

# Pumpvattenkraft & annan storskalig energilagring i Sverige

Ekonomiska förutsättningar till år 2030

*Arvid Rensfeldt*

---

Examensarbete 2017

Miljö- och Energisystem

Institutionen för Teknik och samhälle

Lunds Tekniska Högskola





**LUNDS UNIVERSITET**

Lunds Tekniska Högskola

## **Pumpvattenkraft & annan storskalig energilagring i Sverige**

Ekonomiska förutsättningar till år 2030

Civilingenjör Ekosystemteknik

Arvid Rensfeldt

Examensarbete

Lund, Sverige

Juni 2017



<b>Dokumentutgivare, Dokumentet kan erhållas från</b>  LUNDS TEKNISKA HÖGSKOLA vid Lunds universitet Institutionen för teknik och samhälle Miljö- och energisystem Box 118 221 00 Lund Telefon: 046-222 00 00 Telefax: 046-222 86 44	<b>Dokumentnamn</b> Examensarbete
	<b>Utgivningsdatum</b> 2017-07-12
	<b>Författare</b> Arvid Rensfeldt

---

**Dokumenttitel och undertitel**

Pumpvattenkraft & annan storskalig energilagring i Sverige  
Ekonomiska förutsättningar till år 2030

---

**Sammandrag**

Runt om i världen pågår en omställning av energisystem på internationell, nationell och regional nivå av en omfattning som inte noterats på många årtionden. Omställningen innebär i första hand en övergång från fossilbaserade, icke förnybara energikällor till fossilfria, förnybara sådana med huvudsakligt syfte att begränsa de antropologiska klimatförändringarna och andra negativa effekter på miljön. Den förnybara energiproduktionen har många fördelar men en av de stora nackdelarna med dessa är att de är beroende av naturlig, intermittenta system som ligger bortom mänsklig kontroll, d.v.s. vi har begränsade möjligheter att styra produktionen från dessa källor. Detta påverkar speciellt elsystemet där konsumtion och produktion måste balanseras i realtid för att fungera korrekt och en ökad andel intermittent, förnybar produktion kan därmed potentiellt hota systemets stabilitet och leveranssäkerhet. Ett sätt att lösa dessa problem och överbrygga gapet mellan en stokastisk produktion och konsumtion är med hjälp av energilagring. Energilagring för elektricitet kan göras genom flera olika tekniker och på varierande skala. Storskaliga energilagring kan lagra energi över perioder på flera timmar till månader och ansluts på region- eller stamnätetsnivå. Idag finns mycket lite storskalig energilagring i Sverige, huvudsakligen till följd av ett lågt behov. Det finns dock indikationer på att behovet för den typ av tjänster som storskaliga energilagring kan tillhandahålla kommer att öka i Sverige i framtiden. I denna studie granskas trender i, huvudsakligen det svenska men också europeiska, elsystemen i syfte att undersöka hur de ekonomiska förutsättningarna för storskalig energilagring kommer att utvecklas i Sverige fram till 2030. Denna del av studien är teknikneutral och täcker in utvecklingen av flera olika faktorer vilka kan påverka de framtida ekonomiska förutsättningarna för storskalig energilagring. I studien görs också en förstudie av ett pumpkraftverk på platsen X i Sverige. Förstudien innehåller en övergripande utformning av pumpkraftverket samt simulering av driften för att undersöka lönsamheten utifrån dagens förutsättningar och utvecklingen till år 2030. Denna studie syftar delvis till att undersöka lämpligheten för en specifik plats med ändamålet att anlägga ett pumpkraftverk men också till att konkretisera de utmaningar som storskaliga energilagring står inför och effekterna av olika potentiella förändringar i elsystemets struktur och funktion.

Studien visar att förutsättningarna för storskalig energilagring sannolikt kommer att förbättras och att den känsligaste parametern för denna utveckling är prisvolatiliteten på dagen-föremarknaden för elektrisk energi, Nord Pool Spot. Studien visar också på att hur prisvolatiliteten kommer att utvecklas beror till stor del på förändringar som sker utanför Sveriges gränser. Förstudien tyder på att platsen X är lämplig för etablering av ett pumpkraftverk då den relativa kostnaden per kapacitet är förhållandevis låg och då lönsamhetsanalysen ger ett positivt resultat utifrån det framtagna scenariot för år 2030.

---

**Nyckelord**

Energilagring, pumpvattenkraft, förnybar energi, energisystem, simulering

---

<b>Sidomfång</b>  131	<b>Språk</b>  Svenska	<b>ISRN</b>  ISRN LUTFD2/TFEM-- 17/5121--SE + (1-144)
-----------------------------	-----------------------------	---

---

<b>Organisation, The document can be obtained through</b> LUND UNIVERSITY Department of Technology and Society Environmental and Energy Systems Studies Box 118 SE - 221 00 Lund, Sweden Telephone: int+46 46-222 00 00 Telefax: int+46 46-222 86 44	<b>Type of document</b> Master thesis
	<b>Date of issue</b> 2017-07-12
	<b>Author</b> Arvid Rensfeldt

**Title and subtitle**

The future of pumped hydro storage and other large-scale energy storage in Sweden  
The development of economic conditions until 2030

**Abstract**

All around the world, energy systems are transforming at the international, national and regional level and at a rate not seen for many decades. This transformation primarily involves a transition away from fossil, non-renewable energy sources and to fossil-free, renewable ones with the primary purpose of halting the process of anthropological climate change and limiting other adverse effects on the environment. Renewable energy production has many advantages, but one of the major drawbacks of many of these technologies is that they depend on natural, intermittent systems which are beyond human control. That is to say, we have limited capabilities to control production from these sources. This especially affects the electrical system where consumption and production must be balanced in real time in order to function properly, and an increased share of electricity production from intermittent, renewable sources can therefore potentially threaten system stability and security of supply. One way to solve these problems and bridge the gap between a stochastic production and consumption is through energy storage. Energy storage for electricity can be done through several different technologies and on varying scale. Large-scale energy storage can store energy over periods of several hours to months and connect to the electrical grid at the medium- or high voltage levels. Today, there are very few large-scale energy storage facilities in Sweden, mainly due to low demand. However, there are indications that the need for the types of services that large-scale energy storage can provide will increase in Sweden in the future. In this study, trends in the Swedish but also European electricity systems are examined to investigate how the economic conditions for large-scale energy storage is likely to develop in Sweden until the year 2030. This part of the study is technology neutral and covers the development of several factors which may have an effect on the future economic conditions for large-scale energy storage. The study also contains a preliminary study of a prospective pumped hydro storage plant at the site X in Sweden. The pre-study contains an overall design of the pumped storage plant and simulation of the operation of that plant to examine profitability based on current conditions and estimated conditions for 2030. The pre-study aims partly to investigate the suitability of site X with the purpose of constructing a pumped storage plant, but also to concretize the challenges that large-scale energy storage is facing and the effects of potential developments in the structure and function of the electrical energy system.

The study shows that the economic conditions for large-scale energy storage are likely to improve and that the most sensitive parameter for this improvement is the price volatility of the day-ahead electricity market, Nord Pool Spot. The study also shows that how the price volatility on Nord Pool Spot will develop is largely affected by changes that occur outside of Sweden's borders. The preliminary study indicates that site X is suitable for establishing a pumped storage plant as relative cost per capacity unit is low and as the profitability analysis returns positive results based on the scenario developed for 2030.

**Keywords**

Energy storage, pumped hydro storage, renewable energy, energy systems, simulations

<b>Number of pages</b> 131	<b>Language</b> Swedish	<b>ISRN</b> ISRN LUTFD2/TFEM-- 17/5121--SE + (1-144)
-------------------------------	----------------------------	---



# Förord

Denna studie är ett examensarbete utfört av en student vid civilingenjörsprogrammet i Ekosystemteknik (Environmental Engineering) vid Lunds Tekniska Högskola. Examensarbetet är utfört vid avdelningen för miljö- och energisystem, på uppdrag av ÅF och i samarbete med Fortum Sverige.

Jag vill börja med att tacka alla medarbetare på ÅF Hydro Sverige som varit väldigt hjälpsamma och uppmuntrande under min tid på företaget och som möjliggjort för mig att arbeta växelvis i Stockholm och Malmö under våren och därmed anpassa mitt schema efter andra åtaganden.

Några personer jag vill tacka speciellt är:

- Folke Roll, som lotsade mig rätt bland fyllnadsdammar, fyllnadsmassor och kostnader för dessa.
- Lars J Nilsson, utan vars hjälp och kunskap om både pumpkraftverk och frekvensreglering modell X aldrig hade känts så pass pålitlig som den gör idag.
- Hans Bjerhag som har varit kontaktperson på Fortum och svarat på allehanda frågor jag kommit på och hänvisat mig vidare till allehanda kunniga personer inom Fortum.
- Mikael Odenberger och hans forskargrupp på Chalmers för att de svarat på frågor och tillhandahållit data från sina simuleringar.
- Åsa Tynell och hennes medarbetare på Energimyndigheten för deras komplimenterande information och data gällande rapporten Fyra framtider.
- Edward Barbour som var med och skapade modell MC och gav mig tips kring användningen av denna samt modell FO och delade med sig av sina script för att exekvera dessa i Matlab.

Förutom detta vill jag självklart rikta ett stort tack till mina handledare; Mikael Lindberg på ÅF som alltid vetat vem jag bör ställa mina otydliga frågor till och Per Svenningsson på LTH som hållit mig på rätt väg och sett till att min rapport har innehållit allt som krävs av ett examensarbete. Tack för ert stöd under hela denna långa resa och för alla värdefulla kommentarer och synpunkter ni delat med er av.

*"It takes a lot of time and effort to seem smart when you're really not."*

-Arvid Rensfeldt.



# Nomenklatur

SMES – Superconducting Magnetic Energy Storage = Supraledande magnetenergilager.

PHES – Pumped Hydro Energy Storage = Pumpvattenkraftverk, en typ av vattenkraftverk där vatten kan pumpas från ett lägre till ett högre läge för att lagra energi.

CAES – Compressed Air Energy Storage = Energilagring för elektricitet med tryckluft.

FS – Fixed Speed = Konstant hastighet, i sammanhanget elektriska maskiners rotationshastighet.

VS – Variable Speed = Variabel hastighet, i sammanhangen elektriska maskiners rotationshastighet.

TU – Ternary unit = Tredelad enhet, i sammanhanget maskinkonstellationer i ett pumpkraftverk. En ternär enhet består av en elektrisk motor/generator och separat turbin samt pump.

DFIM – Doubly fed induction machine = Dubbelmatad induktionsmaskin, en typ av elektrisk induktionsmaskin där en del av strömmen frekvensregleras. DFIM kan drivas med varierande hastighet inom ett begränsat spann.

FPC – Full power converter = Fulleffektomvandlare, en elektronikkomponent som tillåter utmatning av växelström med konstant frekvens från en elektrisk generator driven med fritt varierande hastighet.

FCR – Frequency Containment Reserve = Frekvensstyrd reserv, kapacitetsreserv upphandlad inom det nordiska elsystemet med syftet att hindra systemets frekvens att avvika från de nominella 50 Hz. Den frekvensstyrda reserven består egentligen av två enskilda reserver; en frekvensstyrd normaldriftsreserv (FCR-N) och en frekvensstyrd störningsreserv (FCR-D)

FRR – Frequency Restoration Reserve = Automatisk reglerreserv, kapacitetsreserv upphandlad inom det nordiska elsystemet med syftet att återställa den frekvensstyrda reserven efter att en störning

TSO – Transmission System Operator = Stamnätsoperatör, ansvarig för driften av transmissionsnät. I Sverige ligger detta ansvar hos Svenska Kraftnät.

DSO – Distribution System Operator = Distributionsnätsoperatör, ansvarig för driften av regionnät och eller lokalnät.

Nord Pool – Den nordiska elbörsen som innefattar Sverige, Norge, Danmark, Finland och Estland.

RTE – Round Trip Efficiency = Cykelverkningsgrad, den andel av energi som återstår efter att en hel processcykel genomgått.

## Övriga anmärkningar:

- För konvertering mellan monetära värden i SEK och USD har en enkel växlingskurs på 9 SEK/USD använts vilket är nära den faktiska växlingskursen under perioden för arbetets utförande.
- För konvertering mellan monetära värden i SEK och EUR har en enkel växlingskurs på 9,5 SEK/EUR använts vilket är nära den faktiska växlingskursen under perioden för arbetets utförande.
- Alla figurer som inte är direkt källhänvisade är skapade av författaren.

# Innehållsförteckning

1.	Inledning .....	1
1.1	Bakgrund.....	1
1.1	Syfte.....	3
1.2	Mål .....	3
1.3	Frågeställningar.....	3
1.4	Avgränsningar.....	3
2.	Metod.....	4
2.1	Övergripande metod .....	4
2.2	Hydrauliska förluster .....	5
2.3	Nuvärdesmetoden.....	6
2.4	Hantering av frekvensfördelade data .....	7
2.5	Simulering av framtida elpriser.....	7
2.6	Variationskoefficient.....	8
3.	Framtidens elsystem .....	9
3.1	En överblick .....	9
3.2	Elanvändning .....	11
3.2.1	Energieffektivisering .....	12
3.2.2	Strukturförändringar .....	12
3.2.3	Befolkningsutveckling.....	13
3.2.4	Ekonomisk utveckling.....	14
3.2.5	Politiska mål och styrmedel.....	14
3.2.6	Teknikutveckling .....	16
3.2.7	Sammanfattning av sannolik utveckling för Sveriges framtida elanvändning .....	16
3.3	Produktionskapacitet.....	18
3.3.1	Vindkraft .....	19
3.3.2	Vattenkraft .....	21
3.3.3	Solkraft .....	22
3.3.4	Biokraft .....	23
3.3.5	Kärnkraft.....	23
3.3.6	Sammanfattning av utveckling av Sveriges energibalans .....	24
3.4	Den svenska elmarknaden i framtiden.....	24
3.4.1	EU och energiunionen .....	27
3.4.2	Konsumenter blir prosumenter .....	28
3.5	Klimatets inverkan på framtidens elsystem .....	28
4.	Energilagring.....	29
4.1	En introduktion till energilagring för elektricitet .....	29
4.2	Nyttan med energilagring .....	31
4.3	Utmaningar för energilagring .....	31
4.3.1	Legala och regelmässiga barriärer .....	32

4.3.2	Värdering av energilagring och arbitrageparadoxen .....	32
4.4	Storskalig energilagring .....	33
5.	Pumpvattenkraft .....	35
5.1	Pumpvattenkraft då och nu .....	35
5.2	De naturliga förutsättningarna .....	37
5.3	Olika typer av pumpvattenkraft .....	38
5.3.1	Integrerade pumpkraftverk .....	38
5.3.2	Anslutna pumpkraftverk .....	39
5.3.3	Fristående pumpkraftverk .....	39
5.4	Olika tekniker för pumpvattenkraft .....	41
5.4.1	Fast hastighet .....	41
5.4.2	Ternär enhet .....	41
5.4.3	Variabel hastighet .....	41
5.5	Nyttan med pumpvattenkraft .....	42
5.5.1	Svängmassa .....	43
5.5.2	Frekvensreglering .....	43
5.5.3	Spänningsreglering .....	43
5.5.4	Arbitrage (Lastutjämning) .....	43
5.5.5	Balansreglering .....	43
5.5.6	Minskade växthusgasutsläpp .....	43
5.6	Kostnaden för pumpvattenkraft .....	44
5.6.1	Investeringskostnad .....	44
5.6.2	Drifts- och underhållskostnader .....	44
5.7	Intäcksströmmar för pumpvattenkraft i Sverige .....	44
5.7.1	Spotmarknaden .....	45
5.7.2	Kapacitetsreserver .....	45
5.8	Utmaningar för pumpvattenkraft .....	47
5.8.1	Komplicerade tillståndsprocesser .....	47
5.8.2	Långa anläggningstider .....	47
5.8.3	Hög investeringskostnad .....	47
5.8.4	Konkurrerande tekniker .....	47
6.	Ekonomisk modellering av pumpvattenkraft .....	48
6.1	Driftsimulering .....	48
6.1.1	Modell MC – Monte Carlo-optimering .....	48
6.1.2	Modell FO – Find optimization .....	49
6.1.3	Modell X – Egen modell .....	49
6.2	Lönsamhetskalkyl .....	53
6.2.1	Kalkylränta .....	53
7.	Fallstudie: PKV X .....	54
7.1	Bakgrund till fallstudien .....	54
7.2	Installerad effekt .....	54
7.3	Dämning av övre magasin .....	55

7.4	Tunnlar och maskinhall.....	61
7.5	Uppskattning av kraftverkets verkningsgrad.....	62
7.5.1	Hydraulisk verkningsgrad .....	62
7.5.2	Verkningsgrad för drivenhet.....	62
7.5.3	Verkningsgrad för transmission till elnätet .....	63
7.6	Sammanställning av nyckeltal för PKV X.....	63
7.7	Reglerförmåga .....	63
7.8	Uppskattning av anläggningskostnad .....	64
7.8.1	Anläggning av dammar .....	64
7.8.2	Nätanslutning.....	64
7.8.3	Bergarbeten.....	65
7.8.4	Maskiner & stationsutrustning .....	65
7.8.5	Markkostnader .....	65
7.8.6	Övrigt & oförutsett.....	66
7.8.7	Projekt & administration .....	66
7.8.8	Sammanställning av uppskattade delkostnader .....	66
7.9	Uppskattning av löpande kostnader .....	66
7.9.1	Fasta löpande kostnader.....	67
7.9.2	Rörliga löpande kostnader .....	67
8.	Framtidsscenarioer för elsystemet efter 2030.....	68
8.1	En blick in i kristallkulan .....	68
8.2	Fyra alternativ för elsystemet 2030 – 2050.....	68
8.2.1	Mer biobränslen.....	68
8.2.2	Mer sol och vind .....	69
8.2.3	Mer vattenkraft .....	69
8.2.4	Ny kärnkraft .....	70
8.2.5	Prisutveckling inom de "fyra alternativen".....	70
8.3	Fyra framtider .....	70
8.3.1	Forte.....	71
8.3.2	Legato .....	72
8.3.3	Espressivo .....	73
8.3.4	Vivace.....	75
8.3.5	Prisutveckling inom "fyra framtider".....	76
8.4	NEPP:s fyra huvudscenarier .....	77
8.4.1	Referensscenario (A).....	77
8.4.2	Green Policy (B) .....	78
8.4.3	Climate Market (C) .....	79
8.4.4	Regional Policy (D) .....	80
8.4.5	Prisutveckling inom NEPP:s "huvudscenarier" .....	81
9.	Scenario för fallstudie.....	83
10.	Lönsamhetsanalys av projektet PKV X .....	90
10.1	Fallstudiens slutfas .....	90

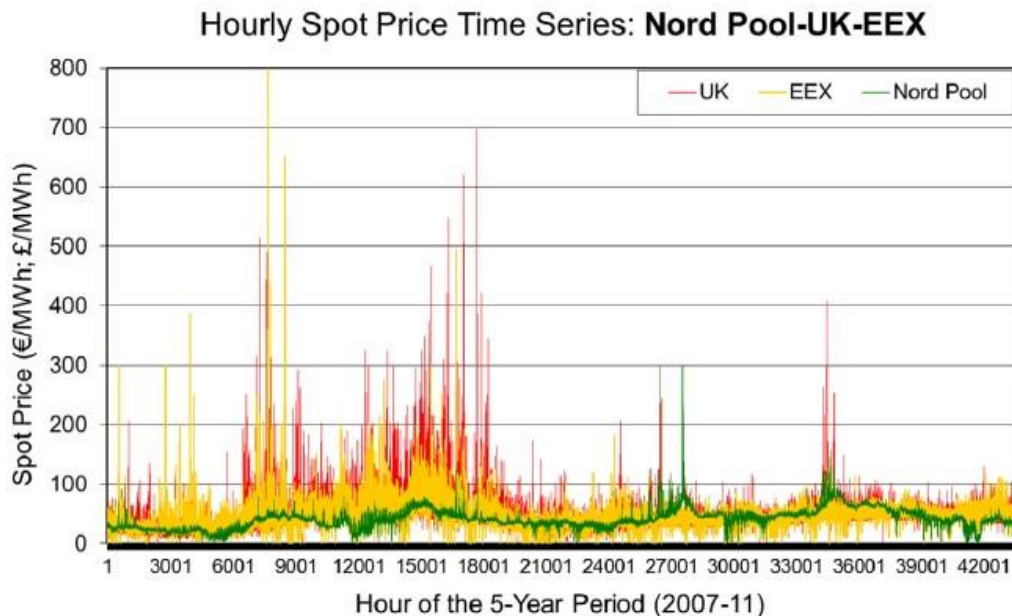
10.2	Kontrollscenario – år 2016 .....	90
10.3	Scenario AR-X 2030 .....	95
10.4	Känslighetsanalys .....	99
10.4.1	Investeringskostnad.....	99
10.4.2	Löpande kostnader .....	99
10.4.3	Elprisvolatilitet .....	100
10.4.4	Elprisnivå .....	102
10.4.5	Installerad effekt .....	104
10.4.6	Energilagringsskapacitet .....	105
10.4.7	Prioritera frekvensreglering i allokering .....	106
10.4.8	Sammanställning av resultat.....	108
11.	Diskussion .....	111
11.1	Sveriges elsystem i framtiden .....	111
11.2	Pumpvattenkraft: projektering & simulering .....	114
11.3	Framtidsscenario och lönsamhetsanalys .....	115
11.4	Förslag på fortsatta studier .....	118
12.	Slutsatser .....	120
13.	Referenser .....	122
	Bilagor.....	127
	Bilaga A – Flödesschema modell MC .....	127
	Bilaga B – Flödesschema modell FO .....	128
	Bilaga C – Detaljerad beskrivning av modell X .....	129
	Bilaga D – Exempelutdrag från simulering av kontrollscenariot med modell X... ..	130
	Bilaga E – Kostnadsuppskattning för dammar från underlag .....	131

# 1. Inledning

## 1.1 Bakgrund

Förbränningen av fossila bränslen har omfattande negativa effekter på vår planets miljö och människors hälsa. Produktionen av elektrisk energi i termiska kraftverk står för en betydande andel av vår konsumtion av fossila bränslen, främst i form av kol och naturgas. Allt eftersom dessa negativa effekter har blivit vedertagen vetenskap har fler och fler länder och företag tagit sig an utmaningen att ställa om sin energiförsörjning till förnyelsebara och hållbara källor. För försörjningen av elektrisk energi har denna omställning de senaste åren till stor del bestått av en utbyggnad av energiproduktionsanläggningar som utvinnet vind- och solkraft. En av de stora nackdelarna med dessa energikällor är att de är beroende av naturliga, intermittenta system som ligger utanför människans kontroll, det vill säga vi har begränsade möjligheter att styra produktionen av elektrisk energi från dessa källor. Distribution av elektricitet är ett nollsummespel där produktion och konsumtion måste överensstämma i realtid för att systemet skall vara i balans och fungera som avsett. Fram till de senaste decennierna har systemet byggts på en stokastisk last som följts av styrbar produktion, men i och med introduktionen av allt större mängder energi från förnyelsebara, intermittenta källor ökar riskerna att det uppstår problem gällande stabilitet och leveranssäkerhet. Utöver de miljömässiga problemen är detta alltså också något som påverkar vitala funktioner i vårt moderna samhälle som till så hög grad är beroende av elektricitet. Ett sätt att lösa dessa problem och överbrygga gapet mellan produktion och konsumtion i ett framtida hållbart elsystem, med en hög andel intermittent, förnybar elproduktion, är genom användning av energilagringstekniker. Energilagring innebär någon typ av system som kan absorbera elektrisk energi då produktionen överstiger konsumtionen och lagra den i en annan form för att sedan konvertera den lagrade energin tillbaka till elektricitet och leverera energi till elnätet då konsumtionen överstiger produktionen (det finns även ett fåtal energilagringstekniker som faktiskt lagrar elektrisk energi men dessa har specifika användningsområden och kan inte klassas som storskaliga, varför de inte är relevanta i detta sammanhang). På detta sätt kan vi säkerställa leveranssäkerhet i elsystemet och maximera utnyttjandet av de intermittenta produktionskällorna.

Energilagring kan göras på olika nivåer, från batterisystem i enskilda hushåll till pumpvattenkraftverk anslutna direkt till högspänningsnätet, där varje alternativ har sina egna för- och nackdelar. Storskaliga energilagringssystem har fördelar i form av till exempel skalekonomi och styrbarhet. I dagsläget är pumpkraftverk den energilagringsteknik som står för den överlägset största installerade lagringkapaciteten i världen, över 98 % (National Hydropower Association, 2012), och det är den enda metoden för storskalig energilagring som har brett bevisad pålitlighet och funktionalitet (Svenska Kraftnät, 2015) (IMechE, 2014). I Sverige och Norden har vi historiskt sett inte haft något stort behov av aktiv energilagring på grund av den låga andelen intermittenta energikällor i elsystemet samt den stora resursen av passiv energilagring som finns tillgänglig i våra konventionella vattenkraftsmagasin. Detta reflekteras i våra relativt låga och stabila elpriser jämfört med många andra länder. Detta kan exempelvis ses i Figur 1 där historiska priser på den nordiska elmarknaden Nord Pool Spot jämförs med två andra europeiska motsvarigheter och där Nord Pool har den lägsta genomsnittliga prisnivån och den avsevärt lägsta prisvolatiliteten (Zafirakis, et al., 2016).



Figur 1. Jämförelse av prisnivå och volatilitet mellan tre europeiska elmarknader, UK APX, Tyska EEX och nordiska Nord Pool Spot under perioden 2007 – 2011. Källa: (Zafirakis, et al., 2016)

Det är dock sannolikt att detta förhållande kommer att ändras inom de kommande årtiondena i takt med att vår totala energiförsörjning blir allt mer el-baserad och att kärnkraftsreaktorer som man planerar att stänga ned i stor grad ersätts av intermittenta energikällor (Sveriges Regering, 2016). I dag finns också en trend av ökad sammankoppling av nationella elnät, vilket är en del av EU:s åtgärds paket energiunionen. Detta är något som potentiellt både skulle kunna utöka och minska marknaden för, och efterfrågan på, den typ av balanskapacitet som storskaliga energilagrar kan leverera (Europeiska Kommissionen, 2017).

Vilken metod för energilagring som kommer att bli dominerande i framtiden beror på en mängd faktorer som alla på något sätt kommer mynna ut i de ekonomiska förutsättningar som står till grund för marknadens val. Det finns även andra tekniker förutom energilagring, som till exempel mer flexibla förbrukningsresurser eller smartare och utökad nätinfrastuktur, som potentiellt helt eller åtminstone delvis skulle kunna avhjälpa de utmaningar som det svenska elsystemet står inför.

Det finns idag alltså ett växande behov av resurser i det svenska elsystemet som kan leverera flexibilitet och andra specifika systemtjänster. Samtidigt är dock incitamenten för att leverera dessa resurser små på grund av rådande regelverk och nuvarande marknadsstruktur (Statens Energimyndighet, 2016). Hur stort detta behov kommer att bli i framtiden och hur det kommer att tillgodoses beror till stor del på hur energisystemet kommer att utvecklas i sin helhet.

Energisystemet i Sverige och Europa genomgår för närvarande en fas med stora förändringar som till stor del beror på en accelererande teknikutveckling, skiftande opinion i miljö- och klimatfrågor samt en ökande grad av sammankoppling mellan nationella elnät. Dessa förändringar förändrar förutsättningarna för energipolitiken och gör att det idag är svårt att överblicka och förutse vart utvecklingen är på väg (Byman, 2016).

Hur denna utveckling troligtvis kommer att se ut och vilka konsekvenser detta får för utvecklingen av storskalig energilagring i Sverige ligger i fokus för detta examensarbete. Frågeställningen skall försöka besvaras på en generell och icke tekniskspecifik front men kommer att konkretiseras och exemplifieras genom en fallstudie för ett potentiellt nytt pumpvattenkraftverk i Sverige. Fallstudien utgår från ett underlag av tidigare utförda studier tillhandahållna av Fortum AB och kommer även försöka utreda huruvida en specifik plats X är att anses som lämplig för anläggning av ett pumpkraftverk.

## 1.1 Syfte

Syftet med denna studie är att undersöka hur de ekonomiska förutsättningarna för storskalig energilagring i Sverige sannolikt kommer att förändras fram till år 2030 utifrån utvecklingen av det svenska elsystemet generellt, att ge en djupare förståelse för vilka ekonomiska faktorer som har störst betydelse för storskaliga energilagringssystemens gångbarhet samt att uppskatta de ekonomiska förutsättningarna för att anlägga ett nytt pumpkraftverk på en specifik plats X i Sverige.

## 1.2 Mål

Målet med detta examensarbete är att kunna bidra till att belysa de utmaningar som kan komma att uppstå i det framtida svenska elsystemet och öka kunskapen om energilagring och deras roll i det svenska elsystemet i en sådan framtid.

## 1.3 Frågeställningar

Utifrån detta syfte och mål har följande frågeställning utformats:

- Hur kommer det svenska elsystemet troligtvis att vara uppbyggt och fungera år 2030?
- Hur ser kostnadsstrukturen för ett pumpkraftverk ut och vilka aspekter har störst påverkan på ett projekts totala investeringskostnad?
- Vilka faktorer har störst betydelse för huruvida storskaliga energilagringssystem är lönsamma och hur kommer dessa att sannolikt utvecklas i Sverige från idag till 2030?
- Är det utifrån vår nuvarande bild av det framtida svenska elsystemet ur ett företagsekonomiskt perspektiv lönsamt att anlägga ett pumpkraftverk på denna specifika plats X inom de kommande 12 åren?

## 1.4 Avgränsningar

Avgränsningar har gjorts för vad som är nödvändigt att ta med i rapporten utifrån arbetets mål. De huvudsakliga avgränsningarna är följande:

- Graden av teknisk detaljrikedom gällande utformningen av det teoretiska kraftverket har begränsats i fråga om val av material, komponentdesign med mera. Sådana detaljer som inte i någon större grad påverkar övergripande funktion eller kostnader har bortsetts ifrån.
- Vissa uppgifter som använts för utförandet av fallstudien kommer inte att fullständigt delges i denna rapport enligt avtal med uppdragsgivaren och med hänsyn för dennes intressen.
- Frågor som rör miljöaspekter och tillstånd för det teoretiska kraftverket har inte hanterats analytiskt eller i detalj. Sådana frågor är naturligtvis mycket viktiga och en stor del av ett projekt av den här typen men de ryms inte inom ramen för detta arbete. Dock har det i vissa fall varit nödvändigt att göra ett par rimliga antaganden i tillståndsfrågor som direkt påverkar centrala delar av detta projekt.



## 2. Metod

### 2.1 Övergripande metod

Detta arbete har huvudsakligen byggts på litteraturstudier samt simuleringar och beräkningar. En litteraturstudie har gjorts av projektioner och trender för hur det svenska elsystemet kan komma att utvecklas under de kommande decennierna. Utifrån denna studie och tidigare framtagna framtidsscenarioer för det framtida svenska elsystemet utformas ett möjligt scenario för hur det svenska elsystemet kan komma att se ut år 2030. Detta scenario innehåller antaganden om produktionsmix, elmarknadens struktur samt prisnivåer och dynamik. En litteraturstudie av modellering av energilagring har också gjorts. Därefter väljs en eller flera modeller för driften av ett pumpkraftverk ut eller byggs. Dessa två delar av arbetet är av mer generell natur och inriktar sig inte specifikt på pumpvattenkraft eller någon annan energilagringsteknik. En litteraturstudie görs även om pumpvattenkraftteknik. Fallstudien omfattar anläggningen av ett nytt pumpkraftverk i Sverige på en förutsedd plats X. För den studerade platsen X uppskattas kostnader och prestandavärden för ett teoretiskt pumpkraftverk baserat på lokala förutsättningar och befintligt underlag från tidigare utförda studier. Dessa fallspecifika värden används sedan för att simulera driften av det teoretiska pumpkraftverket inom det sedan tidigare framtagna framtidsscenarioet för år 2030. Resultaten från dessa simuleringar används i de ekonomiska beräkningarna tillsammans med värden från de olika framtidsscenarioerna för att uppskatta lönsamheten för detta projekt.

För designen av det teoretiska pumpkraftverket har litteratur angående utformning av pumpkraftverk studerats brett. Varje pumpkraftverk är unikt och utformningen beror i största grad på platsens lokala förutsättningar. I detta fall valdes den aktuella platsen ut av författaren och dennes handledare på ÅF i samråd med Fortum som har en uppdragsgivarroll i denna del av projektet. Platsen X valdes på grund av att den besitter egenskaper som potentiellt gör den väl lämpad för anläggning av ett pumpkraftverk samt att studier gjorts tidigare på platsen vilket skulle underlätta vissa delar arbetet med att utforma ett teoretiskt kraftverk för platsen.

## 2.2 Hydrauliska förluster

För att uppskatta den totala verkningsgraden för pumpkraftverk X (PKV X) beräknas hydrauliska förluster enligt metoden nedan:

Friktionsförlusterna i vattenledaren beräknas med hjälp av Darcy-Weisbach's ekvation:

$$H_f = f \cdot \frac{L}{D} \cdot \frac{v^2}{2g}$$

För vilken friktionskonstanten beräknas genom iterativ lösning av Colebrook-White's ekvation:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 1.14 - 2 \cdot \log_{10} \left( \frac{e}{D} + \frac{9.35}{Re \sqrt{f}} \right)$$

Reynolds nummer beräknas enligt:

$$Re = \frac{vD}{\mu}$$

$H_f$  = Fallhöjdsförlust i meter

$f$  = Friktionskonstant

$L$  = Rörlängd

$D$  = Rördiameter

$v$  = Flödeshastighet

$g$  = Gravitationskonstant

$Re$  = Reynolds nummer

$e$  = Relativ ytjämnhet

$\mu$  = Kinetisk viskositet

Övriga hydrauliska förluster uppskattas förenklat med en generell förlustekvation:

$$H_L = (K_{L_1} + K_{L_2} + \dots + K_{L_n}) \cdot \frac{v^2}{2g}$$

$H_L$  = Övriga sammanlagda hydrauliska förluster

$K_{L_x}$  = empiriskt framtagen förlustkoefficient för ledningskomponent  $x$

Summan av förlusterna i meter divideras sedan med den totala fallhöjden för att ge förlusten i procent och verkningsgraden är 100 minus detta procenttal.

## 2.3 Nuvärdesmetoden

I detta arbete används nuvärdesmetoden för att uppskatta lönsamheten för PKV X. Nuvärdesmetoden går ut på att beräkna nettonuvärdet av en investering där framtida in- och utbetalningar beräknas om till dagens värde med hjälp av en kalkylränta och uppskattad livslängd. De årliga intäkterna och kostnaderna uppskattas för ett genomsnittligt år. Nettonuvärdet (NPV, Net Present Value) är nuvärdet av alla intäkter subtraherat med nuvärdet av alla kostnader. Om nettonuvärdet är positivt, är investeringen att betrakta som lönsam. I detta arbete presenteras den uppskattade lönsamheten dels som ett nettonuvärde beräknat med en fast kalkylränta och dels som ett internräntevärde. Internräntan är det räntevärde för vilket nettonuvärdet är lika med noll. Nettonuvärdet beräknas enligt metoden nedan och internräntevärdet uppskattas genom iterativ målsökning med hjälp av problemlösningsverktyget i Microsoft Excel.

$$AAR = \sum_{n=1}^{8761} R_x$$

$$Y = \frac{1 - (1 + r)^{-N}}{r}$$

$$NPV_{income} = AAR \cdot Y$$

$$NPV_{cost} = C_I + C_{O\&M} \cdot Y$$

$$NPV = NPV_{income} - NPV_{cost}$$

*AAR = Genomsnittligt årligt resultat*

*R<sub>x</sub> = Resultat för tidsperiod (timme) x*

*Y = Annuitetsfaktor*

*r = Räntevärde*

*N = Ekonomisk livslängd*

*C<sub>I</sub> = Anläggningskostnad*

*C<sub>O&M</sub> = Årlig driftskostnad*

*NPV<sub>income</sub> = Nuvärde av intäkter*

*NPV<sub>cost</sub> = Nuvärde av kostnader*

*NPV = Nettonuvärde*

*IRR = Internräntevärde*

## 2.4 Hantering av frekvensfördelade data

Simulerade data på elprisvolatilitet för de fyra scenarierna inom Energimyndighetens "Fyra framtider" tillhandahölls på frekvensform. Frekvensen i detta fall utgörs av antalet timmar som elpriset ligger inom ett visst prisintervall under det simulerade året. Nyckeltal i form av medelvärde och standardavvikelse för dessa data beräknades enligt metoden nedan.

$$M = \frac{G_{nedre} + G_{övre}}{2}$$

$$n = \sum f$$

$$\mu = \frac{\sum(f \cdot M)}{n}$$

$$S = \sqrt{\frac{\sum(f \cdot M^2) - n\mu^2}{n - 1}}$$

$f$  = Frekvens

$G_{nedre}$  = Nedre gräns

$G_{övre}$  = Övre gräns

$n$  = Frekvenssumma

$M$  = Mittpunktsvärde

$\mu$  = Medelvärde

$S$  = Standardavvikelse

## 2.5 Simulering av framtida elpriser

För att simulera en framtida timpriserie utifrån historiska data och simulerade värden för framtida medelvärde och standardavvikelse har följande metod använts:

För varje timme tas priset från den historiska timpriserien från vilken man subtraherar det historiska medelvärdet för att få fram avvikelsen i just den timmen. Avvikelsen multipliceras sedan med relationen mellan den framtida standardavvikelsen och den historiska standardavvikelsen för att få den framtida avvikelsen i just denna timme. Den framtida avvikelsen adderas sedan till det framtida medelvärdet för att få det framtida timpriset.

$$SP_f = (SP_h - \mu_h) \cdot \frac{S_f}{S_h} + \mu_f$$

$SP_f$  = Framtida timpris för period  $x$

$SP_h$  = Historiskt timpris för period  $x$

$\mu_f$  = Framtida medelvärde

$\mu_h$  = Historiskt medelvärde

$S_f$  = Framtida standardavvikelse

$S_h$  = Historisk standardavvikelse

## 2.6 Variationskoefficient

För att jämföra volatiliteten för olika prisdataserier används i detta arbete variationskoefficienten. Variationskoefficienten (även relativ standardavvikelse) är ett spridningsmått som används inom sannolikhetslära och statistiska beräkningar. Variationskoefficienten är en normaliserad standardavvikelse och uttrycker standardavvikelsen som procentandelar av medelvärdet och gör standardavvikelser på olika skalor jämförbara. Variationskoefficienten beräknas som standardavvikelsen dividerad med absolutvärdet av medelvärdet och uttrycks i procent. Variationskoefficienten betecknas ofta *cv* efter engelskans Coefficient of Variation.

$$cv = \frac{S}{|\mu|}$$

*S* = Standardavvikelse

$|\mu|$  = Absolut medelvärde

*cv* = Variationskoefficient

## 3. Framtidens elsystem

### 3.1 En överblick

Det svenska energisystemet har under de senaste decennierna utvecklats mycket väl jämfört med de flesta andra länder. Sedan 70-talet har vår totala energianvändning varit nära oförändrad, utsläppen av växthusgaser från energisektorn har samtidigt nästan halverats och de senaste åren har Sverige haft ett elöverskott som har exporterats till våra grannländer. Detta samtidigt som BNP har fördubblats och befolkningens mängden ökat med ca 15 % vilket har varit möjligt tack vare medvetna satsningar på energieffektivisering och fossilfri elproduktion som har dominerats av vatten- och kärnkraft (Byman, 2016). Idag står dock det svenska energisystemet inför större förändringar än på lång tid, det finns de som säger att energibranschen kommer att förändras mer de kommande fem åren än den gjort de senaste 50 åren (Statens Energimyndighet, 2016). Detta beror dels på att stora delar av det nuvarande systemet byggdes under mitten av förra seklet och nu är i behov av omfattande reinvesteringar, och dels på att nya omvärldsfaktorer påverkar energipolitiken (Statens Energimyndighet, 2016).

Inte bara Sveriges utan större delar av världens energisystem befinner sig i eller står inför en period med stora förändringar. Hur dessa förändringar sker i resten av Europa är avgörande för hur det svenska energisystemet optimalt ska utformas (Statens Energimyndighet, 2016). Den ökande globala medvetenheten om och opinionen i klimat- och miljöfrågor, som till viss del tog sitt uttryck i Parisavtalet 2015 och dess senare ratificering, tillsammans med en växande strävan efter att minska beroendet och importen av energi från andra länder, har internationellt drivit en stor utveckling och utbyggnad av ny förnybar elproduktionskapacitet de senaste åren. Denna utbyggnad har till stor del bestått av vind- och solkraft från vilka produktionen ökade med ca 600 % respektive 4000 % globalt mellan 2005 och 2014 (IEA, 2017). I Sverige har den installerade vindkraftseffekten fördubblats på tre år, och utgör idag cirka 10 % vår totala elproduktion, och mängden solkraft växer kraftigt, om än från mycket låga nivåer (Statens Energimyndighet, 2016).

Sverige har som mål att bli ett av världens första fossilfria välfärdsländer med nettonollutsläpp av växthusgaser senast 2050. För att uppnå detta kommer det krävas fortsatt utbyggnad av den förnybara elproduktionen. NEPP (North European Power Perspectives) beskriver i sin rapport "15 Slutsatser om Elsystemets utveckling i Sverige, Norden och Europa" (NEPP, 2015) ett antal utmaningar med en ökande andel intermittent elproduktion, dessa är:

1. Utmaningar vid mycket vind- och solkraft och låg konsumtion
  - a. Mekanisk svängmassa  
Under perioder då konventionell produktion ersätts av stora mängder solkraft eller klassisk vindkraft kommer mängden mekanisk svängmassa i systemet minska eftersom sol och vindkraftverk vanligtvis inte använder synkronmaskiner direktkopplade till elnätet. Mekanisk svängmassa behövs för att parera störningar som uppkommer i elsystemet.
  - b. Balansreglering  
Med en större mängd vind- och solkraft ökar variationerna i det korta tidsperspektivet (sekunder-timmar) vilket ökar behovet av reglerförmåga i elsystemet. Med en större mängd vind och solkraft händer det också oftare att färre konventionella kraftverk är aktiva i systemet, vilket kan innebära att färre kraftverk måste dela på balansregleringen och hålla tillräckliga marginaler för detta.
  - c. Överskottssituationer  
Soliga och blåsiga dagar med liten förbrukning kan en överskottssituation uppstå som måste hanteras, särskilt om de närliggande marknaderna har samma situation och inte kan ta emot överskottet.
  - d. Överföringsförmåga  
Om stora mängder vindkraft ska överföras från norra Sverige samt vidare söderut och på utlandsförbindelserna samtidigt som övrig synkront ansluten produktion står i det

- närmaste still måste det finnas tillräcklig med annan reaktiv kompensering för att upprätthålla spänningen och därmed överföringsförmågan på stamnätet.
2. Utmaningar vid lite vind- och solkraft och hög konsumtion
    - a. Tillgång på topplastkapacitet  
Med en stor mängd vind- och solkraftkapacitet i systemet kommer det att finnas situationer med hög elförbrukning och låg produktion från dessa källor. Även vid dessa situationer måste det finnas tillräckligt med kapacitet.
  3. Generella utmaningar med att upprätthålla balans
    - a. Större behov av flexibilitet i styrbar produktion och förbrukning
      - i. Vindkraftsproduktionen kan förväntas ha lika stora variationer som efterfråga har idag. Efterfrågan varierar regelbundet och på ett förutsägbart sätt medan vindkraften varierar med ett stokastiskt mönster. Detta innebär en utmaning i planeringen av vattenkraftproduktionen med ett mönster och en volym som avviker från vad dagens älvsträckor har designats för.
      - ii. Fysisk reglerförmåga och regelverk för vattenkraften har utformats för att hantera dagens regelbundna förbrukningsvariation.
      - iii. Hydrologiska samband och vattenekologiska hänsynstaganden i älvsträckorna begränsar möjligheterna till snabb omplanering av vattenregleringen.
      - iv. En ökad mängd svårprognostiserad vind- och solkraft försvårar planeringen av vattenkraft längs en älvsträcka och av användningen av transmissionsnätet. Den ökade osäkerheten kan leda till att både produktion och transmission planeras mer konservativt och med större marginaler.
    - b. Anpassning av ansvarsfördelning och marknadsmekanismer  
Ansvars- och arbetsfördelningen mellan elsystemets aktörer med syfte att upprätthålla den fysiska balansen samt de marknadsmekanismer som står till buds för detta är utformade för att klara de hittillsvarande behoven. De ökade och förändrade reglerbehoven kan innebära att den nuvarande samverkans- och marknadsmodellen inte kommer att vara ändamålsenlig utan snarare utgöra en ineffektiv reglerprocess. Om ansvaret för att hantera de ökade prognososäkerheterna ska axlas av marknadsaktörerna kan det krävas en utveckling så att en stor del av elhandeln kan ske närmare drifttimmen. Alternativet är att en större del av balansregleringen sköts genom den systemansvarige och att upphandling av reglertjänster utvidgas.
    - c. Årsreglering  
Om solenergi blir en betydande del av kraftsystemet kommer den att skapa ytterligare behov av säsongslagring, eftersom större delen av produktionen sker vid lågsäsong för konsumtion.

Dessa är utmaningar som måste antas och övervinnas om ett 100 % förnybart elsystem och vår uppsatta vision om den fossilfria nationen ska kunna förverkligas.

Utvecklingen av det svenska elsystemet och vilken påverkan denna kommer att ha på behovet av och de ekonomiska förutsättningarna för storskaliga energilagringlösningar utgör fundamentet för detta arbete.

Den mest avgörande faktorn för lönsamheten för ett energilager är självklart möjligheten till att generera intäkter och dessa beror i sin tur i första hand på nivån och de tidsmässiga variationerna för priset på elektrisk energi, men också på priset eller ersättningen för att leverera systemtjänster till elsystemet. Elprisets nivå är också avgörande för utbyggnaden av andra delar av elsystemet, som till exempel produktionsanläggningar och elnät, vilket i sin tur påverkar behovet av energilagring (Statens Energimyndighet, 2016).

Under de senaste åren har vi sett en markant nedgång av elpriset i många europeiska länder, däribland Sverige. Systempriset på el sjönk till exempel med 50 % i Frankrike Tyskland, 40 % i Italien och 35 % i Spanien mellan 2008 och 2014 (Genoese & Egenhofer, 2015). Denna utveckling

beror till stor del på 1) sjunkande kolpriser, 2) ett överflöd av utsläppsrätter inom EU ETS och 3) ett överskott på elproduktionskapacitet. Detta överskott av produktionskapacitet kan i sig förklaras av en lägre än förväntad efterfrågan, som i sin tur beror på den svaga ekonomiska utvecklingen efter finanskrisen 2008-2009, samtidigt som investeringar i förnyelsebar energi fortsatte att öka tack vare stöd från olika typer av styrmedel.

Elpriserna i Sverige förutspås förbli låga på kort sikt, inom de kommande 5-10 åren. Detta gäller både system- och konsumentpriserna (som inkluderar systempriset, skatter och andra tilläggskostnader). På längre sikt är det dock troligt att priserna, speciellt konsumentpriserna, kommer att stiga i Sverige (NEPP, 2015).

Gällande elprisets variation med tiden, prisvolatiliteten, så är de flesta överens om att en högre andel intermittent elproduktion generellt kommer att bidra till en ökad prisvolatilitet (NEPP, 2015). Detta behöver dock inte alltid vara fallet, i Tyskland har man till exempel sett en minskad prisvolatilitet som en effekt av att mer solkraft installerats i ett system med en redan stor andel vindkraft. Detta gäller speciellt variationerna i pris mellan dag och natt (Svenska Kraftnät, 2015). Två huvudfaktorer för prisvolatilitetens utveckling i Sverige som identifierats är dels andelen av intermittent kraftproduktion inom Nord Pool-området och dels utbyggnaden av överföringsförbindelser till marknadsområden med större prisvolatilitet, såsom Tyskland (Rydén, et al., 2015).

Hur dessa parametrar kommer att förändras i framtiden beror naturligtvis på en mängd olika faktorer och är svårt att förutsäga. I detta avsnitt har elsystemet delats upp i tre huvudsakliga delar, elanvändningen, elproduktionen och elmarknaden och viktiga faktorer som påverkar utvecklingen inom dessa områden och vilka trender vi kan se för dessa presenteras.

### 3.2 Elanvändning

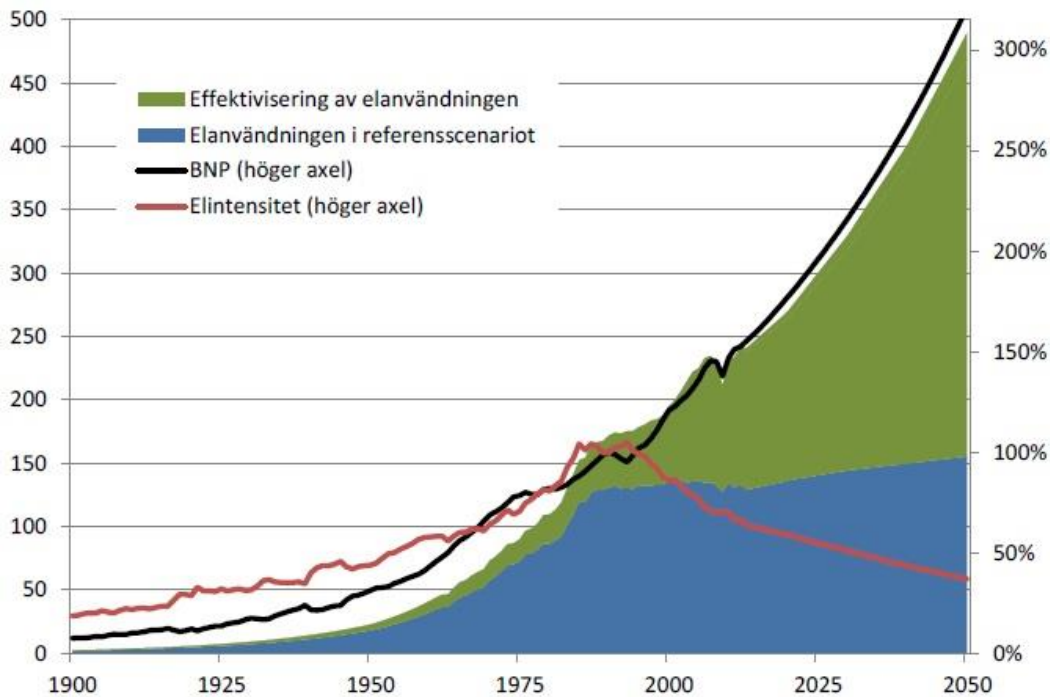
Elanvändningen i Sverige har legat relativt konstant på 130 – 140 TWh/år de senaste 25 åren, trots befolkningstillväxt och ekonomisk tillväxt. Dessförinnan ökade elanvändningen med i genomsnitt 4-5% per år (dock med variationer från år till år) (Rydén, et al., 2015). Sveriges frikoppling mellan produktivitet och elanvändning har varit möjligt tack vare strukturförändringar inom industrin, effektivare elanvändning i byggnader samt effektivare apparater och systemlösningar (Byman, 2016).

Oavsett frikopplingen så innebär dock en ökad elanvändning, d.v.s. en ökad efterfrågan, en drivkraft för högre elprisnivåer.

I rapporten "Elanvändningen i Sverige 2030-2050" identifierar man fem huvudsakliga påverkansfaktorer för elanvändningens utveckling, vilka diskuteras närmare i kommande stycken 0 – 3.2.6 (Rydén, et al., 2015).



### 3.2.1 Energieffektivisering



Figur 2. Historisk och prognosticerad framtida elanvändning och eleffektivisering (angivna i TWh/år - vänster y-axel) samt nivåerna på BNP och elintensitet (el användning per BNP-enhet) angivna relativt 1970 års nivåer (angivna i procent - höger y-axel). Källa: (Rydén, et al., 2015)

Energieffektiviseringen kommer nästan säkert att fortsätta, sker i samtliga sektorer och drivs till stor del automatiskt av ekonomiska, tekniska och strukturella faktorer.

Ökad energieffektivisering ingår också som en av de huvudsakliga målsättningarna i EU:s energi- och klimatpolitik, där man satt upp effektiviseringsmål på att minska primärenergianvändningen med 20 % och 27 % jämfört med 1990 års nivå till 2020 respektive 2030 (Europeiska Kommissionen, 2017). Detta kommer att driva på en fortsatt ökad energieffektivisering även om andra påverkansfaktorer skulle utvecklas i en annan riktning.

EU:s medlemsländer är på god väg att uppnå effektiviseringsmålet på 20 % till 2020, men studier visar samtidigt på att detta till stor del är tack vare den svaga ekonomiska utvecklingen och alltså är en slags skugg effekt istället för en sann effektivisering. Exempelvis var primärenergianvändningen i EU 11 % lägre 2012 jämfört med 1990 men analyser har visat att cirka 7-8 % av minskningen berodde på den svaga ekonomiska utvecklingen (NEPP, 2015).

Enligt NEPP:s referensscenario kommer dock energieffektiviseringen att öka i storleksordningen 3 – 4 procent per år från idag fram till 2050 vilket också visas i Figur 2. Detta motsvarar en minskad elanvändning på hela 250 TWh för perioden 2005 – 2050 (Rydén, et al., 2015).

### 3.2.2 Strukturförändringar

Strukturförändringar innebär här i första hand förändringar i vanor och aktiviteter som påverkar elanvändningen. Ett exempel på detta kan vara övergången från uppvärmning med oljepanna till eldrivna värmepumpar i många fristående villor, vilket har lett till en ökad andel el i den totala energianvändningen. Ett annat exempel kan vara övergången från direktvärmning med el till värmepumpar, vilket leder till en minskad elanvändning. Det är en genomgående trend är att elens andel av den totala energianvändningen ökar. I Sverige och Norden har elandelen ökat från drygt 30 % år 1990 till 34 % år 2012 och i EU som helhet har ökningen varit ännu större (Rydén, et al., 2015). Blickar man framåt finns det ett antal större potentiella strukturförändringar som

skulle kunna öka elanvändningen i Sverige avsevärt (i storleksordningen flera TWh) under de kommande årtiondena.

#### 3.2.2.1 Elektrifieringen av transportsektorn

Som en del av målet att nå nettonollutsläpp av växthusgaser till år 2050 har Sveriges regering också satt upp ett mål om en fossiloberoende fordonsflotta till 2030 (Sveriges Regering, 2009). Detta innebär att fossila bränslen måste ersättas med alternativa energikällor som till exempel el eller biobränslen. Enligt rapporten "Roadmap för ett fossilbränsleoberoende transportsystem år 2030" skulle detta uppskattningsvis kunna innebära en ökad elanvändning på cirka 6 TWh till 2030 (Sköldberg, et al., 2013).

#### 3.2.2.2 En övergång till vätgasbaserad direktreduktion inom stålindustrin

Sveriges stålindustri ger idag upphov till koldioxidutsläpp på cirka 3,4 miljoner ton (Naturvårdsverket, 2017). För att uppnå Sveriges mål nettonollutsläpp av växthusgaser till år 2050 måste dessa utsläpp på något sätt elimineras. En stor andel av dessa utsläpp kommer från kol och koks som används vid reduktionen av järn och de kan inte elimineras genom energieffektivisering eller en övergång till förnybar energi i tillverkningen. Ett alternativ är dock att ersätta kol med vätgas som skulle kunna framställas genom elektrolys av vatten med förnybar energi. Detta är en metod som SSAB, LKAB och Vattenfall tillsammans håller på att utveckla och som går under namnet HYBRIT (HYdrogen BReakthrough Iron-making Technology). Om HYBRIT-metoden blir verklighet skulle den nödvändiga vätgasproduktionen innebära en ökad elanvändning på många TWh. Det är dock osannolikt att detta får någon större inverkan på elanvändningen innan 2030 då tekniken fortfarande befinner sig i ett tidigt utvecklingsstadium (Carbonmarketwatch, 2016).

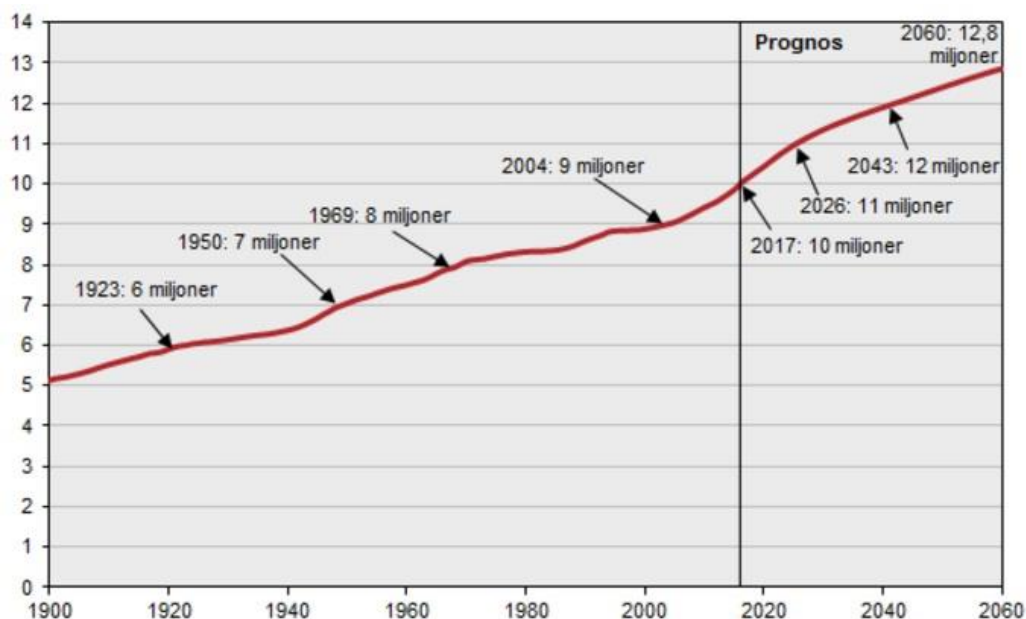
#### 3.2.2.3 Sverige blir ledande på serverhallar och annan elintensiv IT-infrastruktur

2014 valde Facebook att etablera sin första serverhall utanför USA i Sverige och året därpå byggdes ännu en anläggning i samma område. Anledningen för denna lokalisering var enligt företaget tillgången på naturlig kyla och förnyelsebar el till konkurrenskraftiga priser. Tidigare i år avslöjade också IT-jätten Amazon att man planerar tre nya datacenter i Sverige för att kunna tillhandahålla snabbare datatjänster till sina kunder i landet. Allt fler IT-företag lägger nu fram planer på att minska sin klimatpåverkan genom att driva mer av sin verksamhet med förnybar energi och då är det möjligt att Sverige, som har ett överskott på nästan klimatneutral el, blir en intressant plats för denna typ av anläggningar (Ny Teknik, 2011).

### 3.2.3 Befolkningsutveckling

År 2014 använde varje svensk i genomsnitt cirka 13,5 MWh elektrisk energi, vilket gör oss till ett av de mest "elhungriga" folken i världen (IEA, 2017). Därav är det klart att befolkningsutvecklingen har och kommer att ha en stor påverkan på vår totala elanvändning.

Statistiska centralbyrån utför årligen prognoser för befolkningsutvecklingen i Sverige. Dessa prognoser har konsekvent pekat på en ökande befolkning i Sverige fram till och förbi 2050 (se Figur 3) och i sin senaste prognos uppskattar man att Sverige kommer ha 11,34 miljoner invånare år 2030, en ökning med 12 % jämfört med dagens värde (Statistiska centralbyrån, 2017). Detta kommer innebära en drivkraft för en ökad elanvändning, varje miljon beräknas motsvara en ökad elanvändning med 8-10 TWh (Byman, 2016).



Figur 3. Befolkningstillväxten i Sverige 1900 - 2017 och prognos för fortsatt utveckling fram till 2060. På y-axeln anges antalet miljoner invånare. Källa: (Statistiska centralbyrån, 2017)

### 3.2.4 Ekonomisk utveckling

Energianvändningen generellt påverkas starkt av den ekonomiska utvecklingen även om denna koppling blir svagare allt eftersom energieffektiviteten ökar. Inom EU förutspår man idag en lägre BNP-utveckling än man gjorde i de prognoser som genomfördes före finanskrisen 2008 (Rydén, et al., 2015). Det mesta tyder dock på en positiv utveckling för de kommande årtiondena och prognoser för BNP-utvecklingen pekar på en tillväxt på cirka 2,2 %/år för EU och 3,2 %/år för Sverige fram till 2030 (OECD, 2017). Detta kommer driva på en ökad elanvändning.

### 3.2.5 Politiska mål och styrmedel

Politiska målsättningar är viktiga signalgivare för olika typer av aktörer och genom olika typer av styrmedel kan beslutsfattarna försöka driva utvecklingen mot de uppsatta målen.

Inom EU finns det mål uppsatta för att öka andelen av förnybar energi i den slutliga energianvändningen med 20 % till 2020 och 27 % till 2030 (Ugarte, et al., 2015). Denna ökning kommer sannolikt att innebära lägre genomsnittliga systempriser på elenergi vilket kan stimulera en ökad elanvändning (Genoese & Egenhofer, 2015). Medlemsländerna har individuella mål och de flesta länderna har infört någon typ av styrmedel för att uppnå dessa. Sverige har legat i framkant av denna utveckling och införde redan 2003 elcertifikatsystemet som subventionerar produktionen av elenergi från förnybara källor.

Elcertifikatsystemet är ett ekonomiskt styrmedelspaket för producenter av förnybar el. För varje producerad MWh förnybar el tilldelas producenten ett elcertifikat av Svenska Kraftnät förutsatt att produktionen godkänns av Energimyndigheten. Berättigad tilldelning av elcertifikat är produktion av el genom (Statens Energimyndighet, 2012):

- Vindkraft
- Solkraft
- Vågkraft
- Geotermisk energi
- Biokraft\*
- Vattenkraft\*

*\*=Särskilda krav gäller för dessa tekniker*

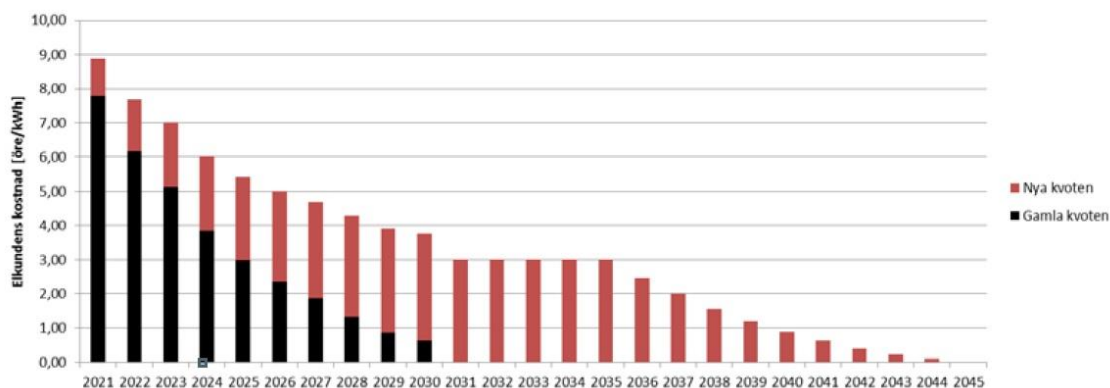
Stödet gäller för anläggningar som tagits i drift efter 2003 och som längst 15 år.

Elcertifikaten säljs sedan till andra aktörer, med så kallad kvotplikt (som måste köpa certifikat i förhållande till sin försäljning eller användning av el), på en öppen marknad. Kvotpliktiga inom elcertifikatsystemet är:

- Elleverantörer
- Elanvändare som använder el som de själva producerat om mängden använd el uppgår till mer än 60 MWh per beräkningsår och har producerats i en anläggning med en installerad effekt som är högre än 50 kW
- Elanvändare i den utsträckning de har använt el som de har importerat eller köpt på den nordiska elbörsen
- Elintensiva industrier som har registrerats av Energimyndigheten

På så sätt ger elcertifikaten en extra intäkt för producenten av förnybar el, utöver den vanliga försäljningen av elenergin. Den ursprungliga planen var att systemet skulle löpa från 2003 till 2020 och bidra till en ökad elproduktion från förnybara källor på 25 TWh/år. 2012 utökades systemet och en gemensam certifikatmarknad för Sverige och Norge infördes. I och med detta sattes ett nytt mål på ytterligare 13,2 TWh/år utöver de ursprungliga 25 (Statens Energimyndighet, 2012).

I och med energiöverenskommelsen 2016 fastslogs att elcertifikatsystemet skall förlängas bortom den ursprungliga periodens slut (2022) med målsättning till 2030 att utöka med ytterligare 18 TWh/år, detta innebär att systemet får ett nytt slutdatum på 2045 eftersom utdelning fortsatt ska ske i maximalt 15 år (Sveriges Regering, 2016). I regeringens proposition (Prop. 2016/17:179): Nytt mål för förnybar el och kontrollstation för elcertifikatsystemet 2017, redovisas också den nya kvotkurvan som innebär en linjär ökning med 2 TWh/år 2022-2030. Det framgår också att Norge inte ska finansiera någon vidare produktionsökning än de 13,2 TWh som beslutades 2012. Denna utökning av systemet kommer fortsätta gynna utbyggnaden av förnybar energi såsom vindkraften vilket kan komma att pressa systempriset på el men samtidigt kommer det innebära ökade kostnader för kvotpliktiga som slutanvändare. Den historiska genomsnittliga kostnaden för elcertifikat för svenska kunder har sedan systemet infördes år 2003 varierat mellan 1,5 och 5,3 öre/kWh men priserna har huvudsakligen legat på de lägre nivåerna under senare år. I Figur 4 nedan visas den uppskattade certifikatkostnaden för elkunder efter 2020. Av denna kan man se att genomsnittskostnaden kommer att vara högre än det historiska genomsnittet fram till 2030 för att sedan sjunka under genomsnittet (Sveriges Regering, 2017).



Figur 4. Uppskattad elcertifikatkostnad för elkunder efter 2020 med den nya ambitionshöjningen enligt linjär ökning: (Statens Energimyndighet, 2016)

Energimyndigheten menar dock på att det lägre systempriset på elenergi kommer att överväga den ökade kostnaden för elcertifikaten och ökade kostnader i elnätet associerade med den ökade produktionen från förnybara källor (Statens Energimyndighet, 2016). En sannolik resulterande nettosänkning av priset på elenergi kan därför också tänkas bidra till en ökad elanvändning.

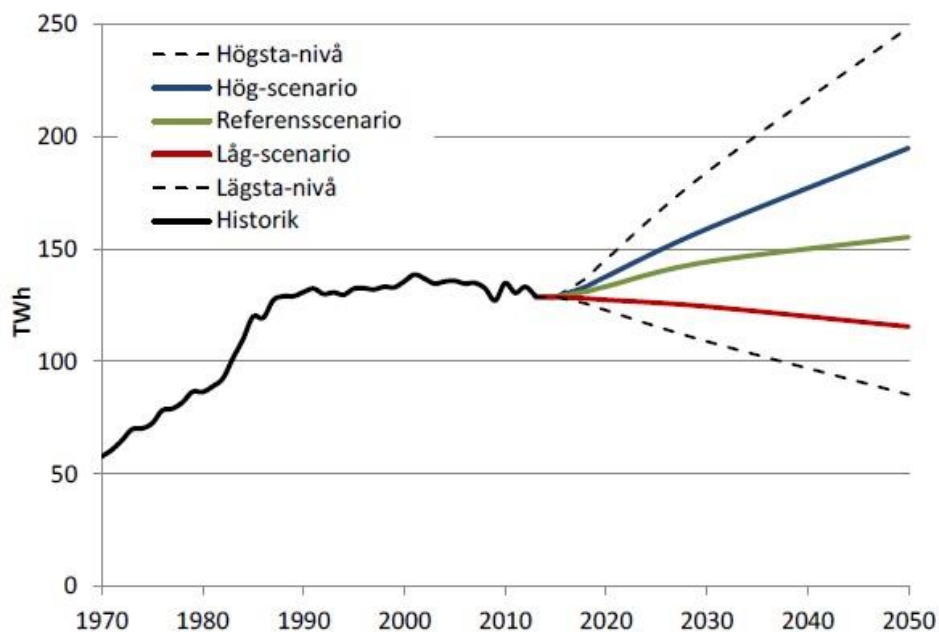
För att minska utsläppen av växthusgaser, infördes inom EU ett handelssystem för utsläppsrätter 2005 (EU-ETS) (Byman, 2016). Systemet omfattar främst anläggningar inom energiintensiv industri och energiproduktionsanläggningar. För dessa anges en övre gräns för hur stora utsläppen får bli, ett "utsläppstak", vilket kommer att sänkas successivt. Utifrån detta tak delas utsläppsrätter ut som sedan kan köpas och säljas på en fri marknad. I samband med finanskrisen 2008 minskade koldioxidutsläppen kraftigt inom industrin, vilket också har inneburit mycket låga priser på utsläppsrätter. Det har minskat den styrande effekten av systemet vad gäller omställningen från fossilbaserad till förnybar elproduktion, vilket också indirekt har påverkat elpriserna i Sverige. EU-kommissionen lade 2015 fram ett förslag på en revidering av systemet inför den kommande handelsperioden 2021-2030, vilket kan driva fram högre elpriser.

### 3.2.6 Teknikutveckling

Den tekniska utvecklingen är starkt kopplad till effektiviseringen och strukturförändringar. Det är oftast ny teknik som möjliggör tillverkningen av mer energieffektiva apparater men också som driver på förändrade vanor, som till exempel hur utvecklingen av batteriteknologi har möjliggjort batteridrivna elfordon.

### 3.2.7 Sammanfattning av sannolik utveckling för Sveriges framtida elanvändning

Utvecklingen för fyra av sex påverkansfaktorer pekar alltså uppåt och kommer bidra till en ökad elanvändning fram till 2030 och vidare till 2050 (se Figur 5 nedan) (Rydén, et al., 2015).



Figur 5. Total elanvändning i Sverige 1970 – 2015 och prognoser för 2015 – 2050. Källa: (Rydén, et al., 2015)

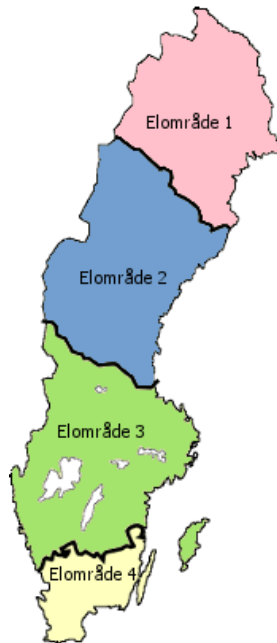
Som tidigare förklarats är elsystemets funktion beroende på momentan balans mellan tillförsel och uttag av elektrisk energi. Därför är det väsentligt att utöver den framtida elenergianvändningen också studera det framtida effektbehovet, vilket innebär inte bara hur mycket energi vi använder utan också när under året vi använder energin.

För att uppskatta det framtida effektbehovet kan man ta hjälp av ett känt historiskt samband mellan toppeffekten och den totala årliga elanvändningen och sedan applicera detta på olika scenarier för elanvändningen. Olika förbrukningsgrupper har dock olika effektbehovsmönster över året och den framtida effektprofilen för Sverige kommer därför bero dels på hur effektbehovsmönstret utvecklas hos de individuella förbrukningsgrupperna och dels på deras inbördes vikt framöver (Rydén, et al., 2015). Idag är användningen av el för uppvärmning inom bostäder och service med direktvärme eller elektriska värmepumpar en av de främsta orsakerna till effekttopparna vintertid (Byman, 2016).

NEPP:s simuleringar av den framtida utvecklingen för eleffektbehovet tyder på att effektbehovet under vintern kommer att minska något relativt sett (d.v.s. relativt till utvecklingen för elenergianvändningen). Samtidigt är det möjligt att effektuttagets variation över dygnet mycket väl kan komma att öka, speciellt i scenarier där antalet elfordon blir stort. Utvecklingen av effektbehovet kommer dock troligtvis inte att vara så dramatisk utan kommer till stor del förändras proportionellt mot utvecklingen av elanvändningen och effektutmaningen kommer till större del vara beroende av produktionsutvecklingen (Rydén, et al., 2015).

De beräkningar och analyser som genomförts med avseende på risken för effektbrist visar att utbyggnaden av vindkraften på sikt riskerar att "tränga undan" viss kondenskraft- och gasturbinproduktion. I scenarier med stort elöverskott i Sverige föreligger en risk att sådan produktion läggs ned. Risken för nedläggning av kondenskraftverk och gasturbiner ökar även på grund av att effektreserven planeras att avvecklas i framtiden. Simuleringar visar att nedläggningen av ovan nämnda kondenskraftverk och gasturbiner skulle öka risken för effektbrist. I elområden SE1 och SE2, belägna i norra halvan av Sverige (se Figur 6), föreligger ingen risk för effektbrist eftersom produktionskapaciteten är stor i förhållande till den maximala förbrukningen. I SE3 och SE4 däremot, belägna i Södra halvan av Sverige, föreligger en risk för effektbrist som bland annat beror på kärnkraftens tillgänglighet. I scenarier där kärnkraftens tillgänglighet är

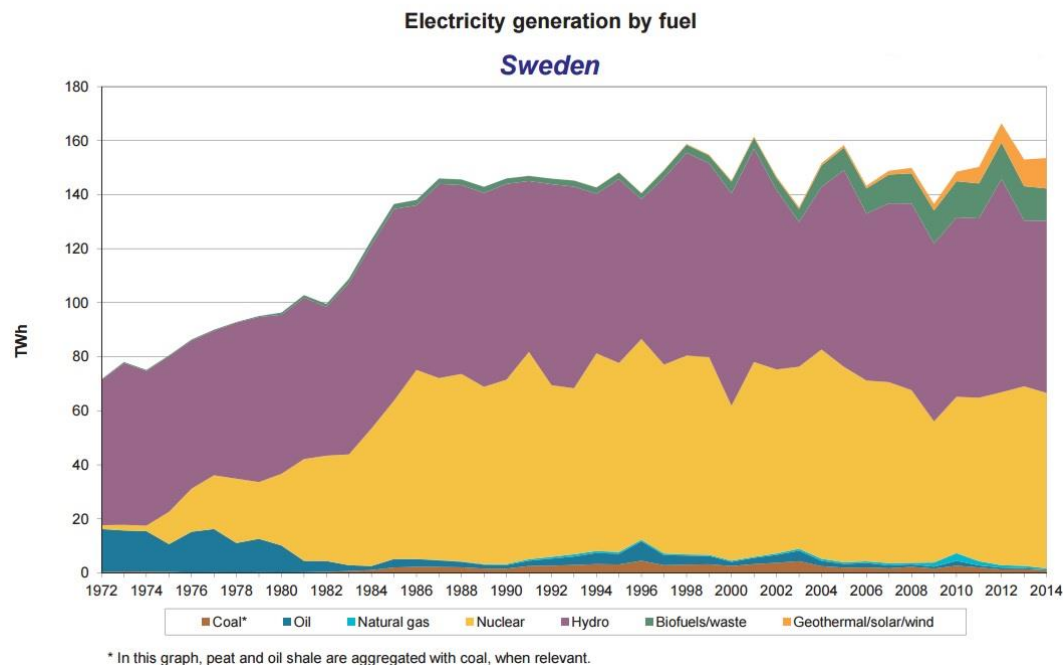
mycket låg eller där kärnkraftverk läggs ner kan risken för effektbrist överstiga NORDELS tidigare tillåtna värde på en promille i SE3 och SE4 (Svenska Kraftnät, 2013).



Figur 6. Översiktskarta över Sveriges fyra elområden. Källa: (Elområden.se, 2011)

### 3.3 Produktionskapacitet

Sedan slutet av 1970-talet har vattenkraft och kärnkraft varit de dominerande energislagen i svensk elproduktion och de kommer troligtvis att fortsätta vara det inom en överskådlig framtid (se Figur 7 nedan).



Figur 7. Sveriges elproduktionsmix 1972 - 2014. Källa: (IEA, 2017)

Tabell 1. Producerad elektrisk energi per produktionskälla i Sverige 2014 och 2015. Källa: (Statens Energimyndighet, 2016)

Energikälla	Producerad elektrisk energi 2014 [GWh]	Andel 2014 [%]	Producerad elektrisk energi 2015 [GWh]	Andel 2015 [%]
Kol	713	0,5	730	0,5
Olja	250	0,2	233	0,1
Gas	1432	0,9	1579	1
<b>Fossila källor</b>	<b>2395</b>	<b>1,6</b>	<b>2542</b>	<b>1,6</b>
Biomassa	9256	6	9202	5,7
Avfall	1977	1,3	2161	1,3
Vattenkraft	63380	41,4	74861	46,4
Solkraft	47	0	94	0,1
Vindkraft	11234	7,3	16268	10,1
<b>Förnybara källor</b>	<b>85894</b>	<b>56,1</b>	<b>102586</b>	<b>63,5</b>
Kärnkraft	64877	42,4	56348	34,9
<b>Total produktion</b>	<b>153166</b>	<b>100</b>	<b>161476</b>	<b>100</b>

I Tabell 1 ovan ges en mer detaljerad bild av den nuvarande svenska elmixen. Utifrån denna information är det uppenbart att Sverige redan idag har ett elsystem med mycket låg utsläppsintensitet (utsläpp av växthusgaser per producerad energienhet [gCO<sub>2</sub>-eq/kWh]). Man kan också notera att produktionen varierar märkbart från ett år till ett annat och att produktionsmixen alltså är betydligt mer dynamisk än kapacitetsmixen, det vill säga fördelningen av installerad effekt. Detta beror huvudsakligen på variationer i vattenkraftens produktion. Mellan år 2014 och 2015 kan vi se effekterna av ett ganska genomsnittligt år 2014 och ett våtår 2015.

Som tidigare konstaterats befinner sig dock nu elsystemet i en omfattande förändring och det är sannolikt att produktionskapaciteten år 2030 kommer att se ganska annorlunda ut.

I oktober 2015 annonserade Vattenfall och E.ON. att fyra kärnkraftsreaktorer ska stängas under de närmaste fem åren. Dessa är Ringhals 1, Ringhals 2, Oskarshamn 1 och Oskarshamn 2. De har en sammanlagd installerad effekt på 2,8 GW, vilket motsvarar 30 % av den idag installerade effekten i kärnkraft på totalt 9,5 GW. Den främsta orsaken till att de stängs ner är dålig lönsamhet, vilket då uppgavs gälla samtliga reaktorer men att de nyare reaktorerna ansågs vara fortsatt lönsamma på längre sikt. Detta till stor del på grund av de ökade säkerhetskraven och resulterande krav på reinvesteringar som infördes som en efterverkan till Fukushimaolyckan 2011. Stängningen av dessa fyra reaktorer kommer sannolikt att innebära en minskad produktion från kärnkraft på ungefär 15 TWh per år (Byman, 2016). De kvarvarande sex reaktorerna är dock planerade att fortsätta vara i drift fram till slutet av deras tekniska livslängd på 60 år, vilket innebär perioden 2040 – 2045. Detta uttalande gjordes innan sänkningen av den omtalade effektskatten på kärnkraft som genomfördes i samband med energiöverenskommelsen 2016 (Sveriges Regering, 2016) men det har inte getts några nya besked om att beslutet om nedläggning av de fyra äldsta reaktorerna skulle ha ändrats sedan dess. Den stora fråga som kvarstår är då hur denna förlorade kapacitet kommer att ersättas och en ökad efterfrågan kommer tillgodoses till 2030 och därefter.

### 3.3.1 Vindkraft

Den mest kostnadseffektiva nya elproduktionen i Sverige idag är nybyggnation av landbaserad vindkraft (Byman, 2016). Då teknikutvecklingen av vindkraft fortsätter kommer sannolikt den

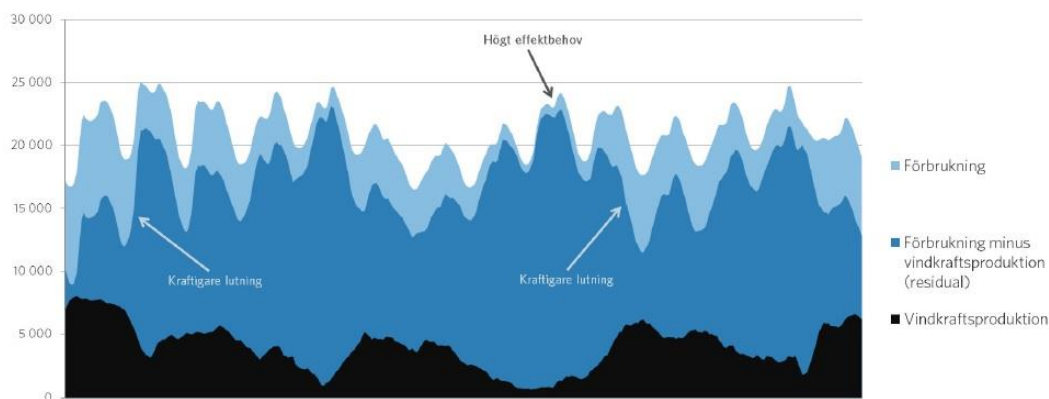


relativa kostnadsfördelen också att öka de närmaste åren. Vindkraften har också en årsvariation som passar elkonsumenterna i Sverige, eftersom den levererar som mest under årets kallaste perioder. Sammantaget talar allt detta för en fortsatt utbyggnad av vindkraftsproduktionen i Sverige (Byman, 2016). Denna trend kan ses i den kraftiga ökningen av installerad vindkraftkapacitet som ägt rum under de senaste åren, i Figur 8 kan vi se att vindkraftsproduktionen ökade med drygt 1000 % från år 2007 till 2015. Denna ökning är kraftigare än vad många förutspått. Energimyndigheten förutspådde i sin långsiktsprognos år 2010 att vindkraften år 2020 skulle stå för en produktion på 11 TWh/år, vilket redan är passerat och Svenska Kraftnät spådde 2013 att vindkraftsproduktionen 2025 skulle uppgå till 17 TWh/år (Svenska Kraftnät, 2013), ett värde som alltså nästan uppnåddes redan år 2015.



Figur 8. Utvecklingen av producerad elektrisk energi från vindkraft i Sverige 2007 – 2015. Källa: (Statens Energimyndighet, 2016)

Förutom på säsongsbasis så varierar vindkraften också över mycket kortare tidsperioder från veckor ner till sekunder men ju kortare tidsperioder man studerar variationer över desto större blir sammanlagringen av dessa variationer med ökad geografisk spridning. I tidigare studier har det visats att 5 minuters produktionsmedelvärden för vindkraftverk på bara några kilometers avstånd uppvisar näst intill obefintlig korrelation. För ett stort geografiskt område som Sverige, med ett stort antal vindkraftverk, innebär detta att den aggregerade vindkraftsproduktionen kommer att vara näst intill totalt sammanlagrad på sekund-minutskala. Således kommer vindkraften ej att bidra till att nettoförbrukningens (förbrukningen minus vindkraftsproduktion) variabilitet på samma tidsskala ökar, och inte heller till ett ökat behov eller användning av kraftsystemets automatiska reserver (se avsnitt 5.7.2). Det är istället över längre tidshorisonter som variabiliteten är mer betydande och behovet av manuella reglerresurser kommer i större utsträckning att öka till följd av vindkraftsutbyggnaden (Svenska Kraftnät, 2013). Detta betyder att en ökad andel vindkraft sannolikt kommer att innebära ett ökat behov av att kunna lagra energi, gärna över en tidsperiod på minst några veckor, för att kunna spara energi från blåsiga till mindre blåsiga perioder. I Figur 9 nedan kan vi se den svenska elförbrukningen under två veckor från en simulering där man antar att den installerade kapaciteten vindkraft uppgår till 9,7 GW och den årliga produktionen till cirka 30 TWh. I grafen visas också vindkraftsproduktionen och produktionen från "residualen", vilket motsvarar den övriga effekt som kraftproduktion samt nettoexport måste fylla för att upprätthålla balansen i systemet. Simuleringen visar att variationen ökar, vilket ställer högra krav på flexibilitet (Svenska Kraftnät, 2015).



Figur 9. Förbrukningens variation över två veckor och simulerad vindkraftsproduktion med antagande om vindkraft motsvarande 30 TWh. Källa: (Svenska Kraftnät, 2015)

Säsongslager är dock inte nödvändiga för att jämna ut variationer i vindkraftsproduktion vilket kan kopplas ihop med det faktum att vindkraftens säsongsvariationer till stor del följer förbrukningens (Byman, 2016).

Även om vindkraftens variationer endast kommer att ha en mycket begränsad påverkan på behovet av automatiska reserver, så kan vindkraftsutbyggnaden indirekt få påverkan på hur automatiska reserver realiserar i kraftsystemet. Om vindkraften vid låglasttillfällen konkurrerar ut dyrare vattenkraft, kan de automatiska reserver som krävs komma att bli realiserade med hjälp av färre vattenkraftaggregat. Vilka konsekvenser detta får för driften av det nordiska kraftsystemet återstår att analysera, men det är till exempel tänkbart att det i ett framtida kraftsystem med stora mängder vindkraft, kan bli aktuellt att införa krav på en minsta mängd vattenkraft, eller annan motsvarande reglerkraft, som måste köras för att de automatiska reserverna skall realiserar och vara tillgängliga på ett adekvat sätt (Svenska Kraftnät, 2013).

Potentialen för vindkraft i Sverige är stor och inte någon begränsande faktor i fråga om att ersätta den kapacitet som förloras i och med kärnkraftverkens nedstängning (Statens Energimyndighet, 2016). Enligt simuleringar av det framtida svenska och nordeuropeiska elsystemet är det också vindkraften som i första hand är alternativet till kärnkraften (Rydén, et al., 2014). Vindkraften kan dock inte till fullo ersätta kärnkraftens funktion i det svenska elsystemet då den inte kan leverera planerbar baskraft.

### 3.3.2 Vattenkraft

Vattenkraften har varit den svenska elproduktionens stomme sedan början av 1900-talet. Idag är merparten av landets större rinnande vattendrag utbyggda och i genomsnitt levererar vattenkraften cirka 65 TWh/år, men beroende på nederbörden kan produktionen variera mellan 50 – 80 TWh/år.

Vattenkraften är i många aspekter en fantastisk energikälla, den är nästan helt fri från växthusgasutsläpp, är till stor grad planerbar och har en mycket stor reglerförmåga (vattenkraften ger det överlägset största bidraget till balanseringen av det svenska elsystemet på alla tidsskalor) (Söder, et al., 2014).

På grund av den grad till vilken vattenkraften redan är utbyggd finns det dock idag begränsningar för hur mycket produktionskapaciteten kan utökas. Det har uppskattats att det finns en teknisk potential för ytterligare produktionskapacitet motsvarande cirka 30 TWh/år i Sverige men detta skulle kräva en utbyggnad av de rinnande vattendrag som idag är lagstadgat skyddade. Genom effektivisering av befintliga vattenkraftverk och utbyggnad av tillgängliga vattendrag kan potentiellt produktionen öka med ca 5 TWh (Byman, 2016). Omprövningar av vattendomar i syftet att förhålla sig till EU:s vattendirektiv kan potentiellt få negativa effekter på vattenkraftsproduktionen. Bedömningarna om minskad produktion till följd av detta varierar

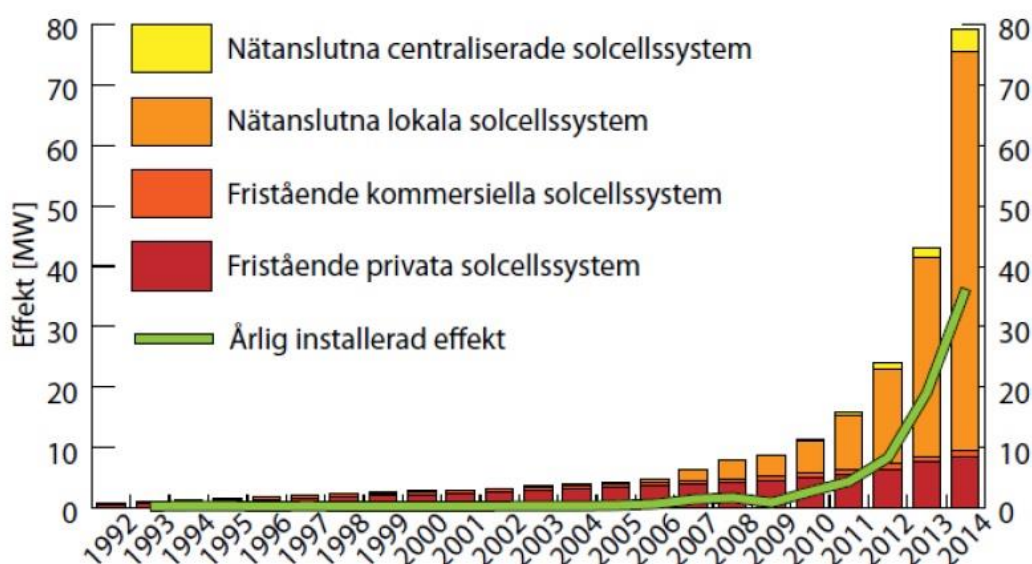
mellan 1 – 13 TWh (Söder, et al., 2014). Förutom minskad årsproduktion kan ökade krav på min-tappning i torrflöden, begränsningar i magasinutnyttjande och vattenföringsvariationer med mera leda till minskad reglerförmåga, både i form av korttids- och säsongsreglering. Det finns alltså en risk att nettoutvecklingen av vattenkraftsproduktionen till 2030 blir negativ.

Mer vindkraft kan innebära en utmaning för vattenkraften. Vindkraftens stokastiska produktionsmönster försvårar planering av vattenkraftproduktionen eftersom det avviker från vad dagens älvsträckor har designats för. En ökad mängd svårprognostiserad vind- och solkraft försvårar också vattenkraftplaneringen längs en älvsträcka och för användningen av transmissionsnätet. Den ökade osäkerheten kan leda till att både produktion och transmission måste planeras mer konservativt med större marginaler (Rydén, et al., 2015).

### 3.3.3 Solkraft

Solkraften är liksom vindkraft en intermittent produktionskälla och är alltså inte heller styrbar utan påverkas av vädret. Solkraften är dock ofta mer förutsägbar än vindkraften, speciellt över längre tidsperioder, även om vissa prognosfel förekommer. En egenhet med solkraften är att den producerar betydligt mer på sommaren än på vintern, d.v.s. tvärt emot förbrukningsmönstret över året i Norden och vindkraftens produktionsmönster. Däremot sker produktionen på dagen, vilket följer förbrukningsmönstret över dygnet (NEPP, 2015).

Solkraften utgör idag endast ett fåtal promille av den svenska elproduktionen men är alltjämt en av de snabbast växande teknikerna för elproduktion. Detta mycket tack vare den snabba prisutvecklingen för solpaneler (sedan 2008 har priserna på solpaneler minskat med över 85 % (Jäger-Waldau, 2017)) och de styrmedel som ger ekonomiskt stöd för installation och användning av solceller (se Figur 10 nedan). Till skillnad från andra typer av elproduktion ägs solkraftanläggningar huvudsakligen av mindre slutkunder och installeras i direkt anslutning till användaren. Denna distribuering av produktion sätter likt vindkraften nya krav på elnätet, men huvudsakligen på lokalnätetsnivå.



Figur 10. Utbyggnaden av solkraft i Sverige 1992 - 2014. Källa: (Rydén, et al., 2015)

Teoretiskt så finns det en stor teknisk potential för solkraft som installeras huvudsakligen på hustak men också på fält i Sverige där produktionen skulle kunna uppgå till 50 TWh (Byman, 2016). Det är dock mycket osannolikt att någon sådan produktion uppnås till 2030 men i det fall att solkraften i framtiden bidrar med en väsentlig andel av elproduktionen skulle detta öka behovet av säsongslagring av elenergi (NEPP, 2015).

Det finns ekonomiska hinder för fortsatt utbyggnad av solkraft i större skala i Sverige eftersom elproduktionskostnaden inte är konkurrenskraftig utan nettodebitering, vilket innebär att producenten tilldelas ersättning motsvarande elnätsavgiften, elskatten och moms utöver elpriset vid utmatning till elnätet. Förutom detta finns också problemet att solkraften generellt producerar som minst vid de tider då elpriset är högt. Om volymen solkraft ökar kommer elpriset pressas ner, speciellt under högproduktionsperioder, och därmed riskerar intäkterna att minska ytterligare (Rydén, et al., 2015).

### 3.3.4 Biokraft

Elproduktion från biobränslen i Sverige idag sker främst i kraftvärmeverk och inom skogs- och massaindustrin (där det oftast också rör sig om simultant uttag av värme och el), det vill säga under samtidig produktion av värme. Denna biokraft lämpar sig väl för att leverera planerbar baskraft. Idag produceras cirka 10 TWh el från biokraft per år men efterfrågan på värme är styrande och produktionskapaciteten uppgår egentligen till över 20 TWh. Genom att komplettera dagens kraftverk med ny teknik för kondensdrift skulle elverkningsgraden och drifttiden över året kunna förlängas och elproduktionen skulle teoretiskt kunna öka till över 30 TWh med endast befintliga produktionsanläggningar (Byman, 2016). Det är dock osäkert om det finns ekonomiska incitament för att göra dessa investeringar utan stöd från ytterligare styrmedel (Statens Energimyndighet, 2016). Idag är de biobränslen som används för elproduktion i Sverige övervägande produkter som har sitt ursprung i skogen och som är rester från annan produktion, exempelvis av virke och massa. Sverige har gott om bioråvaror och uttaget av biomassa kan ökas ytterligare utan att ha några större negativa effekter på skogsproduktionen; därmed borde konkurrens från andra industrier som vill använda dessa restprodukter som råvara vara begränsad. Förutom detta används också biobaserade bränslen i annan energitillförsel, till exempel i form av biogas och bioetanol samt biodiesel där råvaran till stor del utgörs av biologiskt avfall eller energigrödor. Speciellt för biogas finns det en potential att användas inom elproduktionen i gasturbinkraftverk, som lämpar sig väl för reglerkraft och som inte är beroende av efterfrågan på värme, men här finns en stark konkurrens från transportsektorn. Biogas framställs idag nästan uteslutande genom rötning av våt biomassa men kan också framställas genom förgasning av torr biomassa som skogsrester, så även här finns en potential att öka produktionen (Byman, 2016).

### 3.3.5 Kärnkraft

Kärnkraft har varit en stor del av den svenska elproduktionen sedan början av 1970-talet. Alla kommersiella kärnkraftverk i Sverige togs i drift under perioden 1972 – 1985. Kärnkraften lämpar sig typiskt inte för flexibel drift utan levererar med fördel endast baskraft, men det är tekniskt möjligt för kärnkraftverk att leverera en viss mängd reglerbar kraft, vilket görs vid vissa kärnkraftverk ibland annat Frankrike (Byman, 2016).

Idag byggs nya kärnkraftverk i ett flertal länder runt om i Europa och världen som bland annat Finland, Ryssland, Storbritannien, Kina med flera. Enligt nuvarande lagstiftning får man i Sverige bygga nya reaktorer om de placeras på samma plats som de gamla. Kärnkraftens vara eller icke vara är dock en mycket polariserad fråga och det är troligt att planer på nya svenska reaktorer skulle mötas av starkt politiskt motstånd om företagen var villiga att investera. Idag finns dock inga indikationer på att nya kärnkraftverk är på väg i Sverige inom de närmaste åren och med tanke på de långa ledtider som tekniken kännetecknas av är det osannolikt att några nya svenska reaktorer kommer tas i drift innan 2030.

De sex reaktorer som idag är planerade att drivas till åtminstone 2040 räknas kunna producera cirka 50 TWh/år efter planerade effekthöjningar är avklarade och antagandet om 85 % tillgänglighet (Byman, 2016).

Ny kärnkraftsteknik är under utveckling, både vad avser säkerhet, bränsletyp och storlek. Ett potentiellt viktigt framtida tekniskspår är små, modulära kärnkraftsreaktorer. Dessa kännetecknas av en hög grad av standardisering och skall kunna produceras, transporteras och monteras mer

kostnadseffektivt än idag (Byman, 2016). Olika typer av teknikgenombrott skulle kunna göra kärnkraften mer attraktiv i framtiden igen. Speciellt reaktorer av typen fjärde generationens kärnkraft skulle kunna vara av intresse då de delvis kan använda dagens uttjänta kärnbränsle vilket skulle kunna få ner bränslekostnaden och delvis lösa problemet med hanteringen av kärnavfall, som är en av kärnkraftens stora nackdelar.

### 3.3.6 Sammanfattning av utveckling av Sveriges energibalans

I linje med energiöverenskommelsen och elcertifikatsystemet kommer det tillkomma åtminstone 18 TWh/år förnybar elproduktion till år 2030 (Sveriges Regering, 2016). Under perioden 2020 - 2030 förväntas förnybar elproduktion motsvarande cirka 5 TWh/år läggas ned, enligt antaganden att vindkraftverk tas ur drift efter i genomsnitt 22 år och en nedläggning/investeringsbehov av biokraft på cirka 0,3 TWh/år, vilket skulle ge en faktisk nettoökning på cirka 13 TWh/år (Statens Energimyndighet, 2016).

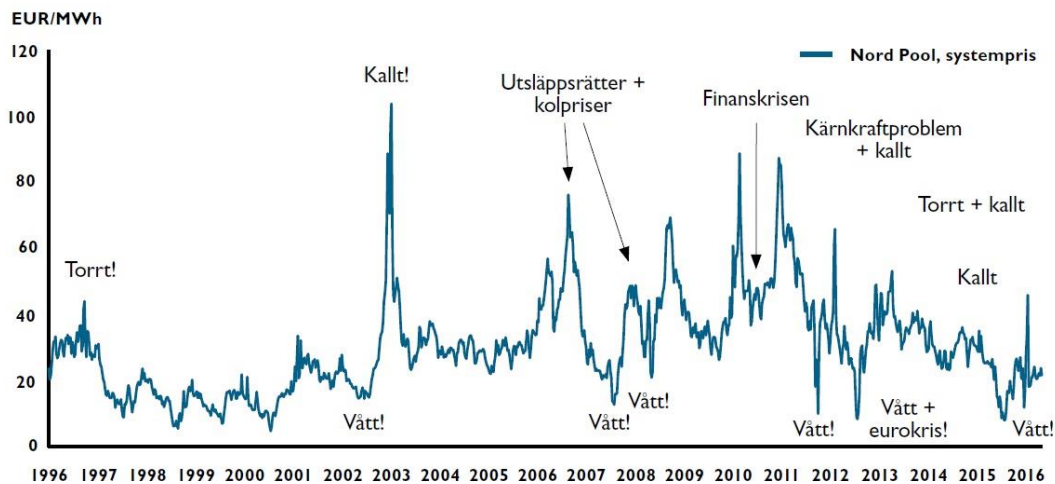
Om vi för samman den minskade produktionen på 15 TWh/år från kärnkraften med nettoökningen på cirka 13 TWh/år från ny förnybar produktion samt en ökad elanvändning på cirka 5-7 TWh/år blir resultatet att vi får en negativ balans med minus 7 - 9 TWh/år. Detta ryms dock inom ramen för det produktionsöverskott på cirka 15 - 20 TWh/år som Sverige har haft de senaste åren. Det finns dock såklart en möjlighet att installationen av ny produktionskapacitet överstiger de 18 TWh som ryms inom ramen för elcertifikatsystemet.

## 3.4 Den svenska elmarknaden i framtiden

Den svenska elmarknaden avreglerades 1996. Syftet var då att skapa ett ramverk för en elmarknad där konkurrens i produktion och elhandel skulle leda till ökad effektivitet och konkurrenskraft för det svenska samhället. Ambitionen var att elmarknaden skulle behandlas som all annan näringsverksamhet och regleras med generell näringslivslagstiftning. Elmarknadsreformen gav ett ramverk inom vilket företagen kunde agera fritt. Företagen förväntades agera så att målen om en effektiv elförsörjning till nytta för konsumenterna skulle nås. Man ansåg att det inte skulle behövas några regler för hur företagen skulle agera för att nå målen (Byman, 2016). Avregleringen innebar en övergång till en energy-only marknad, vilket innebär att producenters intäkter endast kommer från levererad el och inga separata intäkter kommer från tillhandahållen kapacitet förutom i de fall Svenska Kraftnät upphandlar systemtjänster och reserver. Svenska Kraftnät tilldelades ansvar för den momentana balanseringen av elsystemet men inget ansvar för leveranssäkerheten eller för att säkerställa att tillräcklig kapacitet finns långsiktigt tillgänglig (Energikommisionen, 2016). Svenska Kraftnät sluter sedan balansavtal med andra aktörer. Elleverantörer måste leverera samma mängd elenergi som dess kunder förbrukar och en producent måste producera så mycket som den nominerat. Om det uppstår obalanser måste den som är ansvarig betala Svenska Kraftnät vad det kostar att upprätthålla balansen. Elleverantören är således ekonomiskt ansvarig för eventuella obalanser gentemot Svenska Kraftnät, men inte fysiskt ansvarig (Byman, 2017).

Den nordiska elmarknaden kännetecknas av stora variationer i nederbörd mellan olika år vilket påverkar vattenkraftens produktion, och mellan kalla och mildare vintrar på förbrukningsidan (se Figur 11). Före avregleringen säkerställdes leveranssäkerheten genom en långsiktig central planering, men efter elmarknadsreformen förutsattes att marknaden skulle hantera och lösa tillgången på effekt. Prissignalen skulle ge incitament för detta, men det visade sig inte vara tillräckligt. För att säkerställa försörjningskapaciteten även under torra/kalla år, kompletterades elmarknaden 2003 med en effektreserv, det vill säga produktionsanläggningar som står tillgängliga för aktivering eller stora förbrukare av el som står redo att dra ned sin elanvändning om situationen blir ansträngd (Byman, 2016). Effektreserven upphandlas av Svenska Kraftnät för perioden oktober - mars varje år. När den infördes var den en tillfällig lösning. Målsättningen var att marknaden skulle utvecklas så att den även skulle kunna hantera leveranssäkerheten i systemet. Men effektreserven har förlängts succesivt, nu senast till år 2025. Det finns dock en

målsättning att en allt större del av effektreserven ska utgöras av storskalig efterfrågeflexibilitet. Idag diskuteras fortfarande vilken/vilka marknadslösningar som krävs för att säkerställa leveranssäkerheten den kallaste vinterdagen (Byman, 2016).



Figur 11. Genomsnittligt veckopris (systempris) på Nord Pool Spot 1996 - 2016. Källa: (Bondesson & Brännlund, 2016)

Vid tidpunkten för elmarknadsreformen 1996 ansågs, både av beslutsfattare och experter, det svenska elsystemet vara färdigbyggt och att alla större investeringar var gjorda. Rollerna som skapades inom den nya elmarknaden utformades därav för ett färdigt elsystem som skulle drivas i en effektiv, långsiktig förvaltning och inte för den stora omställning vi nu ser framför oss (Bondesson & Brännlund, 2016).

Utvecklingen mot en ökad andel icke planerbar elproduktion och begränsade incitament för att upprätthålla produktion eller investera i ny planerbar kraft, har drivit på en diskussion om försörjningstryggheten i hela Europa. Kan leveranssäkerheten klaras med en energy-only marknad? Detta har medfört att flera medlemsländer, bland andra Storbritannien och Frankrike, infört eller beslutat om att införa så kallade kapacitetsmarknader, eller kapacitetsersättningsmekanismer (Capacity Remuneration Mechanism, CRM) för att trygga sin elförsörjning. Detta innebär kompletterande marknadslösningar för att upprätthålla effektbalansen i systemet. I praktiken innebär detta att en producent inte bara får betalt för den energi som produceras utan också för tillhandahållen effekt (Byman, 2016).

Den brittiska kapacitetsmarknaden är utformad som en centraliserad auktionsbaserad marknad med två årliga auktioner. Den ena auktionen avser leverans av kapacitet fyra år efter auktionsåret och avser huvuddelen av den målsatta kapaciteten. Den andra avser leverans ett år efter auktionsåret och avser resterande volym av den uppdaterade målsatta kapaciteten. Detta syftar alltså till att stimulera framtida investeringar. Den franska kapacitetsmarknaden är till skillnad från den brittiska en decentraliserad marknad. Det är inte staten som i en auktion köper upp kapacitet utan istället har Frankrike ålagt elleverantörer att inneha en viss mängd kapacitetscertifikat. Det är dock staten som fastställer hur kravet på elleverantörer ska beräknas och i praktiken är det alltså också i Frankrike staten som beslutar om vilken kapacitet som skall vara tillgänglig (Energikommissionen, 2016).

Dessa åtgärder har kritiserats för att skapa handelsförhinder, gynna vissa sorters tekniker eller producenter och för att eventuellt strida mot EU:s regler för statligt stöd. Tyskland, Nederländerna och de nordiska länderna har beslutat att vid detta tillfälle inte införa kapacitetsmarknader (Energikommissionen, 2016). EU-kommissionen har därför tillsatt utredningar och samråd för att under 2016 presentera hur och om kapacitetsmekanismer kan användas, samt hur utformningen av elmarknader inom unionen skall homogeniseras (Byman, 2016). Vad som dock står klart är att

energilagrar är en av de tekniker som potentiellt skulle gynnas stort av införandet av en kapacitetsmarknad (Steffen, 2011).

Om ett land ensidigt inför en kapacitetsmekanism utan hänsyn till elhandeln med omkringliggande länder kan detta få negativa konsekvenser. Det visar utvecklingen av elhandeln mellan Ryssland och Finland. Den ryska elmarknaden privatiserades 2008 och 2011 infördes en kapacitetsmekanism för att säkerställa att systemet inte skulle drabbas av effektbrist. Detta system fungerar så att den ryska staten tecknar långvariga avtal med elproducenterna som ger marknaden tillgång till kapacitet. Kostnaden för denna resurs finansieras genom höga avgifter i tillägg till elpriset under höglasstimmor. Export av el behandlas på samma sätt som övrig konsumtion, varför även export belastas med avgifter under höglasstimmor. För Finlands del betyder detta att kostnaden för att importera el från Ryssland ökade med cirka 20 EUR/MWh under sådana höglasstimmor, vilket har lett till att handeln mellan länderna minskat med cirka 66 % (Wall & Magnell, 2014). Det är precis denna typ av effekter som lyfts fram som en nackdel med kapacitetsmekanismer och som man inom EU vill undvika.

Att införa en kapacitetsmarknad är också en mycket långsiktig lösning. Dels tar en sådan mekanism lång tid att införa, Frankrike och Storbritannien tog 2010 de första principbesluten om att införa kapacitetsmarknader men dessa kommer trots ett intensivt förberedelsearbete inte vara i drift förens tidigast 2017, och dels är införandet av en kapacitetsmarknad en så övergripande förändring av elmarknaden att det är svårt att säga exakt hur man skulle avveckla en sådan mekanism i framtiden. Införandet av en kapacitetsmekanism är också förknippat med betydande risker. Resultatet är beroende av reglerarens utgångspunkter och antaganden när denne utformar reglerna. Det kan förväntas omfattande politiska och industriella påtryckningar om utformning och ändringar som gynnar olika intressen till priset av ökande totala kostnader utan att leveranssäkerheten nödvändigtvis blir bättre (Energikommisionen, 2016).

Under de dryga 20 år som gått sedan den svenska elmarknadsreformen har bristande produktionskapacitet aldrig lett till leveransavbrott för elkunder. Alla leveransavbrott har istället berott på elnätöverspänning. Även under perioder med mycket hög konsumtion hålls priserna på den nordiska marknaden generellt på relativt låga nivåer ur ett europeiskt perspektiv. Detta tyder på att det hittills funnits en överkapacitet på produktion inom Norden. Det är därför inte förvånande att flera producenter i Norden nu planerar eller överväger avveckling av produktionskapacitet. Den hittillsvarande överkapaciteten kan därför vändas till en bristsituation redan på kort sikt. Om nya analyser visar på en icke acceptabel bristrisk på kort sikt i södra Sverige, Finland och östra Danmark, som är de hårdast drabbade områdena, bör en gemensam effektreserv skapas för dessa områden enligt den svenska Energikommisionen (Energikommisionen, 2016). Omfattningen av en ny regional effektreserv är beroende av i vilken utsträckning som avvecklingen av produktionskapacitet nu kommer att ske. Med en effektreserv under en övergångsperiod möjliggörs en utveckling som innebär att marknadsbaserad efterfrågefleksibilitet blir allt viktigare för energy-only marknads funktion utan att leveranssäkerheten riskeras. En potentiell lösning på det svenska effektunderskottet, som inte berörs av en kapacitetsmekanism, skulle som sagt kunna vara en utökad efterfrågefleksibilitet. I Sverige finns omkring 1,2 miljoner bostäder med eluppvärmning. Genom att styra värmeproduktionen i sådana fastigheter med vattenburen värme skulle teoretiskt upp till 2 000 MW elanvändning kunna flyttas mellan olika timmar på dygnet. Detta är en potentiellt reglerbar effekt i samma storleksordning som den svenska effektreserven. Denna betydande potential och möjligheterna till olika åtgärder för en aktivare kundroll som kan medföra att åtminstone delar av denna potential kan tillvaratas bidrar till slutsatsen att det idag inte finns någon anledning att införa en kapacitetsmarknad (Energikommisionen, 2016).

Det finns dock flera hinder som håller tillbaka en sådan utveckling. Om en styrning av elanvändningen baserad på spotprisets variation på elbörsen ska kunna tillämpas i stor skala (>100 000 hushåll) måste efterfrågefleksibiliteten bli en del av börsens prisbildning för att inte störa elmarknaden. Utan elbörskoppling riskerar den flexibla elanvändningen nämligen att skapa

pristoppar istället för att som avsett kapa dem. Här krävs alltså en justering av marknadsmodellen (Wall & Magnell, 2014). Elnätsregleringen som den ser ut idag innehåller få incitament till elnätsföretagen att tillämpa nättariffer som skulle kunna gynna en mer flexibel energianvändning. En varierad nättariff skulle till exempel kunna förstärka prissignalen till kunder att bli mer aktiva och innebära besparingar både för kunden och nätägaren. Hittills gjorda analyser pekar dock på låga ekonomiska incitament för hushållskunder att flytta sin förbrukning med dagens elpriser (Svenska Kraftnät, 2015).

### 3.4.1 EU och energiunionen

Det nordiska elsystemet hänger i allra högsta grad samman med det övergripande europeiska och styrs av EU-lagstiftning. Energiunionen är EU:s mål om en integrerad europeisk marknad för energi. Detta ska främja utvecklingen mot ett energisystem med lägre miljöpåverkan och kostnader samt högre försörjningstrygghet. Ett steg i detta har varit att öka sammanlänkningen mellan de nationella elnäten i Europa och 2014 satte man upp mål om att alla länder ska uppnå en sammanlänkning på minst 10 % av den installerade effekten i landet (Europeiska kommissionen, 2015).

I EU:s så kallade vinterpaket som presenterades i november 2016 fanns ett stort antal förslag på ny lagstiftning inom energiområdet. Totalt innehöll paketet elva rättsakter med stort fokus på energieffektivisering, förnybar energi och minskad klimatpåverkan. En av dessa handlar om elmarknaden. EU-kommissionen konstaterar att elsystemet och elmarknaden är under förändring, andelen intermitterent elproduktion kommer att öka samtidigt som medlemsländerna blir allt mer integrerade och beroende av varandra. Marknadsmodellerna måste därför utvecklas och anpassas till den nya verkligheten, så att det skapas större flexibilitet i marknaden och att nödvändiga investeringar görs oberoende av nationsgränser (Byman, 2017).

Gällande ändringar i elmarknaden diskuteras speciellt att integrera alla typer av marknadsaktörer, hur ledtider för inom-dygnet marknader skall förkortas och att balansmarknader skall utvidgas till att omfatta större, landsgränsöverskridande områden samt att alla pristak på elmarknaden bör undanröjas för att priserna trovärdigt ska kunna avspegla brister i systemet och ge korrekta signaler till investerare (Svenska Kraftnät, 2015).

Elkunderna har också en central roll i vinterpaketets förslag. Ny teknik och nya marknadslösningar ska göra det lättare för konsumenterna att vara aktiva på elmarknaden och ha större möjlighet att påverka sina energikostnader (Byman, 2017).

För att förbättra leveranssäkerheten föreslås av EU en gemensam bedömning av leveranssäkerheten i elsystemet och en gemensam metodik för att bedöma de nödvändiga åtgärderna. Eventuella kapacitetsmekanismer ska betraktas som en sista nödåtgärd och bör tillämpas med försiktighet. Om kapacitetsmekanismer bedöms nödvändiga bör de utformas så att de till minimal grad stör marknadens funktion och den internationella handeln med el (Byman, 2017).

Då huvuddelen av den intermitteranta, förnybara elproduktionen ansluts till distributionsnäten och inte transmissionsnäten förespråkar EU att distributionsnätsoperatörer (DSO:er) får en utökad roll när det gäller att hantera flexibla resurser.

Det pågår också ett omfattande arbete på EU-nivå att utforma generella nätkoder som innehåller väsentliga leverans- och driftssäkerhetsrelaterade prestandakrav. Syftet är att skapa ett bindande regelverk för att säkerställa en tillräcklig och harmoniserad leveranssäkerhet inom Europa. För svensk del handlar det dock främst om regelverk som redan existerar inom det nordiska samarbetet (Byman, 2017).



### 3.4.2 Konsumenter blir prosumenter

Priset på solcellspaneler har sjunkit kraftigt de senaste åren tack vare tekniska framsteg och skalfördelar inom produktionen. För elproduktion från solceller gäller dock att skalfördelarna är obetydliga, vilket gör dem mycket väl lämpade för småskalig produktion. I länder som Tyskland och Italien med flera har många elanvändare valt att investera i egen elproduktion. Inte minst i Tyskland som har satsat stort på att subventionera förnybar produktion har småskaliga solcellsanläggningar fått en allt större betydelse för elförsörjningen i stort. Den installerade kapaciteten solkraft uppgick i Tyskland i början av 2015 till cirka 38 GW (Rydén, et al., 2015). Detta kan jämföras med en installerad effekt på cirka 0,1 GW i Sverige år 2014 (Statens Energimyndighet, 2016).

Det är dock osannolikt att småskalig produktion kommer att få någon betydande inverkan på elanvändningen på kort sikt, varken i EU som helhet eller i Sverige. För de hushåll som har egenproduktion kommer däremot nettoförbrukningen att ändras drastiskt, vilket främst får en effekt på distributionsnätet. I vissa områden med en hög andel solkraft kan detta kräva större anpassningsåtgärder. En ökad andel egenproducerad solkraft förväntas också endast få en måttlig påverka på effektbehovet. Effektbehovet är vanligtvis som störst under vintern, på morgonen och på eftermiddagen, och då är solinstrålningen och därmed solelproduktionen alltså låg. En lärdom från det Tyska exemplet är dock att solceller, när de når tillräcklig volym, kan få betydande inverkan på kraftbalansen under enskilda timmar, och under dessa timmar då också påverka prissättningen på spotmarknaden. Under soliga dagar pressas spotpriserna kraftigt nedåt, speciellt under perioder då efterfrågan också är begränsad (Rydén, et al., 2015).

Det blir också allt mer populärt att kombinera egenproduktion med småskalig energilagring i form av batterier för att i ännu högre grad bli självförsörjande på el. Om detta får stort genomslag uppstår en situation där kostnaden för nätdriften fördelas på en allt mindre andel konsumenter utan egenproduktion, som därför belastas med en ökande nättariff. I Sverige och länder på liknande breddgrader är det svårt att som egenproducent helt koppla bort sig från elnätet då produktionen från solceller inte är tillräckligt stor vintertid då behovet är störst.

## 3.5 Klimatets inverkan på framtidens elsystem

En stor anledning till omställningarna som nu sker inom energisystem runt om i världen är insikten om de konsekvenser i form av skador och kostnader som antropologiska klimatförändringar kan komma att innebära. Vi har redan börjat bli varse effekterna av klimatförändringarna som till stor del drivs av utsläppen av växthusgaser. Konsekvenserna kommer att vara omfattande och breda och kan potentiellt vara av både positiv och negativ natur.

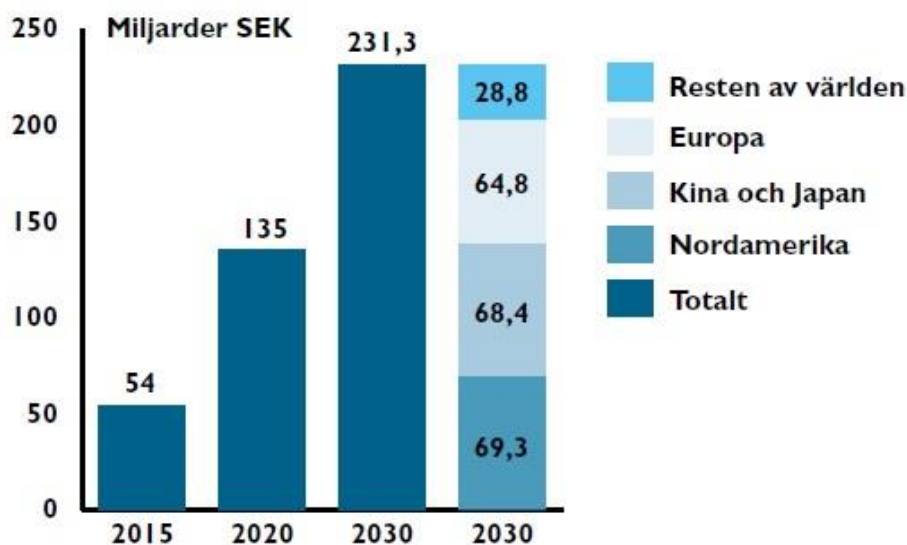
Ett förändrat klimat beroende på en ökad koncentration av växthusgaser kommer att påverka kraftsystemet i Sverige på ett antal punkter. De prognoser som gjorts pekar på en ökad tillrinning för den nordiska vattenkraften. Ett mildare väder kommer också leda till att en mindre andel nederbörd kommer att komma som snö. Detta resulterar i en kraftigare höstflod, ökade tillrinningar under vintern och en svagare vårfod. En högre temperatur kan också leda till ändrade förbrukningsmönster med lägre förbrukning vintertid och eventuellt högre förbrukning sommartid om behovet av luftkonditionering ökar. Prognoserna förutser också att frekvensen av kraftiga stormar kommer att öka. Detta kan leda till fler störningar i både produktion och transmission (Söder, et al., 2014).

## 4. Energilagring

### 4.1 En introduktion till energilagring för elektricitet

Energilagring i fysikalisk bemärkelse är ett koncept lika gammalt som universum självt och energi finns lagrad eller bunden i alla partiklar. Energin som vi människor lever av frigörs genom fusion i solen, absorberas, konverteras och lagras i växter och värmer upp vår planet och atmosfär. Energi lagrad i kemiska bindningar i olja och kol var drivkraften bakom den industriella revolutionen och än idag är denna typ av lagrad energi centrala delar i vårt globala energisystem. Denna typ av energilagring kan betecknas passiv energilagring och drivs av processer som vi människor inte styr över. Vi kan "lagra" energi genom att spara bränsle och lägga på hög eller fylla upp våra konventionella vattenkraftsmagasin genom att inte generera elektricitet vid en viss tidpunkt, men vi kontrollerar inte inflödet av energi till dessa typer av energilager. Detta betyder alltså att denna typ av energilager inte direkt kan "absorbära" överskottsenergi från andra källor.

Med energilagring idag syftas oftast på processer i vilka energi i någon form absorberas och lagras, oftast i en annan form än den ingående efter någon typ av konversion, för att sedan konverteras tillbaka till sin ursprungsform innan användning. Den ingående energin kan vara i olika former men det vanligaste är att det är ett överskott på elektrisk energi som man vill lagra. Förmågan att ta vara på överskott av producerad elektrisk energi och använda detta för att balansera elsystemet blir allt viktigare med en högre andel förnybar, intermittent elproduktion och intresset för energilagring har ökat stort runt om i världen de senaste åren vilket har lett till en snabbt växande marknad för energilagring. Denna positiva marknadsutveckling förutspås att fortsätta och en prognos för framtida marknadsomsättning för energilager kan ses i Figur 12 nedan.



Figur 12. Förväntad utveckling av marknaden för energilagring som omsättning i miljarder kronor. Källa: (Nordling & Englund, 2015)

Det finns ett flertal olika tekniker för elektrisk energilagring, de mest etablerade (det finns dock en stor spridning mellan dessa tekniker gällande deras grad av kommersiell etablering) presenteras sorterade efter formen för den lagrade energin i Tabell 2 nedan.

Tabell 2. De vanligaste teknikerna för elektrisk energilagring sorterade efter formen för lagrad energi. Källa: (Luo, et al., 2015)

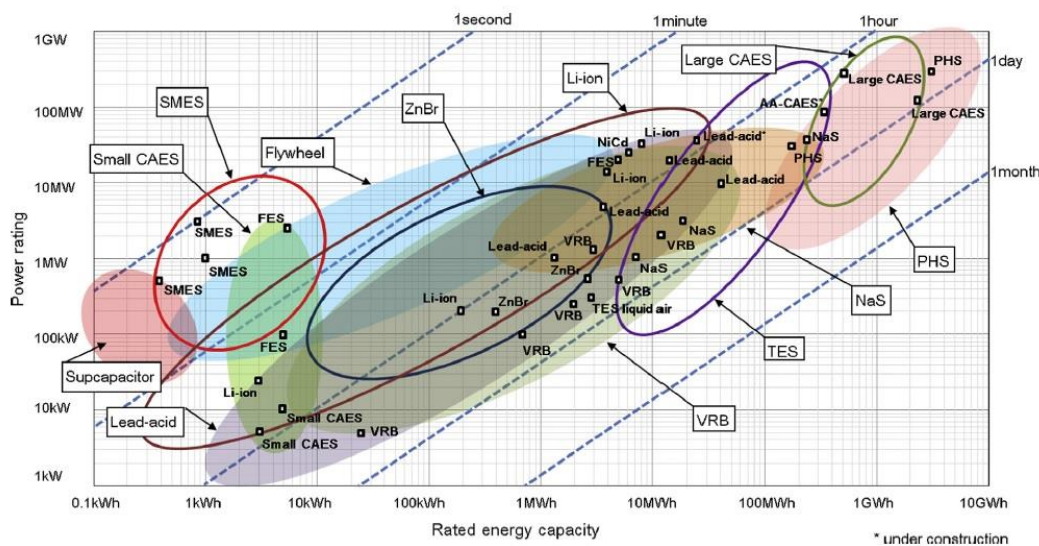
Mekanisk/Potentiell	Termodynamisk	Elektrisk	Elektrokemisk	Kemisk
Pumpvattenkraft	Flytande luft	Superkondensatorer	Sekundära batterier	Vätgas
Komprimerad luft	Pumpad värme	Supraledande magneter (SMES)	Redox-flödesbatterier	Syntetiska kolväten
Svänghjul				

Olika energilagringstekniker har olika egenskaper vilket gör dem mer eller mindre väl lämpade för speciella applikationsområden. De viktigaste egenskaperna för ett energilager är typiskt (Nordling & Englund, 2015):

1. Energilagringsskapitet, det vill säga hur stor mängd energi som lagringsenheten kan lagra vid ett tillfälle.
2. Effektkapacitet, hur stor effekt lagringsenheten maximalt kan absorbera eller generera vid någon tidpunkt.
3. Produktionstid, hur länge lagringsenheten kan leverera nominell effekt på en laddning.
4. Cykelverkningsgrad, hur stor andel av ingående energi som kan återfås efter lagring.
5. Responstid, hur snabbt lagringsenheten kan gå från stand-by till full effekt.
6. Självladdning, hur snabbt lagringsenheten spontant förlorar lagrad energi

Detta är egenskaper som är generellt viktiga för alla typer av energilagringssapplikationer, för specifika applikationer, som till exempel portabla enheter, kan andra egenskaper som exempelvis energidensitet vara avgörande. I Figur 13 nedan presenteras energilagringsteknikerna och deras typiska spann för egenskaper 1-3 och i

Tabell 3 redovisas typiska värden för 4-6.



Figur 13. Överblick av energilagringstekniker och deras respektive typiska värden för egenskaper 1-3. Punkterna motsvaras av existerande anläggningar. Källa: (Luo, et al., 2015)

Tabell 3. Överblick av energilagringstekniker och deras respektive typiska värde för egenskaper 4-6. \*=Bortser från adiabatisk CAES \*\*=Osäkert värde då få kommersiella exempel existerar \*\*\*=Stor spridning då begreppet innefattar många olika batterityper. Källa: (Luo, et al., 2015) (IMechE, 2014)

Teknik	Cykelverkningsgrad [%]	Responstid	Självladdning [% per dag]
Pumpvattenkraft	70-85	Minuter	Obetydlig
Komprimerad luft	40-55*	Minuter	Obetydlig
Svänghjul	90-95	Sekunder	100
Flytande luft	55-80	Minuter	Liten
Pumpad värme	60-80**	Minuter	Liten
Superkondensatorer	>90	Millisekunder	20-40
SMES	>95	Millisekunder	10-15
Sekundära batterier	60-95***	Millisekunder	5-20***
Redox-flödesbatterier	65-85	Sekunder	Liten
Vätgas (bränslecell)	30-60	Sekunder	Obetydlig
Syntetiska kolväten	20-30	Minuter - Timmar	Obetydlig

Alla energilagringstekniker är nettokonsumenter av energi. Deras konsumtion överstiger alltså produktionen till följd av förluster i konversionsprocesserna.

## 4.2 Nyttan med energilagring

Trots att energilager är nettokonsumenter av energi kan de bidra med många olika nyttor till elsystemet och i många fall vara en lönsam investering, både ur systemperspektiv och för den enskilda ägaren.

I sin omfattande rapport om marknadsutsikterna för, och nyttan med, energilagring från 2004 identifierar USA:s energimyndighet 14 potentiella nyttor med energilagring (Sandia National Laboratories, 2004), dessa är:

1. Energiarbitrage (utnyttjande av prisdifferenser på energimarknader)
2. Planerbar och reglerbar generationskapacitet
3. Systemtjänster (exempelvis rullande reserv eller black-start)
4. Stöd till transmissionsnätet
5. Ersätta utnyttjande av överliggande nät
6. Hantering av uppkomsten av flaskhalsar i elnätet
7. Senareläggning av nätinvesteringar
8. Reducerad känslighet för prisvariationer
9. Reducerade nätavgifter
10. Ökad driftsäkerhet
11. Ökad elkvalitet
12. Ökade intäkter från förnybar energi genom balansering av produktion
13. Ökade intäkter genom lagring av förnybar energi
14. Oplanerade energinyttor

Många av dessa nyttor avhjälpas de utmaningar som kopplas till en större andel förnybar elproduktion och många anser att energilager är en av nyckellösningarna för att möjliggöra en fortsatt utbyggnad av sol- och vindkraft (Argonne National Library, 2014).

## 4.3 Utmaningar för energilagring

Det mesta talar idag för att behovet för de tjänster som energilager kan tillhandahålla kommer att växa och förutsättningarna för energilager därmed kommer att bli bättre i framtiden med en ökande andel distribuerad generation från, intermittenta och förnybara källor (Nordling & Englund, 2015). Det finns dock ett antal generella utmaningar som måste överkommas för att utbyggnaden av energilager verkligen ska ta fart.

#### 4.3.1 Legala och regelmässiga barriärer

Det finns fortfarande idag legala eller regelmässiga barriärer för energilagring och definitionen samt klassificeringen av energilagring och reglerna kring ägarskap är inte alltid enkla eller tydliga.

På grund av deras mångsidighet, där energilagring kan tillhandahålla tjänster som traditionellt förknippas med både produktions-, transmissions- och konsumtionsenheter, har det uppstått oklarheter kring hur energilagring enheter bör klassificeras och därmed under vilka regelverk de ska kontrolleras. Det finns de som förespråkar att en helt ny enhetsklass bör instiftas med ett dedikerat regelverk som i högre grad tillåter att den sanna potentiella nyttan med energilagring kan realiseras (National Hydropower Association, 2012).

Enligt de svenska reglerna får nätföretag inte producera, köpa eller sälja el annat än för att täcka sina nätförluster eller för att säkra driften av elnätet vid korta elavbrott.

Energimarknadsinspektionen har gjort bedömningen att lagring av energi i syfte att skjuta upp försäljning av el eller för att tidigarelägga köp av el i förhållande till konsumtion är att jämställa med handel eller produktion av el. Därför är det inte möjligt för elnätsföretag att nyttja energilagring i detta syfte och därmed är incitamenten till investeringar i energilagring kraftigt begränsade. Energilagring kan obegränsat bedrivas av producenter, elhandlare, energitjänsteföretag eller slutkunder. När det gäller nätavgifter för energilagring måste dessa betalas både för uttag och inmatning av el. Om energilagring enheten kan inkluderas i ellagens och elförordningens definition av begreppet produktionsanläggning (återigen en klassificeringsfråga), så finns möjlighet för energilagrets ägare att få ersättning för nätnyttan som produktionen tillför elnätet av nätföretaget. För beskattning gäller att den aktör som äger och driver ett energilagring också är skyldig att betala elskatt för den el som tas ut från nätet för laddning. Vid inmatning och försäljning av den lagrade elen betalas skatt även av slutanvändaren, vilket i praktiken innebär en dubbel beskattning på energin. Dessa omständigheter begränsar starkt möjligheterna för kommersiella aktörer att sälja lagringstjänster till nätföretag eller andra aktörer som kan dra nytta av lagrets fördelar (Widegren, 2016).

Inom EU regleras marknadsregler för elektricitet huvudsakligen genom elektricitetsdirektivet från 2009. Inom detta direktiv så nämns inte elektrisk energilagring och det har därför uppstått oklarheter kring och skillnader i hur energilagring hanteras inom de olika medlemsländerna. Exempelvis tas dubbla nätavgifter ut för energilagring i vissa medlemsländer men i andra inte (Ugarte, et al., 2015).

Direktivet om stöd till förnybar elproduktion inom EU innebär att en producent av förnybar energi har rätt till prioriterat tillträde (priority dispatch). I vissa medlemsländer har detta direktiv anpassats till regler utformade så att producenten ersätts i särskild ordning om inmatningen av den förnybara elen inte kan ske (curtailment). Med denna typ av regelverk undergrävs ett av motiven för en producent av förnybar energi att investera i egen lagring. Å andra sidan kan kravet på ersättning vid nedreglering skapa ett incitament för investeringar i lagring hos den aktör som är skyldig att betala ut ersättningen. I Tyskland till exempel gäller denna skyldighet TSO:n (Widegren, 2016).

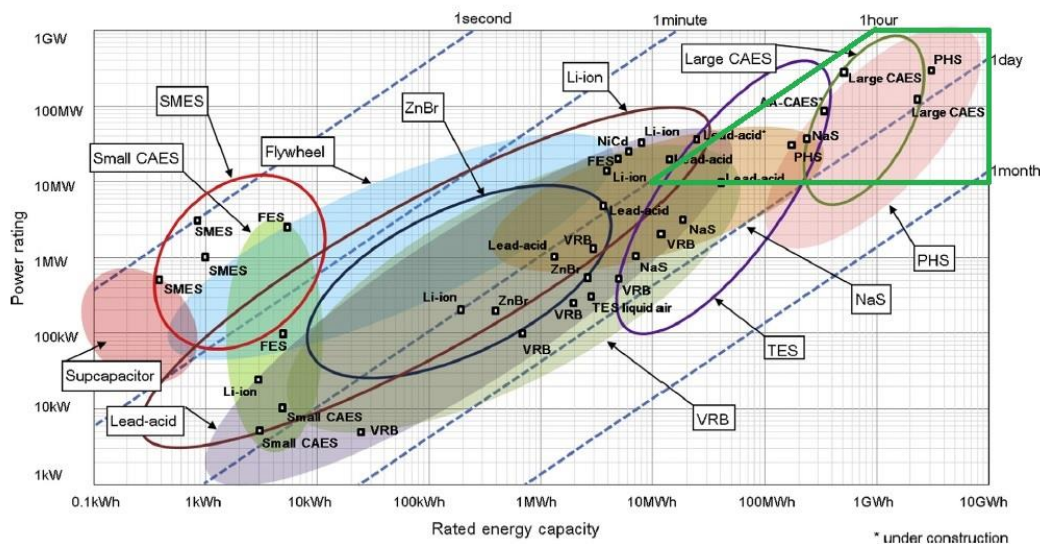
#### 4.3.2 Värdering av energilagring och arbitrageparadoxen

Värdet, eller intäkterna, från energilagring har historiskt sett nästan uteslutande baserats på prisskillnader på dagen-föremarknader för energi vid låg- respektive höglasterperioder, d.v.s. energi-arbitrage (ECOFYS, 2014). Idag är dock så inte längre fallet om man kollar på de flesta avreglerade elmarknaderna, utan istället är det försäljning av reglerkraft och andra systemtjänster som är av större vikt och troligtvis kommer att vara det i en allt större utsträckning i framtiden (Pérez-Díaz, et al., 2015). I dagsläget är det dock så att en del av de nyttor som energilagring kan tillhandahålla inte prissätts under rådande marknadsregler i vissa marknader då dessa typer av tjänster historiskt har levererats i överskott automatiskt som en biprodukt av annan kraftproduktion. Dessutom är det så att kapacitet som utövar arbitrage har en balanserande effekt

på elpriset och på så sätt minskar lönsamheten i aktiviteten, detta faktum benämns ibland arbitrageparadoxen (Argonne National Library, 2014).

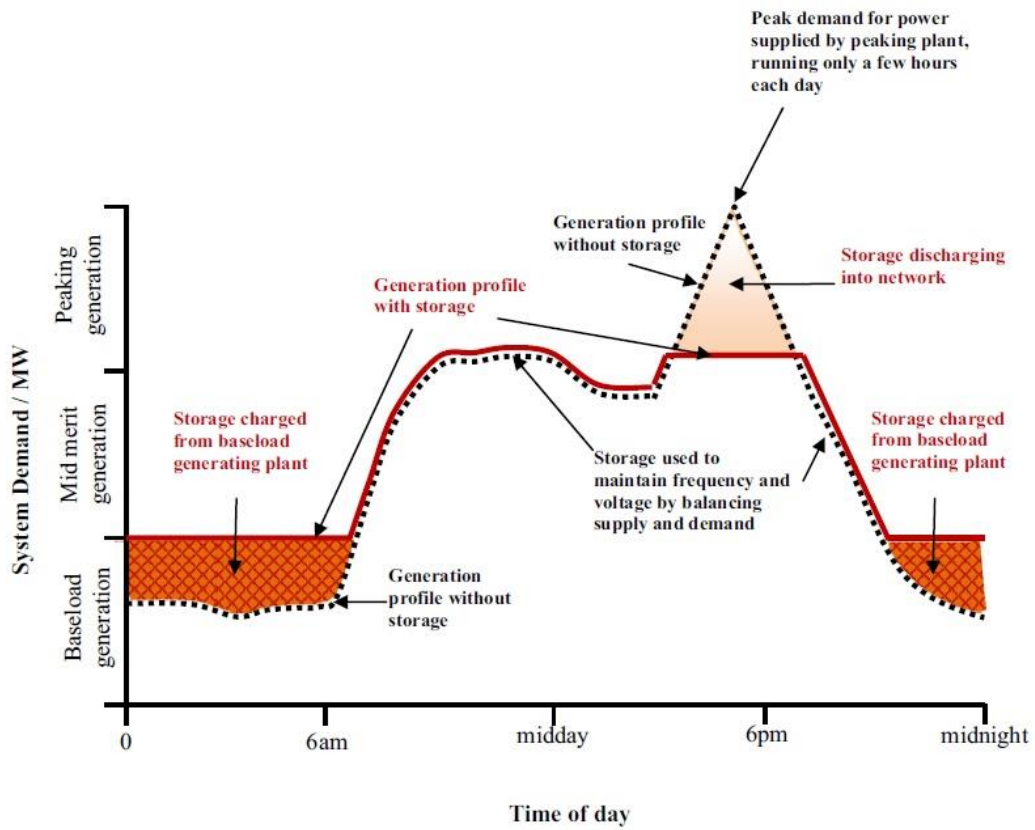
#### 4.4 Storskalig energilagring

Energilagringstekniker kan också delas upp utifrån deras kapacitet och förmåga att tillhandahålla olika tjänster. Det finns inga definitiva gränser för detta men med storskalig energilagring menas oftast energilagringseenheter som har tillräcklig kapacitet för anslutas till region- eller stamnät och har en produktionstid i storleksordningen timmar eller längre. Exempelvis skulle detta kunna approximeras med de tekniker som ligger inom det grönmarkerade området i Figur 14 nedan.



Figur 14. Energilagringstekniker och deras typiska kapacitetsvärden. Exempel på klassificering av storskalig energilagring inom det grönmarkerade området. Källa: (Luo, et al., 2015)

Vilken typ av tjänster energilagringseenheten kan leverera beror dels på vilken lagringsteknologi som enheten använder och på dess kapacitet. I Figur 15 nedan ges ett exempel på hur en storskalig energilagringseenhet skulle kunna arbeta under ett dygn. Mellan 00 – 06 när efterfrågan på el är låg laddar enheten, detta kan vara fördelaktigt för att priset på el sannolikt är lågt och för att den extra lasten kan tillåta andra produktionsenheter att drivas med bättre verkningsgrad, detta kan potentiellt vara en tjänst som produktionsenheten betalar lagringseenheten för genom ett bilateralt avtal. Mellan 06 – 15 agerar lagringseenheten som reglerkraft och levererar systemtjänster som frekvens- och spänningsreglering till nätet. Mellan 15 – 20 när efterfrågan på el är hög producerar lagringseenheten när elpriset sannolikt är högre men man kan konkurrera med annan dyrare spetsproduktion, som till exempel gasturbiner och återigen kan detta innebära mer fördelaktiga driftförhållanden för andra produktionsenheter. Mellan 20 – 22 levereras återigen reglerkraft och 22 – 24 laddar lagringseenheten igen (Akinyele & Rayudu, 2014).

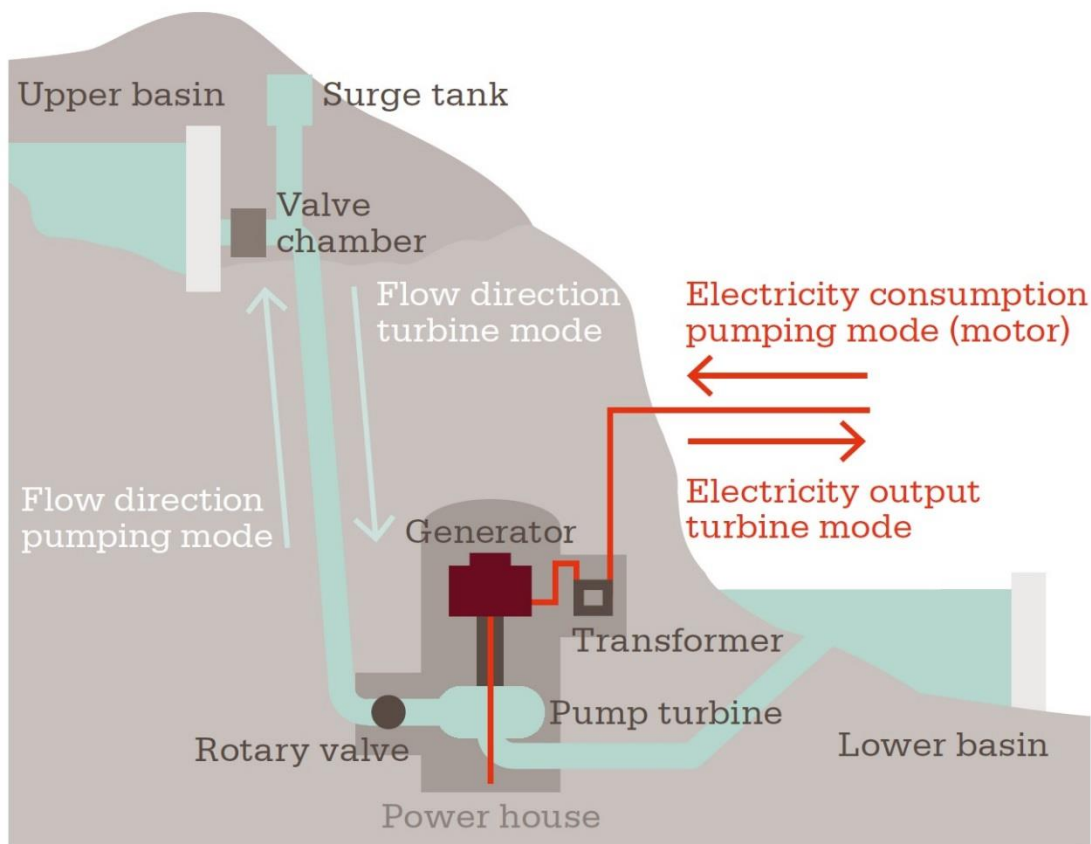


Figur 15. Exempel på driftsprofil över ett dygn för en storskalig energilagringseenhet. Källa: (Akinyele & Rayudu, 2014)

## 5. Pumpvattenkraft

### 5.1 Pumpvattenkraft då och nu

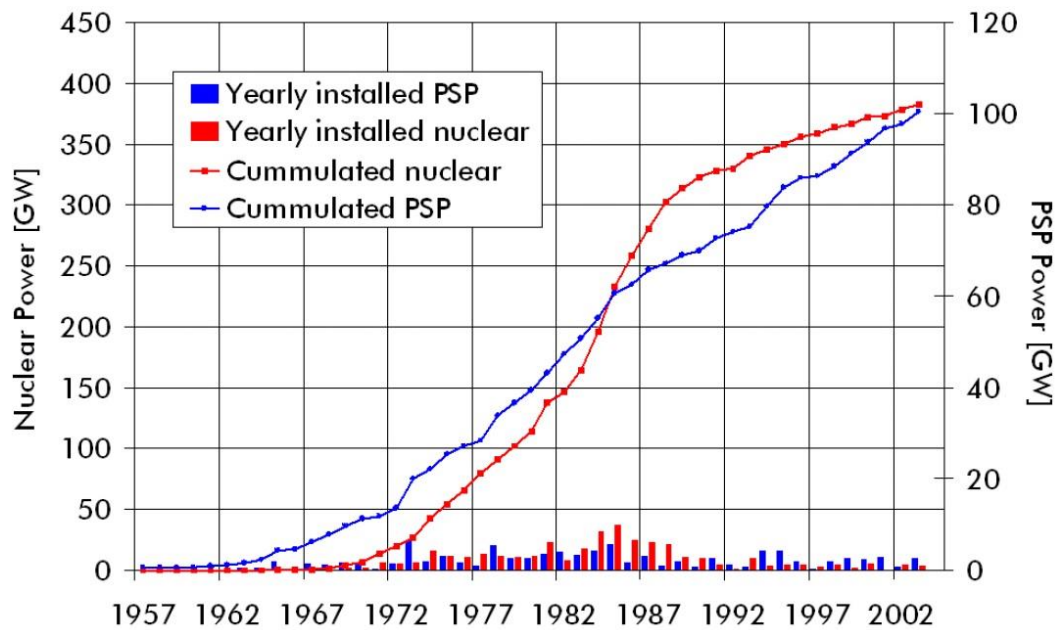
Pumpvattenkraft (Pumped hydro energy storage, PHES) är en speciell typ av vattenkraftverk som används för att lagra och kontrollera energi. Som kan ses i Figur 16 nedan så lagras energi i ett pumpkraftverk genom att man förflyttar vatten mellan två magasin belägna på olika höjdnivåer. Elektrisk energi konverteras till och lagras som potentiell energi med hjälp av en elektrisk motor-generator och en pump-turbin. När vatten pumpas upp i det övre magasinet "laddas batteriet" och för att producera elektricitet eller "ladda ur batteriet" så släpps vattnet från det övre magasinet genom turbinen precis som i ett konventionellt vattenkraftverk.



Figur 16. Schematisk bild av ett typiskt pumpvattenkraftverk. Källa: (IMechE, 2014)

Pumpvattenkraft började utvecklas i Europa under början av 1900-talet men har sedan dess också använts i stor skala i Nordamerika och vissa delar av Asien (huvudsakligen Kina och Japan). Den största anläggningen av ny pumpvattenkraft skedde under 70- och 80-talet, vilket skedde parallellt med utbyggnaden av kärnkraftverk där pumpvattenkraftens huvudsakliga syfte var att balansera lasten i elsystemet och tillåta stora termiska kraftverk att operera under mer optimala förhållanden. Detta möjliggjorde en högre total verkningsgrad för det sammanlagda systemet och innebar en nettovinst för systemet. I Figur 17 nedan visas den globala utvecklingen av kärnkraft och pumpvattenkraft under andra halvan av 1900-talet (National Hydropower Association, 2012).

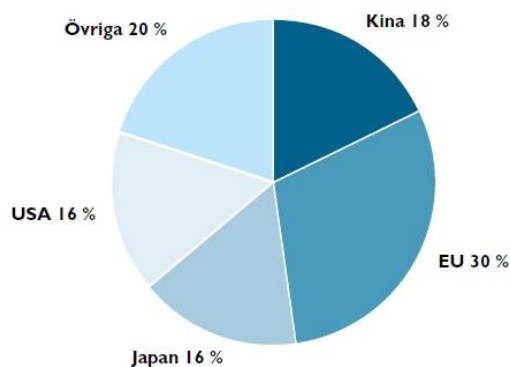




Figur 17. Den globala utvecklingen av installerad kapacitet kärn- och pumpvattenkraft 1957-2003. Källa: (National Hydropower Association, 2012)

Under slutet av 1900-talet och början på 2000-talet sjönk anläggningstakten för pumpvattenkraft betydligt men på senare år har intresset för tekniken tilltagit igen som ett svar på ett ökat behov av flexibel balanskraft, huvudsakligen till följd av den ökande utbyggnaden av intermitterande, förnybar energiproduktion (National Hydropower Association, 2012) (Rehman, et al., 2015).

Idag finns totalt cirka 127 GW installerad pumpvattenkraft runt om i världen vilket utgör mer än 98% av den totala kapaciteten för energilagring för elektricitet i världen (Energy Storage Council, 2015). Denna kapacitet är huvudsakligen fördelad på 200 större kraftstationer med flera hundra MW installerad effekt (varav de största har en installerad effekt på flera tusen MW) men precis som med konventionell vattenkraft är inte tekniken begränsad till endast väldigt stora projekt utan kan byggas i nästan vilken skala som helst (National Hydropower Association, 2012). Intresset för mindre pumpvattenkraftverk har de senaste åren ökat, huvudsakligen för applikationer där de kombineras direkt med förnybar produktion som sol- eller vindkraft i isolerade nät (Rehman, et al., 2015). I Figur 18 nedan redovisas fördelningen av pumpvattenkraftskapacitet i världen.



Figur 18. Geografisk fördelning av pumpvattenkraftverk. Källa: (Nordling & Englund, 2015)

## 5.2 De naturliga förutsättningarna

En av de stora nackdelarna med pumpvattenkraft är att anläggningarna generellt kräver en uppsättning specifika naturliga förutsättningar för att vara gångbara. De generella kraven är att det krävs två vattenmassor belägna på olika höjdnivåer, optimalt ska det vertikala avståndet mellan magasinen (fallhöjden) vara så stor som möjligt medan det horisontella avståndet är så litet som möjligt, vilket oftast återfinns i bergiga områden. Även i bergiga områden är dock platser med dessa förutsättningar sällsynta och en eller båda av vattenmagasinen skapas ofta på helt eller delvis konstgjord väg. Projekt som använder sig av olika typer av underjordiska hållrum som nedre magasin och därmed skulle kunna genomföras i flack terräng har teoretiserats men hittills aldrig konkretiserats; det finns dock tidiga planer på sådana projekt ibland annat Tyskland och USA (UPSW, 2017).

I en rapport av branschkonsortiet eSTORAGE (eSTORAGE, 2015) presenteras en studie för att kartlägga potentiellt intressanta platser i Västeuropa för framtida anläggning av ny pumpvattenkraft. I denna rapport tar man fram fem nyckelegenskaper för att identifiera platser som skulle kunna vara lönsamma, dessa är:

- Energilagringsskapacitet

Energilagringsskapaciteten beror på storleken hos det övre magasinet, den tillgängliga fallhöjden och kraftverkets verkningsgrad.

- Horisontellt avstånd mellan magasinen

Eftersom vattenledningarna mellan magasinen, vilka oftast måste borrar eller sprängas ut ur berggrunden, är en av de mest kostsamma komponenterna i ett pumpvattenkraftverk är det horisontella avståndet en viktig indikator. Speciellt eftersom ett ökande horisontellt avstånd, till skillnad från det vertikala avståndet (vilket också bidrar till längden på vattenledningarna), inte tillför någon nytta.

- Tillgänglig fallhöjd mellan magasinen

Fallhöjden är en av de viktigaste parametrarna för ett pumpvattenkraftverk då den påverkar både energilagringsskapaciteten och effekten för kraftverket.

- Genomsnittlig lutning mellan magasinen

Relationen mellan de vertikala och horisontella avstånden, alltså lutningen, mellan de två magasinen är också av intresse som indikator för ett projekts genomförbarhet och kan ses som en kombination av de två ovanstående kriterierna som ytterligare sällar urvalet av potentiella platser.

Genom att analysera befintliga pumpvattenkraftverk valde man ut gränsvärden för alla dessa kriterier utifrån vilka man gjorde det ursprungliga urvalet av potentiella platser vilka sedan kunde undersökas närmare, dessa gränsvärden kan ses i Tabell 4 nedan.

Tabell 4. Gränsvärden för urval av potentiella placeringar för genomförbara pumpkraftverksprojekt. Källa: (eSTORAGE, 2015)

Egenskap	Gränsvärde
Energilagringsskapacitet	> 1 GWh
Horisontellt avstånd	< 10 km
Tillgänglig fallhöjd	> 80 m
Genomsnittlig lutning	> 5 %

Utöver dessa kriterier finns naturligtvis även andra faktorer att ta i beaktning vid valet av lokalisering för ett pumpvattenkraftverk som till exempel avstånd till befintlig nätinfrastuktur, konflikter med andra intressen, naturvärden med mera.

Generellt kan man säga att Sverige har goda förutsättningar för pumpvattenkraft; vi har gott om vatten, höjdskillnader och tillgänglig yta.

### 5.3 Olika typer av pumpvattenkraft

Pumpkraftverk kan byggas i olika storlekar och oftast krävs en viss typ av naturliga förutsättningar för att projekten skall vara gångbara och även om varje projekt är unikt kan man med fördel ordna pumpkraftverk efter hur de är byggda och i vilken utsträckning de drar nytta av, och interagerar med, dess naturliga omgivning. Hur stark koppling det finns mellan ett pumpkraftverk och de naturliga vattensystemen påverkar dess potentiella inverkan på dessa och sannolika restriktioner för driften av pumpkraftverket med hänsyn till denna inverkan. Dock är projekt som i större utsträckning drar nytta av de naturliga omgivningarna sannolikt billigare att anlägga då det krävs mindre byggnadstekniska ingrepp för att färdigställa kraftverket.

#### 5.3.1 Integrerade pumpkraftverk

Den första typen av pumpkraftverk kallas integrerade pumpkraftverk, dessa är i hög grad integrerade i det naturliga systemet. Detta innebär att det naturliga ekosystemet och pumpkraftverket (det tekniska systemet) har en stark inverkan på varandra. Den vanligaste konfigurationen för ett integrerat pumpkraftverk är en station där både övre och nedre magasin är delar av samma vattendrag eller är två delvis, eller helt, naturliga vattendrag som sammanlänkats. Ett exempel på detta är Smith Mountain pumpkraftverk i delstaten Virginia i USA. Det övre magasinet är den konstgjorda sjön Smith Mountain Lake som skapades genom anläggningen av Smith Mountain Dam för dämning av Roanoke River och den konstgjorda sjön Leesville Lake som skapades genom anläggningen av Leesville Dam, också på Roanoke River (se Figur 19 nedan). Pumpkraftverk som konverterats från att tidigare vara konventionella vattenkraftverk är oftast av denna typ (eSTORAGE, 2015).



Figur 19. Smith Mountain pumpkraftverk på Roanoke River från ovan med Smith Mountain Lake upströms (överst) och utlopp till Leesville Lake nedströms (nederst). Källa: (John Hains Photography, 2014)

### 5.3.2 Anslutna pumpkraftverk

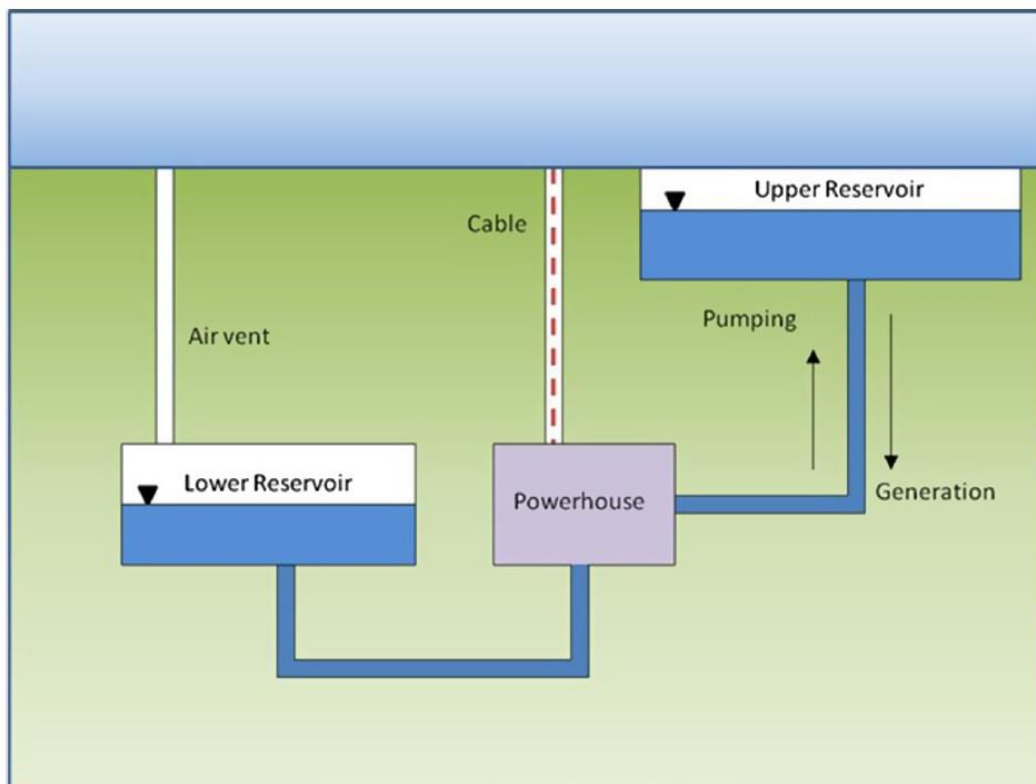
Den andra typen av pumpkraftverk, anslutna pumpkraftverk, avser de pumpkraftverk som i någon ände är anslutna till ett naturligt vattensystem och där dessa system påverkar varandra i någon utsträckning. För denna typ av pumpkraftverk är det vanligt att det nedre magasinet utgörs av en naturlig vattenmassa i form av en sjö eller större flod. Typexempel är Cruachan i Skottland där övre magasin skapats genom dämning av en högt belägen naturlig sänka på en bergssida och nedre magasin utgörs av den naturliga sjön Loch Awe (se Figur 20 nedan).



Figur 20. Cruachan pumpkraftverk med det konstgjorda övre magasinet Cruachan reservoir i förgrunden och Loch Awe som utgör nedre magasin i bakgrunden. Källa: (blueyed, 2012)

### 5.3.3 Fristående pumpkraftverk

Fristående pumpkraftverk är pumpkraftverk som inte alls är anslutna till ett naturligt vattensystem, och alltså utgör ett slutet system, eller där den inverkan som systemen har på varandra är mycket liten. Detta är en mer modern anpassning av pumpvattenkraft för att kunna kringgå en del av de problem som finns med miljöpåverkan och associerade tillståndsprocesser. Idag finns få färdiga projekt men flera projekt av denna typ planeras i olika delar av världen. Exempel på detta skulle kunna vara den typ av underjordiska pumpkraftverk som nämndes i avsnitt 5.2 (se Figur 21) men också pumpkraftverk som det planerade Kidston-projektet i Australien, där en nedlagd dagbrottsgruva potentiellt skall byggas om till ett pumpkraftverk (se Figur 22). Ett tredje exempel är det havsbaserade pumpkraftverket i Okinawa i Japan (se Figur 23) där Stilla havet används som nedre reservoar för vilket man kan anse att inverkan på havet från pumpkraftverkets drift är nästintill obefintlig och att eventuella förändringar av havsytan eller liknande har försumbar effekt på kraftverkets driftsmöjligheter.



Figur 21. Diagram av exempel på utformning av underjordiskt pumpkraftverk. Källa: (Akinyele & Rayudu, 2014)



Figur 22. Överblickande rendering av den föreslagna utformningen av Kidston pumpkraftverk. Källa: (Entura, 2016)



Figur 23. Okinawa Yanbaru havsvattenbaserade pumpkraftverk. Källa: (Rehman, et al., 2015)

## 5.4 Olika tekniker för pumpvattenkraft

Sedan pumpvattenkraft först uppfanns i början av 1900-talet så har tekniken utvecklats mycket, huvudsakligen inom specialiserad maskinell- och elektrisk utrustning. De första pumpkraftverken var enkelt designade så att pump och motor samt generator och turbin som skilda enheter på separata axlar. Idag finns det tre huvudsakliga tekniker för pumpvattenkraftverk; fixed-speed, variable-speed och ternary unit, som alla har något olika funktionalitet (National Hydropower Association, 2012).

### 5.4.1 Fast hastighet

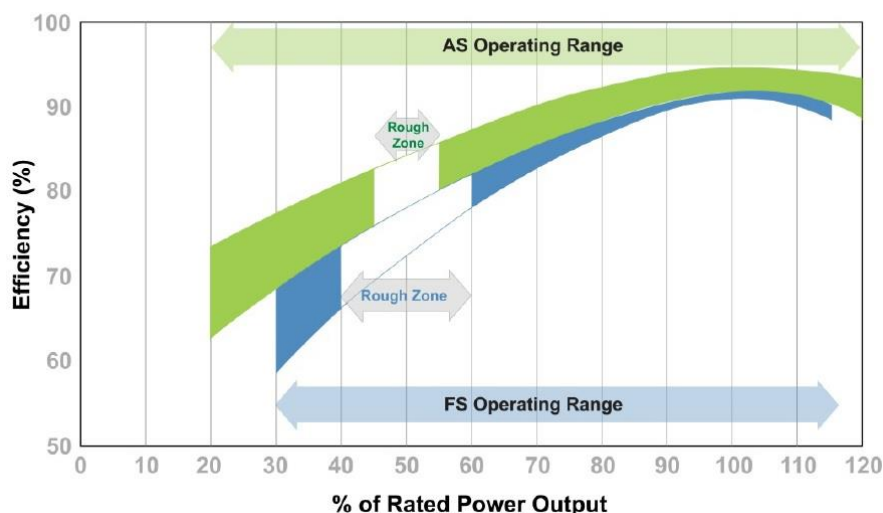
Fixed-speed (FS) är en av de första teknikerna som användes för pumpvattenkraft och är också den som är mest lik vad som används inom konventionell vattenkraft. Tekniken använder en reversibel pump-turbin kopplad till en motor-generator. I genereringsläge kan utgående effekt regleras genom att kontrollera vattenflödet in i turbinen men i pumpläge är enheten begränsad till den ingående motoreffekten och en motsvarande rotationshastighet, därav namnet.

### 5.4.2 Ternär enhet

Ternary unit-tekniken (TU) bygger på att man har en separat pump och turbin som drivs av en motor-generator på gemensam axel med en koppling mellan pump och turbin. Detta betyder oftast en högre investeringskostnad men kan vara en optimal lösning i fall med mycket specifika lokala förutsättningar med väldigt hög fallhöjd, där man vill ha en större skillnad mellan genererings- och pumpkapacitet eller då man skall modifiera en befintlig, konventionell vattenkraftsstation för att även kunna pumpa. Denna teknik tillåter även simultan generering och pumpning genom hydraulisk kortslutning och väldigt snabba byten mellan driftlägen.

### 5.4.3 Variabel hastighet

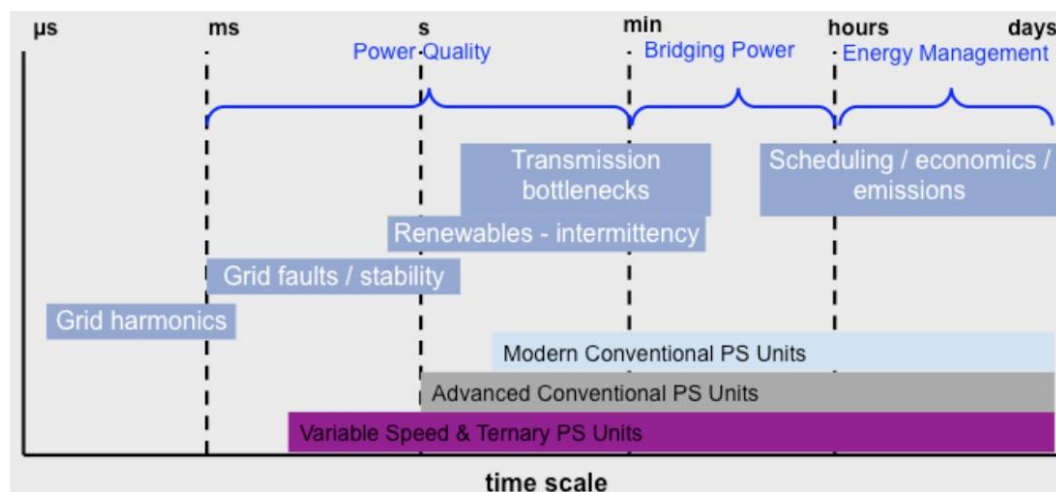
Variable-speed (ibland även Adjustable-speed) (VS) är den senast utvecklade tekniken inom pumpvattenkraft och utvecklades under 1990-talet, huvudsakligen i Japan. Variable-speed-enheter använder sig av en motor-generator med kraftelektronik som DFIM- (Doubly-Fed Induction Machine) eller FPC- (Full Power Conversion) för att kunna operera med variabel hastighet. Detta tillåter kraftverket större kontroll över produktionen/konsumtionen av kraft generellt men speciellt i pump-läge och enheten har en högre total verkningsgrad då pump-turbinen kan köras närmare sitt optimala läge även då effekten varieras (se Figur 24 nedan) (Argonne National Library, 2014).



Figur 24. Jämförelse av pumpkraftverk av FS- och VS-typ (benämns här som AS (Adjustable Speed) gällande operationsspänn och verkningsgrad i generationsläge. Källa: (Argonne National Library, 2014)

Den ökade flexibiliteten som pumpkraftverk med VS- och TU-teknik kan erbjuda har gjort dem mer attraktiva på senare tid tack vare den högre grad till vilken de kan avhjälpa många av de problem som förknippas med en högre andel intermittent elproduktion; detta trots de högre kapitalkostnaderna som förknippas med dessa mer avancerade tekniker. I Figur 25 visas en jämförelse av flexibiliteten för de olika teknikerna i form av responstid. Det pågår därför flera projekt för att undersöka möjligheterna till att konvertera existerande pumpkraftverk med FS-teknik till VS- alternativt TU-teknik för att så kostnadseffektivt som möjligt tillhandahålla mer flexibilitet till elsystemet (Argonne National Library, 2014).

Hädanefter kommer pumpvattenkraft av VS-typ att avses när pumpvattenkraft omnämns om inte annat anges.



Figur 25. Responstider för olika typer av pumpvattenkraftteknik. Källa: (Fisher, et al., 2012)

## 5.5 Nyttan med pumpvattenkraft

Pumpkraftverk är mångsidiga och flexibla energilagringseenheter som kan bidra med många typer av nytta och tjänster till elsystemet. Analyser har visat att integration av pumpkraftverk kan avhjälpa de flesta utmaningar som associeras med en högre andel intermittent elproduktion i elsystemet och på så sätt möjliggöra fortsatt utbyggnad av sådana produktionsenheter. I följande stycken (5.5.1 - 5.5.6) redogörs för de viktigaste tjänsterna som pumpkraftverk kan leverera till

elsystemet (Argonne National Library, 2014). Det kan vara av intresse att jämföra dessa med de utmaningar som presenteras i stycket om framtidens elsystem tidigare i rapporten (se avsnitt 3.1).

### 5.5.1 Svängmassa

Svängmassa förses av roterande massor i generatorer och fungerar som en tröghet mot störningar i elsystemet. De flesta intermittenta elproduktionstekniker bidrar inte med svängmassa och behovet av denna vara kommer därför sannolikt att öka med en högre andel intermittent elproduktion.

### 5.5.2 Frekvensreglering

Frekvensreglering innebär snabb, automatisk justering av produktion/konsumtion av kraft som svar på mindre avvikelser i frekvensen på elnätet. Intermittenta elproduktionstekniker kan inte utföra frekvensreglering utan att spilla energiresurser, antingen genom att strypa produktionen momentant när man behöver reglera ned frekvensen eller genom att konstant ligga under maxeffekt och vid behov öka uteffekten för att reglera upp frekvensen. Moderna pumpkraftverk kan tillhandahålla frekvensreglering både när det drivs för generering och pumpning, vilket innebär ökad flexibilitet.

### 5.5.3 Spänningsreglering

Spänningsnivåerna i elnätet måste hållas inom en snäv marginal för att alla anslutna enheter skall fungera. Spänningen i nätet är en lokal företeelse som styrs av balansen av reaktiv effekt. Pumpkraftverk har stor möjlighet att kontrollera reaktiv effekt och därmed bidra med spänningsreglering.

### 5.5.4 Arbitrage (Lastutjämning)

Med arbitrage menas i energilagringssammanhang drift av en energilagringseenhet som innebär att man genererar elektricitet när efterfrågan och/eller priset är högt och konsumerar elektricitet när efterfrågan och/eller priset är lågt. Detta gynnar elsystemet eftersom behovet på ofta dyr spetskraft minskas vilket innebär lägre systemkostnader. Tack vare den potentiellt mycket stora energilagringsskapaciteten hos pumpkraftverk och den låga graden av självurladdning kan denna utjämning ske på tim-, dygns-, vecko-, månads- eller till och med säsongsbasis.

### 5.5.5 Balansreglering

Pumpkraftverk kan reglera ut-/ineffekt mycket snabbt vilket gör den till en ideal resurs för att balansera lite större variationer i effektbehovet som kan bero på skiftningar i konsumtionen eller bortfall av produktion, vilket kan tillåta till exempel termiska kraftverk att ha en jämnare och mer fördelaktig driftsprofil, eller balansera variationer i produktionen från intermittenta produktionskällor över längre tidsperioder. Eftersom pumpkraftverk kan reglera effekten både vid pumpning och generering blir den effektiva balanseffekten som kan tillhandahållas i princip nästan dubbelt så stor som den installerade effekten.

### 5.5.6 Minskade växthusgasutsläpp

Likt konventionell vattenkraft bidrar pumpvattenkraft i sig inte till några utsläpp av växthusgaser under drift. De totala (inklusive indirekta) utsläppen beror till största del på hur elektriciteten som används vid pumpning har genererats och vilken typ av energiproduktion som ersätts vid generering. Pumpkraftverkens bidrag av systemtjänster kan i sig tillåta en större andel förnyelsebar elproduktion samt minska behovet av annan reglerkraft som i många system tillhandahålls av gasturbiner.



## 5.6 Kostnaden för pumpvattenkraft

### 5.6.1 Investeringskostnad

Kostnaden för pumpvattenkraft består likt konventionell vattenkraft till stor del av den ursprungliga investeringskostnaden, vilken ofta är mycket stor på grund av de omfattande anläggningsarbeten som krävs vid uppförandet samt de stora maskinkomponenterna som krävs. Investeringskostnaden för ett pumpvattenkraftverk är också till stor del beroende på platsspecifika förutsättningar och kan alltså variera mycket från fall till fall. Faktorer som till hög grad påverkar investeringskostnaden för pumpvattenkraftverk är bland annat (Argonne National Library, 2014):

- Geologiska förhållanden, detta har en stor betydelse för kostnaden för utgrävningar av jord eller tunnelbyggande/schaktning i berg.
- Topografiska förutsättningar, huruvida det finns naturliga magasin som kan utnyttjas i befintligt skick eller kan utökas med mindre ingrepp har stor inverkan på kostnaden för utgrävning/dämning. Avståndet mellan magasin styr kostnaden för tunnelarbeten. Är det möjligt att anlägga en ovanjordsstation?
- Teknikval, vilket typ av pumpkraftsanläggning skall anläggas (FS/VS/TU)? Den önskade storleken på energilagringsskapacitet?
- Isolering, avstånd till befintlig infrastruktur i form av vägar och elnät.
- Placering, påverkar kostnaden för tillståndsprocess och köp/arrende av mark.

De huvudsakliga kostnadsbärarna för ett typiskt pumpvattenkraftsprojekt är:

- Bergarbeten, byggandet av tunnlar för vattenledare, stationshus och tillträde under mark
- Dammarbeten, byggandet av dammar för uppdämning av vattenmagasin
- Maskiner/stationsutrustning, inköp av turbiner, motor-generatorer, kontrollsystem med mera
- Fysisk anslutning till elnätet, inköp och anläggning av kablar, transformator, luftledning med mera.

Dessa inbördes vikt kan dock som sagt variera kraftigt utifrån de för projektet platsspecifika förutsättningarna.

Givet storleken på och de långa ledtiderna för ett typiskt pumpvattenkraftsprojekt så kan det finnas skillnader från fall till fall i vad som räknas med under investeringskostnader. Det är till exempel inte alltid säkert att kostnader för projektering eller administration rapporteras som en del av investeringskostnaden eller på annat vis och det kan därför finnas osäkerheter associerade med att jämföra investeringskostnaden för olika projekt rakt av. Det har dock gjorts studier där man jämfört relativa investeringskostnader för existerande och planerade pumpvattenkraftverk och enligt dessa ligger typiska investeringskostnader inom spannet 9 000 – 30 000 SEK/kW (1 000 – 3 200 USD/kW) (Argonne National Library, 2014) och 45 – 900 SEK/kWh (5 – 100 USD/kWh) (Taylor, et al., 2012). Dessa relativa kostnader gör det alltså möjligt att jämföra kraftverk av olika storlek och utifrån två olika centrala egenskaper för ett pumpkraftverk.

### 5.6.2 Drifts- och underhållskostnader

De löpande kostnaderna för ett pumpvattenkraftverk uppgörs till stor del av underhållskostnader, skatter och elnätsavgifter. Dessa kostnader har inte studerats lika genomgående som investeringskostnaderna då de är jämförelsevis små (Argonne National Library, 2014).

## 5.7 Intäktsströmmar för pumpvattenkraft i Sverige

De potentiella intäktströmmarna för pumpvattenkraft är i stor del baserad på de nyttor som tekniken kan tillhandahålla men som berördes i avsnitt 4.3.2 är det inte alltid säkert att det inom den rådande marknadsstrukturen finns någon ersättningsmekanism för dessa.

Traditionellt sett har intäkterna för pumpkraftverk kommit antingen från täckande ersättning som utbetalats av systemansvarig på en reglerad elmarknad eller ifrån arbitrage på dagen-föremarknader i avreglerade elmarknader. Jämförande studier har visat att för att maximera intäkterna måste ett pumpkraftverk agera på flera olika marknader och dra nytta av flera olika intäktströmmar (Ela, et al., 2013). Det här avsnittet fokuserar på de huvudsakliga intäktströmmar tillgängliga idag för pumpkraftverk i Sverige.

### 5.7.1 Spotmarknaden

Handeln med elektrisk energi sker i Norden genom elbörsen Nord Pool spot. Nord Pool startades 1996 i samband med avregleringen av elmarknaden av Sverige och Norge och ägs huvudsakligen av de nordiska TSO:erna (Svenska Kraftnät, Statnett, Fingrid och Energinet.dk) samt nu även de baltiska (Elering, Litgrid och AST). Nord Pool spot består av två marknader; Elspot och Elbas. Elspot är en dagen-före marknad och den huvudsakliga marknaden där producenter av el och elhandlare eller större industrier lägger sälj- och köpbud för det kommande dygnet. Elbas är en justeringsmarknad inom leveransdygnet (intra-day) för kontinuerlig handel av timkontrakt. Handel kan ske fram till en timme före leverans under dygnets alla timmar (Byman, 2017).

Pumpkraftverk genererar intäkter på spotmarknaden genom så kallad prisarbitrage. Detta betyder att man köper el när elpriset är lågt och säljer el när elpriset är högt och vinsten är lika med skillnaden i pris mellan köp- och säljtillfället minus förluster. Därför måste skillnaden i pris vara minst lika stora som cykelförlusterna för att driften skall vara lönsam.

### 5.7.2 Kapacitetsreserver

Svenska Kraftnät har som en del i det övergripande systemansvaret för det svenska elnätet i uppgift att upphandla och aktivera reserver som vid störningar kan balansera systemet. Dessa kapacitetsreserver kan i stort delas in i primär- (FCR), sekundärreglering (FRR-A) samt tertiärreglering (FRR-M). Som kan utläsas av namnet aktiveras primärregleringen först, nästan momentant, medan sekundärregleringen aktiveras senare och tertiärreglering därefter. I kommande avsnitt 5.7.2.1 till 5.7.2.4 förklaras dessa olika reserver mer ingående.

I Figur 26 nedan visas ett exempel på de olika kapacitetsreservernas roll och hur de aktiveras efter en störning i elsystemet inträffar. Likt konventionell vattenkraft kan pumpkraftverk tillhandahålla alla dessa tjänster. För att kunna leverera kapacitet till FCR-N och FCR-D förutsätts dock att pumpkraftverket redan är i drift vid aktiveringstillfället för att det ska kunna reagera inom gränserna för aktiveringstiden.

#### 5.7.2.1 Frekvensstyrd normaldriftsreserv (FCR-N)

För önskad funktionalitet är det av högsta vikt att frekvensen i det nordiska elsystemet hålls inom intervallet 49,9 – 50,1 Hz. Mindre produktions- och konsumtionsavvikelser av stokastisk natur måste därför justeras så snabbt som möjligt; detta görs till största del av den frekvensstyrda normaldriftsreserven (FCR-N) (Svenska Kraftnät, 2013).

Aktiveringstiden för FCR-N är 63 % inom 60 sekunder och 100 % inom 3 minuter. De nordiska TSO:erna ansvarar för att upphandla och säkerställa tillgången på FCR-N. Totalt ska det finnas minst 600 MW tillgängligt för reglering i hela det nordiska systemet, varav Svenska Kraftnät ansvarar för cirka 200 MW av dessa. Upphandlingen av FCR-N sker mellan en till två dagar innan leveranstimmen. FCR-N är både en effekt- och energiprodukt, vilket innebär att den som säljer tjänsten får ersättning dels för att göra effekten tillgänglig för användning i reserven samt för energin som levereras vid aktivering (Svenska Kraftnät, 2016).

I Norden levereras FCR-N nästan uteslutande av vattenkraftverk som kontinuerligt känner av variationer i frekvensen och automatiskt reglerar kraftproduktionen för att kompensera dessa avvikelser. FCR-N kan innebära både upp- och nedreglering, sjunkande frekvens leder till ökad produktion i vattenkraftverken och vice versa.

### 5.7.2.2 Frekvensstyrd störningsreserv (FCR-D)

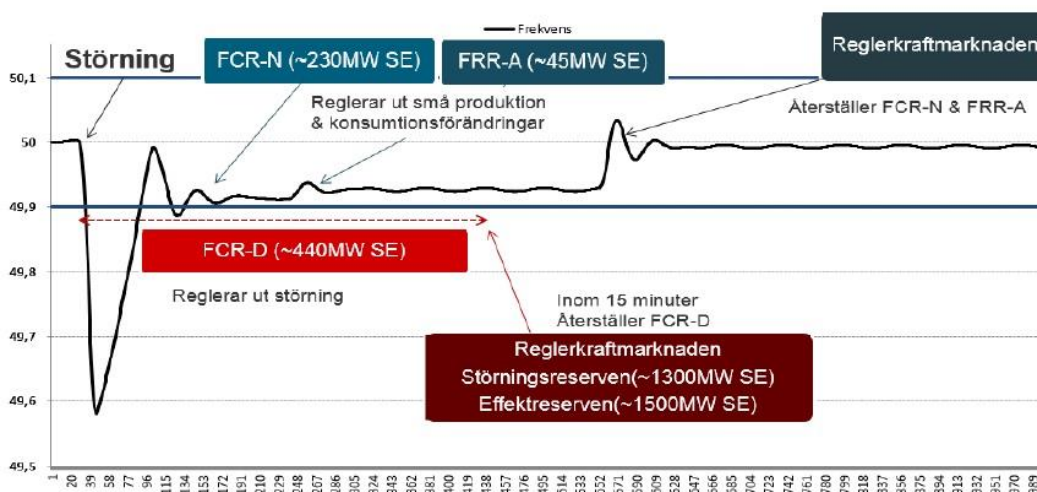
Vid större avvikelser som orsakas av till exempel plötsliga driftstopp eller bortfall av större enheter i nätet aktiveras den frekvensstyrda störningsreserven (FCR-D). Liksom FCR-N är FCR-D helautomatiserad men aktiveras först vid större frekvensavvikelser då frekvensen sjunker under 49,9 Hz. Aktiveringstiden för FCR-D är 50 % inom 5 sekunder och 100 % inom 30 sekunder. Storleken på FCR-D bestäms veckovis och bestäms efter det aktuella dimensionerande felets storlek, vilket ofta är 1 300 MW varav Svenska kraftnät ansvarar för cirka 400 MW av dessa. Till skillnad från FCR-N aktiveras FCR-D endast vid låg frekvens och innebär endast uppreglering av produktion. FCR-D är också endast en effektprodukt och ger alltså ingen ersättning för energin som används vid aktivering (Svenska Kraftnät, 2013).

### 5.7.2.3 Automatisk reglerreserv (FRR-A)

Den automatiska, frekvensstyrda reglerreserven arbetar med att återställa frekvensen till nominellt värde på 50,0 Hz efter det att den frekvensstyrda normaldriftsreserven balanserat ut en avvikelse, på så sätt återställer FRR-A kapaciteten i FCR-N. FRR-A infördes 2013 som ett svar på en fallande frekvenskvalitet inom det nordiska elsystemet (Svenska Kraftnät, 2013). Enheter anslutna till FRR-A ska kunna uppnå full effekt inom 120 sekunder. I Norden upphandlas totalt cirka 300 MW varav Svenska kraftnät ansvarar för ungefär 100 MW. FRR-A kan innebära både upp- och nedreglering och är både en effekt- och energiprodukt i likhet med FCR-N. FRR-A upphandlas veckovis och bud lämnas per timme senast torsdagar kl. 10 för perioden kommande lördag – fredag (Svenska Kraftnät, 2016).

### 5.7.2.4 Aktiv reglerreserv (FRR-M)

Den aktiva störningsreserven är en manuell reglerreserv vars huvudsakliga syfte är att återföra elsystemet till normaldrift, d.v.s. återställa den frekvensstyrda störningsreserven (FCR-D) men den kan också användas i andra lägen (Svenska Kraftnät, 2013). Reserven upphandlas på reglerkraftmarknaden genom budgivning från 14 dagar innan fram till 45 minuter innan leveranstimmen och avropas från Svenska Kraftnäts kontrollrum, antingen via telefon eller elektroniskt vid behov. Aktiveringstiden för FRR-M är 100 % efter 15 minuter men undantagsvis kan längre aktiveringstid tillåtas. FRR-M kan innebära både upp- och nedreglering men är endast en energiprodukt (Svenska Kraftnät, 2016).



Figur 26. Exempel på aktivering av olika kapacitetsreserver och frekvensens utveckling efter en störning. Källa: (Alterbeck, 2014)

## 5.8 Utmaningar för pumpvattenkraft

Förutom de generella utmaningar för energilagringstekniker som omnämns i avsnitt 4.3 så finns det ett antal specifika områden som utgör barriärer för just pumpvattenkraft. Dessa beskrivs kortfattat i detta avsnitt.

### 5.8.1 Komplicerade tillståndsprocesser

Pumpkraftverk är stora konstruktioner som innebär omfattande anläggningsarbete och därtill inverkan på den naturliga miljön. På grund av detta krävs extensiva och detaljerade förundersökningar, i form av till exempel miljökonsekvensbeskrivningar, för att erhålla tillstånd att bygga ett pumpkraftverk, denna process är kostsam och kan potentiellt ta flera år (National Hydropower Association, 2012).

Förändringar av existerande och framtida vattendomar i syfte att rätta sig efter EU:s vattendirektiv, vilket diskuterades i avsnitt 3.3.2, kommer sannolikt också att påverka pumpvattenkraftverk. Det är dock troligt att inverkan blir mindre på nyanlagda kraftverk som inte dimensionerats utifrån vissa begränsningar än på befintliga stationer.

### 5.8.2 Långa anläggningstider

Att bygga/anlägga ett pumpkraftverk är ett omfattande och komplicerat arbete som tar lång tid att genomföra. De långa anläggningstiderna beror dels på projektens storlek, och varierar därefter, men också på att pumpkraftverk ofta anläggs på platser som är något otillgängliga och i besvärlig terräng. Eftersom varje projekt är unikt är det också få komponenter som kan massproduceras eller färdigställas i fabrik och sedan monteras på plats. En anläggningstid på tre till fem år är vanlig för de flesta större projekt. Tillsammans med tillståndsprocessen leder detta till att det tar lång tid att färdigställa ett pumpkraftverk jämfört med andra energilagringstekniker och detta kan vara avskräckande för potentiella investerare (National Hydropower Association, 2012).

### 5.8.3 Hög investeringskostnad

Pumpvattenkraft är en kapitalintensiv energilagringsteknik, d.v.s. en stor del av livscykelkostnaden uppstår i projekterings- och anläggningsfaserna. Det är också så att pumpkraftverk praktiskt måste vara relativt stora för att dra nytta av de skalfördelar som tekniken erbjuder. Detta betyder att endast stora aktörer, som inte behöver förlita sig på externt kapital i lika stor utsträckning, har möjlighet att genomföra denna typ av projekt.

### 5.8.4 Konkurrerande tekniker

Det finns som redan etablerats en mängd olika tekniker för lagring av elektrisk energi. Många av dessa konkurrerande tekniker belastas inte av de specifika utmaningar som nämnts här ovan och därför kan vara mer attraktiva/genomförbara för ett större antal aktörer. Det faktum att pumpvattenkraft är en sådan etablerad teknik kan också ha viss negativ inverkan. Investeringar i forskning och utveckling samt publiciteten kring nya projekt är mindre. Nyhetens behag och trender kan ha en stark inverkan på marknaden, exempelvis den starka utvecklingen som pågår inom batteriteknologi just nu.

## 6. Ekonomisk modellering av pumpvattenkraft

### 6.1 Driftsimulering

För att undersöka hur det teoretiska pumpkraftverk X kommer att prestera under nuvarande och framtida förutsättningar måste driften simuleras och utifrån detta löpande intäkter samt kostnader uppskattas. Denna simulering görs med hjälp av en matematisk modell som försöker efterlikna hur ett verkligt pumpkraftverk skulle köras för att maximera vinsten utifrån vissa givna parametrar och begränsningar. Denna modell kommer sedan att kombineras med antaganden om framtida elpriser gjorda utifrån de scenarion som tagits fram för att undersöka de ekonomiska förutsättningarna, för storskalig energilagring generellt och pumpkraftverk X speciellt, i framtiden.

Schemaläggning av drift för energilager, och ett pumpkraftverk speciellt, är en påtagligt komplex fråga. Medan konventionella produktionsanläggningar i många fall har förutsägbara marginalkostnader som huvudsakligen baseras på bränsle- och underhållskostnader så är detta ett mer komplext problem för energilagringssystem där energitillgången i större utsträckning är begränsad och alternativmöjligheter har en större betydelse (O'Dwyer, et al., 2016).

Denna problematik har studerats i viss utsträckning inom akademien och min förhoppning var att jag i den vetenskapliga litteraturen skulle kunna hitta en befintlig, verifierbar modell som skulle kunna appliceras på mitt arbete. Samtidigt som jag i detta syfte studerade befintlig litteratur på ämnet började jag även att själv konstruera en enklare typ av modell. Detta arbete slutade med att jag hade tre olika modeller att använda mig av; två tagna från litteraturen och en jag utvecklat själv.

De två befintliga modeller som valdes ut gjordes så för att de var utförligt beskrivna och tillräckligt enkla att hantera för att jag skulle kunna applicera dem i denna fallstudie. Båda dessa modeller är generellt applicerbara på alla typer av energilagringsteknologier och arbetar utifrån ett antagande om perfekt prisprognostisering. Dessa metoder fungerar därför som ett riktmärke för den teoretiskt maximala summan intäkter som kan genereras under ett år om kraftverket endast ägnar sig åt arbitrage inom en elmarknad (d.v.s. de kan inte simulera optimerad drift utifrån till exempel en spotmarknad och en reglermarknad). Dessa två modeller beskrivs i korthet nedan.

#### 6.1.1 Modell MC – Monte Carlo-optimering

Den första modellen beskrivs i artikeln "Towards an objective method to compare energy storage technologies: development and validation of a model to determine the upper boundary of revenue available from electrical price arbitrage" (Barbour, et al., 2012). Modellen kräver data i form av en historisk prisserie samt värden på energilagrets lagringskapacitet, effekt, verkningsgrad vid laddning & generering samt självurladdningskoefficient. Utifrån detta genererar modellen det optimala driftsschemat och de totala intäkterna för hela den angivna tidsperioden. Modellen väljer ut en slumpmässig tidpunkt  $t_1$  i tidsserien och tar sedan fram en normalfördelning kring detta värde ur vilken en andra tidpunkt  $t_2$  väljs. Formen på denna normalfördelning beror på de för energilagret angivna parametrarna (om energilagret till exempelvis har en väldigt hög självurladdningskoefficient, vilket skulle kunna vara fallet för exempelvis ett svänghjulslager, är det osannolikt att det är optimalt att lagra energi mellan två tidpunkter långt ifrån varandra och en snävare normalfördelning används). När  $t_1$  &  $t_2$  är valda börjar modellen att testa olika slumpmässiga förändringar  $\Delta E$  i lagringstillstånd vid tidpunkt  $t_1$  vilket också påverkar lagringstillståndet vid  $t_2$  beroende på storleken på  $\Delta E$ , tidsspännet mellan de två tidpunkterna och lagringssystemets självurladdningskoefficient. Modellen väljer därefter ut den mest lönsamma förändringen  $\Delta E$  vid  $t_1$  som inte bestrider några av systemets begränsningar. Denna aktion sparas sedan och proceduren börjar om på nytt med en ny slumpmässig  $t_1$  tills modellen inte längre kan finna en förändring som resulterar i en ökning av de totala intäkterna eller tills att antalet upprepningar uppgår till det för simuleringen angivna maximum. Se Bilaga A för en mer detaljerad beskrivning av modell MC:s arbetsmetod.

### 6.1.2 Modell FO – Find optimization

Den andra modellen beskrivs i artikeln "Practical operation strategies for pumped hydroelectric energy storage utilising electricity price arbitrage" (Connolly, et al., 2011). där den går under namnet "Optimal". Modellen kräver data i form av en historisk prisserie samt värden på energilagrets lagringskapacitet, effekt och verkningsgrad vid laddning & generering. Utifrån detta genererar modellen det optimala driftsschemat och de totala intäkterna för hela den angivna tidsperioden. Modellen väljer ut tidpunkten med högst pris i prisserien (maxH) och denna tidpunkt prioriteras för generation i driftsschemat. Efter detta identifierar modellen den tidigaste tidpunkten  $t_1$  innan maxH och den senaste tidpunkten  $t_2$  efter maxH då man kan ladda respektive generera. Modellen identifierar sedan tidpunkten inom spannet mellan  $t_1$  &  $t_2$  med det lägsta priset (minH) och denna tidpunkt prioriteras för laddning. Efter detta beräknas marginalkostnaden för laddning utifrån priset vid minH ( $P_{buy}$ ) enligt (1).

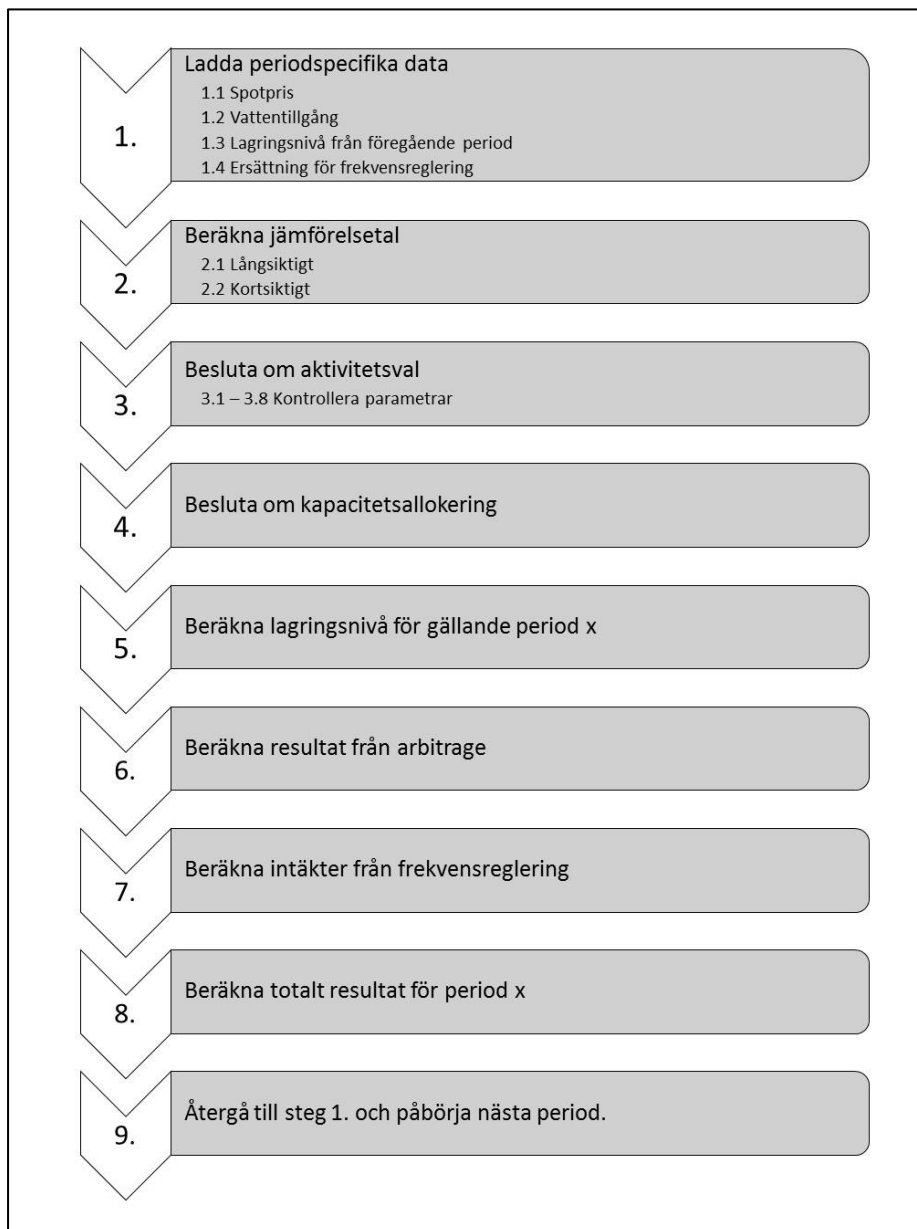
$$MC_{prod} = MC_G + \frac{P_{buy} + MC_P}{\eta_P + \eta_G} \quad (1)$$

Om priset vid maxH ( $P_{sell}$ ) är högre än marginalkostnaden (MC) så går programmet vidare annars stryks denna maxH ur tidsserien och proceduren startar om. I nästa steg analyseras eventuella flaskhalsar i driften mellan maxH och minH; om inga flaskhalsar påverkar driften vid maxH och minH accepteras förändringen av driftschemat och dessa timmar bortses ifrån vid nästa sökning och processen startar om på nytt och repeteras tills alla timmar har strukits ur serien. Se Bilaga B för en mer detaljerad beskrivning av modell FO:s arbetsmetod.

### 6.1.3 Modell X – Egen modell

Modell X, som utvecklats specifikt för detta arbete, är betydligt mer simpel matematiskt än de två tidigare nämnda men fokuserar i större utsträckning på att simulera specifikt driften av ett pumpkraftverk och att ta hänsyn till de unika förutsättningarna som finns för PKV X samt att utgå ifrån ett mer realistiskt driftscenario där prisdata inte är känd i förväg utan måste prognostiseras på något sätt.

Modell X bygger i grunden på ett logiskt beslutsträd som jämför två medelvärden, ett kortsiktigt som följer dygns- och veckovariationer och ett långsiktigt som avser ge modellen möjlighet att agera också utifrån säsongsvariationer. Dessa jämförelsevärden beräknas med hjälp av historiska data och jämförs med det faktiska spotpriset för en viss tidpunkt och därefter beslutar modellen om kraftverkets driftläge i just den tidpunkten. Beslutskedjan tar också hänsyn till andra begränsningar som inte hanteras av modellerna MC och FO, som till exempel start-/stoppkostnader, initial laddningsgrad (vatten i övre magasin vid tidsperiodens början) och vattentillgång i det nedre magasinet. Denna modell kan också på ett förenklat sätt uppskatta intäkter både från arbitrage och försäljning av systemtjänster i form av frekvensregleringstjänsterna FCR-N och FCR-D. Modell X har dock sina egna begränsningar; till exempel har den endast tre fasta drifttillstånd och kan alltså inte variera driften inom en timme och resultatet är beroende på hur jämförelsetalen med vilka man jämför spotpriset beräknas och vilken historisk prisdata man utgår ifrån. I Figur 27 nedan ges en schematisk bild av hur modell X fungerar, en mer detaljerad beskrivning återfinns i Bilaga C.



Figur 27. Schematisk beskrivning av modell X arbetsätt.

I **steg 1** laddas periodspecifika inputdata.

I **steg 2** beräknas de två jämförelsetalen, ett kortsiktigt (short term comparative average (SA)) och ett långsiktigt (long term comparative average (LA)).

- SA är ett medelvärde av två andra medelvärden  $SA_D$  och  $SA_W$ 
  - o  $SA_D$  beräknas som ett medelvärde av alla spotprispunkter 24 timmar före den aktuella tidsperioden  $x$  samma år och medelvärden för justerade spotpriser från de tre föregående åren för 24 timmar efter tidsperioden.
  - o  $SA_W$  beräknas som ett medelvärde av spotprispunkterna för samma timintervall sju dagar innan den aktuella tidsperioden  $x$  samma år och sju dagar efter den aktuella tidsperioden  $x$  från en serie med justerade medelvärden från de tre föregående åren.
- LA är ett medelvärde av alla timpriser för samma timme från de föregående tre åren.

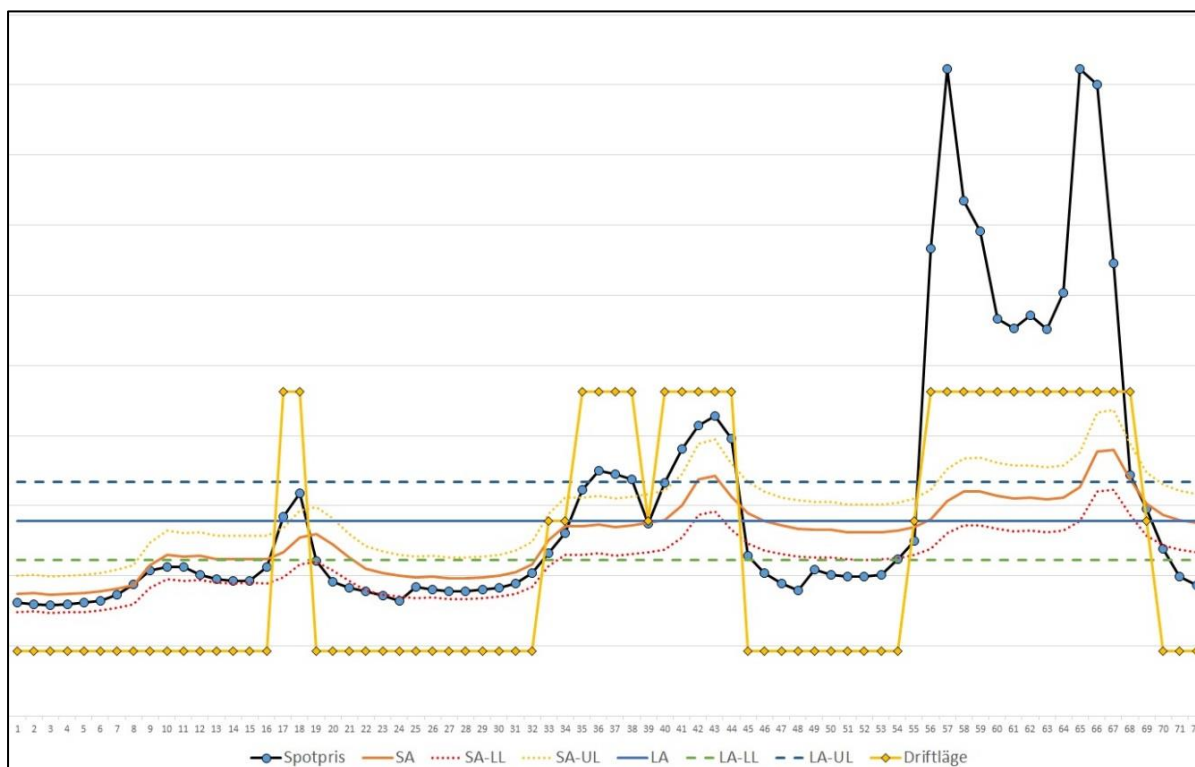
Detta kräver ingen eller endast väldigt begränsad förmåga att prognostisera framtida elpriser till skillnad från modell MC och FO som förutsätter perfekt prisprognostisering.

**Steg 3** innebär den huvudsakliga beslutsstegen i modellen, i detta steg bestäms huruvida kraftverket ska generera, pumpa eller stå i standby. Delstegen beskrivs kortfattat nedan.

- Steg 3.1 tar hänsyn till begränsningar i form av vattentillgången i nedre magasin, om denna är under en viss nivå får kraftverket inte pumpa.
- Steg 3.2 tar hänsyn till begränsningen i lagringskapacitet i övre magasin, över 98% fyllnadsgrad uppmuntras modellen allt mer till att generera för att inte överfylla magasinet.
- Steg 3.3 anger att om vattentillgången i nedre magasin är över en viss nivå uppmuntras modellen i större utsträckning att pumpa, detta för att försöka ta till vara på flöden som i större utsträckning kan användas mer effektivt vid ett senare tillfälle.
- Steg 3.4 och 3.5 anger att om det övre magasinet är nära på att bli tomt får modellen inte generera utan uppmuntras istället att pumpa.
- Steg 3.6 anger de huvudsakliga gränserna för när kraftverket får generera.
- Steg 3.7 anger de huvudsakliga gränserna för när kraftverket får pumpa.
- Steg 3.8 anger de huvudsakliga gränserna för när kraftverket ska stå i standby.

I Figur 28 ses ett utdrag ur kontrollsimuleringen av år 2016 som exemplifierar hur modell X beslutar om driftläget för PKV X utifrån spotpriset och de två jämförelsevärdena. Den vågräta blå linjen motsvarar det långsiktiga jämförelsetalet LA kring vilket det skapas ett intervall på +/- 20 % men en övre gräns LA-UL (streckad blå) och en nedre gräns LA-LL (streckad grön). Den heldragna orangea linjen motsvarar det kortsiktiga jämförelsetalet SA kring vilket det skapas ett +/- 15 % intervall med en övre gräns SA-UL (prickad gul) och en nedre gräns SA-LL (prickad röd). Den svarta linjen med blå prickar är spotpriset. Den förenklade förklaringen av modellen innebär att om spotpriset ligger över antingen LA-UL eller SA-UL genererar kraftverket. Om spotpriset ligger under antingen LA-LL eller SA-LL pumpar kraftverket. Om spotpriset ligger inom båda intervallen så står kraftverket i stand-by. Den gula linjen med gula prickar är det resulterande driftläget. Varje prick motsvarar ett timvärde. Under denna 72-timmarssekvens så genererar (1) kraftverket i 24 timmar, står i stand-by (0) i 5 timmar och pumpar (-1) i 43 timmar. En förstorad version av denna figur återfinns i Bilaga D.





Figur 28. Utdrag av 72 timmar från kl. 00:00 05/01 till kl. 23:00 7/1 från kontrollsimulering med Modell X för året 2016.

**Steg 4** innebär att modellen gör en avvägning av hur mycket kapacitet som skall reserveras för arbitrage på spotmarknaden respektive ska säljas som frekvensreglering vilket här motsvaras av tjänsterna FCR (Frequency Containment Reserve) -N & -D. Detta görs genom en mycket förenklad metod; om förhållandena för arbitrage bedöms vara mindre gynnsamma så avsätts en större andel kapacitet för frekvensreglering och kapaciteten tillgänglig för arbitrage begränsas (se alternativ 3 & 4 i Tabell 5). Om förhållandena för arbitrage är gynnsamma så avsätts endast en liten andel kapacitet för frekvensreglering (se alternativ 1 & 2 i Tabell 5). Alternativ 5 motsvarar att kraftverket står i stand-by och ingen kapacitet kan allokeras för något ändamål. I fallet med liten andel kapacitet avsatt för frekvensreglering säger vi att kapaciteten tillgänglig för arbitrage inte påverkas, denna förenkling anses godtagbar på grund av den låga genomsnittliga utnyttjandegraden för FCR-N, och speciellt för FCR-D. För FCR-N gäller också att om man säljer lika stor effekt för upp- som för nedreglering bör nettoeffekten på produktionen bli nära noll. För denna del av modellen antas att ägaren av PKV X har en top-of-the-line process för optimering och budläggning för systemtjänster och priserna som används är historiska medelpriser som publiceras av Svenska Kraftnät. Det ter sig rimligt att en aktör som lägger ner mycket resurser på att genomföra smart och effektiv budgivning bör kunna förvänta sig att sälja sin kapacitet till minst genomsnittspris.

**Steg 5** beräknar laddningsgraden i det övre magasinet efter det att aktiviteten för period x har genomförts.

**Steg 6** beräknar resultatet för arbitrage under tidsperiod x, detta blir en intäkt vid generering och en kostnad vid pumpning. I detta steg tas också hänsyn till extra kostnader som uppstår vid ändring av enhetens driftläge på grund av att extra slitage uppstår med mera.

**Steg 7** beräknar intäkterna från försäljning av frekvensreglering. Intäkter som genereras vid utnyttjande av såld kapacitet för FCR-N har i detta fall bortsetts ifrån då det är svårt att förutsäga vid vilka specifika tidsperioder som kapaciteten tas i anspråk.

**Steg 8** beräknar det totala resultatet för tidsperiod x genom att addera resultatet från arbitrage med intäkterna från försäljning av kapacitet för frekvensreglering.

Tabell 5. Allokering av PKV X kapacitet för arbitrage och frekvensreglering. Grön färg avser gynnsamma förhållanden för arbitrage, gul mindre gynnsamma förhållanden och röd icke gynnsamma förhållanden. Kapaciteten avsatt för FCR-N visas som uppdelad på upp- och nedreglering samt som total effekt. Effekten anges i MW.

Alt.	Driftläge	Arbitrage	FCR-N (+)	FCR-N (-)	FCR-N	FCR-D
1	1	55	1,25	1,25	2,5	2,5
2	-1	55	1,25	1,25	2,5	2,5
3	1	45	5	15	20	15
4	-1	50	10	5	15	5
5	0	0	0	0	0	0

## 6.2 Lönsamhetskalkyl

Nuvärdesmetoden, även känd som diskonteringsmetoden, kapitalvärdesmetoden etc., är en vedertagen ekonomisk beräkningsmetod som används för att fastställa en investerings lönsamhet. I den fallstudie som görs inom ramen för detta examensarbete kommer projektets uppskattade lönsamhet att presenteras dels som ett nettonuvärde med en fast kalkylränta samt som ett internräntevärde (se avsnitt 2.3).

I lönsamhetskalkylen används resultaten från driftssimuleringarna i form av uppskattade årliga intäkter tillsammans med uppskattade värden på anläggningskostnad, löpande kostnader, livstid med mera.

För denna lönsamhetskalkyl antas att det simulerade året är representativt för hela projektets livstid. Detta är en förenkling och troligtvis inte sant, och skulle kunna vara både en under- och överskattning av lönsamheten. Det har dock gjorts bedömningen att ingen annan förenkling kan göras som skulle ge ett mer verklighetstroget resultat och inte samtidigt kräva en stor mängd extra arbete.

### 6.2.1 Kalkylränta

För nuvärdesberäkningar i denna lönsamhetskalkyl används en låg kalkylränta på 4 %, vilket är vanligt vid samhällsekonomiska kalkyler i Sverige (SIKA, 2005) (Naturvårdsverket, 2003).

## 7. Fallstudie: PKV X

### 7.1 Bakgrund till fallstudien

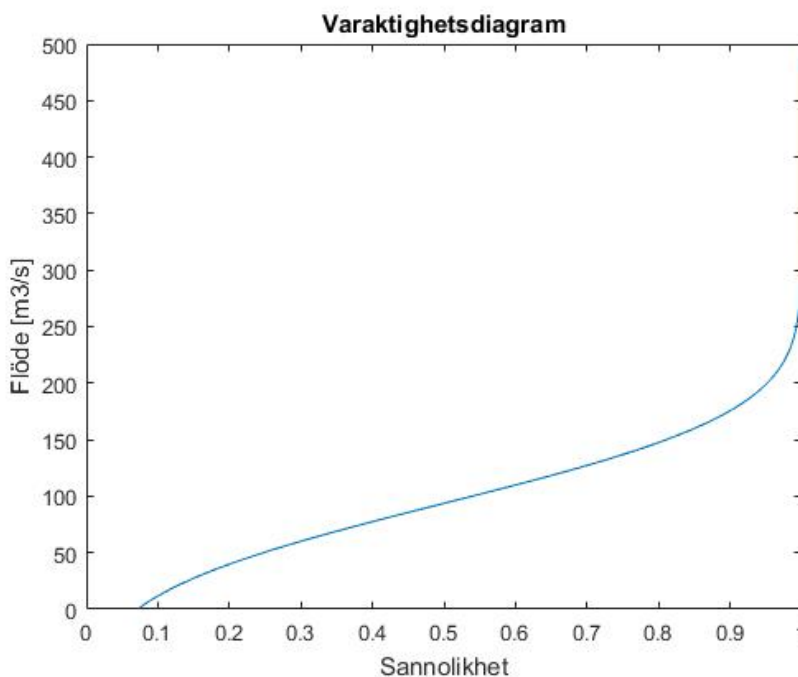
För att göra en grovdesign av det teoretiska pumpkraftverket X studerades den utvalda platsen och dess omgivning. Beslutsunderlag som tagits fram genom tidigare studier för ett liknande projekt på platsen fanns också tillgängliga och dessa användes också som bas för denna fallstudie (Bjerhag, 2017). Dessa tidigare studier har utförts av yrkesverksamma ingenjörer och underlaget har av representanter från Fortum och ÅF bedömts vara av tillräcklig kvalitet för att utgöra basen för en förstudie av denna typ.

För pumpkraftverk X gäller att det nedre magasinet utgörs av ett strömmande vattendrag medan det övre magasinet skall skapas genom uppdämning av en befintlig sjö och kraftverket kan således klassas som ett anslutet pumpkraftverk (se avsnitt 5.3.2). En ursprunglig grov uppskattning av den tillgängliga fallhöjden mellan nedre och övre magasin var drygt 300 m, vilket är i samma härad som de existerande vattenkraftverk med högst fallhöjd i Sverige idag.

Den exakta placeringen av PKV X är i dagsläget konfidentiell men kraftverket kommer ligga i dagens elområde SE3, vilket är av vikt då efterfrågan på reglerkraft är större i områdena SE3 och SE4.

### 7.2 Installerad effekt

För att uppskatta en lämplig installerad effekt för pumpkraftverk X analyserades historiska data för vattennivåerna i det nedre magasinet. Detta eftersom vattentillgången i det nedre magasinet begränsar hur mycket vatten som kan pumpas och en för stor installerad effekt skulle betyda outnyttjad kapacitet. Data uppmätta mellan 1962 och 2016 analyserades och en normalfördelning skapades utifrån dessa. Ett varaktighetsdiagram för denna normalfördelning kan ses i Figur 29 nedan.



Figur 29. Varaktighetsdiagram för vattenföring i nedre magasin. Källa: (SMHI, 2017)

Efter att även ha studerat motsvarande värden för ett befintligt pumpkraftverk bestämdes att ett maximalt uttag på 20 m<sup>3</sup>/s var lämpligt och att stationen i så fall skulle kunna pumpa på maximal effekt minst 80 % av årets timmar. Eftersom pumpning endast sker under en del av årets timmar

är det dock osannolikt att optimal schemaläggning av dessa helt sammanfaller med de lägsta flödena och troligtvis blir inverkan på driften alltså betydligt mindre än 80 %. Tillsammans med den uppskattade fallhöjden och ett schablonvärde för verkningsgraden på 0,9 gav detta en installerad effekt i storleksordningen 50 – 60 MW. För en sådan installerad effekt är det mest lönsamt med en motor-generator utrustad med FPC-teknik (se avsnitt 5.4.3) för variabel hastighet (Fisher, et al., 2012).

### 7.3 Dämning av övre magasin

För att skapa det övre magasinet till pumpkraftverk X skall en nuvarande mindre sjö dämmas upp och ett område som idag består huvudsakligen av skogsmark och till viss del våtmark skall översvämmas.

Illustrationerna och beräkningarna i detta avsnitt har huvudsakligen gjorts i ArcGIS med hjälp av höjddata tagna från lantmäteriets databas (Sveriges Lantmäteri, 2009).

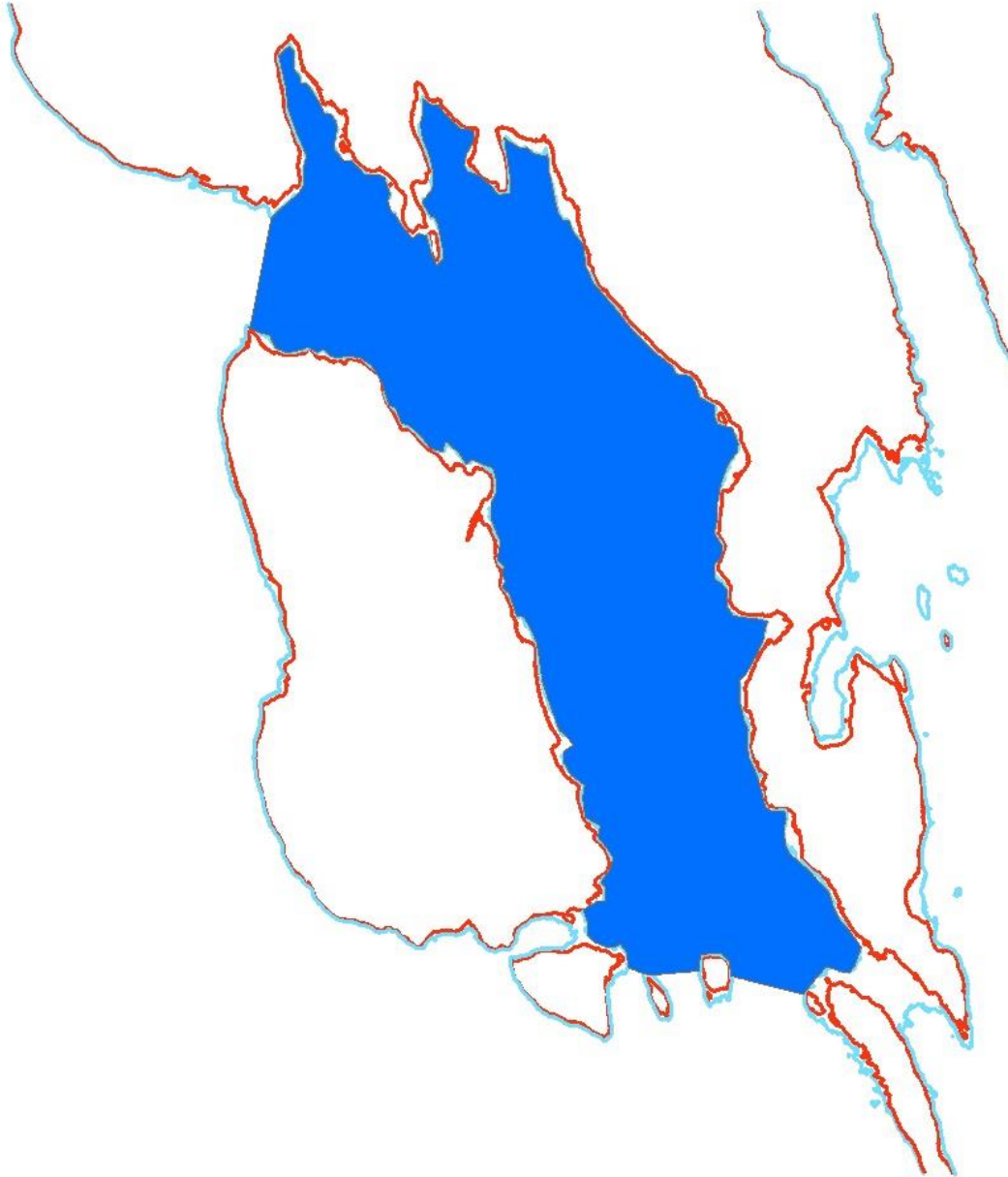
I detta avsnitt sätts referenshöjden 0 m till nivån för det nedre magasinet.

För detta projekt ansågs det vara önskvärt med ett stort magasin som kunde möjliggöra även säsongslagring. I underlagsmaterialet fanns ett antal olika alternativ för det övre magasinet beskrivna och av dessa valdes det alternativ med störst lagringsvolym som huvudalternativ. Det nya konstgjorda magasinet får en totalvolym på ca 79 Mm<sup>3</sup> medan den existerande sjön har en volym på ca 5.7 Mm<sup>3</sup>. Den övre regleringsgränsen för den tilltänkta reservoaren har satts till 329 m och sjöytan ligger idag på ca 310 m, vilket blir den initiala sänkingsgränsen för magasinet.

I Figur 30 nedan visas utbredningen av den existerande sjön i grönt, dess uppskattade area är 1,45 km<sup>2</sup>. Den blå linjen motsvarar höjdkurvan för dämningens gräns 329 m och den röda linjen motsvarar höjdkurvan för dammkrönets nivå på 331 m. I Figur 31 visas utbredningen av det tilltänkta magasinet som har en area på cirka 5,5 km<sup>2</sup>.



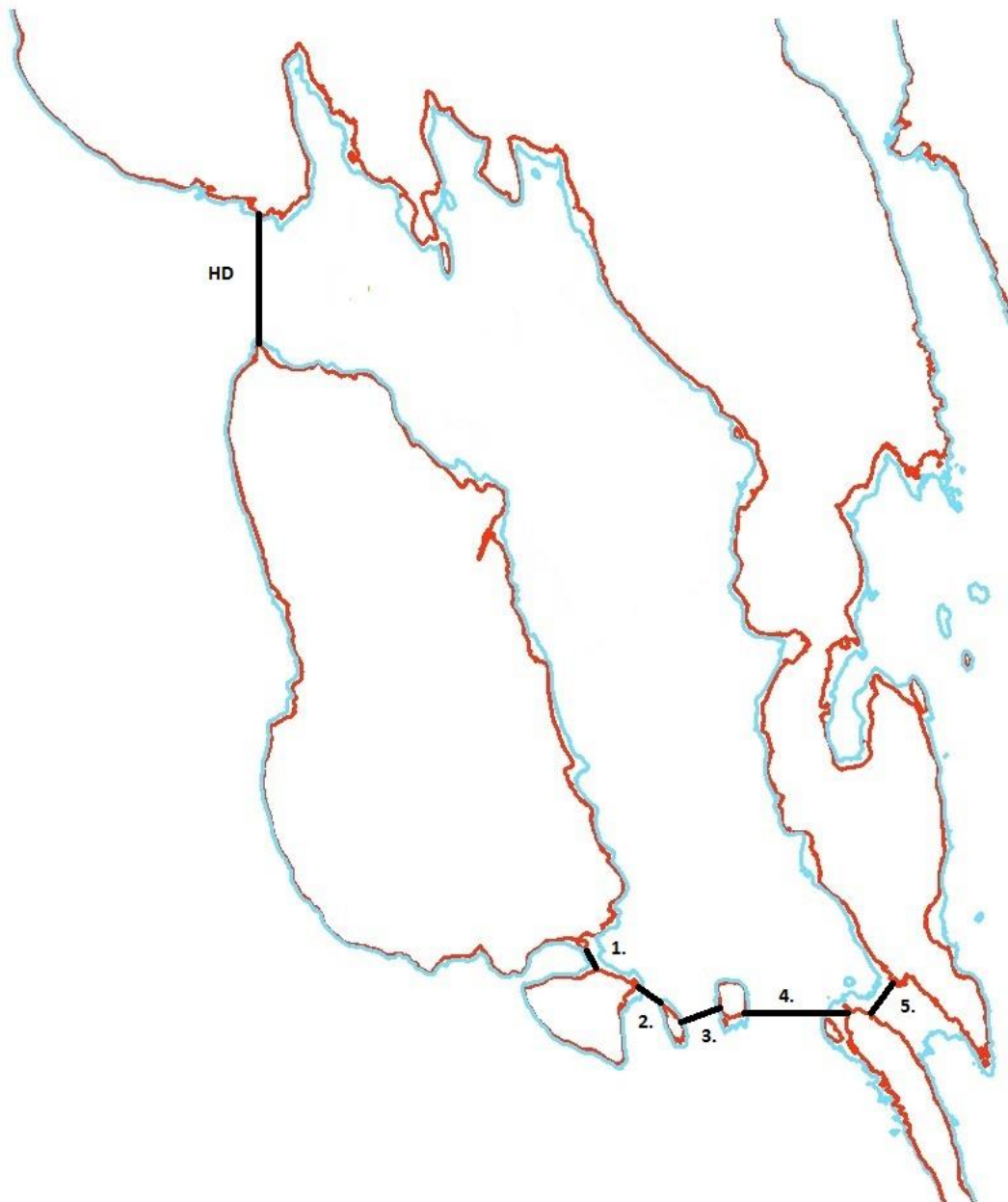
Figur 30. Den befintliga sjöns utbredning idag. Blå linje motsvarar +329 m och röd linje +331 m.



*Figur 31 Det tilltänkta övre magasinets utbredning. Blå linje motsvarar +329 m och röd linje +331 m.*

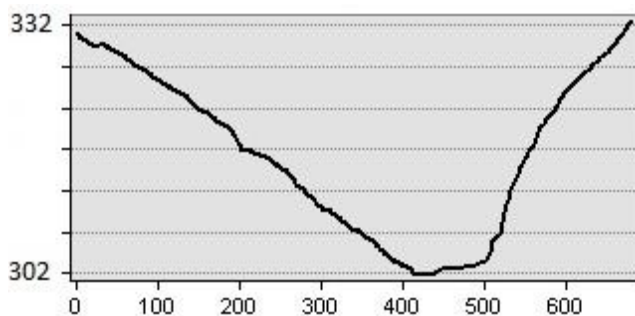
För att skapa magasinet krävs anläggning av sex dammar av typen fyllningsdammar. En huvuddamm som skär av den idag naturliga avrinningen från området. Denna huvuddamm innehåller ett utskov som tillåter tappning av områdets naturliga tillrinning och extra kontroll av magasinets nivå. Utöver detta anläggs fem mindre spärrdammar i den nedre änden av området i figuren. Den ungefärliga placeringen och sträckningen av dammarna kan ses i Figur 32 nedan.

För att uppskatta volymen fyllnadsmaterial som krävs för att anlägga dammarna har en trekantig genomskärningsprofil samt lutning på 1:2 antagits och därefter har volymsintegration med hjälp av trapetsmetoden gjorts längs med underlagets höjdprofil.



Figur 32. Översikt av dammarnas placering och sträckning. Huvuddammen benämns som HD och spärrdammarna är angivna med respektive nummer. Blå linje motsvarar +329 m och röd linje +331 m.

Huvuddammen blir uppskattningsvis 680 m lång med en maximal höjd på ca 30 m (se Figur 33 nedan). Totalvolymen för huvuddammen har uppskattats till 462000 m<sup>3</sup> vilken fördelades på olika typer av fyllnadsmassor efter proportioner angivna i underlaget (Bjerhag, 2017).



Figur 33 Höjdprofil längs med huvuddammens sträckning. På x-axeln ges dammens längd i meter och på y-axeln underlagets höjd, d.v.s. dammens höjd är avståndet mellan kurvan och dammkrönets tilltänkta nivå på 332 m.

Huvuddammen skall utrustas med ett bottenutskov som kan tappa det naturliga tillflödet eller annat i tillstånd/vattendom angiven minsta tappning till den naturliga bäckfåran. I detta fall antas det att tappningen från dammen inte får understiga det naturliga medelflödet. Det naturliga medelflödet har i tidigare undersökningar uppskattats till 0,015 m<sup>3</sup>/s och maxflödet till 7,5 m<sup>3</sup>/s (det är dock osäkert om detta maxvärde gäller 1-, 10- eller 100-årsflöde). Utskovet bör alltså kunna hantera minst det angivna maxflödet.

Utskovets minsta storlek definieras enligt:

$$Q = c \cdot A \cdot \sqrt{2g \cdot D_0}$$

$Q$  = dimensionerande flöde

$c$  = avbördningskoefficient

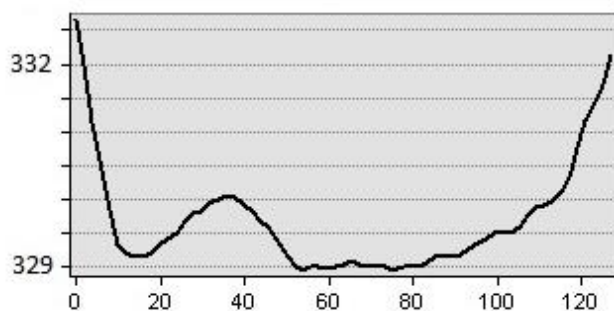
$A$  = utskovets area

$g$  = gravitationskonstanten

$D_0$  = vattendjupet över utskovet

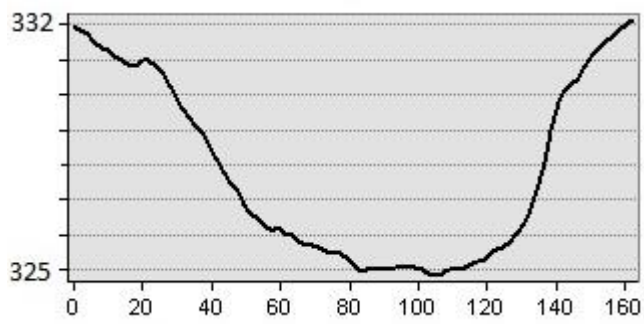
Med  $Q = 10$  m<sup>3</sup>/s,  $c = 0,7$  och  $D_0$  till minsta värde på 5 m ges en minsta utskovsarea på 1,45 m<sup>2</sup>.

De fem spärrdammarna SD1-5 (räknat f.v. i Figur 32 ovan) har ingen ytterligare funktionalitet. Spärrdammarnas höjdprofiler kan ses i Figur 34, Figur 35, Figur 36, Figur 37 och Figur 38 nedan.

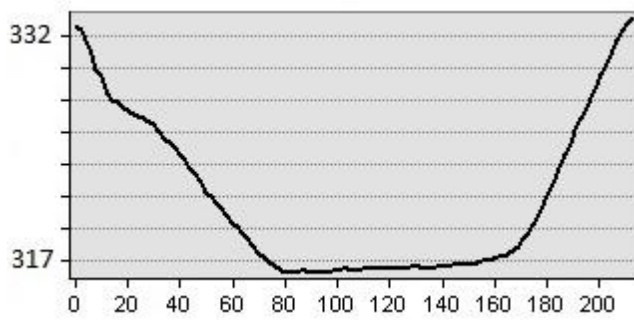


Figur 34 Höjdprofil längs med SD1s sträckning

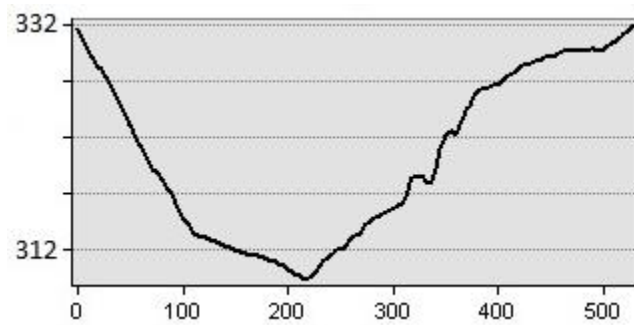




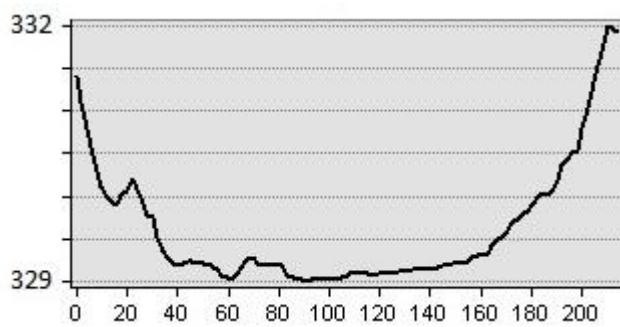
Figur 35 Höjdprofil längs med SD2s sträckning



Figur 36 Höjdprofil längs med SD3s sträckning



Figur 37 Höjdprofil längs med SD4s sträckning



Figur 38 Höjdprofil längs med SD5s sträckning

Även för dessa dammar har volymer uppskattats och dessa redovisas i den sammanfattande *Tabell 6* nedanför.

*Tabell 6 Sammanställning av dammarnas nyckelvärden*

Damm	Längd [m]	Volym [m <sup>3</sup> ]	Maxhöjd [m]
HD	680	462000	30
SD1	125	1540	3,1
SD2	165	8000	7,2
SD3	220	63500	15,8
SD4	515	205000	23
SD5	220	2680	2,9
<b>Total</b>	<b>1925</b>	<b>742720</b>	

I underlaget från tidigare studier hade också volymer för dammarna uppskattats, dock inte för de olika spärrdammarna var för sig. I *Tabell 7* nedan visas en jämförelse av mina egna uppskattade värden och de tagna från underlaget.

*Tabell 7 Jämförelse av beräknade volymer och volymvärden från underlagsmaterial.*

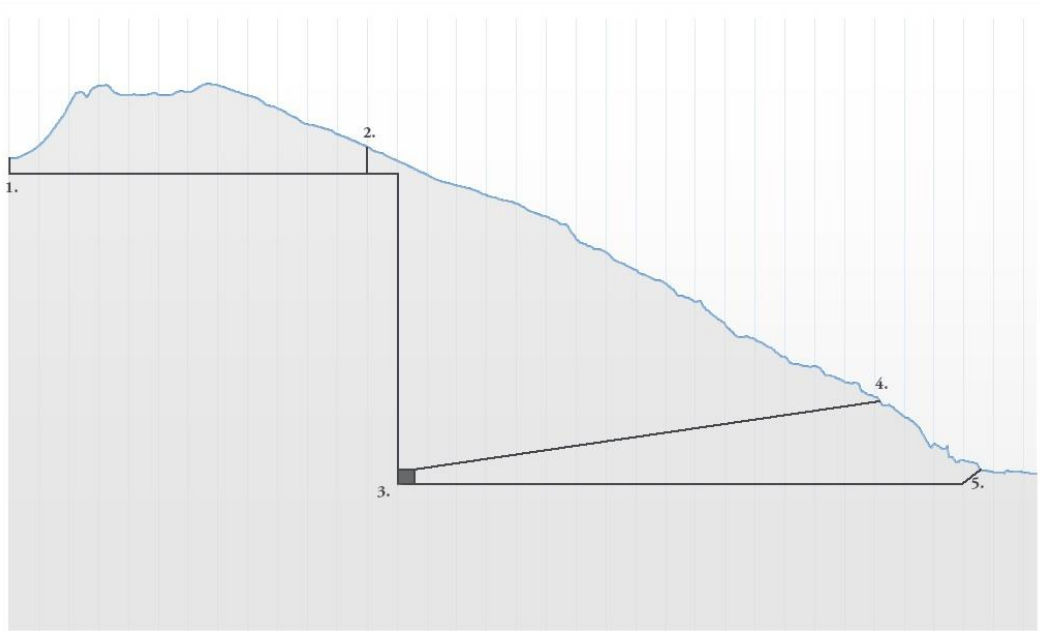
Källa	Volym HD	Volym SD	Total Volym
Egna beräkningar	462000	280720	742720
Underlag	378000	381000	768000
Diff [m <sup>3</sup> ]	84000	-100280	-25280
Diff [%]	20	-30,3	3,3

Min tolkning av illustrationer som finns tillgängliga i underlaget är att de valt en något annan sträckning för huvuddammen samt en av spärrdammarna men att den totala differensen för de uppskattade volymerna är relativt liten. Utifrån denna beräkning ansågs att det var rimligt att utgå från de kostnadsuppskattningar som gjordes vid tidigare studier för att med uppdaterade priser uppskatta kostnaderna för anläggning av dammarna idag.

Med reglering mellan 310 och 329 meter kan också den genomsnittliga tillgängliga fallhöjden bestämmas till cirka 320 meter.

## 7.4 Tunnlar och maskinhall

En schematisk ritning över stationens tunnlar och maskinhall kan ses i *Figur 39* nedan. Det totala horisontella avståndet från övre till nedre magasin är cirka 3,6 km. Längden på tillträdestunneln är cirka 1,4 km. Det vertikala avståndet från intag till maskinhall är cirka 310 m.



Figur 39. Översiktsritning av stationen i genomskärning med huvudsakliga tunnlar och maskinhall utritade. 1. Intag 2. Svallgalleri 3. Maskinhall 4. Ingång tillträdestunnel 5. Utlopp.

Maskinhallens storlek baserades på maskinhallen i Lettens kraftverk som har liknande installerad effekt men bergrummets höjd utökades något då maskinerna av VS-typ generellt kräver mer utrymme i höjdlängd (Argonne National Library, 2014). Tillträdestunnelns valdes med hänsyn till tunnelns lutning samt till befintligt vägnätverk ovan jord så att minimal längd ny väg skulle behöva anläggas för att på så sätt minimera kostnaden.

## 7.5 Uppskattning av kraftverkets verkningsgrad

För att kunna mer exakt beräkna kraftverkets effekt och senare göra simuleringar av dess drift måste den totala verkningsgraden närmare bestämmas. De komponenter som har en betydande påverkan på stationens verkningsgrad redovisas i punkterna nedan.

### 7.5.1 Hydraulisk verkningsgrad

I alla typer av ledningsrör uppstår vissa förluster som påverkar energin som krävs för att bibehålla ett visst flöde genom ledningarna. Friktionsförluster uppstår mellan vattnet i rörelse och rören/tunnlarnas inre ytor. Friktionen påverkas av ytans jämnhet och relationen mellan vattenledarens omkrets och vattnets flödeshastighet.

Även andra förluster kan uppstå i vattenledaren. Dessa är oftast ett resultat av turbulens i vattenflödet som orsakas av oregelbundenheter i ledningen. Ledningskomponenter som ger upphov till förluster kan exempelvis vara ventiler, krökar, utlopp, intag etc. Förlustkoefficienterna som använts är generella värden tagna ur litteraturen som uppmätts empiriskt. Summan av förlusterna i meter divideras sedan med den totala fallhöjden för att ge förlusten i procent och verkningsgraden är 100 minus detta procenttal.

I detta fall valdes tunnlar och ståltubens dimensioner på ett sådant sätt att en hydraulisk verkningsgrad på 99,5 % uppnås med minsta möjliga tunneldiameter.

### 7.5.2 Verkningsgrad för drivenhet

För information gällande prestanda, drift och kostnader av pump-turbin och motor-generator rådfördes företaget Voith Hydro som tillverkar och levererar dessa komponenter (Wenna, 2017). Enligt deras erfarenhet kan man överskådligt räkna på en verkningsgrad på 98,5 % för en modern elektrisk motor-generator av VS-typ och 93 % för en reversibel pump-turbin av Francistyp.

### 7.5.3 Verkningsgrad för transmission till elnätet

Elektriska förluster uppstår i överföringen av energi från motor-generatorn till ställverket där anslutningen till regionnätet görs. Dessa förluster sker både i kablar, luftledningarna samt i transformatorn. Denna verkningsgrad har i samråd med Fortum uppskattats till 98 %.

Med dessa individuella värden på verkningsgrad för de olika komponenterna kan den totala verkningsgraden beräknas, vilket redovisas i Tabell 8 nedan.

Tabell 8. Sammanställning av uppskattade verkningsgrader samt beräknad total verkningsgrad.

Komponent	Verkningsgrad
Pump-turbin	0,93
Motor-generator	0,985
Hydraulik	0,995
Elektrisk transmission	0,98
<b>Total verkningsgrad</b>	<b>0,893</b>

### 7.6 Sammanställning av nyckeltal för PKV X

Med alla dessa beräkningar och uppskattningar gjorda sammanfattas de mest intressanta nyckeltalen för kraftverket i Tabell 9 nedan. Dessa kan jämföras med värden som återfinns i litteraturen, exempelvis de gränsvärden för genomförbarhet som presenteras i avsnitt 5.2 och typvärden på verkningsgrad som återfinns i Tabell 9.

Tabell 9. Sammanställning av nyckeltal för pumpkraftverk X.

Tillgänglig fallhöjd	320	m
Horisontellt avstånd	3.6	km
Lutning	8.9	%
Energilagringsskapacitet	58013	MWh
Installerad effekt	55	MW
Verkningsgrad	89.3	%
RTE	79.7	%

### 7.7 Reglerförmåga

Pumpkraftverk är flexibla energilagringseenheter och i denna flexibilitet ligger mycket av värdet. Det finns dock naturligtvis tekniska begränsningar i hur ett pumpkraftverk kan köras. Pumpkraftverk med VS-teknik, vilket PKV X är, är i högre grad kontrollerbara än mer konventionella pumpkraftverk med FS-teknik. I Tabell 10 nedan sammanfattas gränsvärden för effektspann för pumpkraftverk med VS-teknik, först i form av generella värden tagna ur litteratur, sedan faktiska värden från ett verkligt exempel i form av pumpkraftverket Goldisthal i Tyskland och sedan har dessa gränsvärden applicerats på PKV X. För denna fallstudie har en något mer försiktig uppskattning av reglerförmågan gjorts än vad litteraturvärdena anger. Samtidigt är effektspannet lite större än i exemplet från Goldisthal, detta då det kraftverket dels är byggt 2004 och tekniken har utvecklats sedan dess och dels för att i fallet PKV antas att motorgeneratorn är utrustad med FPC-kraftelektronik och inte DFIM vilket borde möjliggöra lite högre grad av effekreglering. Det kan tyckas kontraintuitivt att maskinerna kan drivas vid över 100 % av märkeffekten men det är så att den faktiska kapaciteten är högre än märkeffekten och drift i detta område är alltså möjligt även om det sannolikt innebär en något lägre verkningsgrad och något högre slitage på komponenterna än normaldrift (se Figur 24).

Tabell 10. Gränsvärden för reglerförmågan för pumpkraftverk med modern VS-teknik samt antagna värden för PKV X. Effektvärden anges i MW. För litteraturvärdena har det största samlade intervallet från källorna presenterats. Källa: (Argonne National Library, 2014) (Fisher, et al., 2012)

Litteraturvärden	Installerad effekt	Min %	Max %				
Generering	-	20	120				
Pumpning	-	70	125				
Goldisthal	Installerad effekt	Min %	Max %	Min	Max		
Generering	265	15,1	100	40	265		
Pumpning	265	71,7	109	190	290		
PKV X	Installerad effekt	Min %	Max %	Teoretiskt min	Teoretiskt max	Min-gräns	Max-gräns
Generering	55	25	120	13,75	66	30	65
Pumpning	55	70	110	38,5	60,5	40	60

## 7.8 Uppskattning av anläggningskostnad

För att kunna uppskatta projektets genomförbarhet måste kostnaden för anläggning av pumpkraftverket uppskattas. För att göra detta på en för arbetet rimlig detaljnivå identifierades följande huvudsakliga kostnadsbärare:

- Dammar
- Nätanslutning
- Bergarbeten
- Maskiner & stationsutrustning
- Markkostnader
- Övrigt & oförutsett
- Projekt & Administration

Kostnadsuppskattning för dessa beskrivs i följande stycken. Detta är som sagt en grov uppskattning av kostnader och bör värderas därefter.

### 7.8.1 Anläggning av dammar

Efter det att uppskattning av volymer för fyllnadsmassor från underlag verifierats genom egna beräkningar beslutades att även fördelningen av olika fyllnadsmaterial ansågs tillräckligt tillförlitlig för detta arbetes syfte. Kostnaden för anläggning av dammarna beräknades därefter genom att beräkna totala kostnader för fyllnadsmaterial och arbete med nuvarande prisnivåer tagna från lilla prisboken, utgiven av ÅF bygganalys (Bygganalys, 2014), samt ÅF:s interna byggkatalog. I några fall räknades priserna angivna i underlagsmaterialet upp efter Elforsks anläggningskostnadsindex för vattenkraft (Elforsk, 2015).

En kostnadsuppskattning för samma reservoar gjordes vid tidigare studier tagen ur underlagsmaterialet kan ses i Bilaga E.

### 7.8.2 Nätanslutning

Anslutning av motor/generator till nätet görs via ett par totalt 11 kV-kabel som ansluts till en GSU-transformator (generator-step-up) lokaliserad i underjordsstationen där spänningen transformeras från 11 till 132 kV. Strömmen leds sedan ut ur stationens ca 1,4 km långa tillträdestunnel med jordkabel för att därefter skarvas till luftledning som ansluts till närmaste lämpliga utomhusställverk ca 3,8 km bort. Priser för dessa komponenter inklusive installation har tagits från Svensk energis EBR-katalog (Svensk Energi, 2016).

### 7.8.3 Bergarbeten

Kostnaderna för bergarbeten har huvudsakligen uppskattats utifrån värden för längden och diametern på tunnlarna som beräknats i tidigare avsnitt. Med hjälp av dessa har volymerna av bergmassa som skall schaktas ut uppskattats vilka kan ses i Tabell 11 nedan.

Tabell 11. Sammanställning av bergmassor som behöver utgrävas för att skapa den underjordiska stationen vid PKV X.

<b>Maskinhall</b>		
L	60	m
B	15	m
H	20	m
Volym	18 000	m <sup>3</sup>
<b>Vattenvägar</b>		
L	3900	m
D	5,7	m
Volym	99 188	m <sup>3</sup>
<b>Tillträdestunnel</b>		
L	1400	m
D	4	m
Volym	17 593	m <sup>3</sup>
<b>Summa delvolym</b>	<b>134 780</b>	<b>m<sup>3</sup></b>
<b>Övrigt</b>	<b>20</b>	<b>%</b>
<b>Total volym</b>	<b>161 736</b>	<b>m<sup>3</sup></b>

Utifrån dessa värden har kostnaden för arbetet uppskattats i samråd med en av ÅF:s experter på bergarbeten där prisuppgifter överförts från ett jämförbart, och av ÅF nyligen genomfört, projekt (Krounis Guerrero, 2017).

### 7.8.4 Maskiner & stationsutrustning

De stora kostnaderna för maskiner och stationsutrustning är kostnaden för pump/turbin och motor/generator. För att uppskatta denna kostnad kontaktades företaget Voith Hydro som är en internationell aktör och tillverkare av dessa komponenter (Wenna, 2017). Voith delade med sig av data för ett projekt av liknande storlek som de bidragit till 2008 för upprustning av pumpkraftverket Waldeck I i Tyskland, till vilket Voith levererade pump/turbin samt motor/generator och kontrollutrustning med mera i en paketslösning. De största skillnaderna mellan Waldeck I och PKV X är att Waldeck I har en något högre installerad effekt samt inte är av VS-typ och därmed inte har den extra kraftelektronik som krävs för detta. Kostnaden har justerats utefter dessa skillnader i samråd med Voith och för prisutvecklingen på mekanisk och elektrisk utrustning 2008-2017 enligt Elforsks anläggningskostnadsindex för vattenkraft (Elforsk, 2015).

### 7.8.5 Markkostnader

Inom markkostnader har kostnad för köp samt beredning av mark för det övre magasinet beräknats. Beredning av mark innefattar i detta fall rivning av enstaka byggnader på marken och den befintliga dammen samt avverkning av skog. Dessa kostnader uppskattades med hjälp av en schablonkostnad för rivningsarbete framtagen av ÅF byggnalys. Kostnad för markköp har uppskattats med hjälp av priser för skogsmark tagna från Skogsstyrelsens Skogsstatistiska årsbok (Skogsstyrelsen, 2014).

Kostnaden för avverkning av skog har i detta fall uppskattats till 0 SEK, vilket får ses som en väldigt pessimistisk uppskattning då försäljning av det avverkade virket med största sannolikhet skulle innebära en intäkt större än kostnaden för avverkningen i sig.

#### 7.8.6 Övrigt & oförutsett

Övriga och oförutsedda kostnader har i samråd med ÅF:s vattenkraftexperter uppskattats till 10 % de föregående delkostnaderna (Lindberg, 2017).

#### 7.8.7 Projekt & administration

Kostnader för projektering och administration har i samråd med ÅF:s vattenkraftexperter uppskattats till 5 % av alla andra kostnader (Lindberg, 2017).

#### 7.8.8 Sammanställning av uppskattade delkostnader

I Tabell 12 sammanställs alla uppskattade anläggningskostnader för pumpkraftverk X och vissa större enskilda kostnadsbärare redovisas separat.

Tabell 12. Sammanställning av anläggningskostnader.

Kostnadsbärare	Kostnad [MSEK]
<b>Dammar</b>	<b>102</b>
<b>Nätanslutning</b>	<b>18</b>
Transformator	7,5
Jordkabel	3,2
Luftledning	5,4
Ställverksutrustning	1,9
<b>Bergarbeten</b>	<b>180</b>
<b>Stationsutrustning/maskiner</b>	<b>275,8</b>
Pump/turbin & Motor/generator samt kontrollutrustning	273
Ståltub	2,8
<b>Markkostnader</b>	<b>23</b>
Markköp	21
Avverkning	0
Rivning av befintliga byggnader etc.	2
<b>Övrigt &amp; oförutsett</b>	<b>59,9</b>
<b>Projekt &amp; administration</b>	<b>32,9</b>
<b>Total</b>	<b>692</b>

Den totala anläggningskostnaden för PKV X har alltså uppskattats till 692 MSEK. Om vi omvandlar detta till jämförande värden per energilagringkapacitet och effekt blir det cirka 12 SEK/kWh (1.33 USD/kWh) och cirka 12500 SEK/kW (1400 USD/kW). Detta kan jämföras med de litteraturvärden som presenterades tidigare i avsnitt 5.6.1 och utifrån detta säga att kostnaden per kWh ligger något lägre än det typiska kostnadsspannet angivet i litteraturen men kostnaden per kW ligger inom det typiska spannet.

### 7.9 Uppskattning av löpande kostnader

För att uppskatta de löpande kostnaderna har jag i huvudsak lutat mig på Fortums erfarenhet av sina två pumpkraftverk i Letten och Kymmen då information om detta i ringa grad har kunnat återfinnas i litteraturen. De huvudsakliga kostnader som identifierats kan delas in i fasta- respektive rörliga löpande kostnader.

### 7.9.1 Fasta löpande kostnader

Fasta löpande kostnader innebär de löpande kostnader som till ingen eller endast marginell grad beror på kraftverkets drift. Dessa kostnader och uppskattade värden per år redovisas i Tabell 13 nedan.

Tabell 13. Uppskattade fasta löpande kostnader.

Typ	Kostnad [MSEK/år]
Fastighetsskatt	0,8
Reparation & underhåll	2
Övrigt (intern-el, tele, försäkring mm.)	0,5
<b>Totalt</b>	<b>3,3</b>

Det kan tyckas kontraintuitivt att reparation och underhåll inte skulle bero på driften av kraftverket. Detta är dock ett framräknat medelvärde som täcker in de allra flesta kostnader som uppstår vid "normaldrift" under ett år och större kostnader för reparationer som infaller med sporadiska mellanrum. För fastighetsskatten gäller att denna har uppskattats med hänsyn till de ändringar som gjordes i samband med energioverenskommelsen 2016 då det bestämdes att fastighetsskatten för vattenkraft skall sänkas.

### 7.9.2 Rörliga löpande kostnader

Rörliga löpande kostnader är alltså de som i större utsträckning beror på driften av kraftverket. Dessa kostnader är huvudsakligen elnätsavgiften samt det som kallas start- och stoppkostnad.

Elnätsavgiften betalas till elnätsägaren och består egentligen av flera, både fasta och rörliga, avgifter men som här hanteras som en kostnad. Vid uppskattning enligt standardavtal från elnätsföretag för 132 kV (vilket skulle vara anslutningsspänningen) uppgår en sådan kostnad till dryga 10 MSEK/år, vilket är en mycket ansevärd summa i sammanhanget (Ellevio, 2017). Efter samråd med Fortum (Bjerhag, 2017) har det dock uppkommit att denna kostnad troligtvis kan försummas då det är möjligt att få ersättning från nätägaren för den nätnyttan som pumpkraftverket kan garantera på regionnätetsnivå, vilket uppväger nätbelastningen vid pumpning (enligt proceduren som beskrivs i avsnitt 4.3.1).

Start- och stoppkostnad innebär de extra kostnader för slitage, extra åtgärder, personalkostnader, vattenförluster med mera som är förknippade med att starta eller stoppa aggregatet. Denna beror alltså i allra högsta grad på hur man lägger driften av sitt kraftverk. Denna kostnad är inkorporerad i simuleringen av driften med modell X som beskrivs i avsnitt 6.1.3.



## 8. Framtidsscenarier för elsystemet efter 2030

### 8.1 En blick in i kristallkulan

Idag finns i Sverige inte ekonomiska underlag för att investera i storskalig energilagring som pumpvattenkraft. Det finns dock trender inom elsystemet som potentiellt skulle kunna förändra förutsättningarna för sådana tekniker. För att göra en kvantitativ analys av lönsamheten hos ett potentiellt projekt i framtiden krävs också scenarier som innehåller uppskattade värden för de kringliggande faktorer som påverkar en energilagerenhets lönsamhet. Som diskuterats tidigare påverkas utvecklingen av elsystemet i sig av många olika faktorer och att med någon tillförlitlighet reproducera en sådan utveckling över tiotals år blir snabbt en omfattande och komplex uppgift som inte ryms inom ramen för denna studie. I detta avsnitt granskar ett antal scenarier från tidigare utförda studier och slutligen tas ett sammanvägt alternativ fram för att användas som bas för de kvantitativa beräkningarna i avsnitt 10.

### 8.2 Fyra alternativ för elsystemet 2030 – 2050

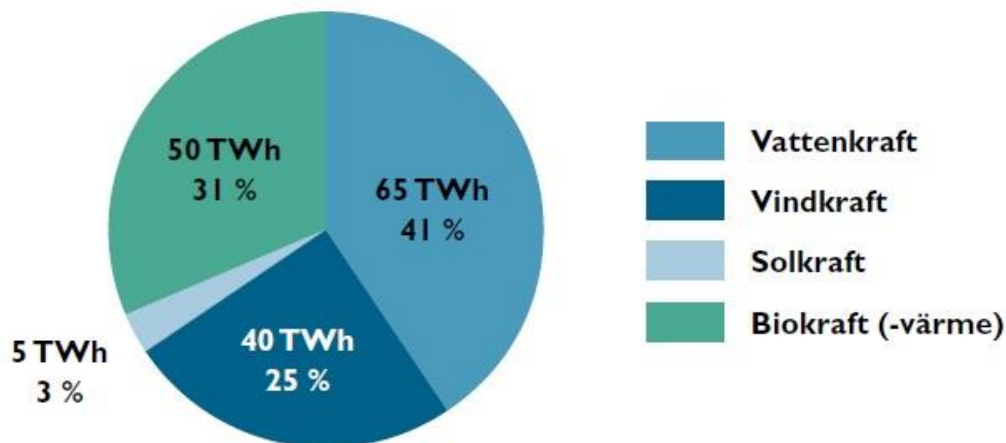
I rapporten "Sveriges framtida elproduktion" presenterar arbetsgruppen för elproduktion inom projektet Vägval el, utgiven av IVA, fyra olika alternativ på hur det svenska elsystemet skulle kunna se ut i tidsperspektivet år 2030 till 2050 (Byman, 2016). Det är inte tanken att dessa scenarier skall försöka utgöra ett optimalt fall utan de ska visa på ytterlighetsspår som ändå uppnår rimlig balans med bakgrund i dagens kunskap och erfarenhet. Analyserna har i huvudsak varit av kvalitativ karaktär men övergripande beräkningar på systemnivå har också genomförts. Enligt rapporten kommer elsystemets utveckling att påverkas i stor utsträckning av vilken energi- och klimatpolitik som kommer att bedrivas, teknisk utveckling och ekonomiska förutsättningar. Följande grundantaganden ligger till grund för analysen och alla scenarier:

- Elsystemet ska vara fossilfritt över året. Det innebär att det inom landet årligen produceras en lika stor mängd fossilfri el som det förbrukas (men inte nödvändigtvis den elen används inom Sverige).
- Analysen utgår ifrån att efterfrågan på elenergi över året totalt sett ska kunna tillgodoses med produktionsresurser inom landet (man är självförsörjande på energi över året men inte nödvändigtvis på effekt).
- Efterfrågefleksibiliteten antas vara minst 10 % av toppeffekten.
- För alla scenarion antas en total elproduktion av 160 TWh år 2050.
- Alla nuvarande kärnkraftsreaktorer tas ur drift före 2045.

Produktionssystemen i de olika scenarierna kommer att i något olika grad kräva komplettering i form av tilläggsystem. Utformningen eller kostnaden för dessa analyseras inte i detalj inom denna rapport. Scenarierna i denna rapport blickar huvudsakligen mot 2050 vilket inte gör materialet helt överförbart till denna studie.

#### 8.2.1 Mer biobränslen

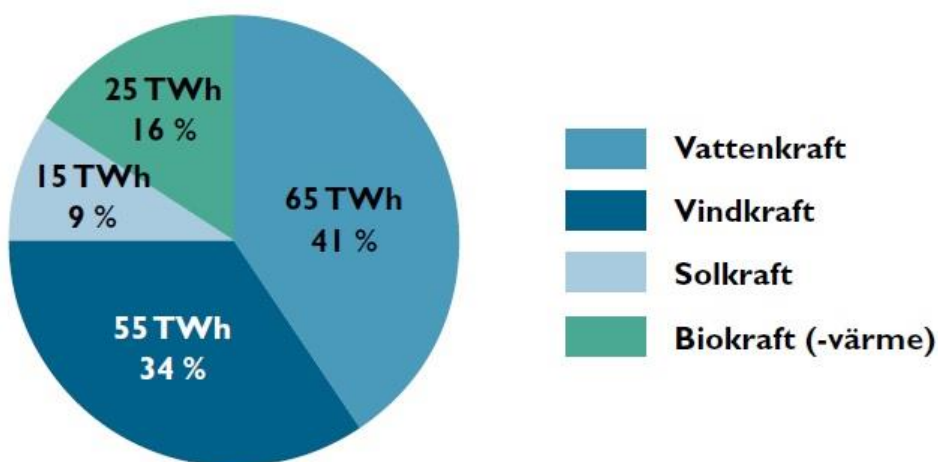
I scenariot Mer biobränslen har Sverige möjligheten att bli självförsörjande på både elenergi och effekt. Biobränslebaserad kraftvärme byggs ut kraftigt till cirka fem gånger dagens nivå men också vind- och solkraften ökar. Vattenkraften ligger kvar på dagens nivåer. Systemet är till största del baserat på inhemska resurser och produktionen av el sker nära förbrukningen. För att detta system skall kunna genomföras fullt ut krävs teknikutveckling för ny kraftvärmeteknik, både storskaliga anläggningar med betydligt högre elverkningsgrad än idag och småskaliga kraftvärmeverk för mindre nät. För att öka elproduktionen från biobränslebaserad kraftvärme krävs att elproduktionen blir oberoende av värmeunderlaget genom teknik för kondensdrift.



Figur 40. Produktionsmix 2050 för scenariot "Mer Biobränslen". Källa: (Byman, 2016)

### 8.2.2 Mer sol och vind

I scenariot Mer sol och vind utgör förnybar, intermitterant kraft cirka 50 % av den totala elproduktionen. Både vind och solkraft byggs ut kraftigt men också biobaserad kraftvärme i viss utsträckning. Vattenkraften ligger kvar på nuvarande nivå. Systemet är i hög grad väderberoende och kan generera tillräckligt med energi sett över året men möjligheten att säkerställa effekten är begränsad. Därför blir utbyggnaden av andra delar av elsystemet viktigare för uppnå önskad leveranssäkerhet såsom större överföringskapacitet inom och utanför landets gränser, energilager och reservkraft.

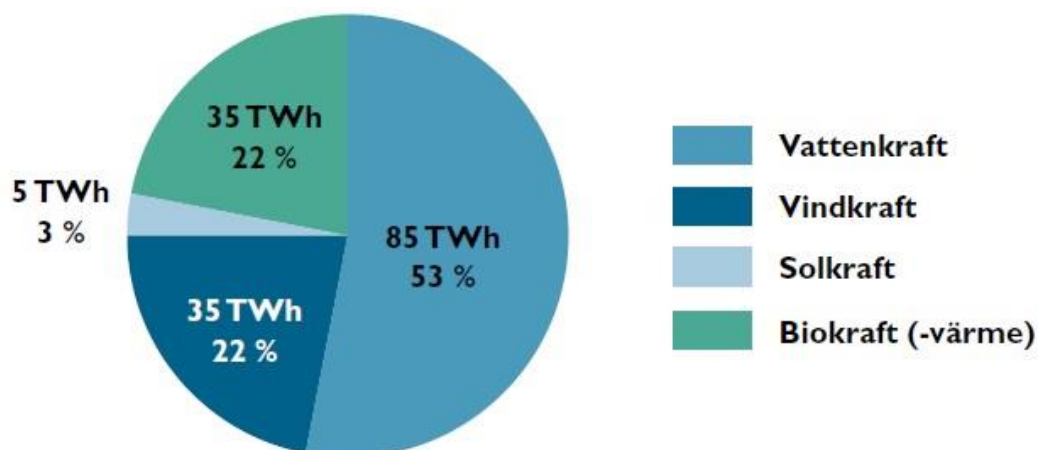


Figur 41. Produktionsmix 2050 för scenariot "Mer sol och vind". Källa: (Byman, 2016)

### 8.2.3 Mer vattenkraft

I scenariot Mer vattenkraft vinnas möjligheten till ett system som gör Sverige självförsörjande på både elenergi och effekt. Vattenkraften byggs ut till nära den tekniska potentialen men detta räcker inte utan mer vind-, bio- och solkraft byggs också. Vattenkraften är den mest flexibla produktionstekniken. Vattenkraften må vara beroende av nederbörden på årsbasis men tack vare möjligheten till passiv lagring påverkar inte detta den tillgängliga effekten på kort sikt. Eftersom en majoritet av den svenska vattenkraftspotentialen finns i norra Sverige kommer detta alternativ att kräva stora investeringar i överföringskapacitet söderut inom landet. En större andel vattenkraft i Sverige kommer också ge större skillnader i den egna kraftproduktionen mellan torrår och våtår, detta kommer öka behovet av överföringskapacitet även till kringliggande länder. Detta

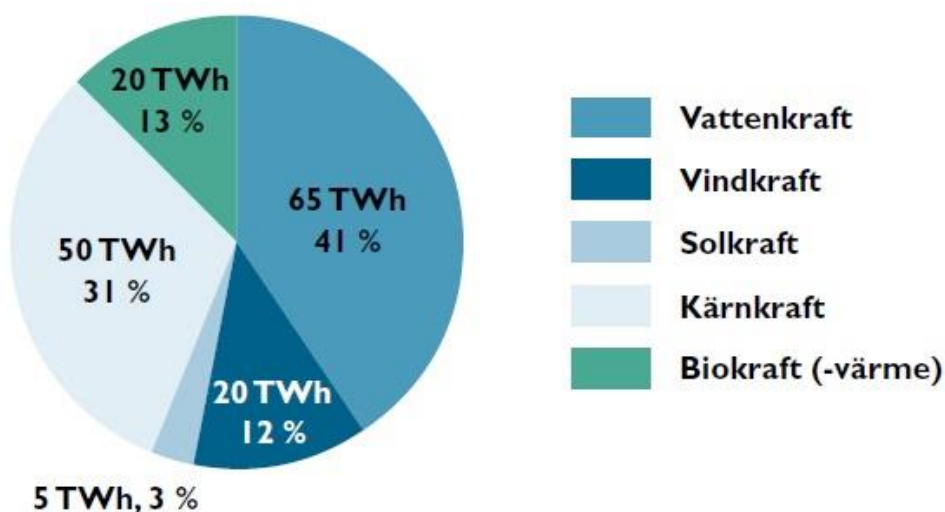
scenario innebär utbyggnad av de idag skyddade älvarna vilket kräver en ändrad lagstiftning för att kunna realiserar.



Figur 42. Produktionsmix 2050 för scenariot "Mer vattenkraft". Källa: (Byman, 2016)

#### 8.2.4 Ny kärnkraft

Scenariot Ny kärnkraft är det av de fyra som är mest likt det elsystem vi har i Sverige idag (jämför Tabell 1). Alternativet baseras på att det byggs nya kärnkraftverk som ersätter de anläggningar vi har idag, i linje med rådande lagstiftning. Dessa nya kärnkraftverk tas i drift under perioden 2040-2045 när de sex nyaste av dagens reaktorer läggs ned. Vattenkraften ligger kvar på nuvarande nivå medan resterande kraftslag ökar något. Utbyggnaden av vindkraften är minst i detta scenario med en ökad produktion med endast cirka 3 TWh/år jämfört med dagens nivåer.



Figur 43. Produktionsmix 2050 för scenariot "Ny kärnkraft". Källa: (Byman, 2016)

#### 8.2.5 Prisutveckling inom de "fyra alternativen"

Inga uppskattningar eller simuleringar av elprisnivåer har gjorts inom ramen för detta arbete.

### 8.3 Fyra framtider

I sin rapport "Fyra framtider" redogör energimyndigheten för fyra olika vägar till ett robust svenskt energisystem 2050 där varje scenario baseras på att energin har olika roller i samhället (Statens Energimyndighet, 2016). Scenarierna är menade att ge ett brett perspektiv på möjliga utvecklingsvägar i framtiden och är inte tänkta att förutsäga den mest sannolika utvecklingen.

Scenarierna är resultat av vilken typ av prioritering inom samhället som kan tänkas bli viktigast i framtiden och påverkas av förändringar i samhället i stort, omvärlden och politiker. De fyra framtiderna beskrivs huvudsakligen övergripande och i mjuka termer men bör ändå anses vara vetenskapligt grundlagda och kan användas som en grund för mer specifika och konkreta argument. Först byggdes energisystemen i varje scenario upp och för att sedan testa elsystemets tillförlitlighet i respektive scenario användes två simuleringsmodeller; Markal-Nordic och Apollo. Dessa scenarier innefattar hela energibegreppet, inte bara elektrisk energi, och huvuddelen av tidsfönstret ligger bortom 2030 vilket gör att en stor del av det som tas upp i rapporten inte är direkt applicerbart på denna studie.

I alla framtider finns flera gemensamma bakomliggande globala trender. Dessa "megatrender" gäller mer eller mindre starkt i alla fyra framtider:

- Global uppvärmning fortsätter
- Fattigdom minskar och utbildningsnivån ökar
- Natur-, miljö- och hälsofrågor blir allt viktigare
- Digitalisering utvecklar helt nya tjänster
- Teknisk utveckling fortsätter i snabb takt
- Globalisering länkar ihop länder på nya sätt
- Fler människor behöver bostäder
- Konkurrensen om naturresurserna ökar

Nedan kommer de fyra framtiderna (Forte, Legato, Espresso och Vivace) att sammanfattas i korthet och de viktigaste punkterna som berör elsystemet kommer att lyftas fram.

### 8.3.1 Forte

I Forte fungerar energi som bränsle för tillväxt och framgång. Energipolitikens fokus är säker tillgång till energi till låga och stabila priser och effektiv godstrafik åt industrin. För att uppnå detta utvecklas energisystemet i en mer storskalig och centraliserad inriktning. Politikerna har fortfarande för avsikt att minska samhällets klimatpåverkan, men bara så länge åtgärderna inte försämrar industrins konkurrenskraft.

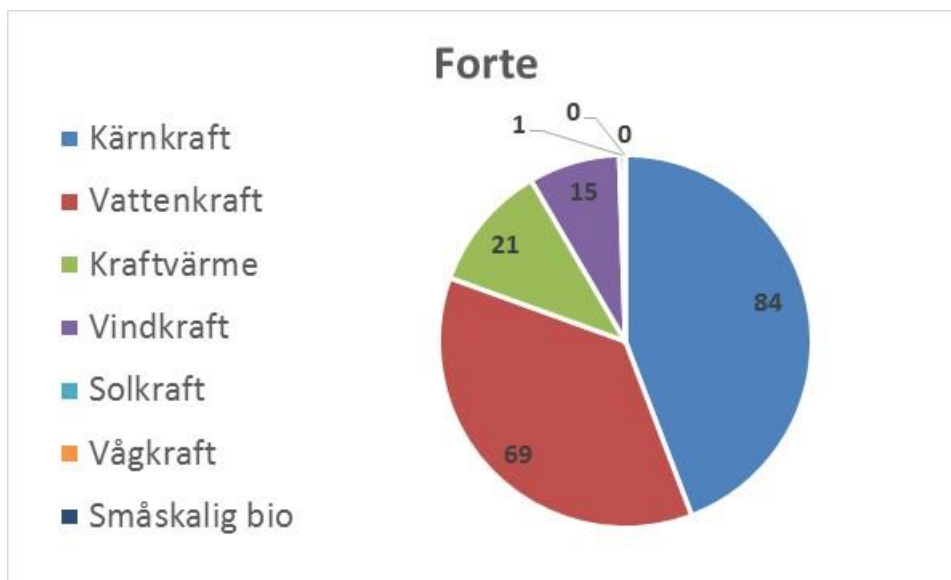
Energiförsörjningen fokuserar på stabilitet och leveranssäkerhet. Under perioden 2020 – 2035 stimulerar staten en kraftig utbyggnad av storskaliga elproduktionsanläggningar. Satsningar görs på ny kärnkraft och tre nya generation 3 reaktorer står klara till 2035 samt tre reaktorer av fjärde generationen till 2050. Vattenkraften moderniseras och få skarpa krav ställs på miljöanpassning vilket tillåter fortsatt stora bidrag till produktion och reglering inom elsystemet. Fjärrvärmesystemet är fortsatt ett konkurrenskraftigt alternativ för uppvärmning i tätorter och den växande industrisektorn bidrar i större utsträckning med spillvärme till fjärrvärmesystemen på vissa orter. Inhemskt och importerat avfall är fortsatt ett vanligt bränsle vid kraftvärmeproduktion. Biobränsleanvändningen ökar till 2035, både inom industrin och för bostadsuppvärmning. Utöver storskalig elproduktion bygger vissa mindre aktörer och privatpersoner egna sol- och vindkraftverk. År 2050 har dock vindkraftskapaciteten minskat jämfört med idag på grund av att takten på nedläggningen är högre än utbyggnaden. Solceller förekommer på hustak men har ingen inverkan på elproduktionen i stort. Efterfrågefleksibilitet är inte en stor del av balanshålningen inom elsystemet på grund av lågt intresse och behov.

Den antagna elproduktionsmixen år 2035 kan ses i Figur 44 nedan.

Nyckelfaktorer:

- Energisystemets huvudpunkter:
  - o Stora satsningar på ny kärnkraft
  - o Mer biobränslen
  - o Bibehållen vattenkraftsproduktion

- Låg utbyggnad av intermittent, förnybar kraft
- Nyckeltal:
  - Total energianvändning 2035: 391 TWh
  - Total elanvändning 2035: 133 TWh
  - Total elproduktion 2035: 190 TWh
- Huvuddrivkrafter
  - Låga energipriser till befintlig industri
  - Ekonomisk tillväxt
  - Leveranstrygghet i energisystemet
- Omvärldsfaktorer i fokus
  - Teknisk utveckling fortsätter i snabb takt
  - Globalisering länkar ihop länder på nya sätt
  - Konkurrensen om naturresurserna ökar
- Övrigt:
  - Användningen av elfordon ökar, dels på grund av de låga elpriserna
  - Elvägar byggs mellan de större städerna och godstrafiken på järnväg ökar



Figur 44. Produktionsmix 2035 för scenariot Forte. Produktion anges i TWh. Data från: (Statens Energimyndighet, 2016).

### 8.3.2 Legato

I Legato ses energi som en globalt begränsad resurs. Det är viktigt med en jämn och rättvis fördelning på global nivå. Energipolitikens fokus är på ekologisk hållbarhet och global rättvisa. Rika länder som Sverige anammar i allt större utsträckning synsättet att användningen av begränsade resurser ska vara lika fördelade över klotet och många människor väljer att övergå till en enklare livsstil av både miljöskäl och av solidaritet med befolkningen i andra länder. Centrala begrepp inom samhällets utveckling är resurseffektivitet, minimal miljöpåverkan och jämlikhet.

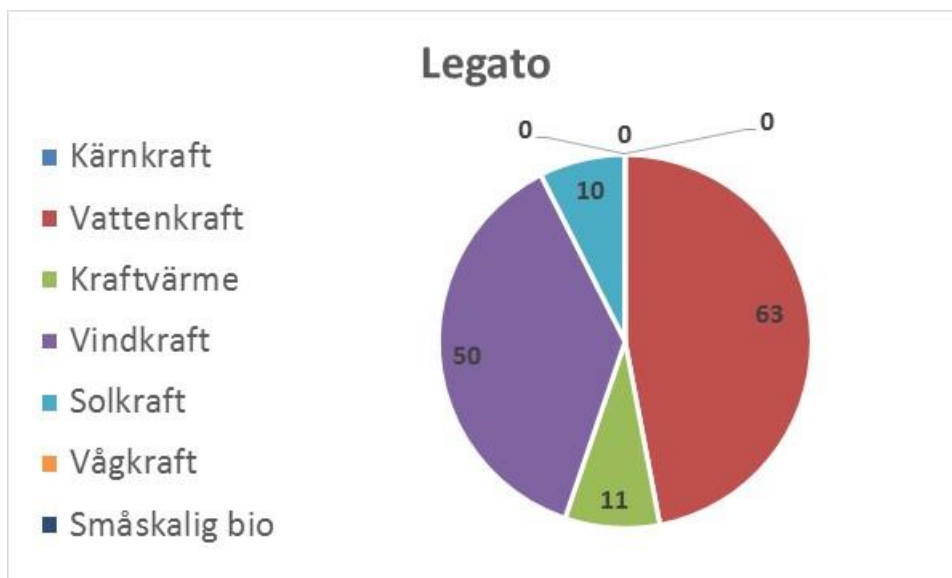
I Legato prioriterar Sveriges elkunder flödande energiresurser som sol, vind och vatten. Sverige producerar varje år mer biodrivmedel, bioenergi och förnybar el än vad landet konsumerar och man satsar därför på export av både el och bränslen. Staten förlänger elcertifikatsystemen för att möjliggöra en effektiv utbyggnad av förnybar energiproduktion. Energibolagen satsar på stor utbyggnad av landbaserad vindkraft och senare även en del vågkraft och havsbaserad vindkraft. Privatpersoner investerar i stor utsträckning i solceller för att bidra till en miljövänlig elproduktion. Som en konsekvens av en allt större andel förnybar elproduktion sjunker elpriserna, detta tillsammans med ett minskat behov gör kärnkraften olönsam. Detta och en växande opinion mot kärnkraftens nyttjande av ändliga uranresurser gör att staten och industrin kommer överens om

ett accelererat nedläggningsprogram där en reaktor stängs vartannat år från 2025 till 2035, då alla reaktorer fasats ut. Energibolagen riktar om sina insatser mot mer förnybar produktion och nya energitjänster som lager och att hålla elsystemet fungerande, vilket ger nya intäktströmmar. Stora satsningar görs på energieffektivisering vilket minskar behovet av baskraft. Elanvändare har i stor utsträckning blivit flexibla för de få timmar då elproduktion och import inte räcker till och kan anpassa sin användning av el. Biokraft med CCS (Carbon Capture & Storage) etableras i Sverige för att sona för historiska utsläpp.

Den antagna elproduktionsmixen år 2035 kan ses i Figur 45 nedan.

Nyckelfaktorer:

- Energisystemets huvudpunkter:
  - o Stor utbyggnad av intermitterande, förnybar elproduktion (främst landbaserad vindkraft och solkraft)
  - o Kärnkraften fasas ut till 2035
  - o Hög grad av efterfrågeflexibilitet
- Nyckeltal:
  - o Total energianvändning 2035: 266 TWh
  - o Total elanvändning 2035: 116 TWh
  - o Total elproduktion 2035: 134 TWh
- Huvuddrivkrafter
  - o Ekologisk hållbarhet
  - o Global rättvisa
- Omvärldsfaktorer i fokus
  - o Global uppvärmning fortsätter
  - o Natur-, miljö- och hälsofrågor blir allt viktigare
  - o Fattigdomen minskar och utbildningsnivån ökar
- Övrigt:
  - o Användningen av elfordon och laddhybrider ökar kraftigt
  - o Efterfrågan på persontransporter minskar



Figur 45. Produktionsmix 2035 för scenariot Legato. Produktion anges i TWh. Data från: (Statens Energimyndighet, 2016).

### 8.3.3 Espresso

I Espresso är energi ett uttrycksmedel. Energianvändare önskar hantera sina egna behov genom inköp av tjänster och ökad egenproduktion, lösningar som de uppfattar som effektiva och

framåtsiktande. Energipolitiken riktar fokus mot att underlätta för prosumenter, handel med tjänster och nya energimarknader. Scenariot präglas av decentralisering, individualism och mångfald. Staten fokuserar på att underlätta för individuella lösningar för alla invånare, oavsett var de bor. Fokus ligger också på hälsa och lokala miljövärden. Konsumenternas ställning på energimarknaden och inflytande på energisystemets utformning stärks.

Energiltillförseln i Espresso bygger till stor del på individuella lösningar och självförsörjning. Olika typer av "eltjänster" blir allt vanligare varor och ersätter till stor del den volymsbaserade marknaden. Utbyggnaden av solceller i bostads- och servicesektorn är ett första steg mot självförsörjning. Energilagringlösningar blir allt vanligare, först för kortare perioder men senare även för säsongslagring vilket möjliggör för kunder att helt koppla bort sig från det centrala elnätet. Allt fler kooperativa organisationer för lokal energitillförsel startas och annan elproduktion, som småskalig vattenkraft, biobaserad kraftvärme och bränsleceller förekommer också. Fler konsumenter producerar sin egen värme och stora fjärrvärmeproducenter ersätts i stor utsträckning av småskalig produktion samt handel mellan enskilda hushåll. Med fortsatt stor överföringskapacitet inom elsystemet, både inom och utom Sverige, fortsätter många av de existerande stora produktionsanläggningarna, såsom kärnkraft och vattenkraft, att producera el.

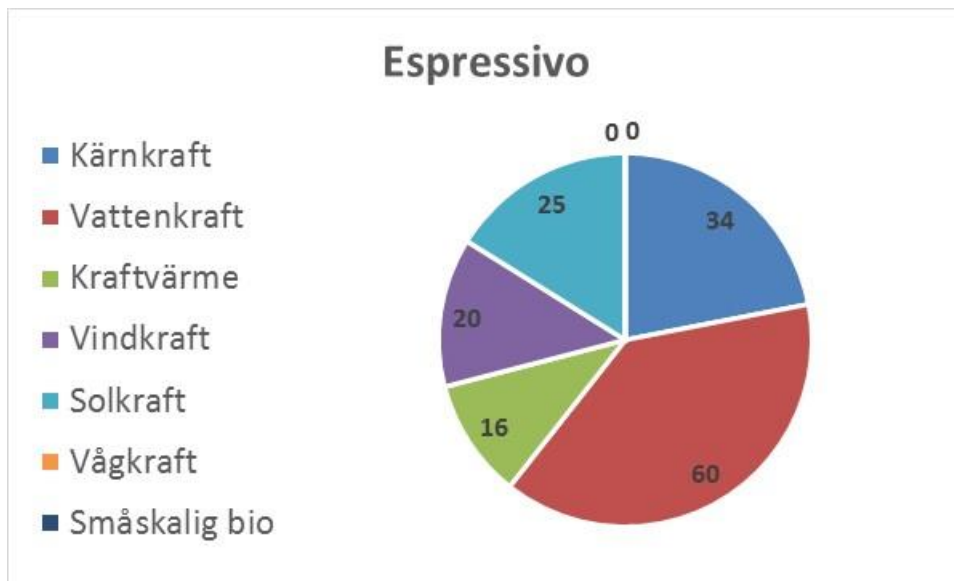
Det blir också vanligare för industrier att producera egen el eller bli delägare i elproduktionsanläggningar. Flera industrier köper in sig i befintliga kärnkraftverk för att förhindra tidig stängning av reaktorerna. På grund av minskat eluttag ifrån det centrala elnätet kommer dock inga nya stora kärnkraftverk att byggas. Vissa industrier väljer dock efter 2035 att investera i småskalig, så kallad modulär, kärnkraft.

För att få en stabil elförsörjning inom industrin byggs storskalig vindkraft till havs, vilket kombineras med industriell kraftvärme där olika industrier kan hjälpa varandra med utjämning av produktion och konsumtion.

Den antagna elproduktionsmixen år 2035 kan ses i Figur 46 nedan.

Nyckelfaktorer:

- Energisystemets huvudpunkter:
  - o Mer distribuerad elproduktion, huvudsakligen i form av solkraft
  - o Mer småskalig elproduktion av olika slag, inklusive kärnkraft efter 2035
  - o Storskalig vindkraft byggs ut till havs
  - o Allt fler kopplar bort sig helt från elnätet
- Nyckeltal:
  - o Total energianvändning 2035: 350 TWh
  - o Total elanvändning 2035: 126 TWh
  - o Total elproduktion 2035: 155 TWh
- Huvuddrivkrafter
  - o Individuella lösningar och flexibilitet
  - o Grön energi
  - o Småskalighet och mycket egenproduktion
- Omvärldsfaktorer i fokus
  - o Natur-, miljö- och hälsofrågor blir allt viktigare
  - o Teknisk utveckling fortsätter i snabb takt
  - o Digitalisering utvecklar helt nya tjänster
  - o Globalisering länkar ihop länder på nya sätt
- Övrigt:
  - o All-Europeisk elmarknad skapas (Europa Pool)
  - o Många mikronät får lokala spotmarknader



Figur 46. Produktionsmix 2035 för scenariot Espressivo. Produktion anges i TWh. Data från: (Statens Energimyndighet, 2016).

### 8.3.4 Vivace

I Vivace är energi en språngbräda för tillväxt på klimatets villkor. Sverige vill vara en global föregångare inom klimatlösningar och miljöteknik för ett hållbart globalt energisystem. Energipolitikens fokus är klimatsmart forskning och innovation, demonstration och kommersialisering på bred front. Ny teknik och nya tjänster inom energi och klimat blir viktiga för utvecklingen i Sverige. Svenska politiker driver på utvecklingen, trots att detta i vissa fall leder till högre produktionskostnader och att Sverige inledningsvis betalar mer än andra länder för framsteg som sänkta utsläpp av växthusgaser.

Scenariot präglas av ett snabbt införande av ny teknik och omställningsiver. Med hjälp av olika styrmedel satsar staten stort på förnybar elproduktion genom vind-, sol- och vågkraft. Befintlig kärnkraft blir kvar och fasas ut i takt med dess tekniska livslängd. Störst är satsningen på olika typer av biobaserade bränslen, speciellt från restprodukter, som produceras i Sverige och skeppas ut i världen. Ett statligt initiativ medför att vattenkraftsägarna genomför en effekthöjning vilket resulterar i en ökad maxeffekt med över 30 %. Andra åtgärder görs också för att höja vattenkraftens flexibilitet. Nya systemtjänster gör att flexibiliteten i elsystemet ökar, vilket bidrar till att elanvändningen blir mer ekonomisk. I samband med att sol- och vindkraften ökar i elsystemet så tillåts prisvariationerna slå igenom på elbörsen. Elmarknaden är väl kopplad med Europa. Tidsupplösningen på marknaden närmar sig realtid och all handel är automatiserad. Nätbolagen satsar stort på överföringskapacitet i form av HVDC-länkar som ökar graden av sammanlänkning mellan Sverige och kontinenten så att svenska elkunder kan dra full nytta av den europeiska elmarknaden. Detta medför att lokala obalanser i högre grad kan lösas genom internationell handel.

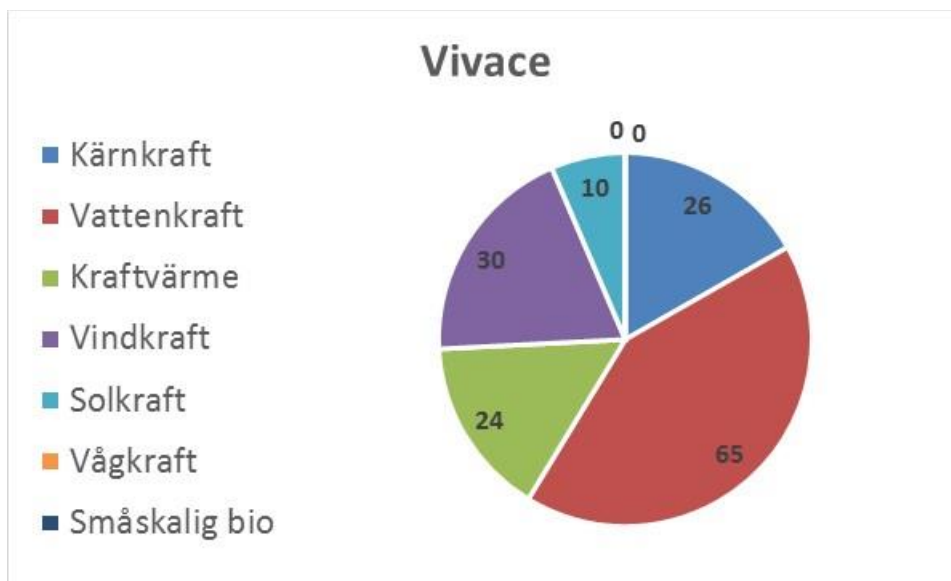
Den antagna elproduktionsmixen år 2035 kan ses i Figur 47 nedan.

Nyckelfaktorer:

- Energisystemets huvudpunkter:
  - o Mer förnybar elproduktion från fler olika tekniker (även våg- och strömkraft)
  - o Mer produktion från vattenkraften
  - o Hög grad av sammanlänkning av elsystemen i Europa
- Nyckeltal:
  - o Total energianvändning 2035: 346 TWh
  - o Total elanvändning 2035: 140 TWh



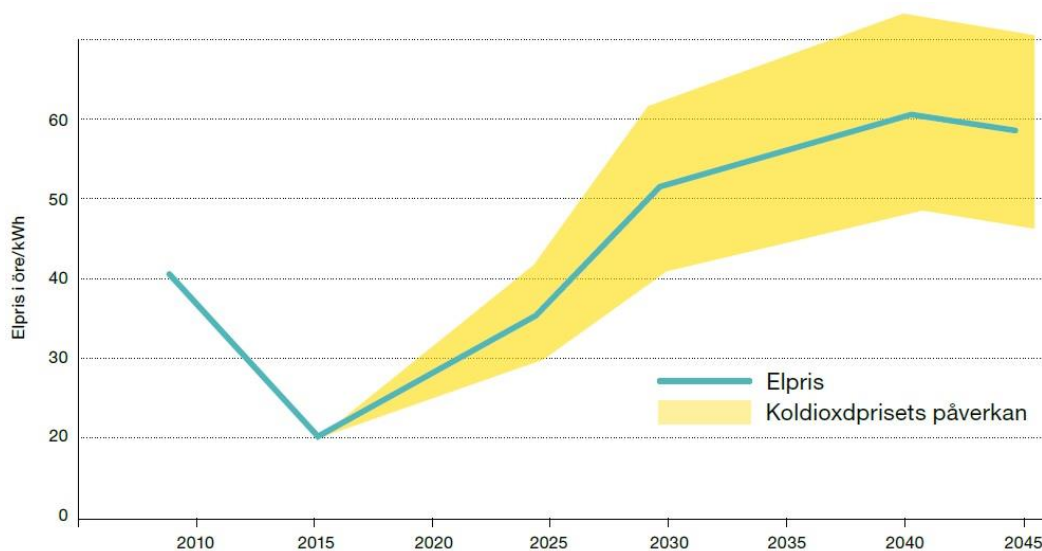
- Total elproduktion 2035: 155 TWh
- Huvuddrivkrafter
  - Klimatförbättring
  - Grön tillväxt
  - Ny industri, energi- och miljöteknik för nya jobb
- Omvärldsfaktorer i fokus
  - Global uppvärmning fortsätter
  - Teknisk utveckling fortsätter i snabb takt
  - Digitalisering utvecklar helt nya tjänster
- Övrigt:
  - Snabbtåg etableras i Sverige
  - Elvägar byggs i begränsad skala



Figur 47. Produktionsmix 2035 för scenariot Vivace. Produktion anges i TWh. Data från: (Statens Energimyndighet, 2016).

### 8.3.5 Prisutveckling inom "fyra framtider"

Simuleringsresultaten inom Fyra framtider visar på att elpriset på sikt stiger i alla scenarier. Trots stora skillnader i produktionssystemen i de olika scenarierna ligger det framtida elpriset på liknande nivåer. Något som däremot har stor inverkan på elprisets utveckling i modellerna är det antagna koldioxidpriset (se Figur 48). Ett högt koldioxidpris påverkar inte främst produktionsanläggningar i Sverige, som redan nästan uteslutande är fossilfria, utan fossila anläggningar i omgivande länder. På grund av omfattande handel med omgivande länder ökar elpriset även i Sverige. En snabb omställning till förnybart i alla länder skulle därför kunna ge lägre elpriser jämfört med modellkörningar som inte tar hänsyn till detta.



Figur 48. Genomsnittlig elprisutveckling i de fyra framtiderna samt känslighet för varierande koldioxidpris. Källa: (Statens Energimyndighet, 2016)

## 8.4 NEPP:s fyra huvudscenarier

Inom ramen för forskningsprogrammet North European Power Perspectives har studier och analyser genomförts för att stärka kunskapen om utvecklingen i de nordiska och europeiska energisystemen. Inom ramen för detta arbete har fyra olika huvudscenarier tagits fram för elsystemets utveckling i Sverige och övriga Nordeuropa (Rydén, et al., 2014). Genom modellering har den mest kostnadseffektiva utvecklingen av energisystemet under perioden 2010 – 2050 för varje scenario tagits fram. Modellen som använts är Markal/Times vilken omfattar elsystemet, värmeförsörjningen och industrins energiförsörjning inom Norden samt Tyskland och Polen. Varje scenario definieras utifrån olika antaganden för fyra olika grupper av påverkansfaktorer, nämligen:

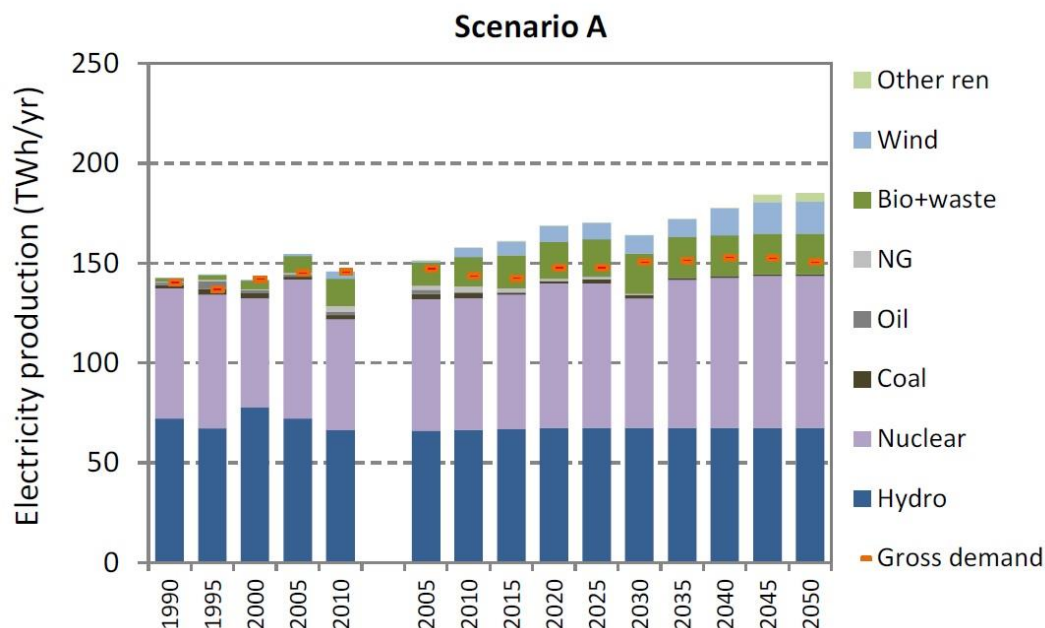
1. Politiska mål, styrmedel och övriga beslut
2. Teknikutveckling och tillgängligheten av ny teknik
3. Energibehovets utveckling
4. Prisutvecklingen och tillgång på bränslemarknaderna (olja, kol, naturgas och biobränslen)

Utformningen och utvecklingen av elsystemets olika delar blir sedan ett resultat av modellberäkningen för varje scenario. Hur mycket förnybar produktion som byggs ut, om och hur kraftnätet förstärks eller om användningen av fossila bränslen minskar bestäms alltså inte på förhand utan är exempel på resultat som modellen genererar.

I följande avsnitt redovisas de viktigaste antagandena och resultaten för varje scenario.

### 8.4.1 Referensscenario (A)

Referensscenariot baseras huvudsakligen på den nuvarande strukturen för politiska instrument, med en trendframskrivning av nuvarande ambitioner för andelen förnybar elproduktion, energieffektivisering och minskning av utsläpp av växthusgaser. Nya kärnkraftsinvesteringar tillåts i Europa men i begränsad omfattning. Elbehovet ökar men värmebehovet antas svagt avtagande. Klimatpolitiken kännetecknas av fortsatta men relativt måttliga ökande ambitioner. CO<sub>2</sub>-priset inom EU ETS antas stiga till ca 45 EUR/ton (se Figur 53). Elcertifikatsystemet antas fortsätta i Sverige och Norge fram till 2035 och upphör därefter. Teknikutvecklingen antas vara måttlig.

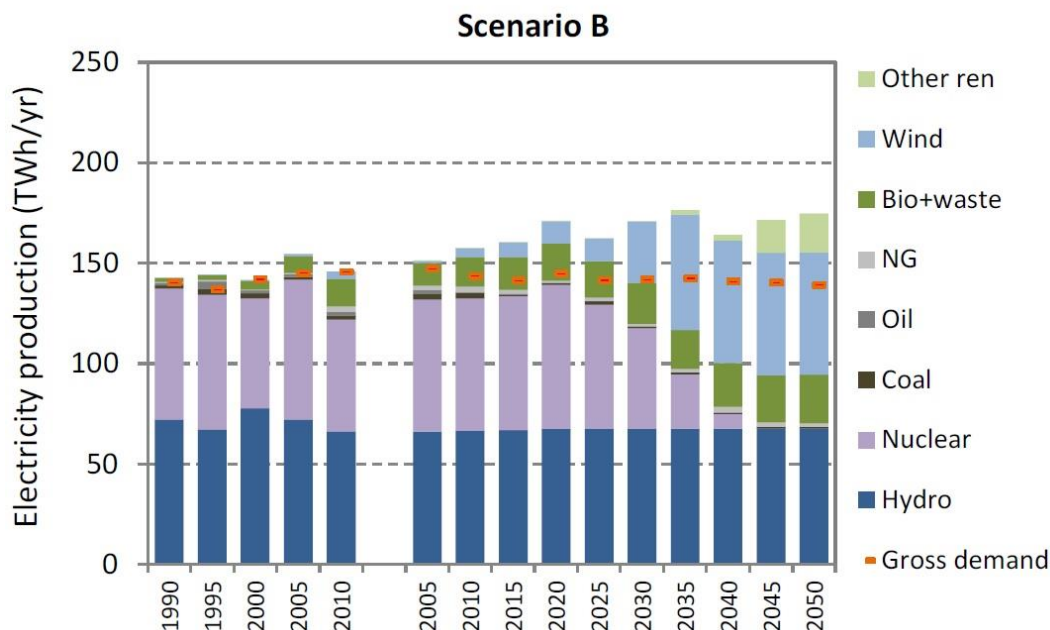


Figur 49. Simulerad utveckling av produktionsmix i referensscenariot 2005 - 2050. "Other ren(ewables)" utgörs huvudsakligen av solkraft. Staplarna motsvarar produktionen och den streckade linjen motsvarar konsumtionen. Källa: (Rydén, et al., 2014)

I Figur 49 ovan ses den simulerade utvecklingen av produktionsmixen i Sverige inom referensscenariot fram till 2050. Vattenkraften växer långsamt (detta sker i samtliga scenarier). Kärnkraften bibehålls här på ungefär samma produktionsnivå som idag. Den biobränslebaserad kraftvärme ökar svagt med cirka 4 TWh/år. Vindkraften är det energilag som ökar mest men fortfarande till ganska måttliga nivåer (cirka 17-18 TWh/år till år 2050). Övrig förnybar produktion är marginell 2030 och uppgår 2050 till cirka 2 TWh/år.

#### 8.4.2 Green Policy (B)

Scenariot Green Policy beskriver en framtid som präglas av en stor och ensidig satsning på utbyggnaden av förnybar energi. Den huvudsakliga drivkraften är mycket högt satta politiska mål som ett resultat av en gemensam europeisk ambition. Inga nya kärnkraftverk får byggas inom EU, förutom de kraftverk som för närvarande är under byggnation, inga reinvesteringar i befintliga kraftverk får heller göras. Här antas att CCS inte är en möjlighet, anledningen till att inte använda CCS kan till exempel vara politisk, teknologisk eller relaterad till allmän acceptans. Elanvändningen i Sverige är svagt avtagande och värmebehovet minskar till cirka 80 % av behovet år 2010 fram till 2050. I detta scenario existerar inga nationella styrmedel efter 2020 utan istället antas ett gemensamt mål för förnybar elproduktion i alla länder i Europa. Detta mål ökar successivt under perioden och resulterar i nivåer på 75 % förnybar elproduktion år 2050. Teknikutvecklingen fokuserar på grön teknik som vindkraft, solpaneler samt efterfråge- och systemåtgärder för att hantera variabel produktion och konsumtion. CO<sub>2</sub>-priset ligger på nästan konstant nivå i jämförelse med de andra scenarierna (se Figur 53). I kontrast till scenarierna C och D finns inget fokus på att minska utsläppen av växthusgaser men låga utsläpp blir förstået resultatet av en mycket hög andel förnybar produktion. Det primära målet med scenariot i sig är att analysera konsekvenserna av en mycket stor andel intermittent, förnybar elproduktion i Sverige och Europa.

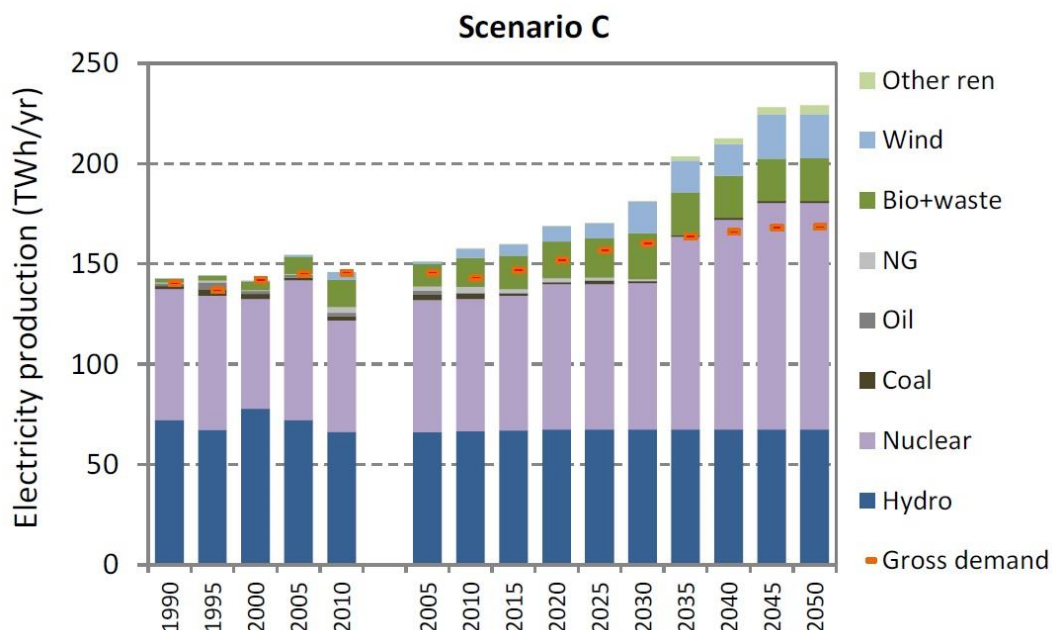


Figur 50. Simulerad utveckling av produktionsmix i scenariot Green Policy 2005 - 2050. "Other ren(ewables)" utgörs huvudsakligen av solkraft. Staplarna motsvarar produktionen och den streckade linjen motsvarar konsumtionen. Källa: (Rydén, et al., 2014)

I Figur 50 ovan ses den simulerade utvecklingen av produktionsmixen i Sverige inom scenariot Green Policy fram till 2050. Kärnkraften avvecklas i linje med dagens takt och är helt borta före 2050. Biokraftvärmen växer måttligt medan vindkraften byggs ut i hög grad (produktionsnivån blir cirka 60 TWh/år till år 2050). Även övrig förnybar produktion ökar kraftigt till cirka 20 TWh/år.

#### 8.4.3 Climate Market (C)

Scenariot Climate Market präglas av EU-kommissionens beslut om ett bindande mål för klimatet, om minskade utsläpp av växthusgaser. Detta ambitiösa klimatmål kombineras i detta scenario med en relativt hög tillväxt av elbehovet. Ökad elanvändning blir här en koldioxidminskande åtgärd genom elektrifiering av fler processer och aktiviteter, exempelvis inom transporter, uppvärmning och industriprocesser. I detta scenario är det dominerande politiska instrumentet ett utsläpprättshandelssystem medan förnybarhetsmålet och elcertifikatsystemet tas bort efter 2020. Elanvändningen ökar kraftigt i detta scenario och värmebehovet ökar svagt. Mer teknikutveckling sker dels inom kärnkraftsområdet och speciellt inom CCS. CO<sub>2</sub>-priset är högst i detta scenario och uppnår 70 EUR/ton år 2050 (se Figur 53).

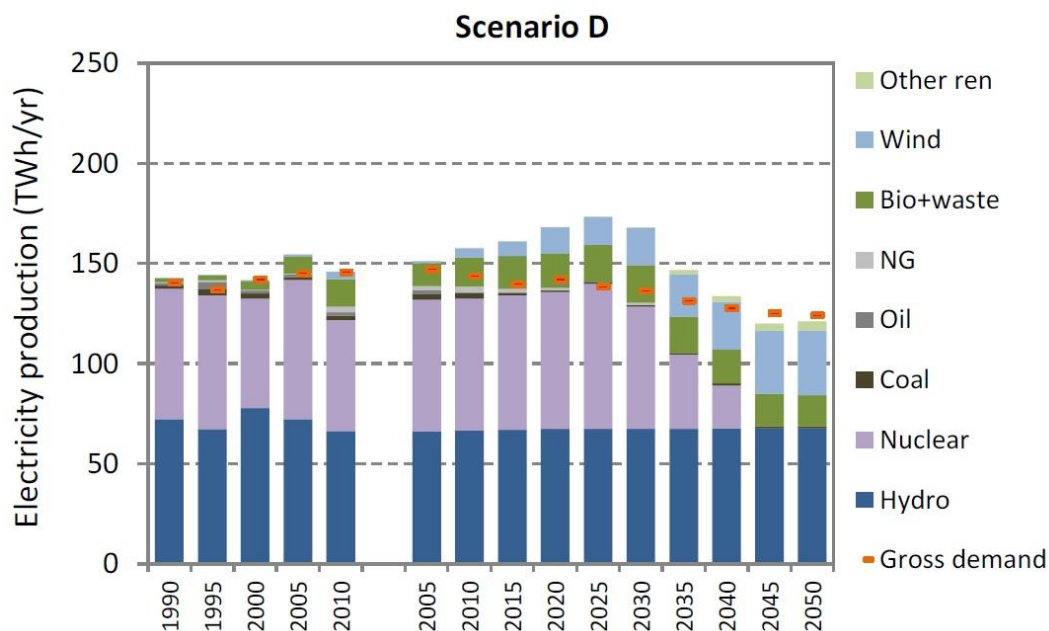


Figur 51. Simulerad utveckling av produktionsmix i scenariot Climate Market 2005 - 2050. "Other ren(ewables)" utgörs huvudsakligen av solkraft. Staplarna motsvarar produktionen och den streckade linjen motsvarar konsumtionen. Källa: (Rydén, et al., 2014)

I Figur 51 ovan ses den simulerade utvecklingen av produktionsmixen i Sverige inom scenariot Climate Market fram till 2050. I detta scenario ökar produktionen från kärnkraft betydligt då gamla reaktorer ersätts med nya, större reaktorer. År 2050 producerar Sverige över 100 TWh/år från kärnkraften. Även vindkraften ökar påtagligt medan övrig förnybar energi och biokraften växer svagt. Allt detta beror till stor del på den ökande efterfrågan på el i både Norden och Europa. Inom detta scenario blir den svenska kraften mycket konkurrenskraftig och stora volymer el exporteras (åtminstone efter 2030). Den simulerade nettoexporten år 2050 uppgår till cirka 60 TWh.

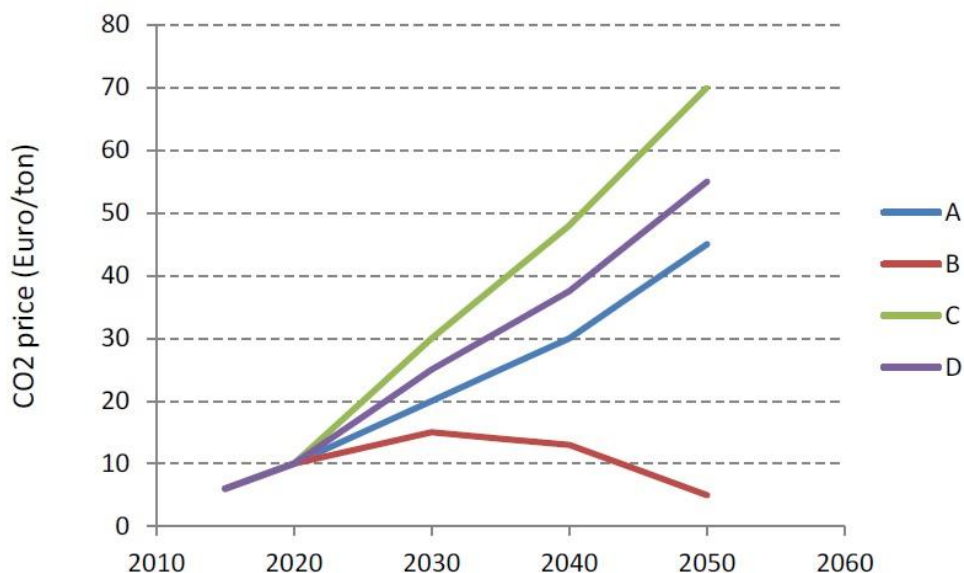
#### 8.4.4 Regional Policy (D)

Scenariot Regional Policy grundas i EU-parlamentets beslut om tre bindande mål för utsläpp av växthusgaser, andelen förnybar produktion och energieffektivisering. Scenariot kännetecknas i högre grad av en nationell politisk infallsvinkel över en gemensam europeisk utformning av styrmedel. De bindande politiska kraven för energieffektivisering medför en avmattning av elbehovet. Även värmebehovet minskar som mest i detta scenario till cirka 65 % av behovet år 2010. Här antas elcertifikatsystemet drivas och trappas upp ända fram till 2050. CO<sub>2</sub>-priset inom EU ETS antas stiga till ca 55 EUR/ton (se Figur 53). Måttlig teknikutveckling inom alla områden antas.



Figur 52. Simulerad utveckling av produktionsmix i scenariot Regional Policy 2005 - 2050. "Other ren(ewables)" utgörs huvudsakligen av solkraft. Staplarna motsvarar produktionen och den streckade linjen motsvarar konsumtionen. Källa: (Rydén, et al., 2014)

I Figur 52 ovan ses den simulerade utvecklingen av produktionsmixen i Sverige inom scenariot Regional Policy fram till 2050. Även i detta scenario avvecklas den svenska kärnkraften innan år 2050, dock något långsammare än i scenario B. Vindkraften ökar även i detta scenario kraftigt, till cirka 25 TWh/år. Övrig förnybar kraft ökar endast måttligt och biokraftvärmen minskar till år 2050.

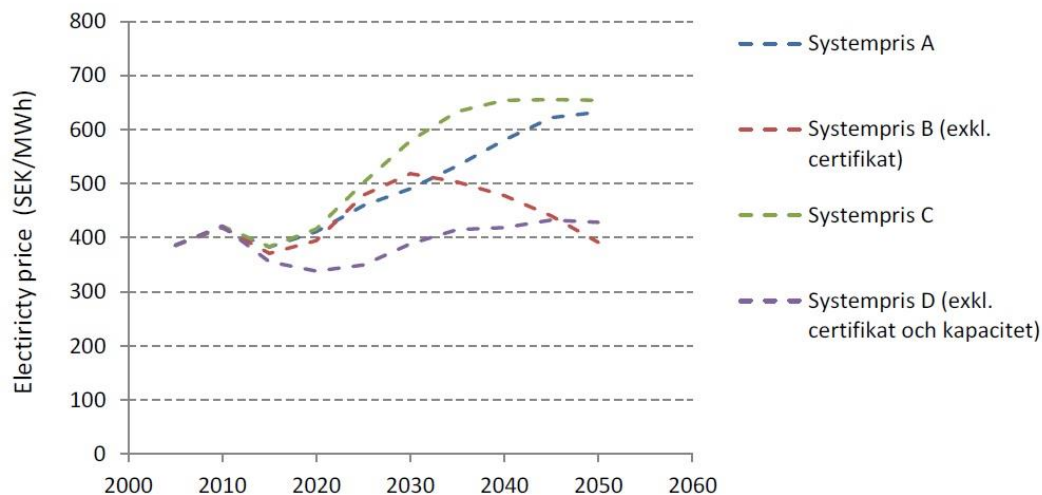


Figur 53. Antagen utveckling av koldioxidpriset (EUA) inom EU ETS 2015 - 2050 för de olika scenarierna. A=Referens B=GP C=CM D=RP. Källa: (Rydén, et al., 2014)

#### 8.4.5 Prisutveckling inom NEPP:s "huvudscenarier"

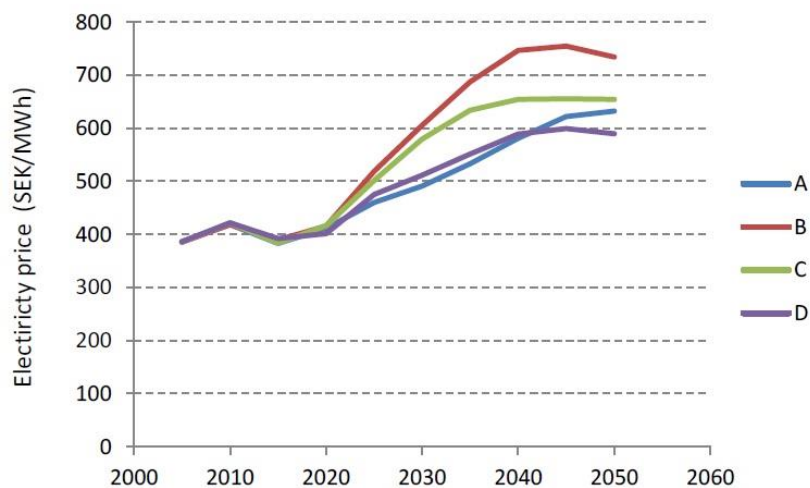
Enligt simuleringsresultaten är utvecklingen av systempriset på el väldigt olika i de fyra scenarierna (se Figur 54). Elpriset ökar i tre av fyra scenarier fram till 2030 och till 2050 har fältet delat upp sig i två läger. Scenarierna Referens och Climate market ligger på ungefär samma nivå

runt 630 – 650 SEK/MWh och Green Policy samt Regional Policy tillsammans runt 400 – 420 SEK/MWh.



Figur 54. Simulerade genomsnittliga systempriser på Nord Pool för NEPP:s huvudscenarier. Källa: (Rydén, et al., 2014)

Tittar man istället på konsumentpriset, som inkluderar certifikatpris och kapacitetspris (dock inte elskatt eller moms) så blir bilden en helt annan. Prisbilden är betydligt mer samlad och det är istället scenariot Green Policy som resulterar i de högsta priserna. Detta tack vare den mycket stora satsningen på förnybar elproduktion som exemplifieras genom att gemensamt europeiskt certifikatsystem där alla elkunder belastas lika.

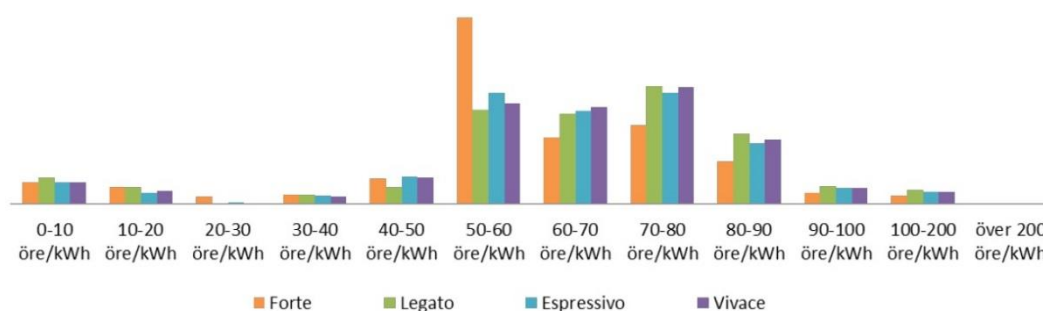


Figur 55. Simulerade genomsnittliga konsumentpriser i Sverige för NEPP:s huvudscenarier. Källa: (Rydén, et al., 2014)

## 9. Scenario för fallstudie

För att kunna utföra simuleringar med modellerna FO och X krävs prisdata med hög tidsupplösning. För de mer utförliga framtidsscenario som beskrivits ovan har detta inte gjorts. Sannolikt då denna typ av data inte är av större intresse för mer övergripande studier på systemnivå.

Inom Energimyndighetens arbete med "Fyra framtider" gjordes mer detaljerade simuleringar av elpriset i de fyra olika scenarierna. Dessa redovisas inte i detalj men en förenklad bild av prisvariationen i de olika scenarierna ges i figur 4 i bilagan "Bedömning av elsystemets kostnader och robusthet – modelleringar". Prisvariationen redovisas i form av frekvens för olika prisintervall, d.v.s. hur många timmar under året som priset ligger inom ett visst intervall (se Figur 56).



Figur 56. Frekvensfördelning av elpriser för 2035 års simulerade elpriser för scenarierna i Energimyndighetens Fyra framtider. Källa: (Statens Energimyndighet, 2016)

Efter korrespondens med Energimyndigheten framkom att det inte var möjligt att ta del av några timprisserier men däremot den rådata som ligger till grund för diagrammet i Figur 56 (priset har omvandlats till enheten SEK/MWh). Utifrån dessa data kan en mer kvantitativ uppskattning av prisvolatiliteten göras enligt metoden som beskrivs i avsnitt 2.4. Rådata samt uppskattade värden för medelvärde och standardavvikelse redovisas i Tabell 14.

Tabell 14. Frekvensdata för simulerade 2035 års elpriser i Energimyndighetens Fyra framtider samt uppskattade värden på medelvärde samt standardavvikelse för priserna.

Pris (SEK/MWh)	0-100	100-200	200-300	300-400	400-500	500-600	600-700	700-800	800-900	900-1000	1000-2000	2000-4000	$\mu$	S
<b>Forte</b>	403	315	136	170	465	3418	1226	1446	786	214	149	6	600,6	238,8
<b>Legato</b>	488	310	15	177	316	1719	1651	2153	1295	336	263	10	659,2	272,7
<b>Espressivo</b>	395	208	29	164	506	2039	1703	2046	1117	294	224	8	652,1	251,4
<b>Vivace</b>	404	238	16	134	488	1840	1769	2138	1181	296	221	8	656,4	252,4

Av denna data kan man se att både den genomsnittliga prisnivån och prisvolatiliteten är högre än dagens värden för alla scenarier (se Tabell 15). Vad som också framgår är att skillnaden mellan de fyra scenarierna är liten. De skillnader som kan ses verkar dock följa en förväntad trend. Legato, det scenario med högst andel intermittent elproduktion uppvisar också den största prisvolatiliteten medan Forte, scenariot med lägst andel intermittent elproduktion, uppvisar den minsta.

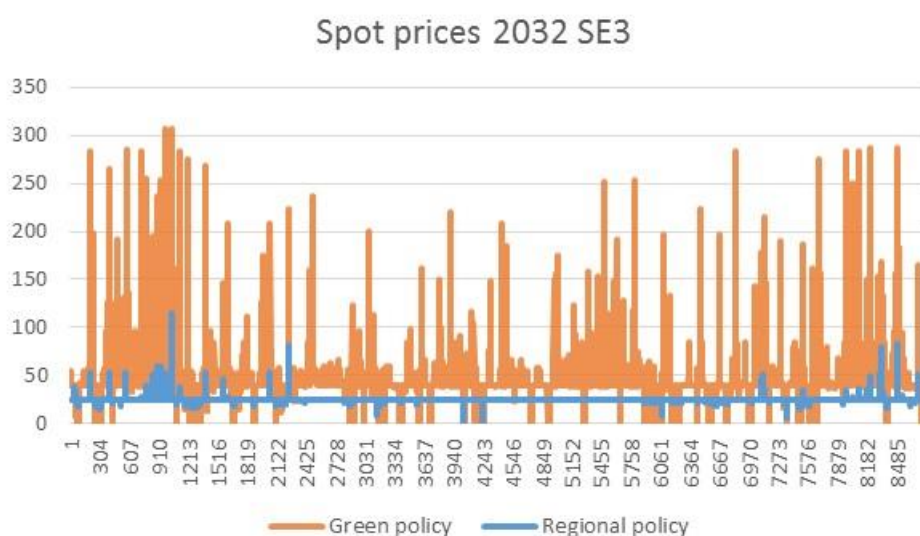
Anledningen till att elpriserna trots allt är så lika attribuerar man huvudsakligen till den stora påverkan omvärlden har på det svenska elsystemet och det faktum att samma utveckling antas för omvärlden oavsett scenario (Statens Energimyndighet, 2016).



Tabell 15. Medelvärde och standardavvikelse av spotpriser 2013 - 2016 för elområde SE3. Enheten är SEK/MWh. Källa: (Nord Pool, 2017)

	2013	2014	2015	2016
$\mu$	338,83	288,10	204,25	277,27
S	77,47	64,34	93,20	119,84

I NEPP:s rapport "Fem vägval för Sverige" presenteras ett antal kortare dataserier med priser med timupplösning grafiskt i figurerna 7 och 8 (i den ovan nämnda rapporten) för ett antal veckor under ett simuleringsår 2045 (Byman, 2016). Dessa data togs fram av forskare på Chalmers tekniska högskola genom simuleringar med modellen EPOD. Inom sin forskning har liknande simuleringar gjorts även för scenarier år 2032. Resultaten i form av timpriser från två sådana simuleringar visas i Figur 57 nedan.



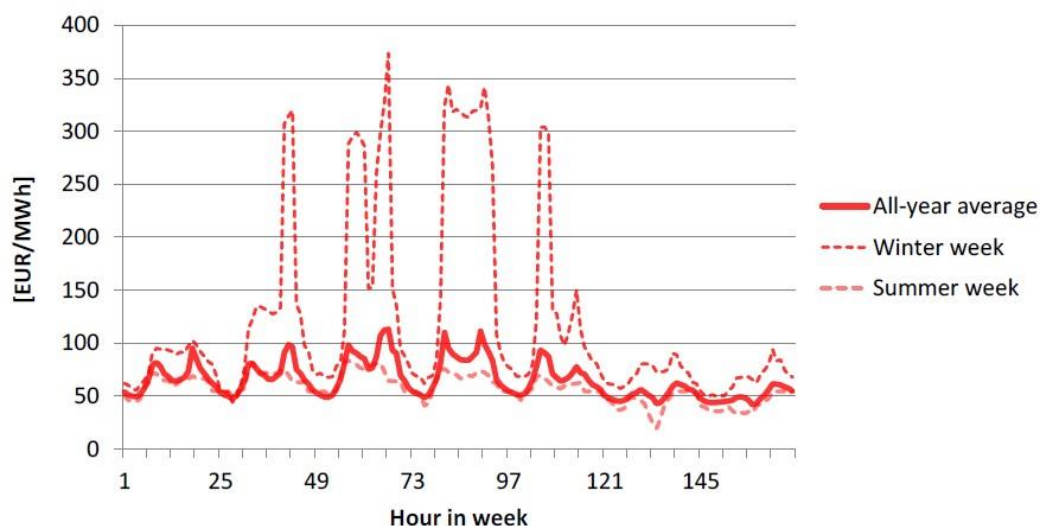
Figur 57. Simulerade elpriser för varje timme under år 2032 med EPOD-modellen. Enheten är EUR/MWh. Data från: (Odenberger, 2017)



Figur 58. Antagen svensk produktionsmix för scenarierna Green Policy och Regional Policy som de används i simulering av år 2032 med EPOD-modellen samt installerad kapacitet år 2014 som referens. Enheten är GW. Data från: (Odenberger, 2017)

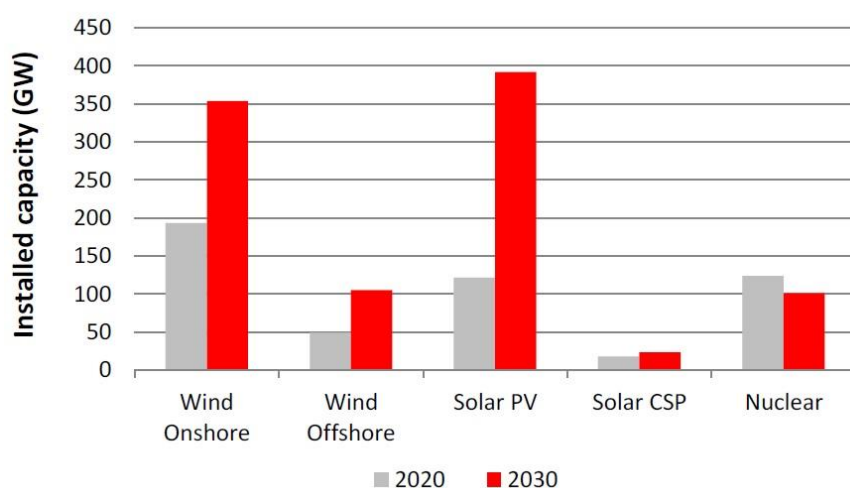
Scenarierna bygger på samma grund som NEPP:s fyra huvudscenarier men innehåller vissa skillnader i antagen produktionsmix (se Figur 58).

I NEPP:s rapport "Four market design scenarios for Europe" studeras effekterna av olika elmarknadstrukturer för en gemensam europeisk elmarknad (NEPP, 2015). För referensscenariot, som innebär en energy-only-marknad i linje med EU:s målmodell, redovisas simulerade spotprisdata för 2030 framtagna av Sweco Energy Markets med APOLLO-modellen (se Figur 59).



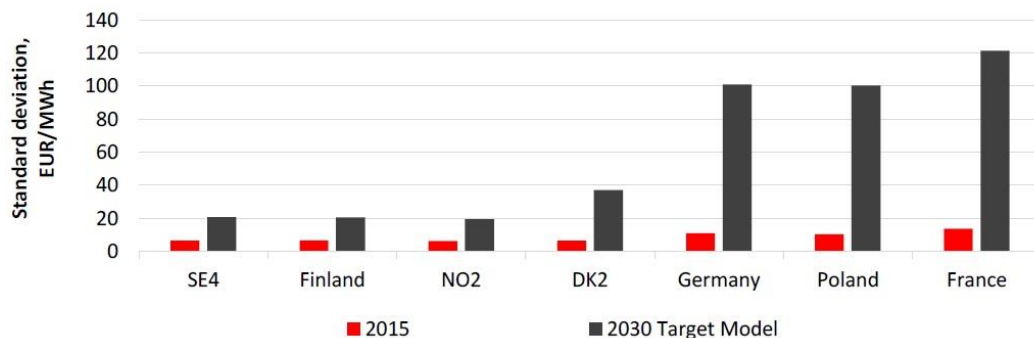
Figur 59. Simulerade spotpriser på el under tre olika typveckor för elområde SE4 år 2030. Källa: (NEPP, 2015)

Simuleringen är gjord utifrån Swecos Diversified Supply Technologies (DST) scenario, vilket till hög grad liknar NEPP:s scenario Green Policy (beskrivet i avsnitt 8.4.2 ovan) där man antar ett högt fokus på klimatfrågor och en hög andel intermittent, förnybar energiproduktion inom EU som resultat (NEPP, 2015). Våldigt lite detaljerad bakgrundsinformation finns tillgänglig för dessa simuleringar. Den antagna installerade kapaciteten vind, sol och kärnkraft inom hela EU för år 2020 och 2030 visas i Figur 60 och en mer svenskcentrisk bild kan ges approximativt av Figur 50.



Figur 60. Installerad kapacitet vindkraft, solkraft och kärnkraft i Europa 2020 samt 2030 i Swecos DST scenario. Källa: (NEPP, 2015)

Det var inte möjligt för mig att ta del av detaljerade data i form av timprisserier. I samma rapport har man dock publicerat värden på standardavvikelsen för elpriserna inom olika europeiska elområden för samma simulering (se Figur 61).



Figur 61. Simulerad prisvolatilitet i form av standardavvikelse för olika europeiska elområden. Källa: (NEPP, 2015)

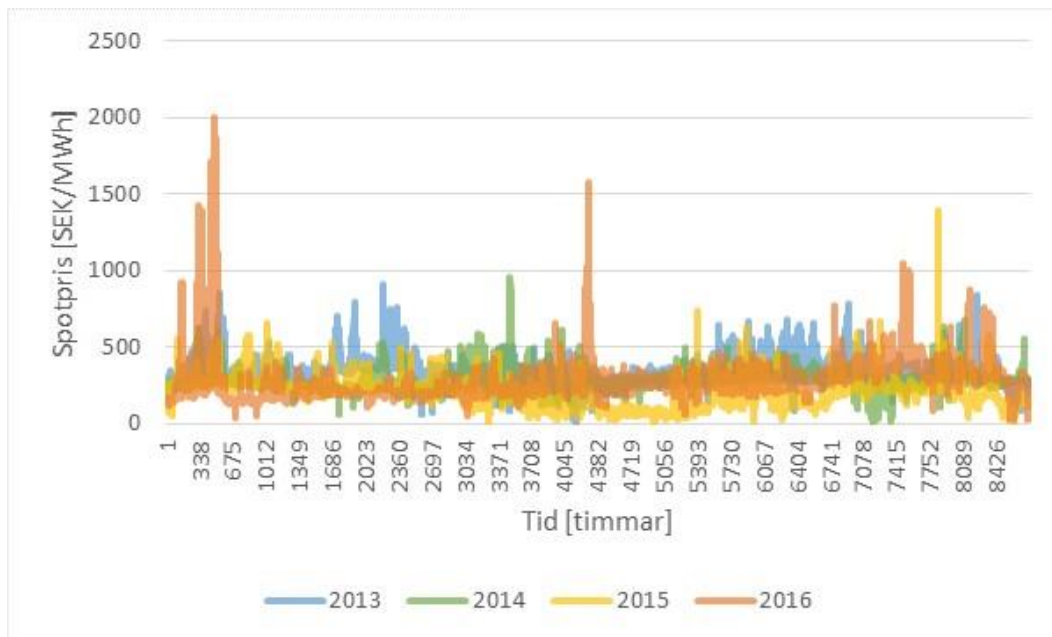
I Figur 61 kan ses att prisvolatiliteten ökar i samtliga elområden i detta scenario. Ökningen i det svenska SE4 och de andra nordiska områdena är jämförelsevis liten men är ändå större än 100 % under perioden 2015 - 2030. För SE4 innebär detta att standardavvikelsen år 2030 är drygt 20 EUR/MWh, eller drygt 200 SEK/MWh.

EPOD-modellen är i första hand konstruerad för att ta fram optimerad drift för olika kraftslag utifrån en given kapacitetsmix och inte för att simulera elpriser på en marknad. Modellen tar inte hänsyn till osäkerheter kring väder eller konsumtion, inte heller behovet av reserver eller andra systemtjänster. Detta dämpar prisvolatilitet och under stora delar av året blir priset konstant eftersom vattenvärdet inte varierar när det inte finns någon osäkerhet gällande inflöden, vindkraftsproduktion, efterfrågan etc. Variationer i elpriset dämpas också genom att vattenkraftens egenskaper förenklats och dess flexibilitet överskattats. Därför är resultaten från dessa simuleringar svåra att direkt jämföra med historiska prisserier eftersom den modellerade volatiliteten riskerar att vara lägre även om systemet innehåller betydligt mer intermittent produktion än dagens elsystem. Detta kan ses i Figur 57 ovan, speciellt för scenariot Regional Policy där priset ligger på nästan exakt samma nivå under drygt 8000 av årets 8761 timmar, vilket inte är realistiskt. Även om scenariot Green Policy uppvisar betydligt högre prisvariationer (högre standardavvikelse än vi generellt ser på Nord Pool idag) så betyder inte det att det är en korrekt representation av ett sådant fall utan man kan rimligtvis anta att samma effekt som komprimerar prisserien för Regional Policy även påverkar Green Policy. Med detta i åtanke gjordes avvägningen att dessa data inte är lämplig att använda i fallstudien för PKV X.

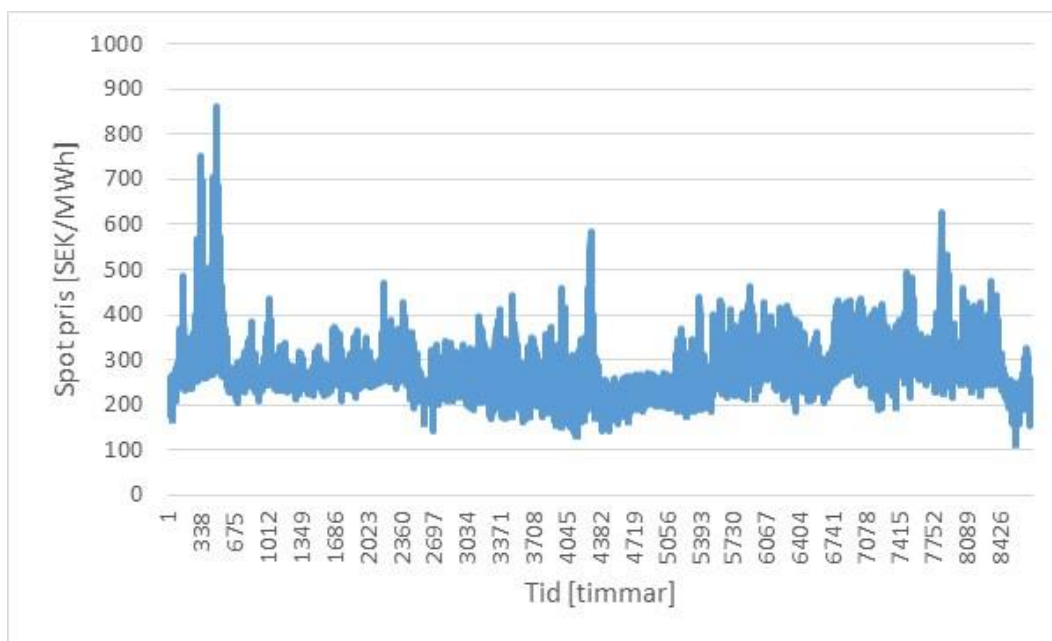
Både data från Energimyndighetens "Fyra framtider" och NEPP:s "Four market design scenarios for Europe" har tagits fram genom simuleringar i elmarknadsmodellen APOLLO utvecklad av Sweco men med olika scenarier och därför olika antaganden och indata till simuleringarna. Trots dessa skillnader är värdena på prisvolatiliteten som uppskattats mycket lika. Även prismedelvärdet ligger på ungefär samma nivå. Notera också att det skiljer fem år i simuleringsår mellan dessa resultat vilket kan vara en bidragande anledning till den skillnad som faktiskt finns.

Det faktum att prisvolatiliteten skiljer sig till en så begränsad grad i energimyndighetens Fyra framtider ger ytterligare belegg för att tvivla på den prisdata som tagits fram med EPOD-modellen där standardavvikelsen skiljer sig med nästan en faktor tio mellan de två olika scenarierna Green Policy och Regional Policy som dessutom har mer gemensamt i form av kapacitetsmix än till exempel scenarierna Forte och Legato.

I brist på fullständiga och tillförlitliga timprisdata kommer istället karaktäristiken av simulerade data appliceras på historiska data för att skapa en ny "simulerad timpriserie" som utgör basfallet för kommande driftsimuleringar i detta arbete och som vi kallar AR-X (se avsnitt 2.5). För att göra detta skapas först en serie som bygger på medelvärden av historiska data från åren 2013 - 2016, detta för att försöka fånga de mest genomgående säsongstrenderna. De historiska timpriserierna kan ses i Figur 62 och medelvärdesserien i Figur 63.



Figur 62. Historiska timdata från Nord Pool spot för elområde SE3 2013 - 2016. Källa: (Nord Pool, 2017)



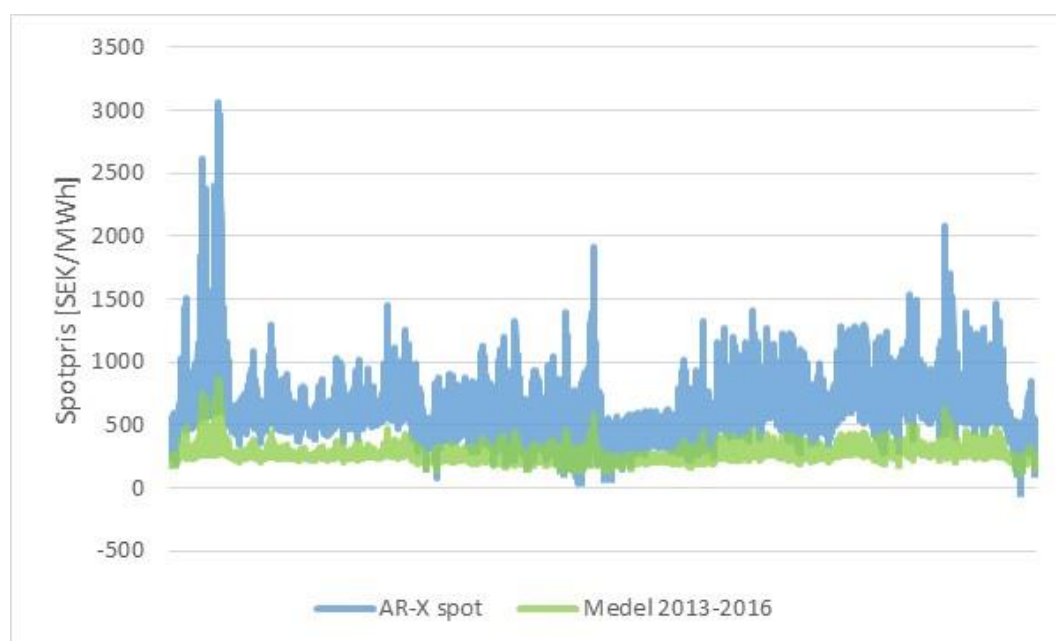
Figur 63. Medeltimpris baserat på åren 2013 - 2016 för elområde SE3.

Medelvärdesserien manipuleras sedan enligt metoden beskriven i avsnitt 2.5 för att anta karaktäristiken för simulerade prisserier från Energimyndighetens Fyra framtider och Swecos DST-scenario. Karaktäristiska värden för både historiska data och de olika framtidsscenerierna, inklusive scenario AR-X, sammanfattas i Tabell 16.

Tabell 16. Karaktäristiska värden för historisk prisdata samt simulerade framtidsscenarioer.  $\mu$ =medelvärde,  $S$ =standardavvikelse och  $cv$ =variationskoefficient. Källa: (Nord Pool, 2017)

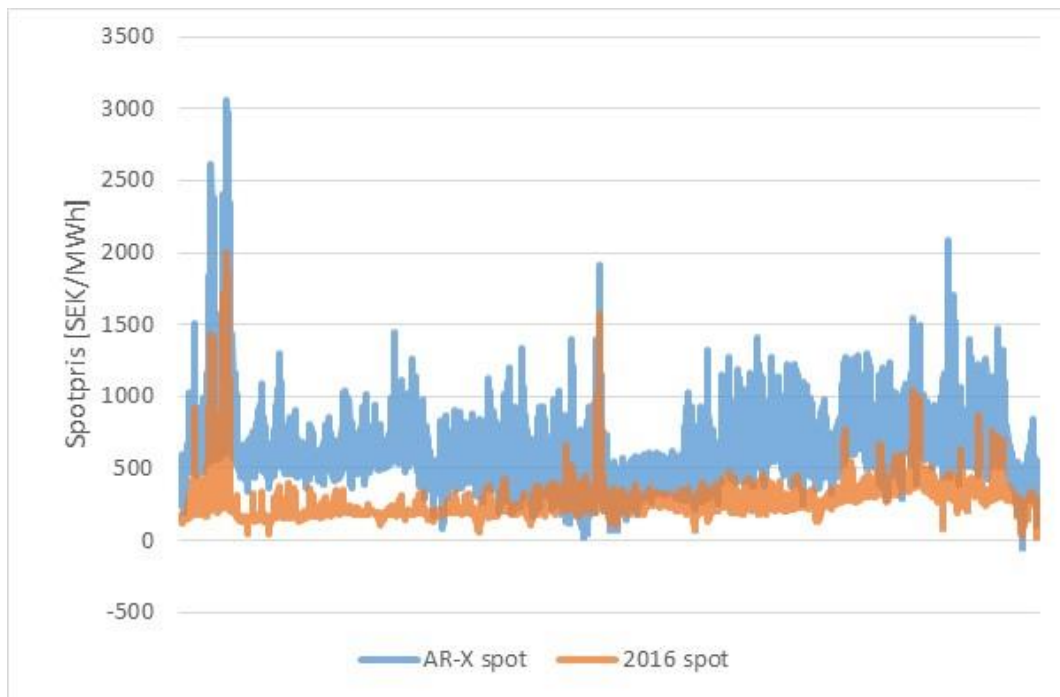
Källa	År	$\mu$ [SEK/MWh]	$S$ [SEK/MWh]	$cv$ [%]
Nord Pool spot	2013	340,8	74,9	22
Nord Pool spot	2014	287,8	62,0	21,6
Nord Pool spot	2015	205,9	91,4	44,4
Nord Pool spot	2016	277,9	119,3	42,9
Scenario	Simuleringsår			
Forte	2035	600,6	238,8	39,8
Legato	2035	659,2	272,7	41,4
Espressivo	2035	652,1	251,4	38,6
Vivace	2035	656,4	252,4	38,5
DST	2030	650	208	32
<b>AR-X</b>	<b>2030</b>	<b>646</b>	<b>231</b>	<b>35,8</b>

Medelvärde och standardavvikelse för scenario AR-X beräknades som ett viktat medelvärde av de andra framtidsscenarioerna där lika stor vikt ges till scenario DST som de fyra framtiderna sammanlagt då scenario DST avser samma år som AR-X, till skillnad från de fyra framtiderna. Värt att notera är att även om den absoluta standardavvikelsen är större i alla framtidsscenarioer så är variationskoefficienten faktiskt högst för åren 2015 och 2016. Medelvärde och standardavvikelse för AR-X appliceras alltså sedan på den historiska timmedelserien för att skapa den nya simulerade timprisserien AR-X spot, båda dessa kan ses i Figur 64.



Figur 64. Timprisserier med spotpriser för serien med medelvärderna framtagna utifrån timpriser för åren 2013 – 2016 (grön) samt för den simulerade timprisserien AR-X spot (blå).

Som förväntat får vi en ny timprisserie som i stora drag delar utseendet med medelvärdesserien men som såklart skiljer sig gällande den genomsnittliga nivån och variationen. För att ytterligare åskådliggöra hur denna metod påverkar karaktäristiken hos medelprisserien jämförs också den simulerade AR-X spot med den historiska prisserien från 2016 i Figur 65.



Figur 65. Timprisserier med historiska spotpriser för år 2016 (orange) samt för den simulerade timprisserien AR-X spot (blå).

Den genomsnittliga standardavvikelsen är såklart högre för AR-X spot men den ser också ut att vara mer jämt utspridd över årets alla timmar. Avvikelsen vid seriens extremvärden i relation till medelvärdet är något mindre för AR-X spot än för den historiska prisserien.

## 10. Lönsamhetsanalys av projektet PKV X

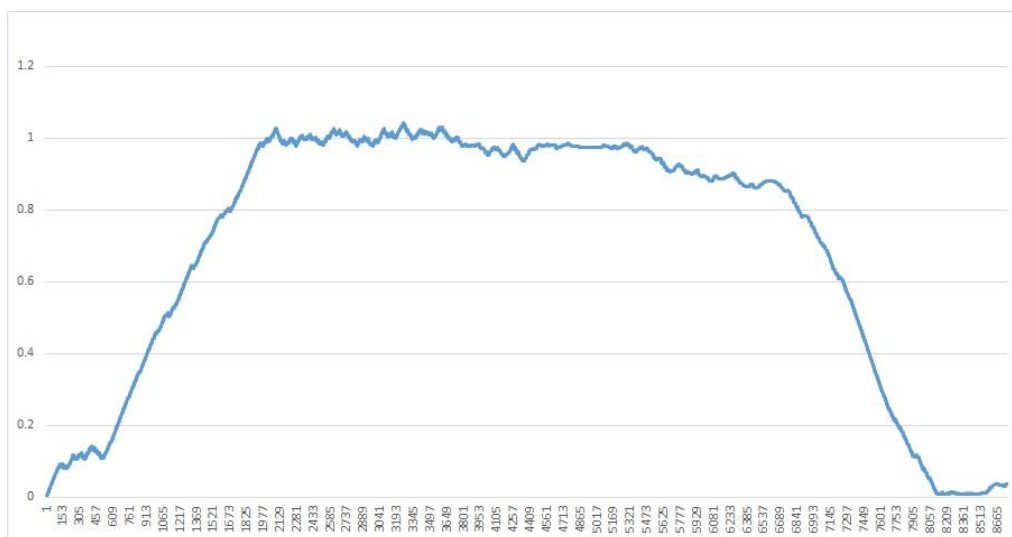
### 10.1 Fallstudiens slutfas

För att uppskatta lönsamheten i att anlägga PKV X görs simuleringar av kraftverkets drift med flera olika modeller genom vilka intäkter och rörliga löpande kostnader uppskattas för ett genomsnittså. Resultaten från driftssimuleringarna används sedan tillsammans med uppskattade anläggnings- och fasta löpande kostnader för att utföra lönsamhetsanalys med nuvärdesmetoden i ett kontrollscenario och det huvudsakliga framtidsscenario AR-X. Resultaten för scenario AR-X kompletteras sedan med en känslighetsanalys.

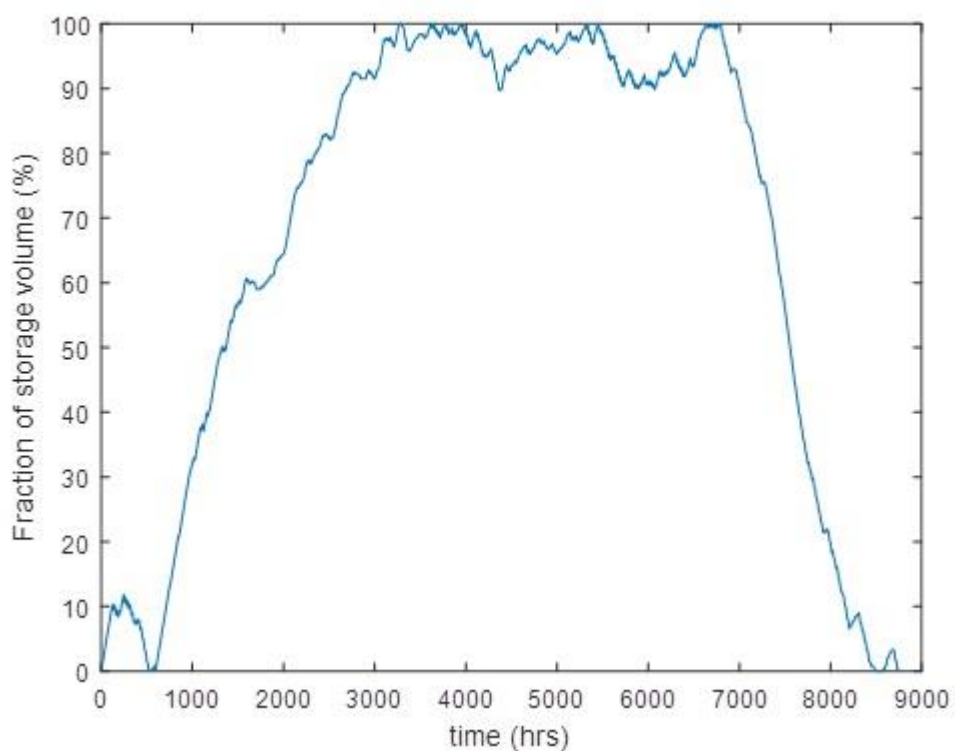
### 10.2 Kontrollscenario – år 2016

För att testa modellerna har simuleringar utförts med år 2016 som aktuell tidsperiod och med spotpriser från 2013-2015 som historisk data (för modell X). För dessa simuleringar sattes lagringsvolymen till 58013 MWh, vilket motsvarar reglering mellan dämningsskärmen och nuvarande ytnivå för den befintliga sjön eller en reglering på cirka 20 meter. Detta ger modellen fri möjlighet att reglera övre magasin i stor utsträckning (större än vad som kanske är realistiskt med hänsyn till eventuella restriktioner från vattendomar).

Både simulering med modell MC och FO gav nästan identiska resultat, vilket styrker modellernas validitet. Enligt modell MC och FO uppgår de teoretiskt maximala intäkterna för PKV X från arbitrage på spotmarknaden 2016 till ca 20,3 MSEK. För samma simuleringstid gav modell X ett resultat på ca 15 MSEK men om man räknar bort start-/stoppkostnader (som MC och FO inte tar hänsyn till) på ca 2 MSEK blir det jämförbara värdet ca 17 MSEK. Huruvida denna skillnad till största del beror på fördelen som modell MC och FO har i form av perfekt prognostisering, det faktum att modell X tar hänsyn till fler naturliga begränsningar för PKV X eller andra brister i modell X är svårt att säkert säga. Något som kan noteras är dock att driftschemat för modell X är snarlikt det som ges av modell MC och FO, vilket kan ses i Figur 66 och Figur 67, som visar graden av laddning för varje timme under året för respektive modell. Kurvorna kan se väldigt "släta" ut vilket kan ge ett intryck att kraftverket inte är så aktivt men detta är huvudsakligen en effekt av de många datapunkterna och att lagringsvolymen är stor i förhållande till den installerade effekten. I snitt är dock kraftverket i drift ca 14 timmar per dag enligt dessa driftscheman, dessa timmar är dock inte jämt fördelade på pumpning/generering inom dygnet. Simulering genomfördes också i modell FO med 2013 års spotpriser, detta gav ett mycket annorlunda resultat med betydligt lägre totala årsintäkter på ca 10,3 MSEK (se jämförelse Figur 68 & Figur 69). Detta beror till största del troligtvis på att spridningen på priserna 2013 var lägre än 2016 (standardavvikelse på 72 resp. 119). I Figur 70 kan man även se resultat från en simulering med modell FO där den maximala lagringsvolymen sattes till 8400 MWh, vilket motsvarar en mycket mer restriktiv reglering av det övre magasinet (endast reglering av de två översta metrarna). Med denna restriktion sjönk de årliga intäkterna från 20,3 till 13,3 MSEK för kontrollåret 2016.

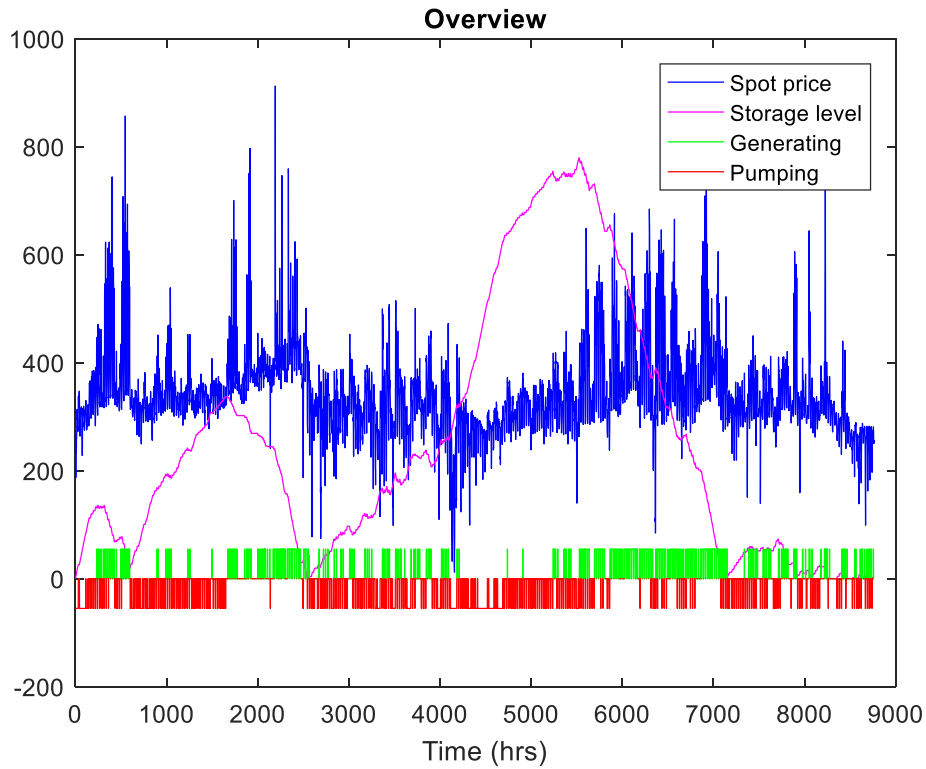


Figur 66. Förändringen av laddningsnivå (fyllnadsgrad i övre magasin) under ett år för simulering av kontrollscenariot med modell X.

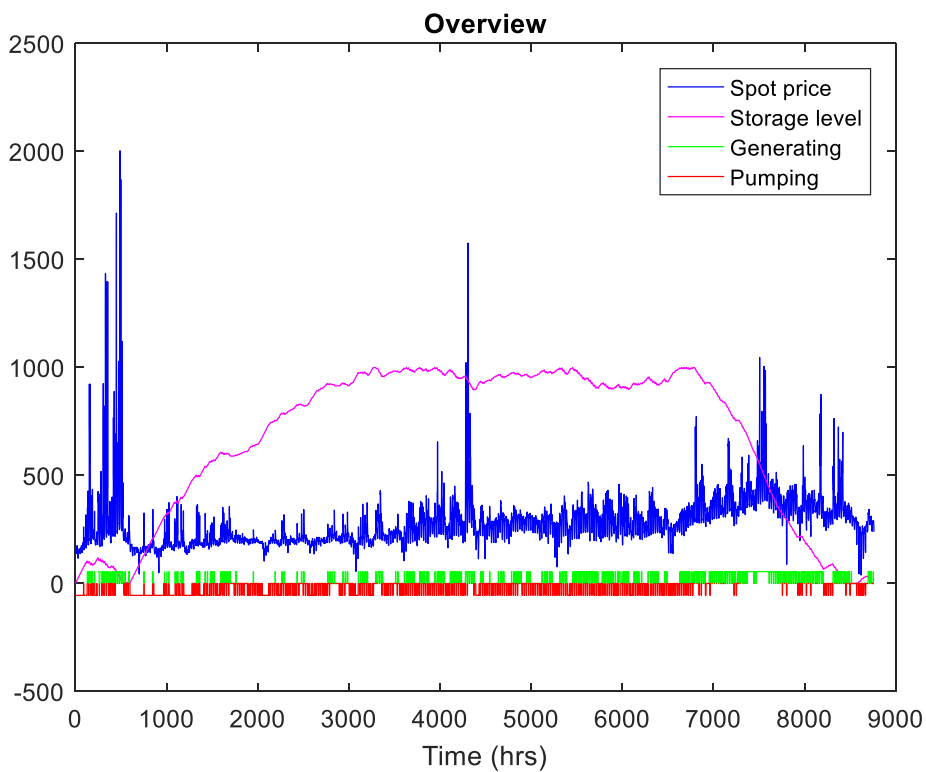


Figur 67. Förändringen av laddningsnivå (fyllnadsgrad i övre magasin) under ett år för simulering av kontrollscenariot med modell FO.

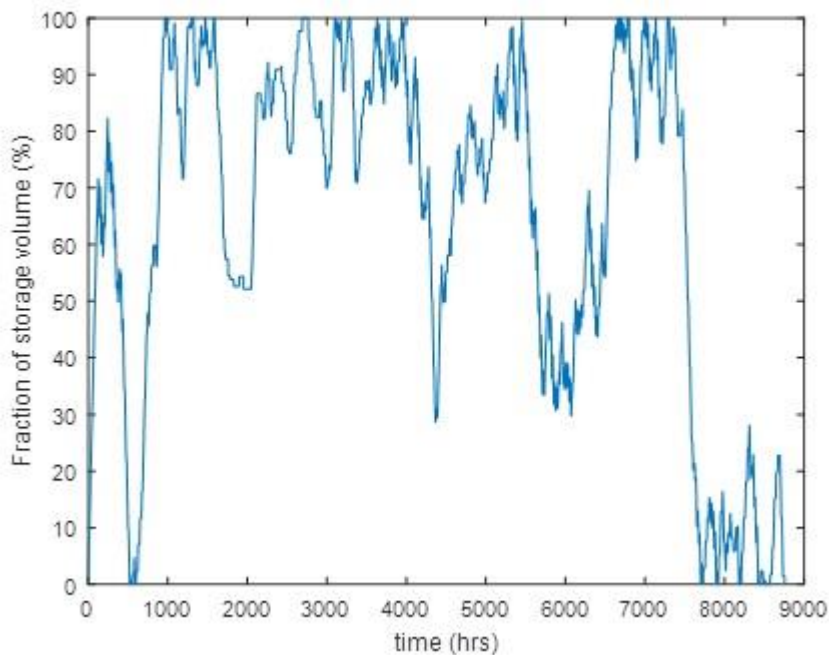




Figur 68. Översikt av simuleringsresultat för 2013 års prisserie med modell FO.

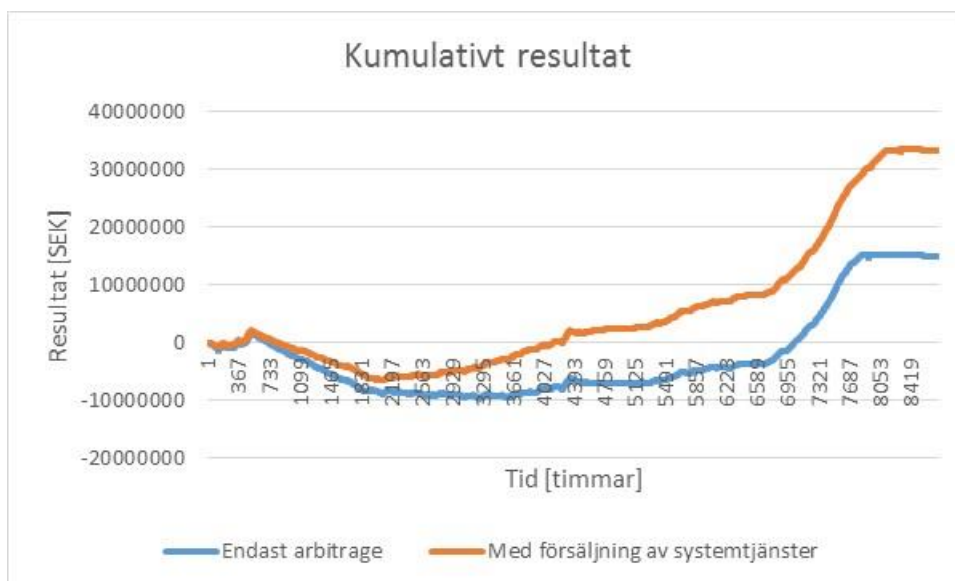


Figur 69. Översikt av simuleringsresultat för kontrollscenariot med modell FO.

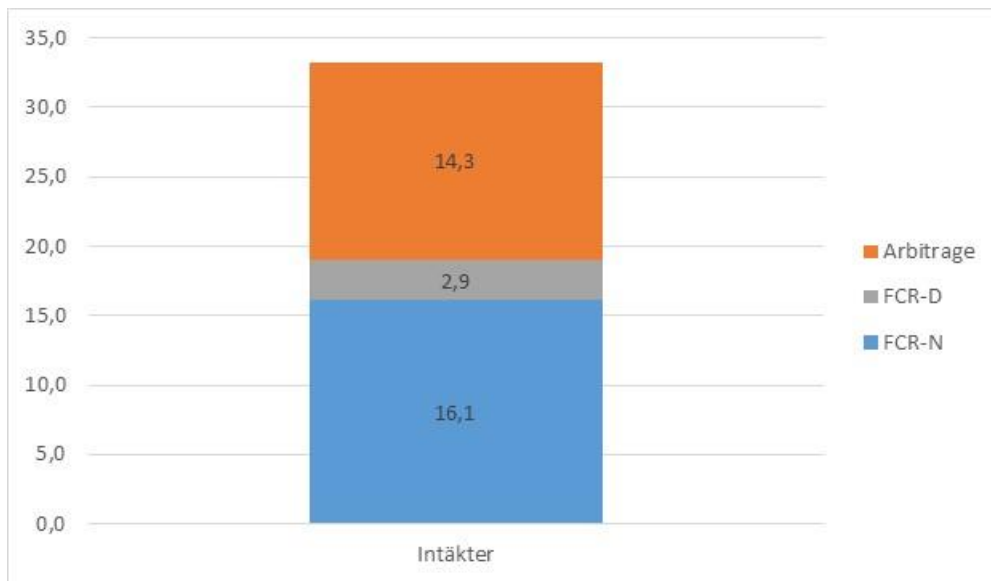


Figur 70. Förändring av laddningsnivå med tiden enligt modell FO för scenario med begränsad lagringsvolym på 8400 MWh.

När modell X utökades med funktionen att även kunna sälja systemtjänster i form av frekvensreglering av typerna FCR-N och -D ökade de totala årsintäkterna från cirka 15 MSEK till cirka 33 MSEK, en ökning med hela 114 %. I Figur 71 jämförs utvecklingen av ackumulerat resultat för modell X med och utan försäljning av systemtjänster för kontrollåret 2016 och i Figur 72 visas fördelningen mellan de enskilda intäktskällorna i absoluta tal. Notera att intäkterna från arbitrage påverkades endast marginellt av att man tillåter PKV X att även sälja kapacitet till frekvensreglering. Detta är rimligt då endast timmar som är mindre lönsamma ur arbitragesynvinkel påverkas i någon utsträckning. Värt att notera är också att detta driftschema innebär att kraftverket går med förlust under en del av året då man investerar i att ladda energilagret, vilket sedan ger utdelning under hösten då de genomsnittliga priserna är högre.



Figur 71. Jämförelse av med tiden ackumulerat resultat enligt modell X, med och utan försäljning av systemtjänster, för kontrollåret 2016.



Figur 72. Fördelningen av totala intäkter från de olika intäktskällorna i MSEK.

Utifrån dessa resultat kan vi se att modell X som inte förutsätter perfekt prisprognostisering uppskattar lägre årligt resultat om endast intäkter från arbitrage avses. Modell X simulerar dock högre årligt resultat om även försäljning av systemtjänsterna FCR-N och -D tas med i beräkningarna (se avsnitt 5.7.2). Detta sammanfattas i Tabell 17.

Tabell 17. Jämförelse av resultat mellan modell FO och modell X.

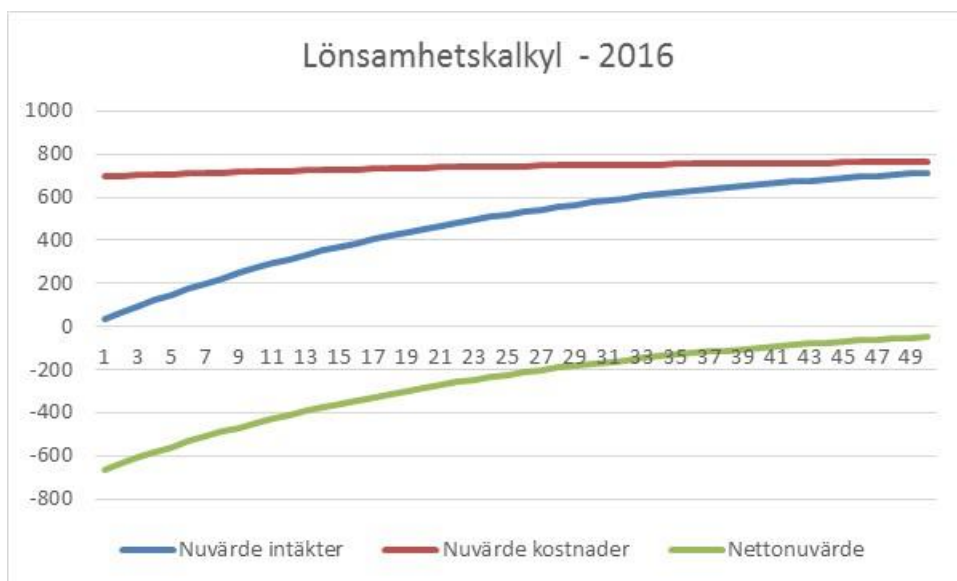
	FCR-N	FCR-D	Arbitrage	Totalt	
modell X	16,1	2,9	14,3	33,3	MSEK
	48,3	8,8	42,8	100	%
modell FO	0	0	20,3	20,3	MSEK
	0	0	100	100	%

Detta stämmer överens med vad litteraturen säger angående intäkter för pumpkraftverk, att flera intäktsströmmar är nödvändiga för att maximera intäkterna, vilket också diskuterades i avsnitt 5.7. Denna kontrollsimulering ger oss, förutom värdefull information om de matematiska modellerna, också en uppskattning av det nuvarande läget för den här typen av energilagring i Sverige.

Lönsamhetskalkylens resultat för kontrollåret 2016 redovisas i Tabell 18 och Figur 73.

Tabell 18. Lönsamhetsanalys för kontrollåret 2016 baserad på resultat från modell X.

Indata			Beräknade värden		
Investeringskostnad	692	MSEK	Enkel återbetalning	23,07	År
Löpande kostnader	3,3	MSEK/år	Annuitetsfaktor	21,48	
Genomsnittliga årliga intäkter	33,3	MSEK/År	Nuvärde intäkter	715,36	MSEK
Ekonomisk livslängd	50	År	Nuvärde kostnader	762,89	MSEK
Kalkylränta	4,00	%	Nettonuvärde	-47,53	MSEK
			Internräntevärde	3,59	%

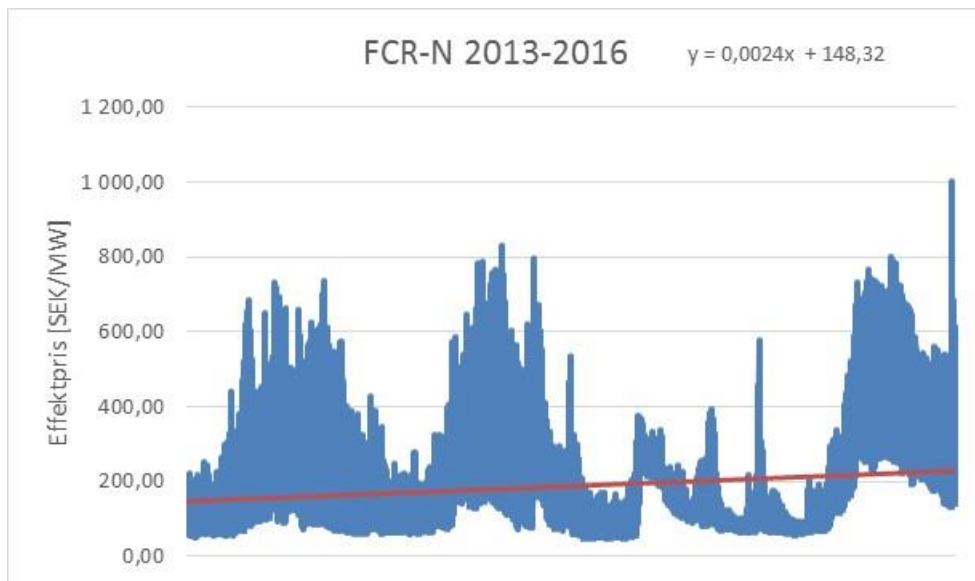


Figur 73. Nuvärdesutveckling under kraftverkets livstid för kontrollscenariot med start 2016.

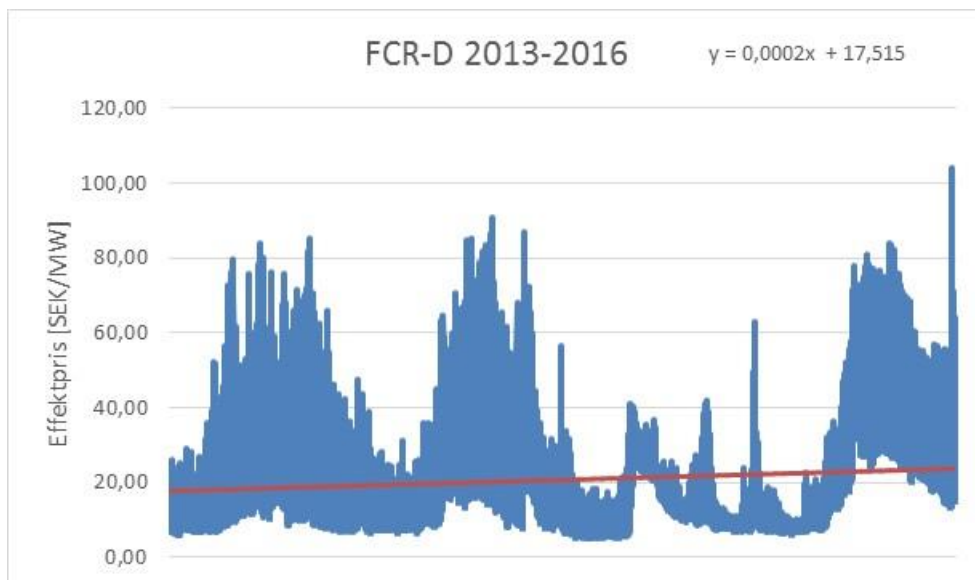
Utifrån detta kan vi se att PKV X inte är lönsamt i dagsläget enligt våra antaganden, även med en låg antagen kalkylränta på 4 %. Nettonuvärdet beräknas till -47,53 MSEK och internräntevärdet till 3,59 %.

### 10.3 Scenario AR-X 2030

För simulering av drift för året 2030 upprepades många av de steg som utfördes för kontrollsimuleringen. Eftersom modell FO och modell MC gav identiska resultat och FO krävde betydligt mindre beräkningstid genomfördes inte fler simuleringar med modell MC utan modell FO används hädanefter genomgående för att representera det teoretiska maximala intäkterna från arbitrage. Liksom för kontrollsimuleringen sattes för basfallet den maximala energilagringsskapaciteten till 58 013 MWh. Nu används dock den simulerade timprisserien AR-X spot istället för historiska prisdata för 2016. För detta scenario och kommande framtidsscenarioer är det inte möjligt att uppskatta intäkter från försäljning av FCR på samma sätt som tidigare då det inte finns något tillförlitligt sätt att simulera framtida priser för dessa tjänster. Här har en förenkling gjorts att värdet på FCR antas stiga i samma takt under perioden 2016-2030 som den gjorde 2013-2016 och värdeökningen kan alltså extrapoleras från historisk data. I Figur 74 och Figur 75 visas historiska data för priserna på FCR-N och -D med tillhörande trendlinje och trendekvation. För trendekvationen gäller att x är antalet timmar efter kl. 00.00 den första januari 2013.



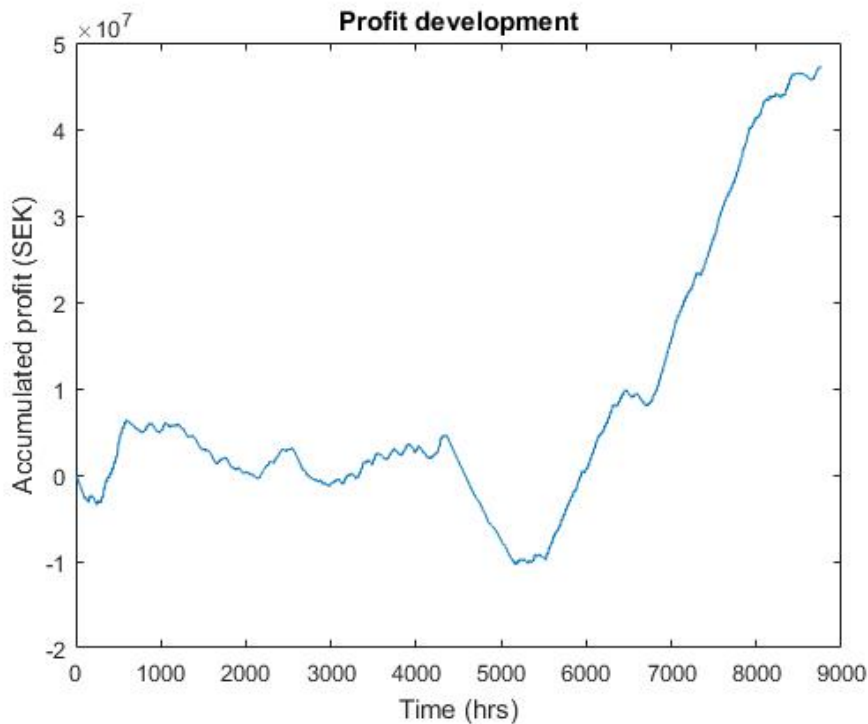
Figur 74. Historisk utveckling av effektpris för FCR-N 2013 - 2016. Timpriser samt trend.



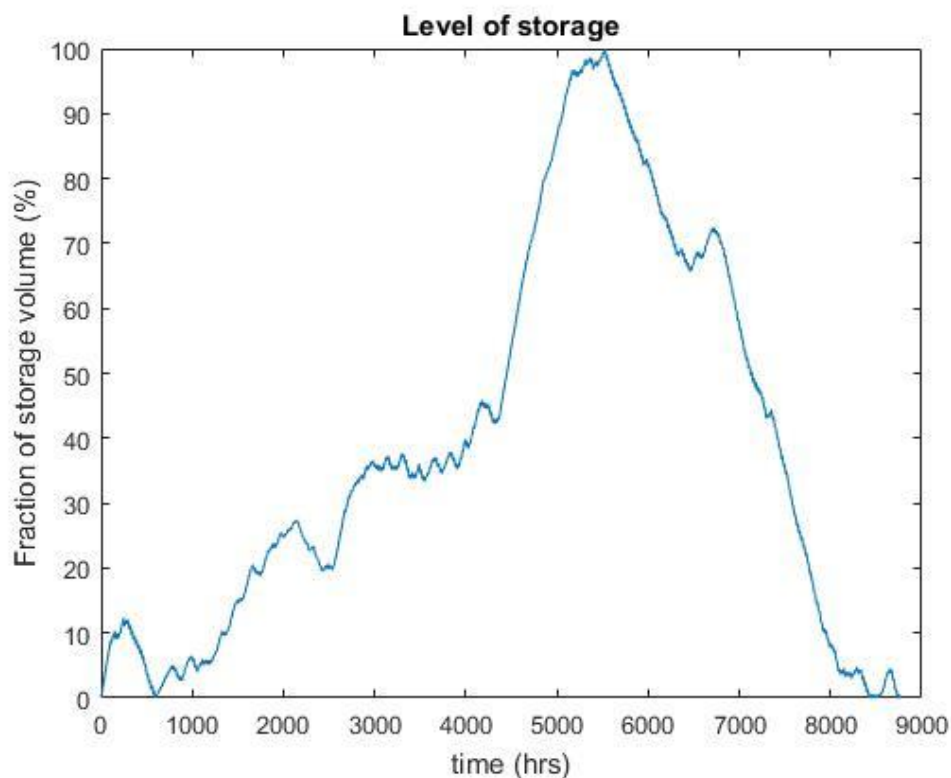
Figur 75. Historisk utveckling av effektpris för FCR-D 2013 - 2016. Timpriser samt trend.

Om dessa trender extrapoleras från mitten på 2016 till mitten på 2030 kan en procentsats beräknas som förenklat används för att beräkna intäkter från FCR år 2030 utifrån simulerade intäkter för år 2030 baserat på priser för år 2016. Värdeökningen antas vara enligt trend men inte nödvändigtvis intäkterna då det finns en konflikt mellan utnyttjandet av kapacitet för arbitrage och frekvensreglering (försäljning av FCR) och när prisvariationerna stiger ökar lönsamheten för arbitrage vilket i detta fall prioriteras först i kapacitetsallokeringen. Detta innebär att mindre kapacitet görs tillgänglig för FCR och intäkterna från försäljning av dessa tjänster minskar procentuellt. Enligt beräkning blir den procentuella förändringen från 2016 till 2030 232,6 % för FCR-N och 203,7 % för FCR-D. Alltså multipliceras timpriserna från år 2016 med 2,326 respektive 2,037 när de används för simulering av år 2030.

Först simuleras driften i scenario AR-X med modell FO, resultaten från denna simulering redovisas i Figur 76 och Figur 77.



Figur 76. Kumulativt resultat under året 2030 inom scenario AR-X enligt modell FO.



Figur 77. Grad av laddning under året 2030 inom scenario AR-X enligt modell FO.

Det totala resultatet för 2030 uppskattas av modell FO till cirka 47,2 MSEK, vilket är en ökning med 132,5 % jämfört med resultatet för 2016 på 20,3 MSEK. Efter detta görs simuleringen om med modell X och resultaten från denna presenteras och jämförs med resultaten från modell FO i Tabell 19.

Tabell 19. Simulerade intäkter för år 2030 inom scenario AR-X från modell X samt modell FO.

	FCR-N	FCR-D	Arbitrage	Totalt	
modell X	20,2	2,7	31,7	54,6	MSEK
	37	5	58	100	%
modell FO	0	0	47,2	47,2	MSEK
	0	0	100	100	%

Utifrån dessa värden kan vi se att resultatet från modell X ökat med cirka 64 % i detta scenario jämfört med kontrollscenariot och att modell X simulerar högre intäkter än modell FO även för detta scenario men att skillnaden mellan modellerna är mindre för detta scenario (15,7 %) än i kontrollscenariot (64,0 %). Relationen mellan intäkterna endast från arbitrage givet av de två modellerna i kontrollfallet (70,4 %) är dock mer eller mindre detsamma även i detta scenario (67,2 %). Dessa resultat visar också att intäkterna från arbitrage utgör en större andel av de totala intäkterna än i kontrollsimuleringen, vilket var väntat med tanke på att fler timmar kan anses lönsamma för arbitrage.

Resultatet givet av modell X användes sedan för en ny lönsamhetskalkyl för vilken resultat presenteras i Tabell 20 och Figur 78.

Tabell 20. Lönsamhetsanalys för år 2030 inom scenario AR-X.

Indata			Beräknade värden		
Investeringskostnad	692	MSEK	Enkel återbetalning	13,49	År
Löpande kostnader	3,3	MSEK/år	Annuitetsfaktor	21,48	
Genomsnittliga årliga intäkter	54,6	MSEK/År	Nuvärde intäkter	1 172,93	MSEK
Ekonomisk livslängd	50	År	Nuvärde kostnader	762,89	MSEK
Kalkylränta	4,00	%	Nettonuvärde	410,04	MSEK
			Internräntevärde	7,18	%



Figur 78. Nuvärdesutveckling under kraftverkets livstid för scenario AR-X med start 2030.

I detta scenario visar lönsamhetskalkylen på positivt resultat, nettonuvärdet beräknas till 410 MSEK och internräntevärdet till 7,18 %. Brytpunkten för nettonuvärdet ligger på knappt 20 år. Dessa resultat utgör basfallet i denna studie och i kommande känslighetsanalys kommer nya resultat att relateras till detta fall.

## 10.4 Känslighetsanalys

För att testa hur osäkerheter i indata kan få utslag i modellresultaten och studiens slutresultat genomförs en känslighetsanalys. I känslighetsanalysen varieras enskilda parametrar i modellen och inverkan på resultaten registreras och jämförs med basfallet så väl som andra scenarier.

### 10.4.1 Investeringskostnad

Investeringskostnaden utgör en stor andel av PKV X livscykelkostnad och kommer därför ha stor betydelse för projektets potentiella lönsamhet. Med tanke på till vilken grad investeringskostnaden beror på plats-specifika förhållanden och den översiktliga studie som gjorts av projektplatsen finns det också en nivå av osäkerhet kring denna parameter som gör den högst intressant att studera närmare. För att kontrollera känsligheten för skiftningar i investeringskostnaden kommer denna att varieras +/-10 %. Detta blir fall K1 (+10 %) med en investeringskostnad på 761 MSEK och fall K2 (-10 %) med en investeringskostnad på 623 MSEK. Resultaten för dessa två fall redovisas i Tabell 21 och Tabell 22

Tabell 21. Lönsamhetsanalys för år 2030 inom scenario AR-X fall K1 baserad på resultat från modell X. K1 innebär en höjd investeringskostnad med 10 %.

Indata			Beräknade värden		
Investeringskostnad	761	MSEK	Enkel återbetalning	14,83	År
Löpande kostnader	3,3	MSEK/år	Annuitetsfaktor	21,48	
Genomsnittliga årliga intäkter	54,6	MSEK/år	Nuvärde intäkter	1 172,93	MSEK
Ekonomisk livslängd	50	År	Nuvärde kostnader	831,89	MSEK
Kalkylränta	4,00	%	Nettonuvärde	341,04	MSEK
			Internräntevärde	6,44	%

Tabell 22. Lönsamhetsanalys för år 2030 inom scenario AR-X fall K2 baserad på resultat från modell X. K2 innebär en sänkt investeringskostnad med 10 %.

Indata			Beräknade värden		
Investeringskostnad	623	MSEK	Enkel återbetalning	12,14	År
Löpande kostnader	3,3	MSEK/år	Annuitetsfaktor	21,48	
Genomsnittliga årliga intäkter	54,6	MSEK/År	Nuvärde intäkter	1 172,93	MSEK
Ekonomisk livslängd	50	År	Nuvärde kostnader	693,89	MSEK
Kalkylränta	4,00	%	Nettonuvärde	479,04	MSEK
			Internräntevärde	8,06	%

Den ändrade investeringskostnaden får direkt utslag på nuvärdet av kostnaderna och därmed nettonuvärdet med +/-69,2 MSEK. Som förväntat resulterar en högre investeringskostnad i ett lägre nettonuvärde och vice versa. I detta fall blir utslaget +/-16,8 % på nettonuvärdet jämfört med basfallet. Utslaget på internräntevärdet blev -0,74 respektive +0,88 procentenheter.

### 10.4.2 Löpande kostnader

De löpande kostnaderna för ett pumpkraftverk är förhållandevis små. I basfallet har dock ett antagande gjorts att elnätsavgiften kan bortses ifrån på grund av att värdet för nyttan som pumpkraftverket tillför på regionnätetsnivå motsvarar minst denna avgift. Detta antagande grundas i ett verkligt svenskt fall och bör kunna ses som lämpligt för andra liknande exempel men det är trots allt ingen säkerhet och det kan därför vara intressant hur detta antagande påverkar projektets uppskattade lönsamhet. För att kontrollera denna känslighet höjs de årliga löpande kostnaderna med 10 MSEK vilket är den uppskattade storleken på nätavgiften för PKV X med



dagens priser. Detta blir fall K3 med löpande årliga kostnader på 13.3 MSEK/år. Resultaten för detta fall redovisas i Tabell 23.

Tabell 23. Lönsamhetsanalys för år 2030 inom scenario AR-X fall K3 baserad på resultat från modell X. K3 innebär höjda löpande kostnader med 10 MSEK/år eller cirka 300 %.

Indata			Beräknade värden		
Investeringskostnad	692	MSEK	Enkel återbetalning	16,76	År
Löpande kostnader	13,3	MSEK/år	Annuitetsfaktor	21,48	
Genomsnittliga årliga intäkter	54,6	MSEK/År	Nuvärde intäkter	1 172,93	MSEK
Ekonomisk livslängd	50	År	Nuvärde kostnader	977,71	MSEK
Kalkylränta	4,00	%	Nettonuvärde	195,21	MSEK
			Internräntevärde	5,57	%

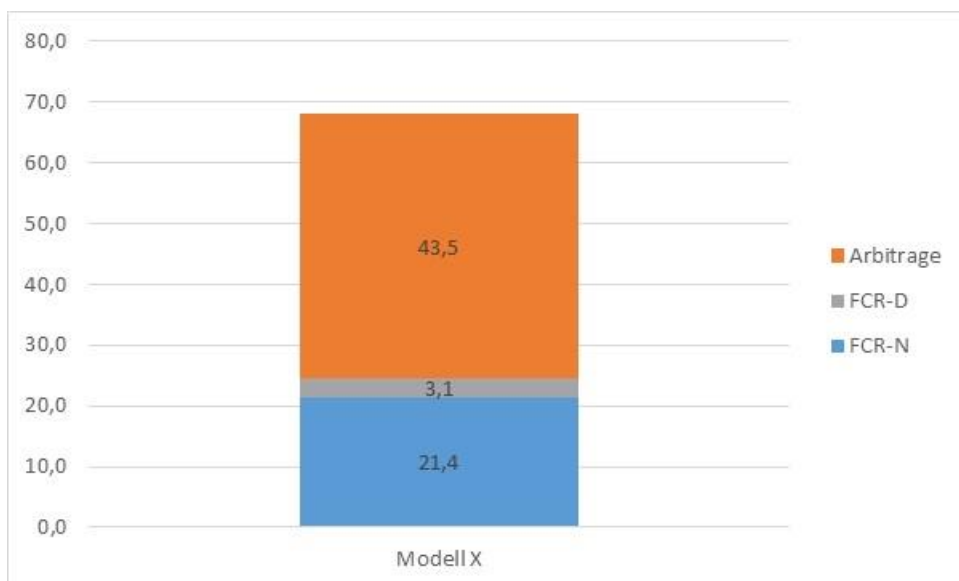
De ändrade löpande kostnaderna påverkar nuvärdet av kostnaderna, och därmed nettonuvärdet, i relation till räntan. Som förväntat resulterar högre löpande kostnader i ett lägre nettonuvärde. I detta fall blir utslaget -52,4 % jämfört med basfallet. Denna förändring är alltså betydligt större än för fall 1 och 2 men förändringen i parametern är också större, hela 303 %, och känsligheten, eller förändringen i procent per procent, blir därför liten. Utslaget på internräntevärdet blev -1,61 procentenheter.

### 10.4.3 Elprisvolatilitet

Elprisets volatilitet är den huvudsakliga påverkansfaktorn för hur stora intäkter som kan genereras genom arbitrage. Med de trender vi ser inom elsystemet, både i Sverige och utomlands är det troligt att elprisvolatiliteten kommer att öka i framtiden. Hur mycket och hur snabbt volatiliteten kommer att öka är dock mycket svårare att säga. För att kontrollera känsligheten för denna parameter varierar standardavvikelsen för timpriserier med +/-20 %. Detta blir fall K4 (+20 %) med en standardavvikelse på 277 SEK/MWh och fall K5 (-20 %) med en standardavvikelse på 185 SEK/MWh. Resultaten från lönsamhetsanalysen för dessa två fall redovisas i Tabell 24 och Tabell 25. För att illustrera hur den förändrade prisvolatiliteten påverkar de olika intäktskällorna visas fördelningen av totala intäkter på dessa i Figur 79 och Figur 80.

Tabell 24. Lönsamhetsanalys för år 2030 inom scenario AR-X fall K4 baserad på resultat från modell X. K4 innebär en ökad prisvolatilitet med 20 %.

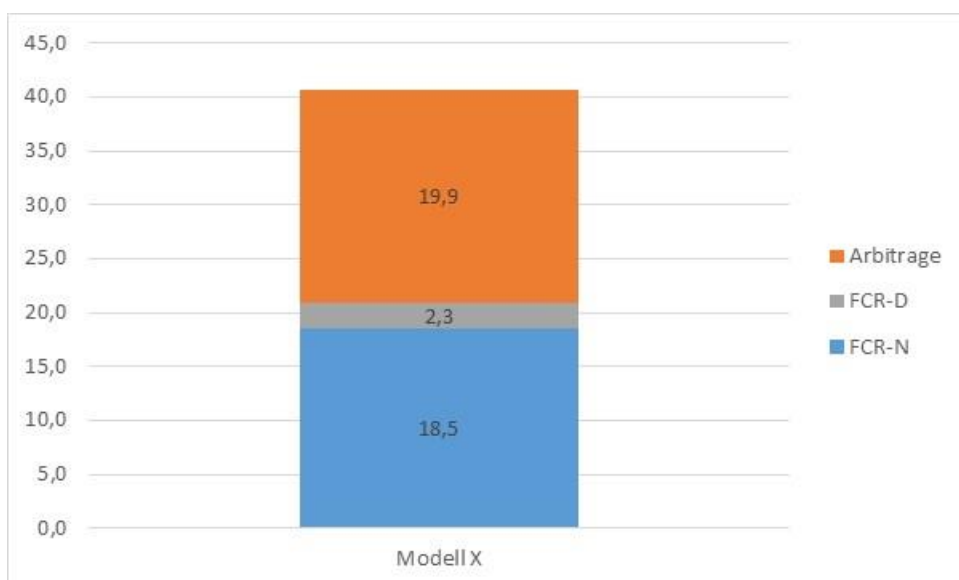
Indata			Beräknade värden		
Investeringskostnad	692	MSEK	Enkel återbetalning	10,68	År
Löpande kostnader	3,3	MSEK/år	Annuitetsfaktor	21,48	
Genomsnittliga årliga intäkter	68,1	MSEK/År	Nuvärde intäkter	1 462,94	MSEK
Ekonomisk livslängd	50	År	Nuvärde kostnader	762,89	MSEK
Kalkylränta	4,00	%	Nettonuvärde	700,05	MSEK
			Internräntevärde	9,25	%



Figur 79. Fördelning av totala intäkter på de olika intäktskällorna i modell X för fall K4.

Tabell 25. Lönsamhetsanalys för år 2030 inom scenario AR-X fall K5 baserad på resultat från modell X. K5 innebär en sänkt prisvolatilitet med 20 %.

Indata			Beräknade värden		
Investeringskostnad	692	MSEK	Enkel återbetalning	18,5	År
Löpande kostnader	3,3	MSEK/år	Annuitetsfaktor	21,48	
Genomsnittliga årliga intäkter	40,7	MSEK/År	Nuvärde intäkter	874,32	MSEK
Ekonomisk livslängd	50	År	Nuvärde kostnader	762,89	MSEK
Kalkylränta	4,00	%	Nettonuvärde	111,43	MSEK
			Internräntevärde	4,91	%



Figur 80. Fördelning av totala intäkter på de olika intäktskällorna i modell X för fall K5.

Den förändrade prisvolatiliteten påverkar de totala intäkterna och de enskilda delintäkterna. När prisvolatiliteten ökar och därmed även lönsamheten i ,och intäkterna ifrån, arbitrage så allokeras mindre kapacitet till frekvensreglering och därmed sjunker intäkterna från försäljning av FCR. När

prisvolatiliteten minskar och därmed även lönsamheten i arbitrage så allokeras mer kapacitet till frekvensreglering och därmed stiger intäkterna från försäljning av FCR men om lönsamheten i arbitrage sjunker under gränsen för drift så stänger kraftverket av under fler timmar och inga intäkter genereras. I grunden förändrar detta de uppskattade genomsnittliga årliga intäkterna vilket i sin tur påverkar nuvärdet av intäkterna, och därmed nettonuvärdet, i relation till räntan.

För fall K4 kan vi se att de totala årliga intäkterna steg med 24,7 % men att huvuddelen av denna ökning skedde hos intäkterna från arbitrage (+37,2 %), intäkterna från försäljning av FCR ökade endast marginellt (+7 %). Detta resulterar i en ökning av nettonuvärdet med 70,7 % vilket är det kraftigaste utfallet hittills, d.v.s. känsligheten är hög för denna parameter. Utslaget på internräntevärdet för fall K4 blev +2,07 procentenheter

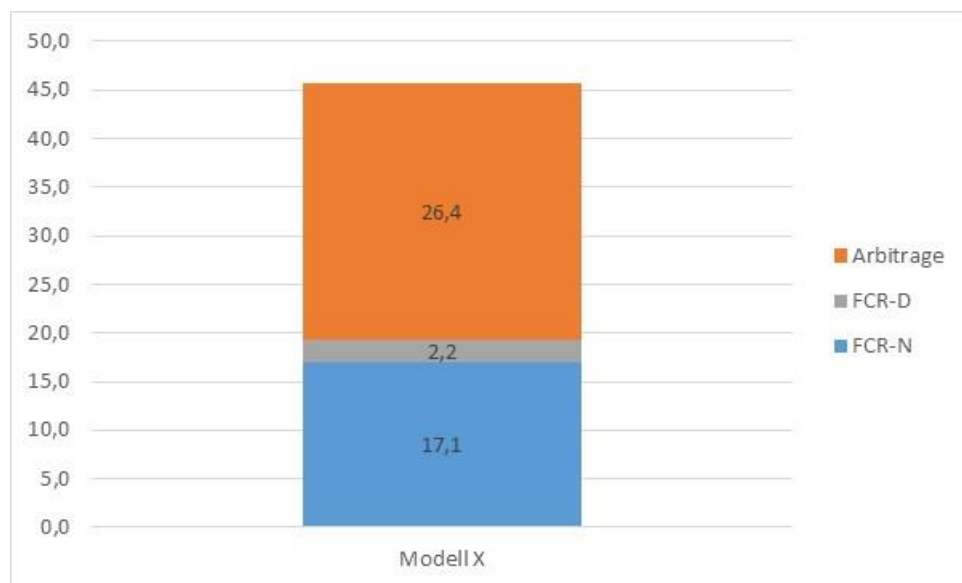
För Fall K5 kan vi se att de totala årliga intäkterna sjönk med 25,5 % men att det återigen var intäkterna från arbitrage som påverkades mest (-37 %) medan intäkterna från försäljning av FCR sjönk betydligt mindre (-9,2 %). Detta resulterar i en minskning av nettonuvärdet med 72,9 %, en något större förändring än fall K4, vilket troligtvis beror på att kraftverket står i stand-by under fler timmar. Utslaget på internräntevärdet för fall K5 blev -2,27 procentenheter.

#### 10.4.4 Elprisnivå

Elprisets genomsnittliga nivå påverkar timprisseriens variationskoefficient, eller relativa volatilitet. Detta påverkar hur driften planeras och därför också resultatet men genom en mer indirekt mekanism. De simuleringar som gjordes inom ramen för Energimyndighetens Fyra framtider visar också på en stor variation i det genomsnittliga elpriset, huvudsakligen beroende på utvecklingen av koldioxidpriset. Dessa två faktorer gör det intressant att studera känsligheten för denna parameter. För att kontrollera känsligheten varierades medelvärdet för timprisserien med +/-25 %. Detta blir fall K6 (+25 %) med ett medelvärde på 808 SEK/MWh och fall K7 (-25 %) med ett medelvärde på 485 SEK/MWh. Resultaten från lönsamhetsanalysen för dessa två fall redovisas Tabell 26 och Tabell 27. För att illustrera hur den förändrade genomsnittliga prisnivån påverkar de olika intäktskällorna visas fördelningen av totala intäkter på dessa i Figur 81 och Figur 82.

Tabell 26. Lönsamhetsanalys för år 2030 inom scenario AR-X fall K6 baserad på resultat från modell X. K6 innebär en höjd genomsnittlig prisnivå med 25 %.

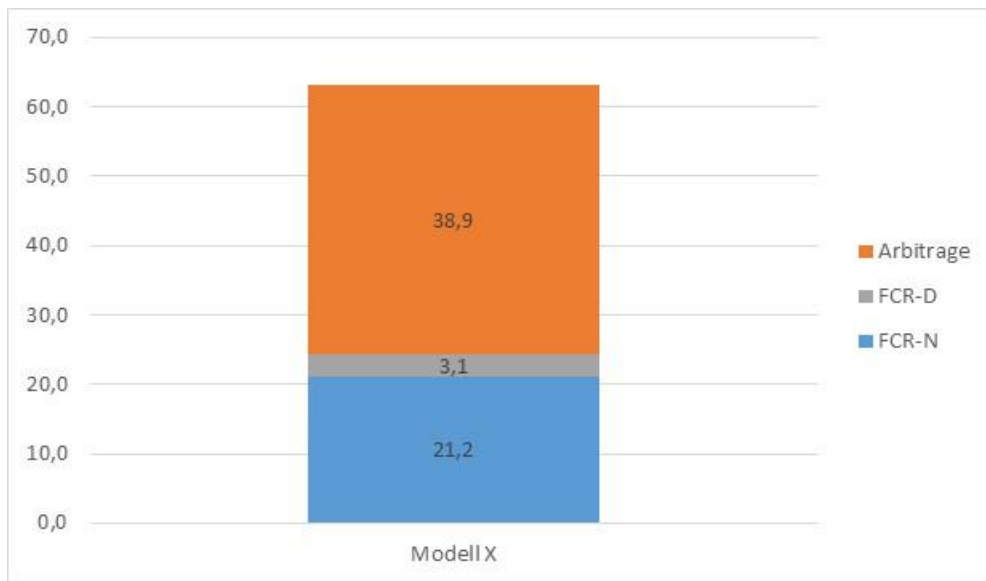
Indata			Beräknade värden		
Investeringskostnad	692	MSEK	Enkel återbetalning	16,32	År
Löpande kostnader	3,3	MSEK/år	Annuitetsfaktor	21,48	
Genomsnittliga årliga intäkter	45,7	MSEK/År	Nuvärde intäkter	981,74	MSEK
Ekonomisk livslängd	50	År	Nuvärde kostnader	762,89	MSEK
Kalkylränta	4,00	%	Nettonuvärde	218,84	MSEK
			Internräntevärde	5,75	%



Figur 81. Fördelning av totala intäkter på de olika intäktskällorna i modell X för fall K6.

Tabell 27. Lönsamhetsanalys för år 2030 inom scenario AR-X fall K7 baserad på resultat från modell X. K7 innebär en sänkt genomsnittlig prisnivå med 25 %.

Indata			Beräknade värden		
Investeringskostnad	692	MSEK	Enkel återbetalning	11,55	År
Löpande kostnader	3,3	MSEK/år	Annuitetsfaktor	21,48	
Genomsnittliga årliga intäkter	63,2	MSEK/År	Nuvärde intäkter	1 357,67	MSEK
Ekonomisk livslängd	50	År	Nuvärde kostnader	762,89	MSEK
Kalkylränta	4,00	%	Nettonuvärde	594,78	MSEK
			Internräntevärde	8,51	%



Figur 82. Fördelning av totala intäkter på de olika intäktskällorna i modell X för fall K7.

Den förändrade prisnivån påverkar de totala intäkterna och de enskilda delintäkterna. När prisnivån stiger minskar variationskoefficienten och färre timmar är därför att anse som lönsamma för arbitrage. Detta ger oss en liknande effekt som vi såg för den varierande prisvolatiliteten i fall K4 och K5 men här är det ett ökat värde på genomsnittet som ger lägre intäkter.

För fall K6 kan vi se att de totala årliga intäkterna sjönk med 16,3 % och att minskningen var relativt jämt fördelad på de olika intäktskällorna. Detta resulterar i en minskning av nettonuvärdet med 46,6 %. Utslaget på internräntevärdet blev -1,43 procentenheter.

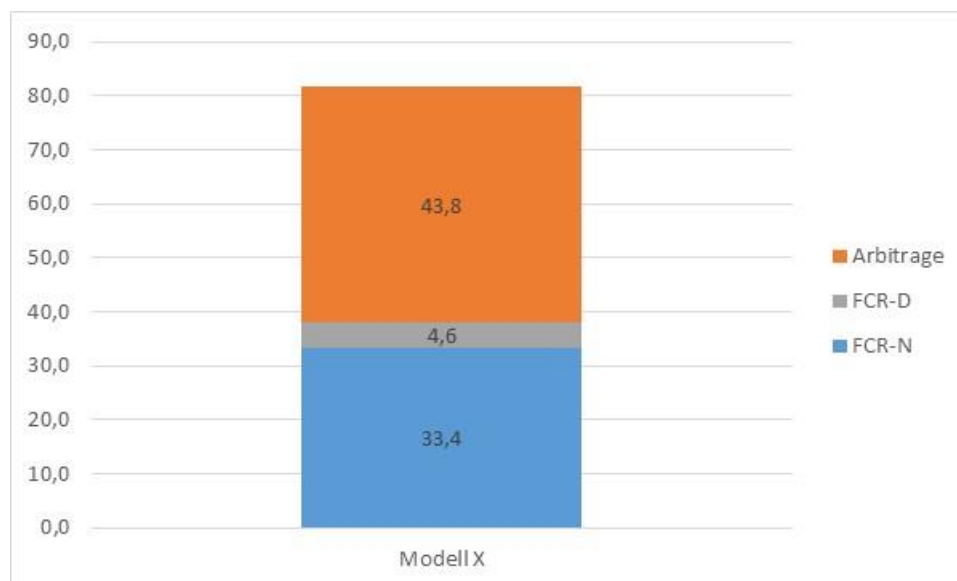
För fall K7 kan vi se att de totala årliga intäkterna steg med 15,7 % men att ökningen var betydligt större procentuellt sett för intäkterna från arbitrage och FCR-D än för FCR-N. Kanske påverkas detta av vilka timmar driftläget förändras för som en effekt av den förändrade relativa volatiliteten och priserna för de olika tjänsterna just dessa timmar. Detta resulterar i en ökning av nettonuvärdet med 45,1 %. Utslaget på internräntevärdet blev +1,33 procentenheter.

#### 10.4.5 Installerad effekt

Den installerade effekten för PKV X bestämdes i huvudsak med hänsyn till vad som ansågs vara ett rimligt vattenuttag med tanke på storleken av det nedre magasinet och är relativt liten med tanke på den stora energilagringsskapacitet som finns i det tilltänkta övre magasinet. En större installerad effekt tillåter kraftverket att utnyttja de mest extrema priserna till en högre grad och på så sätt generera mer intäkter från arbitrage samt sälja mer kapacitet i form av FCR. En högre installerad effekt innebär också en högre investeringskostnad och fler timmar då kraftverket tvingas stå stilla på grund av bristande vattentillgång i nedre magasin. Det är alltså flera faktorer som förändras och som har både positiva och negativa effekter på resultatet, det är därför inte självklart hur en förändring av den installerade effekten kommer påverka projektets lönsamhet. För att kontrollera känsligheten för denna parameter dubblas den installerade effekten. Detta blir fall K8 med en installerad effekt på 110 MW. Det är mycket sannolikt att ett sådant projekt skulle resultera i en lägre kostnad per effekt (SEK/kWh). I detta fall har en förenkling gjorts och de delkostnader som till någon del berörs av den installerade effekten har helt enkelt fördubblats, detta innebär alla delkostnader förutom kostnaden för dammarna och markkostnaderna. Detta resulterar i en ny investeringskostnad på cirka 1240 MSEK, vilket är en ökning på 79,2 % jämfört med basfallet. Resultaten från lönsamhetsanalysen för detta fall redovisas i Tabell 28 och fördelningen av intäkterna för denna simulering kan ses i Figur 83.

Tabell 28. Lönsamhetsanalys för år 2030 inom scenario AR-X fall K8 baserad på resultat från modell X. K8 innebär att den installerade effekt dubblas till 110 MW.

Indata			Beräknade värden		
Investeringskostnad	1240	MSEK	Enkel återbetalning	15,82	År
Löpande kostnader	3,3	MSEK/år	Annuitetsfaktor	21,48	
Genomsnittliga årliga intäkter	81,7	MSEK/år	Nuvärde intäkter	1 755,09	MSEK
Ekonomisk livslängd	50	År	Nuvärde kostnader	1 310,89	MSEK
Kalkylränta	4,00	%	Nettonuvärde	444,20	MSEK
			Internräntevärde	6,53	%



Figur 83. Fördelning av totala intäkter på de olika intäktskällorna i modell X för fall K8.

Den dubblade installerade effekten gav upphov till en ökning av de uppskattade intäkterna med 50% i fall K8. Intäkterna ökade med cirka 65 % för försäljning av FCR men endast 38 % för arbitrage. Detta har att göra med att det högre flödet som motsvaras av den ökade effekten överstiger gränsvärdet för tillåtet vattenuttag fler timmar under året och kraftverket tvingas att stå stilla betydligt fler timmar, vilket var väntat. Den ökade investeringskostnaden och ökade intäkterna resulterade i en ökning av nettonuvärdet med 8,3 %. Utslaget på internräntevärdet blev -1,2 procentenheter. Här har vi alltså en konflikt mellan de två olika metoderna att mäta lönsamheten för projektet där nettonuvärdet visar på en högre lönsamhet för fall K8 än i basfallet medan internräntevärdet visar på lägre lönsamhet.

#### 10.4.6 Energilagringsskapacitet

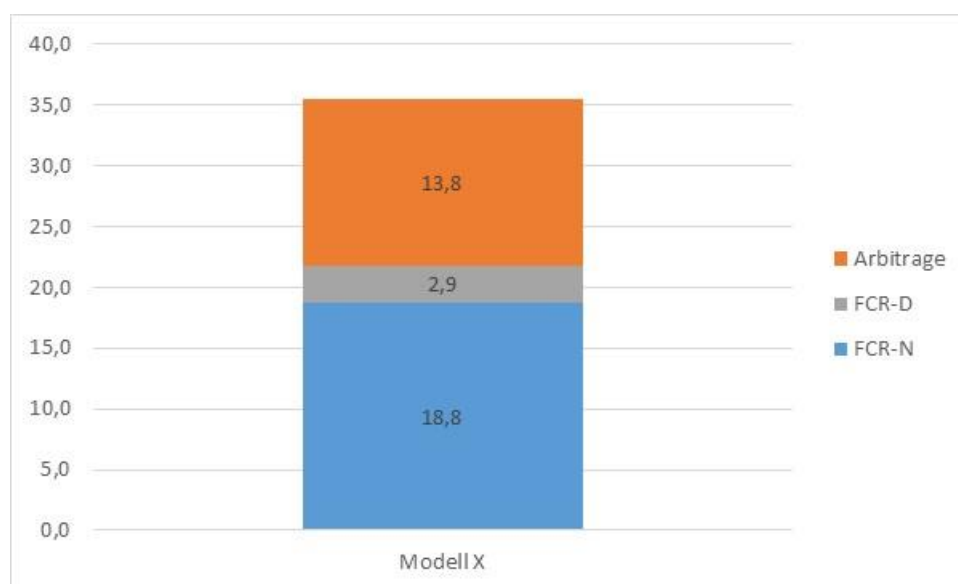
Energilagringsskapaciteten motsvaras av storleken på, eller volymen vatten som kan lagras i, det övre magasinet. PKV X har dimensionerats med ett stort övre magasin med en total volym på cirka 80 Mm<sup>3</sup>, hur stor energilagringsskapacitet som kan realiseras beror dock på hur man har möjlighet att reglera vattennivån i detta magasin. Som vi såg i kontrollsimuleringen i avsnitt 10.2 så innebär en mer begränsad reglering av det övre magasinet också lägre potentiella intäkter. För denna känslighetsanalys tar vi fram ett annat och kanske ännu mer extremt fall.

För basfallet i denna studie används sänkingsgränsen +310 m (i relation till nedre magasin), vilket motsvarar den nuvarande sjöns ytnivå, men i underlaget som legat till grund för denna fallstudie används en sänkingsgräns på +303 m. I detta fall, som blir fall K9, antar vi att ingen ytterligare uppdamning av den nuvarande sjön görs och att reglering tillåts mellan +310 och +303 m. Detta motsvarar en energilagringsskapacitet 3348 MWh eller 5,8 % av basfallet. Då ingen ökad

dämning av sjön krävs kan vi i detta fall bortse ifrån kostnaderna för anläggning av dammar och därmed minskar investeringskostnaden. Detta ger en inblick i effekterna både av en minskad reglering på de uppskattade intäkterna och av en minskad uppdämning på investeringskostnaden. Delkostnaden för dammar stryks och markkostnader antas bli hälften så stora. Detta resulterar i en ny investeringskostnad på cirka 561 MSEK, vilket är en sänkning på 18,9 % jämfört med basfallet. Resultaten från lönsamhetsanalysen för detta fall redovisas i Tabell 29 och fördelningen av intäkterna för denna simulering kan ses i Figur 84.

Tabell 29. Lönsamhetsanalys för år 2030 inom scenario AR-X fall K9 baserad på resultat från modell X. K9 innebär att energilagringsskapaciteten sänks till 3348 MWh.

Indata			Beräknade värden		
Investeringskostnad	561	MSEK	Enkel återbetalning	17,42	År
Löpande kostnader	3,3	MSEK/år	Annuitetsfaktor	21,48	
Genomsnittliga årliga intäkter	35,5	MSEK/År	Nuvärde intäkter	762,62	MSEK
Ekonomisk livslängd	50	År	Nuvärde kostnader	631,89	MSEK
Kalkylränta	4,00	%	Nettonuvärde	130,73	MSEK
			Internräntevärde	5,31	%



Figur 84. Fördelning av totala intäkter på de olika intäktskällorna i modell X för fall K9.

Den minskade energilagringsskapaciteten innebar en minskning av de uppskattade intäkterna med 35 % i fall K9. Intäkterna från FCR-N sjönk med 7,2 % medan intäkterna från FCR-D steg med 6,2 %. Störst var dock skillnaden i intäkter från arbitrage som sjönk med 56,4 %. I detta fall begränsas intäkterna i hög grad av modellen, som inte kan göra tillräckligt långsiktiga prognoser eller är tillräckligt sofistikerad för att justera driftschemat därefter. Detta kan till exempel innebära att kraftverket inte tillåts generera/pumpa under de mest lönsamma timmarna om det övre magasinet redan är tomt/fullt. Den minskade investeringskostnaden och intäkterna resulterade i en minskning av nettonuvärdet med 68 %. Utslaget på internräntevärdet blev -1,87 procentenheter.

#### 10.4.7 Prioritera frekvensreglering i allokering

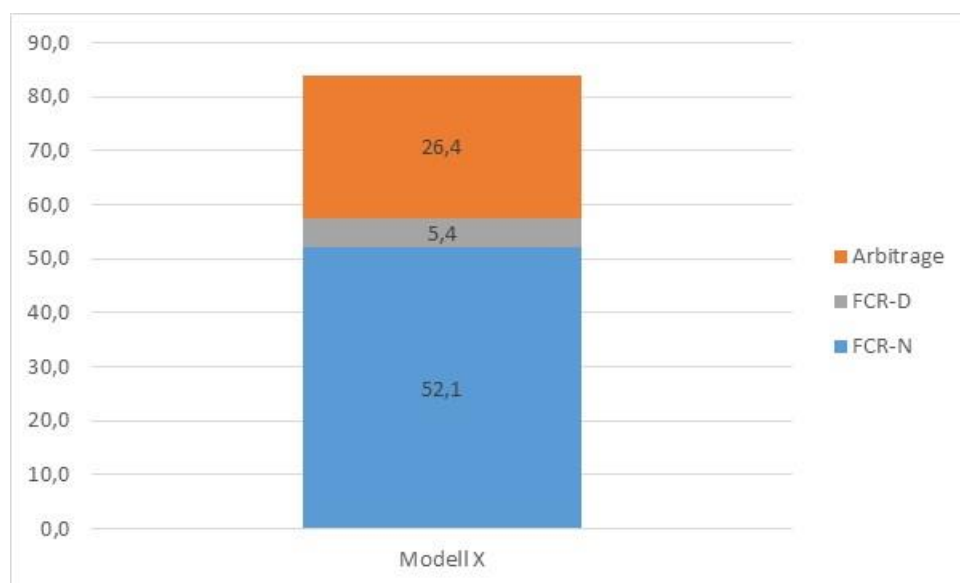
De tidigare simuleringarna med modell X har visat att försäljningen av kapacitet till frekvensreglering i form av FCR-N och -D kan utgöra en viktig intäktskälla för ett energilager som PKV X i Sverige. I modell X görs allokeringen av kapacitet mellan arbitrage och FCR endast i två olika konstellationer, en med "låg" andel kapacitet avsatt för FCR och en med "hög" (se avsnitt

6.1.3). Denna allokeringstrategi prioriterar arbitrage för alla timmar då spotpriset och jämförelsevärdet antyder att det är lönsamt. Det finns inget som säger att denna förenklade strategi är optimal och man skulle naturligtvis kunna optimera intäkterna från de olika intäktskällorna på ett bättre sätt. Denna prioritering av arbitrage görs huvudsakligen för att vi med större säkerhet kan säga att arbitrage som intäktskälla kommer att finnas kvar även i framtiden och att effekterna av denna aktivitet på lagringsnivå, löpande kostnader etc. är enklare att modellera.

I kontrollscenariot gjordes en simulering med modell X utan någon allokering till frekvensreglering, detta är ett extremfall. Ett annat extremfall skulle vara att allokera en "hög" andel kapacitet till frekvensreglering alla timmar som kraftverket är aktivt (denna allokering visas som alternativ 3 och 4 i Tabell 5). Detta är inte en ren känslighetsanalys eftersom det inte är endast en parameter som förändras men får ändå räknas hit i brist på bättre alternativ och betecknas som fall K10. Resultaten från lönsamhetsanalysen för detta fall redovisas i Tabell 30 och fördelningen av intäkterna för denna simulering kan ses i Figur 85.

Tabell 30. Lönsamhetsanalys för år 2030 inom scenario AR-X fall K10 baserad på resultat från modell X.

Indata			Beräknade värden		
Investeringskostnad	692	MSEK	Enkel återbetalning	8,57	År
Löpande kostnader	3,3	MSEK/år	Annuitetsfaktor	21,48	
Genomsnittliga årliga intäkter	84	MSEK/År	Nuvärde intäkter	1 804,50	MSEK
Ekonomisk livslängd	50	År	Nuvärde kostnader	762,89	MSEK
Kalkylränta	4,00	%	Nettonuvärde	1 041,61	MSEK
			Internräntevärde	11,61	%



Figur 85. Fördelning av totala intäkter på de olika intäktskällorna i modell X för fall K10.

Den mer FCR-orienterade allokeringen av kraftverkets kapacitet resulterade i en ökning av de uppskattade intäkterna med 53,8 %. Den största ökningen kom från intäkterna från FCR-N som ökade med hela 157,2 %. Intäkterna från FCR-D ökade också stort, med 97,8 %, medan intäkterna från arbitrage minskade med 16,6 %. Inga andra faktorer än just intäkterna påverkas av denna förändring. De ökade intäkterna resulterade i en ökning av nettonuvärdet med 154 %. Utslaget på internräntevärdet blev +4,43 procentenheter. Enligt denna modell är det alltså klart lönsamt att avsätta mer kapacitet till försäljning av FCR om så är möjligt.

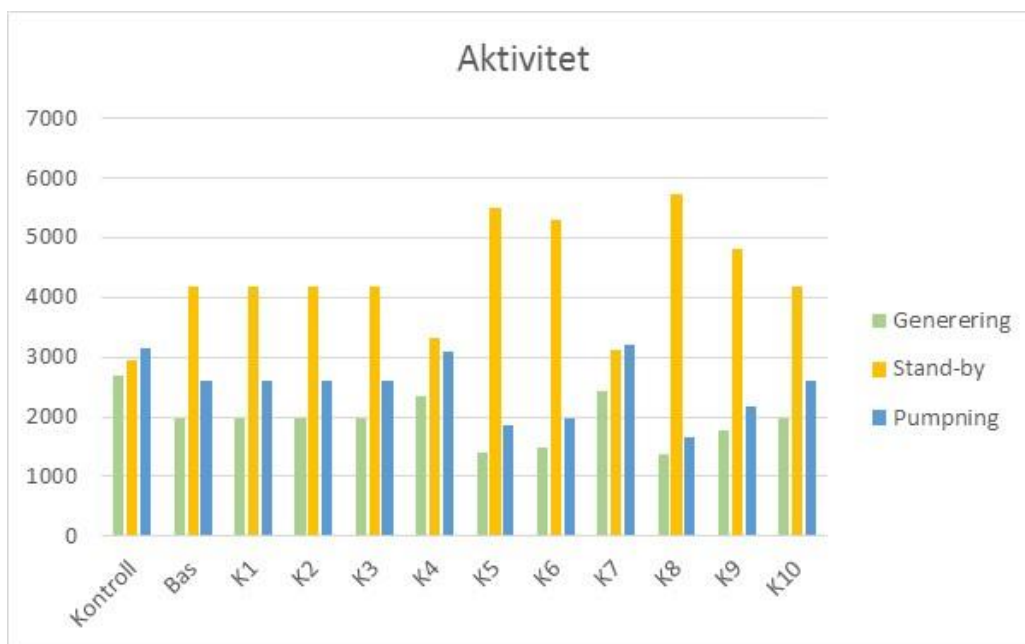


#### 10.4.8 Sammanställning av resultat

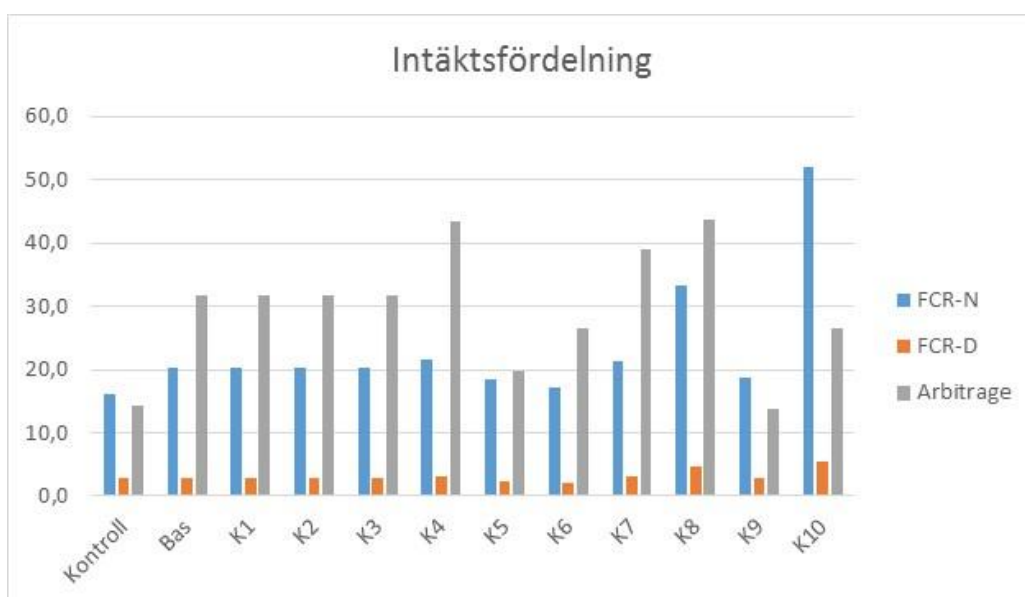
Känslighetsanalysens alla resultat är sammanställda i Tabell 31. För samtliga fall förutom K10 har också motsvarande analyser genomförts med modell FO (som inte har någon allokering av kapacitet för frekvensreglering) för komplettering. Basfallet har märkts ut med mörkgrönt, annars har alla fall som gett positiva resultat för lönsamhetsanalysen markerats gröna och de som inte gett positiva resultat har markerats med rött. Fall K8 med modell FO har markerats gult då resultatet anses speciellt opålitligt då det inte alls påverkas av begränsningar i vattentillgången som slog så hårt mot modell X för samma fall. Här har också känsligheten för varje fall K1-K9 (varje parameter) beräknats och vi kan se att känsligheten för prisvolatilitet är störst samt att känsligheten i modell FO är större över lag.

I Figur 86 visas hur driften av PKV X enligt modell X påverkas i de olika fallen. Av denna graf framgår att den relativa prisvolatiliteten (presenteras som variationskoefficienten) har stor inverkan på driften av kraftverket (fall Kontroll, K4, K5, K6 & K7) men inte lika men inte lika direkt inverkan på lönsamheten. Också andra faktorer som vattentillgång och reglerutrymme påverkar driften (fall K8 & K9).

I Figur 87 visas intäktsfördelningen i de olika fallen grafiskt. Här kan vi se att även om intäkterna från FCR-D varierar stort procentuellt sett mellan de olika fallen så utgör de endast en liten del av de totala intäkterna.



Figur 86. PKV X aktivitet i de olika fallen angivet som frekvens i antal timmar under ett år. Baseras på simuleringar gjorda med modell X.



Figur 87. Fördelning av totala intäkter per år för de olika fallen angivet som MSEK. Baseras på simuleringar gjorda med modell X.

Tabell 31. Sammanställning av känslighetsanalysens resultat samt kort förklaring av fall K1-10.

Fall	K1	K2	K3	K4	K5	K6	K7	K8	K9	K10			
Parameter	Investeringskostnad	Investeringskostnad	Löpande kostnader	Volatilitet	Volatilitet	Medelvärde	Medelvärde	Installerad effekt	Energilagringsskapacitet	Kapacitetstillökning			
Förändring	+10 %	-10 %	+300 %	+20 %	-20 %	+25 %	-25 %	+100 %	-94 %	N/A			
Modell	Scenario	Fall	$\mu$ [SEK/MWh]	S [SEK/MWh]	cv [%]	C <sub>i</sub> [MSEK]	C <sub>o&amp;m</sub> [MSEK]	AAR [MSEK]	NPV [MSEK]	$\Delta$ NPV [%]	IRR [%]	$\Delta$ IRR	K [%/yr]
Modell X	Kontroll	Kontroll	278	119	42,8	692	3,3	33,3	-48	-111,7	3,59	-3,59	-
Modell X	AR-X	Bas	646	231	35,8	692	3,3	54,6	410	0	7,18	0	-
Modell X	AR-X	K1	646	231	35,8	761	3,3	54,6	341	-16,8	6,44	-0,74	-1,68
Modell X	AR-X	K2	646	231	35,8	623	3,3	54,6	479	16,8	8,06	0,88	1,68
Modell X	AR-X	K3	646	231	35,8	692	13,3	54,6	195	-52,4	5,57	-1,61	-0,17
Modell X	AR-X	K4	646	277	42,9	692	3,3	68,1	700	70,7	9,25	2,07	3,54
Modell X	AR-X	K5	646	185	28,6	692	3,3	40,7	111	-72,9	4,91	-2,27	-3,65
Modell X	AR-X	K6	808	231	28,6	692	3,3	45,7	219	-46,6	5,75	-1,43	-1,86
Modell X	AR-X	K7	485	231	47,6	692	3,3	63,2	595	45,1	8,51	1,33	1,80
Modell X	AR-X	K8	646	231	35,8	1240	3,3	87,9	444	8,3	5,98	-1,2	0,08
Modell X	AR-X	K9	646	231	35,8	561	3,3	35,5	131	-68	5,31	-1,87	-0,72
Modell X	AR-X	K10	646	231	35,8	692	3,3	84	1042	154,1	11,61	4,43	-
Modell FO	Kontroll	Kontroll	278	119	42,8	692	3,3	20,3	-327	-230,3	0,84	-5,16	-
Modell FO	AR-X	Bas	646	231	35,8	692	3,3	47,2	251	0	6	0	-
Modell FO	AR-X	K1	646	231	35,8	761	3,3	47,2	182	-27,5	5,34	-0,66	-2,75
Modell FO	AR-X	K2	646	231	35,8	623	3,3	47,2	320	27,5	6,78	0,78	2,75
Modell FO	AR-X	K3	646	231	35,8	692	13,3	47,2	36	-85,7	4,3	-1,7	-0,29
Modell FO	AR-X	K4	646	277	42,9	692	3,3	61,4	556	121,5	8,24	2,24	6,08
Modell FO	AR-X	K5	646	185	28,6	692	3,3	33,5	-43	-117,1	3,63	-2,37	-5,86
Modell FO	AR-X	K6	808	231	28,6	692	3,3	41,8	135	-46,2	5,1	-0,9	-1,85
Modell FO	AR-X	K7	485	231	47,6	692	3,3	53,3	382	52,2	6,98	0,98	2,09
Modell FO	AR-X	K8	646	231	35,8	1240	3,3	88,2	584	132,7	6,56	0,56	1,33
Modell FO	AR-X	K9	646	231	35,8	561	3,3	37,3	169	-32,7	5,68	-0,32	-0,35
Modell FO	AR-X	K10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

# 11. Diskussion

## 11.1 Sveriges elsystem i framtiden

Studier av trenderna i det svenska elsystemet visar att systemet redan nu befinner sig i en fas som präglas av omställning och detsamma gäller för elsystemet i många andra länder. Omställningen vi ser idag sker huvudsakligen på produktionssidan men det är sannolikt så att förändringar av liknande omfattning kommer att ske även inom distribution/transmission och konsumtion, till viss del på grund av omställningen av produktion men även till följd av påverkan från andra faktorer. Detta märktes också vid genomgång av befintliga studier av framtidsscenarioer för det svenska el- och energisystemet (som beskrivs i kapitel 8) där mycket av fokus för de mer kvantitativa beskrivningarna ligger just på produktionssystemen. Resultaten från dessa studier tyder också på att den period av omställning vi nu påbörjat kommer att fortsätta under de närmaste årtiondena (jämför exempelvis Figur 50 med Figur 7).

Ingen av de tre större framtidsstudier som tagits med i detta arbete gör någon avvägning av sannolikheten för olika utvecklingsspår för elproduktionen utan presenterar flera spridda alternativ. I två av sammanlagt tolv scenarier, Forte och Climate Market, byggs ny kärnkraft i Sverige på 2030-talet (se avsnitt 8). Detta ser jag som osannolikt utifrån dagens läge, dels för att prisutvecklingen för kärnkraften inte är tillräckligt stark för att konkurrera med förnybar produktion som blir allt billigare och dels för att det politiska stödet inte är stort nog för att överbrygga detta gap. Potentiellt tror jag det kan bli aktuellt med ny kommersiell kärnkraft i Sverige om och när:

1. Modulära reaktorer blir tillräckligt billiga och anses tillräckligt säkra. Detta kräver dock att befintlig lagstiftning ändras och att reaktorer får placeras på andra platser än dagens kärnkraftverk för att maximera nyttan.
2. Fjärde generationens kärnkraft blir verklighet och kan lösa problematiken med långlivat radioaktivt avfall och slutförvar. I ett sådant fall kan nog det politiska stödet bli tillräckligt stort för att till viss del subventionera tekniken.

Oavsett kommer det med säkerhet inte stå någon ny kärnkraft klar i Sverige till 2030.

Vattenkraften är redan idag i relation till rådande lagstiftning nästan fullständigt utbyggd. Det finns möjlighet till att öka produktionen något genom effekthöjningar och effektivisering med mera men det finns också en möjlighet att kapacitet försvinner i och med ändrade vattendomar och en anpassning till EU:s vattendirektiv (se avsnitt 3.3.2). Vattenkraftens stora årsproduktion och de stora variationer som finns i denna till följd av skiftande hydrologiska förhållanden gör att en eventuell förändring i produktionskapaciteten på ett par TWh/år kanske inte har så stor relativ inverkan men effekterna på elsystemet kan ändå bli märkbara. Detta gäller speciellt om vattenkraftens reglerförmåga begränsas på grund av ändrade vattendomar.

Idag är det vind- och solkraften som är på frammarsch. I sex av tolv scenarier är vindkraften det näst största kraftslaget efter vattenkraften och i ett av scenarierna (Legato) blir vindkraften det största kraftslaget år 2050. Detta och den trend vi sett de senaste åren gör det sannolikt att vindkraften är det kraftslag som kommer att växa mest fram till 2030. När det gäller solkraftens utveckling är scenarierna mer spretiga, från 5 TWh/år år 2050 i de flesta av IVAs scenarier (Fyra alternativ för elsystemet 2030 – 2050) till 25 TWh/år redan år 2035 i Espresso. I många andra länder i världen förutspås att solkraft kommer bli den dominerande energikällan i framtiden. På grund av de naturliga solresurser som finns i Sverige och avvikelsen mellan produktion och konsumtion över året är det dock osannolikt att så blir fallet i Sverige, i alla fall inom en överskådlig framtid. Solkraften kommer att fortsätta växa i Sverige men idag utgör den endast cirka 0,06 % av vår totala elproduktion och även med en fortsatt kraftig tillväxt är det osannolikt att solkraften kommer att ha någon större inverkan på elsystemet som helhet i Sverige år 2030.

När det gäller biokraft finns det en stor potential för utbyggnad av denna i Sverige i framtiden men hur stor del av denna som kommer att realiseras är osäkert. Biokraften består idag till allra största del av kraftvärme som i hög grad är beroende av efterfrågan på värme för att vara lönsam att driva. Värmeunderlaget i fjärrvärme och industri som finns kvar att utnyttja är begränsat och med allt effektivare uppvärmning av byggnader samt processer inom industrin kan vi se en svag utveckling i framtiden. Om vi ser en övergång till det som kallas fjärde generationens fjärrvärme kan detta också innebära en minskad efterfrågan på värme från kraftvärmeproduktion i och med att andra, billigare värmeresurser kan användas i högre utsträckning, så som spillvärme, geotermisk energi, solvärme och elektriska värmepumpar med högre verkningsgrad. Biokraftverk kan byggas med högre elverkningsgrad men kommer i så fall utsättas för samma problem som annan planerbar produktion, att i större utsträckning konkurrera med de intermittenta, förnybara produktionskällorna med mycket låga marginalkostnader. Det är osäkert om sådan el-fokuserad biokraftproduktion kommer att vara lönsam utan speciella, riktade styrmedel.

Elproduktionen från avfall kommer sannolikt inte att öka då den på samma sätt som biokraften är beroende av värmeunderlaget samt att vi redan utnyttjar avfallsresursen mer eller mindre maximalt och faktiskt importerar avfall för förbränning. Även om mängden avfall kan komma att öka med en växande befolkning och ökad konsumtion går samtidigt trenden mot mer materialåtervinning vilket minskar andelen avfall som kan användas för energiutvinning.

I och med beslutet om förlängningen av elcertifikatsystemet som en del av 2016 års energiöverenskommelse finns det täckning för utbyggnad av ny förnybar elproduktion motsvarande cirka 20 TWh/år i Sverige fram till 2030. En del ytterligare kapacitet är dock under byggnation och kommer läggas till den nuvarande kapaciteten. Sedan år 2007 har vindkraften varit det dominerande kraftslaget i utbyggnaden inom elcertifikatsystemet och mycket talar för att det kommer att fortsätta vara så.

Om vi antar att så är fallet att vindkraften kommer att utgöra huvuddelen av den utbyggnad på 20 TWh/år som täcks inom elcertifikatsystemet fram till 2030, säg 15 TWh/år, och resterande 5 TWh fördelas mellan huvudsakligen biokraft och solkraft. Samtidigt kan vi tänka oss att mängden el producerad från kol och olja fortsätter minska men att gaskraft kan öka något då behovet av reglerkraft ökar, speciellt i södra Sverige. Detta skulle kunna innebära en svensk elproduktion någonstans i linje med produktionsmixen som redovisas i Tabell 32 (jämför med Tabell 1 men beakta förändringen i enheten för energi).

Tabell 32. En sannolik fördelning av elproduktionen i Sverige år 2030. Värdena på produktion är att betrakta som högst spekulativa och är endast tänkta att ge en fingervisning om den generella fördelningen mellan de olika kraftslagen.

Energikälla	Producerad elektrisk energi (TWh)	Andel (%)
Kol	0	0
Olja	0	0
Gas	2	1,3
Biomassa	12	7,6
Avfall	2	1,3
Vattenkraft	60	38
Solkraft	1	0,6
Vindkraft	31	19,6
Kärnkraft	50	31,6
<b>Total produktion</b>	<b>158</b>	<b>100</b>

Enligt mig är då Green Policy det scenario, av de som finns med i den här rapporten, som bäst motsvarar en sannolik bild av Sveriges elproduktion år 2030 NEPP:s Green Policy-scenario (se

avsnitt 8.4.2). Utvecklingen därefter blir naturligtvis svårare att förutspå och med detta vill jag alltså inte säga att också denna fortsatta utveckling kommer att följa Green Policy-scenariot.

Utbyggnaden av vindkraft kommer huvudsakligen bidra till ett ökat behov av balanseringsresurser med kapacitet att lagra energi eller förflytta konsumtion över tidsperioder på flera timmar upp till veckor (se avsnitt 3.3.1). Mer solkraft kommer huvudsakligen att bidra till ett ökat behov av balanseringsresurser med kapacitet att lagra energi eller förflytta konsumtion inom dygnet men också på säsongsbasis. Storskalig energilagring, som exempelvis pumpvattenkraft, är en av få tekniker som har just denna kapacitet att balansera elsystemet över dessa längre tidsperioder och värdet av denna kapacitet kommer troligtvis att öka i framtiden, åtminstone ur ett systemperspektiv.

Trenden med mer distribuerad elproduktion och prosumenter innebär att elproduktionen i genomsnitt kommer flyttas närmare konsumtionen. Men, det kommer också finnas perioder då större mängder elektrisk energi förflyttas över större avstånd än tidigare, både internationellt och inom landet, när produktionen varierar allt mer. Denna motsägelse innebär ökade krav på kapacitet i elnätet på samtliga nivåer. Fram till 2030 är det dock troligtvis så att andelen prosumenter i Sverige inte är tillräckligt stor för att ha någon större inverkan på elsystemet som helhet, även om de lokalt kan få en betydande inverkan.

Den svenska och nordiska elmarknaden är stabil och välfungerande och idag verkar det inte troligt att några omfattande strukturella förändringar kommer att ske fram till 2030. Den nordiska elmarknaden är som sagt föremål för nya EU-direktiv och därigenom potentiella förändringar. För närvarande har dock EU som mål för den integrerade energimarknaden ett system som i stort bygger på eller liknar det nordiska systemet och därav bör den anpassning som krävs för de nordiska länderna vara begränsad. Flera europeiska länder har infört eller diskuterar införande av så kallade kapacitetsmekanismer för att säkra leveranssäkerheten på el inom landet. EU centralt har uttalat att regionala kapacitetsmekanismer endast ska införas i nöd och att dessa kan störa arbetet mot en integrerad europeisk elmarknad, något som kan ses i förhållandet mellan de ryska och finska elmarknaderna efter det att Ryssland införde en kapacitetsmekanism. En annan nackdel med sådana ingrepp uppges vara dess långvariga effekter och problem med framtida avveckling av systemen. Detta borde dock i hög grad bero på hur ett sådant system är utformat och behöver inte nödvändigtvis vara ett problem. Ett system som den franska kapacitetsmekanismen har exempelvis vissa likheter med det svenska elcertifikatsystemet och ett sådant system borde vara möjligt att ganska snabbt nedreglera kapacitetsersättningen vid uteblivet behov. Införandet av en fullskalig kapacitetsmekanism i Sverige verkar inte aktuellt i dagsläget då de mekanismer som finns i systemet idag (som till exempel effektreserven) klarar av att säkerställa leveranssäkerheten. I händelse att problem uppstår i effektbalansen och med leveranssäkerhet finns det alternativa åtgärder att utveckla i framtiden som innebär mindre ingrepp i elmarknadsstrukturen och kan vara lika, eller mer, kostnadseffektiva.

Mer sannolika förändringar inom den nordiska elmarknaden är sådana som optimerar den nuvarande energy-only-strukturen istället för att fundamentalt förändra den. Exempel på detta skulle kunna vara nya budgivningsmodeller som i högre grad är automatiserade, flexibla och ligger närmare drifttimmen. Detta skulle kunna göra det möjligt att aktivera fler flexibla resurser och åstadkomma ett bättre resursutnyttjande. Det blir allt vanligare på energimarknader runt om i världen att kortsiktig budgivning sköts av datorprogram som kan reagera på små förändringar i marknaden mycket snabbare än någon människa.

Bättre algoritmer och datorprogram kommer också att innebära en större möjlighet att förutspå fluktuationer i produktionen från förnybara, intermittenta energikällor i framtiden. Detta kommer göra det lättare för andra aktörer i elsystemet att anpassa sig efter tillgången på billig el. Trots denna typ av teknikutveckling kommer det allt oftare uppstå under- och överskottssituationer i elsystemet i framtiden till följd av den allt större andelen förnybara, intermittenta energikällor.

Dessa kommer att påverka priset på el och skapa större variationer, en ökad prisvolatilitet, på den nordiska marknaden. Liknande effekter har redan observerats på andra marknader, som i Tyskland, Österrike, Spanien och vissa marknader i USA. Förutom de trender som kan ses i Sverige och i Norden kan man också se att vi går mot ett allt mer sammanlänkat europeiskt elsystem. Detta är ett av delmålen i EU:s energiunion och kommer innebära en större handel av energi mellan länder. En ökad sammanlänkning innebär ännu ett redskap för att avhjälpa problemen med intermitterent elproduktion, om det geografiska området för elsystemet växer så bör även sammanlagringen av intermittensen att öka och de negativa effekterna att minska. Detta kräver dock att tillräcklig överföringskapacitet finns tillgänglig när den behövs och att marknaden/marknaderna tillåter eller uppmuntrar en sådan överföring av energi som gynnar systemet i stort. Om eller när en sådan situation uppstår att alla områden inom det europeiska elsystemet upplever ett underskott samtidigt kommer det då att få ännu vidare konsekvenser. Den ökade sammanlänkningen kommer också att betyda att priset på vår nordiska elmarknad i allt högre grad kommer att påverkas av förändringar i andra länder och på andra marknader. Speciellt de simuleringar som gjordes av Energimyndigheten för de fyra framtiderna tyder på detta. Då omvärldsutvecklingen antogs vara den samma resulterade simuleringarna i liknande priskaraktäristik för alla de fyra framtiderna trots stora skillnader i det svenska elsystemet. Detta gör det allt viktigare att i framtiden även blicka bortom det nordiska systemet då man vill försöka analysera utvecklingen i Sverige.

## 11.2 Pumpvattenkraft: projektering & simulering

Pumpvattenkraft har funnits sedan början på 1900-talet och är idag den mest mogna och etablerade energilagringstekniken. Teknikens mognadsgrad beror till stor del på dess långa historia och de många likheter som finns med konventionell vattenkraft. Efter en period med färre nyanläggningar har intresset för pumpkraftverk och andra energilager under de senaste åren växt då de ses som ett redskap för att skapa hållbara elsystem med en stor andel förnybar, intermitterent produktion. Potentialen för skalfördelar för pumpvattenkraft är stor och av den anledningen blir pumpkraftverk ofta stora jämfört med andra energilagringstekniker. Utbyggnaden av pumpkraftverk begränsas dock stort av att tekniken är beroende av naturliga geografiska förutsättningar i form av bland annat höjdskillnader och tillgång till stora vattenvolymer. Det pågår dock en utveckling av ny teknik, eller en ny typ av pumpkraftverk som kan kringgå dessa begränsningar till viss del och det kan därför bli mer aktuellt med pumpkraftverk i många fler lägen än idag.

Investeringen i ett pumpkraftverk är framtung och utgörs till stor del av anläggningskostnaden. Anläggningskostnaden i sig beror till stor del på den specifika lokaliseringen för pumpkraftverket i fråga, både gällande kostnadens storlek och dess fördelning på olika delkostnader. Det skall också påpekas att uppdelningen av anläggningskostnaden i delkostnader som gjorts i detta arbete inte följer någon vedertagen standard utan följer vad som föreföll logiskt i författarens ögon. För PKV X blev det så att kostnaden för maskiner och stationsutrustning utgjorde den största delkostnaden för projektet, med cirka 40 % av totalen (se Tabell 12). Detta beror delvis på att projektet är relativt litet och kostnaden per kW för maskinerna därför är hög, på att denna kostnad baseras på en tidigare levererad paketslösning som innefattar ett stort antal komponenter samt att VS-tekniken som valdes för projektet innebär en ökad kostnad specifikt för dessa komponenter. Det är alltså inte möjligt att entydigt säga vilken del av anläggningen av ett pumpkraftverk som har störst betydelse för projektets totala investeringskostnad utan detta beror på flera faktorer som de lokala förutsättningarna och den tilltänkta användningen. Om en stor energilagringsskapacitet eftersträvas kanske anläggningen av dammar kommer att utgöra den största delkostnaden medan om en stor effekt önskas kan det vara tunnlarna (bergarbete) eller maskiner som ger upphov till de största delkostnaderna. Med en annan nedbrytning av anläggningskostnaden i delar är det också möjligt att en annan slutsats kan dras. Att den relativa kostnaden i SEK/kWh för PKV X ligger under det typiska kostnadsintervallet som tagits fram ur litteraturen tillskriver jag

exempelvis i hög grad den naturliga sänka som utgör grunden för kraftverkets övre magasin och som kan byggas om för detta ändamål med relativt små ingrepp.

Utformningen av PKV X har i detta arbete gjorts på en mycket övergripande nivå och säkerheten i den uppskattade anläggningskostnaden får tolkas därefter. Till stor del har denna utformning byggts på tidigare utförda studier som utgjorde ett underlag till denna studie. Vikten i detta arbete har inte legat på att optimera dimensioneringen av ett pumpkraftverk och här finns det sannolikt en hel del saker som skulle kunna förbättras i fråga om både installerad effekt och energilagringsskapacitet vid en mer detaljerad förstudie av just denna lokalisering. Själva kostnadsuppskattningen har använt priser från en rad olika källor; alltifrån siffror tagna ur underlaget som sedan räknats upp med lämpligt index till faktiska priser från projekt nyligen genomförda av ÅF samt mer generella branschgenomsnittspriser. Det finns säkerligen ett antal mindre kostnader som inte tagits med i denna uppskattning men troligtvis hade dessa inte haft något större utslag på den totala anläggningskostnaden och kan täckas in under "övrigt och förutsett" (se Tabell 12).

Att simulera driften av ett storskaligt energilager är ett komplicerat problem. Pumpkraftverk har även unika begränsningar kopplade till exempelvis vattenresursen och miljöeffekter vilket ytterligare försvårar skapandet av en sådan modell jämfört med modellering av andra energilagringstekniker. Det visade sig svårare än förväntat att hitta en befintlig, legitim modell som täckte in alla de aspekter jag önskade ta hänsyn till som kunde användas i detta arbete. Detta gäller kanske speciellt förmågan för kraftverket att agera på flera olika marknader, till exempel på en spotmarknad och en reglermarknad, samtidigt, vilket jag tror kommer bli allt viktigare. Möjligheten att simulera aktivitet på reglerkraftmarknaden övervägdes som ett önskvärt tillägg till modell X men realiserades inte då det ansågs för svårt och tidskrävande att göra med tillgänglig data. De befintliga modeller som har hittats anser jag bygger på god vetenskaplig grund och bör ge tillförlitliga resultat utifrån dess begränsningar. Att bygga en modell för detta ändamål hade utan problem kunnat utgöra ämnet för ett eget examensarbete av samma omfattning som detta. Då jag varken besitter de programmeringstekniska eller vattenkraftspecifika kunskaperna som krävs för ett fullgott sådant arbete bör modell X som togs fram inom detta arbete därför betraktas som ett mycket rudimentärt verktyg i sammanhanget. Här finns stor potential till förbättring, exempelvis tror jag att de totala simulerade intäkterna hade kunnat öka om man optimerade driften av kraftverket mellan år, om allokeringen av kapacitet optimerades individuellt inför varje drifttimme eller om kraftverket kunde agera även på reglerkraftmarknaden. Denna förbättringspotential betyder inte nödvändigtvis att de uppskattade intäkter som presenteras i denna rapport är en underskattning utan det finns gjorda antaganden som skulle kunna visa sig felaktiga och förvrider skattningen i en positiv riktning. Utan att lägga för stor vikt på mina egna resonemang anser jag att resultaten från modell X ligger inom vad som är rimligt. Detta baseras huvudsakligen på jämförelsen med den befintliga modell FO, vilka slutsatser andra studier har dragit angående jämförelser av intäkter för pumpkraftverk med en respektive flera intäktströmmar samt diskussioner med mer seniora individer med kunskap inom området. Med modellens metod och ingående antaganden i åtanke anser jag därför att resultaten kan användas för att besvara vissa mer övergripande frågeställningar.

### 11.3 Framtidsscenario och lönsamhetsanalys

Den stora anledningen till avsaknaden av energilager och mer specifikt storskaliga energilager i Sverige är bristen på prisvolatilitet på elmarknaden. Prisvolatilitet är ett krav för att någon vinst ska kunna genereras genom så kallad arbitrage. Historiskt sett är den huvudsakliga intäktskällan för pumpkraftverk just arbitrage mellan perioder med höga och låga elpriser på elmarknaden. Simuleringarna gjorda i detta arbete visar att prisvolatiliteten är den parameter som huvudsakligen påverkar intäkterna från arbitrage och är den parameter med högst känslighet av de som testats i denna studie. De framtidsscenario som studerats och redovisats visar också på att en högre andel intermittent, förnybar produktion sannolikt kommer att innebära en större



prisvolatilitet vilket tyder på att möjligheten för energilager att generera vinst genom arbitrage också kommer att öka i framtiden.

Framtidsscenario AR-X som utgör basfallet i denna lönsamhetsanalys bygger till största del på Swecos DST-scenario, vilket i sin tur delar mycket av sin karaktäristik med NEPP:s Green Policy-scenario. I avsnitt 11.1 lyftes just scenariot Green Policy fram som det som enligt mig mest motsvarar en sannolik utveckling av den svenska elproduktionen till år 2030 sett till de trender som finns idag. I brist på den typ av detaljerade prisdata som behövs för driftsimulering för PKV X från andra mer omfattande studier användes en historisk medelvärdesserie som modifierats för att anta de karaktäristiska dragen av en möjlig timprisserie för simuleringsåret 2030. På detta sett genereras en prisserie vars genomsnitt och standardavvikelse är ungefär dubbelt så stora som 2016 års prisserie, vilket utgör kontrollfallet. Ett problem med att simulera framtida elpriser på det sätt som görs i detta arbete är att den serie med timprismedelvärden, som ligger till grund för den simulerade prisserien, får en låg, och över året jämt fördelad, variation. När den nya prisserien simuleras för framtiden blir också här variationen förhållandevis jämt fördelad över året, d.v.s. att de extrema topparna och dalarna är något mindre än vad man skulle förvänta sig i verkligheten. Det är dock oklart hur stor inverkan detta har på simuleringsresultaten och därmed även lönsamhetsanalysen. En mer jämt utspridd variation borde inte påverka resultatet om allt annat är lika men det skulle kunna reducera risken för pumpkraftverket. Anta att kraftverket till högre grad är beroende av att agera en viss timme och att detta inte är möjligt av någon anledning, då slår det hårdare mot årets resultat.

I denna studie utrustas modell X med möjligheten att sälja en del av sin kapacitet i form av systemtjänsterna FCR-N och FCR-D som idag finns på den nordiska marknaden och är en form av automatisk frekvensreglering. Detta utgör ett exempel på möjligheten för ett pumpkraftverk, eller liknande energilager av annan typ, att generera intäkter från andra håll än arbitrage på en dagenföremarknad. Simuleringarna som gjorts inom detta arbete och inom andra studier visar dock på att en strategi som enbart fokuserar på intäkter från arbitrage inte är den optimala strategin för ett pumpkraftverk idag eller i framtiden och att intäkter från andra intäktsströmmar kan utgöra majoriteten av de totala intäkterna i vissa fall. I alla jämförbara fall visar modell X som uppskattar intäkter både genom arbitrage och frekvensreglering bättre resultat än modell FO som endast uppskattar intäkter från arbitrage. Detta väcker frågan om en ökad prisvolatilitet på spotmarknaden verkligen är ett krav för lönsamhet för energilagring, kanske finns det en möjlighet att bedriva energilagring i framtiden även utan att prisvolatiliteten ökar om efterfrågan på och priset för andra systemtjänster istället ökar snabbare?

Den förenkling som gjorts gällande utvecklingen av kapacitetspriset för FCR får här ses som den största osäkerheten för denna del av modellen. Utvecklingen baseras på historiska data från åren 2013 till 2016 och extrapoleringen till 2030 är lång i förhållande till dessa grunddata (se avsnitt 10.3). Det finns ett logiskt resonemang att göra för att efterfrågan och därmed priset för frekvensreglering också borde stiga som en effekt av en mer intermittent elproduktion. Analyser som utförts av Svenska kraftnät visar dock på att denna effekt är förhållandevis liten för vindkraft (se avsnitt 3.3.1). För denna typ av snabb, automatiserad reglering gäller även att behovet potentiellt kan uppfyllas av många olika tekniker i framtiden, som till exempel flexibla förbrukningsresurser och småskaliga energilager. Redan idag finns exempel på detta där tester utförts med elbilar under laddning som kan erbjuda denna typ av tjänst i aggregat, och liknande lösningar borde vara möjliga med batteripaket för hushåll. Detta kan lyfta frågan huruvida det finns en överlappning mellan vissa applikationer för energilagring, kanske speciellt småskalig sådan, och efterfrågefleksibilitet och om en ökad tillgång på dessa tjänster genom utbyggnaden av dessa tekniker kommer begränsa prisutvecklingen?

Lönsamhetsanalysen som genomförts som en del av detta arbete bygger huvudsakligen på nuvärdesmetoden. Metoden är vedertagen och används brett. Den stora förenkling som gjorts här är att resultatet från det simulerade året 2030 antas utgöra ett genomsnittså för hela kraftverkets

livstid (se avsnitt 6.2). Det är mer sannolikt att detta är en underskattning av intäkterna än en överskattning om man ser till utvecklingen av de drivande faktorerna, som exempelvis andel intermittent energiproduktion och elprisnivå, från 2030 - 2050 i de olika framtidsscenarierna men osäkerheten är stor och utvecklingen för rörliga kostnader är också högst oviss. Ingen alternativ förenkling ansågs ge ett mer verklighetstroget resultat utan skulle snarare introducera ytterligare osäkerheter som försvårar tolkningen av lönsamhetsanalysens resultat.

Lönsamhetsanalyserna gjorda för basfallet utifrån resultat från både modell FO och X visar på positiva resultat med nettonuvärden på 251 respektive 410 MSEK (se avsnitt 10.3). Detta är dock beräknat med en låg, samhällsekonomisk kalkylränta på 4,0 % som ligger långt under vad de flesta företag använder för sina investeringsbeslut. Modell X uppskattar ett högre resultat då intäkterna från tillhandahållande av kapacitet för frekvensreglering långt överskrider intäkterna från arbitrage som går förlorade till följd av lägre allokerad kapacitet för detta ändamål samt de intäkter som förloras på grund av den sämre prisprognostiseringen.

Fall K3 kontrollerar känsligheten av ett betydande antagande som görs inom detta arbete, nämligen att elnätsavgifterna för kraftverket kan försummas till följd av den nytta som tillhandahålls nätägaren. Med de för år 2017 uppskattade elnätsavgifterna på cirka 10 MSEK inkluderade i de löpande kostnaderna var dock resultatet av lönsamhetsanalysen fortfarande positivt. Nuvärde sjönk dock betydligt med 52,4 och 85,7 % för modell X respektive FO. Antagandet har alltså stor betydelse för det slutgiltiga resultatet.

För modell X har det intressant nog visat sig att det är både den absoluta och den relativa prisvolatiliteten som styr intäkternas och kostnadernas storlek men den relativa prisvolatiliteten som styr kraftverkets aktivitet och därmed påverkar båda dessa parametrar det slutgiltiga resultatet. Jämför vi till exempel fall K4, med höjd standardavvikelse, och K7, med sänkt medelvärde, så blir den relativa volatiliteten större för fall K7 (47,6 %) än för K4 (42,9 %) men det positiva resultatet blir större för fall K4 som har en högre standardavvikelse (277 SEK/MWh) än fall K7 (231 SEK/MWh). Då beslutsprocessen i modell FO inte använder sig av relativ volatilitet för planering på samma sätt som modell X och modell FO ger ett betydligt större utslag på en förändring av den absoluta volatiliteten kan man dra slutsatsen att det är just den absoluta standardavvikelsen som i högre grad påverkar det absoluta resultatet.

Jämför man resultaten av känslighetsanalysen för de två simuleringsmodellerna FO och X kan vi se att modell FO som endast förlitar sig på intäkter från arbitrage i genomsnitt är känsligare för förändringar än modell X. Detta är logiskt då de parametrar som förändras i de olika fallen huvudsakligen påverkar just arbitrageintäkter men belyser samtidigt en enkel men viktig princip, att en affärsmodell som förlitar sig på flera intäktsströmmar är mer robust.

I fall K8 med en dubblerad installerad effekt såg vi en stor skillnad mellan resultaten från de olika modellerna. I modell X begränsades intäkterna mycket då vattentillgången i det nedre magasinet vid flera gånger inte tillät aktivitet från PKV X. Här gjordes förvisso en förenkling att om inte pumpkraftverket kunde köra på full effekt så fick det inte köra alls och med en mer avancerad modell eller i verkligheten så hade troligtvis den negativa effekten inte blivit riktigt lika påtaglig. Detta belyser dock en nackdel med modell FO som inte tar någon som helst hänsyn till denna begränsande faktor och det är en av anledningarna till varför modell X skapades.

I fall K9 ser vi att en minskad energilagring förmåga också innebär ett lägre resultat. Som beskrevs tidigare så ger detta fall möjlighet att undersöka både effekterna av en mer begränsad reglering på intäkterna, effekterna av mindre dammarbeten på investeringskostnaden och den kombinerade effekten. När det gäller effekterna av en mer begränsad reglering på intäkterna kan vi tydligt se att detta slår hårdare mot modell X (-35,0 %) än modell FO (-21,0 %), detta på grund av den mer avancerade driftsplaneringen och perfekta prisprognostiseringen som ingår i modell FO. Minskar man energilagringkapaciteten så ökar alternativkostnaderna mellan olika timmar och noggrannheten i planeringen blir därmed allt viktigare. För effekten på investeringskostnaden är

denna densamma för båda modeller (-18,9 %). Det är en ganska liten skillnad i kostnad med tanke på skillnaden i energilagringsskapacitet (-94,2 %) och tyder på att plats X har mycket goda förutsättningar när det kommer till att skapa ett övre magasin, för vilket det krävs förhållandevis små ingrepp. Att den totala lönsamheten sjönk när lagringsskapaciteten sänktes betyder inte att man nödvändigtvis borde utöka lagringsskapaciteten ytterligare jämfört med basfallet utan det är mycket möjligt att den optimala lagringsvolymen går att finna någonstans mellan dessa två alternativ. Kostnadskurvan med lagringsskapacitet är inte linjär och det skulle behövas ganska omfattande arbete med mer detaljerade mätningar av platsens topografi för att sätta upp en ekvation genom vilken en optimal lagringsskapacitet kan finnas.

Fall K10 innebär att modell X omjusteras till att använda en allokeringsstrategi som prioriterar försäljning av kapacitet för frekvensreglering framför arbitrage. Detta är som sagt inte en regelrätt känslighetsanalys och fallet kan därför inte direkt jämföras med de andra men oavsett så står det klart att denna förändring gör en mycket stor skillnad för analysens resultat som har de överlägset högsta nettonuvärdet. Det finns ett antal anledningar till varför detta bör betraktas med reservation. Som tidigare diskuterades finns det osäkerheter kring prisutvecklingen för FCR. I den här studien har också gjorts förenklingen att effekterna på lagrad energi är noll då både upp- och nedreglering görs i ungefär samma omfattning. Som kan ses i Tabell 5 är dock inte uppdelningen mellan upp- och nedreglering helt jämn och när andelen kapacitet som används för frekvensreglering blir så omfattande som i detta fall borde detta påverka lagringsgraden och därmed möjligheterna till arbitrage i större omfattning än vad som simuleras här. En annan förenkling som görs är att den genomsnittliga verkningsgraden för PKV X är konstant oavsett drift. Även om det värde som används i modellen är ett genomsnittligt värde som avser en viss variation av effekten innebär detta fall en mycket extrem drift som sannolikt skulle resultera i en något lägre genomsnittlig verkningsgrad och därmed ett något lägre resultat.

## 11.4 Förslag på fortsatta studier

Den mer överblickande karaktären av detta arbete gör att flera delar som innefattas här är lämpliga att studera vidare i mer detalj. Detta gäller huvudsakligen de områden där jag upplevt att det saknats publicerad litteratur. Dessa ämnen kan kanske kännas något lösryckta för sig själva men förhoppningsvis kan denna rapport skapa ett sammanhang inom vilket de känns mer tillgängliga och intressanta att fördjupa sig i.

1. Det finns flera studier gjorda som begrundar olika framtidsscenarier för det svenska elsystemet varav några tas upp i detta arbete. En del av dessa studier är rent kvalitativa och andra innehåller även kvantitativa element i form av simuleringar. I vissa fall har elprisets utveckling funnits med i dessa scenarier men ingen av de studier som jag har hittat har specifikt inriktat sig på utvecklingen av elpriset, i fråga om både nivå och dynamik. Utvecklingen av priset för olika systemtjänster är också av intresse.
2. I processen att utföra detta arbete har jag granskat ett stort antal studier som berör modellering av energilagrar och uppskattning av intäkter för dessa. De flesta av dessa är teknikneutrala och tar inte hänsyn till de specifika begränsningar som finns för just pumpkraftverk medan ett mindre antal gör detta. De flesta modellerna fokuserar också helt på intäkter från arbitrage på en dagen-föremarknad. Anledningen till att modell X skapades var vad jag uppfattade som bristen på en modell som både var specifikt inriktad på pumpkraftverk och hanterade flera olika intäktsströmmar. Att konstruera en modell med dessa egenskaper som inriktar sig på den nordiska marknaden hade varit ett synnerligen intressant ämne för en framtida studie.

3. Den utformning av PKV X som gjorts inom detta arbete är långt ifrån en färdig design och det finns mycket som kan förbättras och utredas vidare. Mycket praktiskt arbete har undvikits genom användandet av det underlag som funnits till hand men detta underlag skulle kunna kompletteras med mer uppdaterade mätmetoder och dimensioneringen optimeras genom kvantitativ analys.
4. Frågor som rör tillstånd och vattendomar har som bekant lämnats utanför avgränsningarna för detta arbete. Detta är en stor del av processen att anlägga en kraftstation av denna typ och är därför viktigt att studera närmare i fråga om potentiella utfall och deras respektive inverkan på driften samt lönsamheten för ett sådant projekt.

## 12. Slutsatser

- Sverige liksom de flesta andra länder genomgår en utveckling mot ett elsystem med en större andel intermittent elproduktion, detta kommer innebära nya utmaningar gällande balansering och leveranssäkerhet.
- För att säkerställa ett stabilt elsystem när andelen intermittent, förnybar produktion ökar kommer det i framtiden också krävas stora investeringar även inom distributions- och transmissionssystemet. Detta kan vara i form av nya ledningar, kablar, transformatorer etc. men också exempelvis energilager.
- Elmarknaden kommer också behöva utvecklas och nya tjänster skapas för att realisera den potentiella flexibilitet som finns i elsystemet i form av flexibla förbrukningsresurser och för att stimulera investeringar i nya flexibilitetsresurser, som till exempel energilager. Dock är den nordiska elmarknaden idag välfungerande och det är inte sannolikt att drastiska strukturella förändringar kommer att ske.
- Det är sannolikt att vindkraften i Sverige kommer att byggas ut mycket de kommande 10 åren med tanke på dess ekonomiska fördelar och de naturliga förutsättningar som finns i Sverige. Detta kommer sannolikt att öka behovet av manuella reglerresurser som kan balansera elsystemet, speciellt över lite längre tidshorisonter, vilket är vad storskaliga energilager kan göra mycket väl.
- Det europeiska elsystemet och elmarknaderna inom Europa blir allt mer sammanlänkade. Detta innebär att det nordiska elsystemet och priserna på den nordiska elmarknaden i allt högre grad kommer att påverkas av förändringar som sker i andra länder och på andra marknader utanför Sveriges gränser. Av denna anledning blir det därför allt viktigare i framtida studier att betrakta utvecklingen även i anslutande länder.
- Elpriset kommer troligtvis att fortsätta vara lågt inom den närmaste framtiden för att därefter börja stiga. Energilager påverkas inte negativt av låga elpriser i samma utsträckning som konventionella produktionsresurser. Tvärtom så har det visats att ett lägre genomsnittligt elpris gynnar energilager, speciellt om detta innebär att negativa elpriser uppstår.
- Simuleringarna gjorda i detta arbete visar att prisvolatiliteten är den parameter som huvudsakligen påverkar intäkterna från arbitrage och är den parameter med högst känslighet av de som testats i denna studie. De framtidsscenario som studerats och redovisats visar också på att en högre andel intermittent, förnybar produktion sannolikt kommer att innebära en större prisvolatilitet vilket tyder på att möjligheten för energilager att generera vinst genom arbitrage också kommer att öka i framtiden.
- För att maximera lönsamheten hos ett storskaligt energilager måste intäkter genereras från flera olika källor.
- Förstudien resultat indikerar att plats X har goda förutsättningar för anläggning av ett pumpkraftverk. Detta visas både genom att de naturliga förutsättningarna ligger över gränsvärdena framtagna för just identifikation av fördelaktiga platser, och genom att de uppskattade relativa kostnaderna ligger inom eller under typiska intervall för tidigare genomförda och planerade projekt. För den installerade effekten gäller dock att denna begränsas kraftigt av vattentillgången i det nedre magasinet och i det fall en högre installerad effekt eftersträvas bör nog andra alternativa lokaliseringar undersökas.

- Anläggningen av varje enskilt pumpkraftverk är ett unikt projekt och kostnaderna är i hög grad beroende av den valda platsens naturliga förutsättningar. Det går därför inte att generellt och entydigt säga vilken del eller vilka aspekter som har störst påverkan på projektets totala investeringskostnad.

## 13. Referenser

- Akinyele, D. & Rayudu, R., 2014. Review of energi storage technologies for sustainable power networks. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, Issue 8, pp. 74-91.
- Alterbeck, J., 2014. *Förbrukningsreduktion - Ett alternativ till gasturbiner som snabb aktiv störningsreserv?*, Uppsala: Uppsala Universitet.
- Argonne National Library, 2014. *Pumped Storage Hydropower: Benefits for Grid Reliability and Integration of Variable Renewable Energy*, u.o.: U.S. Department of Energy.
- Barbour, E. o.a., 2012. Towards an objective method to compare energy storage technologies: development and validation of a model to determine the upper boundary of revenue from electrical price arbitrage. *Energy & Environmental Science*, Issue 5.
- Bjerhag, H., 2017. *Utvecklingschef vattenkraft, Fortum Generation* [Intervju] 2017.
- blueyed, 2012. [Online]  
Available at: [http://2.bp.blogspot.com/-fCIBiIy7Ii4/T8PMrHKUOuI/AAAAAAAAInc/UIEX5r-1\\_bI/s1600/DSC\\_6884.jpg](http://2.bp.blogspot.com/-fCIBiIy7Ii4/T8PMrHKUOuI/AAAAAAAAInc/UIEX5r-1_bI/s1600/DSC_6884.jpg)  
[Använd 2 Maj 2017].
- Bondesson, T. & Brännlund, R., 2016. *Framtidens elmarknad*, Stockholm: Kungliga ingenjörsvetenskapsakademien (IVA).
- Bygganalys, 2014. *Beställ lilla prisboken*. [Online]  
Available at: <http://www.bygganalys.se/Bestall-Lilla-Prisboken.aspx>  
[Använd 05 03 2017].
- Byman, K., 2016. *Fem vägval för Sverige*, u.o.: Kungliga Ingejörsvetenskapsakademien (IVA).
- Byman, K., 2016. *Sveriges framtida elproduktion*, u.o.: Kungliga ingenjörsvetenskapsakademien (IVA).
- Byman, K., 2017. *Leveranssäkerhet inom elförsörjningen*, Stockholm: Kungliga ingenjörsvetenskapsakademien.
- Carbonmarketwatch, 2016. *HYBRIT – A Swedish prefeasibility study project for hydrogen based carbondioxid-free ironmaking*, u.o.: carbonmarketwatch.org.
- Connolly, D. o.a., 2011. Practical operation strategies for pumped hydroelectric energy storage (PHES) utilising electricity price arbitrage. *Energy Policy*, Issue 39, pp. 4189-4196.
- ECOFYS, 2014. *Energy Storage: Opportunities and Challenges*, u.o.: u.n.
- Ela, E. o.a., 2013. *The Role of Pumped Storage Hydro Resources in Electricity Markets and System Operation*, u.o.: U.S. National Renewable Energy Laboratory.
- Elforsk, 2015. *Anläggningskostnadsindex*. [Online]  
Available at: <http://www.elforsk.se/Programomraden/Vattenkraft/Anlaggningskostnadsindex/>  
[Använd 16 02 2017].
- Ellevio, 2017. *Elnätspriser företag - Prislistor för regionnät - Effektabonnemang uttag*. [Online]  
Available at: <https://www.ellevio.se/foretag/elnaetspriser-och-avtal/Elnatspriser/>  
[Använd 05 03 2017].
- Elområden.se, 2011. *Elområden - Din guide till den nya elmarknaden*. [Online]  
Available at: <http://www.elomraden.se/>  
[Använd 26 05 2017].

- Energikommissionen, 2016. *Marknadsdesign för framtidens elsystem*, Stockholm: u.n.
- Energy Storage Council, 2015. [Online]  
Available at: <https://www.energystorage.org.au/>  
[Använd 15 3 2017].
- Entura, 2016. *Entura completes Kidston pumped storage hydro project technical feasibility study*. [Online]  
Available at: <http://www.entura.com.au/news/entura-completes-kidston-pumped-storage-hydro-project-technical-feasibility-study/>  
[Använd 2 Maj 2017].
- eSTORAGE, 2015. *Overview of potential locations for new pumped storage plants in EU15, Switzerland and Norway*. [Online]  
Available at: [www.estorage-project.eu](http://www.estorage-project.eu)  
[Använd 10 02 2017].
- Europeiska kommissionen, 2015. *Åtgärds paket för en energiunion - Att nå ellsammanlänkingsmålet på 10 %*, Bryssel: Europeiska kommissionen.
- Europeiska Kommissionen, 2017. *2030 Energy Strategy*. [Online]  
Available at: <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/2030-energy-strategy>  
[Använd 12 04 2017].
- Fisher, R. K., Koutnik, J., Meier, L. & Beyer, T., 2012. *A comparison of Advanced Pumped Storage Equipment Drivers in the US and Europe*, u.o.: u.n.
- Genoese, F. & Egenhofer, C., 2015. *Reforming the Market Design of EU Electricity Markets: Addressing the Challenges of a Low-Carbon Power Sector*, u.o.: Center for European Policy Studies.
- IEA, 2017. *International Energy Agency Statistics Database*. [Online]  
Available at: <http://www.iea.org/statistics/statisticssearch>  
[Använd 02 04 2017].
- IMechE, 2014. *Energy Storage: The Missing Link In The UK's Energy Commitments*, u.o.: Institution of Mechanical Engineers.
- Jäger-Waldau, A., 2017. Snapshot of Photovoltaics - March 2017. *Sustainability*, Issue 783.
- John Hains Photography, 2014. *panoramio*. [Online]  
Available at: <http://www.panoramio.com/photo/105010345>  
[Använd 2 Maj 2017].
- Krounis Guerrero, A., 2017. *Acting section manager - ÅF Hydropower Stockholm* [Intervju] (03 2017).
- Lindberg, M., 2017. *Team leader hydro power, ÅF International* [Intervju] (02 2017).
- Luo, X., Wang, J., Dooner, M. & Clarke, J., 2015. Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation. *Applied Energy*, Issue 137, pp. 511-536.
- National Hydropower Association, 2012. *Challenges and Opportunities For New Pumped Storage Development*, u.o.: u.n.
- Naturvårdsverket, 2003. *Konsekvensanalys steg för steg - handledning i samhällsekonomisk konsekvensanalys för Naturvårdsverket*, Stockholm: Naturvårdsverket.



- Naturvårdsverket, 2017. *Utsläpp i siffror - Huvudverksamhet: Produktion och behandling av metaller - Delverksamhet: Anläggningar för framställning av råjärn eller stål*, u.o.: Naturvårdsverket.
- NEPP, 2015. *Elsystemets utveckling i Sverige, Norden och Europa: 15 slutsatser*, u.o.: North European Power Perspectives.
- NEPP, 2015. *Four marked design scenarios for Europe*, u.o.: North European Power Perspectives.
- Nord Pool, 2017. *Historical Market Data*. [Online]  
Available at: <http://www.nordpoolspot.com/historical-market-data/>  
[Använd 06 02 2017].
- Nordling, A. & Englund, R., 2015. *Energilagring: Teknik för lagring av el*, u.o.: Kungliga Ingenjörsvetenskapsakademien (IVA).
- Ny Teknik, 2011. *Därför storsatsar Facebook i Luleå*. [Online]  
Available at: <http://www.nyteknik.se/digitalisering/darfor-storsatsar-facebook-i-lulea-6419058>  
[Använd 13 03 2017].
- Odenberger, M., 2017. *Forskare, Energi och miljö* [Intervju] (Mars 2017).
- O'Dwyer, C., Ryan, L. & Flynn, D., 2016. *Efficient Large-Scale Energy Storage Dispatch: Challenges in Future High Renewables Systems*, u.o.: Institute of Electrical and Electronics Engineers - IEEE.
- OECD, 2017. *GDP long-term forecast*. [Online]  
Available at: <https://data.oecd.org/gdp/gdp-long-term-forecast.htm>  
[Använd 13 04 2017].
- Pérez-Díaz, J. I. o.a., 2015. Trends and challenges in the operation of pumped-storage hydropower plants. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Issue 44, pp. 767-784.
- Rehman, S., Al-Hadhrami, L. M. & Alam, M. M., 2015. Pumped hydro energy storage system: A technological review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Issue 44, pp. 586-598.
- Rydén, B., Axelsson, E., Unger, T. & Sköldberg, H., 2014. *Fördjupad scenarioanalys och kvantifiering av rådets fyra scenarier*, u.o.: North European Power Perspectives.
- Rydén, B. o.a., 2015. *Elanvändningen i Sverige 2030 och 2050*, u.o.: North European Power Perspectives.
- Sandia National Laboratories, 2004. *Energy Storage Benefits and Market Analysis Handbook*, u.o.: U.S. Department of Energy.
- SIKA, 2005. *Den samhällsekonomiska kalkylen*, Stockholm: Statens institut för kommunikationsanalys, SIKA.
- Skogsstyrelsen, 2014. *Skogsstatistisk årsbok*. [Online]  
Available at: <http://www.skogsstyrelsen.se/Myndigheten/Statistik/Skogsstatistisk-Arsbok/>  
[Använd 12 02 2017].
- Sköldberg, H., Holmström, D. & Löfblad, E., 2013. *Roadmap för ett fossilbränsleoberoende transportsystem år 2030*, u.o.: Elforsk.
- SMHI, 2017. *SMHI Vattenweb*. [Online]  
Available at: <http://vattenweb.smhi.se/station/>  
[Använd 03 02 2017].

Söder, L., Larsson, S., Dahlbäck, N. & Linnarsson, J., 2014. *Reglering av ett framtida svenskt kraftsystem*, u.o.: NEPP.

Statens Energimyndighet, 2012. *Elcertifikatsystemet - ett stödsystem för förnybar elproduktion*, u.o.: Sveriges Energimyndighet.

Statens Energimyndighet, 2016. *Bilaga Fyra framtider - Bedömning av elsystemets kostnader och robusthet*, Stockholm: Statens Energimyndighet.

Statens Energimyndighet, 2016. *Bilaga Fyra framtider - Nyckeltal Fyra framtider*, Stockholm: Statens Energimyndighet.

Statens Energimyndighet, 2016. *El-, gas- och fjärrvärmeförsörjningen 2015, Definitiva uppgifter*, u.o.: Statens energimyndighet.

Statens Energimyndighet, 2016. *Fyra framtider*, u.o.: Statens Energimyndighet.

Statens Energimyndighet, 2016. *Kontrollstation 2017 för elcertifikatsystemet - Delredovisning 2 och förslag på kvoter för 18 TWh till 2030*, u.o.: Statens Energimyndighet.

Statens Energimyndighet, 2016. *Vägval och utmaningar för energisystemet*, u.o.: u.n.

Statistiska centralbyrån, 2017. *Befolkningsframskrivningar*. [Online]  
Available at: <http://www.scb.se/hitta-statistik/statistik-efter-amne/befolkning/befolkningsframskrivningar/befolkningsframskrivningar/>  
[Använd 12 04 2017].

Steffen, B., 2011. *Prospects for pumped-hydro storage in Germany*, u.o.: Universität Duisburg Essen.

Svensk Energi, 2016. *EBR - Kostnadskatalog Regionnät*. [Online]  
Available at: <http://www.svenskenergi.se/Vi-erbjuder/Webbshop/EBR-Ekonomi/Kostnadskataloger/>  
[Använd 22 02 2017].

Svenska Kraftnät, 2013. *Integrering av vindkraft*, u.o.: u.n.

Svenska Kraftnät, 2013. *Störningsreservens långsiktiga hantering*, u.o.: Svenska Kraftnät.

Svenska Kraftnät, 2015. *Anpassning av elsystemet med en stor mängd förnyelsebar elproduktion*, u.o.: u.n.

Svenska Kraftnät, 2016. *Balansansvarsavtal 2016*, u.o.: Svenska Kraftnät.

Sveriges Lantmäteri, 2009. *GSD-Höjddata, grid 2+ ,* u.o.: Lantmäteriet.

Sveriges Regering, 2009. *Regeringens proposition 2008/09:162 - En sammanhållen klimat- och energipolitik*. Stockholm: u.n.

Sveriges Regering, 2016. *Överenskommelse om den svenska energipolitiken*, u.o.: Sveriges Regeringskansli.

Sveriges Regering, 2017. *Regeringens proposition 2016/17:179 - Nytt mål för förnybar el och kontrollstation för elcertifikatsystemet*, u.o.: Sveriges Regering.

Taylor, P. o.a., 2012. *Pathways for Energy Storage in the UK*, u.o.: Centre for Low Carbon Futures.

U.S. Department of Energy, 2013. *Grid Energy Storage*, u.o.: u.n.

Ugarte, S. o.a., 2015. *Energy Storage: Which Market Designs and Regulatory Incentives are Needed?*, u.o.: Europeiska Unionen.

UPSW, 2017. *Unterflur-Pumpspeicherwerke*. [Online]  
Available at: <http://www.upsw.de/index.php/en/project-underground-pumped-storage.html>  
[Använd 19 03 2017].

Wall, T. & Magnell, L., 2014. *En elmarknad i förändring*, Stockholm: Elfork.

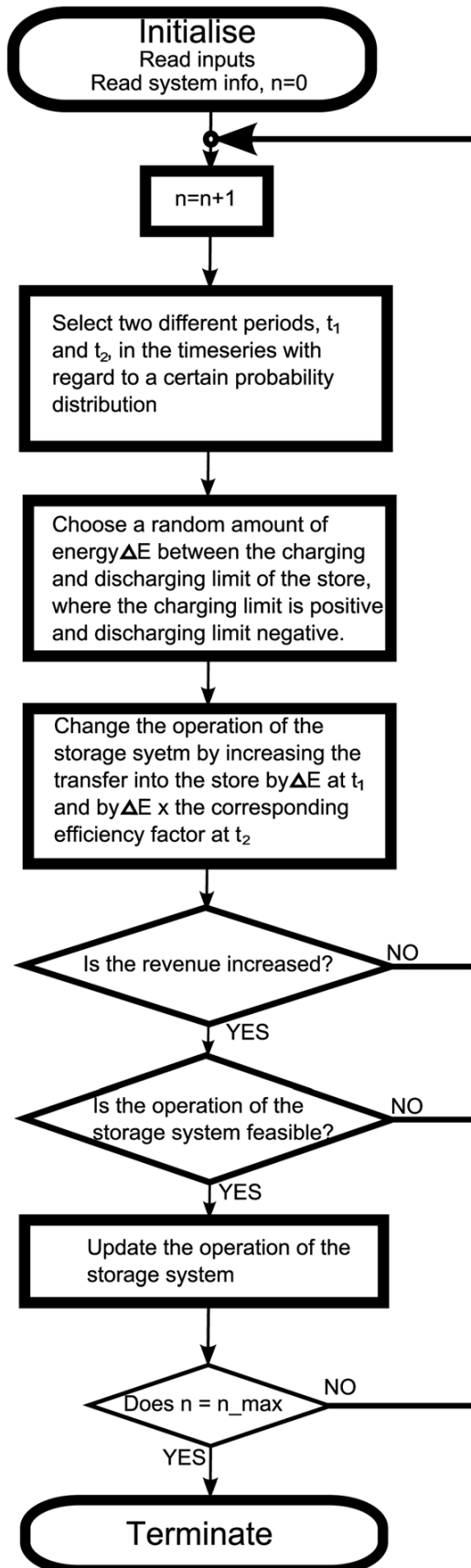
Wenna, M., 2017. [Intervju] (02 2017).

Widegren, K., 2016. *Marknadsförutsättningar för elektriska batterilager - principiella utgångspunkter och möjligheter*, u.o.: Energimarknadsinspektionen.

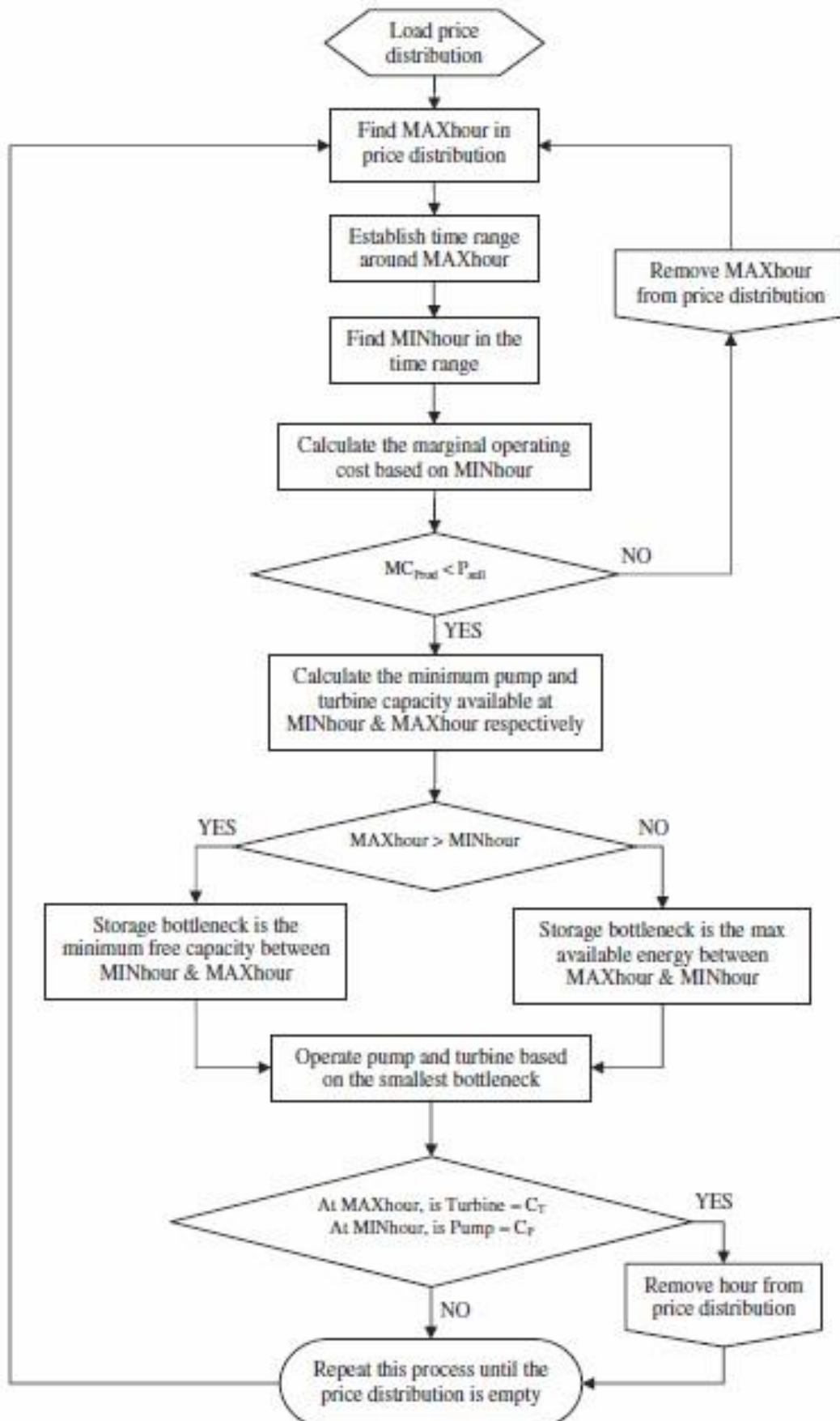
Zafirakis, D., Konstantinos, J. C., Baiocchi, G. & Daskalakis, G., 2016. The value of arbitrage for energy storage: Evidence from European electricity markets. *Applied Energy*, Issue 184, pp. 971-986.

# Bilagor

## Bilaga A – Flödesschema modell MC



Bilaga B – Flödesschema modell FO



## Bilaga C – Detaljerad beskrivning av modell X

### 1. Ladda periodspecifika data

- spotpris (SP)
- Vattentillgång i nedre magasin (W)
- Lagringsnivå i övre magasin föregående period ( $SOC_{x-1}$ )
- Ersättningsnivå för FCR-N/D ( $P_N$ ) & ( $P_D$ )

### 2. Beräkna jämförelsetal (SA) & (LA)

### 3. Besluta om aktivitetsval (P), (1=Generera, 0=Standby, -1=Ladda)

#### 3.1 IF $W < X$

THEN  $P = / = -1$   
ELSE

#### 3.2 IF $SOC_{x-1} > 0.98$

AND  
 $SP > (1.15 - (SOC_{x-1} - 0.85)) * SA$   
OR  
 $SP > (1.15 - (SOC_{x-1} - 0.85)) * LA$   
THEN  $P = 1$   
ELSE

#### 3.3 IF $W > Y$

AND  
 $SP < 0.9 * SA$   
OR  
 $SP < 0.85 * LA$   
THEN  $P = -1$   
ELSE

#### 3.4 IF $SOC_{x-1} < 0.01$

AND  
 $SP < 0.9 * SA$   
OR  
 $SP < 0.85 * LA$   
THEN  $P = -1$   
ELSE

#### 3.5 IF $SOC_{x-1} < 0.01$

AND  
 $SP > 0.9 * SA$   
THEN  $P = 0$   
ELSE

#### 3.6 IF $SP >= 1.15 * SA$

OR  
 $SP >= 1.2 * LA$   
THEN  $P = 1$   
ELSE

#### 3.7 IF $SP <= 0.85 * SA$

OR  
 $SP <= 0.8 * LA$   
THEN  $P = -1$   
ELSE

#### 3.8 IF $SP > 0.85 * SA$

AND  
 $SP < 1.15 * SA$   
THEN  $P = 0$

### 4. Besluta om kapacitetsallokering

( $CAP_{FCR-N}$ ), ( $CAP_{FCR-D}$ ) & ( $CAP_{ARB}$ )

#### 4.1 IF $P = 1$

AND  
 $SP < 1.2 * SA$   
AND  
 $SP > 0.8 * SA$   
THEN  $CAP_{FCR-N} = 20$ ,  $CAP_{FCR-D} = 15$ ,  $CAP_{ARB} = 45$   
ELSE

#### 4.2 IF $P = 1$

THEN  $CAP_{FCR-N} = 2,5$ ,  $CAP_{FCR-D} = 2,5$ ,  $CAP_{ARB} = 55$   
ELSE

#### 4.3 IF $P = -1$

AND  
 $SP < 1.2 * SA$   
AND  
 $SP > 0.8 * SA$   
THEN  $CAP_{FCR-N} = 15$ ,  $CAP_{FCR-D} = 5$ ,  $CAP_{ARB} = 50$   
ELSE

#### 4.4 IF $P = -1$

THEN  $CAP_{FCR-N} = 2,5$ ,  $CAP_{FCR-D} = 2,5$ ,  $CAP_{ARB} = 55$

#### 4.5 IF $P = 0$

THEN  $CAP_{FCR-N} = 0$ ,  $CAP_{FCR-D} = 0$ ,  $CAP_{ARB} = 0$

### 5. Beräkna lagringsnivå i övre magasin för period x ( $SOC_x$ )

#### 5.1 IF $P = 1$

THEN  $SOC_c = SOC_{x-1} - CAP_{ARB} / \eta$   
ELSE  $SOC_x = SOC_{x-1} - CAP_{ARB} * \eta$

### 6. Beräkna resultat från arbitrage

#### 6.1 IF $P_x \neq P_{x-1}$

THEN  $R_{ARB} = CAP_{ARB} * SP - 1000$   
Else  $R_{ARB} = CAP_{ARB} * SP$

### 7. Beräkna intäkter från frekvensreglering

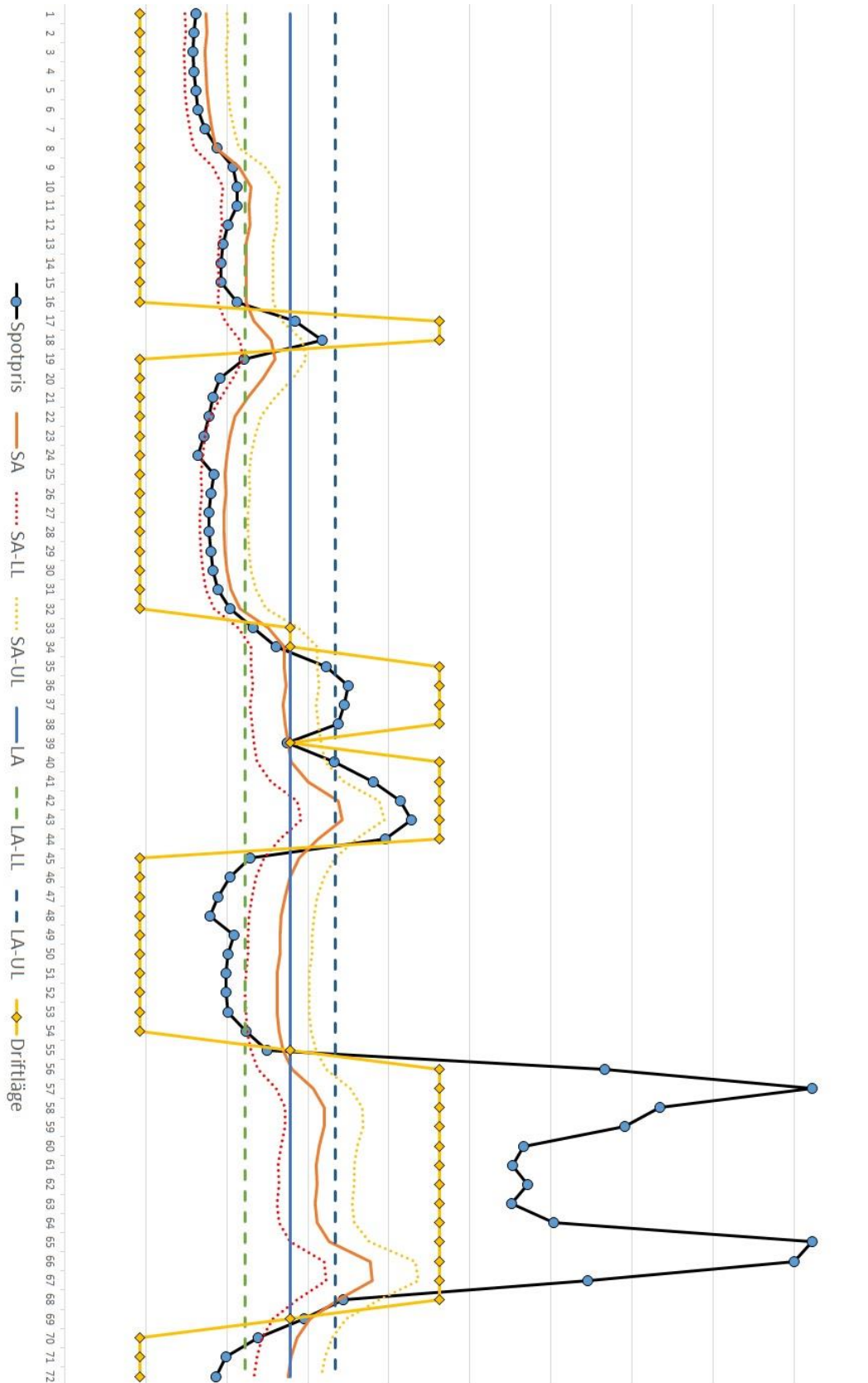
#### 7.1 $R_{FCR} = CAP_{FCR-N} * P_N + CAP_{FCR-D} * P_D$

### 8. Beräkna totalt resultat för period x

#### 8.1 $R_x = R_{ARB} + R_{FCR}$

### 9. Återvänd till 1. och påbörja nästa period

# Bilaga D – Exempelutdrag från simulering av kontrollscenariot med modell X



Bilaga E – Kostnadsuppskattning för dammar från underlag

Arbete:	sort	pr <sup>o</sup> pris	mängd	kr 1000-tal	S:ma
	1	2	3	4	5
<b>HUVUDDAMM</b>					
Längd	m	-	830	-	-
Avtäckning 0,5 m	m <sup>3</sup>	6	20 000	120	-
Schaktning för dike	"	16	5 600	90	-
Tätkärna, morän	"	23	45 000	1 035	-
Övergångslager, grus	"	21	46 000	966	-
Sprängstensfyllning el. mater. f. sidot.	"	15	287 000	4 305	-
Härdgöring av dammakrön	m <sup>2</sup>	10	2 800	28	-
Injektering mm	-	-	-	600	7 144
<b>FLODUTSKOV</b>					
Betong	m <sup>3</sup>	600	95	57	-
Form	m <sup>2</sup>	250	150	38	-
Armering	ton	5 000	2	10	-
Ränna, energidödare	-	-	-	55	-
Klaflucka	st	-	1	200	360
<b>KULVERT</b>					
Betong	m <sup>3</sup>	600	380	228	-
Form	m <sup>2</sup>	250	900	225	-
Armering	ton	5 000	6	30	-
Knivlucka & grind	-	-	-	200	-
Energidödare	-	-	-	90	773
<b>SÖDRE DAMMARNA</b>					
Längd	m	-	905	-	-
Urschaktning	m <sup>3</sup>	10	35 000	350	-
Tätkärna, morän	"	23	53 000	1 219	-
Övergångslager, grus	"	21	48 000	1 008	-
Sprängstensfyllning	"	15	280 000	4 200	-
Härdgöring av dammk.	m <sup>2</sup>	10	3 150	32	-
Injektering mm	-	-	-	400	7 209
<b>ENTREPRENÖREN</b>	%	25	15 486	3 872	3 872