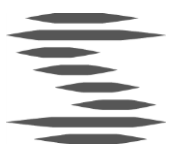


2016-02-19

2016/60

INVESTERINGSPLAN

**Investerings- och finansieringsplan för åren 2017 – 2020**

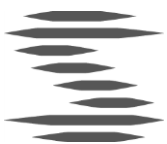


## Innehåll

1	Inledning.....	5
2	Investeringarnas drivkrafter.....	7
2.1	<i>Anslutning av ny elproduktion och nät.....</i>	<i>7</i>
2.2	<i>Flaskhalsar och marknadsintegration.....</i>	<i>8</i>
2.3	<i>Behovet av reinvesteringar.....</i>	<i>9</i>
3	Avvikelsena mellan plan och utfall .....	11
3.1	<i>Investeringsutfallet 2015.....</i>	<i>11</i>
3.2	<i>Nedlagda projekt under 2015 .....</i>	<i>12</i>
3.3	<i>Avvikelsena i ett historiskt perspektiv .....</i>	<i>13</i>
3.4	<i>Vidtagna åtgärder .....</i>	<i>14</i>
4	Investeringarna 2017 – 2020 .....	17
4.1	<i>Förändringar sedan föregående plan.....</i>	<i>17</i>
4.1.1	<i>Nya investeringar över 100 mnkr som tillkommit.....</i>	<i>17</i>
4.1.2	<i>Investeringar över 100 mnkr som har utgått .....</i>	<i>18</i>
4.2	<i>Sammanställning av investeringar (&gt;100 mnkr).....</i>	<i>18</i>
4.3	<i>Nya investeringar.....</i>	<i>19</i>
4.3.1	<i>Stockholms Ström .....</i>	<i>19</i>
4.3.2	<i>Övrig anslutning av ny elproduktion och nät.....</i>	<i>20</i>
4.3.3	<i>Flaskhalsar och marknadsintegration .....</i>	<i>23</i>
4.3.4	<i>Övriga nyinvesteringar .....</i>	<i>24</i>
4.4	<i>Reinvesteringar .....</i>	<i>25</i>
4.4.1	<i>Reinvesteringar ledningar .....</i>	<i>25</i>
4.4.2	<i>Reinvesteringar stationer.....</i>	<i>27</i>
4.4.3	<i>Reinvesteringar dotterbolag .....</i>	<i>30</i>
5	Finansiering av investeringarna.....	31

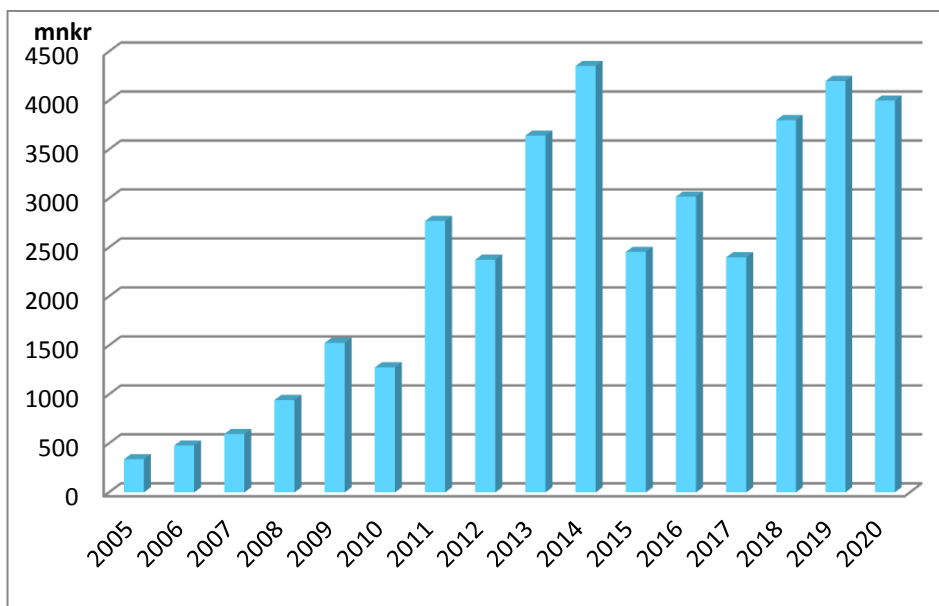


5.1	<i>Finansieringskällor</i> .....	31
5.2	<i>Finansiell ställning och förutsättningar</i> .....	32
5.3	<i>Utveckling av tariffen för nätkunder</i> .....	33
6	Investeringsramen .....	35
7	Resursbehov för elberedskap och dammsäkerhet .....	37
8	Beräknade avgiftsintäkter .....	41
9	Övriga behov av finansiella befogenheter .....	43



# 1 Inledning

Stamnätet är inne i en period av omfattande utbyggnader och reinvesteringar. Investeringarna är i historisk jämförelse mycket stora och kommer att prägla Svenska kraftnät och stamnätet under många år framöver. Denna plan omfattar dock något lägre investeringar än föregående plan, vilket beror på att ett antal projekt har utgått eller senarelagts. Utvecklingen av verkets nätinvesteringar framgår av följande diagram.



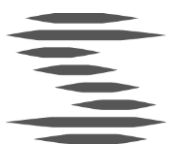
Figur 1. Gjorda investeringar 2005 – 2015, planerade investeringar 2016 och enligt denna plan 2017 – 2020.

Investeringar i det svenska stamnätet behövs för att omhänderta tillkommande förnybar elproduktion, undanröja interna flaskhalsar, fördjupa marknadsintegrationen med omvärlden och bidra till skapandet av en gemensam europeisk elmarknad. Därtill kommer omfattande reinvesteringsbehov i ett stamnät, där många delar är gamla.

Mot denna bakgrund fastställde Svenska kraftnät i november 2015 en tioårig plan för investeringarna, Nätutvecklingsplan 2016 – 2025. Den ger en detaljerad redovisning av planerade projekt samt deras beräknade kostnader och bedömda tidplaner. Planen utgör grund för affärverkets fortsatta nätplanering och utgångspunkt för Svenska kraftnäts bidrag till nästa europeiska tioårsplan för nätinvesteringarna<sup>1</sup>.

<sup>1</sup> Ten Year Network Development Plan (TYNDP)





## 2 Investeringarnas drivkrafter

Den förändrade energi- och klimatpolitiken utgör den främsta drivkraften för dagens nätinvesteringar. Stamnätet måste byggas ut i takt med samhällsutvecklingen, för att inte överföringsnäten ska bli en begränsande faktor för statsmakternas ambitioner.

Dagens prognoser indikerar en fortsatt stor utbyggnad av den förnybara elproduktionen, vilket kommer att kräva investeringar i nya anslutningar och ökad överföringskapacitet. Tillräcklig överföringskapacitet i stamnäten är även en förutsättning för en väl integrerad, gemensam nordisk och europeisk elmarknad. De krav som detta medför på tillräcklig kapacitet och driftsäkerhet måste också tillgodoses.

Det är Svenska kraftnäts uppgift att bygga ut stamnätet på ett samhällsekonomiskt och rationellt sätt för att möta dessa krav. Vidare får inte stamnätets förmåga att tillgodose överföringskapacitet minska till följd av anläggningarnas ålder, varför reinvesteringarna i befintliga anläggningar är lika viktiga.

### 2.1 Anslutning av ny elproduktion och nät

Antalet nya anslutningar till stamnätet ökar. Den främsta orsaken är utbyggnaden av vindkraft. Svenska kraftnät har f.n. förfrågningar om anslutning av vindkraft på i storleksordningen 18 000 MW. Det är dubbelt så mycket som den installerade effekten i all svensk kärnkraft och motsvarar 75 procent av landets maximala effektbehov. Till detta kommer alla de ansökningar som finns hos landets regionnätbolag om anslutning av vindkraft till lägre spänningsnivåer.

Sammantaget innebär den omfattande vindkraftsutbyggnaden en betydande utmaning för Svenska kraftnät vid planeringen av nätets utbyggnadsbehov. Det är svårt att kunna bedöma vilka utbyggnadsprojekt som kommer att realiseras. Det råder ofta stor osäkerhet om och när planerade investeringar kommer till stånd och hur omfattande de i slutändan blir. Detta förhållande understryks ytterligare av att tillståndsprocesserna för att bygga ut stamnätet normalt är väsentligt längre än motsvarande processer för tillståndsgivning till vindkraftsanläggningarna.

Under 1980- och 90-talen höjdes effekten i kärnkraftverken med i storleksordningen fem till tio procent. Därefter gjordes fortsatta effekthöjningar i form av åtgärder för ökad verkningsgrad. Under 2000-talet gjordes ansökningar om höjning av den termiska effekten i åtta av landets tio block.



Under de senaste åren har de rent företagsekonomiska förutsättningarna för svensk kärnkraft försämrats kraftigt. Låga elpriser pressar tillsammans med höjd effektskatt och ökade avgifter till kärnavfallsfonden lönsamheten. Det har lett till att ägarna nu beslutat om förtida stängning av de fyra reaktorer som togs i drift på 1970-talet. Svenska kraftnät har inte längre några förfrågningar om ökad effektinmatning från kärnkraftverken.

## 2.2 Flaskhalsar och marknadsintegration

Att tillhandahålla tillräcklig kapacitet för en ökad marknadsintegration är en drivkraft som fortlöpande analyseras. För att skapa en bild av det framtida överföringsmönstret i stamnätet analyserar Svenska kraftnät hur de nya produktionsanläggningarna kommer att användas. Detta är särskilt viktigt i ett kraftsystem som det svenska, där en stor del av produktionen ligger i norra Sverige medan förbrukningen är koncentrerad till de södra delarna av landet.

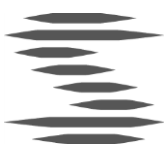
Baltikum, Tyskland, Polen och så småningom Storbritannien kommer att vara de största potentiella importörerna av el från Norden. Nya förbindelser möjliggör ersättning av fossilbaserad elproduktion på kontinenten med koldioxidfri el från Skandinavien. De stärker även den svenska försörjningssäkerheten.

Utan nya förbindelser till omvärlden finns en risk för att produktion blir instängd i Sverige och Norge. Priserna i Norden och på kontinenten kommer att konvergera allt mer när nya utlandsförbindelser byggs.

Nya utlandsförbindelser är viktiga för att produktionskapaciteten i Sverige och Norge ska kunna utnyttjas fullt ut. En förbindelse mellan Sverige och Litauen, NordBalt, tas i drift under våren 2016 och Svenska kraftnät planerar även en ny förbindelse till Tyskland.

Nya utlandsförbindelser medför ökad överföring i stamnätet. Det sätter fokus på de interna svenska flaskhalsarna – de s.k. snitten – som i vissa driftsituationer kan vara begränsande. Svenska kraftnät ser därför över behovet av interna nätförstärkningar, inte bara över snitten, utan också lokalt i de områden där nya produktionsanläggningar och utlandsförbindelser ska anslutas.

Ledningsnätet i södra Sverige klarar inte ökad överföring i någon större utsträckning, utan förstärkningar. En uppgradering av gamla ledningar kan göras genom att öka antalet linor per fas från två till tre och samtidigt öka tvärsnittsarean på varje faslina. Detta kräver dock i många fall ett byte till kraftigare ledningsstolpar. Samtidigt är det





svårt att ta avbrott, eftersom ledningarna är högt belastade under stora delar av året och är viktiga för driftsäkerheten.

I flera fall bli det enda alternativet att bygga en ny ledning för att ersätta den gamla. Det är dock svårt att komma fram med nya ledningar i södra Sverige, som är tätt befolkat och har många skyddsvärda områden.

Svenska kraftnät vidtar åtgärder för att höja kapaciteten mellan elområdena SE3 och SE4, främst genom SydVästlänken. Svenska kraftnät utreder även behovet av ytterligare kapacitet mellan SE1 och SE2 samt mellan SE2 och SE3. Drivkraften bakom dessa förstärkningar är även kopplad till behovet av att kunna ta gamla ledningar ur drift för upprustning, utan att detta får alltför stor negativ inverkan på elmarknaden.

Det är viktigt att rätt åtgärder vidtas vid rätt tidpunkt så att driftsäkerheten kan upprätthållas, samtidigt som marknadens behov av överföringskapacitet kan tillgodoses.

## 2.3 Behovet av reinvesteringar

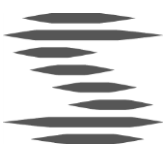
Stamnätet har en betydelsefull roll för elförsörjningen och utgör en central del av samhällets infrastruktur. Samhällets allt större elberoende ställer allt högre krav på stamnätet och försörjningssäkerheten.

Stamnätets förmåga att tillgodose kundernas önskemål om överföring får därför inte minska till följd av anläggningarnas ökande ålder. Nu närmar sig de äldsta delarna av 400 kV-systemet 65 års ålder. Delar av 220 kV-systemet är ännu äldre. Svenska kraftnäts ansvar är att se till att anläggningarnas kvalitet och prestanda upprätthålls och att stamnätet förblir robust.

Att reinvestera i befintliga anläggningar är därför lika viktigt som att investera i nya. Hög drift- och personsäkerhet är centrala mål i Svenska kraftnäts verksamhet och en kontinuerlig förnyelse av åldrande anläggningar är nödvändig för att nå dem.

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.

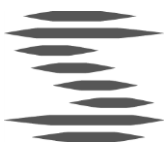
Mot bakgrund av detta kan Svenska kraftnät inte avvakta med investeringsåtgärder till dess ett haveri inträffar, utan måste planera och genomföra investeringar innan anläggningarnas tekniska livslängd uppnås.



Eftersom många stamnätsanläggningar är nära sin tekniska livslängd fordras en mer långsiktig reinvesteringsplan. Sedan ett par år pågår därför en omfattande inventering med statusbedömning av alla stamnätsanläggningar. Detta har legat till grund för det detaljerade program och de prioriteringar av nödvändiga reinvesteringar i stationer och ledningar som nu föreligger. Statusbedömning av anläggningar är ett komplext område som ständigt utvecklas, vilket då får till följd att också planerna ändras för att ta hänsyn till nya rön.

Det är slutligen värt att notera att för att kunna förnya ledningar så måste man i de flesta fall ersätta dem med helt nya. Detta ställer stora krav på rationella metoder för att genomföra åtgärderna – dels ur ett tillståndsperspektiv, dels för att minimera den påverkan som längre avbrott får på elmarknaden.

Det är inte uteslutet att det i vissa kritiska områden kan vara motiverat med ytterligare en ledning för att behålla nuvarande marknadskapacitet under den mångåriga processen att förnya ledning efter ledning.



## 3 Avvikelserna mellan plan och utfall

### 3.1 Investeringsutfallet 2015

Investeringsramen för 2015 uppgick till 4 350 mnkr och utfallet blev 2 455 mnkr, vilket innebär en avvikelse på 1 895 mnkr eller 44 procent. Avvikelsen är mycket stor och nedan redovisas de främsta anledningarna.

#### **Förseningar (- 1 238 mnkr)**

Två av Svenska kraftnäts största projekt, SydVästlänken och NordBalt, har under året befunnit sig i genomförandefas. Till följd av förseningar har utgifter i dessa projekt förskjutits till nästkommande kalenderår.

Förseningarna beror främst på tekniska svårigheter, där leverantören inte klarat sina åtaganden, eller på utdragna projektavslut. Det finns även projekt som inte har påbörjats som planerat. Det beror bl.a. på att anslutningsavtal inte tecknats som planerat eller på att beställarna dragit sig ur projekt i ett mycket sent skede.

I programmet Stockholms Ström finns många ömsesidiga beroenden mellan olika delprojekt. Här har förseningar i två projekt därför medfört att också flera andra projekt påverkats. Dessa förseningar förklarar en avvikelse om 145 mnkr.

Senarelagda betalningar för omriktarstationerna i SydVästlänken och NordBalt står för 710 mnkr respektive 120 mnkr.

#### **Nedlagda projekt (- 555 mnkr)**

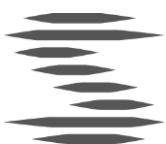
Under perioden har projekt avbrutits enligt vad som redovisas i avsnitt 3.2. Därtill kommer ett antal projekt som omprövats, bl.a. den planerade anslutningen till Gotland som svarar för en avvikelse med 215 mnkr.

Stoppade planer på ytterligare effekthöjningar i kärnkraften har medfört att projekt inte kommer att genomföras. Det förklarar en avvikelse med 135 mnkr. Planerade anslutningar av vindkraft som inte fullföljts svarar för 120 mnkr.

#### **Koncessioner och tillstånd (- 262 mnkr)**

För att kunna genomföra ett projekt krävs ett flertal tillstånd som miljödomar, byggplaner och koncession. Svenska kraftnät är beroende av att andra instanser samverkar för framdrift av projekten och uteblivna tillstånd försenar genomförandet.

Det är främst vid nybyggnad av ledningar och stationer men även vid förnyelse av gamla ledningar där koncessionsprövningen tar mycket längre tid än planerat.



### **Lägre utgifter (- 40 mnkr)**

Projekt mål kan ändras under genomförandefasen och medföra att projekt får ändrad omfattning och därför blir billigare.

### **Högre utgifter (+ 317 mnkr)**

Det förekommer naturligtvis också att en entreprenad blir dyrare än budgeterat. I ledningsprojekten inträffar detta främst när det råder stor osäkerheter om markförhållandena.

De största fördyringarna har uppkommit vid förläggningen av markkabeln i SydVäst-länken och vid bygget av ledningen mellan Östansjö och Barkeryd. Det förklarar en avvikelse på totalt 210 mnkr.

### **Nyttillkomna investeringar (+ 30 mnkr)**

Under perioden har det tillkommit nya projekt som inte ingick i planen för 2015. De tillkommande projekten är nya IT-system samt ett mindre antal åtgärder i stamnätet.

### **Övriga (- 127 mnkr)**

Ovan anges de större eller signifikanta avvikelserna men det finns fler orsaker till att investeringsplanen inte uppnås. Mindre avvikelser i flertalet av projekten står för resterande andel samt att utbetalningarna kommer senare än prognostiserat.

## **3.2 Nedlagda projekt under 2015**

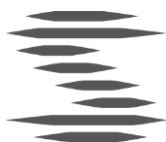
Verket har under 2015 avbrutit två projekt. Tidigare aktiverade utgifter i dessa projekt har därför kostnadsförts.

### **Östra Svealand**

I programmet Östra Svealand planerades omfattande investeringar i nya ledningar och stationer för att möjliggöra ökad effektinmatning från blocken i Forsmarks kärnkraftverk. Planerna är inte längre aktuella att fullfölja, varför Svenska kraftnät avbryter flera av projekten.

### **Gotland**

Det tidigare programmet Gotland har avbrutits. Den nya förbindelsen mellan fastlandet och Gotland kommer att utformas på ett annat sätt än som tidigare planerats. Kostnaderna bedöms komma att bli lägre än vad som förutsattes i inriktningsbeslutet.



### 3.3 Avvikelserna i ett historiskt perspektiv

Utfallet för 2015 avviker väsentligt från investeringsramen. Avvikelsen beror huvudsakligen på förseningar och nedlagda projekt. I tabellen återges avvikelserna mellan investeringsplanerna och deras utfall de senaste fem åren.

Investeringsplan	Plan år 1 (mnkr)	Utfall år 1 (mnkr)	Avvikelse
2015 – 2017	4 350	2 455	-44 %
2014 – 2016	5 564	4 353	-22 %
2013 – 2015	5 000	3 642	-27 %
2012 – 2014	3 000	2 375	-21 %
2011 – 2013	3 290	2 771	-16 %

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

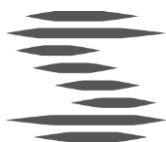
Som påtalats i tidigare investerings- och finansieringsplaner kan mycket små förskjutningar i större projekt medföra stora avvikelser för ett enskilt år. Därför bör man i stället se till planernas sammantagna treårsperioder. Utfallet blir då också bättre, vilket framgår av tabell 2.

Investeringsplan	Plan år 1 - 3 (mnkr)	Utfall år 1 - 3 (mnkr)	Avvikelse
2013 – 2015	15 800	10 450	-34 %
2012 – 2014	11 400	10 370	-9 %
2011 – 2013	10 550	8 788	-17 %
2010 – 2012	7 780	6 422	-17 %
2009 – 2011 (rev.)	6 470	5 574	-14 %

Tabell 2. Avvikelser mellan investeringsplanerna (treårsperioder) och dess utfall.

Det finns flera utmaningar med att planera och prognostisera investeringar med god träffsäkerhet.

Anskaffningsvärdet för resp. investeringsprojekt ska kalkyleras. Alla kalkyler är behäftade med en viss osäkerhet och särskilt sådana som ligger längre bort i tiden. De långa ledtiderna för ledningsprojekten innebär att verkets återkoppling från genomförda investeringar dröjer, vilket medför stora osäkerheter i kalkyler och tidplaner.



Projektens långa ledtider medför svårigheter att beräkna tidplaner och utbetalningar, vilket kan medföra väsentliga avvikelser. Vidare är det svårt att för enskilda projekt planera för hantering av tillstånd och överklaganden så att oförutsedda förseningar inte uppkommer. Även omprioriteringar och förskjutna tidplaner påverkar betalningsplanerna.

Tillgången på resurser både internt och i leverantörs- och konsultledet kan begränsa möjligheten att genomföra investeringar enligt plan.

Merparten av projekten som omfattar förfrågningar från vindkraftsexploatörer har en tendens att bli senarelagda eller avbrytas. Ett antal vindkraftsanslutningar ingår i investerings- och finansieringsplanen men det råder stor osäkerhet om de genomförs.

Arbeten i stamnätet kräver att det tas avbrott på förbindelser. Det kan ha stor påverkan på elmarknaden. På ett tidigt stadium görs planering för avbrott men ett planerat avbrott måste alltid vägas mot de marknadseffekter som det ger upphov till. Det kan i sin tur medföra ändrade tidplaner. Avbrotten utgör en stor utmaning för möjligheten att planera och genomföra investeringsprojekt och underhållsarbeten.

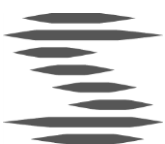
Som verket understrukit är investerings- och finansieringsplanerna en sammanställning av hur redan beslutade och planerade investeringar förväntas falla ut ekonomiskt under de närmast efterföljande åren.

Samtidigt innebär den ram som riksdagen sedan fastställer ett tak för de investeringar som Svenska kraftnät får genomföra. Verket måste mot denna bakgrund utgå ifrån antagandet att alla planerade investeringar kan genomföras som planerat och att tillräckliga marginaler därför måste få ingå i dem.

### 3.4 Vidtagna åtgärder

Svenska kraftnät har under 2015 fortsatt arbetet med att effektivisera och förbättra kvaliteten i planeringen av investeringarnas genomförande. Med Nätutvecklingsplan 2016 – 2025 har verket fått en långsiktig, övergripande nätplanering som kan utgöra en grund för det fortsatta planeringsarbetet. Samtidigt fungerar den väl ihop med ENTSO:s tioårsplanering.

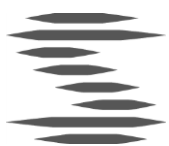
Verket har vidare påbörjat ett arbete med att förbättra planeringen genom att vidareutveckla portföljstyrningen av anläggningsprojekten. Portföljstyrning medför prioritering och sekvensering av projekt utifrån ett helhetsperspektiv, i syfte att uppfylla organisationens uppdrag.



Under 2015 beslutades den planeringsprocess, organisation och beslutsstruktur som ska gälla som utgångspunkt för vidareutveckling av portföljstyrningen, vilken implementeras 2016. En vidareutvecklad portföljstyrning skapar förutsättningar för bättre överblick, samordning och beslutsunderlag. Portföljplaneringen väntas öka förmågan att balansera nätutbyggnadsverksamheten med hänsyn till olika genomförandebegränsningar, vilket leder till att resurser utnyttjas effektivare och att verkets investeringsplaner i högre grad än tidigare blir genomförbara och tillförlitliga.

Därtill har verket under året tagit fram en process för mindre projekt i befintliga anläggningar, s.k. förvaltningsprojekt. Målet med den processen är en mer effektiv hantering och resursanvändning i mindre projekt.







## 4 Investeringarna 2017 – 2020

Investeringsvolymen för fyraårsperioden 2017 – 2020 beräknas uppgå till 14 400 mnkr, varav 2 400 mnkr under 2017.

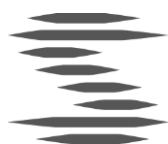
### 4.1 Förändringar sedan föregående plan

På grund av långa ledtider för verkställandet av investeringar i stamnätet är förändringarna i planerna små mellan de enskilda åren och många projekt som redovisats i tidigare års sammanställningar återfinns även i denna. I denna plan är det fler tillkommande projekt i jämförelse med tidigare planer eftersom den omfattar ytterligare ett år.

#### 4.1.1 Nya investeringar över 100 mnkr som tillkommit

Följande investeringar har tillkommit sedan föregående plan.

<b>Projektbeskrivning</b>	<b>Drivkraft</b>
➤ Markbygden etapp 3, ny 400 kV-ledning	Anslutning produktion
➤ Tandö, ny 400 kV-station	Anslutning produktion
➤ Tovåsen, ny 400 kV-station	Anslutning produktion
➤ Borgvik och Strömma, reaktiv produktion	Anslutning produktion
➤ Hjäлта, ny- och ombyggnad 220 kV-stationer	Anslutning produktion
➤ Finland 3:e AC, ny 400 kV-ledning	Marknadsintegration
➤ Västsverige, ny 400/130 kV-station	Marknadsintegration
➤ Horred – Breared, förnyelse 400 kV-ledning	Reinvestering
➤ Stenkullen – Horred, förnyelse 400 kV-ledning	Reinvestering
➤ Hällsjö – Söderala, förnyelse 220 kV-ledning	Reinvestering
➤ Skogssäter – Kilanda, förnyelse 400 kV-ledning	Reinvestering
➤ Horndal – Finnslätten, förnyelse 220 kV-ledning	Reinvestering
➤ Ockelbo – Horndal, förnyelse 220 kV-ledning	Reinvestering
➤ Untra – Bredåker, förnyelse 220 kV-ledning	Reinvestering
➤ Ljusdal – Dönje – Ockelbo, förnyelse 220 kV-ledning	Reinvestering
➤ Valbo – Untra, förnyelse 220 kV-ledning	Reinvestering
➤ Breared, förnyelse 400 kV-station	Reinvestering
➤ Alvesta, förnyelse 400 kV-station	Reinvestering



➤ Ligga, förnyelse 400 kV-station	Reinvestering
➤ Letsi, förnyelse 400 kV-station	Reinvestering
➤ Hedenlunda, förnyelse 400 kV-station	Reinvestering
➤ Repbäcken, förnyelse 400 kV-station	Reinvestering
➤ Horndal, förnyelse 220 kV-station	Reinvestering
➤ Åker, förnyelse 400 kV-station	Reinvestering
➤ Kilanda, förnyelse 400 kV-station	Reinvestering

#### 4.1.2 Investeringar över 100 mnkr som har utgått

Följande investeringar, som beskrevs i föregående års investerings- och finansieringsplan, ingår inte i sammanställningen för fyraårsperioden 2017 – 2020.

<b>Projektbeskrivning</b>	<b>Orsak</b>
➤ Hagby – Anneberg, ny 400 kV-förbindelse	Avslutas 2016
➤ Danderyd – Järva, ny 220 kV-förbindelse	Avslutas 2016
➤ Anneberg, ny 400/220 kV-station	Avslutas 2016
➤ Loviseholm, ny 400/130 kV-station	Avslutas 2016
➤ Djuptjärn, ny 400 kV-station	Avslutas 2016
➤ Sege, förnyelse 400 kV-station	Avslutas 2016
➤ Stackbo, förnyelse 400 kV-station	Avslutas 2016
➤ Kristinelund, förnyelse 400 kV-station	Ingår i annat projekt
➤ Horndal – Dingtuna, ny 400 kV-ledning	Inte aktuell
➤ Ängsberg – Horndal, ny 400 kV-ledning	Inte aktuell
➤ Hagby, ny SVC-anläggning	Inte aktuell
➤ Nord – Syd etapp 2, nya 400 kV-ledningar	Senarelagd
➤ Seriekompensering snitt1	Senarelagd
➤ Forsmark, förnyelse 400 kV-station	Senarelagd

## 4.2 Sammanställning av investeringar (>100 mnkr)

Karakteristiskt för perioden är att ett flertal mycket stora investeringar genomförs samtidigt. Dessa kommer att befinna sig i olika faser, vilket gör att säkerheten i bedömningarna av investeringarna varierar.

I bilaga 1 redovisas investeringsprojekt som beräknas överstiga 100 mnkr och i bilaga 2 redovisas projektens beredningsläge i tillståndprocesserna.



## 4.3 Nya investeringar

### 4.3.1 Stockholms Ström

Omfattande investeringar krävs för att trygga huvudstadsregionens långsiktiga elför-  
sörjning. Svenska kraftnät har därför i samarbete med Vattenfall och Ellevio (f.d. For-  
tum) utarbetat en helt ny struktur för Stockholms elnät.

Stockholms Ström omfattar drygt femtio olika delprojekt. Nya markkablar, sjökablar,  
luftledningar, tunnlar och transformatorstationer ska byggas. Projektet 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 Anneberg  
och Ekudden. Den kommer att binda samman norra och södra Stockholmsområdet  
från Upplands Väsby till Haninge.

#### **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. Investe-  
ringen beräknas till 1 950 mnkr, varav 739 mnkr belastar fyraårsperioden.

#### **Skanstull, ny 400/220 kV-station**

Ett nytt 400 kV GIS-ställverk med transformering 400/220 kV kommer att uppföras  
vid Skanstull. Valet av GIS-ställverk, beror på att ställverket uppförs i en trång stads-  
miljö. Investeringen beräknas till 515 mnkr, varav 437 mnkr belastar fyraårsperioden.

#### **Örby – Snösätra, ny 400 kV-förbindelse**

Mellan Skanstull och Snösätra (Högdalen) kommer en kabel att förläggas i tunnel och  
mark. Investeringen beräknas till 413 mnkr, varav 182 mnkr belastar fyraårsperioden.

#### **Snösätra, ny 400/220 kV-station**

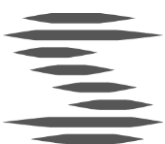
En ny 400 kV-station med transformering 400/220 kV kommer att uppföras i Högda-  
len. Investeringen beräknas till 400 mnkr, varav 339 mnkr belastar fyraårsperioden.

#### **Ekudden, ny 400/220 kV-station**

En ny 400 kV-station med transformering 400/220 kV kommer att uppföras i Ha-  
ninge. Investeringen beräknas till 195 mnkr, varav 186 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.



Alternativt byggs ledningen i en ny sträckning längre norr med mark och/eller sjöka-  
bel. Investeringen beräknas till 133 mnkr, varav 49 mnkr belastar fyraårsperioden.

### **Storstockholm Väst, nätförstärkning Storstockholm**

Nätanalyser och studier gjorda under 2013 har indikerat att investeringarna i Stock-  
holms Ström inte är tillräckliga för att långsiktigt trygga den framtida driftsäkerheten i  
Storstockholmsområdet. Den mest fördelaktiga nätlösning som identifierades utgörs  
av att nuvarande Stockholms Ström-projekt som kombineras med en uppgradering  
från 220 till 400 kV av stamnätet genom västra delen av Stockholmsregionen.

Storstockholm Väst består av denna uppgradering. I en första etapp uppgraderas led-  
ningsnätet 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 att målen med projektet Stockholms Ström nås genom  
att utlovade strukturförändringar av stamnätet kan genomföras, samtidigt som det  
långsiktiga elförsörjningsbehovet i Stockholmsregionen kan tillgodoses. Investeringen  
beräknas till 4 900 mnkr, varav 156 mnkr belastar fyraårsperioden.

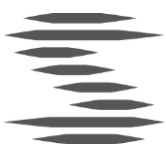
### **4.3.2 Övrig anslutning av ny elproduktion och nät**

#### **Gotland, ny växelströmsförbindelse**

Under hösten 2015 gjorde Svenska kraftnät tillsammans med Vattenfall och Gotlands  
Energi (GEAB) en förnyad studie av den planerade likströmslänken mellan Gotland  
och fastlandet. Syftet var att säkerställa att den nya stamnätsförbindelsen utformas på  
ett sätt som inte bara möjliggör utbyggnad av ny vindkraft på kort sikt, utan också blir  
systemmässigt lämplig på lång sikt.

Den gemensamma studien föranleder en ändrad teknisk lösning som är bättre ägnad  
att trygga Gotlands långsiktiga elförsörjning. I stället för en ny likströmsförbindelse  
om 500 MW planerar Svenska kraftnät nu att bygga en växelströmsförbindelse om  
300 MW. Växelströmslösningen är möjlig genom att förbindelsen byggs med 220 i  
stället för 400 kV.

I kombination med effektivare utnyttjande av dagens förbindelser kommer den plane-  
rade kapaciteten att möjliggöra anslutning av ytterligare drygt 400 MW vindkraft på  
ön. Den totala investeringen har beräknats till 1 870 mnkr, varav ca 1 101 mnkr belas-  
tar fyraårsperioden.



### **Skogssäter – Stenkullen, ny 400 kV-ledning**

En ny 400 kV-ledning byggs för att öka överföringskapaciteten i det s.k. Västkustsnittet. Dessutom planeras nya vindkraftsparker i området, vilka behöver anslutas till stamnätet. Investeringen uppgår till 760 mnkr, varav 438 mnkr belastar fyraårsperioden.

### **Markbygden etapp 3, ny 400 kV-ledning**

De två första etapperna av denna vindkraftspark planeras ansluta till de båda stamnätsstationerna Råbäcken och Trolltjärn. En ny ledning måste troligtvis byggas för att möjliggöra anslutning av etapp 3. Etappen är under utredning. Investeringen beräknas uppgå till 350 mnkr, varav 38 mnkr belastar fyraårsperioden.

### **Långbjörn – Storfinnforsen, ny 400 kV-ledning**

En ny ledning mellan Långbjörn och Storfinnforsen minskar lokala produktionsbegränsningar och säkerställer driftsäkerheten. Vidare möjliggör ledningen anslutning av mer vindkraft. Investeringen uppgår till 340 mnkr, varav 326 mnkr belastar fyraårsperioden.

### **Tandö, ny 400 kV-station**

I norra Värmland och västra Dalarna projekteras många vindkraftparker. En anslutningspunkt till stamnätet planeras i Tandö. Seriekondensatorn i Tandö skulle då behöva delas upp i två delar, en i Tandö och en mellan Tandö och Borgvik. I samband med detta förnyas seriekondensatorn. Investeringen beräknas uppgå till 330 mnkr, varav 330 mnkr belastar fyraårsperioden.

### **Karlslund, ny 400 kV-station**

Flera nya ledningar kommer att anslutas till Lindbacka. För att möjliggöra detta ska en ny 400 kV-station, Karlslund, byggas vid det befintliga ställverket. Investeringen uppgår till 300 mnkr, varav 111 mnkr belastar fyraårsperioden.

### **Tovåsen, ny 400 kV-station**

I Västernorrlands län finns planer på att ansluta 1 250 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. Investeringen beräknas uppgå till 264 mnkr, varav 264 mnkr belastar fyraårsperioden.

### **Gäddtjärn f.d. Broboberget, 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. Investeringen uppgår till 237 mnkr, varav 237 mnkr belastar fyraårsperioden.

#### **Borgvik och Strömna, reaktiv produktion**

Reaktiv kompensering i Borgvik och Strömna planeras för att kompensera för den reaktiva produktionen som faller bort i och med avvecklingen av Ringhals block 1 och 2. Investeringen uppgår till 217 mnkr, varav 217 mnkr belastar fyraårsperioden.

#### **Karlslund– Östansjö, ny 400 kV-ledning**

Det planeras en spänningshöjning från 220 till 400 kV från Hallsberg och norrut mot Karlslund (Örebro) samt vidare mot Västerås och Stockholm. Den nya ledningen mellan Karlslund och Östansjö är 27 km och utgör en del av denna plan. Investeringen uppgår till 192 mnkr, varav 169 mnkr belastar fyraårsperioden.

#### **Rissna f.d. Ismund, ny 400 kV-station**

I Jämtlands län finns planer på att ansluta sammanlagt 720 MW vindkraft, lokaliserad i Ragunda, Bräcke och Östersunds kommun. I nuläget planeras en anslutning till stamnätet, via en ny 400 kV-station kallad Rissna strax söder om stationen Midskog. Investeringen uppgår till 144 mnkr, varav 144 mnkr belastar fyraårsperioden.

#### **Hjälta, ny 220 kV-station samt ombyggnad av befintlig 220 kV-station**

Planerad ny vindkraftsproduktion i Västernorrlands län medför att dagens ledningar inte kan överföra all el som produceras i området. Genom att skapa ytterligare en ny väg ut för produktionen med en ny 400/220 kV-transformering i Hjälta uppnås detta. Investeringen uppgår till 140 mnkr, varav 115 mnkr belastar fyraårsperioden.

#### **Larv ny 400 kV-station**

Nätstrukturen i Västra Götaland utreds. En ny station som kan bli aktuell är Larv, som då blir ny inmatningspunkt till det underliggande 130 kV-nätet. Larv ersätter, om den byggs, den nuvarande transformeringen i Moholm. Investeringen uppgår till 106 mnkr, varav 102 mnkr belastar fyraårsperioden.

#### **Nässe, ny 400 kV-station**

E.ON Elnät har för avsikt att ansluta 1 000 MW vindkraft till sitt 130 kV-nät i området kring Kramfors. För att möjliggöra denna anslutning krävs en anslutning till stamnätet. Eftersom befintlig 400 kV-station i Hjälta har begränsad utbyggnadsmöjlighet behöver en ny 400 kV-station, Nässe, byggas mellan Hjälta och Vittersjö. Investeringen uppgår till 103 mnkr, varav 100 mnkr belastar fyraårsperioden.



### **Västsverige, 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.

## **4.3.3 Flaskhalsar och 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.

Projektet 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 8 060 mnkr, varav 34 mnkr under fyraårsperioden.

### **Hansa Powerbridge, ny förbindelse till Tyskland**

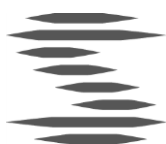
Den förväntat ökande mängden förnybar elproduktion i Norden och på kontinenten leder till ett allt större behov av högre handelskapacitet mellan länderna. Syftet är att utnyttja de ökande variationer i elbalansen som uppstår på de olika elmarknaderna för en effektivare handel samt att öka försörjningssäkerheten vid större underskott.

Under 2015 genomfördes fördjupade studier av nyttan av ökad handelskapacitet mellan Sverige och Tyskland samt hur en sådan ökning kan utföras. Nyttan med projektet förutsätter fortsatt att inga begränsningar förekommer i det tyska systemet och därmed att de interna flaskhalsarna i det tyska systemet söderut byggs bort.

Svenska kraftnät och 50Hertz har i slutet av 2015 tecknat ett avtal om vidare gemensamt arbete som för projektet ett steg närmare realisering. Avtalet innebär att tekniska förstudier genomförs under 2016 för en förbindelse om 700 MW men att ytterligare kapacitet kan övervägas i framtiden. Investeringen beräknas för svensk del till 3 300 mnkr, varav 204 mnkr belastar fyraårsperioden.

### **NordBalt, ny likströmsförbindelse till Baltikum**

NordBalt är en likströmsförbindelse till Litauen för att knyta en framväxande baltisk elmarknad till den nordiska. Samtidigt bidrar förbindelsen till att förbättra försörjningssäkerheten, främst i de baltiska länderna.



Projektet är prioriterat inom ramen för European Energy Programme for Recovery (EEPR). EU har bidragit med stöd om 175 mn euro, varav 131 mn euro till kabelförbindelsen och 44 mn euro till nödvändiga nätförstärkningar i Baltikum (Lettland). Förbindelsen ska tas i drift i början av 2016. Den totala investeringen i Sverige och Baltikum beräknas till drygt 6 600 mnkr. Den svenska delen är 2 750 mnkr, varav 5 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, mellan Ekhyddan och Nybro samt mellan Nybro och Hemsjö, byggs och ansluts till Nybro. Investeringen beräknas uppgå till 1 800 mnkr, varav 480 mnkr belastar fyraårsperioden.

#### **Finland 3:e AC, ny 400 kV-ledning**

Den tredje 400 kV-ledningen mellan Sverige och Finland är under utredning. Den senaste tiden har priserna i Finland legat högt över de övriga nordiska länderna. En förbättrad marknadsintegration med utjämning av elpriserna mellan Finland och övriga Norden är således i dag den starkaste drivkraften. Investeringen uppgår till 500 mnkr, varav 10 mnkr belastar fyraårsperioden.

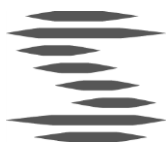
#### **Stenkullen – Lindome, ny 400 kV-ledning**

Projektet är viktigt för att öka kapacitetet över det s.k. Västkustsnittet och för den långsiktiga elförsörjningen till Göteborg. En ny 32,5 km ledning har delvis byggts i samma kraftledningsgata som tidigare använts för likströmsledningen mellan Stenkullen och Lindome. Ledningen är tagen i drift. Investeringen uppgår till 337 mnkr, varav 6 mnkr belastar fyraårsperioden.

### 4.3.4 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 elmarknaden. 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 300 mnkr, varav 300 mnkr under 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 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 för att kunna använda deras nyligen utvecklade system, LARM. Därmed kan Svenska kraftnät få ett modernt och ändamålsenligt verktyg för balanstjänsten. Investeringen beräknas till 160 mnkr, varav 90 mnkr under fyraårsperioden.

#### **Fenix, nytt driftövervakningssystem**

Ett nytt system för övervakning och styrning av stamnätet. Det nya systemet ska uppfylla såväl de funktionella krav som ställs från driftverksamheten som högre IT-säkerhetskrav. Investeringen beräknas till 140 mnkr, varav 2 mnkr under fyraårsperioden.

## 4.4 Reinvesteringar

### 4.4.1 Reinvesteringar ledningar

#### **Horred – Breared, förnyelse 400 kV-ledning**

Ledningen (FL14 S3-4) har uppnått sin tekniska livslängd. Ledningen ingår i ett förnyelsepaket på västkusten. Investeringen uppgår till 940 mnkr, varav 44 mnkr belastar fyraårsperioden.

#### **Stenkullen – Horred, förnyelse 400 kV-ledning**

Ledningen har uppnått sin tekniska livslängd. Ledningen ingår i ett förnyelsepaket på västkusten. Investeringen uppgår till 635 mnkr, varav 515 mnkr belastar fyraårsperioden.

#### **Hällsjö – Söderala, förnyelse 220 kV-ledning**

Ledningen är byggd 1947 och börjar nu närma sig sin tekniska livslängd och är i behov av total förnyelse. En ny ledning byggs mellan Hällsjö och Söderala. Investeringen uppgår till 500 mnkr, varav 61 mnkr belastar fyraårsperioden.



### **Storfinnforsen – Midskog, förnyelse 400 kV-ledning**

För att ansluta den vindkraft som storskaligt byggs kring Storfinnforsen behöver 400 kV-ledningen mellan Storfinnforsen och Midskog förnyas. Investeringen uppgår till 467 mnkr, varav 360 mnkr belastar fyraårsperioden.

### **Skogssäter – Kilanda, förnyelse 400 kV-ledning**

Ledningen har uppnått sin tekniska livslängd. Ledningen ingår i ett förnyelsepaket för västkusten. Investeringen uppgår till 450 mnkr, varav 45 mnkr belastar fyraårsperioden.

### **Hurva – Sege, förnyelse 400 kV-ledning**

SydVästlänkens södra anslutningspunkt kommer att vara 400 kV-stationen i Hurva. För att kunna nyttja SydVästlänkens fulla kapacitet behöver anslutande 400 kV-nät förstärkas. Förstärkningen innebär att ledningen mellan Hurva och Sege ersätts med en ny ledning. Investeringen uppgår till 373 mnkr, varav 363 mnkr belastar fyraårsperioden.

### **Öresundsförbindelsen, förnyelse 400 kV-växelströmskablar**

Idag förbinds södra Sverige och Själland med två 400 kV-kablar 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. Kabeln som ska förnyas ägs av Svenska kraftnät medan Energinet.dk äger det andra 400 kV-kabelförbandet som kommer att förnyas om några år. Investeringen beräknas till 365 mnkr, varav 315 mnkr belastar fyraårsperioden.

### **Horndal – Finnslätten, förnyelse 220 kV-ledning**

Ledningen är byggd 1938 och börjar nu närma sig sin tekniska livslängd och är i behov av förnyelse. En ny ledning byggs mellan Horndal och Finnslätten. Investeringen uppgår till 307 mnkr, varav 165 mnkr belastar fyraårsperioden

### **Ockelbo – Horndal, förnyelse 220 kV-ledning**

Ledningen är byggd 1942 och börjar nu närma sig sin tekniska livslängd och är i behov av förnyelse. En ny ledning byggs mellan Ockelbo och Horndal. Investeringen uppgår till 291 mnkr, varav 49 mnkr belastar fyraårsperioden

### **Untra – Bredåker, förnyelse 220 kV-ledning**

Ledningen börjar nu närma sig sin tekniska livslängd och är i behov av förnyelse. En ny ledning byggs mellan Untra och Bredåker som säkerställer. Investeringen uppgår till 285 mnkr, varav 43 mnkr belastar fyraårsperioden



#### **Ljusdal – Dönje – Ockelbo, förnyelse 220 kV-ledning**

Ledningen är byggd 1942 och börjar nu närma sig sin tekniska livslängd och är i behov av förnyelse. En ny ledning byggs mellan Ljusdal via Dönje till Ockelbo. Investeringen uppgår till 215 mnkr, varav 37 mnkr belastar fyraårsperioden

#### **Valbo – Untra, förnyelse 220 kV-ledning**

Ledningen är byggd 1947 och börjar nu närma sig sin tekniska livslängd och är i behov av förnyelse. En ny ledning byggs mellan Valbo och Untra. Investeringen uppgår till 130 mnkr, varav 45 mnkr belastar fyraårsperioden

#### **Krångede – Horndal, förnyelse 220 kV-ledning**

Arbetet med koncessionsförnyelse påbörjades under 1990-talet. Koncessionen gick ut 2003 och ärendet hanteras av Energimarknadsinspektionen. Projektet omfattar åtgärder på ledningarna mellan Krångede och Horndal. Investeringen uppgår till 100 mnkr, varav 36 mnkr belastar fyraårsperioden.

### 4.4.2 Reinvesteringar stationer

#### **Midskog, förnyelse 400 kV-station**

I området Åskälen planeras ny vindkraftproduktion som ansluts till stationen Midskog. I samband med att vindkraftproduktionen ansluts förnyas både 400 kV- och 220 kV-stationen som beräknas ha nått sin tekniska livslängd inom några år. Dessutom installeras en ny 400/220 kV-transformator och en 400 kV reaktor. Investeringen uppgår till 432 mnkr, varav 428 mnkr belastar fyraårsperioden.

#### **Driftövervakningskommunikation, förnyelse**

Driftövervakningssystemet avser en ny landsomfattande datakommunikationslösning för överföring av realtidsinformation mellan driftcentraler och stationer i stamnätet. Nuvarande lösning har uppnått sin tekniska livslängd och måste förnyas. Investeringen beräknas till 300 mnkr, varav 63 mnkr under fyraårsperioden.

#### **Skogssäter, förnyelse 400 kV-station**

Stationen har uppnått sin tekniska livslängd och behöver förnyas. Stationen behöver också byggas ut för att ansluta den nya ledningen från Skogssäter. Investeringen uppgår till 300 mnkr, varav 281 mnkr belastar fyraårsperioden.

#### **Rätan, förnyelse 400 kV-station**

Stationen med transformator och reaktor har uppnått sin tekniska livslängd och behöver förnyas. Dessutom planeras ny vindkraft att anslutas. I en senare etapp planeras för ledningsåtgärder för att minska behovet av reinvesteringsåtgärder i kraftstation



Rätan samt förbättra driftsäkerheten i denna del av stamnätet. Investeringen uppgår till 250 mnkr, varav 250 mnkr belastar fyraårsperioden.

#### **Ringhals, förnyelse 400 kV-station**

Stationen består av fyra ställverk, ett till varje kärnkraftblock. Samtliga ställverk närmar sig sin 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 230 mnkr, varav 230 mnkr belastar fyraårsperioden.

#### **Grundfors, förnyelse 400 kV-station**

En ny anslutning av totalt 1 100 MW vindkraft planeras till 400 kV-stationen i Grundfors. I samband med det görs en totalförnyelse av Grundfors då anläggningen beräknas ha nått sin tekniska livslängd inom några år. Investeringen uppgår till 189 mnkr, varav 55 mnkr belastar fyraårsperioden.

#### **Porjusberget, förnyelse 400 kV-station**

Stationen har uppnått sin tekniska livslängd och behöver förnyas. Kontrollanläggningen är gammal och i dåligt skick och efter en ny bedömning tidigareläggs förnyelsen. Investeringen uppgår till 180 mnkr, varav 145 mnkr belastar fyraårsperioden.

#### **Söderåsen, förnyelse 400 kV-station**

Stationen har uppnått sin tekniska livslängd och behöver förnyas. Stationen är en viktig anläggning för elförsörjningen till Skåne och Danmark. Investeringen uppgår till 165 mnkr, varav 72 mnkr belastar fyraårsperioden.

#### **Konti-Skan 1 och 2, förnyelse kontrollanläggning**

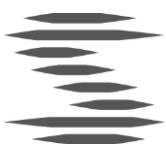
Kontrollanläggningen för likströmsförbindelsen Konti-Skan 2 mellan Jylland och Sverige behöver förnyas. Kontrollanläggningen för den andra förbindelsen, Konti-Skan 1, har ytterligare några år kvar av sin tekniska livslängd men har funktionsbrister och det finns samordningsvinster om bägge byts samtidigt. Investeringen beräknas till 156 mnkr, varav 150 mnkr belastar fyraårsperioden.

#### **Breared, förnyelse 400 kV-station**

Stationen har uppnått sin tekniska livslängd och ska förnyas. Investeringen uppgår till 143 mnkr, varav 140 mnkr belastar fyraårsperioden.

#### **Barsebäck, förnyelse 400 kV-station**

Stationen byggdes på 1970-talet och det hårda klimatet med starka saltvindar sliter på anläggningen. Detta medför att många komponenter i ställverket har uppnått sin tek-



niska livslängd och att en större reinvestering krävs. Investeringen uppgår till 122 mnkr varav 121 mnkr belastar fyraårsperioden.

**Alvesta, förnyelse 400 kV-station**

Stationen har uppnått sin tekniska livslängd och ska förnyas. Investeringen uppgår till 122 mnkr, varav 43 mnkr belastar fyraårsperioden.

**Ligga, förnyelse 400 kV-station**

Stationen har uppnått sin tekniska livslängd och ska förnyas. Investeringen uppgår till 120 mnkr, varav 96 mnkr belastar fyraårsperioden

**Letsi, förnyelse 400 kV-station**

Stationen har uppnått sin tekniska livslängd och ska förnyas. Investeringen uppgår till 120 mnkr, varav 96 mnkr belastar fyraårsperioden.

**Hedenlunda, förnyelse 400 kV-station**

Stationen har uppnått sin tekniska livslängd och ska förnyas. Investeringen uppgår till 117 mnkr, varav 117 mnkr belastar fyraårsperioden.

**Harsprånget, förnyelse 400 kV-station**

Stationen har uppnått sin tekniska livslängd och ska förnyas. Investeringen uppgår till 115 mnkr, varav 115 mnkr belastar fyraårsperioden.

**Repbäcken, förnyelse 400 kV-station**

Stationen har uppnått sin tekniska livslängd och ska förnyas. Investeringen uppgår till 110 mnkr, varav 88 mnkr belastar fyraårsperioden.

**Ritsem, förnyelse 400 kV-station**

Stationen har uppnått sin tekniska livslängd och ska förnyas. Investeringen uppgår till 110 mnkr, varav 100 mnkr belastar fyraårsperioden.

**Kilanda, förnyelse 400 kV-station**

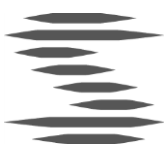
Stationen har uppnått sin tekniska livslängd och ska förnyas. Investeringen uppgår till 103 mnkr, varav 37 mnkr belastar fyraårsperioden.

**Horndal, förnyelse 220 kV-station**

Stationen har uppnått sin tekniska livslängd och ska förnyas. Investeringen uppgår till 100 mnkr, varav 33 mnkr belastar fyraårsperioden.

**Åker, förnyelse 400 kV-station**

Stationen har uppnått sin tekniska livslängd och ska förnyas. Investeringen uppgår till 100 mnkr, varav 79 mnkr belastar fyraårsperioden.



#### 4.4.3 Reinvesteringar dotterbolag

##### **Svenska Kraftnät Gasturbiner AB, förnyelse av anläggningarna**

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

Under 2014 har en statusinventering genomförts som identifierat ett större reinvesteringarbehov i samtliga anläggningar. Många komponenter såsom jetmotorer, kraftturbiner, generatorer, skorstenar och skalskydd har uppnått sin tekniska livslängd och måste bytas ut. Reinvesteringarna genomförs under en sjuårsperiod och beräknas totalt uppgå till 650 mnkr, varav 480 mnkr under fyraårsperioden.



## 5 Finansiering av investeringarna

### 5.1 Finansieringskällor

Investeringarna i det svenska stamnätet har ökat kraftigt de senaste åren och en nivå i storleksordningen två till fyra miljarder kronor per år kommer att kvarstå under över-skådlig tid.

De ökade investeringarna finansieras med ökad upplåning och internt genererade medel. Beräkningarna nedan utgår från den av regeringen angivna förutsättningen att 65 procent av de årliga resultaten ska delas ut.

Förutom upplåning och internt genererade medel har Svenska kraftnät ytterligare två viktiga finansieringskällor.

Den ena är investeringsbidragen. När ny elproduktion tillkommer är nätföretagen skyldiga att ansluta produktionen. Om det inte finns ledig kapacitet i nätet eller om driftsäkerheten påverkas negativt får den anslutande producenten betala ett investeringsbidrag för att finansiera den nödvändiga investeringen. Investeringsbidrag kan också ges av markägare som får mark frigjord när ledningar tas bort. Projektet Stockholms Ström är ett sådant exempel. En tredje typ av investeringsbidrag kommer från EU för investeringar som ökar sammankopplingen mellan länder. Projektet NordBalt är ett sådant exempel.

Den andra finansieringskällan är kapacitetsavgifter. Kapacitetsavgifter uppstår vid prisskillnader mellan angränsande elområden (länder eller svenska elområden). Enligt EU-förordningen (EG) 714/2009 ska kapacitetsavgifter mellan länder användas till att genom mothandel garantera att tilldelad kapacitet på förbindelserna är tillgänglig för marknaden eller till nätinvesteringar som ökar eller bibehåller kapaciteten och på sikt bygger bort de flaskhalsar som genererar prisskillnaden. Därtill ges även en möjlighet att fondera medel samt att undantagsvis – efter godkännande av Energimarknadsinspektionen – sänka nättariffen. Enligt regleringsbrevet tillämpar Svenska kraftnät samma princip för de kapacitets-avgifter som uppkommer mellan svenska elområden.

Kapacitetsavgifterna är dock mycket svårbedömda och volatila. I denna plan har kapacitetsavgifterna uppskattats till 800 mnkr per år.



## 5.2 Finansiell ställning och förutsättningar

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.

Sedan 2013 beräknas avkastningskravet över en konjunkturcykel vilket avsevärt förbättrar verkets möjlighet att sätta långsiktigt stabila avgifter. Resultaten har sedan 2013 varit mycket goda och det medför att Svenska kraftnät nu kan planera för ett lägre resultat för planperioden.

Skuldsättningen påverkas av investeringsutgifterna och inflödet av kapacitetsavgifter. Båda är på årsbasis svårbedömda vilket medför stora osäkerheter vid bedömning av belåningsbehov. Koncernens skuldsättning kommer under perioden 2017 – 2020 att öka från ca 7 800 mnkr till ca 13 600 mnkr. Fördelningen över åren framgår av bilaga 3.

Riksdagen beslutade våren 2014 om en övergångslösning i den s.k. tröskeeffektsfrågan. Den innebär att verket ska ge lån till nätförstärkningar som är kundspecifika för produktionsanläggningar som antas komma att anslutas i framtiden. Detta sker genom lån till regionnätsföretag eller för anslutningar som görs direkt till stamnätet.

Svenska kraftnät har i årets regleringsbrev bemyndigats att bevilja lån om högst 700 mnkr. Utgångspunkten i denna plan är att 700 mnkr har utbetalats vid årsskiftet 2016/2017.

För handel med nätförluster ställer Nasdaq Clearing krav på säkerhet. I planen ingår en deposition om 100 mn euro och det medför motsvarande ökat behov av belåning.

Inom koncernen utges delägarlån till dotter- och intressebolag. Svenska kraftnät gasturbiner AB påbörjade 2015 ett omfattande program för förnyelse av anläggningarna. Finansieringen sker genom delägarlån från verket och bedömningen i denna plan är att högst 500 mnkr utbetalas t.o.m. år 2017.

Koncernens skuldsättningsgrad bedöms öka från 100 procent vid periodens början till 115 procent vid utgången av 2017 och till 160 procent vid utgången av 2020. Soliditeten bedöms uppgå till 29 procent vid utgången av 2017.

Antagen räntenivå är i enlighet med Konjunkturinstitutets prognos dvs. -0,3 procent i början av planperioden och 3,2 procent i slutet av perioden. De låga räntenivåerna medför att räntekostnaderna kommer att vara mycket låga under planperioden.





Däremot ökar avskrivningarna med anledning av verkets omfattande investeringsverksamhet. Ett flertal nya anläggningar kommer att tas i drift under planperioden. Mellan 2016 och 2017 ökar avskrivningarna därför med 100 mnkr. År 2020 beräknas de uppgå till 1 300 mnkr.

Det egna kapitalet uppgår vid periodens början till 9 600 mnkr och vid slutet av år 2020 till 10 300 mnkr dvs. en ökning med 700 mnkr. Balansomslutningen 2020 bedöms bli 37 000 mnkr.

I nedanstående tabell sammanfattas de finansiella nyckeltalen för perioden 2015 – 2020.

Finansiella nyckeltal (mnkr)	Utfall	Beräknat	Beräknat	Beräknat	Beräknat	Beräknat
	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Eget kapital	9 641	9 600	9 400	9 600	10 000	10 300
Räntebärande skulder	5 087	7 800	8 650	10 150	11 850	13 600
Skuldsättningsgrad (%)	67	100	115	130	145	160
Årets resultat	1 121	540	220	300	660	710
Utdelning*	729	351	143	195	429	462

\* inlevereras efterföljande år

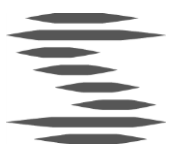
Tabell 4. Finansiella nyckeltal utfall 2015 och prognos 2016 – 2020 (mnkr).

### 5.3 Utveckling av tariffen för nätkunder

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

Sammantaget innebär den höga investeringstakten att effektavgiften måste höjas. Sett över hela planperioden 2017 – 2020 bedöms höjningen uppgå till totalt ca 45 procent.





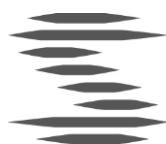
## 6 Investeringsramen

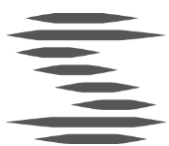
Svenska kraftnät begär att få besluta om och genomföra de investeringar som följer av denna investerings- och finansieringsplan. Investeringarna för 2017 beräknas uppgå till 2 400 mnkr.

I nedanstående tabell framgår prognos för investeringsutgifter och finansieringen av dessa för åren 2017 – 2020. I förändringen av långfristiga ej räntebärande skulder och fordringar ingår kapacitetsavgifter, investeringsbidrag och deposition för handel på Nasdaq Clearing AB samt utlåning till nätförstärkningar. Egen finansiering utgörs av internt genererade medel.

mnkr	Total utgift 2017-2020	Utfall 2015	Prognos 2016	Prognos 2017	Prognos 2018	Prognos 2019	Prognos 2020
Investeringar exkl Gasturbiner AB och optofiberutbyggnad	13 910	2 403	2 859	2 220	3 650	4 100	3 940
Gasturbiner AB	480	44	150	170	150	100	60
Optofiberutbyggnad	10	8	10	10	0	0	0
<b>Summa investeringar</b>	<b>14 400</b>	<b>2 455</b>	<b>3 019</b>	<b>2 400</b>	<b>3 800</b>	<b>4 200</b>	<b>4 000</b>
Amortering av externa lån							
Svenska Kraftnät	0	0	0	0	0	0	0
Gasturbiner AB	0	0	0	0	0	0	0
<b>Summa investeringar och amorteringar</b>	<b>14 400</b>	<b>2 455</b>	<b>3 019</b>	<b>2 400</b>	<b>3 800</b>	<b>4 200</b>	<b>4 000</b>
Egen finansiering	5 470	1 555	969	880	1 320	1 700	1 570
Förändring långfristiga ej räntebärande skulder och fordringar	3 130	2 015	-650	670	980	800	680
Extern upplåning Riksgälden	5 800	-1 115	2 700	850	1 500	1 700	1 750
<b>Summa finansiering</b>	<b>14 400</b>	<b>2 455</b>	<b>3 019</b>	<b>2 400</b>	<b>3 800</b>	<b>4 200</b>	<b>4 000</b>

Tabell 5. Svenska kraftnäts investeringsplan 2017 – 2020 (mnkr).





## 7 Resursbehov för elberedskap och dammsäkerhet

Svenska kraftnät har enligt instruktion och regleringsbrev uppgifter avseende elberedskap, säkerhetsskydd och dammsäkerhet. Till dessa hör att som elberedskapsmyndighet besluta om beredskapsåtgärder och ersättning för kostnader för åtgärder enligt elberedskapslagen (2007:288).

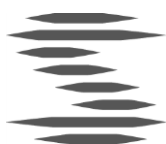
Svenska kraftnät kommer under 2016 att slutföra åtgärder enligt verkets beslut om inriktning för elberedskapsverksamheten 2014 – 2016. Beslut kommer också att fattas om ny inriktning för 2017 – 2019. Den nya inriktningen kommer att präglas av den snabbt föränderliga omvärlden och en allt mer komplex och dynamisk hot- och riskbild.

Framtida resursbehov är beroende av bl.a. av hur flera drivande omvärldsfaktorer utvecklas och påverkar myndighetens uppgifter och ansvarsområden. Det kan t.ex. handla om hur den säkerhetspolitiska utvecklingen fortgår och återupptagandet av en totalförsvarsplanering. Denna utveckling ställer nya krav på myndigheten och flera av elförsörjningens aktörer.

Fortsatt teknikutveckling och digitalisering skapar såväl möjligheter som hot för elförsörjningen i stort. Urbaniseringen och samhällets ökade elberoende understryker vikten av en robust elförsörjning av befolkningscentra. Inom elförsörjningens olika delar börjar anläggningsbeståndet att åldras och det finns redan idag ett behov att reparera, byta ut gammal teknik mot ny och nybyggnation.

Svenska kraftnät verkar för att förebygga, motstå och hantera sådana störningar i elförsörjningen som kan medföra svåra påfrestningar i samhället i fredstid. Utifrån omvärldstrender och myndighetens kontinuerliga identifiering av risker och sårbarheter inom verkets ansvarsområde kommer Svenska kraftnät de kommande åren 2017 – 2020 att inrikta verksamheten på att bibehålla och utveckla förmåga inom flera olika fokusområden. Exempel på insatser som kommer att behöva genomföras är bl.a.

- Åtgärder i anläggningar och verksamhet kopplade till produktion, överföring och handel av el.
- Åtgärder som stärker och utvecklar informations- och IT-säkerheten.



- Åtgärder som ökar robusthet i data- och telekommunikationer. Myndigheten kommer att fortsätta verka för att aktörer med uppgifter inom samhällets krisberedskap ansluter sig till och använda sig av det gemensamma radiokommunikationssystemet Rakel.
- Inom reparationsberedskapen sker en fortsatt anskaffning och lagerhållning av strategisk reparationsmateriel.
- Åtgärder för ödrift i de tre storstadsregionerna.
- Fortsatt övning och utbildning av elförsörjningens aktörer.

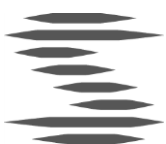
Svenska kraftnät främjar fortsatt dammsäkerheten i landet. Fokus under de kommande åren kommer att ligga på implementeringen av det nya dammsäkerhetsregelverket och handlingsplanen för utveckling av beredskap för dammhaverier. Implementeringen av det nya regelverket innebär att stödja och följa upp arbetet 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 kraftnät del en samordnande roll samt att initiera och följa upp aktiviteterna i handlingsplanen. Dessutom fortsätter Svenska kraftnät att stödja forskning och utveckling samt kunskapsförmedling inom dammsäkerhetsområdet. Svenska kraftnät följer årligen upp insatserna inom dammsäkerhetsområdet och rapporterar utvecklingen till regeringen.

För 2017 räknar Svenska kraftnät med ett resursbehov för elberedskaps- och dammsäkerhetsåtgärder om ca 255 mnkr per år. Svenska kraftnätets bedömning är att nuvarande förvaltningsutgifter är i underkant och begär en höjning till 35 mnkr år 2017 av ramanslaget 1:9 Elberedskap.

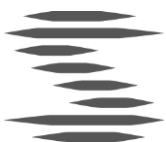
Svenska kraftnät bedömer i fråga om ramanslaget 1:9 Elberedskap ett behov av bemyndiganden för att kunna besluta om beställningar av tjänster, utrustning och anläggningar för beredskapsåtgärder. Tillsammans med tidigare gjorda åtaganden medför detta ett behov av framtida anslag om högst 330 mnkr under perioden 2017 – 2020.

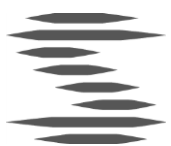
Dock kan åtaganden behöva göras inom bemyndiganderamen utöver redovisad period, varför något slutår inte bör anges. Svenska kraftnät ser ett fortsatt behov av att det i regleringsbrev framgår att infriade åtaganden är preliminära.



<b>Bemyndigande (tkr)</b>	<b>Prognos 2016</b>	<b>Förslag 2017</b>	<b>Beräknat 2018</b>	<b>Beräknat per år 2019-2020</b>
Ingående åtaganden	159 000	224 000	224 000	224 000
Nya åtaganden	200 000	200 000	200 000	200 000
Infriade åtaganden	135 000	200 000	200 000	200 000
Utestående åtaganden	224 000	224 000	224 000	224 000
Erållet/föreslaget bemyndigande	330 000	330 000		

Tabell 6. Särskilt bemyndigande och ekonomiskt åtagande (tkr).







## 8 Beräknade avgiftsintäkter

Svenska kraftnät finansierar nätverksamheten och systemansvaret genom avgifter.

Intäkter (mnkr)	Utfall	Beräknat	Beräknat	Beräknat	Beräknat	Beräknat
	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Nät- och systemintäkter	8 159	9 389	9 517	10 005	10 794	11 251
<b>Summa avgiftsintäkter</b>	<b>8 159</b>	<b>9 389</b>	<b>9 517</b>	<b>10 005</b>	<b>10 794</b>	<b>11 251</b>

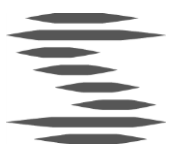
Tabell 7. Avgiftsintäkter (mnkr).

Aktuellt års utdelning inlevereras nästkommande verksamhetsår. Det beräknade resultatet samt utdelningen framgår av tabell 7.

Beräknad utdelning (mnkr)	Utfall	Beräknat	Beräknat	Beräknat	Beräknat	Beräknat
	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Årets resultat	1 121	540	220	300	660	710
Utdelning	729	351	143	195	429	462

Tabell 8. Beräknad utdelning (mnkr).





## 9 Övriga behov av finansiella befogenheter

Svenska kraftnät föreslår att verket för 2017 ges bemyndigande

- att ta upp lån i och utanför Riksgälden till ett sammanlagt belopp om 8 650 mnkr,
- att placera likvida medel i och utanför Riksgälden,
- att ha en skuldsättningsgrad på högst 115 procent,
- 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 2017 uppgår till 330 mnkr, samt
- att 255 mnkr anslås för elberedskapsverksamheten.

