillstånd för ledningen saknades (28 mnkr).

Arbetet med att installera nya reaktorer i Hagby och Hjalta har blivit dyrare än tidigare planerat (53 mnkr).

Övriga förändringar inom systemförstärkningarna (-30 mnkr).

3.1.4 Reinvestering (-354 mnkr)

Det planerade utbytet av topplinan på ledningen Horndal – Ljusdal kommer inte att genomföras (-46 mnkr).

Arbetet med ombyggnad av stolpar på ledningen Hamra – Åker över Mälaren har försenats p.g.a. synpunkter har framkommit om stolparnas höjd (-25 mnkr).

Den planerade förnyelsen och ledningsflytten vid stamnätsstationen Rätan har inte kunnat genomföras då andra projekt varit försenade (-101 mnkr). Stationsförnyelsen av Stöde har inte startat som planerat p.g.a. behov av fortsatt utredning (-34 mnkr). Förnyelse av reaktorer i flera stationer har senarelagts (-35 mnkr).

Utbytet av Öresundskablarna är försenat p.g.a. överklagan av genomförd upphandling (-69 mnkr).

Slutregleringen av stationsförnyelserna i Söderåsen (43 mnkr) och Skogssäter (32 mnkr) försenades, vilket medförde att utgifter flyttades till 2017. Utgiften för att förnya stationen Stackbo blev lägre än budgeterat men arbetet är försenat vilket medfört utgifter under 2017 (20 mnkr).

Stationsförnyelsen av Midskog har blivit dyrare än planerat då arbetet har visat sig vara mer komplext än tidigare bedömning, bl.a. mer omfattande markarbete (67

mnkr). I stationsförnyelsen av Porjus har schaktning av berg varit mer omfattande än planerat (41 mnkr). Installation av opto-kommunikation på ledningen Skogssäter – Loviseholm har tillkommit som ny investering (23 mnkr).

Det finns även mindre avvikelser, under tjugo miljoner kronor, i ett hundratal projekt (-204 mnkr).

Projekten som Svenska Kraftnät Gasturbiner AB driver är försenade (-66 mnkr).

3.1.5 Övriga (43 mnkr)

Det nya driftplaneringssystemet, Hugin är försenat (30 mnkr). Ett flertal mindre IT-projekt som inte ingick i tidigare plan startades under 2017, därutöver tillkommer ett antal mindre förändringar i övriga projekt (13 mnkr).

3.2 Avvikelserna 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. Utfallet för 2017 avviker från investeringsramen men är betydligt lägre än de två föregående åren.

Investeringsplan	Plan år 1 (mnkr)	Utfall år 1 (mnkr)	Avvikelse
2017 – 2020	2400	1 813	-24 %
2016 – 2018	3 400	1 469	-57 %
2015 – 2017	4 350	2 455	-44 %
2014 – 2016	5 564	4 353	-22 %
2013 – 2015	5 000	3 642	-27 %

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

3.3 Vidtagna åtgärder

Verket har sedan något år infört planering av projektportföljen. Det långsiktiga målet med portföljarbetet är resurseffektiva, framgångsrika nätutbyggnadsprojekt som möjliggör Svenska kraftnäts uppdrag och tryggar stamnätets utveckling. Portföljplanering innebär regelbunden strukturerad genomgång av planerna i hela portföljen minst varje halvår. Konkret innebär arbetet analys av konsekvenser och begränsningar ur ett helhetsperspektiv, koordinera, tydliggöra planer och beroenden, lyfta fram risker samt göra nödvändiga justeringar och prioriteringar. Det senaste året har det identifierats att verket inte klarat av att genomföra de tidiga faserna av projekten i den takt som planerats. Portföljarbetet har därför under 2017

haft ett övergripande fokus på genomförbarhet och tidplaner. Genom att sätta tidplaner för projekt i tidig fas som bättre speglar den tid som faktiskt kommer att behövas, skapas bättre förutsättningar för att göra rätt saker i rätt tid och genomförbarheten i portföljen ökar.

Svenska kraftnät har under 2017 tagit fram Systemutvecklingsplan 2018–2027 som bland annat behandlar nätutveckling och innehåller en förteckning som redovisar de investeringar i stamnätet som idag bedöms komma att bli aktuella under tioårsperioden. Inför framtagandet av Systemutvecklingsplanen har verket som en del av portföljplaneringen sett över tidplaner för framtida nätinvesteringsprojekt. Arbetet med tidplanerna har genomförts utifrån ett helhetsperspektiv med syftet att öka förmågan att balansera nätutbyggnadsverksamheten med hänsyn till olika genomförandebegränsningar. Detta leder till att resurser nyttjas effektivare och att verkets investeringsplaner i högre grad än tidigare blir genomförbara och tillförlitliga.

4 Investeringarna 2019–2022

4.1 Förändringar sedan föregående plan

Det är små förändringar mellan åren eftersom investeringar i stamnätet har långa ledtider för verkställande. Detta innebär att många projekt som redovisats i tidigare års sammanställningar återfinns även i denna plan.

4.1.1 Nya investeringar över 100 mnkr som tillkommit

Följande investeringar har tillkommit sedan föregående plan.

Projektbeskrivning	Drivkraft
> Bredåker, ansökan om ökat uttag	Anslutning
> Hagfors, anslutning av vindkraft	Anslutning
> Horndal – Untra, ledningsförnyelse och opto	Systemförstärkning
> Betåsen - Hjäлта, ny 400 kV-ledning	Systemförstärkning
> Kilforsen - Ramsele, ny 400 kV-ledning	Systemförstärkning
> Hagby, Hamra, Kolbotten, reinv. spänningsreglering	Systemförstärkning
> Mace ¹ , nytt balanseringskoncept	Övriga nyinvest.
> Hall, förnyelse 400 kV-station	Reinvestering
> Hammarforsen-avgr Svarthålforsen, ledningsförnyelse	Reinvestering
> Glan, förnyelse 400 kV-station	Reinvestering
> Timmersdala, förnyelse 400 kV-station	Reinvestering
> Svartbyn, förnyelse 400 kV-station	Reinvestering
> Vietas, förnyelse 400 kV-station	Reinvestering

¹ För Mace erfordras ett beslut om tillstånd att starta under 2018.

4.1.2 Investeringar över 100 mnkr som har utgått

Följande investeringar har utgått sedan föregående plan.

Projektbeskrivning	Orsak
> Karlslund, ny 400 kV-station	Avslutas 2018
> Söderåsen, förnyelse 400 kV-station	Avslutas 2018
> Driftövervakningskommunikation, förnyelse	Avslutas 2018
> Bredåker – Överby/ Måby, förnyelse 220-kV ledning	Senarelagd
> Gotland, ny växelströmsförbindelse	Utgått
> Markbygden etapp 3, ny 400 kV-ledning	Utgått
> Horndal – Starfors, förnyelse 220 kV-ledning	Utgått
> Nyinvesteringar i dotterbolag	Utgått
> Bredäng – Kolbotten, ny 400 kV-ledning	Under 100 mnkr
> Granlandet, anslutning av vindkraft	Under 100 mnkr
> Midskog, anslutning av förbrukning och förnyelse av 220 kV-ledning	Under 100 mnkr

4.2 Nya investeringar

Under perioden pågår många projekt samtidigt och dessa befinner sig i olika faser. Nedan framgår verkets plan för investeringar i nya anläggningar och IT-system med ett beräknat belopp från 100 mnkr. I bilaga 1 redovisas investeringarnas utgifter över planperioden.

4.2.1 Anslutning

Bredåker, ansökan om ökat uttag

Vattenfall Eldistribution önskar öka befintliga uttagsabonnemang vid stamnätsstationerna Bredåker och Plenninge nära Uppsala. Båda stationerna är anslutna till 220 kV-nätet och utgör de huvudsakliga inmatningspunkterna till Uppsala. En övergripande investeringsstrategi är under framtagande för att identifiera den bästa helhetslösningen för området. Investeringen uppgår till 500 mnkr, varav 46 mnkr belastar fyraårsperioden.

Nya anslutningar

Det finns många förfrågningar om anslutning där vindkraft utgör en stor del. Bedömningen är dock att många projekt inte kommer att realiseras. Utöver avtalade eller beslutade anslutningar har ett bedömt antal anslutningar inkluderats i denna plan. Investeringen uppgår till 320 mnkr, varav 256 mnkr belastar fyraårsperioden.

Gäddtjärn, ny 400 kV-station

I Rättvik planeras 340 MW vindkraft. För att möjliggöra anslutning måste en ny station, Gäddtjärn, byggas och anslutas till 400 kV-ledningen mellan Betåsen och Bäsna. Anslutningen kan även medföra att andra åtgärder behöver vidtas för att

bibehålla driftsäkerheten. En förutsättning för anslutningen är att seriekondensatoranläggningen Djurmo förnyas och flyttas till norr om Gäddtjärn. Investeringen uppgår till 228 mnkr, varav 227 mnkr belastar fyraårsperioden.

Grönviken, ny 400/130 kV-station

I trakten av Ockelbo, Gävleborgs län, anläggs en ny 400 kV-station på ledningen Moliden – Hjäлта – Stackbo för anslutning av vindkraftparker. I första skedet ansluts 400 MW från parkerna Tönsen och Lingbo. Stationen förses med shuntkondensatorer och shuntreaktor för spänningsreglering. Investeringen uppgår till 160 mnkr, varav 59 mnkr belastar fyraårsperioden.

Hällberget, ny 400 kV-station

I Norrbottens län planeras upp till 500 MW vindkraft. För att möjliggöra anslutning måste en ny 400 kV-station byggas och anslutas till ledningen mellan Messaure och finska gränsen. Anslutningen kan även medföra att andra åtgärder behöver vidtas för att bibehålla driftsäkerheten. Projektet samplaneras med projekt Granlandet, där 550 MW vindkraft planeras. Investeringen uppgår till 120 mnkr, varav 120 mnkr belastar fyraårsperioden.

Mörbacka, ny 400 kV-station (f.d. Tandö, ny 400 kV-station)

I norra Värmland och västra Dalarna projekteras många vindkraftparker. En anslutningspunkt till stamnätet planeras i Mörbacka eller Tandö. Serie-kondensatorn i Tandö kommer eventuellt behöva delas upp i två delar, en i Tandö, som då också förnyas, och en ny mellan Tandö och Borgvik. Investeringen beräknas uppgå till 120 mnkr, varav 73 mnkr belastar fyraårsperioden.

Hagfors, ny 400 kV-station

I Värmlands län finns planer för utbyggnad av vindkraft. En ny station, Hagfors, kommer att byggas och anslutas till en ledning som förbinder Midskog och Borgvik. I området för den nya stationen planeras upp till 400 MW vindkraft. Investeringen uppgår till 120 mnkr, varav 79 mnkr belastar fyraårsperioden.

Trolltjärn, ny 400 kV-station

Andra etappen för anslutning av den planerade vindkraftsparken utanför Piteå. Parken planeras att bli upp till 4000 MW och den första etappen ansluter till 400 kV-stationen Råbäcken. Investeringen uppgår till 118 mnkr, varav 84 mnkr belastar fyraårsperioden.

Romelanda, ny 400/130 kV-station

En ny inmatningspunkt planeras i Romelanda för att förstärka elförsörjningen av norra Göteborg. Investeringen uppgår till 100 mnkr, varav 100 mnkr belastar fyraårsperioden.

Tovåsen, ny 400 kV-station

I Västernorrlands län finns planer på att ansluta 850 MW vindkraft till en ny 400 kV-station, Tovåsen, ca 10 mil söder om stationen Midskog på ledningen mellan

Midskog och Gustafs. En förutsättning för anslutningen är att seriekondensatoranläggningen Gustafs byggs om och förnyas samt att en ny seriekondensatoranläggning upprättas norr om och i anslutning till Tovåsen. Denna investering omfattar endast den nya 400 kV-stationen i Tovåsen. Investeringen beräknas uppgå till 100 mnkr, varav 100 mnkr belastar fyraårsperioden.

4.2.2 Marknadsintegration

SydVästlänken

SydVästlänken är Svenska kraftnäts största investering någonsin. Den utgörs av en ny förbindelse från Hallsberg i Närke via Nässjö till Hörby i Skåne. När SydVästlänken tas i full drift ökar överföringskapaciteten mellan elområde SE3 och SE4 med upp till 25 procent. Investeringen bidrar även till en förbättrad driftsäkerhet i södra Sverige.

Programmet är i avslutningsfas. Tre nya 400 kV-växelströmsstationer och 176 km luftledning har tagits i drift. Arbetet med den 191 km långa markkabeln har slutförts och arbete återstår med de två nya omriktarstationerna innan hela SydVästlänken kan tas i drift. Investeringen beräknas uppgå till 7 513 mnkr, varav 20 mnkr belastar fyraårsperioden.

Hansa Powerbridge, ny förbindelse till Tyskland

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. Under 2015 genomfördes fördjupade studier av nyttan av ökad handelskapacitet mellan Sverige och Tyskland samt hur en sådan ökning kan utföras.

Svenska kraftnät och 50Hertz, den tyske systemoperatören, har i början av 2017 slutit ett samarbetsavtal som beskriver detaljerna om vidare gemensamt arbete för projektet. Tekniska förstudier pågår med en inriktning om en förbindelse för 700 MW men att ytterligare kapacitet kan övervägas i framtiden. Investeringen beräknas för svensk del till 3 150 mnkr, varav 44 mnkr belastar fyraårsperioden.

Kvarken ny HVDC-förbindelse mellan elområde SE2 och FI (f.d. Fenno-Skan 1, förnyelse)

Fenno-Skan 1, som är byggd i slutet av 1980-talet, börjar närma sig sin beräknade tekniska livslängd. För att handelskapaciteten mellan länderna ska bibehållas kommer förbindelsen att behöva ersättas med en ny. Två alternativ har studerats, att ersätta Fenno-Skan 1 i ungefär befintlig sträckning och att bygga en ny förbindelse mellan elområde SE2 och Finland. På grund av systemtekniska skäl är den nuvarande inriktningen att ersätta befintliga Fenno-Skan 1 med en ny förbindelse längre norrut. Investeringen beräknas för svensk del till 2 900 mnkr, varav 18 mnkr belastar fyraårsperioden.

Ekhyddan – Nybro – Hemsjö, ny 400 kV-ledning inkl. stationsåtgärder

Utlandsförbindelsen NordBalt mellan Sverige och Litauen är ansluten till 400 kV-stationen i Nybro. För att omhänderta det ökade effektflödet samt upprätthålla driftsäkerheten behöver 400 kV-nätet till Nybro förstärkas. Två nya ledningar byggs, en mellan Ekhyddan och Nybro samt en mellan Nybro och Hemsjö. Ledningarna ansluts till Nybro, Ekhyddan och Hemsjö. Investeringen beräknas uppgå till 1 880 mnkr, varav 1 265 mnkr belastar fyraårsperioden.

Messaure – finska gränsen, ny 400 kV-ledning (f.d. Finland 3:e AC, ny 400 kV-ledning)

En förbättrad marknadsintegration mellan Finland och övriga Norden är den starkaste drivkraften för projektet. Investeringen uppgår till 1 700 mnkr, varav 105 mnkr belastar fyraårsperioden. Verket erhåller investeringsbidrag från Finland som motsvarar ca 80 procent av investeringen.

Hurva – Sege, förnyelse och uppgradering 400 kV-ledning

SydVästlänkens södra anslutningspunkt kommer att vara 400 kV-stationen i Hurva i Skånes 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 uppgår till 402 mnkr, varav 350 mnkr belastar fyraårsperioden.

4.2.3 Systemförstärkning Stockholm

Omfattande investeringar krävs för att trygga huvudstadsregionens långsiktiga elförsörjning. Investeringsprojekten i Storstockholmsområdet är organiserade i två stycken program – Stockholms Ström och Storstockholm Väst.

Stockholms Ström omfattar drygt femtio olika projekt. Nya markkablar, sjökablar, luftledningar, tunnlar och transformatorstationer ska byggas. 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. Investeringen beräknas till 6 932 mnkr, varav 3 139 mnkr belastar fyraårsperioden. Nedan redovisas de projekt som pågår under perioden, några projekt är i drift.

Anneberg – Skanstull, ny 400 kV-förbindelse

Från Anneberg (Danderyd) till Skanstull anläggs en ny 400 kV-kabel i tunnel under Stockholms centrala delar. Projektet är det största inom Stockholms Ström. Investeringen beräknas till 2 877 mnkr, varav 1 593 mnkr belastar fyraårsperioden.

Skanstull, ny 400/220 kV-station

En ny 400 kV-gasisolerad station med transformering 400/220 kV kommer att uppföras vid Skanstull. Valet av gasisolerad ställverksteknik beror på att ställverket uppförs i en trång stadsmiljö. Investeringen beräknas till 507 mnkr, varav 470 mnkr belastar fyraårsperioden.

Snösätra, ny 400/220 kV-station

En ny 400 kV-station med transformering 400/220 kV kommer att uppföras i Högdalen. Investeringen beräknas till 411 mnkr, varav 395 mnkr belastar fyraårsperioden.

Örby – Snösätra, ny 400 kV-förbindelse

Mellan Örby och Snösätra (Högdalen) kommer en kabel att förläggas i tunnel och mark. Investeringen beräknas till 406 mnkr, varav 384 mnkr belastar fyraårsperioden.

Ekudden, ny 400/220 kV-station

En ny 400 kV-station med transformering 400/220 kV kommer att uppföras i Haninge. Investeringen beräknas till 194 mnkr, varav 189 mnkr belastar fyraårsperioden.

Snösätra – Ekudden, ny 400 kV-luftledning

Befintliga 220 kV-ledningen mellan Snösätra och Ekudden (Haninge), en sträcka på ca 10 km, ersätts med en ny 400 kV-ledning i samma eller i stort sett samma sträckning. Investeringen beräknas till 131 mnkr, varav 108 mnkr belastar fyraårsperioden.

Storstockholm Väst innebär en uppgradering från 220 kV till 400 kV av stamnätet 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. Storstockholm Väst säkerställer tillsammans med programmet Stockholms Ström att det långsiktiga elförsörjningsbehovet i Stockholmsregionen kan tillgodoses. Investeringen beräknas till 4 583 mnkr, varav 201 mnkr belastar fyraårsperioden. Nedan redovisas de projekt som pågår under perioden och är över 100 mnkr.

Överby – Beckomberga, ny 400 kV-ledning

En ny 400 kV-ledning ska byggas mellan stationerna Överby (Sollentuna) och Beckomberga. Investeringen beräknas till 1 252 mnkr, varav 79 mnkr belastar fyraårsperioden.

Beckomberga – Bredäng, ny 400 kV-ledning

En ny 400 kV-ledning ska byggas mellan stationerna Beckomberga och Bredäng. Investeringen beräknas till 999 mnkr, varav 1 mnkr belastar fyraårsperioden.

Odensala – Överby, ny 400 kV-ledning

En ny 400 kV-ledning ska byggas mellan stationerna Odensala (Märsta) och Överby (Sollentuna). Investeringen beräknas till 577 mnkr, varav 73 mnkr belastar fyraårsperioden.

Hamra – Överby, ny 400 kV-ledning

En ny 400 kV-ledning ska byggas mellan stationerna Hamra (befintlig) och Överby (ny). Investeringen beräknas till 509 mnkr, varav 23 mnkr belastar fyraårsperioden.

Bredäng, ny 400kV-station

En ny 400 kV-station ska byggas i närheten av Ellevios befintliga station i Bredäng. Till stationen ska anslutas nya ledningar mot Beckomberga och Kolbotten, samt transformering till regionnät. Investeringen beräknas till 445 mnkr, varav 20 mnkr belastar fyraårsperioden.

Beckomberga, ny 400 kV-station

En ny 400 kV-station ska byggas i närheten av den befintliga stationen i Beckomberga. Till stationen ska anslutas nya ledningar mot Överby (Sollentuna) och Bredäng, samt transformering till regionnät. Investeringen beräknas till 445 mnkr, varav 6 mnkr belastar fyraårsperioden.

Överby, ny 400 kV-station

En ny 400 kV-station ska byggas i närheten av den befintliga stationen i Överby (Sollentuna). Till stationen ska anslutas nya ledningar mot Hamra, Odensala och Beckomberga, samt transformering till regionnätet. Investeringen beräknas till 300 mnkr, varav 5 mnkr belastar fyraårsperioden.

4.2.4 Systemförstärkningar 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. Den beräknade tekniska livslängden kommer att uppnås för vissa av ledningarna inom 5 till 25 år och de kommer att behöva ersättas. Projektet representerar ett samlingsprojekt som omfattar spänningssuppgrädering i samband med förnyelsen av 220 kV-ledningarna. Nedan ingår ett samlingsprojekt och planerade förnyelser av 220 kV-ledningar som kan komma att uppgraderas till 400 kV-ledningar för att öka överföringskapaciteten i snitt 2 samt tillgodose förbrukningsbehovet i områdena kring Stockholm, Uppsala och Mälardalen. Investeringen beräknas till 19 700 mnkr, varav 312 mnkr belastar fyraårsperioden.

Snitt 2, uppgradering av ledningar

I detta projekt ingår de åtgärder som inte specificeras nedan. Investeringen beräknas till 16 200 mnkr, varav 96 mnkr belastar fyraårsperioden, i denna utgift ingår eventuella uppgraderingar till 400 kV.

Laforsen – Hofors – Finnslätten, förnyelse 220 kV-ledning

Ledningen som ligger i Gävleborgs, Dalarnas och Västmanlands län är byggd 1949 och har uppnått sin beräknade tekniska livslängd varför den är i behov av förnyelse eller ombyggnation till 400 kV-ledning. En ny ledning byggs mellan Laforsen, Hofors och Finnslätten. Investeringen uppgår till 1 313 mnkr, varav 8 mnkr belastar fyraårsperioden.

Hällsjö – Söderala, förnyelse 220 kV-ledning

Ledningen som ligger i Västernorrlands och Gävleborgs län är byggd 1947 och närmar sig sin beräknade tekniska livslängd varför den är i behov av total förnyelse eller ombyggnation till 400 kV-ledning. En ny ledning byggs mellan Hällsjö och Söderala. Investeringen uppgår till 505 mnkr, varav 49 mnkr belastar fyraårsperioden.

Horndal – Finnslätten, förnyelse 220 kV-ledning

Ledningen som ligger i Dalarnas och Västmanlands län är byggd 1938 och har uppnått sin beräknade tekniska livslängd varför den är i behov av förnyelse eller ombyggnation till 400 kV-ledning. En ny ledning byggs mellan Horndal och Finnslätten. Investeringen uppgår till 307 mnkr, varav 30 mnkr belastar fyraårsperioden.

Ockelbo – Horndal, förnyelse 220 kV-ledning

Ledningen som ligger i Dalarnas och Gävleborgs län är byggd 1942 och har uppnått sin beräknade tekniska livslängd varför den är i behov av förnyelse eller ombyggnation till 400 kV-ledning. En ny ledning byggs mellan Ockelbo och Horndal. Investeringen uppgår till 291 mnkr, varav 27 mnkr belastar fyraårsperioden.

Ånge – Laforsen, förnyelse 220 kV-ledning

Ledningen som ligger i Västernorrlands och Gävleborgs län är byggd 1949 och har uppnått sin beräknade tekniska livslängd varför den är i behov av förnyelse eller ombyggnation till 400 kV-ledning. En ny ledning byggs mellan Ånge och Laforsen. Investeringen uppgår till 260 mnkr, varav 26 mnkr belastar fyraårsperioden.

Untra – Bredåker, förnyelse 220 kV-ledning

Ledningen som ligger i Uppsala län är byggd 1948 och har uppnått sin beräknade tekniska livslängd varför den är i behov av förnyelse eller ombyggnation till 400 kV-ledning. En ny ledning byggs mellan Untra och Bredåker. Investeringen uppgår till 252 mnkr, varav 25 mnkr belastar fyraårsperioden.

Horndal – Untra, förnyelse 220 kV-ledning

Ledningen som ligger till större delen i Upplands län är byggd 1945 och närmar sig sin beräknade tekniska livslängd och är därför i behov av förnyelse eller ombyggnation till 400 kV-ledning. En ny ledning byggs mellan Horndal och Untra. Investeringen uppgår till 220 mnkr, varav 17 mnkr belastar fyraårsperioden.

Ljusdal – Dönje – Ockelbo, förnyelse 220 kV-ledning

Ledningen som ligger i Gävleborgs län är byggd 1942 och har uppnått sin beräknade tekniska livslängd varför den är i behov av förnyelse eller ombyggnation till 400 kV-ledning. En ny ledning byggs mellan Ljusdal via Dönje till Ockelbo. Investeringen uppgår till 216 mnkr, varav 20 mnkr belastar fyraårsperioden.

Valbo – Untra, förnyelse 220 kV-ledning

Ledningen som ligger i Gävleborgs och Uppsala län är byggd 1947 och har uppnått sin beräknade tekniska livslängd varför den är i behov av förnyelse eller ombyggnation till 400 kV-ledning. En ny ledning byggs mellan Valbo och Untra. Investeringen uppgår till 129 mnkr, varav 13 mnkr belastar fyraårsperioden.

4.2.5 Systemförstärkning övriga

Skogssäter – Stenkullen, ny 400 kV-ledning

En ny 400 kV-ledning byggs för att öka överföringskapaciteten i det s.k. Västkustsnittet. Den ökade kapaciteten möjliggör också anslutning av nya vindkraftsparker i området. Investeringen uppgår till 947 mnkr, varav 845 mnkr belastar fyraårsperioden.

Midskog – Järpströmmen, uppgradering till 400 kV-ledning

220 kV-ledningen mellan Midskog och Järpströmmen i Jämtlands län börjar nå sin beräknade tekniska livslängd och en total förnyelse av ledningen är aktuell. Ett eventuellt ytterligare behov av kapacitetsökning i området, samt möjlighet till ökad import från Nea (Norge), kommer att utredas under våren 2018. Investeringen beräknas till 786 mnkr, varav 72 mnkr belastar fyraårsperioden.

Betåsen – Hjalta, ny 400 kV-ledning

En systemstudie av SE2 har identifierat ett behov av en ny ledning mellan Betåsen och Hjalta i Västernorrlands län för att förstärka nätet i SE2 som följd av tillkommande vindkraft. Investeringen uppgår till 603 mnkr, varav 57 mnkr belastar fyraårsperioden.

Storfinnforsen – Midskog, förnyelse 400 kV-ledning

I Ångermanland behöver 400 kV-ledningen mellan Storfinnforsen och Midskog förnyas på grund av den vindkraft som storskaligt byggs kring Storfinnforsen. Ledningen är byggd 1952. Investeringen uppgår till 412 mnkr, varav 4 mnkr belastar fyraårsperioden.

Långbjörn – Storfinnforsen, ny 400 kV-ledning

En ny ledning mellan Långbjörn och Storfinnforsen byggs för att minska lokala produktionsbegränsningar och säkerställa driftsäkerheten. Vidare möjliggör ledningen anslutning av mer vindkraft. Investeringen uppgår till 332 mnkr, varav 308 mnkr belastar fyraårsperioden.

Karlslund – 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. Investeringen uppgår till 269 mnkr, varav 224 mnkr belastar fyraårsperioden.

Stenkullen, reaktiv produktion

Den tekniska livslängden för den befintliga SVC-anläggningen i Stenkullen (Lerum) i Västra Götalands län har överskridits och anläggningen är i stort behov av upp- rustning. Spänningshållningen i området påverkas också av Ringhals ABs beslut att avveckla Ringhals 1 och 2. Då området kommer att ha ett stort underskott av reaktiv produktionsförmåga planeras att SVC-anläggningen ersätts med en modern s.k. SVS-anläggning. Investeringen uppgår till 262 mnkr, varav 249 mnkr belastar fyra- årsperioden.

Hjälta och Helgum, ny 220 kV-station samt ny 400/220 kV-transformator (f.d. Hjälta)

Det finns ett behov av att förstärka driftsäkerheten i området och avlasta 220 kV- nätet kring Ångemanälven och Indalsälven. Det medför behov av en ny transforme- ring mellan Hjältas 400 kV-station och 220 kV-station samt ett antal stations- och ledningsåtgärder i området. Investeringen uppgår till 261 mnkr, varav 29 mnkr belastar fyraårsperioden.

Kilforsen – Ramsele förnyelse 400 kV-ledning

En systemstudie av SE2 har identifierat ett behov av en kapacitetsuppgradering av befintlig ledning mellan Kilforsen och Ramsele i Västernorrlands län. Befintlig ledning kommer att ersättas med en ny 400 kV-ledning med högre kapacitet. Inve- steringen uppgår till 260 mnkr, varav 25 mnkr belastar fyraårsperioden.

Hagby, Hamra, Kolbotten - reinvestering dynamiska spänningsreglerre- surser

Det finns ett behov av att utreda hur dagens dynamiska spänningsreglerande resur- ser i nätområde Stockholm ska ersättas. Drivkraften för utredningen är att säker- ställa tillfredsställande spänningshållning och stabilitetsmarginaler i denna del av stamnätet också i framtiden. Ett tänkbart utfall av utredningen är åtgärder i form av ny dynamisk kompenseringsutrustning (t.ex. en synkronkompensator, en SVC, brytarkopplade shuntar eller en kombination av dessa utrustningar). Stationer där det idag finns dynamisk kompenseringsstationer som idag saknar denna typ av utrustning kan bli aktuella för de nya installationerna. Investeringen beräknas till 150 mnkr, varav 15 mnkr belastar fyraårsperioden.

4.2.6 Övriga nyinvesteringar

Central tjänstehubb, nytt system

Svenska kraftnät har fått i uppdrag av regeringen att utveckla och driva en central informationshanteringsmodell, en så kallad tjänstehubb, på den svenska elmark- naden. Syftet är att ge en kundvänligare elmarknad med utvecklade energitjänster

som stöttar ökad konkurrens, förbrukningsflexibilitet och en harmoniserad elhandlarcentrisk slutkundmarknad.

Uppdraget är mycket komplext och IT-utvecklingen omfattande. För närvarande pågår ett arbete med att definiera hubbens omfattning och innehåll. Investeringen beräknas till 402 mnkr, varav 357 mnkr belastar fyraårsperioden.

Hugin, nytt system för balanstjänsten

Svenska kraftnäts balanstjänst använder idag IT-systemet Trans för att hantera utbyte och sammanställning av information på elmarknaden. Trans togs i drift 1996 och har nu nått sin tekniska livslängd, vilket ytterligare understryks av att leverantören under 2016 successivt börjar avveckla plattformens support. Verket har inlett ett utvecklingsarbete tillsammans med Statnett i deras nyligen utvecklade system, LARM, och kommer därigenom att anskaffa ett modernt och ändamålsenligt verktyg för balanstjänsten. Investeringen beräknas till 244 mnkr, varav 6 mnkr belastar fyraårsperioden.

Mace, nytt system för införande av nytt balanseringskoncept

Ett nytt balanseringskoncept har tagits fram för att hantera de utmaningar som balanseringen av det nordiska kraftsystemet ställs inför i och med en ökad andel icke planerbar produktion. Konceptet är en förutsättning för att det nordiska kraftsystemet ska kunna balanseras på ett säkert och effektivt sätt även i framtiden samtidigt som det även säkerställer att de europeiska nätkoderna kan uppfyllas. Dessutom möjliggör det nya balanseringskonceptet en ökad integration med europeiska marknader.

För att skapa en så effektiv balansering som möjligt krävs IT-lösningar såväl för beräkningar och övervakning som för en ökad grad av automatisering av balanseringsprocessen. Investeringen beräknas till 150 mnkr, varav 135 mnkr belastar fyraårsperioden.

4.3 Reinvesteringar

Under perioden pågår många projekt samtidigt och befinner sig i olika faser. Nedan framgår verkets plan för reinvesteringar i befintliga anläggningar med ett beräknat belopp från 100 mnkr. I bilaga 1 redovisas investeringarnas utgifter över planperioden.

4.3.1 Reinvestering, ledningar och kablar

Stamnätet har byggts ut från 1930-talet med 220 kV-ledningar och från 1950-talet med 400 kV-ledningar. Många ledningar börjar närma sig teknisk livslängd och är i behov av totalförnyelse. Långa genomförandetider vid ledningsbyggnad, svårigheter med avbrott m.m. gör att förnyelsen behöver göras etappvis i ett förnyelsepaket under en längre period för att inte påverka marknaden mer än nödvändigt. Förnyelsen av de första delsträckorna behöver därför påbörjas under den kommande

fyraårsperioden. Förutom de 220 kV-ledningar som planeras av såväl systemförstärknings skäl som förnyelsebehov och som nämns ovan, finns nedanstående ledningar där förnyelse planeras under perioden.

Kilanda – Stenkullen, förnyelse av två 400 kV-ledningar

Ledningarna som ligger i Västra Götalands län är byggda 1956 respektive 1968. De närmar sig sin beräknade tekniska livslängd och är i behov av förnyelse. Ledningarna ingår i ett förnyelsepaket på västkusten där miljöfaktorer har negativ påverkan på livslängden. Investeringen uppgår till 2 683 mnkr, varav 186 mnkr belastar fyraårsperioden.

Breared – Söderåsen, förnyelse 400 kV-ledning

Ledningen som ligger i Hallands och Skåne län är byggd 1954 och närmar sig sin beräknade tekniska livslängd varför den är i behov av förnyelse. Den ingår i ett förnyelsepaket på västkusten där miljöfaktorer har negativ påverkan på livslängd. Investeringen uppgår till 1 045 mnkr, varav 31 mnkr belastar fyraårsperioden.

Horred – Breared, förnyelse 400 kV-ledning

Ledningen som ligger i Hallands och Västra Götalands län är byggd 1955 och närmar sig sin beräknade tekniska livslängd varför den är i behov av förnyelse. Den ingår i ett förnyelsepaket på västkusten där miljöfaktorer har negativ påverkan på livslängden. Investeringen uppgår till 814 mnkr, varav 34 mnkr belastar fyraårsperioden.

Skogssäter – Kilanda, förnyelse 400 kV-ledning

Ledningen som ligger i Västra Götalands län är byggd 1956 och närmar sig sin beräknade tekniska livslängd varför den är i behov av förnyelse. Den ingår i ett förnyelsepaket på västkusten där miljöfaktorer har negativ påverkan på ledningarnas livslängd. Investeringen uppgår till 496 mnkr, varav 87 mnkr belastar fyraårsperioden.

Stenkullen – Horred, förnyelse 400 kV-ledning

Ledningen som ligger i Västra Götalands län är byggd 1954 och närmar sig sin beräknade tekniska livslängd varför den är i behov av förnyelse. Den ingår i ett förnyelsepaket på västkusten där miljöfaktorer har negativ påverkan på livslängden. Investeringen uppgår till 464 mnkr, varav 42 mnkr belastar fyraårsperioden.

Söderåsen – Barsebäck, förnyelse 400 kV-ledning

Ledningen som ligger i Skåne län är byggd 1958 och närmar sig sin beräknade tekniska livslängd varför den är i behov av förnyelse. Den ingår i ett förnyelsepaket på västkusten där miljöfaktorer har negativ påverkan på ledningarnas livslängd. Investeringen uppgår till 400 mnkr, varav 37 mnkr belastar fyraårsperioden.

Öresundsförbindelsen, förnyelse 400 kV-växelströmskablar

Idag förbinds södra Sverige och Själland med två 400 kV-kabelförbindelser och fyra 130 kV-kablar. De förstnämnda är tunnoljekablar som togs i drift hösten 1973.

Svenska kraftnät planerar ett byte av kabelförbandet för att undvika risk för haveri och oljeläckage. Kabelförbindelsen som ska förnyas ägs av Svenska kraftnät medan Energinet.dk äger den andra 400 kV-kabelförbindelsen som kommer att förnyas om några år. Investeringen beräknas till 375 mnkr, varav 336 mnkr belastar fyraårsperioden.

Sege – Barsebäck, förnyelse 400 kV-ledning

Ledningen som ligger i Skåne län är byggd 1958 och har uppnått sin beräknade tekniska livslängd varför den är i behov av förnyelse. Den ingår i ett förnyelsepaket på västkusten där miljöfaktorer har negativ påverkan på ledningarnas livslängd. Investeringen uppgår till 351 mnkr, varav 49 mnkr belastar fyraårsperioden.

Stadsforsen – Torpshammar, förnyelse 220 kV-ledning

Ledningen, som ligger i Västernorrlands och Jämtlands län är byggd 1943 och har uppnått sin beräknade tekniska livslängd varför den är i behov av förnyelse. Investeringen uppgår till 232 mnkr, varav 22 mnkr belastar fyraårsperioden.

Horndal – Avesta, förnyelse 220 kV-ledning

Ledningen som ligger i Dalarnas län är byggd 1937 och har uppnått sin beräknade tekniska livslängd varför den är i behov av förnyelse. Investeringen uppgår till 210 mnkr, varav 209 mnkr belastar fyraårsperioden.

Krångede – Horndal, förnyelse 220 kV-ledning

Ledningen som ligger i Jämtlands, Västernorrlands, Gävleborg och Dalarnas län är byggd 1945 och har uppnått sin beräknade tekniska livslängd varför den är i behov av förnyelse. Investeringen uppgår till 155 mnkr, varav 16 mnkr belastar fyraårsperioden.

Hammarforsen – avgr Svarthålforsen, förnyelse 220 kV-ledning

Ledningen som ligger i Jämtlands län är byggd 1942 och närmar sig sin beräknade tekniska livslängd och är därför i behov av förnyelse. Investeringen uppgår till 100 mnkr, varav 9 mnkr belastar fyraårsperioden.

4.3.2 Reinvestering, stationer

Midskog, förnyelse 400 kV-station

Både 400 kV- och 220 kV-stationen i Midskog, Jämtlands län, närmar sig sin beräknade tekniska livslängd och behöver förnyas. I området Åskälen planeras ny vindkraftproduktion som ansluts till stationen Midskog i samband med att den förnyas. Dessutom förstärks systemet med en ny 400/220 kV-transformator och en 400 kV-reaktor. Investeringen uppgår till 498 mnkr, varav 190 mnkr belastar fyraårsperioden.

Rätan, förnyelse 220 kV- och 400 kV-station inkl. ledningsåtgärder

Stationen, som ligger i Jämtlands län, med transformator och reaktor närmar sig sin beräknade tekniska livslängd och behöver förnyas. Dessutom planeras ny vind-

kraft att anslutas till stationen. En ny 220 kV-ledning samt omdragning av befintliga ledningar ingår i projektet. Investeringen för station- och ledningsåtgärder uppgår till 390 mnkr, varav 212 mnkr belastar fyraårsperioden.

Grundfors, förnyelse 400 kV-station

Stationen, som ligger i Västerbottens län, närmar sig sin beräknade tekniska livslängd. En ny anslutning av totalt 1 100 MW vindkraft planeras också till 400 kV-stationen i Grundfors och görs i samband med förnyelsen av stationen. Investeringen uppgår till 251 mnkr, varav 214 mnkr belastar fyraårsperioden.

Konti-Skan 1 och 2, förnyelse kontrollanläggning

Kontrollanläggningen för likströmsförbindelsen Konti-Skan 2 mellan Jylland och Sverige behöver förnyas. Kontrollanläggningen för den andra förbindelsen, Konti-Skan 1, har ytterligare några år kvar av sin beräknade tekniska livslängd men har funktionsbrister och det finns samordningsvinster om bägge byts samtidigt. Investeringen beräknas till 201 mnkr, varav 123 mnkr belastar fyraårsperioden.

Ringhals, förnyelse 400 kV-station

Stationen, som ligger i Hallands län, består av fyra ställverk, ett till varje kärnkraftblock. Samtliga ställverk närmar sig sin beräknade tekniska livslängd. Ringhals AB har beslutat om att lägga ner block 1 och 2 innan 2020. Därför genomförs en förnyelse av stationen som motsvarar det nya behovet för stationen. Investeringen uppgår till 191 mnkr, varav 71 mnkr belastar fyraårsperioden.

Porjusberget, förnyelse 400 kV-station

Stationen, som ligger i Norrbottens län, närmar sig sin beräknade tekniska livslängd och behöver förnyas. Kontrollanläggningen är gammal och i dåligt skick och efter en ny bedömning tidigareläggs förnyelsen. Investeringen uppgår till 189 mnkr, varav 34 mnkr belastar fyraårsperioden.

Ligga, förnyelse 400 kV-station

Stationen, som ligger i Norrbottens län, närmar sig sin beräknade tekniska livslängd och behöver förnyas. Investeringen uppgår till 186 mnkr, varav 132 mnkr belastar fyraårsperioden.

Stöde, förnyelse 400 kV-station

Stöde, som ligger i Västernorrlands län, är en av de anläggningar som har störst felfrekvens. Fel i anläggningen leder ofta till begränsad överföringskapacitet i snitt 2. Stora delar av anläggningen är i dåligt skick och i behov av förnyelse. Investeringen uppgår till 162 mnkr, varav 101 mnkr belastar fyraårsperioden.

Forsmark, förnyelse 400 kV-station

Stationen, som ligger i Uppsala län, närmar sig sin beräknade tekniska livslängd och behöver förnyas. Investeringen uppgår till 157 mnkr, varav 115 mnkr belastar fyraårsperioden.

Horndal, förnyelse 220 kV-station

Stationen, som ligger i Dalarnas län, närmar sig sin beräknade tekniska livslängd och behöver förnyas. Investeringen uppgår till 150 mnkr, varav 148 mnkr belastar fyraårsperioden.

Stadsforsen, förnyelse 220 kV-station

Stationen, som ligger i Jämtlands län, närmar sig sin beräknade tekniska livslängd och behöver förnyas. Investeringen uppgår till 150 mnkr, varav 150 mnkr belastar fyraårsperioden.

Skogssäter, förnyelse 400 kV-station

Stationen, som ligger i Västra Götalands län, närmar sig sin beräknade tekniska livslängd och behöver förnyas. Stationen behöver också byggas ut för att ansluta den nya ledningen från Skogssäter. Investeringen uppgår till 274 mnkr, varav 134 mnkr belastar fyraårsperioden.

Hedenlunda, förnyelse 400 kV-station

Stationen, som ligger i Södermanlands län, närmar sig sin beräknade tekniska livslängd och behöver förnyas. Investeringen uppgår till 148 mnkr, varav 123 mnkr belastar fyraårsperioden.

Bäsna, förnyelse 400 kV-station

Stationen, som ligger i Dalarnas län, närmar sig sin beräknade tekniska livslängd och behöver förnyas. Investeringen uppgår till 140 mnkr, varav 91 mnkr belastar fyraårsperioden.

Timmersdala, förnyelse 400 kV-station

Stationen, som ligger i Skaraborgs län, förnyas sex år före sin beräknade tekniska livslängd för att möjliggöra en ökad inmatning till Vattenfall Eldistributions regionala nät. Utgiften för tidigareläggning av förnyelsen bekostas av Vattenfall. Investeringen uppgår till 130 mnkr, varav 125 mnkr belastar fyraårsperioden.

Letsi, förnyelse 400 kV-station

Stationen, som ligger i Norrbottens län, närmar sig sin beräknade tekniska livslängd och behöver förnyas. Investeringen uppgår till 124 mnkr, varav 123 mnkr belastar fyraårsperioden.

Kimstad, förnyelse 400 kV-station

Stationen, som ligger i Östergötlands län, närmar sig sin beräknade tekniska livslängd och behöver förnyas. Investeringen uppgår till 120 mnkr, varav 51 mnkr belastar fyraårsperioden.

Barsebäck, förnyelse 400 kV-station

Stationen, som ligger i Skåne län, byggdes på 1970-talet och det hårda klimatet med starka saltvindar sliter på anläggningen. Detta medför att många komponenter i ställverket har uppnått sin beräknade tekniska livslängd och att en större rein-

vestering krävs. Investeringen uppgår till 117 mnkr varav 30 mnkr belastar fyraårsperioden.

Harsprånget, förnyelse 400 kV-station

Stationen, som ligger i Norrbottens län, närmar sig sin beräknade tekniska livslängd och behöver förnyas. Investeringen uppgår till 117 mnkr, varav 73 mnkr belastar fyraårsperioden.

Hall, förnyelse 400 kV-station

Stationen, som ligger i Stockholms län, närmar sig sin beräknade tekniska livslängd och behöver förnyas. Investeringen uppgår till 110 mnkr, varav 5 mnkr belastar fyraårsperioden.

Glan, förnyelse 400 kV-station

Stationen, som ligger i Östergötlands län, närmar sig sin beräknade tekniska livslängd och behöver förnyas. Investeringen uppgår till 106 mnkr, varav 19 mnkr belastar fyraårsperioden.

Kilanda, förnyelse 400 kV-station

Stationen, som ligger i Västra Götalands län, närmar sig sin beräknade tekniska livslängd och behöver förnyas. Investeringen uppgår till 103 mnkr, varav 90 mnkr belastar fyraårsperioden.

Stornorrfors, förnyelse 400 kV-station

Stationen, som ligger i Västerbottens län, närmar sig sin beräknade tekniska livslängd och behöver förnyas. Investeringen uppgår till 100 mnkr, varav 70 mnkr belastar fyraårsperioden.

Svarthyn, förnyelse 400 kV-station

Stora delar av stationen Svarthyn i Norrbottens län närmar sig sin beräknade tekniska livslängd och är därmed i behov av en total stationsförnyelse, alternativt större förnyelseåtgärder. Investeringen uppgår till 100 mnkr, varav 6 mnkr belastar fyraårsperioden.

Vietas, förnyelse 400 kV-station

Stora delar av Vietas i Norrbottens län närmar sig sin beräknade tekniska livslängd och är därmed i behov av en stationsförnyelse, alternativt större åtgärder. Investeringen uppgår till 100 mnkr, varav 22 mnkr belastar fyraårsperioden.

Kolstad, förnyelse 400 kV-station

Stationen, som ligger i Östergötlands län, närmar sig sin beräknade tekniska livslängd och behöver förnyas. Investeringen uppgår till 100 mnkr, varav 72 mnkr belastar fyraårsperioden.

Åker, förnyelse 400 kV-station

Stationen, som ligger i Södermanlands län, närmar sig sin beräknade tekniska livslängd och behöver förnyas. Investeringen uppgår till 100 mnkr, varav 36 mnkr belastar fyraårsperioden.

Kilforsen, förnyelse 400 kV-station

Stationen, som ligger i Västernorrlands län, närmar sig sin beräknade tekniska livslängd och behöver förnyas. Investeringen uppgår till 100 mnkr, varav 73 mnkr belastar fyraårsperioden.

4.3.3 Reinvestering, dotterbolag

Svenska Kraftnät Gasturbiner AB, förnyelse anläggningar

Svenska Kraftnät Gasturbiner AB har till uppgift att driva och underhålla gasturbinanläggningar som affärsverket behöver för att hantera störningar i kraftsystemet. Anläggningarna byggdes under 1970-talet och under de senaste åren har de uppvisat dålig starttillgänglighet.

Under 2014 genomfördes en statusinventering som identifierade ett större reinvesteringarbehov i samtliga anläggningar. Många komponenter såsom jetmotorer, kraftturbiner, generatorer, skorstenar och skalskydd har uppnått sin beräknade tekniska livslängd och måste bytas ut eller renoveras. Reinvesteringarna startade 2015 och genomförs under en sjuårsperiod. Investeringen uppgår till 733 mnkr, varav 292 mnkr belastar fyraårsperioden.

5 Finansiering av investeringarna

5.1 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 utdelning².

Den vanligaste typen av investeringsbidrag är när ny elproduktion eller ny elkonsumtion, exempelvis serverhallar för datorer, tillkommer. I dessa fall är nätföretagen skyldiga att ansluta. Om det inte finns ledig kapacitet i nätet eller om driftsäkerheten påverkas negativt får den anslutande producenten eller konsumenten betala ett investeringsbidrag för att finansiera anslutningen. Investeringsbidrag kan också ges av fastighetsägare t.ex. 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 med hundra procent till Svenska kraftnät. För kapacitetsavgifter som uppstår mellan länder gäller att femtio³ procent tilldelas Svenska kraftnät och femtio procent det angränsande landets stamnätsföretag.

5.2 Finansiell utveckling 2019–2022

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

Enligt regleringsbrevet för Svenska kraftnät ska affärsverket uppnå en räntabilitet på justerat eget kapital, efter schablonmässigt avdrag för skatt, på sex procent under en konjunkturcykel, exklusive resultatandelar från avyttringar i intresseföretag. Detta antas gälla oförändrat under perioden. Regeringen har dock påbörjat en översyn av avkastningskravet. Om översynen leder till en förändring av avkastningskravet får det sannolikt betydande konsekvenser för den finansiella utvecklingen.

² Årets utdelning beräknas enligt 65 procent på föregående års resultat.

³ För SwePol Link pågår för närvarande ett test som innebär en annan fördelning.

Avkastningskravet beräknas sedan 2013 över en konjunkturcykel. Resultaten har de första åren varit mycket goda men överskotten är i princip reducerade efter 2018 varför denna plan har beräknats med ett avkastningskrav om sex procent.

Utöver regeringens avkastningskrav på verket regleras Svenska kraftnäts intäktsnivåer inom nätverksamheten av den intäktsram som fastställs av Energimarknadsinspektionen. Givet de antaganden som denna plan baseras på och under förutsättning att det avkastningskrav som Svenska kraftnät lyder under är oförändrad ger intäktsramen tillräckligt utrymme för verkets intäktsbehov.

Den finansiella utvecklingen är också starkt beroende av en rad faktorer som följer av investeringarna. Investeringsvolymen har stor påverkan på utvecklingen. Investeringar som ligger i genomförandefas torde få ett utfall som ligger nära angiven plan medan sådana investeringar som ligger i planeringsfas och således inte är beslutade ännu är mindre säkra. Vidare har planerade vindkraftsanslutningar en tendens att bli senarelagda eller avbrutna till följd av t.ex. finansieringssvårigheter eller sänkt lönsamhetsbedömning av vindkraftsexploatören. Ett antal vindkraftsanslutningar ingår i planen men det råder stor osäkerhet om vilka som kommer att genomföras.

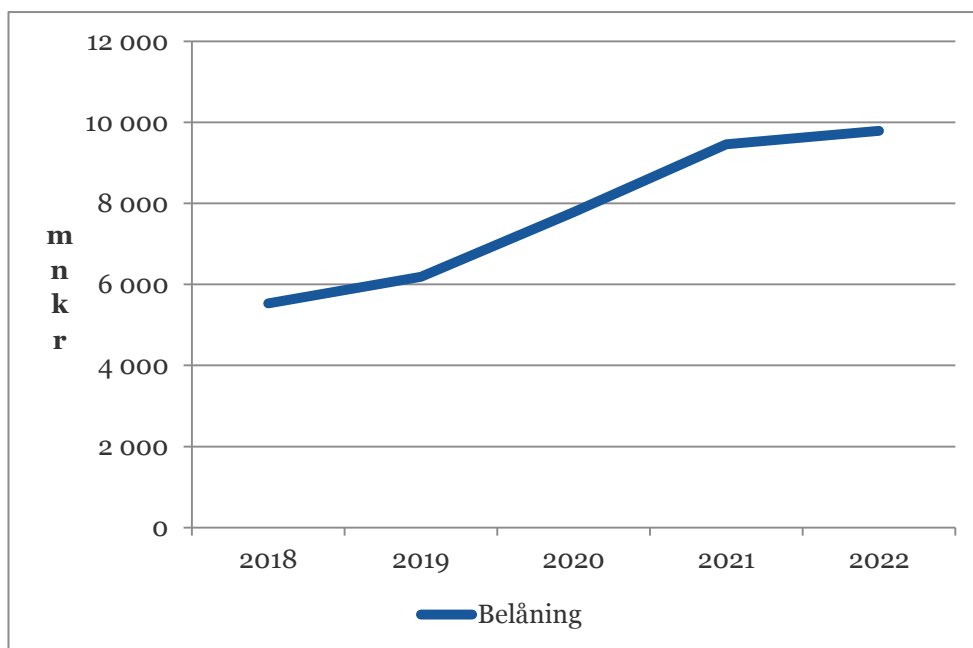
För prognostisering av såväl räntenivån som inflationsantaganden använder verket Konjunkturinstitutets prognos som underlag. Antagen räntenivå är noll procent i början av planperioden och 2,1 procent i slutet av perioden. Givet verkets planerade höga belåning kommer varje avvikelse från den antagna räntenivån att få stor betydelse för verkets räntekostnader och finansiella utveckling.

Verkets omfattande investeringsbehov får även direkt påverkan på avskrivningskostnader men också indirekt genom en ökning av relaterade kostnader för drift och underhåll av ett allt större anläggningsbestånd. Under planperioden beräknas avskrivningskostnaderna att öka från 1,1 miljarder kronor i periodens början till 1,4 miljarder kronor vid utgången av 2022.

En annan faktor som har stor påverkan på den finansiella utvecklingen är inflödet av kapacitetsavgifter. De senaste åren har kapacitetsavgifterna varit en betydande finansieringskälla för verket, men de är mycket svåra att prognostisera. Det totala inflödet av kapacitetsavgifter avgörs av de skillnader i elpris som uppstår vid elhandel mellan länder eller mellan de svenska elområdena, vilket i sin tur beror på de förutsättningar som elmarknaden råder under såsom väder, tillgång på vatten i vattenmagasinen, kärnkraftens tillgänglighet samt överföringskapaciteten mellan elområden och på utlandsförbindelser. Dessa faktorer är svåra att bedöma redan på ett års sikt och ännu svårare på några års sikt. Historiskt sedan elområden infördes i Sverige har kapacitetsavgifterna varierat mellan 700 mnkr och 2 100 mnkr årligen. I denna plan beräknas kapacitetsavgifterna till 1000 mnkr per år för åren 2018–2020 och till 900 mnkr för åren 2021–2022.

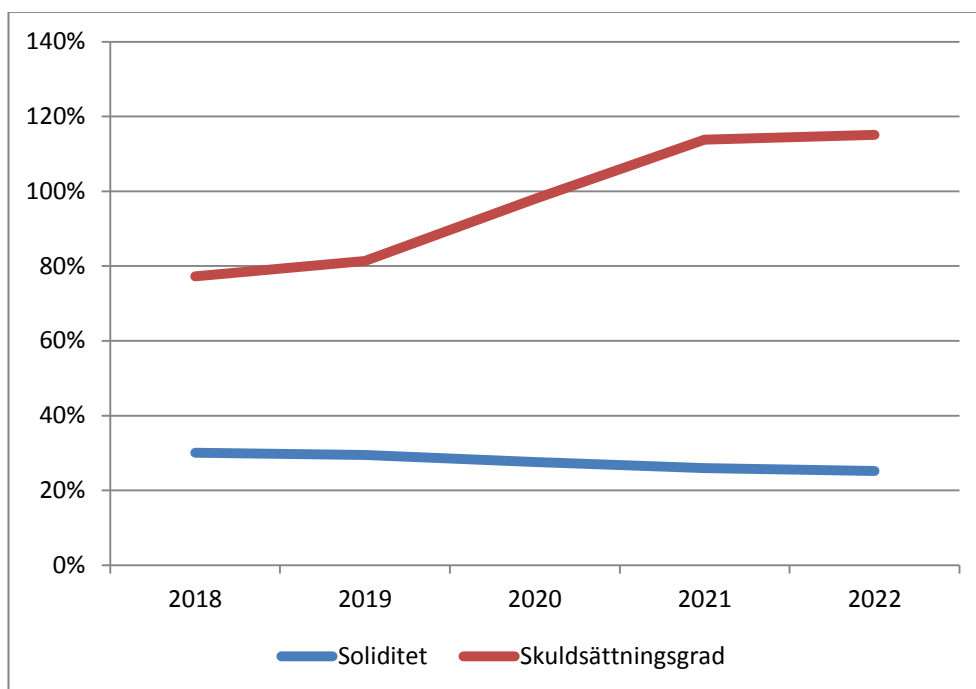
5.2.1 Utveckling av lån och skuldsättning

Skuldsättningen påverkas i hög grad av investeringsutgifterna och inflödet av kapacitetsavgifter. Enligt resonemang ovan är båda mycket svårbedömda vilket medför stora osäkerheter vid beräkning av belåningsbehov. Koncernens skuldsättning kommer under perioden 2019–2022 att öka från ca 5 500 mnkr till ca 9 800 mnkr. Fördelningen över åren framgår av figur 3 nedan och i bilaga 2.



Figur 3. Prognostiserad utveckling för Svenska kraftnäts belåning fram till 2022.

Koncernens skuldsättningsgrad bedöms öka från 80 procent vid periodens början till 85 procent vid utgången av 2019 och till 115 procent vid utgången av 2022. Soliditeten bedöms uppgå till 30 procent vid utgången av 2019 och 25 procent vid utgången av 2022, se figur 4.



Figur 4. Prognostiserad utveckling för Svenska kraftnäts soliditet och skuldsättningsgrad fram till 2022.

Riksdagen beslutade våren 2014 om att verket ska ge lån till nätförstärkningar som är kundspecifika för produktionsanläggningar och antas komma att anslutas i framtiden. Detta sker genom lån till regionnätsföretag eller för anslutningar som görs direkt till stamnätet. Svenska kraftnät har bemyndigats att bevilja lån om högst 700 mnkr. Utgångspunkten i denna plan är att 700 mnkr har utbetalats till slutet av 2021.

För handel med nätförluster ställer Nasdaq Clearing krav på säkerhet. I planen ingår en deposition om ca 400 mnkr som trappas ned till högst 200 mnkr 2019 och upphör 2020.

Inom koncernen kan delägarlån utges till dotter- och intressebolag. Svenska Kraftnät Gasturbiner AB påbörjade 2015 ett omfattande program för förnyelse av anläggningarna. Utöver detta ingår lån till intressebolagen. Finansieringen sker genom lån från verket och bedömningen i denna plan är att högst 500 mnkr är utlånade t.o.m. 2019.

Det egna kapitalet uppgår vid periodens början till 9 500 mnkr och vid slutet av 2022 till 10 800 mnkr dvs. en ökning med 1 300 mnkr. Balansomslutningen 2022 bedöms bli 37 000 mnkr.

I nedanstående tabell sammanfattas de finansiella nyckeltalen för eget kapital, skuldsättning, resultat och avkastningskrav för perioden 2017–2022.

Finansiella nyckeltal (mnkr)	Utfall	Prognos	Prognos	Prognos	Prognos	Prognos
	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Eget kapital	9 304	9 500	10 000	10 200	10 500	10 800
Räntebärande skulder	4 122	5 530	6 187	7 786	9 461	9 787
Skuldsättningsgrad	57%	77%	85%	98%	114%	115%
Årets resultat	203	350	685	690	740	760
Utdelning*	132	228	445	449	481	494
Räntabilitet på just. eget kapital	2%	3%	6%	6%	6%	6%

* inlevereras efterföljande år

Tabell 2. Finansiella nyckeltal utfall 2017 och prognos 2018–2022 (mnkr).

5.2.2 Utveckling av tariffer

Kostnaderna för att driva, utveckla och förvalta stamnätet betalas framför allt av Svenska kraftnäts nätkunder genom effektavgiften, som är den ena av stamnätstareffens två komponenter. Stamnätstareffens andra komponent, energiavgiften, ska täcka verkets kostnader för att ersätta de förluster som uppkommer vid överföringen av el på stamnätet.

Sammantaget innebär investeringstakten att effektavgiften måste höjas. Sett över hela planperioden 2019–2022 bedöms höjningen uppgå till totalt ca 30 procent. Det är viktigt att notera att uppskattningen gäller generellt för hela nätkollektivet. För den enskilde nätkunden kan utfallet bli annorlunda, beroende på avgiftsstruktur och var i nätet kunden är ansluten.

6 Investeringsramen

Investeringarna under planperioden beräknas till 14 550 mnkr, varav 3 100 mnkr avser 2019.

I nedanstående tabell framgår prognos för investeringsutgifter och finansieringen av dessa för åren 2019–2022. I övriga förändringar ingår bl.a. deposition för handel på Nasdaq Clearing AB och nätförstärkningslån.

mnkr	Totalt 2019-2022	Utfall 2017	Prognos 2018	Prognos 2019	Prognos 2020	Prognos 2021	Prognos 2022
Investeringar exkl Gasturbiner AB och optofiberutbyggnad	14 218	1 706	2 935	2 929	4 045	4 071	3 173
Gasturbiner AB	292	104	205	161	95	19	17
Optofiberutbyggnad	40	3	10	10	10	10	10
Summa investeringar	14 550	1 813	3 150	3 100	4 150	4 100	3 200
Amortering av externa lån		796					
Svenska Kraftnät	0	0	0	0	0	0	0
Gasturbiner AB	0	0	0	0	0	0	0
Summa investeringar och amorteringar	14 550	2 609	3 150	3 100	4 150	4 100	3 200
Egen finansiering	4 683	634	946	1 266	1 075	1 160	1 183
Kapacitetsavgifter och investeringsbidrag	5 533	1 545	1 122	1 071	1 340	1 375	1 746
Övriga förändringar	77	430	-326	105	136	-110	-55
Extern upplåning Riksgälden	4 257	0	1 408	657	1 599	1 675	326
Summa finansiering	14 550	2 609	3 150	3 100	4 150	4 100	3 200

Tabell 3. Svenska kraftnäts investeringsplan 2019–2022 (mnkr).

7 Resursbehov för elberedskap och dammsäkerhet

Svenska kraftnät har enligt instruktion och regleringsbrev uppgifter avseende elberedskap och dammsäkerhet. Till dessa hör att som elberedskapsmyndighet besluta om beredskapsåtgärder och ersättning för kostnader för åtgärder enligt elberedskapslagen (2007:288) och som tillsynsvägladande myndighet att främja dammsäkerheten i landet.

Svenska kraftnät verkar för att förebygga, motstå och hantera sådana störningar i elförsörjningen som kan medföra svåra påfrestningar i samhället i fredstid. Dessutom verkar Svenska Kraftnät för sådana åtgärder som krävs vid höjd beredskap och krig. Framtida inriktning och resursbehov är beroende av bl.a. av hur flera drivande omvärldsfaktorer utvecklas och påverkar elsystemets utformning och förändring samt samhällets behov och krav. Det kan t.ex. handla om hur den säkerhetspolitiska utvecklingen fortgår eller hur ny elproduktion påverkar möjligheter till elberedskapsåtgärder.

Den förändrade säkerhetspolitiska situationen i Europa har föranlett en ny försvarspolitisk inriktning för Sverige. Som ett stöd för Svenska kraftnäts och elförsörjningens återupptagande av totalförsvarsplaneringen har en handlingsplan för 2017–2020 upprättats. Handlingsplanen utgår från de gemensamma planeringsförutsättningarna som upprättats av Försvarsmakten och Myndigheten för samhällsskydd och beredskap och tydliggör det kommande arbetet för Svenska kraftnät och elförsörjningens aktörer. Syftet med arbetet är att elförsörjningen 2020 ska ha en stärkt förmåga och motståndskraft att hantera väpnade angrepp och antagonistiska handlingar. Totalförsvarsplaneringen kommer att påverka inriktningen och ambitionen för elberedskapsverksamheten.

Inom elförsörjningens olika delar börjar anläggningsbeståndet att åldras och det finns redan idag ett behov att byta ut gammal teknik mot ny. Denna förändring i anläggningsbeståndet innebär nya investeringsbehov ur elberedskapsperspektiv då äldre fungerande lösningar inte längre har tillgång till de anläggningar som tidigare var centrala ur ett robusthetsperspektiv.

Utöver de ovan nämnda faktorerna som påverkar investeringsbehov i elberedskap så har fortsatt teknikutveckling och digitalisering skapat såväl möjligheter som hot för elförsörjningen i stort. Detta tillsammans med en ökad urbanisering och samhällets ökade elberoende understryker vikten av en robust elförsörjning som lever upp till de krav och behov som samhället har.

Utifrån omvärldstrender och identifiering av risker och sårbarheter kommer Svenska kraftnät de kommande åren 2019–2022 att inrikta verksamheten på att bibehålla och utveckla förmåga inom flera olika fokusområden. Exempel på insatser som kommer att behöva genomföras är bl.a.

- > Robusthetshöjande åtgärder i anläggningar och verksamheter kopplade till produktion, överföring och handel av el.
- > Åtgärder som stärker och utvecklar informations- och IT-säkerheten samt åtgärder vid attacker på dessa system.
- > Åtgärder som ökar robusthet i datakommunikationer.
- > Åtgärder som ökar robusthet i talkommunikationer och användning av talkommunikationssystem.
- > Anskaffning och lagerhållning av strategisk reparationsmateriel för reparationsberedskap i kris och krig.
- > Anskaffning av förstärkningsmateriel för talkommunikation under reparationsåtgärder under kris och krig.
- > Anskaffning av förstärkningsmateriel för ledning av reparationsåtgärder under kris och krig.
- > Åtgärder för ödrift.
- > Åtgärder för mobil reservkraft
- > Åtgärder för mobil dödnätstart
- > Övning och utbildning av elförsörjningens aktörer.
- > Åtgärder för Civilt Försvar

För att främja dammsäkerheten i landet kommer Svenska kraftnäts fokus under de kommande åren att ligga på implementeringen av det nya dammsäkerhetsregelverket och handlingsplanen för utveckling av beredskap för dammhaverier.

Implementeringen av det nya regelverket innebär att stödja och följa upp arbetet med konsekvensutredningar, dammsäkerhetsklassificering samt upprättande av föreskrifter och vägledningar. Vidare ingår stärkta insatser för att utveckla länsstyrelsens tillsyn.

Arbetet enligt handlingsplanen för utveckling av beredskap för dammhaverier innebär för Svenska kraftnäts del en samordnande roll samt att initiera och följa upp aktiviteterna i handlingsplanen.

Svenska kraftnät kommer även att stödja forskning och utveckling samt kunskapsförmedling inom dammsäkerhetsområdet. Insatserna inom dammsäkerhetsområdet följs upp och utvecklingen rapporteras årligen till regeringen.

För 2019 räknar Svenska kraftnät med ett resursbehov för elberedskaps- och dammsäkerhetsåtgärder om ca 255 mnkr. Svenska kraftnäts bedömning är att nuvarande förvaltningsutgifter behöver höjas med 5 mnkr till 40 mnkr år 2019 av ramanslaget 1:8 Elberedskap.

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. Tillsammans med tidigare gjorda åtaganden medför detta ett behov av framtida anslag om högst 200 mnkr under perioden 2019–2022.

Dock kan åtaganden behöva göras inom bemyndiganderamen utöver redovisad period, varför något slutår inte bör anges. Svenska kraftnät ser ett fortsatt behov av att det i regleringsbrev framgår att infriade åtaganden är preliminära.

Bemyndigande (tkr)	Prognos 2018	Förslag 2019	Beräknat 2020	Beräknat per år 2021-2022
Ingående åtaganden	127 759	147 759	157 759	152 759
Nya åtaganden	200 000	210 000	210 000	210 000
Infriade åtaganden	180 000	200 000	215 000	215 000
Utestående åtaganden	147 759	157 759	152 759	147 759
Erhållet/föreslaget bemyndigande	250 000	200 000		

Tabell 4. Särskilt bemyndigande och ekonomiskt åtagande (tkr).

8 Beräknade avgiftsintäkter

Svenska kraftnät finansierar nätverksamheten och systemansvaret genom avgifter. Beräknade avgiftsintäkter framgår av tabell 5.

Intäkter (mnr)	Utfall	Prognos	Prognos	Prognos	Prognos	Prognos
	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Nät- och systemintäkter	8 267	8 800	9 400	9 650	9 950	10 250
Summa avgiftsintäkter	8 267	8 800	9 400	9 650	9 950	10 250

Tabell 5. Avgiftsintäkter (mnr).

Aktuellt års utdelning inlevereras nästkommande verksamhetsår. Det beräknade resultatet samt utdelningen framgår av tabell 6.

Beräknad utdelning (mnr)	Utfall	Prognos	Prognos	Prognos	Prognos	Prognos
	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Årets resultat	203	350	685	690	740	760
Utdelning	132	228	445	449	481	494

Tabell 6. Beräknad utdelning (mnr)

9 Finansiella befogenheter

Svenska kraftnät föreslår att verket för 2019 ges bemyndigande

- > att få ta upp lån i och utanför Riksgälden till ett sammanlagt belopp om 6 200 mnkr,
- > att få ha en skuldsättningsgrad på högst 85 procent,
- > att få besluta om och genomföra de investeringar som följer av denna investerings- och finansieringsplan. Investeringarna för 2019 beräknas uppgå till 3 100 mnkr,
- > att besluta om förvärv och bildande av bolag som ska verka inom affärsverkets verksamhetsområde intill ett belopp om 20 mnkr samt avyttra aktier intill ett belopp om 20 mnkr,
- > att intill ett belopp om 500 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) för 2019 uppgår till 200 mnkr samt,
- > att 255 mnkr anslås för elberedskapsverksamheten.