

Balansering av Sveriges elsystem år 2040

– En teknoekonomisk analys

Emily Garney & Max Kennerland

Examensarbete 2020
Miljö- och Energisystem
Institutionen för Teknik och samhälle
Lunds Tekniska Högskola



LUNDS UNIVERSITET
Lunds Tekniska Högskola

Balansering av Sveriges elsystem år 2040

En teknoekonomisk analys

Emily Garney & Max Kennerland

Examensarbete

Juni 2020

| | |
|--|-------------------------------|
| Dokumentutgivare, Dokumentet kan erhållas från 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 | Dokumentnamn |
| | Examensarbete |
| | Utgivningsdatum |
| | 11-06-2020 |
| | Författare |
| | Emily Garney & Max Kennerland |

Dokumenttitel och undertitel

Balansering av Sveriges elsystem år 2040 – En teknoekonomisk analys

Sammandrag

Sveriges framtida elsystem står inför en stor omställning, där kärnkraft successivt kommer att fasa ut, samtidigt som det sker en stor utbyggnad av vindkraft. Vindkraftens sjunkande priser, tillsammans med Sveriges mål om ett 100 % förnybart elsystem år 2040, gör det till en attraktiv resurs. En omställning från en leveranstrygg elproduktion baserad på kärnkraft, till en mer variabel med vindkraft, kan dock leda till utmaningar för elsystemet att kontinuerligt uppnå effektbalans. Om dessa perioder med effektunderskott uppstår, så kommer ytterligare balanskraft att behöva tillsättas systemet.

Syftet med denna rapport är att undersöka behovet av balanskraft i ett elsystem med hög andel vindkraft år 2040. I rapporten har två scenarier för Sveriges elproduktion och elanvändning undersökts. Det första scenariot är ett 100 % förnybart elsystem medan det andra scenariot innehåller 15 TWh årlig produktion från kärnkraft. Dessa system har modellerats och resultat för framtida effekt- och energibalanser har tagits fram. Därefter undersöktes fem olika resurser som i framtiden antas kunna få en större roll i att bidra med balanskraft. Dessa var gasturbiner, storskaliga batterilager, pumpvattenkraft, samt efterfrågefleksibilitet från industri och hushåll.

Resultaten visar att elsystemet framförallt står inför en effektproblematik. Beroende på scenario saknas det stundtals 6-7,6 GW i systemet. Som mest uppstår effektbrist 5 % av årets alla timmar. Ur en energisynpunkt kan dock bristen anses vara marginell då det på årsbasis saknas som mest 0,5 % av den årliga produktionen. Förutom den effekt- och energibrist som uppstår i systemet så har även avbrottens längder undersökts. Från analysen och modelleringen av balansalternativ sågs att gasturbiner hade stora fördelar utifrån möjligheten att leverera effekt kontinuerligt, vilket blev en begränsning för batterilager och pumpvattenkraft då dessa laddar ur.

Kostnader för olika system beräknades och ställdes mot varandra. Det billigaste systemet bestod enbart av gasturbiner. Då det är framförallt vindkraften som ger upphov till dessa kostnader, så undersöktes även vad produktionskostnaden för el från vindkraft tillsammans med en balanseringskostnad var, i jämförelse med den för kärnkraft. Resultaten visade på att vindkraft tillsammans med kostnaden för balansering var flerfaldigt lägre. Av simulering sågs även en mer långvarig och storskalig industrirespons kunna sänka kostnaderna för balansering. Rapportens huvudsakliga slutsats är att ett 100 % förnybart elsystem är möjligt år 2040 och att kostnaden för de obalanser som vindkraften skulle orsaka inte är tillräckligt höga för att motivera investeringar i ny kärnkraft.

Nyckelord

Elsystem, effektbalans, balanskraft, uthållighet, gasturbiner, efterfrågefleksibilitet, energilager

| | | |
|-----------|---------|--|
| Sidomfång | Språk | ISRN |
| 104 | Svenska | ISRN LUTFD2/TFEM-20/5160--SE + (1-104) |

| | |
|--|-------------------------------|
| Organisation, The document can be obtained through 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 | Type of document |
| | Master thesis |
| | Date of issue |
| | 11-06-2020 |
| | Authors |
| | Emily Garney & Max Kennerland |

Title and subtitle

Balancing Sweden's electricity system in 2040 – A techno-economic analysis

Abstract

Sweden's future electricity system is facing a transformation, where nuclear power will gradually be phased out, while there is a large expansion of wind power. The declining wind power prices, together with Sweden's goal of a 100 % renewable electricity system in 2040, makes it an attractive resource. However, a change from a secure supply of energy from nuclear production, to a more variable with wind power, can lead to challenges for the electricity system to continuously achieve power balance. If these periods of power deficit occur, then additional balance power will need to be added to the system.

The purpose of this report is to investigate the need for balance power, in an electricity system with a high proportion of wind power in 2040. Two scenarios for Sweden's electricity generation and electricity use have been investigated in the report. The first scenario is a 100% renewable electricity system, while the second scenario contains a certain part of today's nuclear power. These systems have been modeled and results for future power and energy balances have been produced. Subsequently, five different resources were investigated, which in the future are thought to play a greater role in helping with balance power. These were gas turbines, utility-scale battery storage, pumped hydro storage, and demand response from industry and households.

The results show that the system primarily faces a power problem. Depending on the scenario, there are 6-7.6 GW missing in the system. At most, power shortages occur 5 % of all hours of the year. However from an energy point of view, the shortage can be considered marginal, as it is missing at most 0.5 % of annual production. The lengths of the power deficits have also been investigated. From the analysis and modelling of balance alternatives, it was seen that gas turbines were advantageous because of their ability to produce energy continuously, for which this became a limitation for utility-scale battery storage and pumped hydro storage as they discharge.

Costs for different balance alternatives were calculated and compared. The least expensive system consisted solely of gas turbines. Since it is mainly the intermittency of wind power that give rise to these costs, it was also investigated what the production cost of electricity from wind power together with a balancing cost was, compared with that for nuclear power. The results showed that wind power together with the cost of balancing was several times lower. The simulations also witnessed that a more prolonged and large-scale demand response from industry was able to lower costs of balancing. The report's main conclusion is that a fully renewable electricity system is possible in 2040 and that the cost of the imbalances caused by wind power is not high enough to justify investments in new nuclear power.

Keywords

Electricity system, power balance, balance power, endurance, gas turbines, demand response, energy storage

| | | |
|-----------------|----------|--|
| Number of pages | Language | ISRN |
| 104 | Swedish | ISRN LUTFD2/TFEM-20/5160--SE + (1-104) |

Förord

Denna rapport är ett examensarbete som har utförts av två studenter från civilingenjörsprogrammet Ekosystemteknik vid Lunds Tekniska Högskola. Examensarbetet är utfört vid avdelningen för miljö- och energisystem, på uppdrag av RWE Renewables Sweden.

Vi vill rikta ett stort tack till RWE Renewables för att ni tog emot oss och gav oss möjligheten att arbeta med ett ämne som vi tycker är oerhört intressant. Framförallt vill vi tacka vår handledare Fredrik André-Sandberg som har stöttat och uppmuntrat oss under hela arbetsprocessens gång. Tack för att du har kommit med värdefulla kommentarer och synpunkter och för att du har trott på det vi har gjort. Du har verkligen fått arbetet att kännas meningsfullt.

Tack även till alla kollegor på kontoret. Även om det på grund av rådande världsläge inte blev så mycket tid på plats som vi hade hoppats, så var de dagar vi kunde vara där alltid trevliga.

Sist men inte minst vill vi även rikta ett stort tack till vår handledare på LTH, Max Åhman. Tack för åtskilliga tips på användbart material och din alltid mycket snabba återkoppling med värdefulla kommentarer. Du har verkligen varit vägledande för arbetet.

Lund/Malmö, 11 juni 2020

Emily Garney
Max Kennerland



Innehållsförteckning

| | |
|--|-----------|
| Sammandrag | i |
| Förord | vi |
| 1 Inledning | 4 |
| 1.1 Syfte & frågeställningar | 4 |
| 1.2 Avgränsningar | 5 |
| 1.3 Rapportens disposition | 5 |
| 2 Metod | 6 |
| 3 Dagens elsystem | 8 |
| 3.1 Fyra viktiga egenskaper för systemstabilitet | 9 |
| 3.2 Störningar av elleveransen | 9 |
| 3.3 Effektbalansen i Sverige - framtida utmaningar | 10 |
| 4 Den nordiska elmarknaden | 11 |
| 4.1 Elhandelssystemets marknadsnivåer | 11 |
| 4.1.1 Prissäkringsmarknaden | 12 |
| 4.1.2 Dagen-före-marknaden | 12 |
| 4.1.3 Intradagsmarknaden | 13 |
| 4.2 Balansmarknaden | 13 |
| 4.2.1 Effektreserv och störningsreserv | 13 |
| 4.3 Elprisutveckling | 15 |
| 5 Elsystemet år 2040 | 16 |
| 5.1 Sveriges elanvändning år 2040 | 16 |
| 5.2 Sveriges elproduktion år 2040 | 17 |
| 5.2.1 Vindkraft | 17 |
| 5.2.2 Kärnkraft | 18 |
| 5.2.3 Kraftvärme | 19 |
| 5.2.4 Solkraft | 20 |
| 5.2.5 Vattenkraft | 21 |
| 5.3 Export och import av el | 22 |
| 6 Sammanställning av balansalternativ | 25 |
| 6.1 Flexibel produktion | 25 |
| 6.1.1 Gasturbiner | 25 |
| 6.2 Efterfrågeflexibilitet | 30 |
| 6.2.1 Förbrukningsreduktion från industrin | 31 |
| 6.2.2 Förbrukningsreduktion från hushåll | 33 |
| 6.3 Energilagring | 35 |
| 6.3.1 Batterilagring | 37 |
| 6.3.2 Pumpvattenkraft | 40 |
| 6.3.3 Energilagring via Power-to-Gas | 44 |
| 7 Sammanfattning av litteraturstudie | 47 |
| 7.1 Två undersökta scenarier | 47 |

| | | |
|-----------|---|-----------|
| 7.2 | Teknisk och ekonomisk sammanfattning av balansalternativ | 49 |
| 8 | Metod och resultat från modellering av elsystemet | 51 |
| 8.1 | Metod för modellering | 51 |
| 8.1.1 | Reglering med befintlig produktion och import | 51 |
| 8.1.2 | Vidare reglering med balansalternativ | 52 |
| 8.2 | Effektbalansen år 2040 | 53 |
| 8.3 | Export och överproduktion | 58 |
| 8.4 | Sammanfattning - resultat innan balansreglering | 58 |
| 8.5 | Effektbalansen efter reglering med balansalternativ | 59 |
| 8.6 | Installerad effekt | 60 |
| 8.7 | Systemkostnader | 62 |
| 9 | Analys av vindkraft som kostnadsbärare samt utökad uthållighet från HYBRIT | 64 |
| 9.1 | Vindkraft som kostnadsbärare | 64 |
| 9.2 | En mer uthållig industri med hjälp av HYBRIT | 66 |
| 9.2.1 | Simulering av HYBRIT | 68 |
| 10 | Metoddiskussion | 71 |
| 10.1 | Förenkling av elsystemet | 71 |
| 10.1.1 | Skalning av historiska värden | 71 |
| 10.2 | Efterfrågeflexibilitetens osäkerhet | 71 |
| 11 | Diskussion & Slutsatser | 73 |
| 11.1 | Effekten av mer variabel elproduktion och kärnkraftens framtida roll | 73 |
| 11.1.1 | Uthållighet - en viktig aspekt | 74 |
| 11.2 | Undersökta system | 74 |
| 11.3 | Slutsatser och tankar för framtida studier | 74 |
| | Referenser | 76 |
| | Appendix | 81 |

Förkortningar

HYBRIT Hydrogen Breakthrough Ironmaking Technology

TYNDP Ten Year Network Development Plan

ENTSO-E the European Network of Transmission System Operators for Electricity

Ei Energimarknadsinspektionen

LCOE Levelized cost of electricity

DoU drift och underhåll

Anmärkning:

- För konvertering mellan monetära värden i SEK och USD har en enkel växlingskurs på 10 SEK/USD använts vilket var nära den faktiska växlingskursen under perioden för arbetets utförande.
- För konvertering mellan monetära värden i SEK och EUR har en enkel växlingskurs på 11 SEK/EUR använts vilket var nära den faktiska växlingskursen under perioden för arbetets utförande.

1 Inledning

I detta avsnitt introduceras rapporten och dess syfte och frågeställningar. Ytterligare presenteras även begränsningar och den disposition som rapporten följer.

Enligt Sveriges energi- och klimatmål ska elproduktionen år 2040 vara 100 % förnybar. Sveriges elsystem består idag av framförallt vattenkraft och kärnkraft men under de senaste åren har en kraftig ökning av vindkraft skett. Nuvarande kärnkraftverk beräknas som längst kunna vara i drift in på mitten av 2040-talet, med höga kostnader för reinvestering som följd efter detta. På grund av detta har redan i dagsläget vissa av kärnkraftreaktorerna fasats ut eller planeras att fasas ut inom de närmsta åren. I Sverige förväntas en stor andel vindkraft ersätta kärnkraften. En av anledningarna är dess trendmässigt sjunkande priser, vilket Bloomberg fastställer i sin årliga rapport (Bloomberg New Energy Finance, 2019).

Målet om ett 100 % förnybart elsystem år 2040 är emellertid inte ett stoppdatum för kärnkraften. Kärnkraften fungerar idag som baskraft i det svenska elsystemet. Då vind är en variabel energikälla kan det uppstå perioder under året där produktionen inte tillgodoser behovet, vilket då leder till effektbrist i systemet.

Även idag uppstår perioder under året då den befintliga produktionen av elenergi inte är tillräcklig för att tillgodose behovet. Detta kan bland annat ske under driftfall, men även under särskilt kalla och elintensiva timmar. Sveriges stamnätsoperatör Svenska kraftnät upphandlar inför vinterhalvåret en s.k. effektreserv som aktiveras om elproduktionen inte kan möta behovet. Här ingår både avtal om att ytterligare kunna disponera produktion samt förbrukningsreduktion från framförallt industrikunder. Utöver effektreserven ansvarar Svenska kraftnät även för en störningsreserv innehållande gasturbiner som snabbt kan aktiveras vid driftfall.

I ett framtida elsystem år 2040 med en hög andel intermittent elproduktion är dock frågan om dessa ovan nämnda resurser kommer att vara tillräckliga för att klara av perioder med effektbrist. Ett centralt begrepp som används i rapporten är *uthållighet*, vilket beskriver en resurs förmåga att leverera effekt kontinuerligt över tid.

1.1 Syfte & frågeställningar

För rapporten har två scenarier för ett mer variabelt svenskt elsystem år 2040 studerats. De uppsatta scenarierna innefattar ett 100 % förnybart elsystem samt ett elsystem med viss kvarvarande kärnkraft. Syftet med rapporten är att undersöka behovet av balanskraft i Sveriges elsystem år 2040.

Målet med rapporten är att ta reda på möjligheter och begränsningar samt framtida kostnader för att upprätthålla effektbalans, vilket är en viktig aspekt i utformningen av Sveriges framtida elsystem. Rapporten kan därmed vara av värde både för RWE Renewables som energibolag, men även andra aktörer inom energisektorn. Rapportens frågeställningar listas härnäst.

1. Baserat på marknadsmässiga och politiska trender, vilka scenarier för Sveriges elsystem kan antas till år 2040?
2. För rapportens båda scenarier, hur kan behovet av balanskraft i elsystemet påverkas av allt mer variabel elproduktion utifrån:
 - *Antalet timmar med effektunderskott*
 - *Högsta effektunderskott som uppstår*
 - *Energimängd som fattas på årlig basis*
 - *Avbrottens frekvens och längd*
3. Vilka resurser kan bidra som balanskraft under perioder med effektunderskott, och vilka möjligheter och begränsningar har dessa ur ett teknoekonomiskt perspektiv?
4. Vad blir de årliga kostnaderna för att balansera elsystemet?

1.2 Avgränsningar

Rapporten har utgått från ett svenskt perspektiv där resultaten är starkt beroende av Sveriges framtida förutsättningar. Gällande import och export har de nu planerade förstärkningarna av utlandsförbindelser antagits vara genomförda till år 2040. Vidare har författarna antagit att nybyggnation och upprustning av Sveriges elnät har genomförts till år 2040, vilket antas leda till ett elsystem utan interna kapacitetsbegränsningar. De kapacitetsbegränsningar som idag framförallt ses mellan landest norra och södra delar antas därmed vara hanterade. Förutom förenklingen att inga interna flaskhalsar finns inom Sverige, så har en ytterligare förenkling gjorts. Inga överföringsförluster har antagits i rapporten gällande vare sig transport av el mellan elprisområden, men också vid import och export.

Problematik gällande frekvenshållning har inte undersökts i rapporten, då tidsupplösningen för detta är avsevärt kortare än vad som studerats i rapporten. Den studerade datan utgår från ett timvist perspektiv och därmed har även vissa tekniker för reglering, med väldigt korta tidshorisonter, exkluderats.

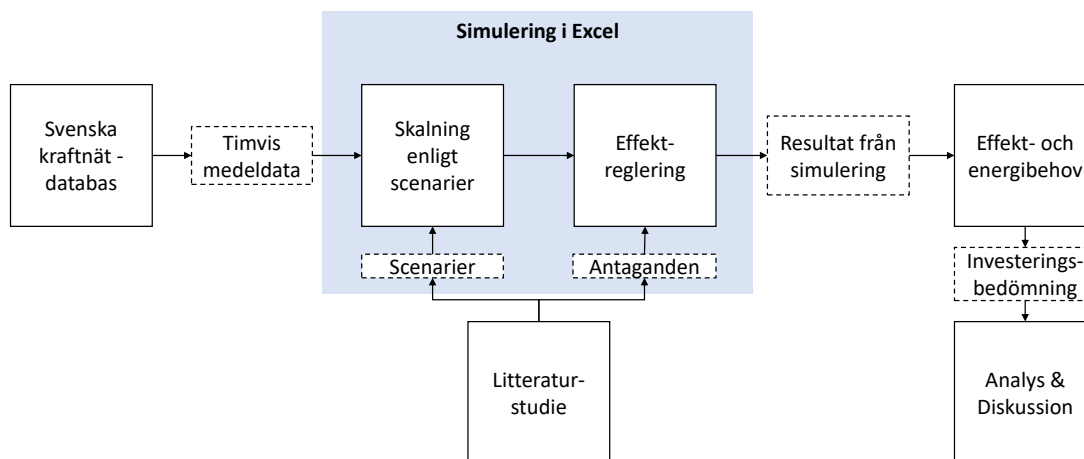
1.3 Rapportens disposition

I nästkommande kapitel presenteras rapportens övergripande metod. Därefter följer ett avsnitt om Sveriges nuvarande elsystem för att ge läsaren en bild om dagens läge. En överblick över elhandelsystemet återfinns i avsnitt 4 där elhandelsystemets fyra marknadsnivåer samt elprisutvecklingen fram till år 2040 presenteras. I avsnitt 5 undersöks framtidens elsystem och hur Sveriges elanvändning och elproduktion samt export och import av el kan tänkas se ut år 2040. Därefter följer ett avsnitt om de undersökta balansalternativen och deras tekniska och ekonomiska aspekter. I avsnitt 7 sammanfattas litteraturstudien och avsnitt 8 presenterar metod av och resultat från elsystemmodelleringen. Avslutningsvis följer analys, diskussion och slutsatser.

2 Metod

I detta avsnitt introduceras rapportens metod i form av en kort beskrivning samt en schematisk bild över rapportens arbetsmetod.

Rapportens övergripande metod har varit en litteraturstudie i kombination med en modell av elsystemet. Modellen utvecklades i *Excel*. Under arbetets gång har en iterativ process skett mellan litteraturstudie och modellering. I figur 1 återfinns en schematisk bild över rapportens arbetsgång.



Figur 1: Processträd över rapportens metod.

I ett första skede av arbetsgången definierades med hjälp av litteraturstudie två scenarier där de grundläggande kriterierna för scenariobildningen var att systemen skulle vara fossilfria. Därefter hämtades timvis medeldata över total elanvändning samt elproduktion från respektive kraftslag för åren 2015-2019 från Svenska kraftnäts databas. För att vidare förtydliga att respektive data från år 2015-2019 inte syftar till det aktuella året, utan används för att modellera elsystemet år 2040, så benämns vidare i rapporten de olika dataserierna enligt A-E, se tabell 1.

Tabell 1: Förklaring av namngivning för timmedeldata från Svenska kraftnät för perioden 2015-2019.

| Dataserie | Timvis medeldata från år: |
|-----------|---------------------------|
| A | 2015 |
| B | 2016 |
| C | 2017 |
| D | 2018 |
| E | 2019 |

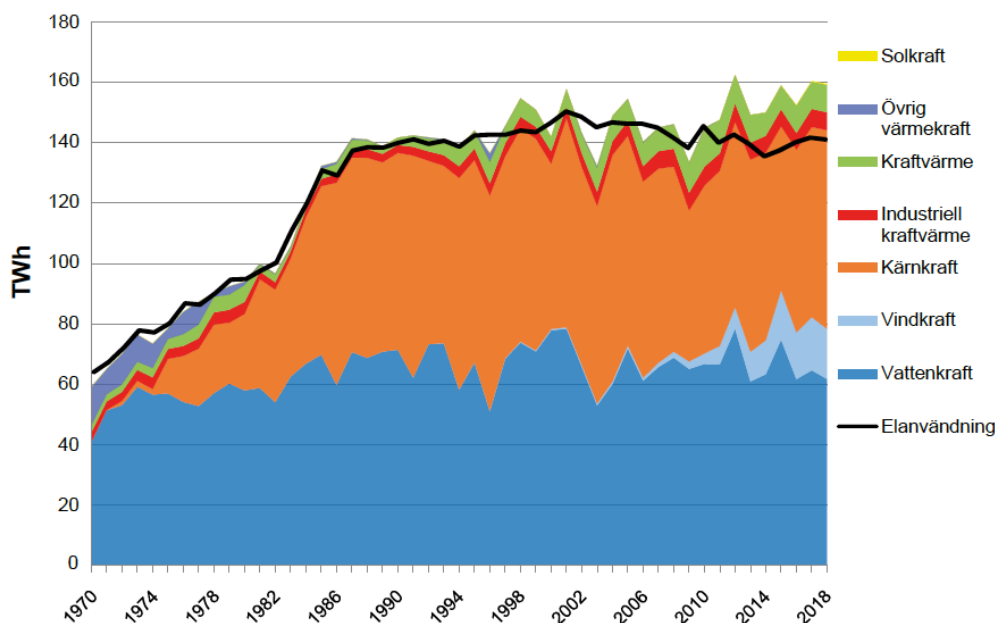
Dessa dataserier användes för att konstruera en modell av elsystemet. Historiska data skalades enligt scenariernas antaganden om elproduktion och elanvändning år 2040 och användes för att beräkna effektbalans samt energibehov för respektive scenario. Som tidigare beskrivet så har inga kapacitetsbegränsningar antagits inom Sverige, samt att planerad utbyggnad av överföringsförbindelser till utlandet har färdigställts.

Nästa steg i arbetsgången var att värdera tillgängliga balansalternativ inklusive efterfrågeflexibilitet, baserat på litteratur och annan tillgänglig information. Balansalternativen jämfördes mot de balanskrav som uppkommit från modellering av effektbalansen. Genom att inkludera utvalda balansalternativ i elsystemmodellen kunde investeringsbedömningar göras för olika kombinationer av balansalternativ. Kostnaderna jämfördes därefter med elproduktionskostnader för vindkraft och annan baskraft. Vidare undersöktes ytterligare ett alternativ av mer osäker karaktär, vilket var ökad efterfrågerespons från industrin och huruvida det i framtiden kan påverka effektbalansen. Arbetsgångens sista moment var diskussion och slutsatser av litteratur och resultat.

3 Dagens elsystem

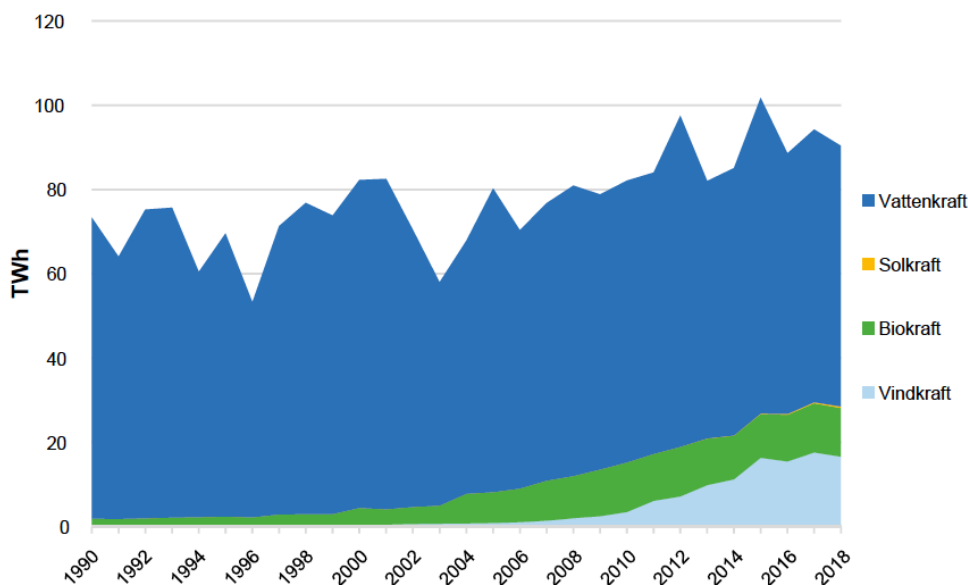
I följande avsnitt kommer dagens elsystem att introduceras. Först förklaras Sveriges elproduktion i dag, viktiga egenskaper för systemstabilitet, vad som kan orsaka störningar av elleverans samt systemets effektbalans. Därefter förklaras kortfattat de utmaningar som elsystemet står inför.

Sveriges elsystem är idag nästan helt fossilfritt och majoriteten av elen som produceras i Sverige härstammar från vattenkraft och kärnkraft. I figur 2 ses utvecklingen för Sveriges elanvändning samt elproduktion per kraftslag mellan åren 1970 och 2018. År 2018 var den totala elproduktionen cirka 160 TWh medan elanvändningen uppgick till ungefär 140 TWh. Elproduktionen från kärnkraft och vattenkraft utgjorde 41 % respektive 39 % av total elproduktion medan vindkraft stod för cirka 10 % och solkraft 0,2 %. Förbränningsbaserad elproduktion från framförallt kraftvärme och industriell stod för 9% av total elproduktion (Energimyndigheten, 2020b).



Figur 2: Sveriges elproduktion per kraftslag (TWh) för åren 1970-2018. Källa: (Energimyndigheten, 2020b).

De senaste åren har elproduktionen från förnybara energikällor ökat. Hit räknas elproduktion från vattenkraft, solkraft, biokraft och vindkraft. I figur 3 återfinns utvecklingen för elproduktion från dessa fyra energikällor för åren 1990 till 2018. Från figuren kan en kraftig framfart av vind- och biokraft ses. År 2018 var elproduktionen från förnybara energikällor cirka 90 TWh. Skatter på fossila bränslen samt införandet av politiska åtgärder såsom elcertifikatsystemet har stärkt utvecklingen av förnybara energikällor (Energimyndigheten, 2020b).



Figur 3: Utvecklingen av elproduktion från förnybara energikällor för åren 1990-2018. Källa: (Energimyndigheten, 2020b).

3.1 Fyra viktiga egenskaper för systemstabilitet

För att elsystemet ska kunna fungera måste produktionen leverera lika mycket energi som efterfrågas vid varje tidpunkt. Fyra egenskaper som är viktiga för elsystemet och som måste uppfyllas för systemstabilitet är effektbalans, energiproduktion, spänning och frekvens (IVA, 2016c). Dessa fyra egenskaper beskrivs kortfattat nedan:

- **Effektbalans:** Systemet måste vid varje tidpunkt upprätthålla en effektbalans, vilket innebär att produktionen av el måste motsvara förbrukningen vid denna tidpunkt.
- **Energiproduktion:** Tillräckligt mycket elenergi måste tillföras under året.
- **Spänning:** För att överföring samt producenters och konsumenters anläggningar ska kunna fungera krävs det att spänningen i systemet hålls stabil.
- **Frekvens:** För att vidbehålla balans i systemet måste frekvensen hållas stabil. Frekvensen i det svenska elsystemet är 50 Hz men får variera mellan 49,9 och 50,1 Hz.

Vidare finns det enligt NEPP (2016a) fyra grundläggande förutsättningar för ett fungerande elsystem vilka är: tillräcklig balanseringsförmåga, tillräcklig produktionskapacitet, tillräcklig störningsförmåga samt tillräcklig överföringskapacitet.

3.2 Störningar av elleveransen

Tre möjliga störningar av elleveransen kan uppstå vilka är elavbrott, elleffektbrist och elenergibrist. Elavbrott kan vara planerade eller oplanerade, där oplanerade elavbrott

kan uppstå pga. exempelvis nedrivna kontaktledningar eller fel i transformatorstationer (Energimyndigheten, 2020b). Elenergiöverskott uppstår vid långvariga situationer och innebär att den samlade tillgången inte kan tillgodose det samlade behovet av elenergi över tid. Detta kan uppstå vid exempelvis större driftbortfall eller haveri av produktionsenheter eller på grund av sinade vattenmagasin (Energimyndigheten, 2020a). Eleffektöverskott uppstår när efterfrågan på el är högre än tillgången vilket innebär att effektbalansen i systemet inte kan upprätthållas. Till skillnad från elenergiöverskott är eleffektöverskott momentant. För att undvika effektöverskott i systemet handlar elmarknadens balansansvariga¹ sig i balans. I Sverige är Svenska kraftnät ansvariga för att upprätthålla effektbalans. Vid situationer där marknaden inte kan upprätthålla balansen förfogar Svenska kraftnät över ytterligare resurser vilka är effektreserven och manuell förbrukningsfrånkoppling (MFK). Effektreserven beskrivs ytterligare i avsnitt 4.2.1.

3.3 Effektbalansen i Sverige - framtida utmaningar

I Sverige är den totala elproduktionskapaciteten, även kallad installerad effekt, cirka 40 GW. För en normalårsvinter är effektuttaget cirka 25,6 GW och högsta effektuttaget som skedde år 2018 uppgick till 26,7 GW (IVA, 2016c; Energimyndigheten, 2020b). Effektbalansen sommartid är lägre och under en sommardag kan effektuttaget vara kring 8,5 GW. Ett genomförande av en större andel icke-planerbar elproduktion i systemet jämfört mot planerbar produktion resulterar i att effektbalansen kommer att bli svårare att upprätthålla (Svenska kraftnät, 2015). Dessa utmaningar beror främst på att vind- och solkraft har en begränsad styrbarhet. NEPP har i rapporten *Reglering av ett svenskt framtida kraftsystem* (2016a) identifierat möjliga utmaningar för ett framtida svenskt elsystem med en hög andel vind- och solkraft.

- Ökade variationer som uppkommer i samband med en hög andel vind och sol försvårar förmågan att upprätthålla balans i elsystemet. Högre krav kommer att behöva ställas på systemets balanseringsförmåga.
- Tidpunkter med låg variabel elproduktion men hög elförbrukning kan resultera i situationer med effektöverskott. Tillgång till extra topplastkapacitet kan komma att behövas.

¹Balansansvariga måste finnas på elmarknaden. Dessa ingår avtal med Svenska kraftnät och ansvarar för att produktion och förbrukning är i balans. Elleverantörer kan själva ha balansansvaret eller anlita externa företag.

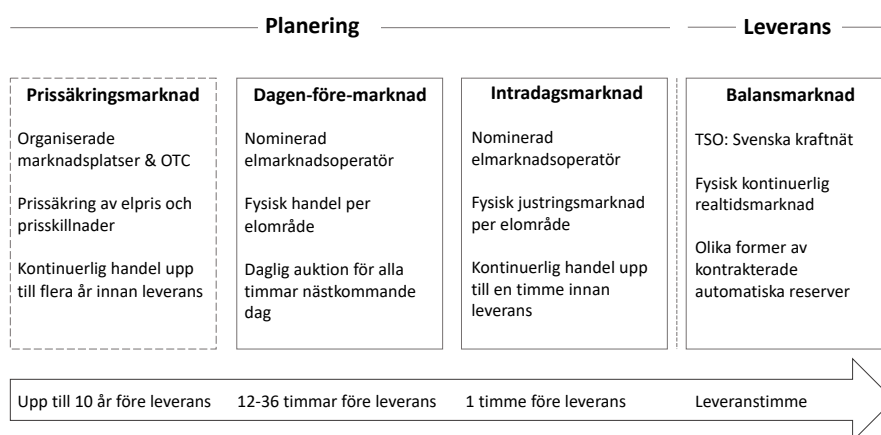
4 Den nordiska elmarknaden

I följande avsnitt presenteras elhandelssystemets fyra marknadsnivåer på grossistmarknaden för el samt vilka reserver som i dagsläget finns tillgängliga på elmarknaden och i elsystemet. I slutet av detta avsnitt kommer även förväntad elprisutveckling fram till 2040 att presenteras.

4.1 Elhandelssystemets marknadsnivåer

Sveriges elmarknad består av en grossistmarknad och en slutkundsmarknad (Ei, 2016c), varav enbart en presentation av grossistmarknaden kommer att ske i den här rapporten. Överföringsförbindelser integrerar den svenska grossistmarknaden med den nordiska-baltiska marknaden som vidare är sammankopplad med den europeiska marknaden (Ei, 2019). För grafisk illustration över Sveriges elområden och nuvarande överföringsförbindelser med närliggande länder hänvisar författarna till figur 8 i avsnitt 5.3. Marknadsmodellen för Sverige och Nordens elmarknad är i huvudsak en s.k. energy-only-marknad vilket betyder att enbart energi prissätts och inte andra tjänster så som försörjningstrygghet och installerad effekt. Energy-only-marknaden kompletteras med en effektreserv samt ett gemensamt elcertifikatsystem med Norge (Bondesson & Brännlund, 2016).

På grossistmarknaden sker handel med el på samordnade marknadsplatser och av större kvantiteter. Producenter, elintensiva industrier samt elhandelsföretag är grossistmarknadens aktörer (Energikommissionen, 2017). Grossistmarknadens elhandelsystem delas in i fyra delmarknader; prissäkringsmarknad, dagen-före-marknad, intradagsmarknad samt balansmarknad (se figur 4) (Ei, 2016c). I Norden (Island inte inkluderat) och för Estland, Lettland och Litauen är Nord Pool den officiella börsen för handel med el. Nord Pools dagen-före-marknad heter *Elspot* och intradagsmarknaden *Elbas* (Horn, 2019).



Figur 4: Elhandelssystemets fyra delmarknader. Förkortningarna OTC och TSO står för *over-the-counter-handel* respektive *Transmission System Operator* även benämnt som stamnätsägare. Information är hämtad från (Ei, 2016c) och ombearbetad av författarna.

4.1.1 Prissäkringsmarknaden

Prissäkringsmarknadens huvudfunktion är att långsiktigt säkra intäkter för producenter och på så sätt ge en permitt för framtida elkostnader. På marknaden sker en prissäkring av elpris och elprisskillnader och oftast flera år innan leverans ska ske (Ei, 2016c). Detta ger aktörer en möjlighet att hantera sina risker men prissäkringsmarknaden ger även en indikation över hur spotpriset förväntas utvecklas långsiktigt (Energiföretagen, 2017).

Aktörer deltar frivilligt på prissäkringsmarknaden och väljer själva vilka kontrakt de vill skriva. Finansiella elkontrakt för prissäkring av produktion eller förbrukning organiseras bl.a. av Nasdaq Commodities och The European Energy Exchange (EEX), och kan upphandlas mellan 6-10 år i förväg (Ei, 2019).

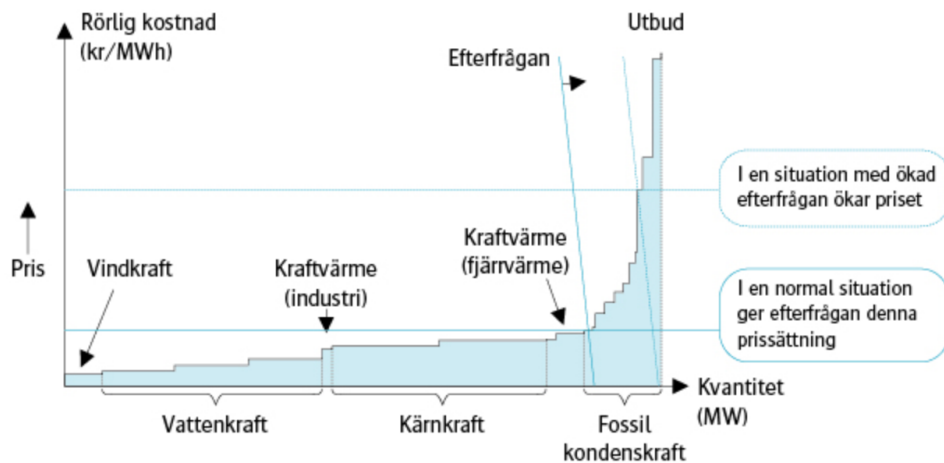
4.1.2 Dagen-före-marknaden

Den huvudsakliga planeringen av morgondagens elleveranser sker på dagen-före-marknaden (även kallad spotmarknad). Elbörser så som Nord Pool har ansvar för beräkning av handelsvolym och marknadspriser (Ei, 2016c).

På dagen-före-marknaden sker fysisk elhandel via dagliga auktioner för nästkommande dygns alla timmar (Energikommissionen, 2017). Vidare, specificeras i buden hur mycket aktören är villig att köpa och sälja, inom vilka elområden och till vilket pris. Det är sedan elbörsens ansvar att summera alla bud och skapa en s.k. köp- och säljstege för respektive timme (Ei, 2016c). På *Elspot* lämnas bud senast klockan 12:00 dagen före.

Priset som sätts på dagen-före-marknaden är ett s.k. spotpris, vilket är priset där utbud och efterfrågan möts (se figur 5) (Ei, 2017). Spotmarknadspriset måste särskiljas mellan systempris och områdespris. Systempriset är det pris som sammanställs i samband med köp- och säljstegen och här antas inga transmissionsförluster (SOU, 2014:37). Områdespriset är däremot det pris som uppstår när kapacitetsbrist i näten uppkommer. Då sker en indelning av elmarknaden i handelsområden, där elområden antar olika priser (även kallat marknadsdelning). Lägre priser uppstår i områden med produktionsöverskott och högre priser i områden med produktionsunderskott (SOU, 2014:37; Energikommissionen, 2017). Det finns ett pristak på dagen-före-marknaden och från och med den 19 april 2020 är de minimala och de maximala pristaken -7 500 SEK/MWh respektive 45 000 SEK/MWh (Nord Pool, 2020).

Prisbildningen på dagen-före-marknaden presenteras i figur 5, vilket visar i vilken följd kraftslag får tillslag på elmarknaden (Ei, 2019). Kraftslag till vänster i figuren får tillslag före kraftslag till högre i figuren.



Figur 5: Prisbildning i Sverige för olika kraftslag, även kallad marginalpriskurva. Källa: (Ei, 2017).

4.1.3 Intradagsmarknaden

Behöver aktörerna korrigera sin balans efter att dagen-före-marknaden har stängt, sker detta på intradagsmarknaden (Energikommisionen, 2017). Intradagsmarknaden fungerar som en justeringsmarknad där aktörerna ges möjlighet att fram till en timme före drifttimmen handla sig till balans (Ei, 2019), exempelvis om felprognoser eller ändrade förutsättningar har skett. Det är främst balansansvariga som handlar på intradagsmarknaden (Ei, 2016c). På intradagsmarknaden sker handeln via modellen - högsta köppris och lägsta säljpris. De senaste åren har omsättningen på intradagsmarknaden ökat, vilket kan vara ett resultat av både en högre andel variabel elproduktion men även en utökning av tillgängliga aktörer på marknaden (SOU, 2014:37).

4.2 Balansmarknaden

Svenska kraftnät är ansvariga för balansen mellan produktion och konsumtion av el enligt lagen (SFS 2003:436) om effektreserv, vilket gör att Svenska kraftnät själva ansvarar för balansen under själva drifttimmen. Svenska kraftnäts balanmarknad består av både automatiska reserver och manuella åtgärder, vilka är listade och kort förklarade i tabell 20 i Appendix C - Bilagor.

4.2.1 Effektreserv och störningsreserv

Utöver dessa reserver hushåller även Svenska kraftnät med den s.k. effektreserven och störningsreserven. Effektreserven upphandlas under vinterhalvåret och aktiveras om tillgänglig elproduktion inte är tillräcklig för att möta behovet (Power Circle, 2019). Den har historiskt bestått av både avtal med elproducenter att kunna disponera ytterligare produktion i dessa lägen, men också avtal med (framförallt) industrin att minska sin elförbrukning (Svenska kraftnät, 2020b).

Enligt 1 § och 4 § i förordningen (SFS 2016:423) framgår att effektreserven endast får överstiga 750 MW vid särskilda skäl. Minst 25 % av reserven skall även utgöras

av avtal om minskad elförbrukning. För att kunna bidra till effektreserven med extra produktionsresurser ställer Svenska kraftnät bl.a. kraven att (Svenska kraftnät, 2020b):

- Resursen ska utgöra komplement till den övriga produktionskapaciteten som finns på elmarknaden.
- Kunna erbjuda ett anbud om minst 10 MW.

Sydkraft Thermal Power AB:s anläggning i Karlshamn är navet i den svenska effektreserven och har avtal om 562 MW produktion. Kraftverket drivs med olja och kan på två timmar gå från beredskap till produktion (Uniper, 2019). Vidare ställs även krav på de industrier som har ingått avtal att bidra med förbrukningsreduktion i effektreserven. Ett av kraven som ställs är att minsta volym på bud som läggs måste vara 5 MW (Svenska kraftnät, 2020b).

Tabell 2: Svenska kraftnäts effektreserv för vintern 2019/2020. Källa: (Svenska kraftnät, 2019a).

| Ägare | Elområde | Effekt [MW] |
|--|----------|-------------|
| Produktion | | |
| Sydkraft Thermal Power AB ² | SE4 | 562 |
| Reduktion | | |
| Rottneros Bruk AB | SE3 | 30 |
| Stora Enso AB | SE3 | 40 |
| Holmen AB | SE3 | 90 |
| Stora Enso AB | SE4 | 30 |
| Summa | | 752 |

För säsongen 2015/2016 upphandlade Svenska kraftnät en effektreserv på 1 000 MW till en kostnad av 64 miljoner kronor. Genomsnittspriset för reduktionsbud som tilldelades kontrakt var 35 000 kronor per MW. Produktionsbud som tilldelades kontrakt hade ett genomsnittspris på 79 000 kronor per MW (Ei, 2016b). Storleken på effektreserven har minskat något och år 2019 upphandlades 752 MW varav 190 MW förbrukningsreduktion (se tabell 2).

Kostnaden för effektreserven innefattar både upphandlingskostnader samt kostnader som uppkommer vid aktiveringsbehov. Effektreserven kostar därmed pengar oavsett om den används eller inte (Ei, 2016b). Vid aktivering betalas en rörlig ersättning ut. För förbrukningsreduktion motsvarar denna rörliga ersättning de uppregeringsbud som läggs och anslås på reglerkraftmarknaden (Svenska kraftnät, 2020b). Kostnaden för effektreserven finansieras genom tilläggsavgiften, vilken baseras på balansansvarigas förbrukning. Avgiften faktureras av eSett för Svenska kraftnäts räkning och tas ut då effektreserven är tillgänglig (16 november till 15 mars) eSe (2018). Avgiften bestäms enligt lagen (2003:436) om effektreserv och förordning (2010:2004) (Ei, 2016b).

Störningsreserven är den ytterligare resurs som Svenska kraftnät förfogar över vid effektbrist och den ska kunna hantera plötsliga störningar i elsystemet. Störningsreserven ska

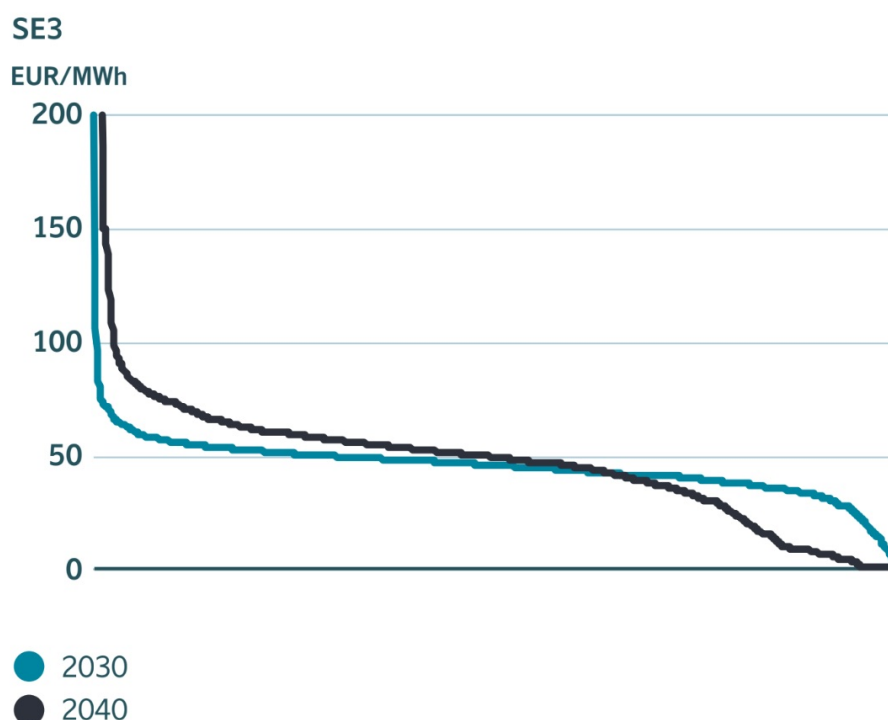
²Karlshamnsverket

på 15 minuter kunna aktiveras och upprätthålla effektbalans. Störningsreserven består huvudsakligen av gasturbiner och den totala kapaciteten uppgår till cirka 1 350 MW. På grund av den stora förbrukningen av el i SE3 och SE4 är även störningsreserven koncentrerad till dessa elområden (Svenska kraftnät, 2020*d*). Kostnader för störningsreserven uppgick år 2018 till 88 miljoner kronor (Svenska kraftnät, 2019*e*).

4.3 Elprisutveckling

Föga förvånande påverkas elpriset av elsystemets utformning. Samtidigt som att variabel elproduktion kan ge upphov till mer fluktuerande elpriser, så kan rådande elpriser komma att påverka investeringar i elsystemet för bl.a. balansåtgärder. I en rapport av Statnett et al. (2019) undersöktes elprisutvecklingen inom olika nordiska elprisområden. Liksom de scenarier som presenterats i denna rapport bestod energimixen av framförallt vindkraft, vattenkraft och kraftvärme, men också av en viss andel kärnkraft och solkraft. Undersökningen visade på att ett genomsnittligt pris om 0,54 kr/kWh kan uppkomma i elprisområde SE3, men också att priset för ett stort antal timmar var avsevärt lägre och högre (se figur 6).

Ekonomiska incitament för investeringar i balansåtgärder kan komma att påverkas starkt av prisfluktuationer. För flexibel elproduktion genererar ett högre elpris högre intäkter. Detsamma gäller för energilagring såtillvida att uppladdning kunnat ske vid lägre elpriser. För implicit efterfrågeflexibilitet har elpriset en stark styrförmåga (se avsnitt 6.2).



Figur 6: Varaktighetsdiagram för elpriset år 2030 samt 2040 i EUR/MWh. x-axeln representerar årets alla timmar. Källa: (Statnett et al., 2019).

5 Elsystemet år 2040

I detta avsnitt presenteras resonemang gällande Sveriges elanvändning och eltillförsel år 2040. Resonemangen baseras främst på myndighets- och organisationsrapporter. Vid analys av framtida elproduktionssammansättning har även utvecklingen av elproduktion från vindkraft, kärnkraft, kraftvärme, solkraft samt vattenkraft undersökts. Utifrån den information som presenteras, så utvecklades två olika scenarier för Sveriges elsystem år 2040, vilka presenteras separat i avsnitt 7.1.

5.1 Sveriges elanvändning år 2040

Vad den totala elanvändningen exakt kommer vara år 2040 går inte att bestämma och prognoser från olika branschorganisationer och institutioner varierar kraftigt. Variationen har sin naturliga förklaring i det att prognoser och scenarier baserats på olika antaganden om exempelvis befolkningsökning, teknikutveckling, elektrifiering av samhället m.m. Svenska kraftnät ser inför framtiden endast en mindre ökning från dagens 140 TWh/år i elanvändning till cirka 150 TWh/år. Sammanfattningsvis så antar Svenska kraftnät att drivkrafterna för ökad elanvändning i stort balanseras ut av energieffektiviseringar. En stark drivkraft för denna energieffektivisering har att göra med ett scenario med ökande elpriser (Svenska kraftnät, 2017).

Energimyndigheten presenterade under 2019 en rapport där Sveriges framtida energisystem analyserades utifrån sex olika scenarier fram till 2050, som bl.a. inkluderade en högre takt av elektrifiering. För samtliga scenarier utom scenariot som innefattade en högre takt av elektrifiering så sågs en framtida elanvändning kring 145 TWh/år till 2040. I scenariot som innefattade en högre takt av elektrifiering hamnade elanvändningen på 184 TWh/år. Denna avsevärt högre elanvändning grundar sig på antaganden om bl.a. en större andel laddbara fordon och att satsningar såsom projektet Hydrogen Breakthrough Ironmaking Technology (HYBRIT)³ genomförs. HYBRIT antas öka elanvändningen med 15 TWh/år, medan en fullständig övergång till laddbara fordon hade bidragit med 12 TWh/år. Värt att nämna är även att en elektrifiering av cementindustrin hade resulterat i ett tillägg på cirka 2 TWh/år (Energimyndigheten, 2019c).

IVA (2016a) uppskattar att mellan åren 2030-2050 kommer elanvändningen vara kring 128-165 TWh/år exklusive förluster. Transmission- och distributionsförluster uppgår idag till cirka 7 % (Statistiska centralbyrån, 2019), vilket därmed mynnar i ett elbehov omkring 137-177 TWh/år 2050. Enligt Koronen et al. (2020) väntas även ett ökat behov av datahallar leda till en ökad elanvändning. I rapporten har inte Sveriges potentiellt ökade elanvändning specificerats, men redan idag är Sverige en frekvent nyttjad placering av datahallar. Detta beror främst på låga elpriser och ett kallare klimat, vilken sänker kostnader för nedkylning av utrustning.

Sammanfattningsvis är trenden för de presenterade studierna en ökad elanvändning. Då prognoser för laddbara fordon pekar mot en nästan total dominans av marknadsandelarna redan år 2030 (Power Circle, 2018) samt att industrin är i behov av omställning mot

³HYBRIT är ett initiativ av SSAB, LKAB och Vattenfall att ersätta koks med vätgas för att kunna tillverka fossilfritt stål (HYBRIT, 2019)

fossilfrihet, så antas vidare i rapporten en elanvändning kring 180 TWh år 2040.

5.2 Sveriges elproduktion år 2040

Det råder även osäkerhet gällande hur Sveriges elproduktion kommer att se ut år 2040. Både den totala elproduktionen men även elproduktionen per kraftslag behöver utvärderas för att få en insikt i hur det kan tänkas se ut i framtiden. Nedan sammanfattas kort vad organisationer och myndigheter förutspår om Sveriges framtida elproduktion. Energimyndigheten (2018b) uppskattar att för ett helt förnybart elsystem utan kärnkraft kommer elproduktionen år 2045 vara mellan 140-190 TWh/år beroende på hur elanvändning och export utvecklas. IVA (2016c) uppskattar elproduktionen år 2050 till att vara inom intervallet 140-180 TWh, där produktionen av el är bedömd utifrån efterfrågan på el⁴.

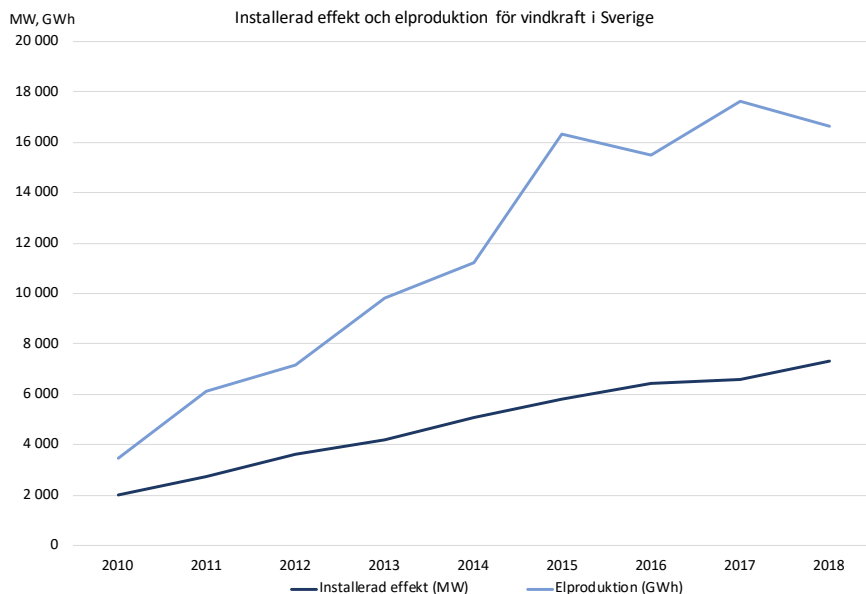
Enligt Energimyndigheten (2018b) kommer nedläggningar av flertalet anläggningar till år 2045 ske, vilket anses vara problematiskt för Sveriges elsystem. Förutom kärnkraft rör det sig om biokraft, befintlig vindkraft och förmodligen även en del av vindkraften som byggs de kommande åren. För ett 100 % förnybart elsystem kan det krävas upp till 100 TWh ny förnybar elproduktion för att kompensera för dessa nedläggningar.

Sammanfattningsvis förväntas Sveriges sammanlagda elproduktion år 2040 vara inom spannet 140-190 TWh, men det råder stora osäkerheter både gällande framtida utbyggnad och potential för respektive kraftslag men även huruvida Sverige i framtiden förväntas vara nettoimportör eller nettoexportör. I nästkommande avsnitt utvärderas elproduktionen för kraftslagen vindkraft, kärnkraft, kraftvärme, solkraft och vattenkraft ytterligare för att ge en tydligare bild av hur Sveriges produktionsammansättning kan tänkas se ut.

5.2.1 Vindkraft

Under de senaste fem åren har det skett en markant ökning av vindkraft i det svenska elsystemet (se figur 7) och enligt Energimyndigheten (2018b) är det stor sannolikhet att det i framtiden kommer att krävas ett elsystem med hög andel vind för att möjliggöra ett 100 % förnybart elsystem. Energimyndigheten bedömer att vindkraft är det produktionslag som har störst potential för ny förnybar elproduktion. Energimyndigheten påpekar att ett scenario med mycket vind jämt fördelat över Sverige är det scenario som mest troligt kan byggas ut på marknadsmässiga grunder. Vidare anser både branschorganisationen Svensk Vindenergi och Svenska kraftnät att vindkraft är det enda enskilda kraftslag som kan ersätta den avvecklande kärnkraften. Enligt Svensk Vindenergi bör ersättningen ske med storskalig vindkraft till havs och land och detta baseras delvis på att vindkraft i dagsläget är det kraftslag som billigast kan byggas ut i stor skala (Svensk Vindenergi, 2019).

⁴I rapporten uppskattas elanvändningen till 137-177 TWh/år år 2050.



Figur 7: Installerad effekt och elproduktion per år för vindkraft i Sverige år 2010-2018. Data har hämtats från (Energimyndigheten, 2018a).

Den tekniska potentialen för både havs- och landbaserad vindkraft i Sverige anses vara stor, framförallt pga. höga medelvindhastigheter, långa kuststräckor och stora obebyggda områden (Energimyndigheten, 2018b). Svensk Vindenergi (2019) bedömer att elproduktionen från vindkraft kan öka till ca 90 TWh år 2040 och i Energimyndighetens rapport *100 procent förnybar el: Delrapport 2 – Scenarier, vägval och utmaningar* har scenarier med 70-90 TWh/år under 2040-talet ansetts vara realistiska. Fortsättningsvis uppskattas 90 TWh år 2040 motsvara en installerad effekt på 22-30 GW. Även IVA har undersökt framtida elproduktion från vindkraft. Mellan år 2030-2050 kan den tekniska bruttopotentialen för vindkraft uppgå till över 100 TWh/år, däremot bedöms i rapporten att den realistiska tekniska potentialen är kring 70 TWh/år.

Både myndigheter och branschorganisationer anser att det finns en stor potential för fortsatt utbyggnad av vindkraft och att kraftslaget kommer att behövas i ett förnybart elsystem. En samlad bedömning av ovanstående källor resulterar i att det i modellen anses rimligt att vindkraft kan producera mellan 70-90 TWh el år 2040. I modellen har därmed en årlig produktion om 90 TWh antagits för scenario 1. Den årliga produktionen för scenario 2 har antagits vara 75 TWh och ligger inom det intervall som litteraturen presenterade som rimligt. Produktionen är något lägre eftersom en viss kärnkraftsproduktion är behållen i detta scenario. Härnäst presenteras antaganden för kärnkraft och respektive scenario.

5.2.2 Kärnkraft

Det råder stor osäkerhet huruvida kärnkraften fortfarande är i drift år 2040, och i vilken utsträckning. Främsta orsaken till varför kärnkraftsreaktorer tas ur drift bedöms vara dålig lönsamhet (IVA, 2016c), men även opinion och andra faktorer spelar in. Svenska kraftnät har gjort bedömningen att även då en större andel intermittent elproduktion kan leda till stora variationer i elpris kommer årmedelpriserna ändå inte vara tillräckligt höga

för att motivera en nyproduktion av kärnkraft (Svenska kraftnät, 2017).

Vad den verkliga livslängden är för ett kärnkraftsverk råder det heller inte konsensus kring. Vattenfall har meddelat att deras reaktorer Ringhals 3 och 4 samt Forsmark 1, 2 och 3 fortfarande anses lönsamma och bör kunna drivas några år in på 2040-talet. Dessa reaktorer togs i drift på 1980-talet och har en beräknad driftstid på 60 år (Vattenfall, 2019). Den sammanlagda nettoeffekten för dessa reaktorer är 5,5 GW (Vattenfall, 2015, n.d.). Å andra sidan skriver Pettersson (2013) i en rapport för Naturskyddsföreningen att den verkliga livslängden ligger kring 50 år och menar på att detta främst bör ses som en viljeyttring av kärnkraftindustrin. I Energimyndighetens rapport *Långsiktssprognos 2012* från 2013 antogs en teknisk livslängd på 60 år (Energimyndigheten, 2013). Hösten 2015 beslutades dock Ringhals 1 och 2 att stängas efter 45 år, vilket belyser skillnaden mellan faktiskt och teknisk livslängd, något som Söder (2018) påpekade i en debattartikel för tidningen Ny Teknik.

För vidare modellering av elsystemet har två antaganden gällande kärnkraft gjorts. I scenario 1 har kärnkraftens bidrag per definition satts till noll. I scenario 2 har emellertid ett bidrag om 15 TWh/år inkluderats. Eftersom det inte råder konsensus kring hur många reaktorer som finns kvar år 2040 är bidraget om 15 TWh/år av osäker karaktär. Främsta antagandet för detta bidrag är att belysa skillnaden mellan ett elsystem med eller utan en mindre del av dagens kärnkraft.

5.2.3 Kraftvärme

Elen som produceras från kraftvärme härstammar från två grenar, kraftvärmeverk och industrin, varav en uppdelning av elproduktion från dessa brukar göras. Även om produktionskapaciteten i dagens anläggningar är cirka 23 TWh årligen, så har totala elproduktionen under de senaste fem åren stannat kring 15 TWh/år (Energimyndigheten, 2018b, 2019b). En av orsakerna till ett förhållandevis lågt energiutnyttjande har att göra med den symbios kraftvärme verkar i tillsammans med värmebehov. Som de flesta anläggningar är konstruerade idag så styrs elproduktionen av värmebehovet, vilket inte alltid är i linje med elbehovet (IVA, 2016c).

Genom särskilda åtgärder kan emellertid producerad energi från kraftvärme öka. Dagens bränslemix utgörs till över 90 % av biobränslen som utgörs av rester från skogsindustrin, men även energiåtervunnet material från hushåll och industri (Energiföretagen, 2019a). Rent teoretiskt är inte bränslefrågan en begränsande faktor för ökad kraftvärmeproduktion i Sverige. I en rapport av Svebio (2015), en branschorganisation inom svensk bioenergi, så uttrycker de möjligheter för att till 2040 kunna utöka befintlig kraftvärmeproduktion från biobränslen med 25 till 30 TWh årligen utan att tillgången på råvara påverkas markant. Visserligen kräver detta en teknikutveckling, något som även Energimyndigheten (2019a) menar på i rapporten *Scenarier över Sveriges energisystem 2018*. I denna rapport har ett scenario ställts upp för elproduktion till 2040 där kraftvärme tagit en central roll. Ett flertal åtgärder beskrivs och dess tillägg kvantifieras, där det slutgiltiga bidraget från kraftvärme till den framtida svenska elproduktionen hamnar på 35 TWh/år. Utifrån scenarier gjorda av Energimyndigheten (2019c) så pekar dessa mot en framtida produktion mellan 22 till 25 TWh beroende på scenario.

Även om Svebio (2015) inte ser en begränsning för ytterligare elproduktion från kraft-

värme ur ett resursperspektiv, så ser de emellertid en begränsning på grund av rådande marknadsvillkor. Höjda andelar vindkraft i det svenska elsystemet kan komma att ha en ekonomiskt ofördelaktig påverkan på kraftvärme, då elpriserna sjunker. Svebio uttrycker därmed vikten för fortsatt kraftvärmeproduktion att skapa marknadsvillkor som gynnar leveranssäker produktion.

För vidare modellering av det svenska elsystemet i rapporten har elproduktion år 2040 från kraftvärme antagits vara 15 TWh/år för scenario 1 och scenario 2, vilket är samma som dagens nivåer.

5.2.4 Solkraft

Energimyndigheten (2016) bedömer att det år 2040 är realistiskt att den årliga produktionen av el från solen är ca 7-14 TWh, och baseras på en varierad grad av både ambition samt teknisk utveckling. Energimyndigheten anser det möjligt att solen år 2040 produceras mer storskaligt, på kommersiella grunder, samt kan konkurrera med andra energislag. Marknads- och teknikutvecklingen anses däremot svårare att förutspå. Överlag år 2050 förväntas solkraften bidra med 8-9 TWh (Energimyndigheten, 2019c). Här anser Energimyndigheten (2019c) att en fortsatt kostnadsminskning samt ökade elpriser bidrar till att utbyggnad sker.

Den tekniska potentialen för el producerad med solceller är stor. NEPP (2019) uppskattar att potentialen för sol i Sverige är 90 TWh per år. 50 TWh utgörs av samlokaliserad installation på mark⁵ och 40 TWh utgörs av takmonterade installationer. Den tekniska potentialen på obrukad jordbruksmark har uppskattats till 130 TWh per år (Energimyndigheten, 2018b). Dock anser Energimyndigheten (2018b) att det inte är fysiska faktorer som begränsar solkraften och att det därmed inte är intressant att tala om den tekniska potentialen⁶.

Vad som pekar mot en något mer modest utbyggnad av solkraften har att göra med behovet av rotationsenergi i elsystemet och dess säsongsmässiga produktionsmönster. I rapporten *100 % förnybart, en rapport till Skellefteå kraft* (Krönert et al., 2017), där två scenarier för ett helt förnybart elsystem analyserats, så bedömer Krönert et al. att det är en ökad sannolikhet att otillräckliga nivåer av svängmassa i det svenska elsystemet kommer uppträda med en ökad andel sol- och vindkraft. I dessa scenarier har utbyggnaden av solkraft begränsats till 10 och 20 TWh/år.

Som nämnt innan så innebär solkraftens säsongsmässiga produktionsmönster också en begränsning, då solkraftens produktion är som minst under vinterhalvåret, då förbrukningen är som störst. Solkraften bidrar därmed inte direkt till att lösa topplastproblematiken (Krönert et al., 2017), som främst uppstår vintertid. Istället kan ett klokt alternativ vara att dimensionera mängden installerad solkraft utefter effektbehovet för sommaren. Under sommaren är Sveriges effektbehov typiskt 10 GW, vilket med en genomsnittlig utnyttjandetid för solceller på cirka 1000 h/år genererar 10 TWh/år. Med detta i åtanke antas

⁵Här syftar författarna på installation i anslutning till befintlig infrastruktur så som flygplatser och deponier eller befintliga vindkraftsparker.

⁶“Teknisk potential avser hur stor del av den maximala årliga energiresursen som kan konverteras till användbar energi med mogen och tillgänglig teknik. Hänsyn tas även här till rent fysiska begränsningar så som att det inte går att bygga kraftverk på vägar eller i nationalparker” (Energimyndigheten, 2018b).

vidare i modelleringen av elsystemet år 2040 att solkraft utgör 10 TWh/år.

5.2.5 Vattenkraft

Vattenkraften räknas i Sverige in som en planerbar resurs och i snitt levererar vattenkraften 65 TWh el per år. Beroende på nederbörd kan dock produktionen variera mellan 50-80 TWh (IVA, 2016c). Om flaskhalsar i systemet byggs bort anser Bruce et al. (2018a) att vattenkraften år 2040 borde kunna ha en installerad effekt på 19,5 GW mot den i dagsläget installerade effekten på 16,2 GW. Den levererade effekten är inte konstant och under ett år varierar den mellan 2,5 och 13,7 GW (IVA, 2016c).

Det finns en teknisk potential för vattenkraft att producera ytterligare 30 TWh per år men som med dagens regelverk och politiska beslut kan bli svår att utnyttja. Detta beror främst på att 24 TWh produktion återfinns i de fyra skyddade nationalälvarna⁷ eller i vattendrag med särskilda miljöbestämmelser. Därmed finns en återstående teknisk potential på 6 TWh årligen för vattenkraftsanläggningar i redan befintliga vattendrag. Majoriteten av den outnyttjade potentialen återfinns i elområde SE1 och SE2 (Svensk energi, 2015; IVA, 2016c).

Framtida utbyggnad av vattenkraft bestäms i huvudsak av hur systemen för miljöprövning kommer att utformas. Svårigheten i att få miljötillstånd resulterar i att det idag i princip inte byggs några nya vattenkraftverk i Sverige. Den svenska vattenkraften har stora reinvesteringsbehov och det sker både nyinvesteringar i reglerande vattendrag och upprustning av redan befintliga anläggningar (Bruce et al., 2018a; IVA, 2015). I samband med förnyelseprojekt kan en effektutbyggnad göras vilket hade resulterat i ett möjligt ökat effektuttag från vattenkraft. Dock påpekas att en effektutbyggnad kan kompliceras av det europeiska ramdirektivet för vatten samt att det i samma älv finns flertal ägare av olika vattenkraftverk. Blomqvist & Löfblad (2018) tillfrågade verksamhetsutövarna angående effektuttaget. Svar från verksamhetsutövarna indikerade att det viktiga inte är att öka det maximala effektuttaget. Motiven för dem är främst att nå en högre flexibilitet så att effektbehovet kan mötas på olika tidsskalor och på så sätt balansera vindkraften. Vidare måste elprisets volatilitet vara tillräckligt hög för att investeringar i ökad flexibilitet ska vara möjliga, vilket inte är fallet i dagsläget.

IVA (2016c) presenterar tre fall av den tekniska bruttopotentialen för utbyggnad av vattenkraften fram till år 2050 och vad det skulle resultera i för årlig elproduktion.

1. Årlig elproduktion på 65-75 TWh genom att effektivisera befintliga kraftverk samt bygga ut tillgängliga vattendrag.
2. Årlig elproduktion på 75-85 TWh genom att även bygga ut vattendrag med särskilda bestämmelser.
3. Årlig elproduktion på 85-100 TWh genom att slutligen även utbyggnad sker av de fyra nationalälvarna.

⁷Nationalälvarna är Torne-, Kalix-, Pite- och Vindelälven. Enligt miljöbalken 4 kap 6 § skyddas sammanlagt 42 vattendrag mot vattenkraftutbyggnad (Naturvårdsverket, 2019)

Utifrån det resonemang som har förts från myndigheter och organisationer anses det rimligt att anta att vattenkraften inte kommer att byggas ut i någon större utsträckning till år 2040. Det verkar främst vara nuvarande regelverk och lagstiftning som kan komma att begränsa en framtida utbyggnad. Dock anses det ändå finnas en potential att öka produktionen något i och med upprustning av befintliga vattenkraftverk. I modelleringen av elsystemet anses det därför rimligt att elproduktionen från vattenkraft kan uppgå till 75 TWh år 2040, vilket innebär en ökning på 10 TWh/år mot dagens produktionsnivåer.

5.3 Export och import av el

Sverige är uppdelat i fyra elområden: SE1, SE2, SE3 samt SE4 (se figur 8). Sveriges elområden utgör fyra av de totalt 15 elområdena på den nordisk-baltiska elmarknaden. Majoriteten av elproduktionen i Sverige sker i elområde SE1 och SE2 medan majoriteten av elförbrukningen sker i SE3 och SE4 (Ei, 2017). Sveriges elområden är även sammankopplade med andra länders elområden. Energikommissionen (2017) menar att denna sammankoppling av elsystemet leder till ett ökat beroende av omvärlden men att ett regionalt samarbete å andra sidan kan stärka elsystemets robusthet och leveranssäkerhet.

I dagsläget är Sverige nettoexportör av el och har de senaste åren exporterat mellan 10 och 26 TWh. År 2019 uppgick nettoexporten till 26 TWh, vilket är den största siffra som hittills har uppmätts (Energimyndigheten, 2018b; Holmström, 2020). Den största nettoimporten skedde år 2003 och var drygt 13 TWh. Majoriteten av handeln sker med Norge och Finland, där framförallt import från Norge och export till Finland sker. El exporteras även till Danmark, Tyskland och Polen (Energikommissionen, 2017; Uniper,



Figur 8: De nordisk-baltiska elområdena samt nuvarande förbindelser mellan Sverige och dessa länder. Källa: (Ei, 2019).

2018).

Huruvida Sverige är nettoexportör eller nettoimportör år 2040 är svårt att förutse. Enligt Energikommissionen (2017) kan svängningarna av import och export bli större när en högre andel sol- och vindkraft introduceras i elsystemet. De nordiska stamnätsföretagen har vid marknadsmodellering sett att Sverige år 2040 fortfarande kommer vara nettoexportörer av el även fast kärnkraften är avvecklad (Statnett et al., 2019).

Bortsett från de tekniska förutsättningar som det svenska elsystemet står inför så finns det ekonomiska incitament för fortsatt export av el. Enligt Energiföretagen (2019b) så var exportvärdet av svensk el mellan 2011 och 2018 i snitt 10 miljarder kronor per år. Vad som sannolikt ses kunna bibehålla efterfrågan på svensk export av el är bl.a. att angränsande länder vill kunna nyttja den nordiska vattenkraften som reglerkraft (Energikommissionen, 2017; International Energy Agency (IEA) & Nordiska Ministerrådet, 2016). Därtill anser även författarna att fossilfri och förnybar el med största sannolikhet kan tänkas vara eftertraktad med avseende på politiska miljö- och klimatmål. IVA (2016b) menar att en utbyggnad av elnäten är nödvändiga för en ökad import och export, vilket i framtiden kan komma att vara än mer fundamental. International Energy Agency (IEA) & Nordiska Ministerrådet (2016) menar på att vidare utbyggnad av sammanlänknings mellan de nordiska länderna, kontinenten och Storbritannien kommer vara ekonomiskt attraktivt. Även dem menar på en efterfrågan av el från vattenkraft som reglerkraft, men också på grund av interkonnektorernas möjlighet att utjämna elproduktion från variabel vindkraft mellan nordiska regioner.

Bangay (2019) har i sin modellering av det nordiska elsystemet listat de projekt som the European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) publicerat i sin Ten Year Network Development Plan (TYNDP). De har valt ut utifrån de som är idriftsatta innan år 2030 och inom norra Europa. Från dessa kan de kopplingar som direkt kommer vara anslutna för import och export till Sverige sorteras ut (se tabell 3).

Tabell 3: Framtida planerade transmissionsprojekt med direkt anslutning till Sverige. Projekten är ursprungligen listade i TYNDP, men hämtade från rapport av Bangay (2019).

| Projekt | Från | Till | Kapacitet [GW] |
|--------------------------------|------|------|----------------|
| Messaure - Keminmaa | F1 | SE1 | 0,8 |
| | SE1 | F1 | 0,9 |
| Fenno-Skan 1, reovering | FI | SE2 | 0,8 |
| | SE2 | FI | 0,8 |
| Hansa PowerBridge I | DE | SE4 | 0,7 |
| | SE4 | DE | 0,7 |
| Hansa PowerBridge II | DE | SE | 0,7 |
| | SE | DE | 0,7 |
| Summa - Importkapacitet | | | 3,0 |
| Summa - Exportkapacitet | | | 3,1 |

För att modellera framtidens elsystem är det nödvändigt att bestämma modellens import- och exportkapacitet samt dess gränsvärden. För att kunna bestämma framtida gränsvärden

för import och export har tillvägagångsättet varit att skala historiska värden utifrån framtida och nutida kapacitet. Om antagandet görs att kapacitetsutnyttjande av de svenska transmissionsledningarna för import och export i framtiden kommer vara detsamma, så kan en skalfaktor beräknas.

Under vintern 2017/2018 så var det genomsnittliga värdet av den lämnade handelskapaciteten till dagen-före-marknaden för import och export 8,5 GW respektive 9,6 GW (Svenska kraftnät, 2019b). Av data från Svenska kraftnät har emellertid de historiskt största värdena setts vara betydligt lägre, se tabell 4.

Tabell 4: Årlig toppnotering av import (+) och export (-) för dataserie A-E. Fetstilade värden är toppnoteringar för hela perioden och används vidare i modellering av elsystemet år 2040.

| Maxvärde per dataserie | Import [GW] | Export [GW] |
|------------------------|-------------|-------------|
| A | 3,0 | -7,1 |
| B | 3,0 | -5,3 |
| C | 2,0 | -6,2 |
| D | 1,9 | -6,4 |
| E | 1,9 | -7,4 |

Jämfört med de medelvärden som Svenska kraftnät presenterade för handelskapacitet av import och export (8,5 GW respektive 9,6 GW), så kommer summan av de transmissionsprojekt som är listade i tabell 3 leda till 35 % respektive 32 % ökad kapacitet för import och export. Med antagande om likvärdigt kapacitetsutnyttjande av de svenska transmissionsledningarna kan därmed de historiska värdena från tabell 4 skalas upp för modellering av det framtida elsystemet. I rapportens modell har därmed gränsvärdena för import och export bestämts till 4,1 GW respektive 9,8 GW.

6 Sammanställning av balansalternativ

I detta avsnitt kommer olika resurser att analyseras utifrån ett teknoekonomiskt perspektiv. Urvalet av resurser har baserats av vad som främst omnämnts i den litteraturen som studerats, men också i samråd med handledarna för examensarbetet.

Resurser som kan bidra med flexibilitet i elsystemet kan delas in i tre olika kategorier. Dessa tre kategorier är flexibel produktion, lagring och efterfrågeflexibilitet. De alternativ som kommer att undersökas från dessa tre kategorier är: gasturbiner, efterfrågeflexibilitet från industri- och hushållssektorn, batterilager samt pumpvattenkraft. Även energilagringstekniken power-to-gas har i detta avsnitt kortfattats presenterats och behandlas som en energilagringsteknik. Detta för att författarna senare i en analysdel undersöker potential från vätgaslager att bidra med längre uthållighet⁸ i elsystemet.

6.1 Flexibel produktion

Vid tidpunkter då elsystemet saknar effektbalans och befintliga produktionenheter inte räcker till är en lösning att använda flexibla resurser. Vattenkraftverk och biobaserade kraftverk är exempel på elproduktionsanläggningar som har möjlighet att ned- eller uppreglara sin elproduktion. Utöver detta kan reservkraft så som gasturbiner, dieselaggregat eller bränsleceller tillsättas systemet. I detta avsnitt kommer enbart gasturbiner att undersökas som en flexibel produktionsresurs.

6.1.1 Gasturbiner

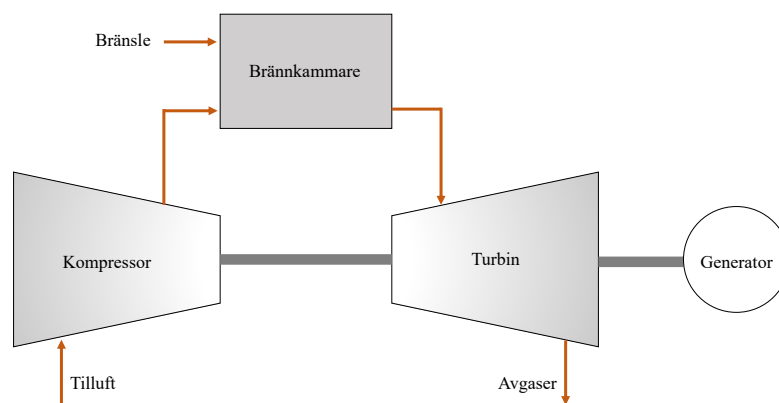
I dagens elsystem används gasturbiner vid effektbehov, främst genom deltagande i störningsreserven. Det tar cirka 10-12 minuter för en gasturbin att starta, oberoende av storlek och effektklass. För ännu snabbare uppstart kan gasturbiner kombineras med batterier, och redan på 250 millisekunder kan en nominell effekt uppnås i en sådan anläggning (Genrup & Thern, 2019). Gasturbinen har även en lång drifttid och kan i princip köras i tusentals timmar (Bruce et al., 2019). I dagsläget uppgår elverkningsgraden för en gasturbin till 43-44 %, vilket avser en gasturbin i en öppen enkel cykel (se figur 9).

Förenklat utgörs en gasturbin i öppen⁹ enkel cykel av en brännkammare, en kompressor och en turbin (se figur 9). Drivmedlet är strömmande förbränningsgaser, exempelvis naturgas eller i framtiden vätgas och biogas (IVA, 2015). En gasturbin kan elda bränslen i både flytande form och gasform. Enligt Genrup & Thern (2019) är det för närvarande komplicerat att växla bränsle till vätgas eftersom ny brännarteknologi behöver utvecklas men det finns en stor potential att i framtiden använda elektrobränslen (vätgas, ammoniak, metan och metanol) då dessa kan produceras när det råder produktionsöverskott från sol- och vindkraft. På så sätt kan bränslet fungera som ett energilager. På Siemens i Finspång testkör exempelvis redan gasturbiner med 100 % vätgas (Alpman, 2019). Vätgas beskrivs ytterligare i avsnitt 6.3.3.

⁸Uthållighet definierades i rapportens inledning som resursers förmåga att leverera effekt kontinuerligt över tid.

⁹Cykeln kan vara öppen eller stängd där det vanligaste utförandet är öppen cykel.

Genrup & Thern (2019) menar att det är möjligt att driva gasturbiner på gasformiga biobränslen, men att en anledning till att det för tillfället inte görs i någon större utsträckning kan vara en kostnads- och tillgångsfråga. Flytande förnybara bränslen kommer med stor sannolikhet driva de gasturbiner som framförallt inte är anslutna till ett gasnät.

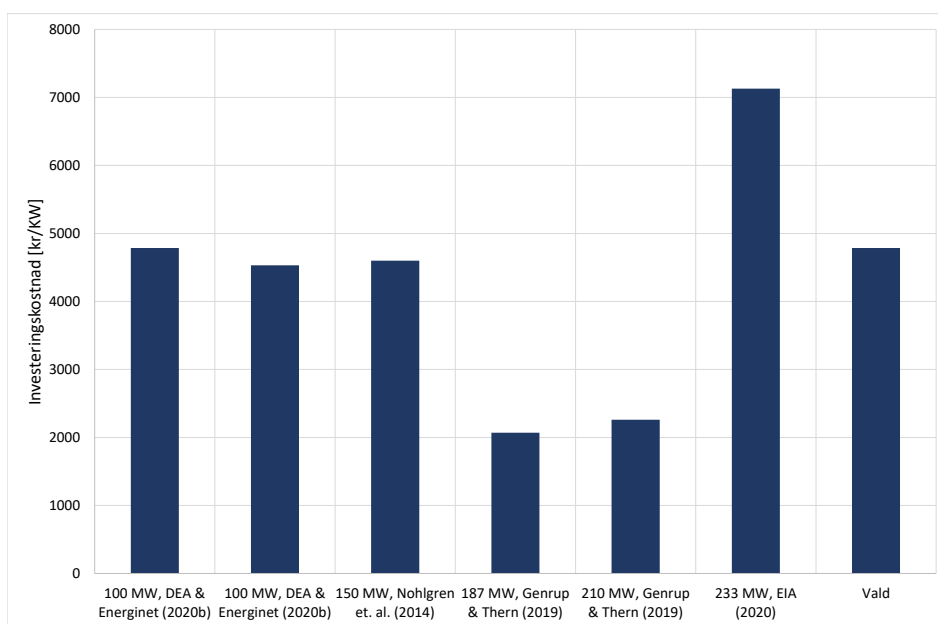


Figur 9: Schematisk skiss över gasturbin i öppen enkel cykel. Figur modifierad och översatt från (Chengel & Boles, 2004).

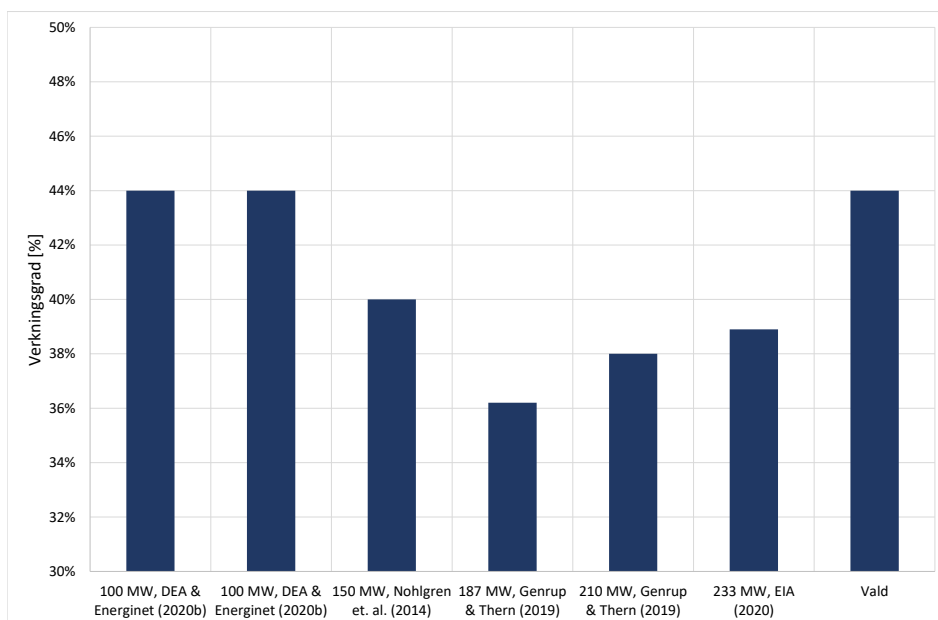
Kostnader

Överlag har gasturbiner låga investeringskostnader och låga fasta driftkostnader men förhållandevis höga rörliga kostnader. De rörliga kostnaderna utgörs främst av bränslekostnader vilka i kombination med en låg verkningsgrad tenderar att bli höga (Bruce et al., 2019). I figur 14 av Genrup & Thern (2019) åskådliggörs storleksprincipen som gasturbiner står inför.

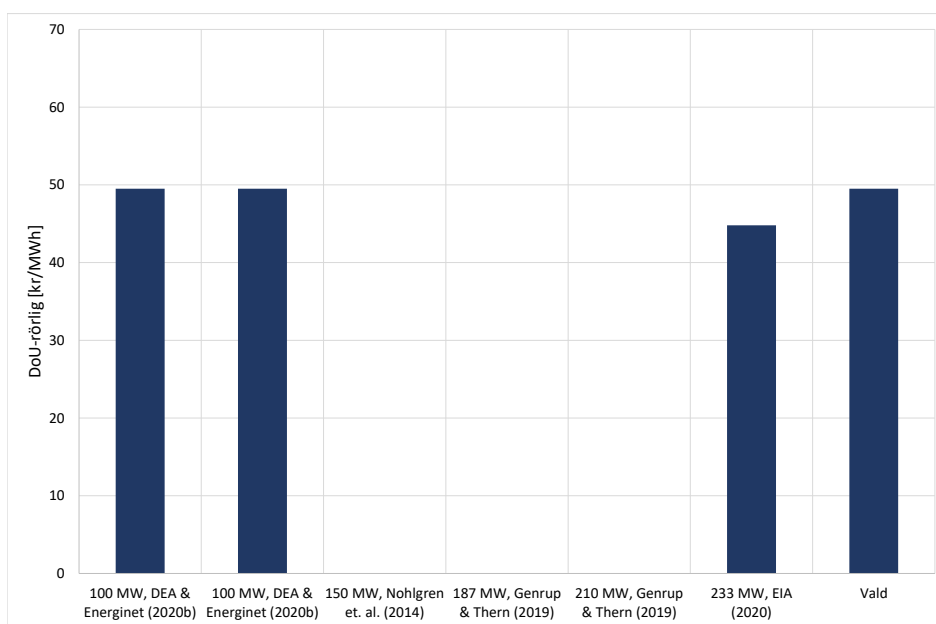
Investeringskostnaden för en gasturbin varierar beroende på effektklass, vilket medför att kostnader från litteraturen återfinns i ett brett spann. I figur 10 - 13 återfinns investeringskostnader och drift och underhåll (DoU)-kostnader för olika gasturbiner. Även verkningsgraden är presenterad för respektive gasturbin. I figur 10 - 13 presenteras även valda kostnader och verkningsgrad (se stapeln längst till höger i respektive diagram) som används i den ekonomiska analysen. I rapporten har en verkningsgrad på 44 % antagits. Investeringskostnaden är satt till 4 785 kr/kW, DoU-rörlig till 49,5 kr/MWh och DoU-fast till 85,2 kr/kW/år. Enligt Danish Energy Agency & Energinet (2020b) finns även en kostnad kopplad till uppstart av gasturbiner som används som reservkraft. Denna kostnad är uppskattad till att vara 470 SEK/MW/uppstart men har inte inkluderats i rapportens ekonomiska analys.



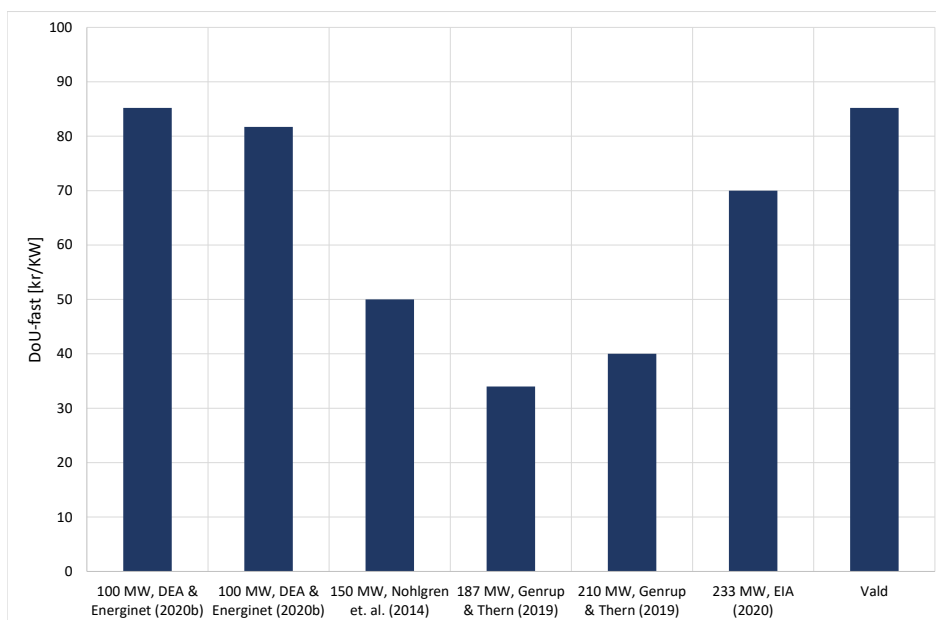
Figur 10: Investeringskostnader [kr/kW].



Figur 11: Verkningsgrad [%].



Figur 12: DoU-rörlig [kr/MWh].

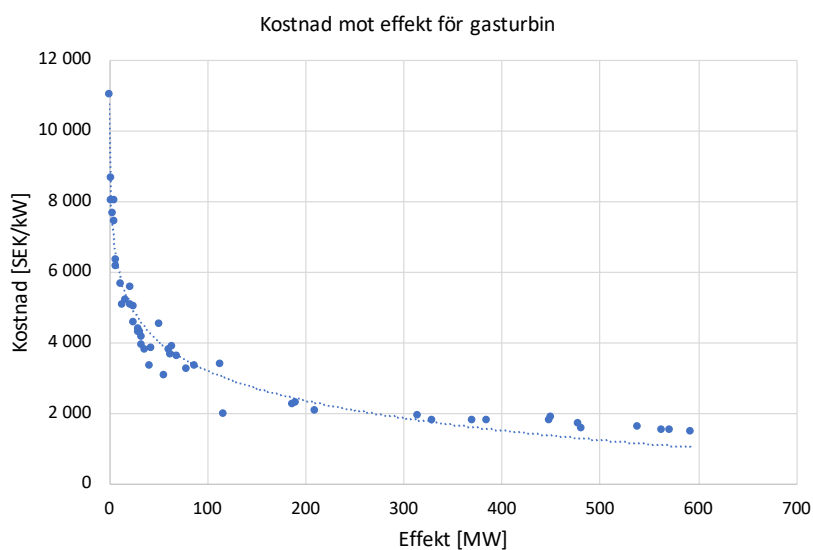


Figur 13: DoU-fast [kr/kW].

Bränslekostnaden kan ibland behandlas som en separat kostnadsbärare. Enligt Genrup & Thern (2019) utgör bränslekostnaden 80 % av den totala kostnaden för en basproduktionsanläggning medan den sänks försumbar för en gasturbin i störningsreserven.

I rapportens analys har bränslekostnader för bioolja och vätgas tagits fram. I ett tidigt skede av rapporten undersöktes även biogas, men biooljans lagringsmöjligheter ansågs som avgörande samt att placering för inkoppling till gasnät inte krävs, därav valdes bränslekostnaden för detta biodrivmedel istället. Eftersom biooljor oftast inte är standardiserade kan priser skilja sig åt. År 2013 låg priset för biooljor strax under 600 kr/MWh (Friberg, 2015) och enligt Energimyndigheten & SCB (2019) köpte år 2018 el- och fjärrvärmeföretag in bioolja för ett genomsnittligt pris på 596 kr/MWh. I rapporten har därmed ett avrundat pris för bioolja antagits till 600 kr/MWh och för fortsatt ekonomisk analys.

Att driva en gasturbin med vätgas är idag i ett utvecklingsstadium och är inte ännu ett ekonomiskt konkurrenskraftigt bränsle. I och med vindkraftens framfart kan dock tekniker för att producera vätgas med hjälp av överskottsenergi växa fram. Dessa tekniker och vätgas som bränsle, tillsammans med kostnader för dem, beskrivs ytterligare i avsnitt 6.3.3. I rapporten har ett pris på vätgas uppskattats till 1 000 kr/MWh, vilket är den andra bränslekostnaden som har använts vid beräkningar. Antagande för denna bränslekostnad beskrivs även den mer utförligt i avsnitt 6.3.3.



Figur 14: Investeringskostnad för en gasturbin per kW som en funktion av effekten. Kostnader och effekter har hämtats från (Genrup & Thern, 2019) och har av författarna till den här rapporten omvandlats från USD/kW till SEK/kW.

Investeringsaspekter

Överlag är kostnader för gasturbiner i sig inte osäkra men osäker politik, osäkra elpriser och osäker utnyttjandegrad kan minska investeringsviljan. Förutom ovan nämnda osäkerheter, är det troligt att flexibel förbrukning samt import kommer att vara mer konkurrenskraftiga (NEPP, 2016a). Som nämnt tidigare är det i dagsläget inte lönsamt för gasturbiner att delta på spotmarknaderna (dagen-före och intradags) och det råder osäkerhet om lönsamhet kan

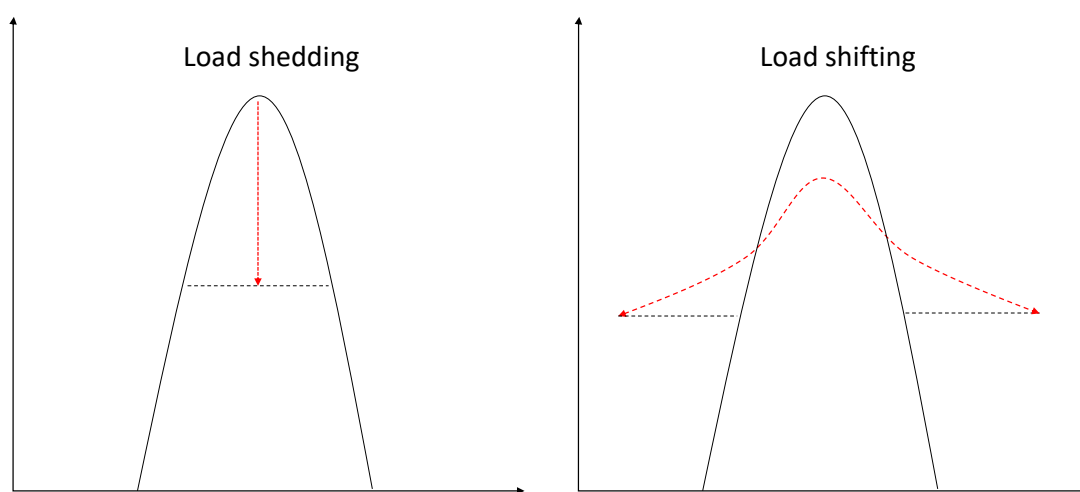
uppnås i framtiden. Enligt Bruce et al. (2019) kan lönsamheten för gasturbiner öka i och med att behovet på flexibilitet ökar när kärnkraft ersätts med variabel elproduktion. Samma författare har från tidigare studier dock sett att antalet timmar under perioder med högre elpriser möjligtvis inte kommer att vara tillräckligt många för att motivera investeringar i gasturbiner. Trots detta tror Bruce et al. att gasturbiner långsiktigt kommer ha en betydande roll för balansering av elsystemet, exempelvis genom hantering av flaskhalsar på stamnäten vilket väntas bli mer aktuellt efter en avveckling av kärnkraft.

Fler författare har också sett hinder för en fortsatt implementering av gasturbiner. Enligt Söder et al. (2014) finns det på dagens energy-only-marknad en stor risk att investera i anläggningar som enbart körs några timmar per år då producenter enbart betalas för producerad energi. För att minska riskerna skulle kapacitetsmekanismer, exempelvis en kapacitetsmarknad, kunna införas. Ett annat alternativ är att Svenska kraftnät fortsatt handlar upp gasturbiner som störningsreserv.

6.2 Efterfrågefleksibilitet

Efterfrågefleksibilitet, även kallat efterfrågerespons och förbrukningsfleksibilitet, innebär att användare anpassar sin elförbrukning för att matcha utbudet. Det finns olika typer av efterfrågefleksibilitet, så som att flytta elanvändningen i tid (eng. *load shifting*) eller att reducera elanvändningen (eng. *load shedding*). I figur 15 visas en principiell skiss över dessa två begrepp. Efterfrågefleksibilitet kan ytterligare delas in i explicit och implicit efterfrågefleksibilitet.

Explicit efterfrågefleksibilitet, även kallat incitamentbaserad efterfrågefleksibilitet, innebär att kunden blir kompenserad för att automatiskt eller manuellt reducera eller öka sin förbrukning under en bestämd tidsperiod. Den flexibla kapaciteten säljs på orga-



Figur 15: Schematisk bild över hur load shedding respektive load shifting reducerar effekttoppar.

niserade marknadsplatser för elhandel, exempelvis intradags- eller balansmarknaden (Sten & Åström, 2016; Ei, 2016b). Effektreserven är ett exempel på incitamentbaserad efterfrågeflexibilitet riktad mot större elkunder. Större elkunder, exempelvis industrier kan erbjuda sin flexibilitet direkt på marknadsplatser eller ingå avtal med en s.k. aggregator medan mindre elkunder, exempelvis hushåll, erbjuder sin flexibilitet till energitjänste-, energihandels- eller elnätsföretag (Sten & Åström, 2016).

Implicit efterfrågeflexibilitet, också kallad prisbaserad efterfrågeflexibilitet, innebär att kunder styr sin förbrukning på elpris- eller elnätssignaler. Genom olika avtalsformer kan exempelvis tidsvarierande elnätstariffer eller elhandelspris väljas (Ei, 2016b). *Implicit efterfrågeflexibilitet* kan vara proaktiv genom att den balansansvarige bedömer hur kunden kommer att bete sig vid olika elpriser, eller reaktiv genom att kunden reagerar efter att prisnivån har blivit känd (Sten & Åström, 2016).

Idag sker efterfrågeflexibilitet främst via elintensiva industrier och företag. Med en stor framväxt av integrerade datasystem ses dock även hushåll kunna bidra i framtiden. Linnarsson et al. (2013) och NEPP (2016a) har emellertid identifierat att det för både hushåll och industri krävs fortsatta ekonomiska incitament, och att dessa skiljer sig åt beroende på den tekniska potentialen. Enligt NEPP (2016a) reagerar industrier främst på prisnivåer medan hushållskunder på relativa prisskillnader mellan hög- och låglasttimmar.

NEPP (2016b) identifierar elprisvolatiliteten som den starkaste drivkraften för efterfrågeflexibilitet. Vad som talar för att denna drivkraft kan komma att öka, och som gör efterfrågeflexibilitet till en intressant resurs att undersöka, är att prisvolatiliteten kommer öka i ett framtida elsystem med en stor andel intermittent energi. En tänkvärd analys gjord av Linnarsson et al. (2013) belyser dock att efterfrågeflexibilitet i sig kan vara en begränsande faktor för ytterligare implementering. Efterfrågeflexibilitet kan ha en utjämnande effekt på elpriset (både toppar och dalar kapas) vilket kan påverka prisvolatiliteten. Rydén et al. (2015) skriver att en ökad satsning på efterfrågeflexibilitet kan minska prisvolatiliteten vilket minskar incitamenten till att öka efterfrågeflexibiliteten. Ett typ av jämviktsläge skulle därmed kunna infinna sig och vara en begränsande faktor för fortsatta satsningar.

I denna rapport har två typer av efterfrågeflexibilitet analyserats vidare. Den ena mekanismen är en förbrukningsreduktion från industrin, medan den andra är en reducerad elanvändning från hushållskunder. I ett tidigt stadiet av rapporten undersöktes även ytterligare alternativ, exempelvis vehicle-to-grid. Information gällande kostnadsaspekter blev dock en begränsande faktor för detta och alternativet kommer inte att behandlas i den här rapporten.

6.2.1 Förbrukningsreduktion från industrin

I dagsläget bidrar industrin med efterfrågeflexibilitet, främst genom förbrukningsreduktion. Elintensiva industrier reducerar sin produktion vid höga elpriser eller startar upp egen reservkraft för att motverka för höga rörliga kostnader i produktionen (Rydén et al., 2015; Ei, 2016b). Vidare, deltar även några industrier i effektreserven (se tabell 2 i avsnitt 4.2.1) (IVA, 2016a). Litteraturen är enig om att stor potential finns för industrin att bidra med efterfrågeflexibilitet, men i vilken utsträckning och till vilket pris är oklart. Potentialen är

mycket priskänslig och är starkt kopplad till priselasticitet¹⁰ (NEPP, 2016b; Ei, 2016b). Priselasticiteten påverkas bl.a. av produktions- och leveransförhållanden (Rydén et al., 2015).

I figur 16 återfinns den tekniska potential för efterfrågeflexibilitet från industri, som tagits fram i litteraturstudien. Potentialerna är framtagna för en implicit efterfrågereduktion, det vill säga för ett elpris då industrier frivilligt reducerar sin produktion. För samtliga rapporter krävdes ett högt elpris om minst 2 000 SEK/MWh. Ei (2016b) anser att de prisnivåer som krävs för att ge incitament till effektreduktion sällan kommer ske i framtiden. En förklaring är att förstärkningen av stamnät i Europa förväntas resultera i att elpriser över 2 000 SEK/MWh är ovanligt under en normalkall vinter (Ei, 2016b). Både (Rydén et al., 2015) och (Ei, 2016b) anser därmed att även fast potentialen är stor kan efterfrågeflexibilitet i industrin inte tillämpas för kontinuerlig balansering av systemet som en implicit resurs, då dessa prissituationer endast uppskattas tillgänglig ett fåtal tillfällen per år.

Efterfrågeflexibilitet från industrin har därmed vidare behandlats som en explicit resurs, för att i större skala kunna erbjuda efterfrågereduktion. Resursen kommer därmed likna den efterfrågeflexibilitet som finns i den nuvarande effektreserven och därför har dessa kostnaderna antagits vid framtida användning. Som tidigare nämnt i avsnitt 4.2.1, så var den genomsnittliga upphandlingskostnaden under vintern 2015/2016 35 000 SEK/MW (Ei, 2016b). Utöver detta betalas även en rörlig ersättning för de gånger resursen aktiveras. Då varken upphandlingsavtal mellan förbrukningsreducerer och Svenska kraftnät finns tillgängliga, och att effektreserven inte har aktiverats sedan i december 2012 (Svenska kraftnät, 2019c), har den rörliga kostnaden baserats på uppregeringspriser från reglerkraftmarknaden år 2019. Då framförallt balansalternativ kan komma att placeras lokalt i de områden där effektbrist råder, så har den rörliga ersättningen baserats på elområde SE3 och SE4. Som mest uppstår cirka 430 timmar med effektbrist, vilket motsvarar ungefär 5 % av årets alla timmar. Den rörliga ersättningen sattes därmed till 960 kr/MWh, vilket var den genomsnittliga högsta kostnaden för de 430 dyraste timmarna för respektive elområde.

Industrins uthållighet under effektbristsituationer är även den en viktig del för att uppskatta dess påverkan. I enlighet med de resultat Alterbeck (2014) presenterar i sin rapport har industrins uthållighet uppskattats till tre timmar samt att återhämtningstiden mellan förbrukningsreduktioner uppskattats att vara mellan sju till åtta timmar. I rapporten har Alterbeck intervjuat de industrier inom SE3 och SE4 som har upphandlats förbrukningsreduktion av Svenska kraftnät. Av andra elintensiva företag, som idag inte medverkar som effektreserv, ses emellertid att uthålligheten kan utökas betydligt. Även Badano et al. (2016) presenterar resultat och svar från deras enkäter och intervjuer vilka visade att varaktigheten för förbrukningsreduktion kan variera mellan 1-12 timmar, men att vissa industrier även kan erbjuda förbrukningsreduktion under flera dagar. En annan intressant iakttagelse av de erhållna resultaten från Badano et al. är att en stor del av industrin inte har kännedom om sitt maximala effektuttag. I avsnitt 9.2 diskuteras vidare uthållighetens påverkan för industrins framtida potentiella bidrag till effektbalansen, m.h.a. ett räkneexempel.

¹⁰Priselasticitet är i detta fall sambandet mellan förbrukning och elpris.

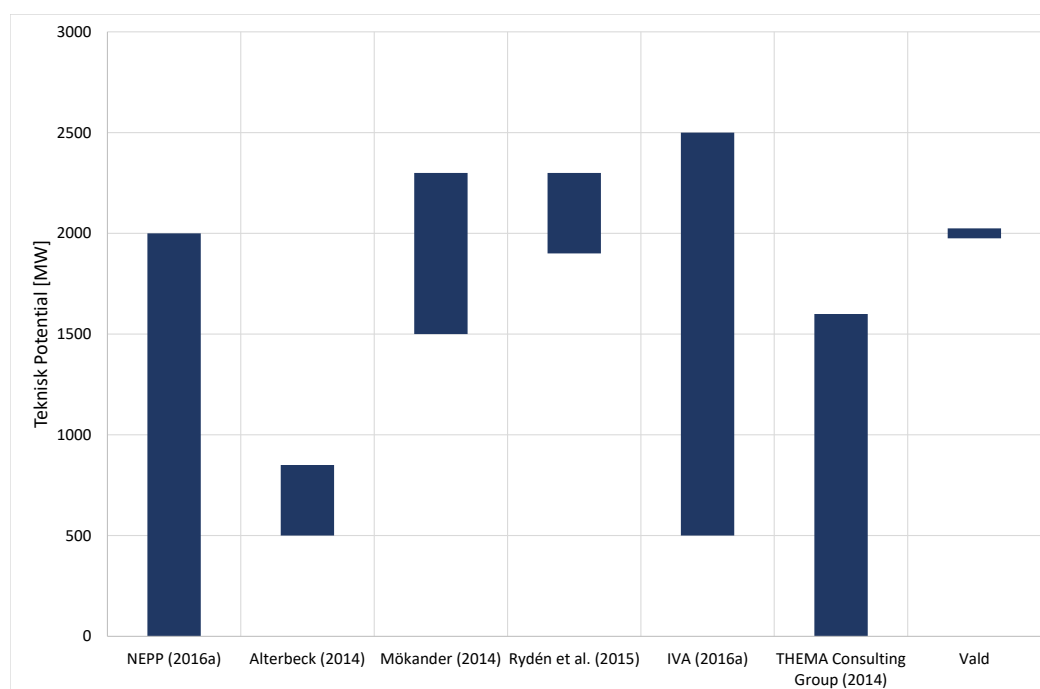
Ekonomiska incitament

Som nämnt innan, styr industrier främst på prisnivåer. Det minsta elpriset som krävs för att en effektreduktion inom industrin ska vara lönsam varierar och är starkt beroende av konjunkturläge och beläggningsgrad men även typ av industri (Linnarsson et al., 2013). Enligt Badano et al. (2016) är ersättningsnivåerna bättre på balans-/reglerkraftmarknaden samt i effektreserven än vad de är på spotmarknaderna¹¹. För närvarande är exempelvis de dygnsvisa prisvariationerna på *Elspot* låga, och mycket låga i elområde SE1 och SE2, jämfört mot andra länder i Europa. Detta innebär ett lågt värde för industrikunder i Sverige att anpassa sin förbrukning från höglasstimmor till låglasstimmor. Låga ersättningsnivåer, osäker framtid och svårt att förena med verksamheten är övergripande hinder som Badano et al. (2016) såg från intervju- och enkäter.

6.2.2 Förbrukningsreduktion från hushåll

Hushållens tekniska potential att bidra med efterfrågefleksibilitet anses från flera källor vara stor. Främst genom att tillfälligt flytta eller temporärt reducera sin elanvändning. Ei (2016b) har sammanfattat den nuvarande tekniska potentialen från flera källor. Deras sammanfattning visar att den tekniska potentialen från hushållskunder att flytta sin elanvändning för uppvärmning varierar. Högst är den på vintern då totalt 5 500 MW kan

¹¹Reglerkraftmarknadens uppregleringspris kl 07-08 23/11-2016 var 18 552 SEK/MWh medan motsvarande pris på *Elspot* var 1 392 SEK/MWh.



Figur 16: Sammanställning över teknisk potential för efterfrågefleksibilitet från industrin.

utnyttjas och lägst på sommaren då enbart 1 500 MW anses vara tillgängligt. I medel bedöms potentialen i systemet att vara cirka 2 000 MW. Vidare skriver NEPP (2016b) att resultat från fältförsök bland hushållskunder med eluppvärmning har visat en teknisk potential på cirka 2 000 MW finns, vilket motsvarar 2 kW i cirka 1 000 000 småhus. Fältförsöken pekar på att upp till 2 kW går att flytta mellan timmar med höga elpriser till timmar med låga elpriser.

Det är husets värmetröghet som utnyttjas och från flera studier har det visats att värme-lasten kan reduceras cirka 1-3 timmar innan komforten påverkas (Linnarsson et al., 2013), med högst potential under vintermånaderna (Ei, 2016b). Den tekniska potentialen för efterfrågefleksibilitet från hushållen anses därmed ha en uthållighet på mellan 1-3 timmar.

Ekonomiska incitament

Utöver prissignaler påverkar både tidpunkt och komfortpåverkan hushållens vilja att anpassa sin elanvändning. I betydande utsträckning tycks även integritetsbaserade orsaker kunna påverka.

I en rapport av Broberg et al. (2014) har värdering av olika avtalsegenskaper tagits fram genom enkätundersökningar och statistisk analys. Resultaten av studien presenteras i tabell 5. Styrning gällande uppvärmning har i detta fall begränsats till att värmen stängs av, men temperaturen faller aldrig mer än 2 grader och aldrig under 18 grader. I fallet gällande styrning av hushållsel är premisserna att diskmaskin, tvättmaskin och torktumlare ej får användas (även elvärmda handdukstorkar eller komfortvärme). I fallet gällande mer extrema tillfällen inbegrep fallet att meddelande om styrning skulle ske en dag i förväg, och att den skulle gälla för både uppvärmning och hushållsel mellan 7-20.

Tabell 5: Värdering av olika avtalsegenskaper i årliga kostnader. Tabell tagen från Broberg et al. (2014).

| Värdering av avtalsegenskaper | Årlig kompensation |
|--|--------------------|
| I jämförelse med ingen styrning av uppvärmningen... <ul style="list-style-type: none"> • Är det oklart om det krävs någon kompensation för att bli styrd kl. 07-10 • Krävs en kompensation för att bli styrd kl. 17-20 | Ej sign. 630 kr |
| I jämförelse med ingen styrning av hushållsel... <ul style="list-style-type: none"> • Krävs en kompensation för att bli styrd kl. 07-10 • Krävs en kompensation för att bli styrd kl. 17-20 | 829 kr 1435 kr |
| I jämförelse med att inte bli styrd vid extrema tillfällen... <ul style="list-style-type: none"> • Krävs en kompensation för varje "beredskapsdag" med styrning | 44 kr per dag |
| I jämförelse med ingen spridning av ett hushålls elkonsumtion... <ul style="list-style-type: none"> • Krävs en kompensation för att tillåta spridning av sådan information | 244 kr |
| För att frångå ett avtal "som idag"... <ul style="list-style-type: none"> • Krävs en kompensation | 2746 kr |

Vissa slutsatser kan dras från enkätundersökningen, vilka kan ha en inverkan på den framtida prisbilden för efterfrågefleksibilitet genom hushåll. För det första vill slutanvändare

ha en högre kompensation för att bli styrda på kvällen gentemot morgonen. Alltså varierar hushållens betalningsvilja för el över dagen.

Ei (2016b) har i en studie uppskattat hushållskundernas besparingspotential för laststyrning av uppvärmning år 2030. I studien undersöktes två strategier, strategi 1 innebar 3 timmars lastflytt per dygn medan strategi 2 innebar lastflytt under dygnets samtliga timmar. I strategi 2 förutsattes att kunden hade något typ av lagringssystem. Båda strategierna visade den genomsnittliga potentialen för flytt av last var 11 kWh per dygn. Från simuleringar av elpriset inträffade höglast 260 dagar för undersökt referensscenario. Den årliga kostnadsbesparningen för hushållskunden uppskattades till cirka 1 200 kr för strategi 1 och cirka 2 500 kr för strategi 2. Här inkluderas sammanlagd nytta från både elnätstariffer och elhandelspriser. Från samma studie uppskattades även investeringskostnaden för styrutrustning för uppvärmning till cirka 1 200 kr samt en månadskostnad på 140 kr/månad de tre första åren för att sedan vara 50 kr/månad nästkommande år (Ei, 2016b).

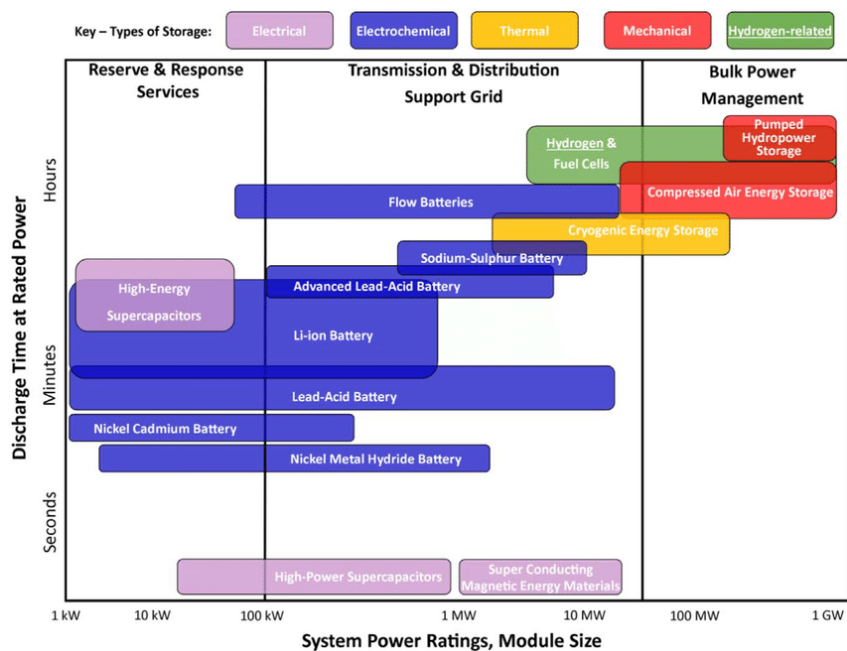
Författarna till den här rapporten har från överslagsräkning uppskattat att den genomsnittliga potentialen hos hushållskunden är cirka 2 860 kWh/år¹². Utöver kostnadsbesparningen som hushållskunden gör antas även att denne önskas bli kompenserad för att flytta sin uppvärmning. Broberg et al. (2014) har uppskattat att kunden kräver en kompensation på 630 kr/år för att flytta sin uppvärmning mellan klockan 17-20. Om kompensationen slås ut över årlig potential innebär detta en rörlig kostnad på cirka 220 kr/MWh. Även en investeringskostnad per MW samt en fast årlig kostnad per MW har av författarna uppskattats. Om potentialen för systemet sätts till 2 kW kostar styrutrustningen 600 kr/kW. Om den ekonomiska livslängden sätts till 15 år, kan den fasta årliga kostnaden (från månadsvisa inbetalningar) beräknas till cirka 816 kr/kW och år.

6.3 Energilagring

I en framtid med en stor andel variabel elproduktion är energilagring ett passande tillvägagångssätt för att lagra el vid timmar med överproduktion, till timmar med underskott. Vattenmagasinerer idag både den globala och nordiska marknaden, med en total årlig lagringskapacitet i Norden om 121 TWh varav cirka 33 TWh finns i Sverige (NEPP, 2016a). Ny energilagringsteknik med konkurrenskraftiga priser och intressanta fördelar kan på sikt dock komma att bli intressanta för det framtida svenska elsystemet (se figur 17 för jämförelse mellan olika energilagringstekniker). I detta avsnitt kommer batterilagring och pumpvattenkraft att undersökas ytterligare. I slutet av avsnittet tas även power-to-gas upp då det i en senare analysdel presenteras ett räkneexempel över hur ur framtida appliceringar av vätgaslager inom industrin kan påverka elsystemet.

Som presenterat innan i avsnitt 4.3 så antas elprisutveckling till år 2040 vara sådan att det kan uppstå ett stort antal timmar med extrema priser (låga och höga). Denna stora fluktuation skapar ekonomiska incitament för energilagringssystem och s.k. arbitrage. Ju högre prisskillnad, desto större intäkt. I praktiken beror emellertid denna intäkt också av tekniska aspekter, såsom självurladdning.

¹²Potentialen är 11 kWh per dygn och hushållskund och 260 dygn med höglasttimmar uppstår vilket ger total potential på 2 860 kWh/år och hushållskund.



Figur 17: Jämförelse av olika energilagringstekniker utifrån lagringskapacitet och utmatningseffekt. Källa: (Møller et al., 2017).

Förutom tekniska aspekter så spelar även regelverk in i utvecklingen av energilagringssystem. Oklarheter för hur energilagringssystem bör klassificeras och vilka regelverk som ska styra har uppstått pga. energilagringssystem kan erbjuda tjänster som normalt har förknippats med produktions-, transmissions- och konsumtionsenheter (Rensfeldt, 2017). I 3 kap. 1 a § ellagen regleras åtskillnaden mellan nätverksam aktör och övriga aktörer, vilket har en viss påverkan för hur centraliserade energilagringssystem kan komma att implementeras.

“En juridisk person som bedriver nätverksamhet får inte bedriva produktion av eller handel med el.”

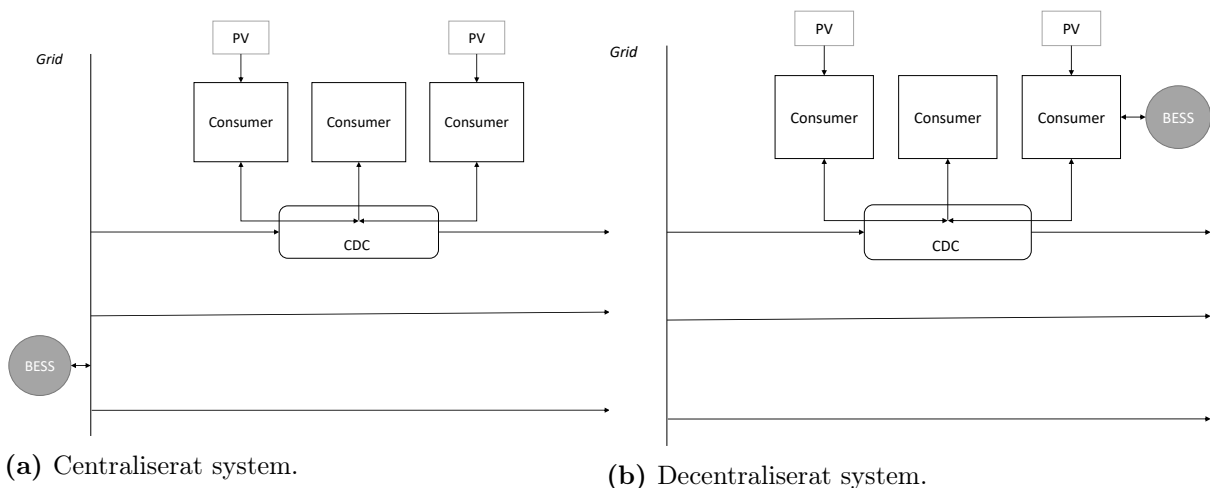
Ett nätverksam företag får alltså inte handla med eller producera el. Energimarknadsinspektionen (Ei) har framfört att lagring utav energi i syfte att skjuta upp försäljning av el eller för att tidigarelägga köp av el i förhållande till konsumtionen, är att jämföras med handel eller produktion av el. Detta utgör därmed ett hinder för nätverksamma företag att investera i energilagringssystem. Med dagens marknadsregler ska därför enligt Ei energilagring bedrivas av aktörer på en konkurrensutsatt marknad. Kravet om åtskillnad är en del i EU:s Elmarknadsdirektiv, och olika modeller för nätverksamma företag att utnyttja energilagringssystem har därför testats. De huvudsakliga principerna presenteras nedan (Ei, 2016a).

1. Nätföretaget bygger, äger och har operativ kontroll över lagret som primärt används för nät drift. Nätföretaget har dock även möjlighet att utnyttja lagringskapaciteten för handel på råkraftmarknaden och marknaden för systemtjänster. Ingen tredje part är involverad i hanteringen.
2. Nätföretaget tillämpar tariffer och generella regler för upphandling av flexibilitet som skapar incitament för marknadsaktörerna att investera i lager eller andra flexibilitetsresurser i takt med att behovet på marknaden växer fram.

3. Nätföretaget genomför en upphandling av lagret på ett långtidskontrakt. Vinnaren av upphandlingen bygger, äger och driver lagret på en specifik plats specificerad i upphandlingsvillkoren. Kontraktsvillkoren omfattar endast årlig ersättning från nätföretaget till lagrets ägare för de nätdriftstjänster som utnyttjas. I övrigt används lagret på kommersiella villkor.
4. Nätföretaget bygger, äger och har operativ kontroll över lagret. Nätföretaget utnyttjar lagret för nätdrift och för den lagringskapacitet som finns tillgänglig. Därutöver tecknas ett långsiktigt avtal med en kommersiell aktör på elmarknaden som hyr lagret.

För centraliserade energilagringssystem menar Ei (2016a) att nuvarande lagstiftning 19 § förordningen (2013:208) gällande ersättning för inmatning av el kan behöva ses över. Med dagens definition av nätnytta kan en produktionsanläggning endast få ersättning för den nytta som minskade nätförluster och kostnader för överliggande nät innebär. Ei anser därmed att lagstiftningen bör ses över för att på ett rättvist sätt inkludera de nätnyttor lagring medför.

6.3.1 Batterilagring



Figur 18: Schematisk figur av två olika sätt för att integrera batterilagringssystem. CDC står för cable-distribution-cabinet och kan översättas till *fördelardosa*. BESS står för battery-energy-storage-system och översätts till *batterilagringssystem*.

Att storskaligt använda batterier för energilagring har på senare år seglat upp som ett intressant alternativ inför framtiden. Då reaktionstider på 0,1 sekunder har uppnåtts samtidigt som att högsta effekt kan uppnås på 0,2 sekunder och upprätthållas från minuter till timmar, så är batterier både lämpligt som frekvensreglering, men också som balansalternativ på en längre tidsskala (Everoze, 2017). Dagens batterilagersystem har jämfört med vattenkraftsmagasin låg lagringskapacitet, men i förhållande till dess storlek kan emellertid batterier erbjuda mycket hög effekt. Jämfört med ett vattenkraftsmagasin har ett Tesla-batteri 700 gånger större effektuttag per lagrad energi (NEPP, 2016a). I dagens läge är alltså användning av batterilagersystem framförallt intressant vid situationer med korta avbrott och relativt sett hög effekt.

Batterilagerssystem kan huvudsakligen implementeras enligt två olika principer, centraliserade eller decentraliserade. En översikt av hur dessa system skiljer sig åt ses i figur 18. Ei (2016a) ser fördelar både med decentraliserade batterilager hos kunden (bakom mätaren), samt batterilager direkt anslutet till elnätet. Decentraliserade lösningar kan gå att genomföra genom marknadslösningar. Centraliserade lösningar på elnäten ses också kunna leverera flera olika nätnyttor och kan fungera som alternativ till nätinvesteringar för nätföretagen. Dessa lösningar är dock starkt beroende av hur gällande regelverk om legal åtskillnad uttolkas, vilket omnämndes tidigare.

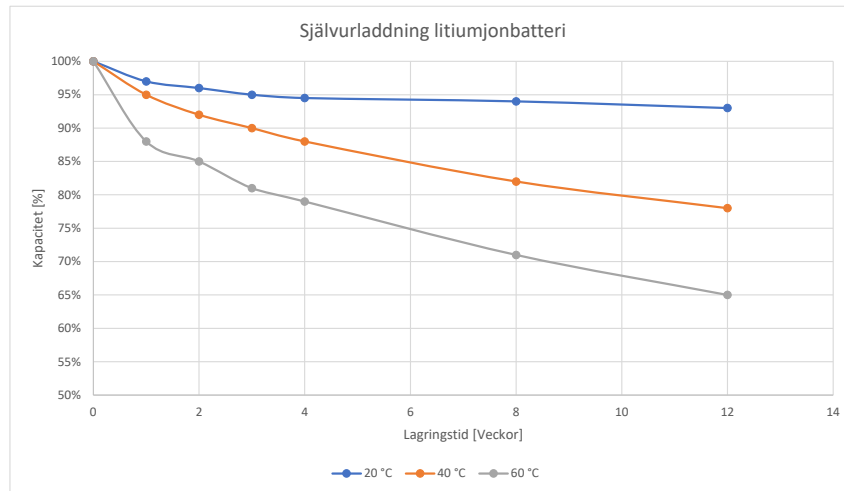
Vissa åtgärder har dock tagits för att främja de nätnyttor batterilager innebär. I november 2018 röstade riksdagen igenom propositionen (2017/18:294), som slopade dubbelbeskattningen av energiskatten vid el för laddning av batterilager. Istället får nu ägare av batterilager återbetalning på energiskatten för den el som matas in på koncessionspliktigt elnät, som tidigare el har matats ut från för laddning.

För decentraliserade batterilagersystem, dvs de placerade ”bakom mätaren” hos kund, är den allomfattande marknadsmodellen av mindre betydelse. Elavtalens utformning och elprisets volatilitet är istället avgörande för ett lagringsystems lönsamhet. Som nämnt innan, med ett kraftigt svängande elpris och rörliga elavtal som timvis korrelerade till elpriset skulle de ekonomiska incitamenten öka för att kunna omfördela uttag av el från timmar med högt pris till timmar med lågt pris. Ei (2016a) ser även att batterilager placerade bakom mätaren kan nyttjas på en marknad för systemtjänster.

Kostnader för framtidens batterilagersystem påverkas starkt av vilken typ av batterier som kommer användas. Abu-Lebdeh & Davidson (2013) anger bly-syra, nickel-kadmium, nickel-metall och litium-jon som de fyra vanligaste batteriteknikerna på den kommersiella marknaden.

Litium-jon batterier är den typ som på senare år främst har uppmärksammats. Litium-jon har en mycket hög energidensitet och har därför blivit populära i exempelvis elbilar och mobiltelefoner, där volymsbegränsning är av högsta prioritet. I en utredning av Cole & Frazier (2019) för att avgöra framtida investeringskostnader för litium-jon batterilagersystem, så granskades 25 olika publikationer. Alla publikationer är valda utifrån batterilagersystem med fyra timmars urladdningstid vid maximal effekt. Resultatet av utredningen visade på att investeringskostnader för batterilagersystem i medel kan komma att minska med cirka 50 % till 1 820 kr/kWh år 2040. En halvering av kostnader till 2040 har även rapporterats av Bloomberg och IRENA (Cole & Frazier, 2019; Bloomber New Energy Finance, 2018; IRENA, 2017; Agency, 2019). Förutom fasta investeringskostnader så har det i utredningen av Cole & Frazier (2019) även tagits fram ytterligare kostnader, effektivitet och avskrivningstid för batterilager, vilka sammanställts i tabell 7. Gällande rörliga kostnader har i analysen endast fasta driftsbetingade kostnader räknats in. Denna förenkling betyder i sin essens att vi antar en konstant batteriprestanda, där användandet av lagringssystemet inte genererar kostnader. Detta antas även av Cole & Frazier. Som nämnt innan har batterilagersystem en viss självurladdning. I figur 19 visas lagringskapaciteten hos litiumjonbatterier, som en funktion av lagringstiden och batteritemperatur. Vad som tydligt urskiljs är temperaturens påverkan för batteriprestanda. I praktiken innebär detta att kylning av batterilagerystem är högst väsentligt för att uppnå god prestanda, men att det också finns potential för batterier att lagra under längre perioder. För ett batteri vid temperaturen 20 °C skedde endast en kapacitetsförlust om 7-8 procent under en

tremånadersperiod. Av figur 6 i avsnitt 4.3 sågs elpriset variera mellan 0-2,2 kr/kWh år 2040 med ett genomsnittligt elpris om 0,54 kr/kWh. Det genomsnittliga elpriset har vidare i rapporten använts som en lagringskostnad för batterier som uppstår i samband med laddning.



Figur 19: Återstående lagringskapacitet som en funktion av lagringstid vid olika batteritemperaturer. Diagram modifierat av Danish Energy Agency & Energinet (2020a).

Exempel på storskaliga anläggningar

Batterilageranläggningen jämte vindkraftsparken Hornsdale¹³ är idag världens största och byggdes 2017 i samarbete med Tesla. Anläggningen bidrar idag med 100 MW maximal utmatningseffekt och 129 MWh kapacitet (Hornsdale Power Reserve, 2020). I november 2019 beslutades att anläggningens utmatningseffekt och kapacitet skulle byggas ut med 50 % (ABC News, 2019), vilket vittnar om att projektet varit framgångsrikt både tekniskt och ekonomiskt.

Ett mer närbeläget exempel på ett storskaligt batterilager är anläggningen Pen y Cymoedd i Wales. Anläggningen är Vattenfalls och Storbritanniens största samlokalisering av batterier och är 22 MW stort och består av 500 BMW i3-batteripaket med en kapacitet på 33 kWh vardera (totalt 16,5 MWh). Precis som i fallet med Hornsdale, så är anläggningen i anslutning till en vindkraftspark, vilken har en total kapacitet på 228 MW (Vattenfall, 2018).

Med sjunkande priser för framförallt litiumjon-batterier, så är en rimlig slutsats att mängden batterilagersystem i framtiden kan komma att öka. Förutom vad för teknisk och ekonomisk situation som systemen kommer att infinna sig i år 2040, är som nämnt innan även lagstiftning ett motstånd som kan komma att kräva reformer.

¹³Vindkraftsparken Hornsdale är belägen 15km norr om Jamestown, Australien.

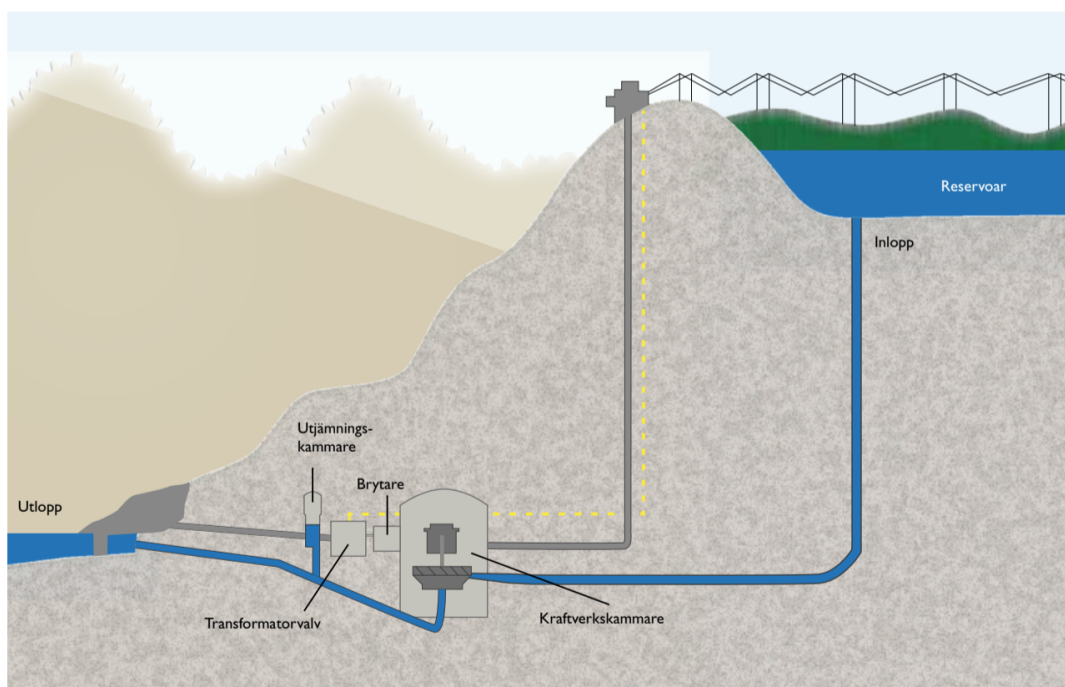
6.3.2 Pumpvattenkraft

Pumpvattenkraft (PHES, pumped hydro energy storage) är en mekanisk energilagringsteknik som lämpar sig väl vid effekt- och energitoppar (Gür, 2018). Ett pumpkraftverk utnyttjar vattnets potentiella energi genom att förflytta vatten mellan två reservoarer belägna på olika höjdnivåer (Nordling et al., 2015; Rensfeldt, 2017) (se figur 20 för schematiskt exempel). Med hjälp av en motorgenerator och en pumpturbin omvandlas elektrisk energi till potentiell energi när vatten pumpas från den lägre reservoaren till den högre. Den potentiella energin kan sedan vid behov konverteras till elektrisk energi genom att vatten från den högre reservoaren släpps, leds vidare till en turbin ansluten till en generator, där omvandling till elektricitet sker (Rensfeldt, 2017). Enligt (Danish Energy Agency & Energinet, 2020a) är mängden lagrad energi proportionell mot produkten av höjdskillnaden mellan reservoaren och volymen vatten. Lagringskapaciteten har dock ett starkt samband med höjdskillnaden mellan reservoarerna och volymen vatten som kan flyttas mellan dessa (Gür, 2018). Enligt Danish Energy Agency & Energinet (2020a) krävs en höjdskillnad om 300 m samt en magasinvolym på 1,4 miljoner m^3 för att lagra 1 GWh energi.

Storskalig pumpvattenkraft är en mogen och etablerad teknik medan småskalig pumpvattenkraft ännu ej är vida etablerad. År 2016 var den installerade kapaciteten i världen cirka 162,8 GW (Gür, 2018) och i Sverige finns för tillfället två stycken anläggningar, Kymmen och Letten, med en totalt installerad kapacitet på 91 MW och en årlig energiproduktion om cirka 100 GWh/år (Nordling et al., 2015). Kapaciteten på anläggningar varierar mellan 100 till 2 500 MW och vissa anläggningar kan nå upp till 5 000 MW (Gür, 2018; Nordling et al., 2015). Verkningsgraden för ett pumpkraftverk är i storleksordningen 65-85 % och man kan räkna med upp till 0,5 % lagringsförluster per dygn. Livslängden för en anläggning är mellan 30-60 år (Gür, 2018) men kan i somliga fall vara uppåt 100 år (Nordling et al., 2015).

Responstiden är från 10 sekunder till minuter och användningstiden är mellan 1-24 timmar (Gür, 2018; Nordling et al., 2015). Om pumpvattenkraftverket lagrar och använder energi (laddas och urladdas) under en 24 timmars cykel kan effektuttag från lagrad energi ske i över 12 timmar (Rogner & Troja, 2018). Energilagring sker vid låga elpriser (eller vid överskott på el) och elproduktion sker vid höga elpriser (eller underskott på el).

Gür (2018) skriver att de stora kostnadsreduktionerna för sol och vind har lett till ett ökat intresse i hybridlagringssystem mellan pumpvattenkraft och sol- och vindkraft, både för storskaligt bruk men även i fristående anläggningar. Hybridsystem med vind- och pumpvattenkraft (W-PHES) är enligt Rehman et al. (2015) en konkurrenskraftig teknologi både ekonomiskt och tekniskt för olika geografiska områden. Hybridsystemet kan öka vindkraftens installerade kapacitet men tyvärr är det få studier som har undersökt det optimala utförandet för den här typen av anläggning. Rehman et al. (2015) sammanfattar en irländsk studie där det irländska energisystemet, pumpvattenkraft samt vindkraft undersöktes. Resultat visade att pumpvattenkraft både kunde öka andelen vindkraft i systemet samt reducera vindkraftens driftkostnader (Rehman et al., 2015).



Figur 20: Schematisk bild över ett pumpvattenkraftverk och dess komponenter. Källa: (Nordling et al., 2015).

Barriärer

Rensfeldt (2017) har sammanfattat fyra övergripande utmaningar för pumpvattenkraft. Dessa är komplicerade tillståndsproucesser, långa anläggningstider, höga investeringskostnader samt andra konkurrerande energilagringstekniker. Harby & Cavazzini (2016) nämner även att svårigheter i att hitta lämpliga platser samt lång avkastning på investering är ytterligare hinder.

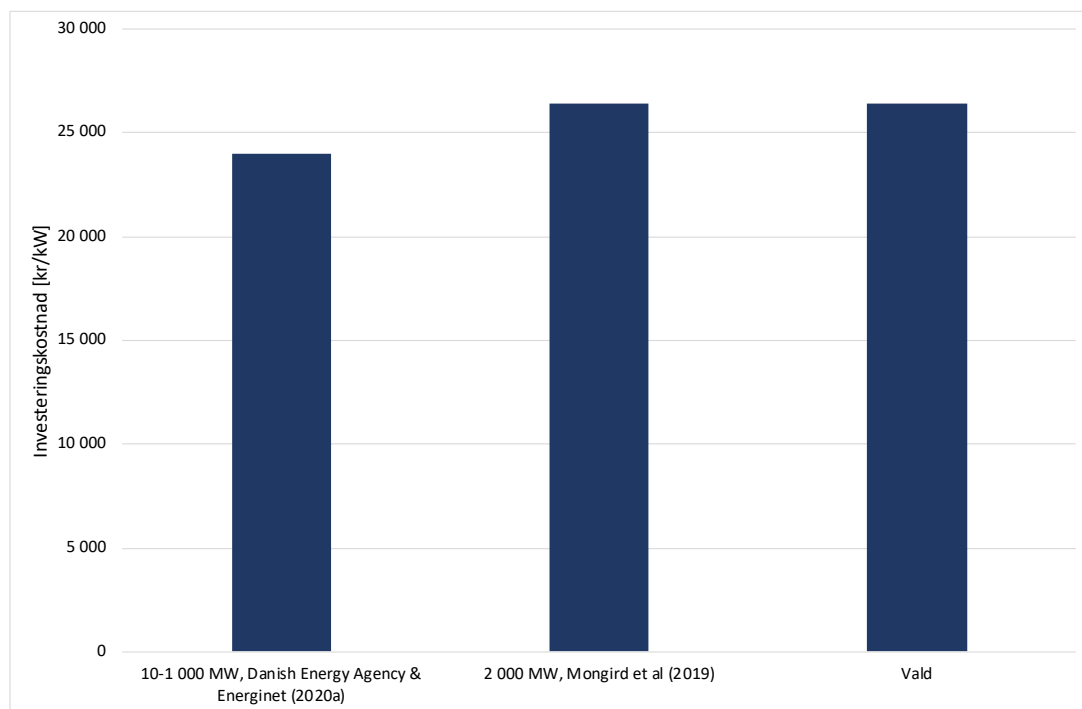
Pumpvattenkraftverk är stora konstruktioner där följden är omfattande anläggningsarbete och stor inverkan på miljön. För tillstånd krävs därför tidskrävande och kostsamma förundersökningar exempelvis miljökonsekvensbeskrivning (MKB). EU:s vattendirektiv kan förändra nuvarande och framtida vattendomar vilket kan påverka vattenpumpkraft (Rensfeldt, 2017).

Både globalt och i Sverige konkurrerar pumpvattenkraft med andra energilagringstekniker. Att pumpvattenkraft anses vara en så pass mogen teknik kan resultera i att lägre investeringar i forskning och utveckling görs samt nya projekt får mindre publicitet. På marknaden konkurrerar tekniken framförallt med batterier (Rensfeldt, 2017).

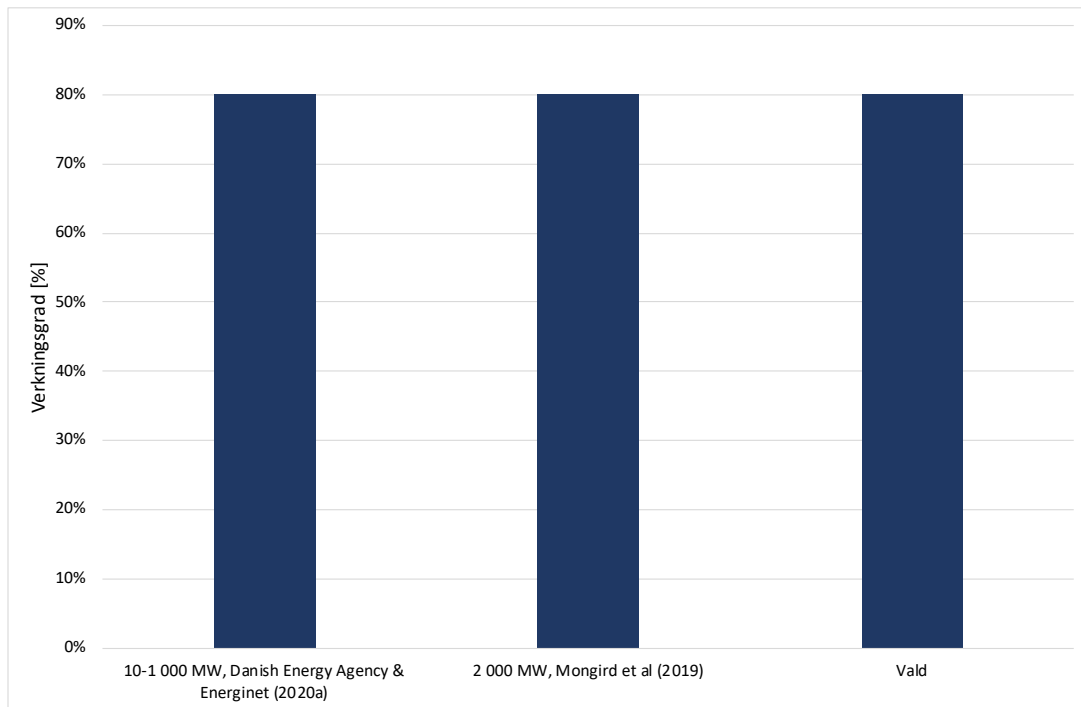
Kostnader

Storskalig pumpvattenkraft är ett alternativ med låga investerings- och tekniskrisker. Eftersom att tekniken är så pass mogen förväntas kostnaderna de närmsta åren och i framtiden att vara i nivå med dagens kostnader (Danish Energy Agency & Energinet, 2020a; Mongird et al., 2019).

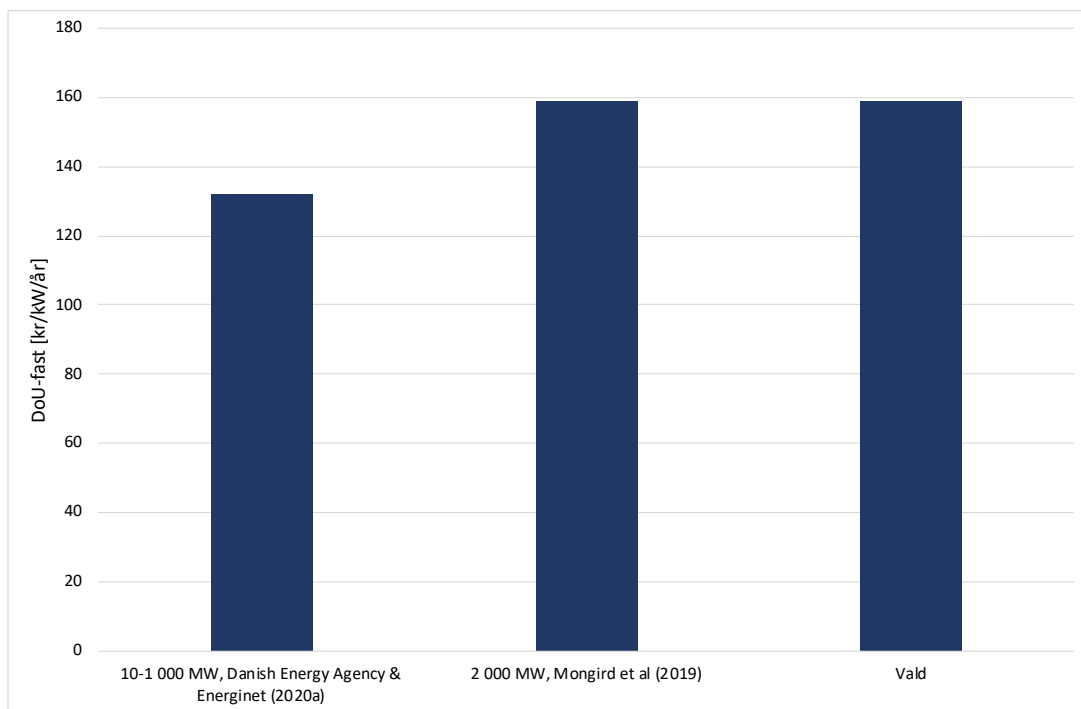
Investeringskostnaden utgör en stor del av den totala kostnaden för nyetablerad pumpvattenkraft. Det är främst omfattande anläggningsarbeten och stora maskinkomponenter som påverkar investeringskostnaden men även faktorer såsom topologiska- och geografiska förhållanden, teknikval, placering och isolering från infrastruktur (väg och elnät) kan påverka (Rensfeldt, 2017). I figur 21 - 23 återfinns investeringskostnader och drift- och underhållskostnader samt verkningsgrad från två olika källor, där vald kostnad och verkningsgrad presenteras i stapeln längst till höger. Kostnader från (Danish Energy Agency & Energinet, 2020a) är uppskattade för år 2030 medan kostnader från (Mongird et al., 2019) är för år 2025. Driftkostnader utgör cirka 2 % av de totala investeringskostnaderna (Harby & Cavazzini, 2016). Löpande kostnader är relativt låga jämfört med investeringskostnaden och utgörs främst av skatter, underhållskostnader samt elnätsavgifter (Rensfeldt, 2017). I den ekonomiska analysen har en investeringskostnad satts till 26 400 kr/kW samt DoU-fast till 159 kr/kW. DoU-rörlig är enligt ovanstående källor försumbar och har därmed exkluderats. Dock har författarna till den här rapporten valt att inkludera en lagringskostnad som följer samma resonemang som för batterilagersystem.



Figur 21: Investeringskostnader [kr/kW].



Figur 22: Verkningsgrad [%].



Figur 23: DoU-fast [kr/kW].

Investeringsaspekter

Det krävs främst en prisvolatilitet för att en investering i pumpvattenkraft ska vara lönsamt. Det är inte säkert att lönsamheten för pumpvattenkraft ökar även fast att en högre andel variabel elproduktion ökar behovet av flexibilitet. Enligt Svenska kraftnät (2015) har

exempelvis den höga andelen installerad solkraft i Tyskland minskat prisdifferenser mellan natt och dag vilket hade minskat lönsamheten för pumpvattenkraft. För Europa i stort kommer en modest ökning av pumpvattenkraft ske till år 2030¹⁴, främst driven av en ökning av variabel elproduktion. Osäkerheter gällande intäktsströmmar samt att intäkter från balansering, kapacitetsmarknader och marknader för systemtjänster utvecklas långsamt är barriärer som bromsar ökningen av pumpvattenkraft (Rogner & Troja, 2018).

Exempel på fristående anläggning

Fristående pumpkraftverk är exempel på ett mer modernt alternativ där problematiken gällande miljöpåverkan och tillståndsprocesser kan undvikas. Systemet kan betraktas som ett slutet system eftersom pumpkraftverket inte är anslutet till ett naturligt vattensystem. Exempel på fristående pumpkraftverk är pumpvattenkraftverk belägna under jord exempelvis ombyggnationer av gruvschakt (Rensfeldt, 2017).

Det svenska energiteknikföretaget Pumped Hydro Storage Sweden AB är ett exempel på företag som vill anlägga pumpvattenkraftverk under jord, och då i redan existerande gruvor. Enligt en artikel i NyTeknik har företaget slutit avtal med vindkraftsaktören Allwinds samt företaget Flexens för att anlägga ett demonstrationsprojekt i en nedlagd gruva på Åland. Pilotanläggningen förväntas kosta 50 miljoner kronor, med en installerad effekt på 2 MW och lagringskapacitet på 8 MWh. I närheten av pilotanläggningen har Allwinds även 6 stycken vindturbiner utplacerade. Enligt företaget uppnås störst lönsamhet om pumpkraftverket deltar med frekvensreglering till elsystemet (Nohrstedt, 2019). Företaget har vidare sagt i en artikel i Dagens Industri att störst lönsamhet kommer att uppnås genom att delta på frekvensmarknaden främst då prisvolatiliteten är för låg för att deltagande på spotmarknaderna ska bli lönsamt (Hultgren, 2019).

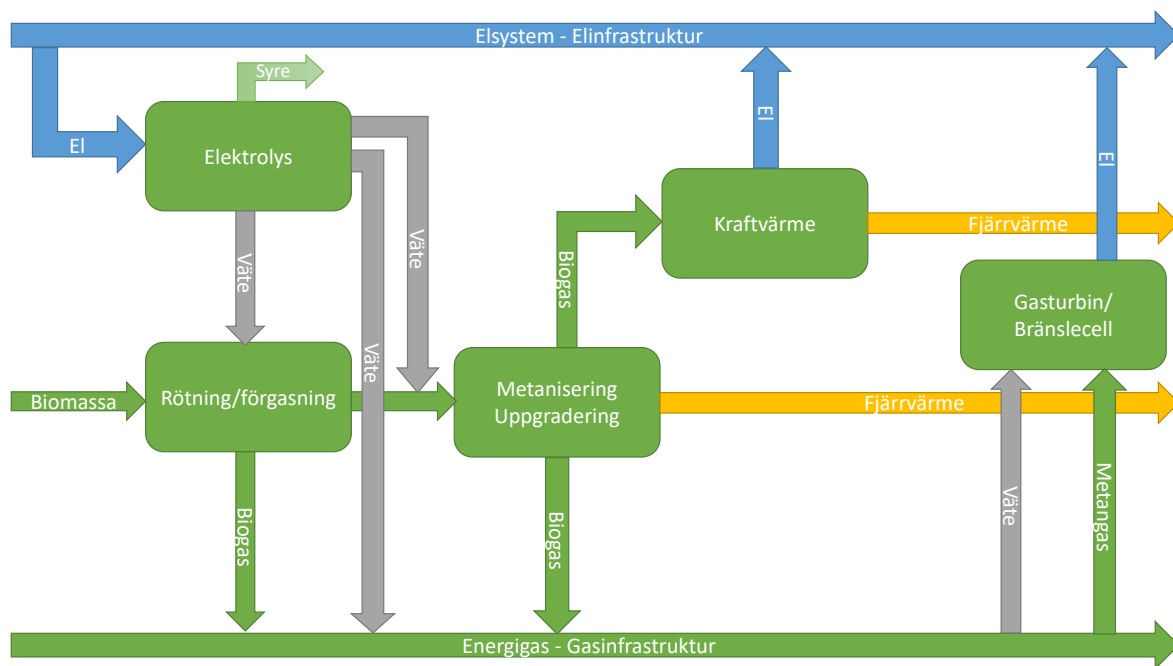
6.3.3 Energilagring via Power-to-Gas

Power-to-gas är i sig inte en teknik för att tillhandahålla vare sig flexibel produktion, lagring av el eller efterfrågefleksibilitet. I ett tidigare skede kan emellertid tekniken ha en intressant funktion. Genom att producera energigas för lagring och vidare användning i exempelvis bränsleceller och gasturbiner, så kan power-to-gas besitta fördelar ur ett produktionsutjämnande och ekonomiskt perspektiv. I figur 24 visas en översiktsskiss hur en sådan sammansättning av elsystemet och lagrad energigas kan se ut.

Med hjälp av (billig) överskottsel framställs vätgas ur elektrolys med vatten. I detta skede kan antingen vätgasen lagras och nyttjas i gasturbiner och bränsleceller, eller vidare användas för att öka utbytet i rötningsanläggningar. I en rötningsanläggning produceras biogas från en anaerob nedbrytning av organiskt material. Under processen bildas även stora mängder koldioxid, vilket kan reagera med vätgas och bilda ytterligare biogas (Swedegas, 2020; Energigas Sverige, 2017).

Många aktörer och organisationer ser återkonverteringen av vätgas till el som en hoppfull lösning för att matcha tillgång och efterfrågan. Såsom för mycket annat beror dock vätgaslagringens framfart av kostnaden för den. Tillsammans med höga investerings-

¹⁴Kapaciteten förväntas vara 8 -11 GW år 2030



Figur 24: Integrering av Power-to-Gas i det svenska el- och energigasystemet. Modifikation av figur från Swedegas (2020).

kostnader och att tekniken idag ger upphov till förluster omkring 70 procent av den överskottsenergi som initialt konverterades, så pekar aktörer även på det aktuella elpriset som en avgörande faktor (IRENA, 2018; IEA, 2019). Då vätgaslager inte självurladdas och kan lagra stora mängder energi i förhållande till utmatad effekt, så finns en potential för säsongsoverskridande lagring (IRENA, 2018; Bruce et al., 2019). I en rapport av Danish Energy Agency & Energinet (2020a) utreds olika energilagers ekonomiska aspekter utifrån olika urladdningsperioder. Vad som framstod av rapporten var att vätgaslagring i jämförelse med bl.a. pumpkraft- och batterilagring har ekonomiska fördelar under urladdningstider mellan 20-45 timmar.

På vilket sätt vätgaslagring kan bidra till ett flexibelt elsystem är idag också ovisst. En stor konkurrenskraft till stationär elproduktion i gasturbiner och bränsleceller från vätgaslagring, är i dagens läge även vätgasens andra användningsområden. Som nämnt tidigare i avsnitt 6.1.1 så testkör av Siemens redan gasturbiner med 100 procent vätgas, vilka enligt IEA (2019) industrin är optimistiska till att år 2030 kunna driva sina processer med. Utöver detta kan även konkurrens från transportsektorn uppstå. Vätgasdrivna fordon har på senare år diskuterats och även producerats. Även om transportsektorn hade kunnat ses som en konkurrent till elproduktion från vätgaslagring, så hade även detta kunnat bidra med en efterfrågereducering om man antar att alternativscenariot är en fordonsflotta dominerad av eldrivna fordon.

Det framtida priset på vätgas är svårt att uppskatta. Enligt IEA (2019) visar deras ekonomiska kalkyler att priset på vätgas behöver vara kring 15-30 kr/kg H_2 för att kunna konkurrera med en naturgaseldad gasturbin. I rapporten *Path to Hydrogen Competitiveness: a Cost Perspective* (Hydrogen Council, 2020) har en kostnadsjämförelse för år 2030 gjorts mellan en gasturbin driven på vätgas eller naturgas. I jämförelsen har en 50 MW gasturbin med verkningsgrad 40 % och 2 100 fullasttimmar antagits. För ett naturgaspris i Europa

på 3,1 kr/kg behövs ett vätgaspris mellan 13-15 kr/kg H_2 för att detta bränslealternativ ska kunna konkurrera med naturgas. Om en kostnad för att lagra vätgasen ska inkluderas uppskattar Hydrogen Council (2020) att storskalig lagring under mark kommer att kosta kring 3 kr/kg H_2 . Att gasturbinen drivs av vätgas innebär i det hela ett power-to-gas-to-power system vilket har en verkningsgrad på cirka 45 %.

Om hänsyn tas till det lägre värmevärdet (LHV, lower heating value) motsvarar 10 kr/kg H_2 cirka 300 kr/MWh (IEA, 2019). I rapporten har ett framtida vätgaspris på 30 kr/kg H_2 samt lagringskostnader om 3 kr/kg H_2 antagits. Vid enhetsomvandling kan bränslekostnaden för vätgas avrundas till ca 1 000 kr/MWh.

7 Sammanfattning av litteraturstudie

I följande avsnitt presenteras rapportens två scenarier och deras uppskattade elproduktions-sammansättning och elanvändning. Vidare sammanfattas även tekniska och ekonomiska förutsättningar för de fem undersökta balansalternativen. Dessa två scenarier samt balansalternativen förutsättningar är resultat som är viktiga för elsystemmodellen.

7.1 Två undersökta scenarier

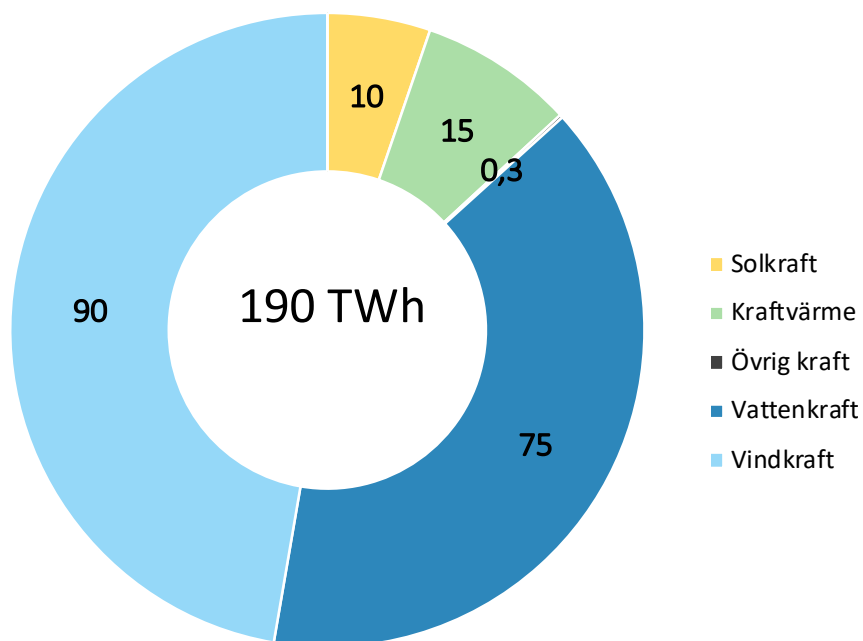
Sammansättningen av rapportens båda scenarier presenteras i tabell 6. Scenario 1 utgår från ett 100 % förnybart elsystem, medan scenario 2 innehåller en viss andel kärnkraft som inte fasats ut från 2020-talet.

Att undersöka två scenarier där skiljefaktorn är mängden vindkraft kontra kärnkraft har ansetts vara intressant ur flera aspekter. Som presenterat tidigare i inledningen, så är skillnaden mellan elsystemen intressant ur en teknisk aspekt, där en planerbar resurs byts ut mot en variabel. Idag finns det i samhället en tydlig meningsskiljaktighet mellan att fasa ut kärnkraften och att behålla den för sin leveranstrygghet. Genom att ta fram kostnader för att balansera dessa system kan emellertid leveranstryggheten ekonomiskt vägas gentemot vindkraftens sjunkande priser.

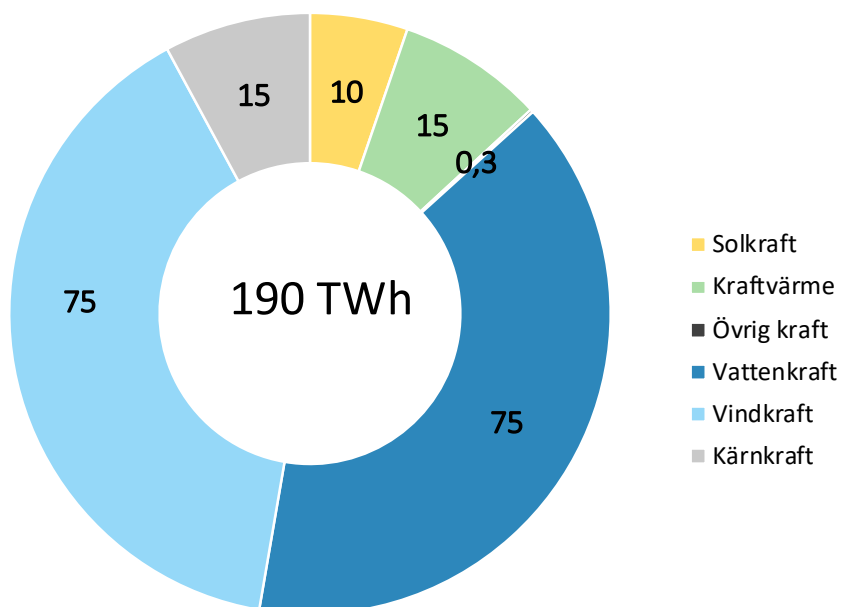
För rapportens både scenarier har en stor utbyggnad av vindkraft antagits. I scenario 1 har en årlig produktion om 90 TWh antagits, och i scenario 2 75 TWh. De resterande 15 TWh har i scenario 2 utgjorts av kärnkraft. I figur 25 och figur 26 presenteras produktionssammansättningen för respektive scenario. Övrig kraft är här baserat utifrån Svenska kraftnäts datainsamling (Svenska kraftnät, 2020c) och definieras som nettoberäknad produktion där mätning inte finns på generatoren, exempelvis återinmatningsenergi från järnvägsdrift (Svenska Kraftnät, 2020a). Elproduktion från vatten- och solkraft samt från kraftvärmeverk har för rapportens båda scenarier satts lika. Detta för att enklare kunna se hur olika mängder vindkraft kontra kärnkraft påverkar systemet vid elsystemmodellering.

Tabell 6: Indata för modellering av elsystemet år 2040 samt 2019 som referens. För båda scenarierna har en ökad elanvändning jämfört mot dagens nivåer antagits.

| Scenario | Elproduktion [TWh/år] | | | | | | | Elanvändning [TWh/år] |
|---------------|-----------------------|-------------|-----------|----------|------------|-------------|--------|-----------------------|
| | Vindkraft | Vattenkraft | Kärnkraft | Solkraft | Kraftvärme | Övrig kraft | Totalt | |
| Referens 2019 | 19,9 | 65,1 | 64,5 | 0,3 | 15 | 0,3 | 165,1 | 132,1 |
| scenario 1 | 90 | 75 | 0 | 10 | 15 | 0,3 | 190,3 | 180 |
| scenario 2 | 75 | 75 | 15 | 10 | 15 | 0,3 | 190,3 | 180 |



Figur 25: Produktionsammansättning för scenario 1. 100 % förnybart elsystem år 2040. I diagrammet återfinns årlig elproduktion i TWh.



Figur 26: Produktionsammansättning för scenario 2. Viss andel kärnkraft år 2040. I diagrammet återfinns årlig elproduktion i TWh.

7.2 Teknisk och ekonomisk sammanfattning av balansalternativ

Från litteraturen sågs det att de fem undersökta balansalternativen hade olika tekniska samt ekonomiska förutsättningar. Hänsyn måste tas till de balansalternativ där tekniska begränsningar finns när dessa används för balansering av elsystemet. Nedan presenteras tekniska förutsättningar och antaganden som författarna har valt att göra vid modellering i elsystemmodellen.

- **Efterfrågeflexibilitet från industrin:** Den tekniska potential är 2 GW med en uthållighet på tre timmar och en återhämtningstid på sju timmar. Författarna har antagit att resursen kan aktiveras under dygnets alla timmar, nyttjas tre timmar i rad och att maximalt 2 GW finns tillgängligt per timme.
- **Efterfrågeflexibilitet från hushållen:** Den tekniska potentialen är 2 GW och alternativet har en uthållighet om 3 timmar då maximal teknisk potential nyttjas. Författarna har antagit att om lägre potential nyttjas än den maximala, erhåller resursen en längre uthållighet. Resursen kan även aktiveras under dygnets alla timmar.
- **Batterilagarsystem:** Uthålligheten är satt till fyra timmar vid maxeffekt och energilagret som tillhandahålls är fyra gånger maxeffekten. Ingen teknisk begränsning har satts för installerad effekt.
- **Pumpvattenkraft:** För pumpvattenkraft har det antagits att effektuttag kan ske i 12 timmar under en 24-timmarscykel. Uthålligheten är därmed satt till 12 timmar. Ingen teknisk begränsning har antagits för installerad effekt.
- **Gasturbiner:** Inga tekniska begränsningar har antagits för gasturbiner, varken gällande uthållighet eller installerad effekt.

I tabell 7 återges de ekonomiska nyckelvärdena för respektive balansalternativ. I tabellen presenteras avskrivningstid, investeringskostnad, rörliga löpande kostnader, fasta löpande kostnader, verkningsgrad samt kalkylränta. Kalkylräntan är satt till 6 % för respektive balansalternativ och är i nivå med räntor som antas vid samhällsekonomiska beräkningar.

Tabell 7: Ekonomiska nyckelvärden för respektive balansalternativ. I tabellen har efterfrågeflexibilitet förkortats till EFF.

| | Gasturbin | Batterilager | EFF hushåll | EFF industri | Pumpvattenkraft |
|---|------------------|---------------------|--------------------|---------------------|------------------------|
| Avskrivningstid [år] | 25 ¹⁵ | 15 | 15 | 1 | 50 ¹⁶ |
| Investeringskostnad [kr/MW] | 4 785 000 | 7 280 000 | 600 000 | | 26 400 000 |
| Rörliga löpande kostnader [kr/MWh] | | | | | |
| DoU-rörlig | 49,5 | | 220 | 960 | |
| Bränslekostnader | | | | | |
| Bioolja | 600 | | | | |
| Vätgas | 1 000 | | | | |
| Lagringskostnader | | 540 | | | 540 |
| Fasta löpande kostnader [kr/MW/år] | | | | | |
| DoU-fast | 85 200 | 182 000 | 408 000 | 35 000 | 159 000 |
| Verkningsgrad [%] | 44 | 85 | | | 80 |
| Kalkylränta [%] | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 |

¹⁵(Nohlgren et al., 2014)

¹⁶(Rensfeldt, 2017)

8 Metod och resultat från modellering av elsystemet

I följande avsnitt presenteras metoden för och resultat från modellering av elsystemet år 2040. Avsnittet inleds med den metod som användes för reglering. Därefter följer resultat för effekt-och energibalans för respektive scenario. Sist presenteras resultat när balansalternativ har inkluderats i modellering.

8.1 Metod för modellering

För rapporten utformades en modell för att simulera det framtida elsystemet år 2040. Historisk data över produktion och användning ändrades skalenligt utifrån de produktionssammansättningar som specificerades för de båda scenarierna (se avsnitt 7.1).

Som tidigare nämnt i avsnitt 2 hämtades timvis medeldata över produktion och användning från Svenska kraftnäts databas för åren 2015-2019. Data äldre än år 2015 ansågs inte vara intressant att inkludera i modellen på grund av en låg andel produktion från vindkraft (se figur 7 för vindkraftens utveckling). Alltför låg andel variabel produktion i grundfallen kommer resultera i att de skalade produktionsprofilerna blir mer "extrema". Kapacitetsfaktorn för vindkraft återspeglar den kapacitetsfaktor för dessa fem undersökta år. Dock förväntas kapacitetsfaktorn i framtiden vara högre, detta har inte inkluderats i modellen vilket kan påverka resultatet. Detta diskuteras vidare i avsnitt 10.1.1

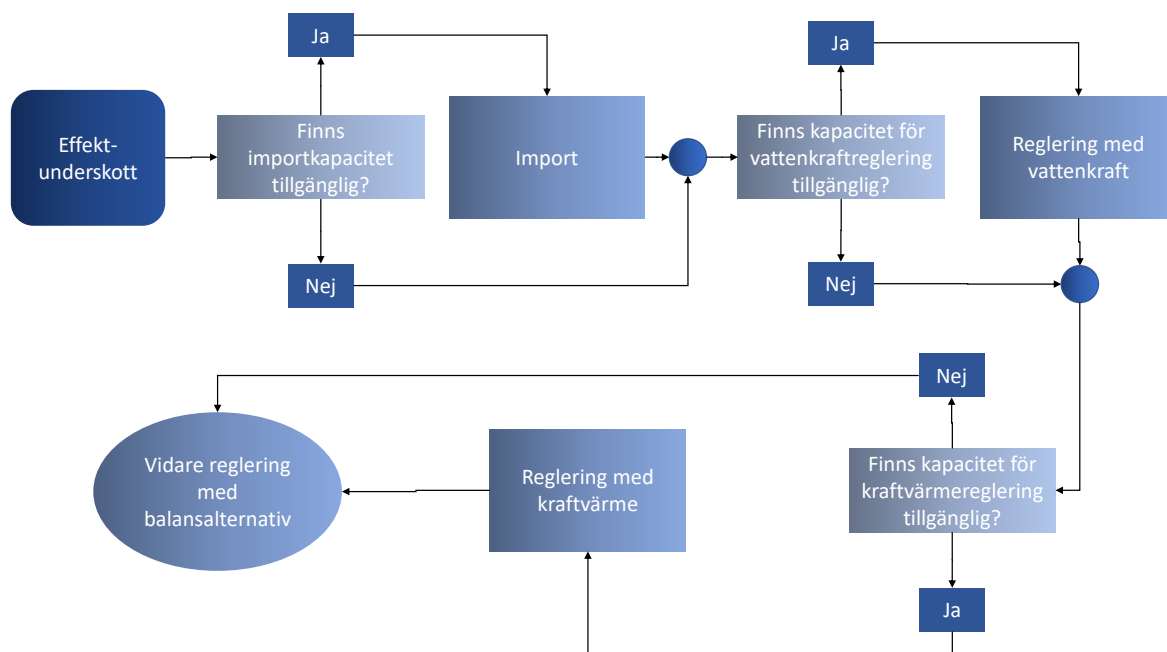
I Svenska kraftnäts data saknas elproduktionen från kraftvärme i industrin, vilket motsvarar en årlig elproduktion om ca 6 TWh (för åren 2015-2019). I modellen har dessa 6 TWh ersatts med en ökad elproduktion från kraftvärmeverk. Därmed gjordes antagandet att produktionsprofilen från industri och kraftvärmeverk kan likställas, vilket är en förenkling.

För Sveriges framtida export och import gjordes både en kvalitativ och kvantitativ analys där en kort litteraturstudie samt historiska värden över Sverige import och export kombinerades. Med hänsyn till vad Sverige historiskt sett har exporterat och importerat samt pågående och planerade transmissionsprojekt, beräknades en skalfaktor för år 2040, vilket förklarades tidigare i avsnitt 5.3.

8.1.1 Reglering med befintlig produktion och import

Då modellen baseras på data där den huvudsakliga baskraften utgörs av kärnkraft, så har vissa modifieringar gjorts för att bättre avspeglar framtidens elsystem.

I figur 27 återfinns ett processschema över hur reglering med befintlig produktion har nyttjats vid simuleringar. Vid timmar med effektunderskott kommer primärt en uppreglning med hjälp av import ske. Om modellens importgräns överskrids (se tabell 4 i avsnitt 5.3) kommer sekundärt uppreglning av vattenkraftsproduktion ske. Vattenkraftens reglerande förmåga nyttjas redan i dagens elsystem. Till sist sker uppreglning med hjälp av kraftvärme. I det nuvarande svenska elsystemet är kraftvärmens bidrag som reglerkraft begränsad, vilket är vidare beskrivet i avsnitt 5.2.3. Vad vattenkraft och kraftvärme har gemensamt är att de är planerbara resurser, vilket principiellt lämpar sig väl som reglerkraft. Prioriteringsordningen för uppreglning har baserats på den s.k. marginalkostnadskurvan



Figur 27: Reglering med befintlig produktion och import.

för el där el producerad från vattenkraft är billigare än el producerad från kraftvärmeverk (se figur 5 i avsnitt 4.3).

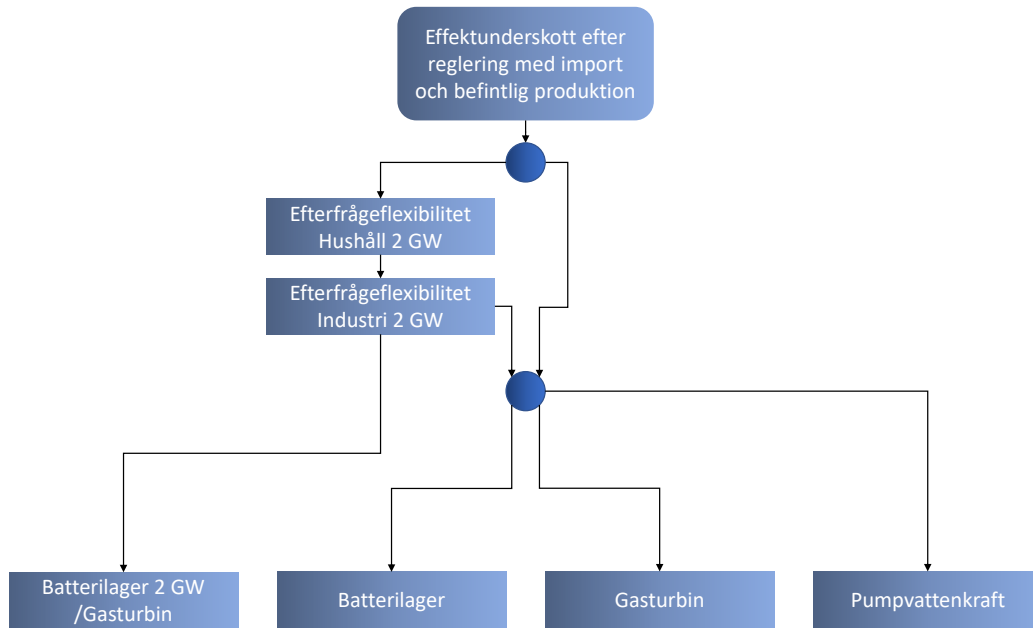
Då både vattenkraft och kraftvärme är säsonsberoende, så varierar den maximala kapaciteten för uppreglning över året. Den historiska kapaciteten för vattenkraft och kraftvärme undersöktes därför och kvartalsvis genomsnittliga maxkapaciteter för uppreglning beräknades. I tabell 12 i appendix finns dessa maxkapaciteter samlade.

8.1.2 Vidare reglering med balansalternativ

I de fall då import samt befintlig produktion inte räcker till för att uppnå effektbalans krävs ytterligare åtgärder. I avsnitt 7.2 sammanfattades de balansalternativ som undersöktes i avsnitt 6 utifrån teknisk potential och uthållighet.

Genom att modellera de olika balansalternativen kunde dessa kombineras till olika system och adderas till simuleringarna av elsystemet. Prioriteringsordningen vid reglering valdes genom att ta hänsyn till både tekniska och ekonomiska aspekter. I figur 28 återfinns ett processchema över de olika undersökta systemen och dess prioriteringsordning.

Efterfrågefleksibilitet från hushåll och industri ses av tabell 7 både ha låga rörliga löpande kostnader och relativt sett, låga investerings- och fasta löpande kostnader. Det ansågs därmed vara fördelaktigt att utnyttja dessa två resurser i ett första skede. System med efterfrågefleksibilitet innefattar installerade effekter om 2 GW från hushållen samt 2 GW från industrin. Resterande effekter täcks upp av gasturbin, batterilager eller pumpvattenkraft. En undersökt kombination av batterilager och gasturbin ihop med efterfrågefleksibilitet från hushåll och industri innefattade 2 GW installerad effekt från batterilager och innehåller samma antaganden för efterfrågefleksibilitet som nämnts ovan. Resterande effekt täcks av gasturbiner.



Figur 28: Undersökta system som balansalternativ.

Motiveringen bakom valet av system beror främst av två aspekter. För det första ansåg författarna det intressant att undersöka varje balansalternativ separat, för att på så vis belysa möjligheter och begränsningar för dem att bidra till balans på elsystemet. För det andra ansågs efterfrågefleksibilitet från hushåll och industri kunna erbjuda en ytterligare nytta utifrån en minskad resursförbrukning.

Då efterfrågefleksibilitet från hushåll och industri är det mest svåruppskattliga balansalternativet ansåg även författarna det intressant att undersöka dess potential i kombination med andra tekniker främst för att undersöka huruvida dessa påverkar effekt- och energibehov.

8.2 Effektbalansen år 2040

Situationer med effekt- och energibrist kommer enligt modellen att uppstå i elsystemet år 2040 oavsett undersökt scenario. I figur 29 och 30 visas varaktighetsdiagram för de båda scenarierna och minsta samt maximala effekttopp som uppstår. Antal timmar med effektbrist återges på x-axeln. Varaktighetsdiagrammet visar effektbristsituationen efter att all reglering med befintlig produktion har skett. För scenarierna uppgår de högsta effektbehoven till 7 607 MW respektive 6 023 MW för scenario 1 och scenario 2.¹⁷

Det är inte enbart totala antalet timmar under året med effektbrist som är av intresse utan även hur långa och många avbrott med effektbrist som uppstår i systemet för respektive scenario. Detta presenteras i figur 31 och 32 där antalet avbrott år 2040 sorterat efter

¹⁷I appendix tabell 13, 14, 15 och 16 återfinns högsta effekttopp för respektive dataserie och scenario, samt antalet timmar med effektbrist för de två scenarierna. I tabellerna ses hur reglering med befintliga alternativ, i detta fall import samt reglering med vattenkraft och kraftvärme reducerar antal timmar som behövs täckas.

avbrottslängd och dataserie. Från figurerna syns det att avbrottslängderna främst är i intervallet 0-5 timmar, men också med en betydande del inom intervallet 5-20 timmar. För att mer fullständigt kunna analysera den framtida effektsituationen är därutöver den saknade effekten under dessa avbrott av intresse att undersöka. Ett sätt att undersöka detta på är att studera medeleffekter för de avbrottslängder som uppstår i systemet. Från figur 33 och 34 är varje avbrott markerade i punktdiagram. I diagrammet korresponderar varje avbrott till dess genomsnittliga effektbehov och dess avbrottslängd. Figurerna ger en fingervisning om vad karaktäristiken för den framtida svenska effektsituationen kan tänkas vara, men vad som också är avgörande är de timmar som kräver högst effekt.

Tabell 8: Energibrist [TWh] för scenario 1 och dataserie A-E efter maximal import, vattenkraftsreglering och kraftvärmereglering. Maxvärden är kvartalsvis bestämda och återfinns i tabell 12.

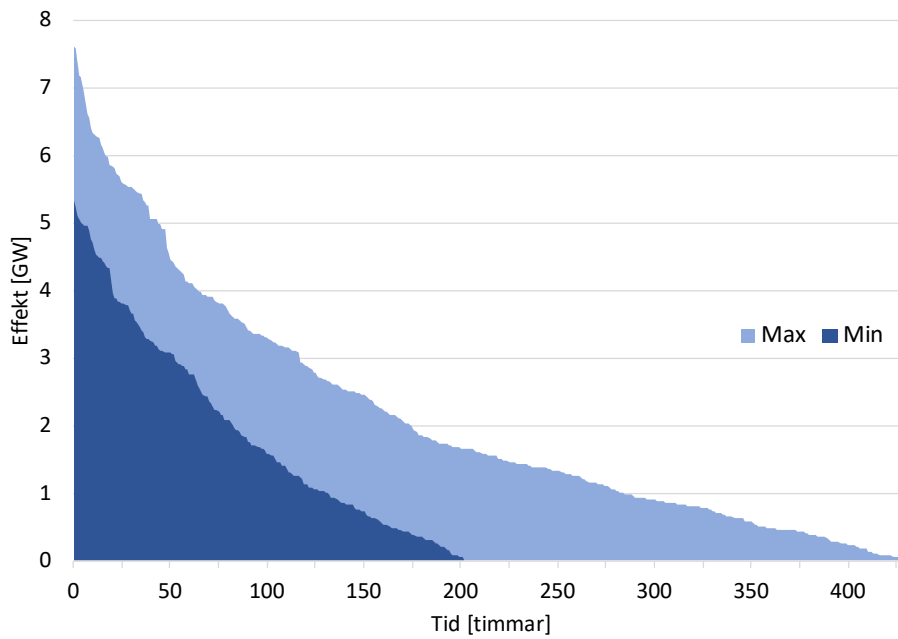
| Scenario 1. | Energibrist [TWh] efter: | | |
|--------------------|---------------------------------|-----------------------------|----------------------------|
| Dataserie | Importgräns | Vattenkraftreglering | Kraftvärmereglering |
| A | 3,1 | 1,2 | 0,9 |
| B | 2,9 | 0,5 | 0,4 |
| C | 2,4 | 0,5 | 0,4 |
| D | 4,1 | 1,2 | 0,9 |
| E | 3,2 | 1,0 | 0,8 |

Tabell 9: Energibrist [TWh] för scenario 2 och dataserie A-E efter maximal import, vattenkraftsreglering och kraftvärmereglering. Maxvärden är kvartalsvis bestämda och återfinns i tabell 12.

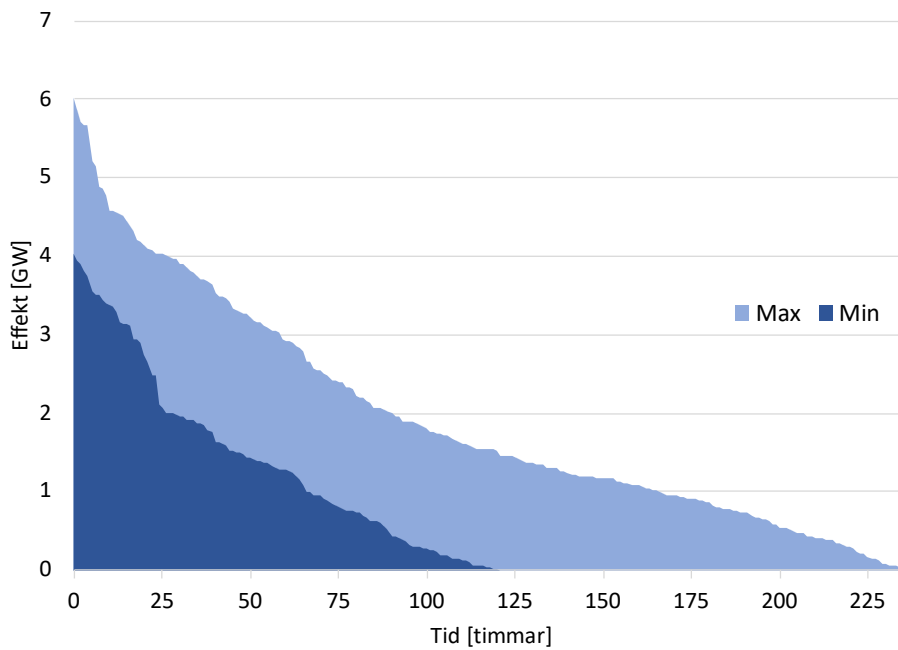
| Scenario 2. | Energibrist [TWh] efter: | | |
|--------------------|---------------------------------|-----------------------------|----------------------------|
| Dataserie | Importgräns | Vattenkraftreglering | Kraftvärmereglering |
| A | 1,7 | 0,6 | 0,5 |
| B | 1,5 | 0,2 | 0,2 |
| C | 1,2 | 0,2 | 0,2 |
| D | 2,4 | 0,6 | 0,4 |
| E | 2,0 | 0,5 | 0,5 |

Att timmar med effektbrist uppstår innebär att en energimängd kommer att behöva täckas över året. Ur ett energiperspektiv ser vi av tabell 8 och 9 att mängden saknad energi efter vattenkraft- och kraftvärmereglering nästintill kan anses marginell gentemot den årliga produktionen om 190,3 TWh. För de två scenarierna uppgår högsta energibristen till 0,9 och 0,5 TWh för scenario 1 respektive scenario 2.

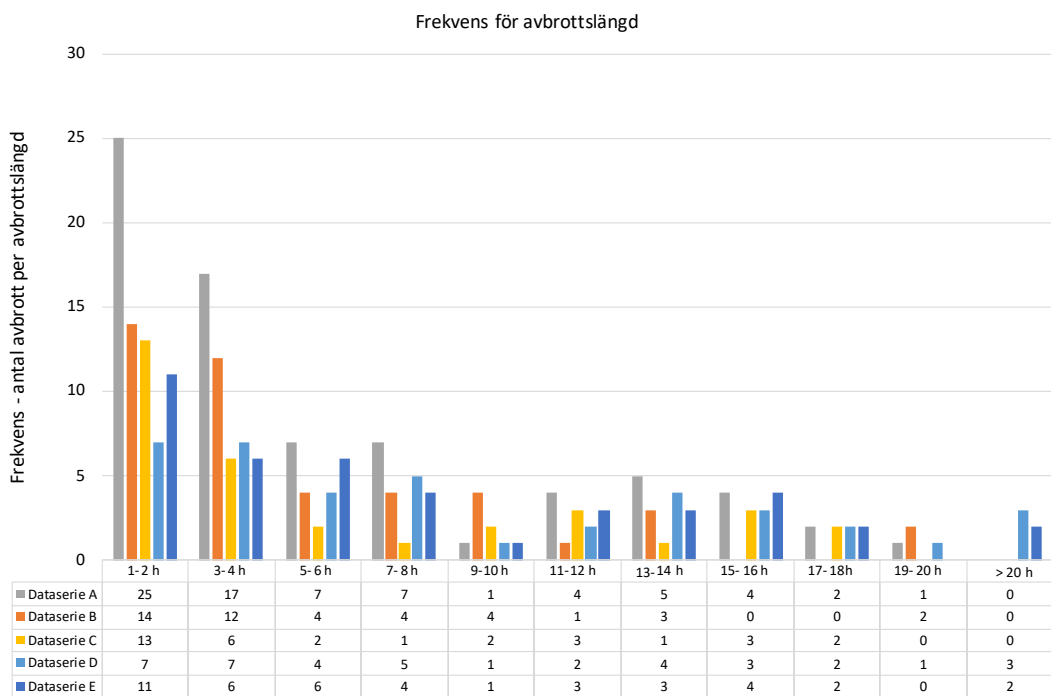
Viktiga slutsatser är att balansalternativen måste täcka de högsta effekttoppar som uppstår samt att uthålligheten är en viktig faktor för att avbrott ska kunna elimineras. Även fast att energimängden är marginell behövs fortfarande denna energi tillsättas med balansalternativ för att energibrist inte ska uppstå i systemet på årlig basis.



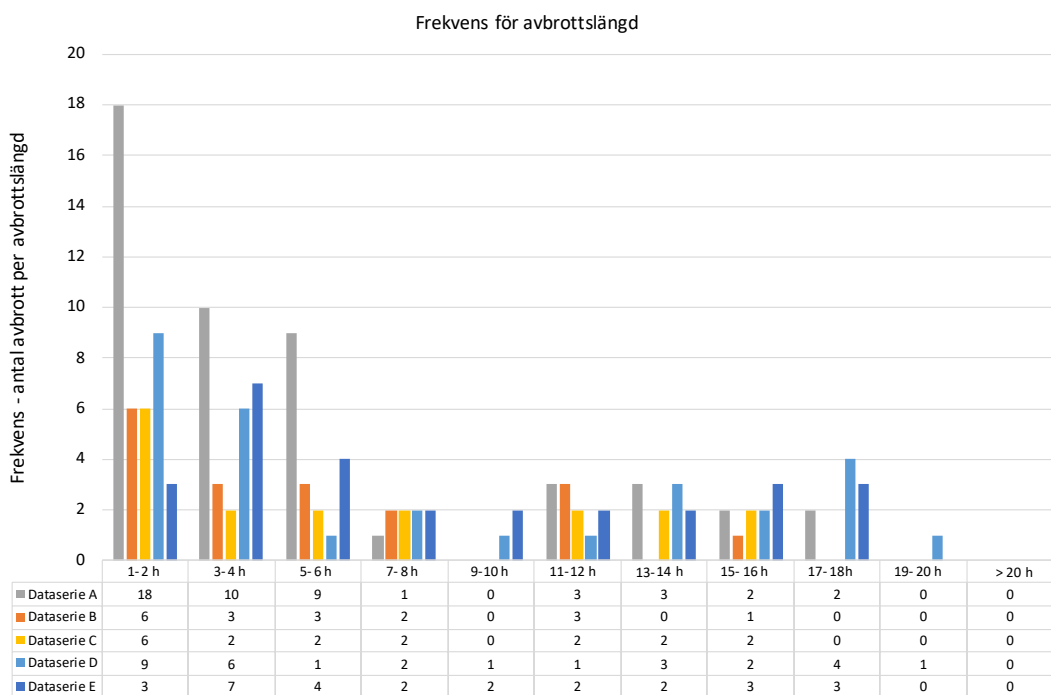
Figur 29: Varaktighetsdiagram för dataserie med minst och högst effekttopp i GW för scenario 1. På x-axeln återfinns även antal timmar då effektbrist uppstår.



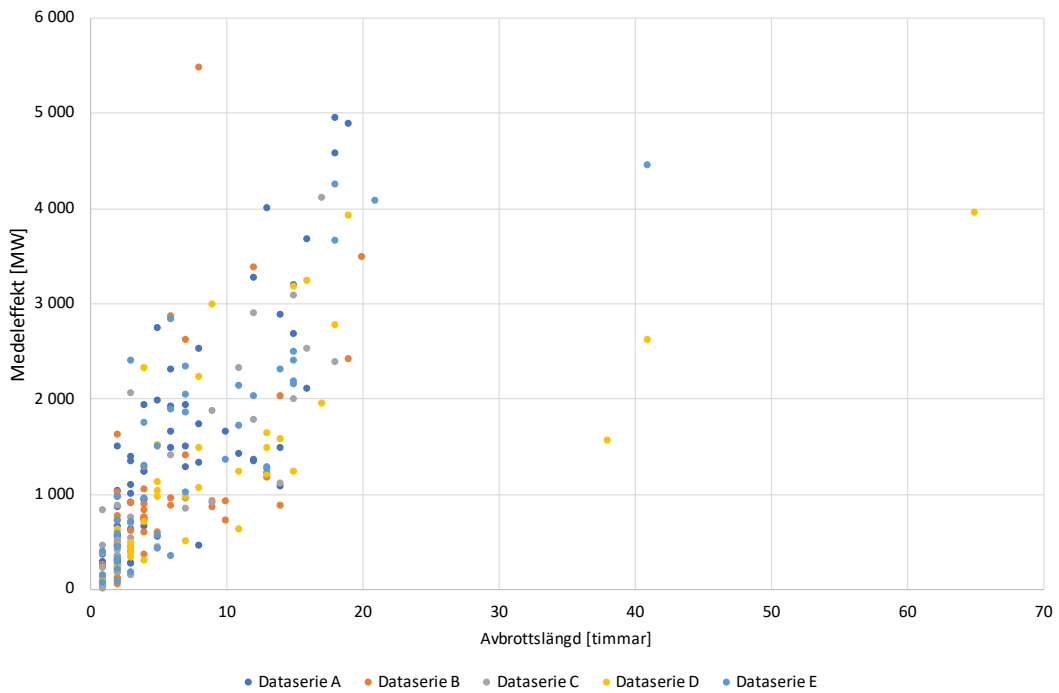
Figur 30: Varaktighetsdiagram för dataserie med minst och högst effekttopp i GW för scenario 2. På x-axeln återfinns även antal timmar med effektbrist.



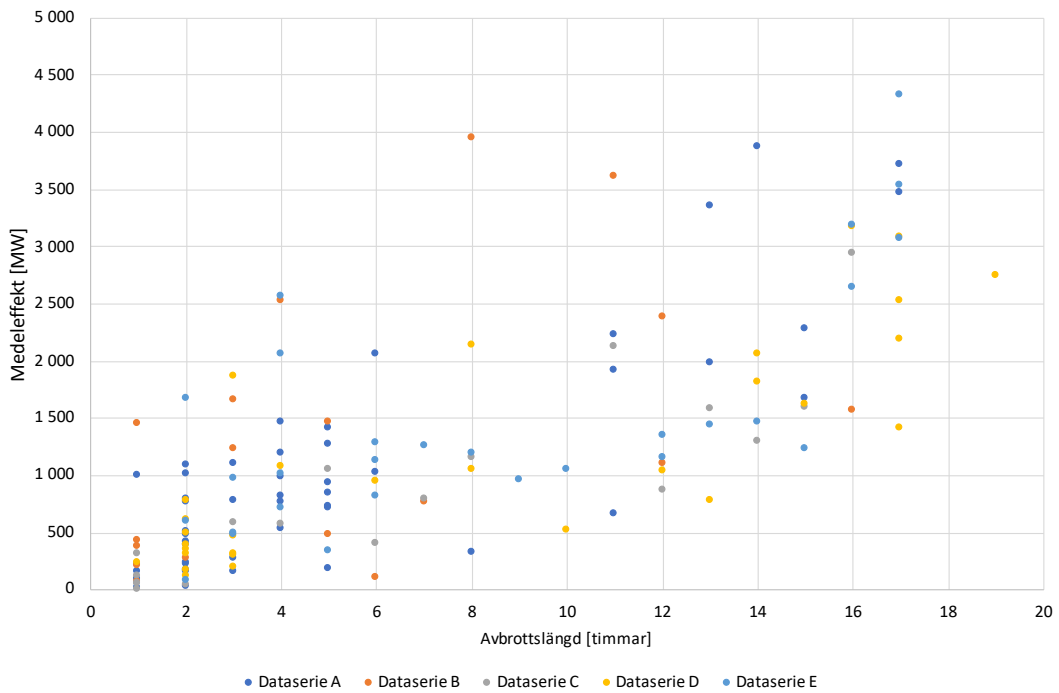
Figur 31: Antalet avbrott indelat i avbrottslängd för år 2040 baserat på data från dataserie A-E. Produktionsammansättning enligt scenario 1.



Figur 32: Antalet avbrott indelat i avbrottslängd för år 2040 baserat på data från dataserie A-E. Produktionsammansättning enligt scenario 2.



Figur 33: Simulerade avbrott för scenario 1 för dataserie A-E. Avbrotten korresponderar i diagrammet till dess effektbehov i medel (MW) och dess längd (timmar).



Figur 34: Simulerade avbrott för scenario 2 för dataserie A-E. Avbrotten korresponderar i diagrammet till dess effektbehov i medel (MW) och dess längd (timmar).

8.3 Export och överproduktion

En följd av ett elsystem med en hög andel variabel elproduktion är att produktionen kan överstiga förbrukningen. I tabell 10 och 11 återfinns den genomsnittliga exporten och överproduktionen från respektive scenario. Timmar med överproduktion syftar här till när exportbehovet av el överstiger dess historiskt maximala värde. Hur detta gränsvärde har tagits fram återfinns i avsnitt 5.3. Vid timmar med överproduktion har i största möjliga mån nedreglering med hjälp av vattenkraft skett. På samma sätt som vattenkraften begränsades av historiskt maximala värden vid uppreglering, så har även vattenkraften begränsats av historiskt minimala värden vid nedreglering. Att vidare nedreglera med hjälp av kraftvärme har ej antagits vara lika realiserbart på grund av dess koppling till värmebehov.

Tabell 10: Export innan reglering, efter exportgräns och efter nedreglering med vattenkraft för scenario 1 .

| Dataserie | Exportbehov [TWh]: | | |
|-----------|--------------------|-------------------|------------------------------------|
| | Innan reglering | Efter exportgräns | Efter nedreglering med vattenkraft |
| A | 24,1 | 1,1 | 0,1 |
| B | 24,8 | 2,0 | 0,7 |
| C | 24,0 | 1,7 | 0,4 |
| D | 26,7 | 3,0 | 1,1 |
| E | 25,0 | 2,1 | 0,6 |

Tabell 11: Export innan reglering, efter exportgräns och efter nedreglering med vattenkraft för scenario 2 .

| Dataserie | Exportbehov [TWh]: | | |
|-----------|--------------------|-------------------|------------------------------------|
| | Innan reglering | Efter exportgräns | Efter nedreglering med vattenkraft |
| A | 21,2 | 0,4 | 0,0 |
| B | 21,8 | 0,7 | 0,2 |
| C | 21,1 | 0,7 | 0,1 |
| D | 23,5 | 1,4 | 0,4 |
| E | 22,1 | 1,0 | 0,2 |

Att exporten av el och därtill överproduktionen är högre i scenario 1 än i scenario 2 förväntades. Med en högre andel icke planerbar elproduktion ökar sannolikheten för att förbrukning och produktion inte sammanfaller, vilket vid hög produktion kan leda till ökat exportbehov.

8.4 Sammanfattning - resultat innan balansreglering

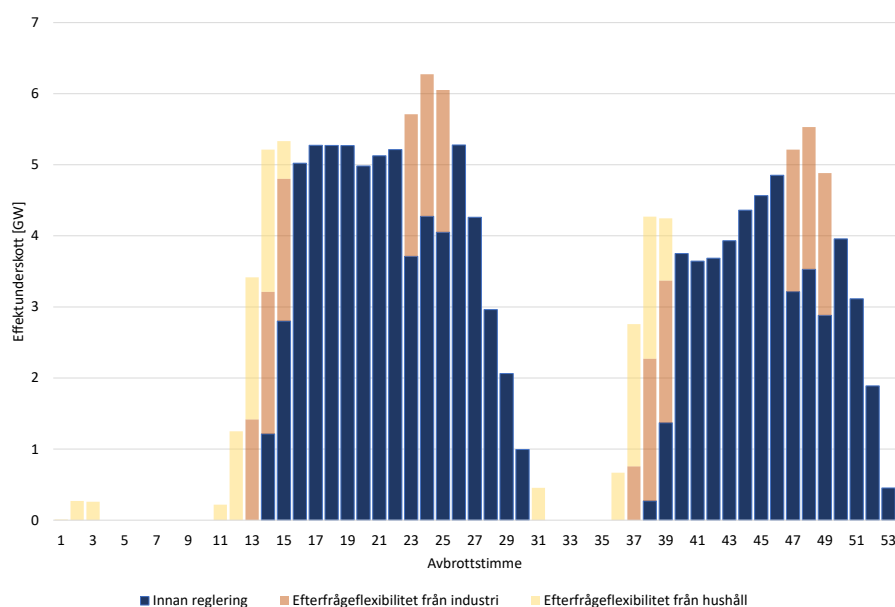
Sammantaget kan vissa allmänna slutsatser dras från tabellerna 10, 11, 15 och 16. Om nedreglering med vattenkraft inte sker, kommer Sveriges framtida export och överproduktion av el vida överstiga den framtida energibristen, vilket ger incitament till att undersöka hur framförallt produktion, men även hur förbrukning kan förskjutas i tiden genom exempelvis olika energilagringstekniker. Att överproduktionen av el överstiger energibristen är även särskilt intressant utifrån vissa aspekter. För tekniker vars framfart i hög grad beror av rådande elpriser, så kan ett framtida elsystem med hög integration av vindkraft samt överproduktion vara fördelaktigt. Den 10:e februari i år noterades för första

gången i Sverige negativa elpriser, vilket till stor del kan förklaras av en hög produktion från vindkraft (Telge Energi, 2020).

Om däremot nedreglering med vattenkraft sker, kvarstår överproduktionen men dock något lägre. Detta kan missgynna vissa energilagringstekniker men bör anses vara fördelaktigt utifrån ett resursperspektiv.

8.5 Effektbalansen efter reglering med balansalternativ

I figur 35 presenteras ett exempel på ett avbrott och hur efterfrågefleksibilitet från hushåll och industri bidrar med effektreducering. Som beskrivet i avsnitt 7.2, så har efterfrågefleksibilitet från hushåll och industri olika uthålligheter. Av den litteraturstudie som utfördes i avsnitt 6 så har hushåll antagits kunna leverera efterfrågerespons under som mest tre timmar per dag, där den totala tekniska potentialen för en miljon småhus var 2 GW. Med en miljon effektreducerer är emellertid uthålligheten för resursen praktiskt sett obegränsad. I modellen har efterfrågefleksibilitet från hushåll endast begränsats till maximalt 2 GW timvis och 6 GWh dagligen (2 GW å tre timmar). För avbrottet kunde resursen utnyttjas avbrottstimme 1-3, 11-15, 31 samt 36-39. Industrin antogs kunna leverera 2 GW per timme under en tre timmar lång period. Detta antogs vara realiserbart med sju-åtta timmars vilotid emellan. I avbrottet ses detta utnyttjas under timme 13-15, 23-25, 37-39 samt 47-49. Överlag visa figur 35 att efterfrågefleksibilitet från hushåll och industri reducerar effekttoppar inom avbrotten men att det fortfarande kvarstår timmar med effektbrist.

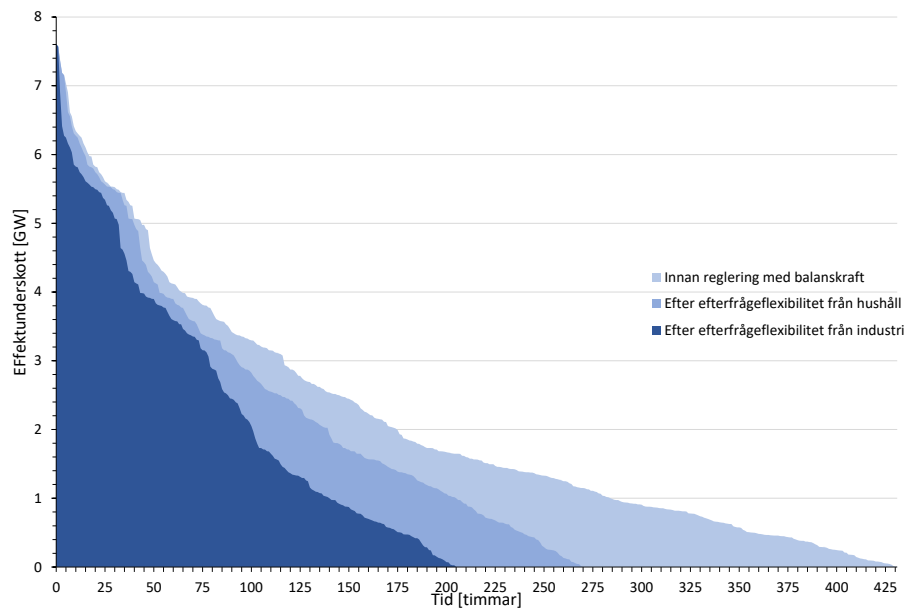


Figur 35: Sekvens där tre avbrott uppkommer under en 53 timmar lång period.

I figur 36 ses efterfrågefleksibilitens påverkan ur ett systemperspektiv. I figuren presenteras varaktighetsdiagram för det fall som uppvisade högst effektunderskott (dataserie A) vid simulering för scenario 1. Från figuren går det att utläsa att varken hushåll eller industri

minskar effekttoppen på 7,6 GW, däremot minskar efterfrågeflexibilitet från hushåll och industri energibristen. Efterfrågeflexibilitet från dessa två resurser kan reducera energibehovet med mellan 40-60 % beroende på årssimulering och scenario.

I tabell 18 i appendix återfinns industrins och hushållens bidrag för samtliga dataserier och scenarier. I tabell 19 återfinns även energibidraget från hushållen och industri samt kvarvarande energi som behövs täckas av gasturbin, batterilager eller pumpvattenkraft.



Figur 36: Varaktighetsdiagram för dataserien med högst effekttopp med scenario 1. I diagrammet återfinns effekt- och energibidrag före reglering respektive efter reglering med efterfrågeflexibilitet från hushåll och industri.

8.6 Installerad effekt

I diagram 37 och 38 presenteras den mängd installerad effekt som från simuleringar krävdes för att balansera upp effektunderskottet. Beroende på vilken dataserie A-E som simulerats varierar nödvändig mängd installerad effekt, vilket representeras av staplarna. Genomsnittlig mängd installerad effekt har markerats med gul punkt. För att se installerad effekt för respektive dataserie och scenario, se appendix.

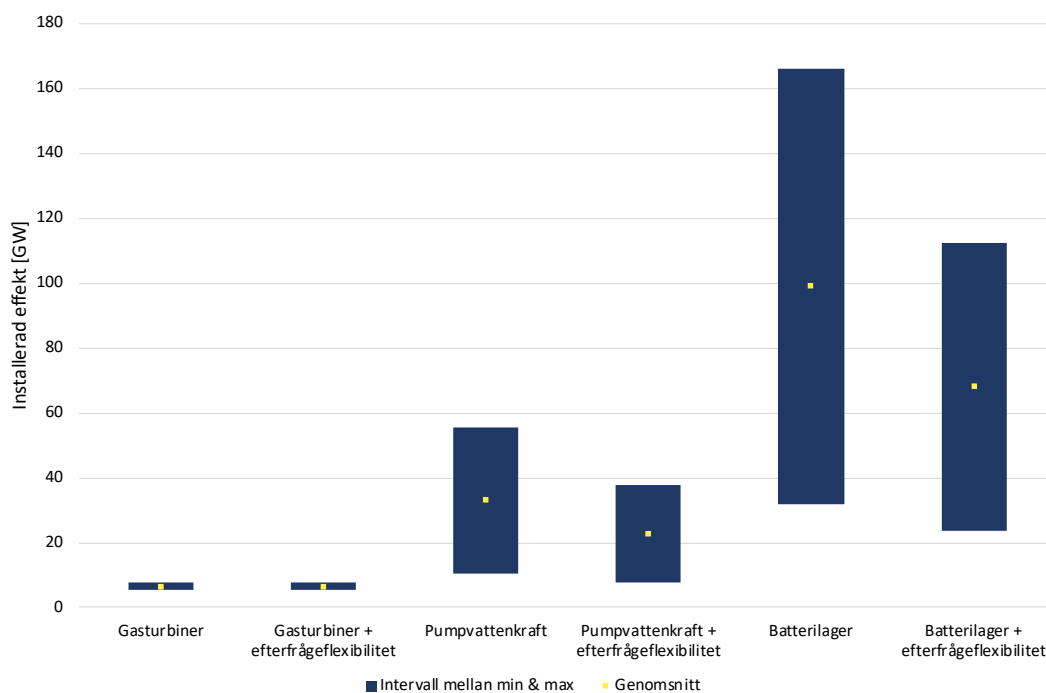
Staplar med enbart gasturbiner, pumpvattenkraft och batterilager visar minsta och högsta totala effekt som behöver tillsättas systemet. I staplarna där dessa balansalternativ har kombinerats med efterfrågeflexibilitet är dock efterfrågeflexibilitetens totala bidrag om 4 GW exkluderad. Dessa staplar visar därmed inte systemets totala installerade effekt utan illustrerar snarare hur reglering med efterfrågeflexibilitet påverkar den installerade effekten av de tre ovan nämnda balansalternativen.

Det huvudsakliga resultatet från båda diagrammen är att gasturbiner kräver avsevärt

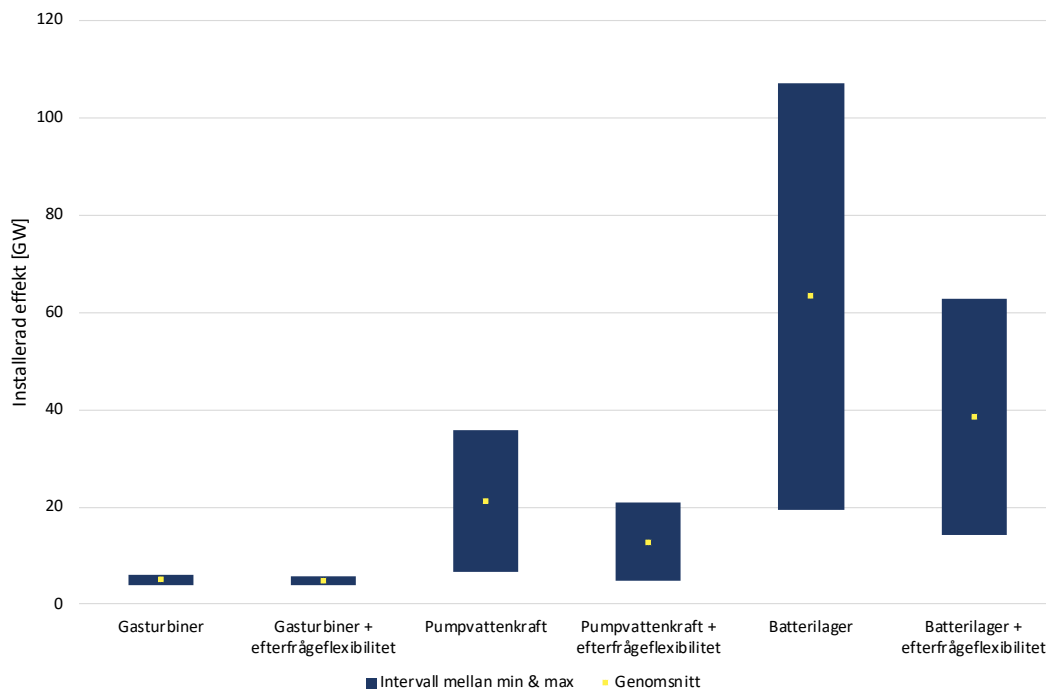
mindre installerad effekt för att balansera elsystemet än batterilager och pumpvattenkraft. Orsaken bakom detta är den tidigare nämnda uthålligheten för balansalternativen. Som beskrivet i avsnitt 7.2, så har exempelvis batterilagrets uthållighet uppskattats till fyra timmar vid maximal effekt. Vid avbrottlängder längre än detta krävs därmed ytterligare installationer för att på så vis verka i serie. Därtill så beror även energilagringsteknikernas laddningsgrad av tillgänglig mängd effekt för uppladdning. För alternativen med energilagring sänktes den installerade effekten när dessa två alternativ kombinerades med efterfrågefleksibilitet från hushåll och industrin. Framförallt så minskade den högsta installerade effekten för både batterilager och pumpvattenkraft med 32 % för scenario 1 och med 41 % för scenario 2 . En orsak kan vara att efterfrågefleksibiliteten reducerar effekter inom avbrotten (även fast att ingen markant skillnad skedde på årsnivå) samt att vissa avbrott förkortas vilket kan resultera i något längre uthållighet och indirekt lägre installerad effekt.

När efterfrågefleksibilitet tillsätts systemet sjönk däremot inte den installerade effekten från gasturbiner. Istället ökar systemets totala installerade effekt med 4 GW. Detta beror på att efterfrågefleksibilitet från hushåll och industri i princip inte reducerar effekttoppar (se figur 36), vilket innebär att lika mycket installerad effekt från gasturbiner krävs med och utan efterfrågefleksibilitet i systemet.

Föga oväntat är ett ytterligare resultat från simuleringarna att det i medel krävs mindre installerad effekt när en viss mängd kärnkraft kvarstår i systemet. Kärnkraften fungerar som en baslast och kommer minska de effekttoppar som elsystemet utsätts för och som blir en dimensionerande faktor. Överlag är den installerade effekten för batterilager samt pumpvattenkraft 1,5 till 2 gånger högre för scenario 1 jämfört mot scenario 2 , med och utan efterfrågefleksibilitet.



Figur 37: Jämförelse av installerad effekt [GW] som krävs för de olika balansalternativen för scenario 1. I diagrammet presenteras intervallet mellan max och min installerad effekt. Installerad effekt om totalt 4 GW från efterfrågefleksibilitet är exkluderad i diagrammet.

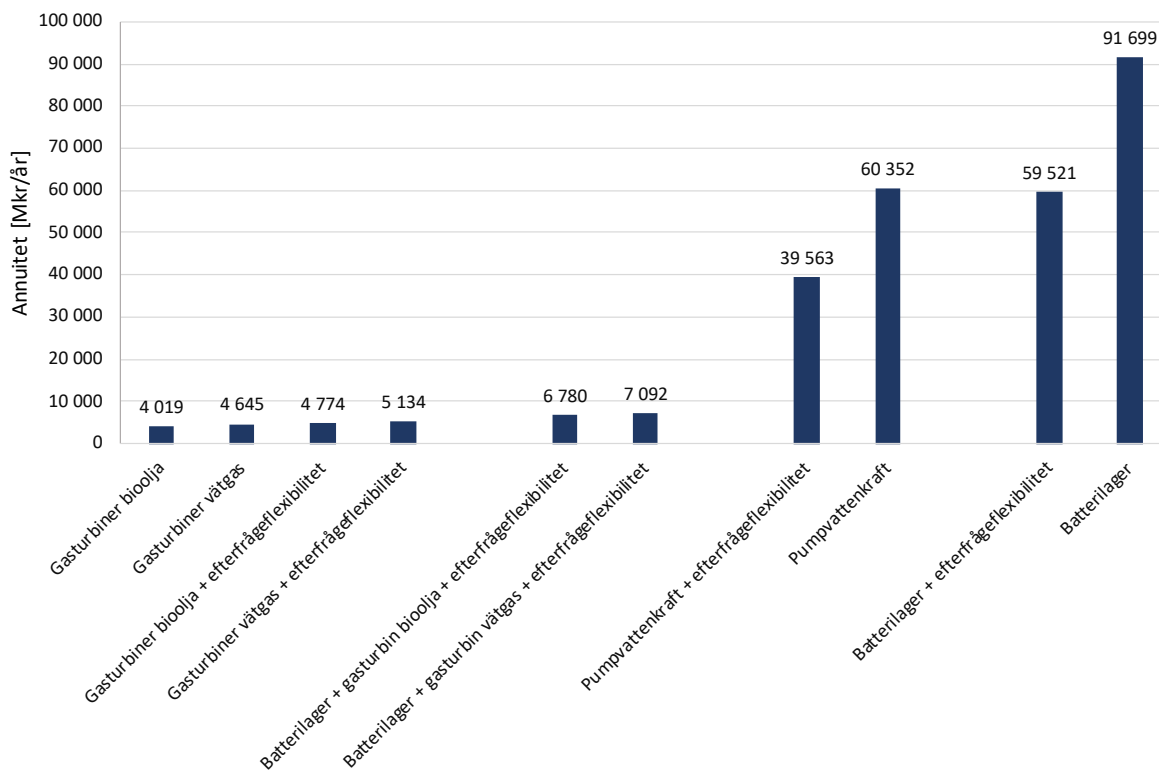


Figur 38: Jämförelse av installerad effekt [GW] som krävs för de olika balansalternativen för scenario 2. I diagrammet presenteras intervallet mellan max och min installerad effekt. Installerad effekt om totalt 4 GW från efterfrågeflexibilitet är exkluderad i diagrammet.

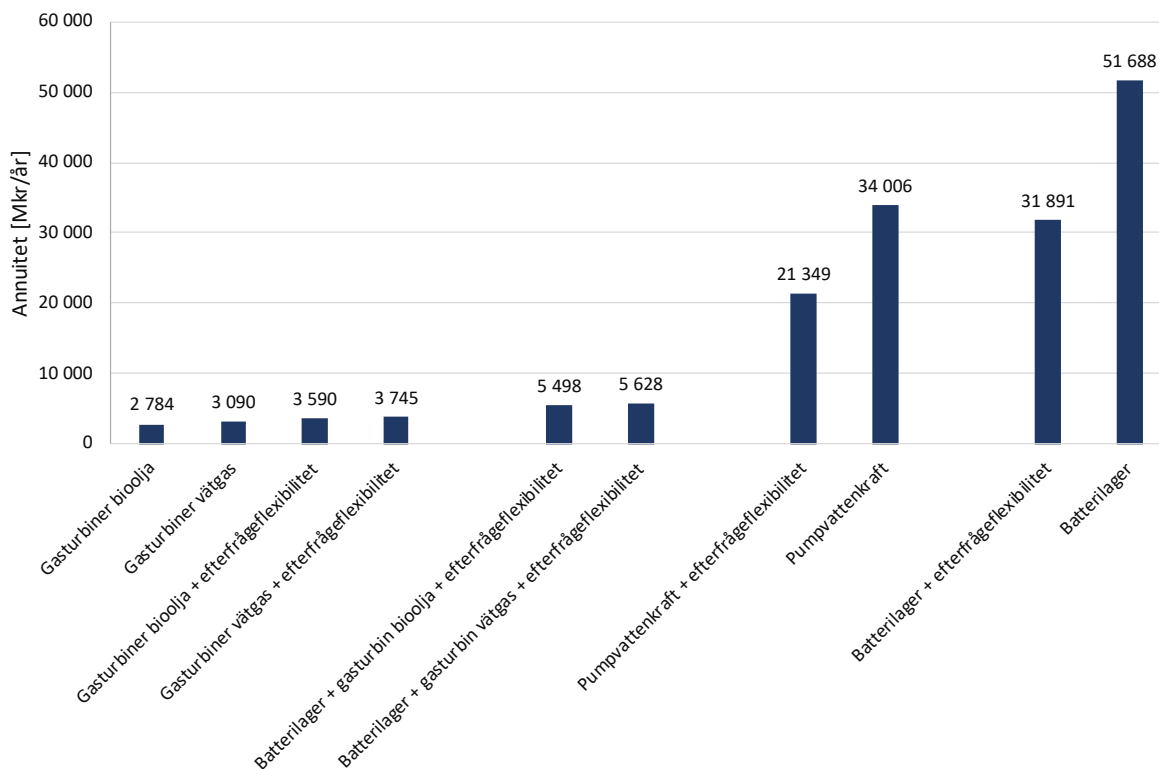
8.7 Systemkostnader

Annuitetsmetoden har använts för att beräkna kostnaderna för de olika kombinationerna av balansalternativ. I tabell 39 och 40 jämförs systemens genomsnittliga kostnader för respektive scenario.

Från diagrammen ses att en balansering med enbart gasturbiner är det alternativ med lägst kostnader. Att balansera med enbart batterilager är det alternativ med högst kostnader, detta beror främst på att mycket installerad effekt krävs. Att kombinera batterilager eller pumpvattenkraft med efterfrågeflexibilitet sänker genomsnittliga kostnader främst därför att den installerade effekten sänks. Överlag sänks kostnaden för batterilagersystem och pumpvattenkraft mellan 35-40 % beroende på scenario, när dessa kombineras med efterfrågeflexibilitet. När gasturbiner kombineras med efterfrågeflexibilitet höjs den genomsnittliga kostnaden vilket framför allt beror på att efterfrågeflexibiliteten inte reducerar höga effekter. En fortsatt hög installerad effekt krävs samtidigt som systemet har tillsatts ytterligare kostnader för efterfrågeflexibilitet.



Figur 39: Kostnadsjämförelse mellan olika kombinationer för scenario 1. Alla kostnader är totala årliga genomsnittliga kostnader i Mkr/år för att balansera systemet.



Figur 40: Kostnadsjämförelse mellan olika kombinationer för scenario 2. Alla kostnader är totala årliga genomsnittliga kostnader i Mkr/år för att balansera systemet.

9 Analys av vindkraft som kostnadsbärare samt utökad uthållighet från HYBRIT

Följande avsnitt innehåller två undersökta analyser. I första analysen undersöks vindkraft som kostnadsbärare för balanseringen av elsystemet. Den andra analysen undersöker om en elektrifiering av industrin kan bidra med ökad teknisk potential och uthållighet från efterfrågeflexibilitet. I analysen används projektet HYBRIT som ett exempel.

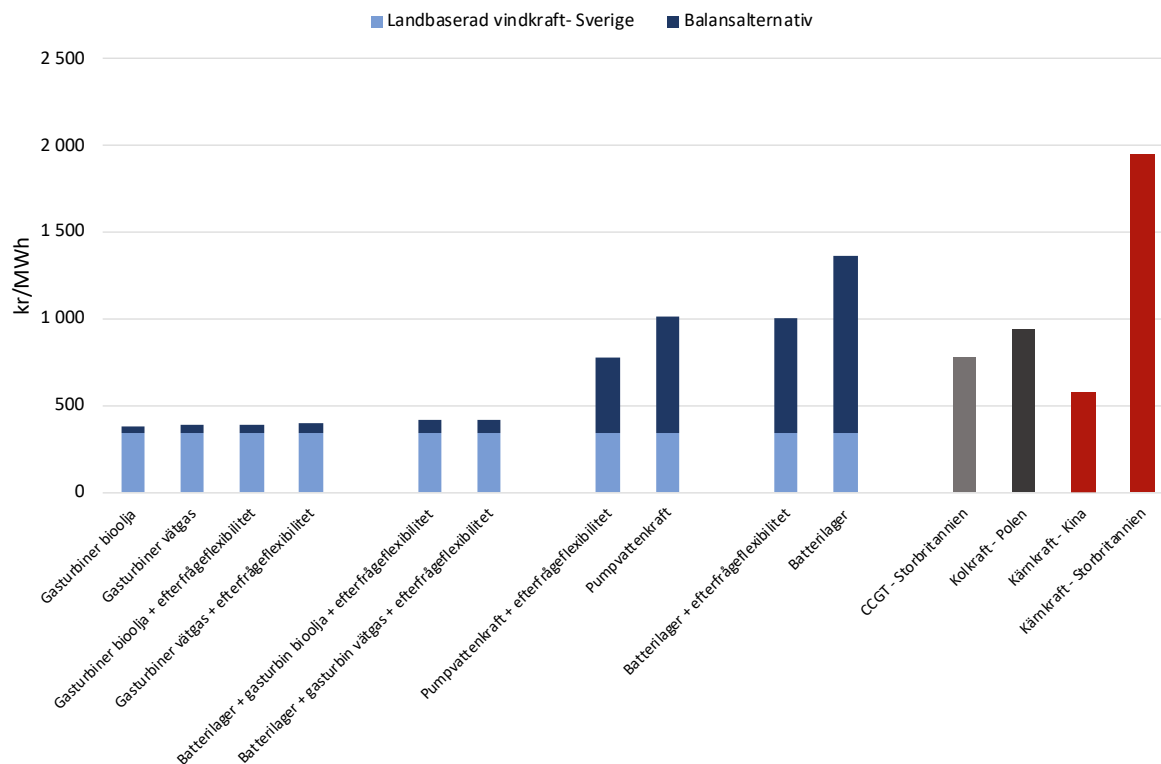
9.1 Vindkraft som kostnadsbärare

Det är till största del vindkraft som ger upphov till att extra balanskraft måste tillsättas elsystemet. Om kostnaden för balansering helt belastas vindkraftproducenter som en fiktiv balanseringsavgift hade vindkraftens elproduktionspris ökat. En jämförelse har gjorts mot basproduktionsanläggningar såsom kärnkraft, CCGT (combined cycle gas turbine) samt kolkraft. Balanseringsavgiften har tagits fram genom att dividera systemkostnader med total årlig energiproduktion från vind för respektive scenario (se appendix, avsnitt 11.3 för genomsnittliga kostnader). Därefter har denna avgift adderats till LCOE för landbaserad svensk vindkraft.

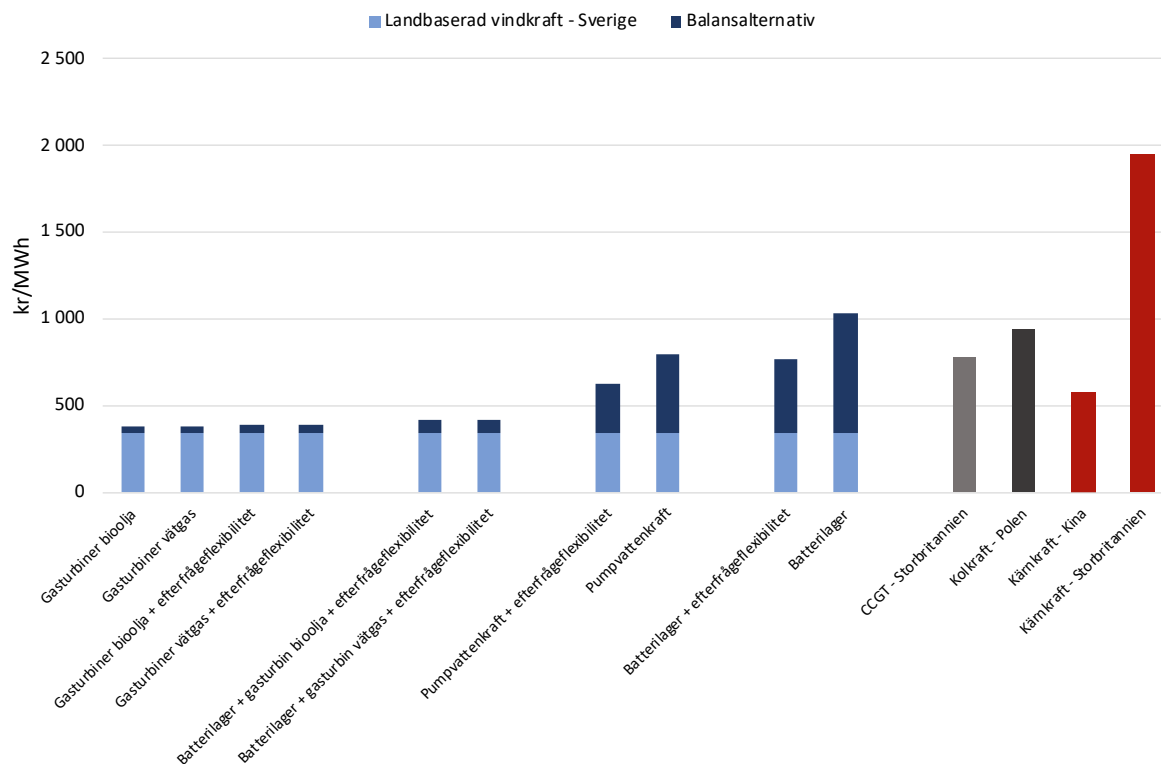
Enligt Bloomberg NEF (2019) är i dagsläget LCOE för landbaserad vindkraft i Sverige 340 kr per producerad MWh medan LCOE för kärnkraft, kolkraft och CCGT är desto högre. Då LCOE för dessa tre produktionsalternativ inte fanns tillgängliga för svenska förhållanden har kostnader baserade på andra länders förhållanden valts ut. LCOE för kärnkraft varierar, där LCOE för kinesisk kärnkraft är 580 kr/MWh medan kärnkraft i Storbritannien producerar för 1 950 kr/MWh. Kinesiska kärnkraft är framförallt billigare pga. andra säkerhetsstandarder jämfört mot de svenska standarderna och är förmodligen inte tillämpningsbar för svenska förhållanden. LCOE för kolkraft i Polen är uppskattad till 940 kr/MWh och CCGT i Storbritannien till 780 kr/MWh (Bloomberg NEF, 2019). Alla LCOE presenterade ovan är s.k LCOE low¹⁸ och kostnaderna är baserade på nominella priser för år 2019.

I figur 41 och figur 42 återfinns en kostnadsjämförelse mellan kärnkraft, CCGT, kolkraft samt landbaserad vindkraft belastad med den genomsnittliga balanseringsavgiften. Figurerna visar att traditionsenlig baskraft överlag är dyrare jämfört mot vindkraft belastad med en balanseringsavgift. Resultaten pekar på att vindkraften är konkurrenskraftig för att uppnå ett 100 & förnybart elsystem, även om den belastas med en avgift för balansering.

¹⁸LCOE brukar presenteras i intervallet low och high där skillnaden är vilken kapacitetsfaktor som har använts vid beräkning.



Figur 41: Kostnadsjämförelse för scenario 1 i kr/MWh mellan svensk landbaserad vindkraft belastad med en fiktiv balanseringsavgift och tre utvalda baskraftverk. LCOE för landbaserad vind, kärnkraft, kolkraft och CCGT är hämtade från (Bloomberg NEF, 2019).



Figur 42: Kostnadsjämförelse för scenario 2 i kr/MWh mellan svensk landbaserad vindkraft belastad med en fiktiv balanseringsavgift och tre utvalda baskraftverk. LCOE för landbaserad vind, kärnkraft, kolkraft och CCGT är hämtade från (Bloomberg NEF, 2019).

9.2 En mer uthållig industri med hjälp av HYBRIT

I rapporten har en ökad årlig elanvändning på 15 TWh från stålindustrin antagits i samband med att HYBRIT har skett. Den tekniska potentialen för efterfrågeflexibilitet från industrisektorn har för simuleringarna varit i paritet med dagens nivåer och är den potential som används vid reglering presenterad i avsnitt 9. År 2040 må det vara rimligt att anta att den tekniska potentialen från industrin kan vara högre pga. den elektrifiering som antas ske. Detta resulterar i högre elförbrukning men också fler processer som skulle kunna bidra med efterfrågeflexibilitet. I följande avsnitt har den tekniska potentialen för efterfrågeflexibilitet från HYBRIT undersökts och om detta hade kunnat öka både uthålligheten och tillgänglig effekt från industrin.

Sverige producerar årligen cirka 4,5 Mt stål. I dagens ståltillverkning används koks som reduktionsmedel för att reducera järnmalmen till järn, med höga koldioxidutsläpp som följd. För att svensk stålindustri i framtiden ska kunna producera fossilfritt stål kommer tillverkning genom direktreduktion med vätgas ske vilket innebär att vätgas används som reduktionsmedel för att producera direktreducerat järn. Vätgasen som används produceras genom elektrolys där vatten spjälkas till vätgas och syrgas (Åhman et al., 2018). Elektrolysen antas drivas av förnybar och fossilfri el. Om inga vätgasförluster sker samt om kontinuerlig drift antas behövs cirka 25-51 kg vätgas per ton producerat stål (beroende på mängden skrot som tillsätts processen) (Åhman et al., 2018).

Elektrolysörerna samt ljusbågsugnen är de två största elförbrukarna i processen där den

totala elanvändningen uppskattas till cirka 3,5 MWh per ton producerat flytande stål (Åhman et al., 2018) och där elektrolysörer förväntas utgöra två tredjedelar av förbrukad energi (Vogl et al., 2018).

Direktreduktion med hjälp av vätgas kan bidra med flexibilitet. Moderna elektrolysörer kan upp- eller nedreglera sin produktion inom tidsintervallet sekunder till minuter (IRENA, 2019). Detta gör det möjligt för elektrolysörer att reagera efter variationer i elpris eller förändringar av eltilförsel och på så sätt producera mer eller mindre vätgas än det som behövs i tillverkningsprocessen (Åhman et al., 2018). Om även en viss överdimensionering av elektrolysörer görs kan vätgas lagras parallellt med tillverkningen. Vätgaslagret kan därmed fungera som buffert vid situationer med effektbrist eller höga elpriser vilket innebär att ståltillverkningen även kan ske vid dessa tidpunkter (Vogl et al., 2018). I framtiden finns det därför potential för stålindustrin att bidra med systemtjänster till elsystemet.

Vid uppskattningen av den tekniska potentialen från HYBRIT har författarna till den här rapporten utgått från ett räkneexempel presenterat i rapporten *Assessment of hydrogen direct reduction for fossil-free steelmaking*. Åhman et al. (2018) presenterar i rapporten ett räkneexempel över ett stålverk med en produktionskapacitet om 1,5 Mt stål per år. För kontinuerlig drift krävs 411 MW samt 129 MW installerad kapacitet från elektrolysörer respektive ljusbågsugnen vilket resulterar i en årlig elförbrukning om 5,2 TWh. För att kunna producera och lagra vätgas vid låga elpriser har en överdimensionering av elektrolysören med 30 % antagits vilket innebär ytterligare kapacitet om 123 MW. Detta motsvarar lagringsmöjligheter om cirka 8,8 ton vätgas per timme ($107\,000\text{Nm}^3/\text{h}$) (Åhman et al., 2018). Totalt är den installerade kapaciteten från elektrolysör inklusive överdimensionering 534 MW.

Om framtida stålproduktion antas vara i nivå med dagens nivåer behövs tre av ovanstående nämnda stålverk för att täcka Sveriges nuvarande stålproduktion om 4,5 Mt/år. Vid uppskattning av en framtida potential från HYBRIT har ovanstående räkneexempel därför multiplicerats med tre. För att förenkla har författarna valt att bortse från eventuell extra elförbrukning som uppkommer i samband med en överdimensionering av elektrolysören. Elförbrukningen för tre stålverk är därmed satt till att vara 15,7 TWh/år. Om elektrolysörer inklusive överdimensionering stängs av vid bristsituationer kan en lastreduktion om max 1,6 GW antas.

Enligt Wijk et al. (2018) är det mest lovande lagringsalternativet för HYBRIT, lagring av vätgas i inklädda bergrum (Lined Rock Cavern-LRC). Johansson et al. (2018) har i sin rapport undersökt lagring av vätgas i inklädda bergrum och HYBRIT:s möjligheter till att nyttja denna typ av lagringsteknik. I södra Sverige finns en storskalig demonstrationsanläggning, kallad Skallen, som nyttjar denna teknik för lagring av naturgas. Skallen har en geometrisk volym på $40\,000\text{ m}^3$ och vid ett tryckintervallet 20-200 bar kan anläggningen lagra upp till 10 MNm^3 gas. Enligt Johansson et al. (2018) bör en anläggning i samma storleksnivåer som Skallen räcka för att förse ett fullskaligt stålverk med vätgas under cirka 50 timmar. Även Wijk et al. (2018) har undersökt Skallen och konstaterar att om ett fullskaligt stålverk med en årlig stålproduktion om 2 Mton direktreducerat järn haft ett vätgaslager i samma storlek som Skallen hade detta lager täckt två dygns vätgasförbrukning.

9.2.1 Simulering av HYBRIT

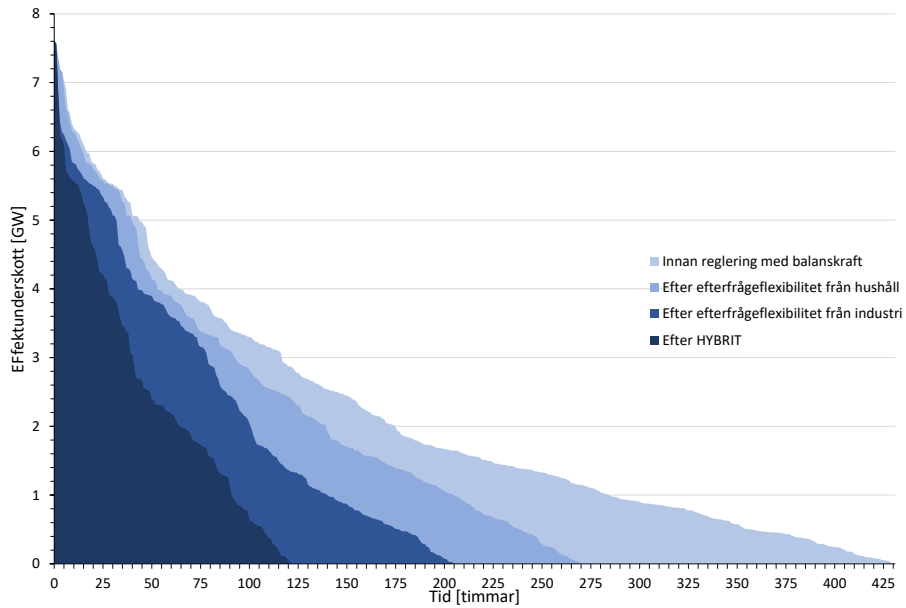
För att undersöka HYBRIT:s potential att bidra med efterfrågeflexibilitet i elsystemet år 2040 utfördes en modellering. Vid modellering antogs HYBRIT kunna bidra med effektreduktion om maximalt 1,6 GW.

Fastän uthålligheten hos HYBRIT uppskattades till omkring två dygns vätgasförbrukning, så har denna antagits vara 50 % lägre vid modellering. Förutom lagrets funktion att kunna bidra med efterfrågeflexibilitet, så skall det även fungera som back-up för produktionsanläggningen om eventuella driftstörningar av elektrolysörerna uppstår. Vid tidigare modellering av efterfrågeflexibilitet från hushåll och industri, så har resurserna utnyttjats på så vis att vid alla timmar med effektunderskott, försöka effektreducera. I figur 36 presenterades effektunderskott för scenario 1 efter det att efterfrågerespons från industri och hushåll hade aktiverats. Som en första åtgärd valdes HYBRIT att modelleras efter att efterfrågeflexibilitet från hushåll och industri hade använts (se figur 43). Därefter valdes en annan strategi vid modellering. Här användes HYBRIT vid alla timmar med effektunderskott men efterfrågeflexibilitet från hushåll och industri utnyttjades inte. Denna strategi benämndes som strategi 1 och återfinns i figur 44. Även om efterfrågerespons från hushåll och industri reducerar en stor mängd energi så kvarstår effekttoppen sedan innan reglering. Denna effekttopp ger upphov till en hög kostnad och därför valde författarna att undersöka en annorlunda strategi för hur efterfrågerespons kan utnyttjas optimalt.

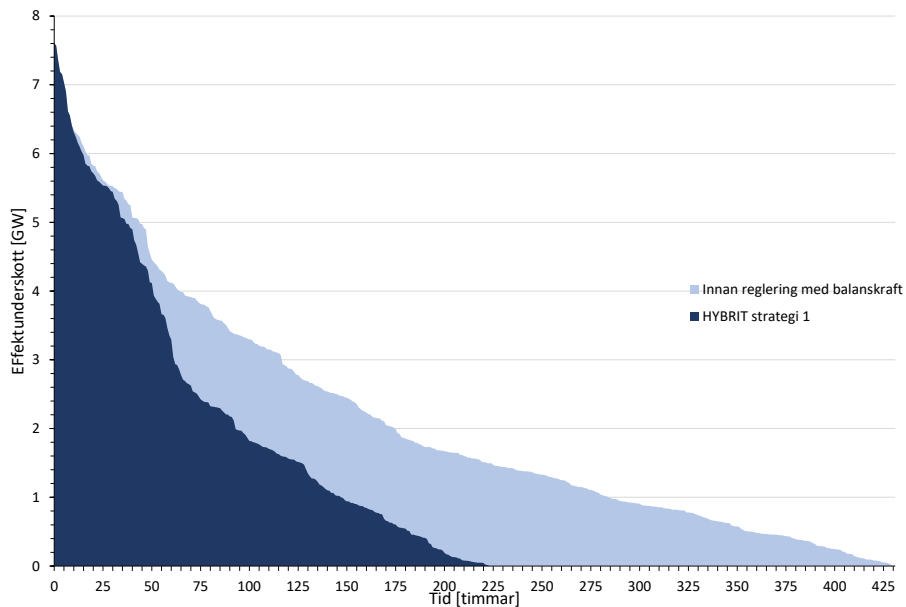
Denna annorlunda strategi för hur HYBRIT skulle kunna utnyttjas har författarna benämnt strategi 2 och dess huvudsyfte är att reducera systemets effekttoppar. För simuleringarna har detta åstadkommit genom att begränsa aktiveringen av efterfrågerespons från HYBRIT. För strategi 2 har endast efterfrågerespons från HYBRIT aktiverats då elsystemets effektunderskott överstigit ett satt gränsvärde. Gränsvärdet sattes i simuleringarna till 75 % av systemets toppeffekt.

I figur 43-45 återfinns varaktighetsdiagram för den dataserie där högst effekttopp uppstår för scenario 1. I figurerna visas hur HYBRIT:s olika strategier påverkar effekttoppen. Figur 43 visar att effekttoppen inte minskar när HYBRIT kombineras med efterfrågeflexibilitet från hushåll och industri. Däremot minskar HYBRIT antalet timmar med effektbrist och mindre energi behöver täckas upp av gasturbiner. När efterfrågeflexibilitet från hushåll och industri exkluderas och HYBRIT körs enskilt enligt strategi 1 fås samma resultat för effekttoppen som ovan (se figur 44). Minskning av effekttoppen sker först när HYBRIT används enligt strategi 2. I figur 45 visas att när HYBRIT unyttjas enligt denna strategi sker ingen reduktion av energibrist, däremot minskar högsta effekttoppen med cirka 1,6 GW.

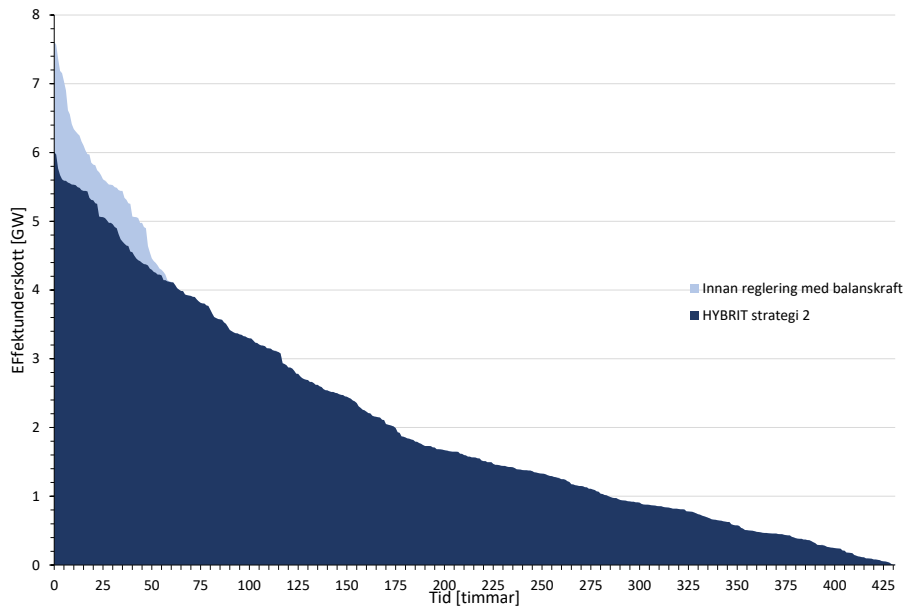
Av simuleringarna kan en huvudsaklig slutsats dras. En mer uthållig industri kan ha en positiv ekonomisk effekt på ett framtida svenskt elsystem. Både strategi 1 och 2 ger genomsnittliga kostnader som är lägre än kostnaden för att enbart balansera systemet med gasturbiner (se figur 46). Den lägsta systemkostnaden erhålls när en uthållig industri riktar in sig på att minska höga effekter och detta alternativ reducerar totala systemkostnaden med mellan 15-20 %.



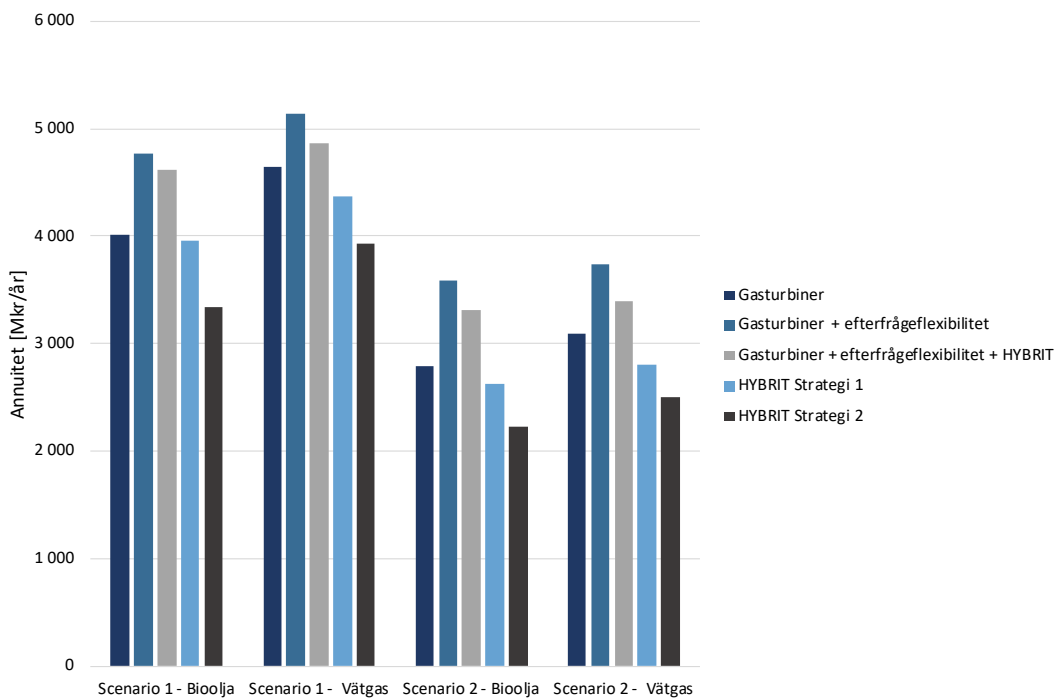
Figur 43: Varaktighetsdiagram för dataserie A i vilken högst effekttopp uppstod i scenario 1. I diagrammet återfinns effekt- och energibidrag före reglering respektive efter reglering med efterfrågeflexibilitet från hushåll och industri samt HYBRIT.



Figur 44: Varaktighetsdiagram för dataserie A i vilken högst effekttopp uppstod för scenario 1. I diagrammet återfinns effekt- och energibidrag före reglering respektive efter reglering med HYBRIT strategi 1.



Figur 45: Varaktighetsdiagram för dataserie A i vilken högst effekttopp uppstod för scenario 1. I diagrammet återfinns effekt- och energibidrag före reglering respektive efter reglering med HYBRIT strategi 2.



Figur 46: Genomsnittskostnader för olika kombinationer med HYBRIT jämfört tidigare presenterade system med gasturbiner.

10 Metoddiskussion

Rapportens centralpunkt har varit modellen av elsystemet och de simuleringar som utfördes. I detta avsnitt diskuteras den metod som användes och vilka osäkerheter den inbringade.

10.1 Förenkling av elsystemet

För modellen antogs inga interna förluster ske inom Sveriges gränser och inga kapacitetsbegränsningar inkluderades mellan landets olika elprisområden. Valet motiverades med rapportens förhållandevis långa tidshorisont och att Svenska kraftnät idag arbetar för fullt med att stärka det svenska transmissionsnätet¹⁹. Om emellertid inte denna upprustning skulle räcka till för att tillgodose en trygg elförsörjning, eller att problem i driftsituationer uppstår, så kan elsystemet stå inför stora svårigheter. Då även en stor del av den nuvarande och framtida utbyggnaden av landbaserad vindkraft kommer ske i de norra delarna av Sverige, så kan effekten av vindkraftens intermittens verka nästintill synergistiskt med en begränsad överföringskapacitet, till att perioder med stort effektunderskott uppstår.

10.1.1 Skalning av historiska värden

I modellen så har historiska produktions- och användningsprofiler skalats för att stämma överens med de scenarier som undersökts. För vindkraftens bidrag till elsystemet innebär denna metod två begränsningar. År 2040 kommer majoriteten av de vindkraftverk som finns uppställda idag att vara avställda eller i slutskedet av sin tekniska livslängd. Med en fortsatt teknikutveckling och en ökad geografisk spridning till följd av fler vindkraftverk, så kommer kapacitetsfaktorn för vindkraft att öka.

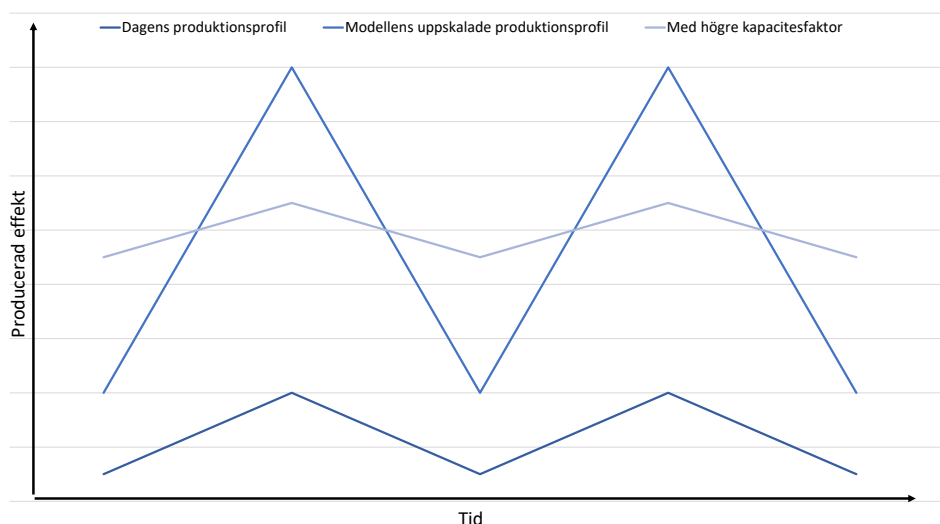
Denna ökade kapacitetsfaktor för vindkraft har dock inte inkorporerats i modellen. I figur 47 så återfinns en schematisk bild över hur skalning av produktionsprofiler gått till och hur en ökad kapacitetsfaktor hade påverkat resultatet. I diagrammet så har linjen *modellens uppskalade produktionsprofil* skalats linjärt utifrån linjen *dagens produktionsprofil*. Detta leder till höga maxeffekter och också relativt låga minimeffekter. Med en högre kapacitetsfaktor skulle istället produktionsprofilen kunna se ut som linjen *med högre kapacitetsfaktor*. Ytan under de två översta produktionsprofilerna är lika stora, vilket betyder att lika stor mängd energi har producerats. Med en högre kapacitetsfaktor produceras dock samma mängd energi jämnare över tid.

I slutändan så hade en inkorporering av en högre kapacitetsfaktor betytt att vindkraft hade producerats jämnare och att behovet av balansalternativ hade reducerats.

10.2 Efterfrågefleksibilitetens osäkerhet

En av rapportens mest osäkra delar är uppskattningen av den tekniska potentialen och utgången för efterfrågefleksibilitet från hushåll och industri. Stora meningsskiljaktigheter

¹⁹På <https://www.svk.se/natutveckling/transmissionsnatsprojekt/> kan man läsa om de transmissionsnatsprojekt som idag är pågående.



Figur 47: Schematisk bild över produktionsprofiler för variabel elproduktion vid linjär skalning och med högre kapacitetsfaktor.

återfinns inom litteraturen och dessa innehåller i sig ofta stora förenklingar. Varför det är en svåruppskattlig resurs beror framförallt av två anledningar. För det första brukas idag inte dessa resurser på samma sätt som antagits i simuleringarna. Den centralstyrning av elvärmepumpar som har uppskattats för efterfrågefleksibilitet från hushåll är baserad på antalet lämpliga hushåll i Sverige, samt en kundundersökning av kompensation vid olika komfortsänkningar. Huruvida tillgängliga hushålls vilja att kompenseras för komfortsänkningar i framtiden, i vilken utsträckning och till vilken kompensation, är inte vedertaget. Detta är värt att ha i beaktning och simulerade resultat kan vara både underskattade och överskattade för denna resurs.

Efterfrågefleksibilitet från industrin simulerades inte helt enligt hur resursen brukas i dagens elsystem. Från litteraturen rådde exempelvis osäkerheter gällande vilka maximala effektuttag som industrin i dagsläget har (Badano et al., 2016) samt att den tekniska potentialen på 2 000 MW eventuellt inte återspeglar en framtida potential, om viss elektrifiering av industrisektorn görs.

11 Diskussion & Slutsatser

Tidigare i avsnitt 8 och 9 har resultat och två specifika analyser presenterats. I detta avsnitt ämnar författarna att diskutera rapportens resultat från ett mer generellt perspektiv. Slutligen presenteras även rapportens slutsatser samt vilka framtida studier som har identifierats under arbetsprocessens gång.

Rapportens resultat indikerar att det mest problematiska i framtiden är effektbristen och inte energibristen. Ur ett energiperspektiv behövs som mest 0,5 % av årlig energi ersättas. Att använda efterfrågefleksibilitet för att täcka energibrist anser författarna vara fördelaktigt för att uppnå mål om effektiv energianvändning. Av avsnitt 9.2 såg vi att om efterfrågefleksibilitet hade kunnat rikta in sig på höga effekttoppar, så hade systemkostnader sänkts genom att lägre installerad effekt från gasturbiner krävdes. Vid detta utnyttjande av resursen reducerades dock enbart en liten mängd energi. Det finns potential för att erhålla ett system med både effektiv energianvändning och låga systemkostnader genom att nyttja efterfrågefleksibilitet som riktar in sig på att reducera höga effekttoppar samt energi.

Från resultat uppstod som maximalt 260-430 timmar med effektbrist under ett år och som minst uppstod 203 och 99 timmar med effektbrist för scenario 1 respektive scenario 2. Antalet timmar med effektbrist är på årsbasis liten. Det är inte timmarna i sig som är problematiska utan hur dessa timmar fördelas.

Överlag var avbrottslängder snarlika för båda scenarier, där majoriteten av avbrotten var mellan 1-20 timmar långa. I scenario 1 uppstod cirka fyra avbrott om mellan 40-65 timmar som däremot inte uppkom i scenario 2. Avbrottslängder indikerade att balansalternativens uthållighet förmodligen kommer att vara en viktig faktor vid balansering av systemet.

11.1 Effekten av mer variabel elproduktion och kärnkraftens framtida roll

Den initiala anledningen till att två scenarier bildades var att undersöka behovet av balanskraft i ett framtida elsystem med mer eller mindre variabel elproduktion. Resultaten från simuleringarna var förhållandevis väntade. Eftersom kärnkraft fungerar som baskraft i det svenska elsystemet, så resulterade det i att avbrottslängder, mängd installerad effekt och systemkostnader blev lägre. Det är i sig inte oväntat att de högsta effekttoppar som uppkom i scenario 2 var något lägre än i scenario 1. När dessa 15 TWh kärnkraft ersätts med vindkraft försvinner installerad effekt från en planerbar resurs. Detta bör rimligtvis resultera i att högre effekttoppar uppstår de timmar vindkraft inte kan tillgodose behovet i ett 100 % förnybart system kontra ett system med viss kärnkraft.

De 15 TWh kärnkraft som inkluderades i scenario 2 antogs produceras av kärnreaktorer som idag är i bruk. År 2040 lär dessa närma sig sin tekniska livslängd och reinvesteringar i ny kärnkraft kommer krävas. Från figur 41 och figur 42 sågs produktionskostnaden för energi från vindkraft adderat med dess balanseringskostnad vida understiga den för kärnkraft. Resultaten kan därmed tolkas som att en investering i ny kärnkraft inte är ekonomiskt försvarbar, utan att ett system med ny vindkraft och en kostnad för balansåtgärder är att föredra.

11.1.1 Uthållighet - en viktig aspekt

Att ta hänsyn till uthålligheten har i rapporten varit en viktig aspekt, främst därför att uthålligheten är en begränsande faktor för många av de undersökta balansalternativen. En låg uthållighet från batterilagersystem samt pumpvattenkraft resulterar i att hög installerad effekt krävs vid balansering med hjälp av dessa två resurser. För respektive scenario blir det längsta avbrottet en dimensionerande faktor för mängden installerad effekt som krävs.

I figur 35 illustrerades uthållighetens påverkan när efterfrågeflexibilitet från industri och hushåll tillsattes systemet. En högre uthållighet från dessa två resurser hade varit fördelaktigt då fler effekttoppar reducerats och lägre installerad effekt från framförallt gasturbiner hade krävts vilket hade resulterat i lägre systemkostnader.

11.2 Undersökta system

Att enbart balansera systemet med ett alternativ är förmodligen inte realistiskt men har i rapporten undersökts för att belysa hur kostnaderna för respektive resurs förhåller sig till varandra. Även fast att systemet med enbart gasturbiner var det mest kostnadseffektiva, så finns en viss poäng att kombinera olika balansalternativ då dessa uppfyller olika syften.

Ett system som undersöktes var kombinationen av efterfrågeflexibilitet, batterilager och gasturbiner. Även fast att denna kombination inte resulterade i det system med lägst kostnader anser författarna att det finns fördelar med denna kombination. Kombinerar gasturbiner med batterier kan vid uppstart den nominella effekten uppnås på ett fåtal millisekunder (Genrup & Thern, 2019). Bortses det timvisa resonemanget som rapporten främst belyser, är detta framförallt intressant om även hänsyn ska tas till frekvensreglering.

Att idag tänka sig 2 GW batterilager i det svenska elsystemet kan låta nästintill svindlande. Som nämnt tidigare i avsnitt 6, så är världens idag största anläggning 100 MW stor, vilket motsvarar en tjugondel. Med framtidens nya behov av balanskraft tillsammans med en redan nu snabb utveckling av batteriteknik, tror emellertid författarna att dessa storleksordningar kan vara realiserbara.

Som nämnt tidigare så är efterfrågeflexibilitet fördelaktigt ur ett resursperspektiv. Av avsnitt 9.2 så ser vi även att en uthållig och storskalig efterfrågerespons kan sänka kostnader för balansering. Gasturbiner har höga rörliga kostnader och det finns en stor potential för efterfrågeflexibilitet att reducera denna utgiftspost.

11.3 Slutsatser och tankar för framtida studier

Syftet med rapporten var att undersöka behovet av balanskraft i Sveriges elsystem år 2040. Målet med rapporten var att ta reda på möjligheter och begränsningar samt systemkostnader för att i framtiden upprätthålla effektbalansen. Detta gjordes genom att undersöka fem olika balansalternativ. Rapporten huvudsakliga slutsatser är:

- Det är möjligt att i framtiden ha ett 100 % förnybart elsystem som domineras av vindkraft men det medför en viss problematik gällande effektbalansen.

- Ett framtida svenskt elsystem med en hög andel variabel elproduktion kommer kräva ytterligare tillsatt balanskraft och det är framförallt en fråga om tillgänglig effekt, snarare än om saknade energivolymer.
- Det finns tekniska och ekonomiska lösningar, där uthålligheten kommer att vara en viktig aspekt.
- Gasturbiner är ett nödvändigt, och i sammanhanget billigt, alternativ för att uppnå effektbalans. En storskalig och uthållig industrirespons tycks vara den enda möjligheten till att reducera kostnader ytterligare.
- Kostnaden för de obalanser som vindkraften orsakar är inte tillräckligt höga för att motivera investeringar i ny kärnkraft.

För framtida studier anser författarna det vara intressant att undersöka hur en inkludering av potentiella kapacitetsbegränsningar på det svenska kraftnätet påverkar behovet av balanskraft. Vidare hade även ytterligare undersökningar av alternativ för att leverera balanskraft varit av intresse. Exempelvis tror författarna att det finns en möjlig potential för elbilsägare att leverera efterfrågerespons genom s.k. *vehicle-to-grid*.

Slutligen så hade det från ett marknadsperspektiv även varit intressant att undersöka hur en balansering av elsystemet kan ske rent strukturellt. Med dagens energy-only-marknad hade troligtvis Svenska kraftnät varit ansvarig att vidta de åtgärder för effektbalans som krävs. På en mer kapacitetsbaserad marknad hade potentiellt vindkraften själv fått bära kostnaden för den obalans den orsakar. Av avsnitt 9.1 sågs emellertid denna potentiella balanseringsavgift vara liten jämfört med vindkraftens LCOE-värde.

Referenser

- ABC News (2019), *South Australia's giant Tesla battery output and storage set to increase by 50 per cent*, abc.net.au. [Hämtad: 2020-02-25]. Tillgänglig: <https://www.abc.net.au/news/2019-11-19/sa-big-battery-set-to-get-even-bigger/11716784>
- Abu-Lebdeh, Y. & Davidson, I., eds (2013), *Nanotechnology for Lithium-Ion Batteries*, Nanostructure Science and Technology, 1 edn, Springer US, New York. DOI:10.1007/978-1-4614-4605-7.
- Agency, I. E. (2019), 'Outlook for electricity', in *World Energy Outlook 2019, OECD*.
- Alpman, M. (2019), *Hela världen lockas av Finspångs gasturbiner*. Tillgänglig: <https://www.energigas.se/publikationer/tidningen-energigas/hela-vaerlden-lockas-av-finspaangs-gasturbiner/>
- Alterbeck, J. (2014), *Förbrukningsreduktion: Ett alternativ till gasturbiner som snabb aktiv störningsreserv?*, Examensarbete ISSN: 1650-8319, UPTec STS14005, Teknisk- naturvetenskaplig fakultet UTH-enheten, Uppsala universitet, Box 536 751 21 Uppsala.
- Badano, A., Gåverud, H. & Zetterberg, P. (2016), *Elkundens möjlighet till flexibel elanvändning*, En underlagsrapport till ei, Sweco.
- Bangay, C. (2019), *Evaluating the Impact of Altered Electricity Systems*, Examensarbete ISRN LUTFD2/TFEM—19/5147-SE + (1-92), Institutionen för teknik och samhälle, avd. för miljö- och energisystem, Lund Tekniska Högskola, Box 118, 221 00 Lund.
- Blomqvist, P. & Löfblad, E. (2018), *Effekthöjning i vattenkraften – röster om drivkrafter och hinder*, Northern European Perspective Project.
- Bloomberg New Energy Finance (2018), *Energy Storage is a \$620 Billion Investment Opportunity to 2040*, about.bnef.com. [Hämtad: 2020-02-13]. Tillgänglig: <https://about.bnef.com/blog/energy-storage-620-billion-investment-opportunity-2040/>
- Bloomberg NEF (2019), *1H 2019 LCOE: Data Viewer*. Datablad.
- Bloomberg New Energy Finance (2019), *New Energy Outlook 2019*, enelgreenpower.com. [Hämtad: 2019-11-11]. Tillgänglig: <https://www.enelgreenpower.com/media/news/d/2019/07/bloomberg-new-energy-outlook-2019>
- Bondesson, T. & Brännlund, R. (2016), *Framtiden elmarknad - En delrapport*. Kungl. Ingenjörskademin (IVA), Stockholm, Sverige.
- Broberg, T., Brännlund, R., Kazukauskas, A., Persson, L. & Vesterberg, M. (2014), *En elmarknad i förändring*, Rapport, Centrum för Miljö- och Naturresursekonomi, Handelshögskolan, Umeå Universitet. På uppdrag av Ei.
- Bruce, J., Dyab, L., Gustavsson, M., Görling, M. & Klasman, B. (2019), *Gas för effektflexibilitet i kraftproduktion*, Rapport 2019:616, Energiforsk. och forskningsprogrammet Nordeuropeiska energiperspektiv (NEPP).
- Bruce, J., Klasman, B. & Obel, F. (2018a), *Stora effektfrågan - Resultaten från Apollokörningar*, Northern European Perspective Project.
- Chengel, Y. A. & Boles, M. A., eds (2004), *Thermodynamics An Engineering Approach*, 5 edn, McGraw-Hill Science, New York. ASIN: B003I01E40.
- Cole, W. & Frazier, A. W. (2019), *Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage*, NREL/TP-6A20-73222, National Renewable Energy Laboratory, 15013 Denver West Parkway, Golden, CO 80401.
- Danish Energy Agency & Energinet (2020a), *Technology Data – Energy storage*, Danish Energy Agency och Energinet.
- Danish Energy Agency & Energinet (2020b), *Technology Data – Generation of Electricity and District heating*, Danish Energy Agency och Energinet.
- Ei (2016a), *Marknadsförutsättningar för elektriska batterilager - principiella utgångspunkter och möjligheter*, Pm, Ei.
- Ei (2016b), *Åtgärder för ökad efterfrågefleksibilitet i det svenska elsystemet*, Rapport Ei R2016:15, Eskilstuna, Sverige.
- Ei (2016c), *Ökad andel variabel elproduktion: Effekter på priser och producenters investeringsincentivament*, Rapport Ei R2016:14, Eskilstuna, Sverige.
- Ei (2017), *Elmarknader och elhandel*, ei.se. [Hämtad: 2020-02-18]. Tillgänglig: <https://www.ei.se/sv/ei-s-verksamhet/Elmarknader-och-elhandel/>

- Ei (2019), *Sveriges el- och naturgasmärknad 2018*, Rapport Ei R2019:02, Eskilstuna, Sverige.
- Energiföretagen (2017), *Elmarknaden*.
- Energiföretagen (2019a), *Kraftvärme*. [Hämtad: 2020-02-04]. Tillgänglig: <https://www.energiforetagen.se/sa-fungerar-det/kraftvarme/>
- Energiföretagen (2019b), *Svenskt "elöverskott" på export - Energiföretagen förklarar*, energiforetagen.se. [Hämtad: 2020-02-11]. Tillgänglig: <https://www.energiforetagen.se/pressrum/nyheter/2019/november/svenskt-eloverskott-pa-export--energiforetagen-forklarar/>
- Energigas Sverige (2017), *Vad är biogas?*, energigas.se. [Hämtad: 2020-03-13]. Tillgänglig: <https://www.energigas.se/fakta-om-gas/biogas/vad-aer-biogas/>
- Energikommisionen (2017), *Kraftsamling för framtidens energi*, Rapport (SOU 2017:2), Stockholm: Energikommisionen.
- Energimyndigheten (2013), *Lånsiktsprognos 2012*, ER 2013:03.
- Energimyndigheten (2016), *Förslag till strategi för ökad användning av solel*, Energimyndigheten. Eskilstuna, Sverige.
- Energimyndigheten (2018a), *Vindkraftsstatistik*. [Hämtad: 2020-04-09]. Tillgänglig: <http://www.energimyndigheten.se/statistik/den-officiella-statistiken/statistikprodukter/vindkraftsstatistik/?currentTab=2#mainheading>
- Energimyndigheten (2018b), *Vägen till ett 100 procent förnybart elsystem - Delrapport 1: Framtidens elsystem och Sveriges förutsättningar*. Eskilstuna, Sverige.
- Energimyndigheten (2019a), *100 procent förnybar el: Delrapport 2 - Scenarier, vägval och utmaningar*. Eskilstuna, Sverige.
- Energimyndigheten (2019b), *Energiläget 2019 - En översikt*, Energimyndigheten. Eskilstuna, Sverige.
- Energimyndigheten (2019c), *Scenarier över Sveriges energisystem 2018*.
- Energimyndigheten (2020a), *Elenergi- brist*. [Hämtad: 2020-05-06]. Tillgänglig: <http://www.energimyndigheten.se/trygg-energiforsorjning/el/elenergibrist/>
- Energimyndigheten (2020b), *Energiläget 2020*, Energimyndigheten. Eskilstuna, Sverige.
- Energimyndigheten & SCB (2019), *El-, gas- och fjärrvarmeforsörjningen 2018*. EN 11 SM 1901.
- eSe (2018), *Nordisk balansavräkning - handbok*, 2.3 edn.
- Everoze (2017), *Batteries: Beyond the spin*. [Hämtad: 2020-02-20]. Tillgänglig: http://everoze.com/app/uploads/2019/11/Batteries_Beyond_the_Spin.pdf
- Friberg, D. (2015), *Övervakningsrapport avseende skattebefrielse för vissa biobränslen vid användning som bränsle för uppvärmning år 2014*. PM.
- Genrup, M. & Thern, M. (2019), *Gasturbinteknik: Årsrapport 2019*, Rapport 2019:608, Energiforsk.
- Gür, T. M. (2018), 'Hydrogen - A sustainable energy carrier', *Energy & Environmental Science* **11**, 2696–2767.
- Harby, A. & Cavazzini, G. (2016), *Pumped Hydro Energy Storage*, European Energy Research Alliance (EERA). Faktablad.
- Holmström, C. (2020), *Rekordexport av el och elbrist - samtidigt*. [Hämtad: 2020-02-11]. Tillgänglig: <https://www.ekonomifakta.se/Artiklar/2020/februari/rekordexport-av-el-och-elbrist-samtidigt/>
- Horn, V. (2019), *Nord Pool: Så fungerar elhandeln*, el.se. [Hämtad: 2020-02-20]. Tillgänglig: <https://el.se/nord-pool>
- Hornsedale Power Reserve (2020), *The Hornsdale Power Reserve*. [Hämtad: 2020-02-25]. Tillgänglig: <https://hornsdalepowerreserve.com.au/>
- Hultgren, V. (2019), *Nedlagd gruva på Åland ska bli kraftverk*. [Hämtad: 2020-03-17]. Tillgänglig: <https://www.di.se/nyheter/nedlagd-gruva-pa-aland-ska-bli-kraftverk/>
- HYBRIT (2019), *Hybrit-towards fossil-free steel*, hybriddevelopment.com. [Hämtad: 2019-11-30]. Tillgänglig: <http://www.hybritdevelopment.com/>
- Hydrogen Council (2020), *Path to hydrogen competitiveness A cost perspective*, Hydrogen Council.
- IEA (2019), *The Future of Hydrogen: Seizing today's opportunities*, International Energy Agency.
- International Energy Agency (IEA) & Nordiska Ministerrådet (2016), *Nordic Energy Technology Perspectives 2016*.

- IRENA (2017), *Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- IRENA (2018), *Hydrogen from Renewable Power: Technology Outlook for the Energy Transition*, International Renewable Energy Agency.
- IRENA (2019), *Hydrogen: a renewable energy perspective*, International Renewable Energy Agency.
- IVA (2015), *Elproduktion: Tekniker för produktion av el*. Kungl. Ingenjörssakademien (IVA), Stockholm, Sverige.
- IVA (2016a), *Framtiden elanvändning - En delrapport*. Kungl. Ingenjörssakademien (IVA), Stockholm, Sverige.
- IVA (2016b), *Sveriges framtida elnät*. Kungl. Ingenjörssakademien (IVA), Stockholm, Sverige.
- IVA (2016c), *Sveriges framtida elproduktion - En delrapport*. Kungl. Ingenjörssakademien (IVA), Stockholm, Sverige.
- Johansson, F., Spross, J., Damasceno, D., Johansson, J. & Stille, H. (2018), *Investigation of research needs regarding the storage of hydrogen gas in lined rock caverns*, Technical report TRITA-ABE-RPT-182, KTH Royal Institute of Technology School of Architecture and the Built Environment Department of Civil and Architectural Engineering Division of Soil and Rock Mechanics, Stockholm, Sverige.
- Koronen, C., Åhman, M. & Nilsson, L. J. (2020), 'Data centres in future European energy systems—energy efficiency, integration and policy', *Energy Efficiency* **13**, 129–144. <https://doi.org/10.1007/s12053-019-09833-8>.
- Krönert, F., Bruce, J., Jakobsson, T., Badano, A. & Hellbrink, J. (2017), *100% förnybart*, Rapport till Skellefteå kraft, Sweco.
- Linnarsson, J., Hollmén, S., Fritz, P. & Springfeldt, P. E. (2013), *Förutsättningar och drivkrafter för olika typer av elkunder att justera förbrukningsmönster och minska sin elförbrukning idag och i framtiden*, Northern European Perspective Project.
- Mongird, K., Fotedar, V., Viswanathan, V., Kori-tarov, V., Balducci, P., Hadjerioua, B. & Alam, J. (2019), *Energy Storage Technology and Cost Characterization Report*, Hydro Wires U.S. Department of Energy.
- Møller, K., Jensen, T., Akiba, E. & Hai-Wen, L. (2017), 'Hydrogen - A sustainable energy carrier', *Progress in Natural Science: Materials International* **27**.
- Naturvårdsverket (2019), *Beskrivning av former för naturskydd*. [Hämtad: 2020-02-04]. Tillgänglig: <https://www.naturvardsverket.se/Miljoarbete-i-samhallet/Miljoarbete-i-Sverige/Uppdelat-efter-omrade/Naturvard/Beskrivning-former-for-naturskydd/>
- NEPP (2016a), *Fortsättning - Reglering av ett framtida svenskt kraftsystem*, Northern European Perspective Project.
- NEPP (2016b), *Reglering av kraftsystemet med ett stort inslag av variabel produktion*, Northern European Perspective Project.
- NEPP (2019), *Kostnader och potential för sol i Sverige*, Northern European Perspective Project.
- Nohlgren, I., Svärd, S. H., Jansson, M. & Rodin, J. (2014), *El från nya och framtida anläggningar 2014*, Rapport Elforsk rapport 14:40, Elforsk.
- Nohrstedt, L. (2019), *Ålandsgruva kan bli energilager*. [Hämtad: 2020-03-17]. Tillgänglig: <https://www.nyteknik.se/premium/alandsgruva-kan-bli-energilager-6970123>
- Nord Pool (2020), *DAY-AHEAD: New minimum and maximum price caps for NOK and SEK*. [Hämtad: 2020-04-16]. Tillgänglig: <https://www.nordpoolgroup.com/trading/Operational-Message-List/2020/03/day-ahead-new-minimum-and-maximum-price-caps-for-nok-and-sek/>
- Nordling, A., Englund, R., Hembjer, A. & Mannberg, A. (2015), *Energilagring Teknik för lagring av el*. Kungl. Ingenjörssakademien (IVA), Stockholm, Sverige.
- Pettersson, E. (2013), *Finn fem fel på kärnkraften*, Rapport Pg. 90 1909-2, Naturskyddsföreningen, Stockholm. ISBN: 978-91-558-0125-0.
- Power Circle (2018), *Elbilslaget 2018*. [Hämtad: 2020-02-04]. Tillgänglig: <https://infogram.com/elbilslaget-2018-1h1749rjvkrq4zj>
- Power Circle (2019), *Stödtjänster från nya tekniker - Faktablad från Power circle*. Stockholm, Sverige.
- Rehman, S., M.Al-Hadhrami, L. & Alam, M. (2015), 'Pumped hydro energy storage system: A technological review', *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **244**, 586–598.

- Rensfeldt, A. (2017), *Pumpvattenkraft annan stor-skalig energilagring i Sverige Ekonomiska försättningsarbeten till år 2030*, Examensarbete ISRN LUTFD2/TFEM- 17/5121-SE + (1-144), Institutionen för teknik och samhälle, avd. för miljö- och energisystem, Lund Tekniska Högskola, Box 118, 221 00 Lund.
- Rogner, M. & Troja, N. (2018), *The world's water battery: Pumped hydropower storage and the clean energy transition*, The International Hydropower Association (IHA), Chancery House, St Nicholas Way, Sutton, London SM1 1JB, United Kingdom.
- Rydén, B., Sköldberg, H., unger, T., Göransson, A., Linnarsson, J., Badano, A. & Montin, S. (2015), *Elanvändningen i Sverige 2030 och 2050*, Northern European Perspective Project.
- SOU (2014:37), *De svenska energimarknaderna – en samhällsekonomisk analys*, Rapport (SOU 2014:37), Stockholm.
- Statistiska centralbyrån (2019), *El-, gas- och fjärrvärmeförsörjningen 2018*, Örebro: Statistiska centralbyrån.
- Statnett, Fingrid, Energinet & Svenska kraftnät (2019), *Nordic Grid Development Plan 2019*.
- Sten, A. & Åström, K. (2016), *Möjligheter och hinder för en ökad flexibilitet i elkonsumenters elanvändning*, Examensarbete EGI 2016:066 MSC, Division of Energy and Climate Studies, Kungliga Tekniska Högskolan, Stockholm.
- Svebio (2015), *Ett 100 procent förnybart elsystem kräver en betydande andel biokraft*.
- Svensk energi (2015), *Potential att utveckla vattenkraften – från energi till energi och effekt*, Svensk energi. Stockholm, Sverige.
- Svensk Vindenergi (2019), *100 procent förnybart 2040 - Vindkraft för klimatnytta och konkurrenskraft*.
- Svenska kraftnät (2015), *Anpassning av elsystemet med en stor mängd förnybar elproduktion*, Svenska kraftnät. Sundbyberg, Sverige.
- Svenska kraftnät (2017), *Systemutvecklingsplan 2018-2027: Mot ett flexibelt kraftsystem i en föränderlig omvärld.*, Svenska kraftnät. Sundbyberg, Sverige.
- Svenska kraftnät (2019a), *Effektreserven för 2019-2020*, svk.se. [Hämtad: 2020-02-18]. Tillgänglig: <https://www.svk.se/aktorsportalen/elmarknad/information-om-reserver/effektreserv/effektreserven-for-2019-2020/>
- Svenska kraftnät (2019b), *Kraftbalansen på den svenska elmarknaden, rapport 2019*, Rapport 2019/432. Tillgänglig: <https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2019/kraftbalansrapport2019.pdf>
- Svenska kraftnät (2019c), *Kraftbalansen på den svenska elmarknaden, rapport 2019*, Rapport 2019/432. Tillgänglig: <https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/130813-kraftbalansen---rapport-3.pdf>
- Svenska kraftnät (2019d), *Reservmarknader*, svk.se. [Hämtad: 2020-02-20]. Tillgänglig: <https://www.svk.se/siteassets/aktorsportalen/elmarknad/information-om-reserver/reservmarknader.pdf>
- Svenska kraftnät (2019e), *Årsredovisning 2018*. Tillgänglig: <https://www.svk.se/om-oss/organisation/finansuell-information/>
- Svenska Kraftnät (2020a), *Beskrivning av statistiken*. [Hämtad: 2020-02-10]. Tillgänglig: <https://www.svk.se/aktorsportalen/elmarknad/kraftsystemdata/elstatistik/beskrivning-av-statistiken/>
- Svenska kraftnät (2020b), *Effektreserv*, svk.se. [Hämtad: 2020-02-18]. Tillgänglig: <https://www.svk.se/aktorsportalen/elmarknad/information-om-reserver/effektreserv/>
- Svenska kraftnät (2020c), *Förbrukning och tillförsel per timme (i normaltid) 2019*. Datablad i Excel.
- Svenska kraftnät (2020d), *Störningsreserven*, svk.se. [Hämtad: 2020-02-18]. Tillgänglig: <https://www.svk.se/aktorsportalen/elmarknad/information-om-reserver/storningsreserven/>
- Swedegas (2020), *Vindkraft till gas*. [Hämtad: 2020-02-07]. Tillgänglig: https://www.swedegas.se/smart_infrastruktur/Power-to-Gas/Safungerar-det
- Söder, L. (2018), *Energimyndigheten måste lära av egna misstag*, nyteknik.se. [Hämtad: 2020-02-05]. Tillgänglig: <https://www.nyteknik.se/opinion/energimyndigheten-maste-lara-av-egna-misstag-6939927>
- Söder, L., Larsson, S., Dahlbäck, N. & Linnarsson, J. (2014), *Reglering av ett framtida svenskt kraftsystem*, Northern European Perspective Project.

- Telge Energi (2020), *Negativt elpris för första gången! men hur?*, telgenergi.se. [Hämtad: 2020-03-12]. Tillgänglig: <https://telgenergi.se/privat/kundservice/nyheter/negativt-elpris/>
- Uniper (2018), *Den svenska elexporten: Ren el som möjliggörare för konkurrenskraft och klimatmål*, Uniper. Malmö, Sverige.
- Uniper (2019), *Karlshamnsverket - Effektreserv*, uniper.energy. [Hämtad: 2020-02-18]. Tillgänglig: <https://www.uniper.energy/sverige/reservkraft/karlshamnsverket>
- Vattenfall (2015), *Teknisk data - Ringhals*, Vattenfall.
- Vattenfall (2018), *Batterianläggning i drift vid brittisk vindkraftspark*, group.vattenfall.com. [Hämtad: 2020-02-13]. Tillgänglig: <https://group.vattenfall.com/se/nyheter-och-press/nyheter-pessmeddelanden/pessmeddelanden/2018/batterianlaggning-i-drift-vid-brittisk-vindkraftspark>
- Vattenfall (2019), *Klimat och kärnkraft debatteras – igen*, vattenfall.com. [Hämtad: 2019-11-28]. Tillgänglig: <https://group.vattenfall.com/se/nyheter-och-press/nyheter-pessmeddelanden/nyheter/2019/klimat-och-karnkraft-debatteras--igen>
- Vattenfall (n.d.), *Forsmarks produktion och driftläge*, vattenfall.com. [Hämtad: 2020-02-24]. Tillgänglig: <https://group.vattenfall.com/se/var-verksamhet/forsmark/produktion>
- Vogl, V., Åhman, M. & Nilsson, L. (2018), ‘Assessment of hydrogen direct reduction for fossil-free steelmaking’, *Journal of Cleaner Production* **203**, 736–745.
- Wijk, O., Hyllander, G., Sandberg, J., Tottie, M., Sundelin, B., Thorén, M., Nordlander, M., Simonsson, N. & Vikman, R. (2018), *Slutrapport HYBRIT – Hydrogen Breakthrough Ironmaking Technology*, Genomförbarhetsstudie Energimyndighetens projektnr 42684-1, SSAB, LKAB, Vattenfall Jernkontoret, Stockholm, Sverige.
- Åhman, M., Olsson, O., Vogl, V., Nyqvist, B., Maltais, A., Nilsson, L. J., Hallding, K., Skånberg, K. & Nilsson, M. (2018), *Hydrogen steelmaking for a low-carbon economy*, Working paper EESS report no 109 och SEI working paper WP 2018-07, Environmental and Energy Systems Studies, Lund University och Stockholm Environment Institute (SEI), Linnégatan 87D 115 23 Stockholm, Sverige.

Appendix

Appendix A - Annuitetsmetoden

Annuitetsmetoden är en typ av investeringskalkyl och inbegriper likväl de löpande kostnaderna som den initiala investeringskostnaden. Metoden beräknar investeringens lönsamhet fördelad på investeringens ekonomiska livslängd. Annuitetsmetoden är ett bra val om investeringar med olika ekonomiska livslängder ska jämföras eftersom att resultatet per år erhålls.

Vid investeringskalkylering innebär annuitet årligen lika stora kapitalkostnader under investeringens ekonomiska livslängd. Då vi enbart är intresserade av kostnader, har vi bortsett från årliga inbetalningar, kalkylens nettonuvärde (NNV) är därför detsamma som nuvärdet för kostnaden ($NPV_{kostnader}$). Vi har även bortsett från att investeringen i slutet av sin ekonomiska livslängd kommer att ha ett restvärde.

I den ekonomiska analysen har följande ekvationer används för att beräkna annuitet:

$$Y = \frac{1 - (1 + r)^{-N}}{r}$$
$$k = \frac{r}{1 - (1 + r)^{-N}}$$
$$NPV_{kostnader} = C_c + C_{O\&M} \cdot Y$$
$$NNV = NPV_{kostnader}$$
$$A = NNV \cdot k$$

Y = Nusumme faktor

r = Kalkylränta

N = Ekonomisk livslängd

k = Annuitetsfaktor

C_c = Kapitalkostnad för anläggningen

$C_{O\&M}$ = Årlig drift- och underhållskostnad, både fasta och rörliga

NPV_{cost} = Nuvärde av kostnader

NNV = Nettonuvärde

A = Annuitet

Appendix B - Resultat från elsystemmodellen

I följande appendix kommer ytterligare resultat från elsystemmodellen att presenteras.

Effekt- och energibalanser

I tabell 12 presenteras kvartalsvisa maximala levererade effekter i MW från vattenkraft och kraftvärme för åren 2015-2019. Dessa har varit till grund för satt gräns i elsystemmodellering när reglering med dessa två alternativ har skett.

Tabell 12: Den högsta levererade effekten [MW] från vattenkraft och kraftvärme för åren 2015-2019. Värdena är sorterade efter kvartal.

| Resurs | Kvartal | | | |
|------------------------|----------------|---------------|---------------|---------------|
| Vattenkraft | Jan. - Mars | April - Juni | Juli - Sept. | Okt. - Dec. |
| 2015 | 13 008 | 11 632 | 12 419 | 12 730 |
| 2016 | 13 289 | 11 524 | 9 838 | 12 152 |
| 2017 | 12 769 | 10 605 | 11 470 | 12 565 |
| 2018 | 13 113 | 11 456 | 9 666 | 12 626 |
| 2019 | 12 875 | 10 864 | 10 706 | 12 722 |
| Genomsnitt [MW] | 13 011 | 11 216 | 10 820 | 12 559 |
| Kraftvärme | Jan. - Mars | April - Juni | Juli - Sept. | Okt. - Dec. |
| 2015 | 2 161 | 1 055 | 477 | 1 931 |
| 2016 | 2 361 | 985 | 486 | 2 167 |
| 2017 | 2 026 | 1 383 | 740 | 1 685 |
| 2018 | 1 913 | 1 252 | 716 | 1 890 |
| 2019 | 2 126 | 1 592 | 765 | 1 520 |
| Genomsnitt [MW] | 2 117 | 1 253 | 637 | 1 839 |

I tabell 13 och 14 återfinns den kvarvarande högsta effekten i systemet efter reglering med vattenkraft och kraftvärme, för respektive scenario. Antalet timmar med effektbrist för respektive dataserie och scenario går att utläsa i tabell 15 och tabell 16. För att även få en bild av hur effektbrist förhåller sig till antal timmar presenteras även varaktighetsdiagram för respektive scenario och dataserie i figur 48-49.

Mer utförliga tabeller över balansalternativens installerade effekt och energibidrag återfinns i tabell 17 18, 19. Här ses installerad effekt för de undersökta balansalternativen samt den energimängd som reduceras med respektive alternativ.

Tabell 13: Effektbrist [MW] för scenario 1 och dataserie A-E efter att maximal import, vattenkraftsreglering och kraftvärmereglering har skett.

| Effektbrist [MW] Scenario 1. | |
|-------------------------------------|--------------------|
| Dataserie | Effekt [MW] |
| A | 7 607 |
| B | 6 133 |
| C | 5 341 |
| D | 6 519 |
| E | 7 551 |

Tabell 14: Effektbrist [MW] för scenario 2 och dataserie A-E efter att maximal import, vattenkraftsreglering och kraftvärmereglering har skett.

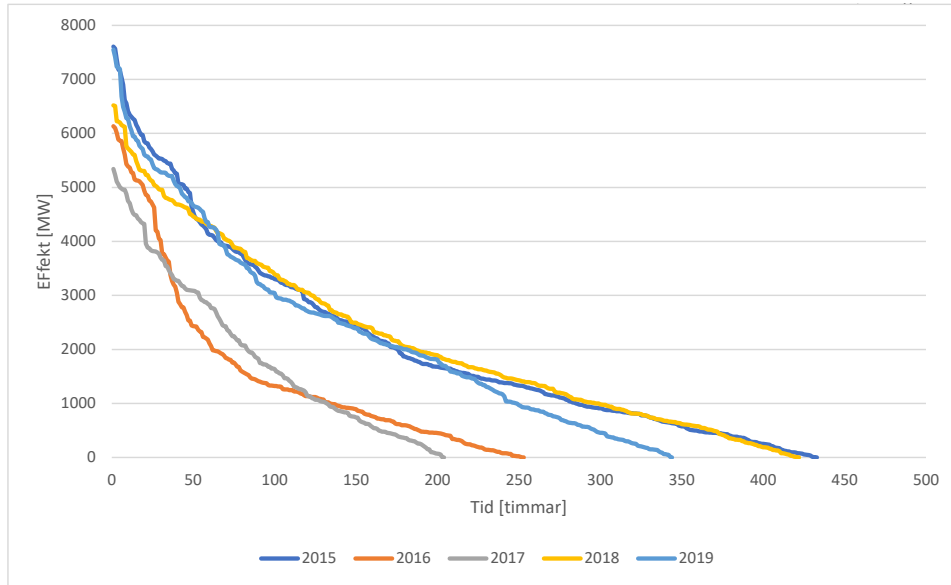
| Effektbrist [MW] Scenario 2. | |
|-------------------------------------|--------------------|
| Dataserie | Effekt [MW] |
| A | 5 618 |
| B | 4 732 |
| C | 4 038 |
| D | 4 726 |
| E | 6 023 |

Tabell 15: Antal timmar med effektbrist för scenario 1 och dataserie A-E efter maximal import, vattenkraftsreglering och kraftvärmereglering. Maxvärden är kvartalsvis bestämda och återfinns i tabell 12.

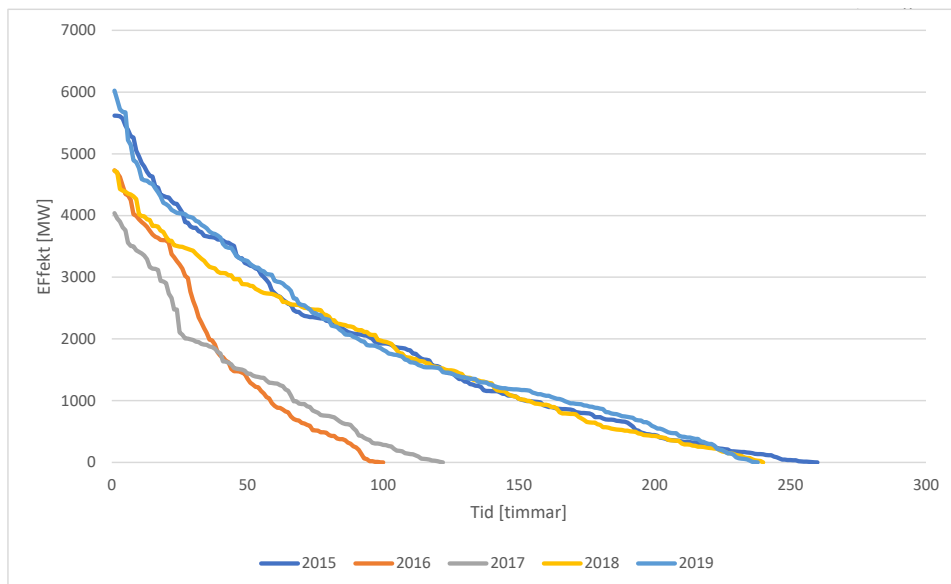
| Dataserie | Antal timmar med effektbrist efter: | | |
|------------------|--|-----------------------------|----------------------------|
| | Importgräns | Vattenkraftreglering | Kraftvärmereglering |
| A | 1 395 | 552 | 432 |
| B | 1 461 | 327 | 252 |
| C | 1 173 | 259 | 203 |
| D | 1 588 | 511 | 421 |
| E | 1 359 | 405 | 343 |

Tabell 16: Antal timmar med effektbrist för scenario 2 och dataserie A-E efter maximal import, vattenkraftsreglering och kraftvärmereglering. Maxvärden är kvartalsvis bestämda och återfinns i tabell 12.

| Dataserie | Antal timmar med effektbrist efter: | | |
|------------------|--|-----------------------------|----------------------------|
| | Importgräns | Vattenkraftreglering | Kraftvärmereglering |
| A | 973 | 355 | 259 |
| B | 971 | 141 | 99 |
| C | 817 | 145 | 121 |
| D | 1 162 | 327 | 239 |
| E | 1 029 | 277 | 237 |



Figur 48: Varaktighetsdiagram för de fem undersökta dataserier för scenario 1.



Figur 49: Varaktighetsdiagram för de fem undersökta dataserier för scenario 2.

Tabell 17: Installerad effekt [GW] utan efterfrågeflexibilitet för scenario 1 och scenario 2.

| Scenario 1 - Installerad effekt [GW] | | | |
|--------------------------------------|-----------|--------------|-----------------|
| | Gasturbin | Batterilager | Pumpvattenkraft |
| Dataserie A | 7 607 | 103 090 | 34 363 |
| Dataserie B | 6 133 | 72 31 | 24 103 |
| Dataserie C | 5 341 | 31 989 | 10 663 |
| Dataserie D | 6 519 | 116 527 | 38 842 |
| Dataserie E | 7 551 | 165 911 | 55 304 |
| Scenario 2 - Installerad effekt [GW] | | | |
| Dataserie A | 5 618 | 56 299 | 18 767 |
| Dataserie B | 4 732 | 40 572 | 13 525 |
| Dataserie C | 4 038 | 19 544 | 6 514 |
| Dataserie D | 4 726 | 52 932 | 17 644 |
| Dataserie E | 6 023 | 106 931 | 35 646 |

Tabell 18: Installerad effekt [GW] med efterfrågeflexibilitet för scenario 1.

| Scenario 1 - Installerad effekt [GW] | | | | | |
|--------------------------------------|-------|-------|-----------|--------------|-----------------|
| | Eff_H | Eff_I | Gasturbin | Batterilager | Pumpvattenkraft |
| Dataserie A | 2 | 2 | 7 607 | 63 001 | 21 003 |
| Dataserie B | 2 | 2 | 6 133 | 39 768 | 13 254 |
| Dataserie C | 2 | 2 | 5 341 | 23 500 | 7 833 |
| Dataserie D | 2 | 2 | 6 519 | 73 016 | 24 338 |
| Dataserie E | 2 | 2 | 7 551 | 112 564 | 37 524 |
| Scenario 2 - Installerad effekt [GW] | | | | | |
| | Eff_H | Eff_I | Gasturbin | Batterilager | Pumpvattenkraft |
| Dataserie A | 2 | 2 | 5 618 | 34 834 | 11 611 |
| Dataserie B | 2 | 2 | 4 689 | 18 691 | 6 232 |
| Dataserie C | 2 | 2 | 3 953 | 14 132 | 4 710 |
| Dataserie D | 2 | 2 | 4 384 | 34 174 | 11 391 |
| Dataserie E | 2 | 2 | 5 877 | 662 879 | 20 962 |

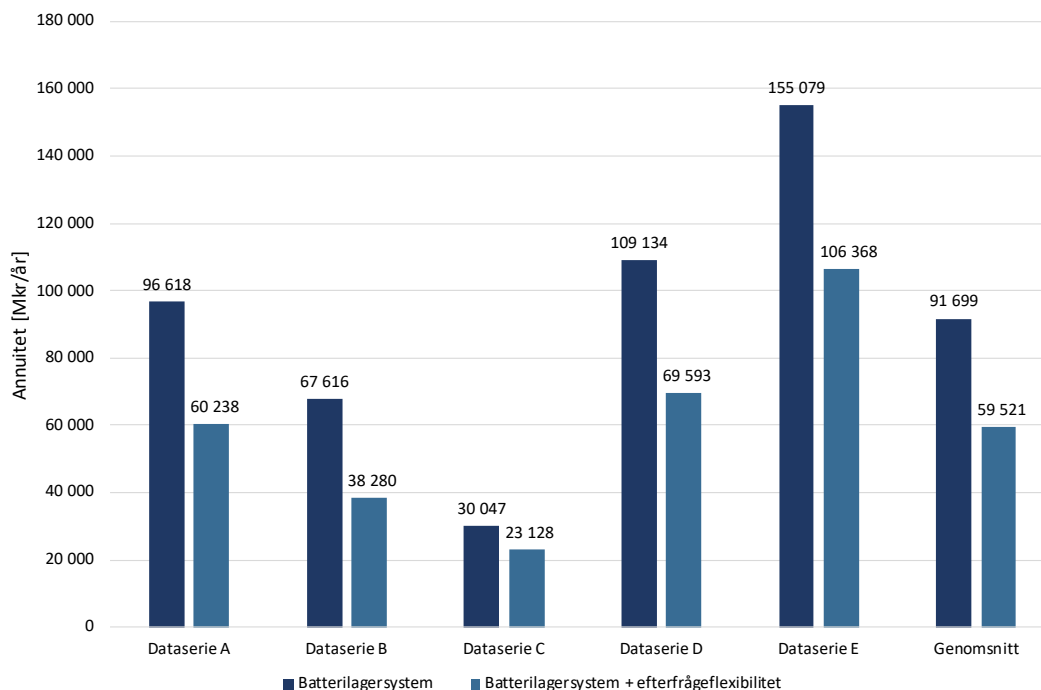
Tabell 19: Energibidrag [GWh] med efterfrågeflexibilitet för scenario 1 och 2.

| Scenario 1 - Energibidrag [GWh] | | | |
|---------------------------------|---------|---------|--|
| | EFF_H | EFF_I | Gasturbin/Batterilager/Pumpvattenkraft |
| Dataserie A | 242 073 | 173 913 | 500 808 |
| Dataserie B | 135 138 | 78 943 | 186 369 |
| Dataserie C | 102 406 | 67 508 | 218 635 |
| Dataserie D | 177 467 | 173 267 | 564 695 |
| Dataserie E | 168 710 | 143 082 | 508 495 |
| Scenario 2 - Energibidrag [GWh] | | | |
| Dataserie A | 147 136 | 76 804 | 229 554 |
| Dataserie B | 50 378 | 37 004 | 88 586 |
| Dataserie C | 61 115 | 34 780 | 74 527 |
| Dataserie D | 104 785 | 91 031 | 221 580 |
| Dataserie E | 130 102 | 92 777 | 238 188 |

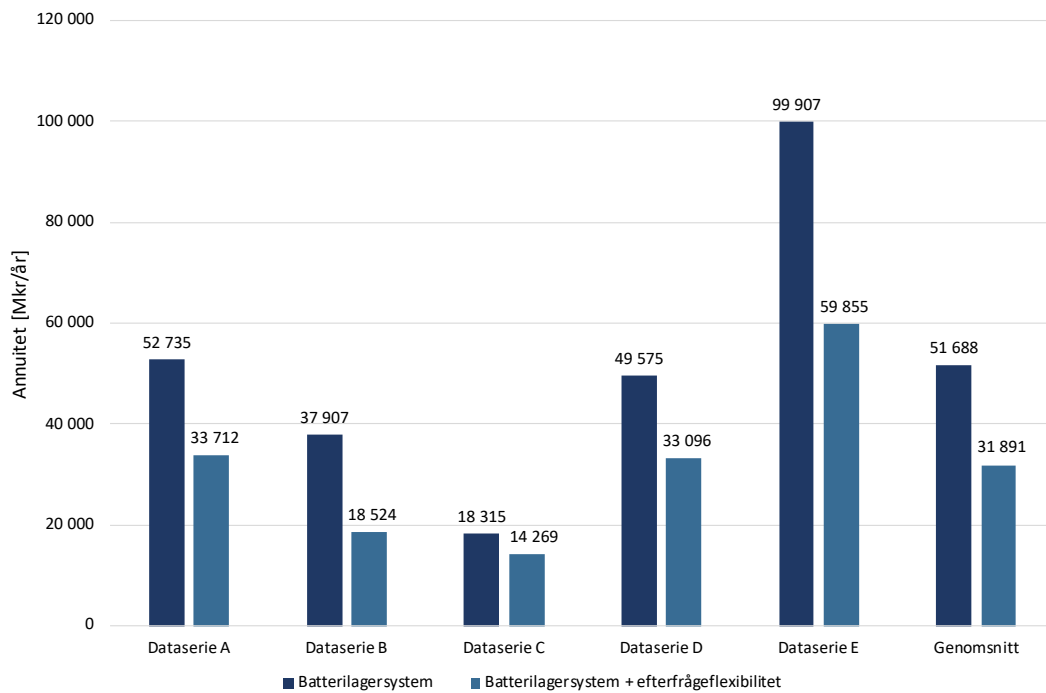
Kostnadsberäkningar

I figur 50-57 återfinns systemkostnader i Mkr/år för undersökta dataserier, för respektive scenario och balansalternativ. I figur 58 och figur 59 ses även en mer utförlig kostnadsjämförelse mellan genomsnittliga kostnader för de undersökta systemen när dessa slås ut per TWh producerad vind (90 TWh för scenario 1 samt 75 TWh för scenario 2).

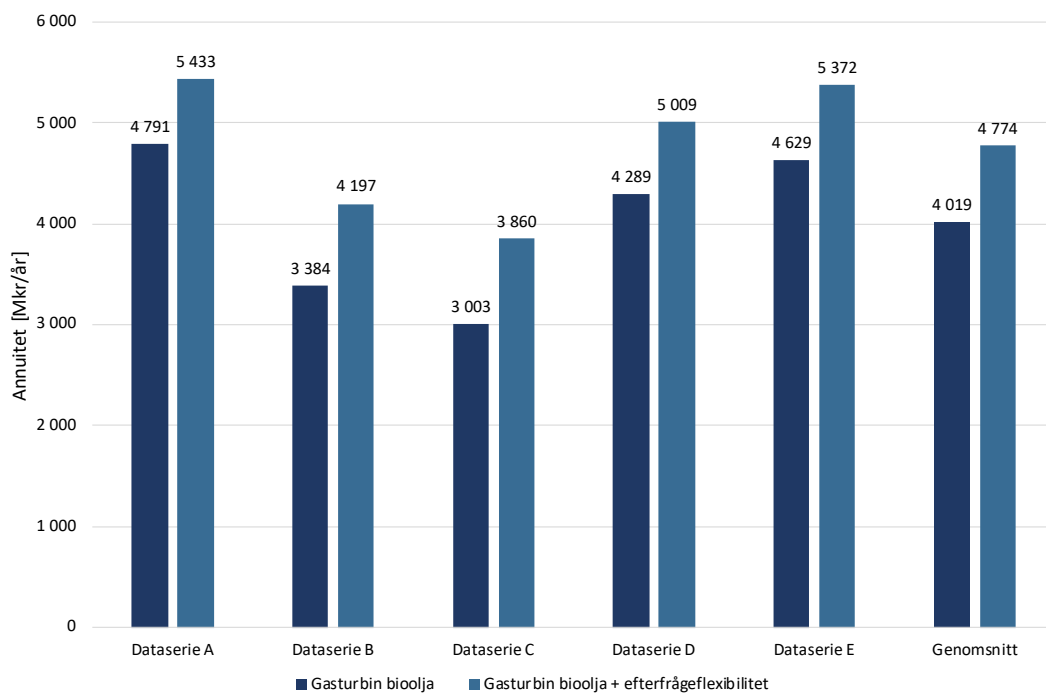
Slutligen, presenteras i figur 60-63 även HYBRIT:s systemkostnader för respektive scenario och för båda bränslealternativen. Här går att utläsa hur kostnaderna förhåller sig mot varandra för de fem undersökta dataserierna samt genomsnittlig kostnad.



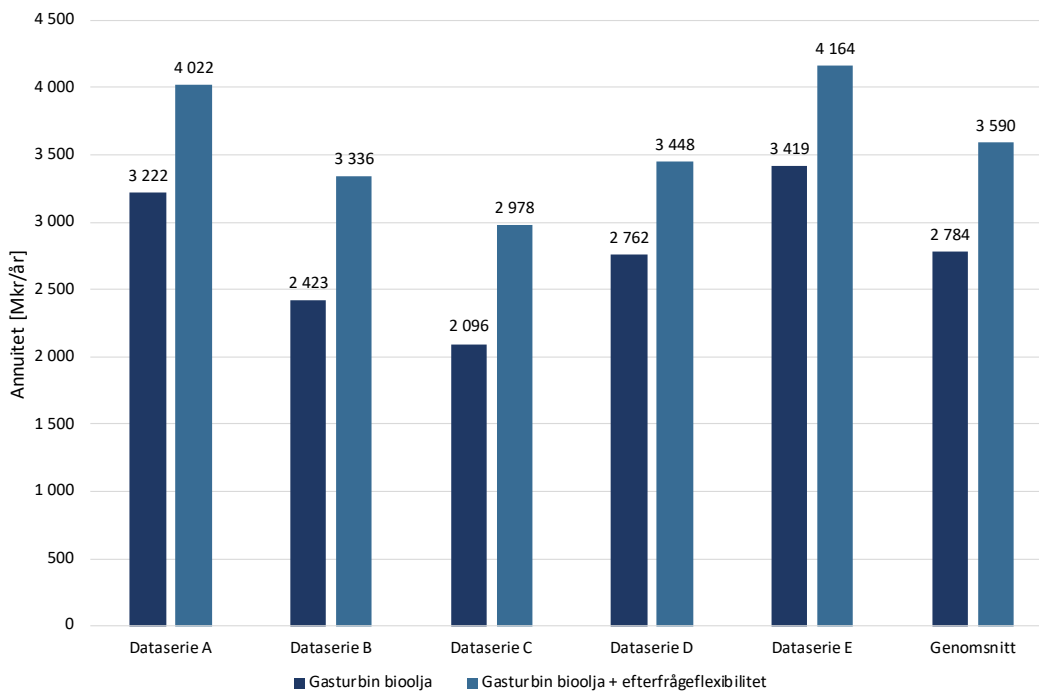
Figur 50: Systemkostnader för batterilagersystem med och utan efterfrågeflexibilitet i scenario 1.



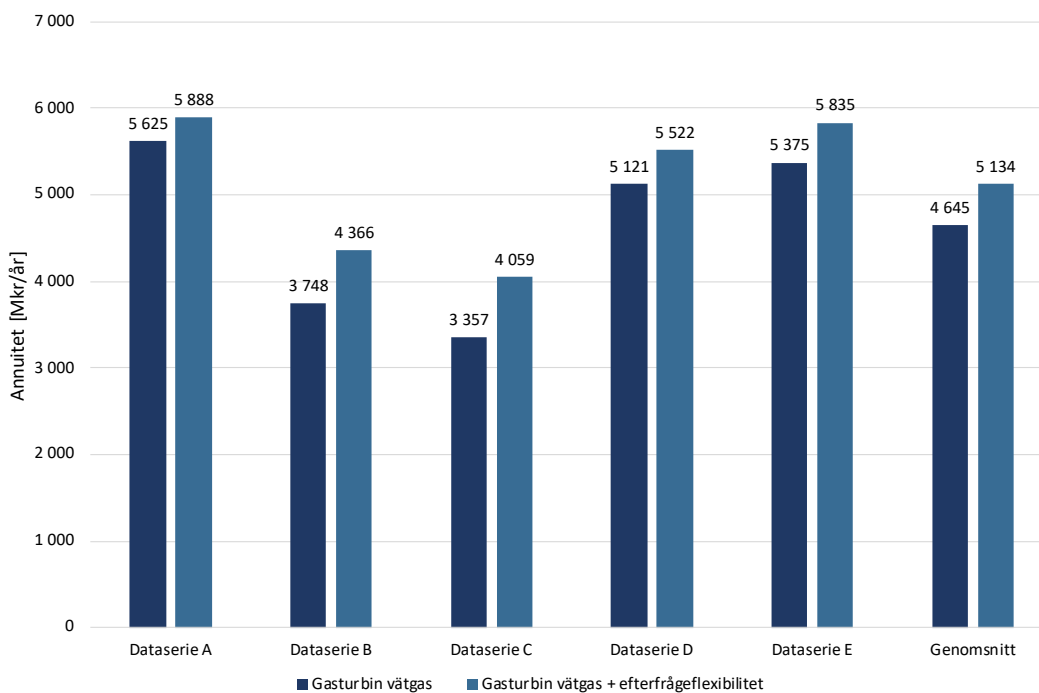
Figur 51: Systemkostnader för batterilagersystem med och utan efterfrågeflexibilitet i scenario 2.



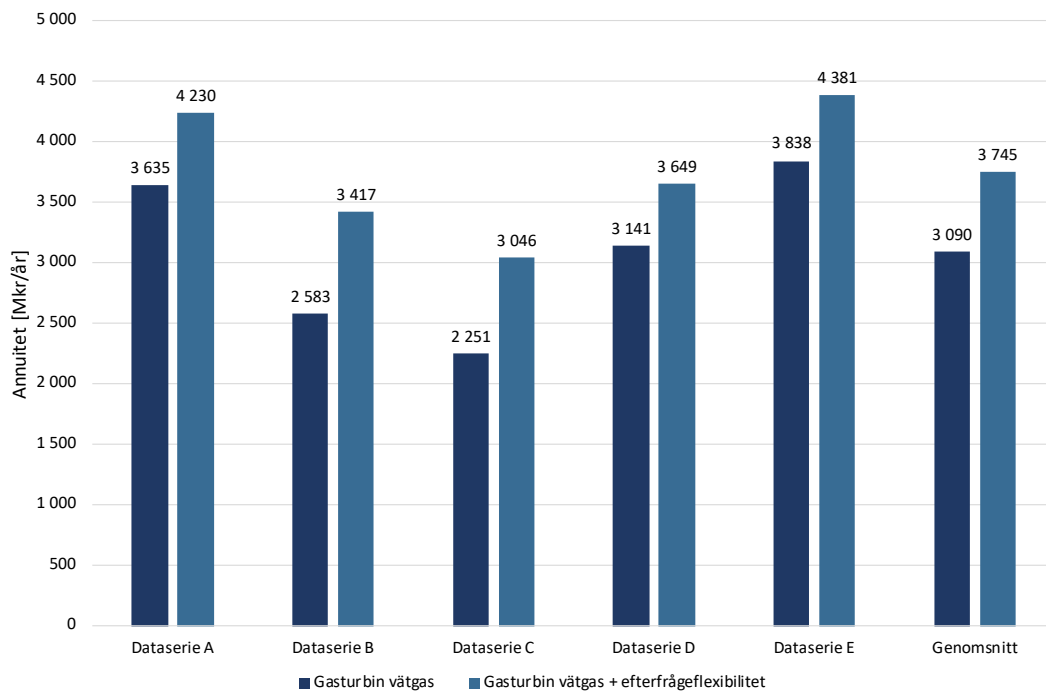
Figur 52: Systemkostnader i Mkr/år för gasturbiner för gasturbiner med eller utan efterfrågeflexibilitet drivna på bioolja för scenario 1.



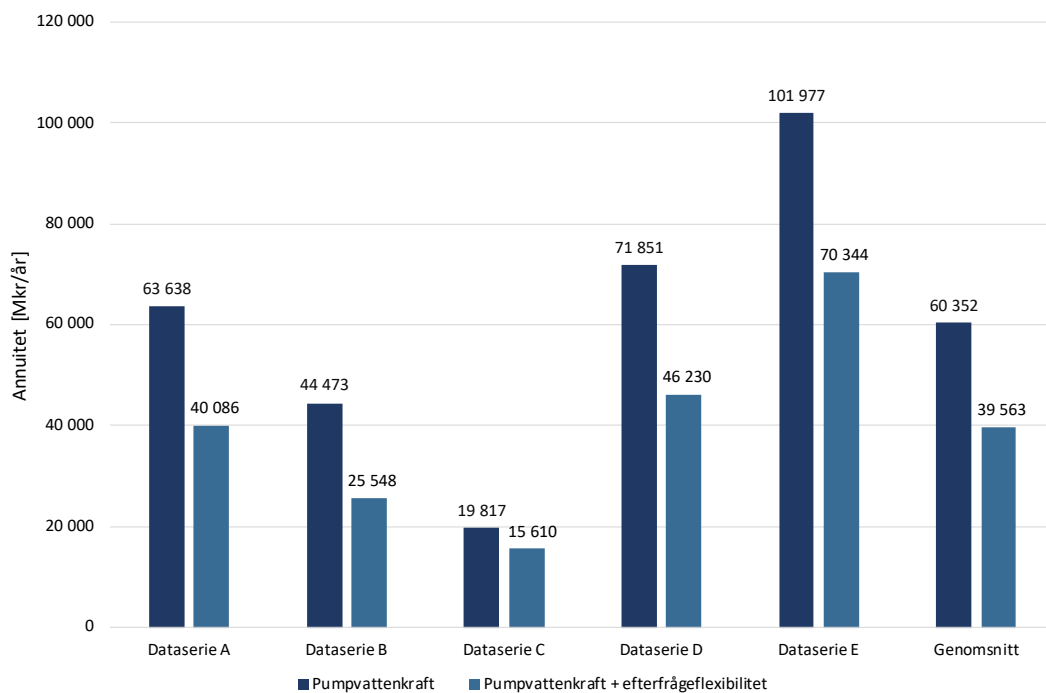
Figur 53: Systemkostnader i Mkr/år för gasturbiner med eller utan efterfrågeflexibilitet drivna på bioolja för scenario 2.



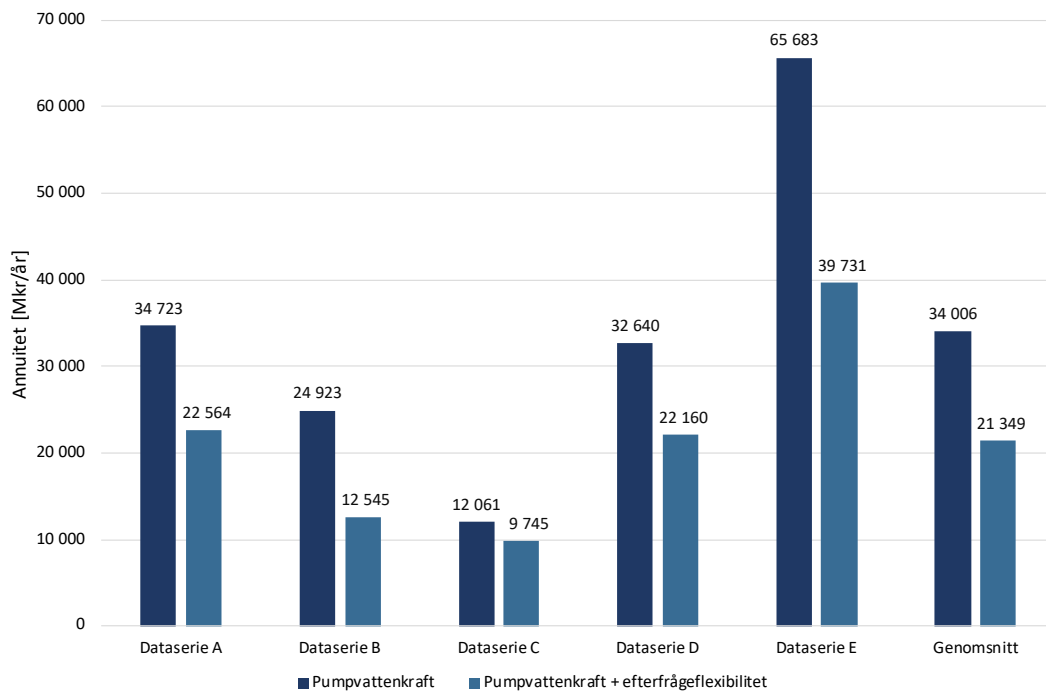
Figur 54: Systemkostnader i Mkr/år för gasturbiner med eller utan efterfrågeflexibilitet drivna på vätgas för scenario 1.



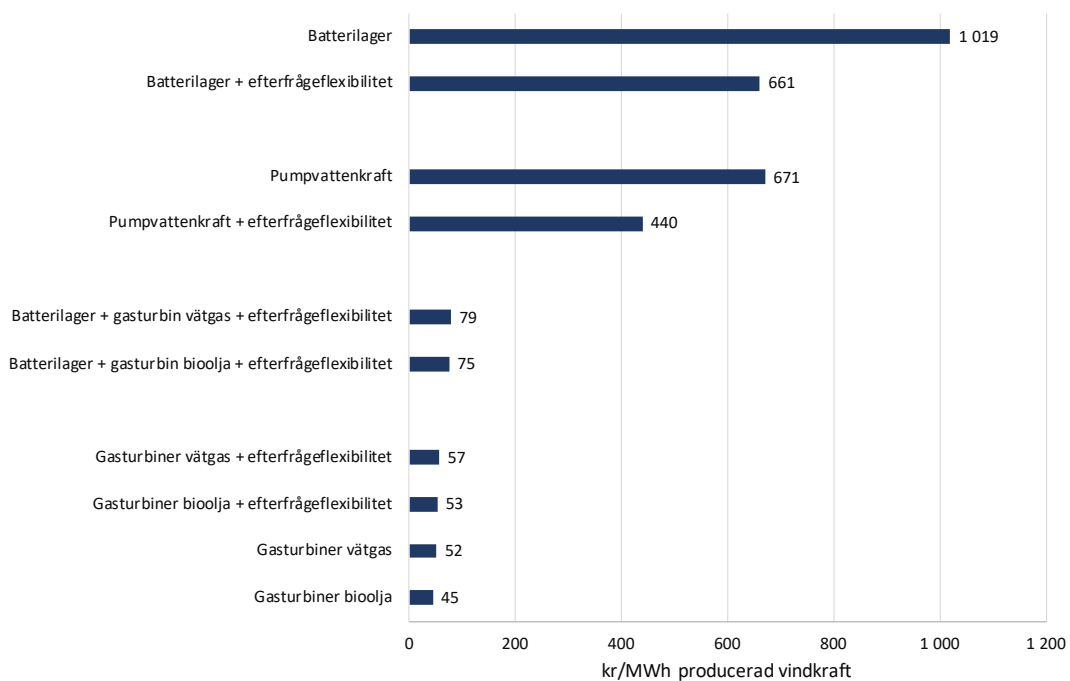
Figur 55: Systemkostnader i Mkr/år för gasturbiner med eller utan efterfrågeflexibilitet drivna på vätgas för scenario 2.



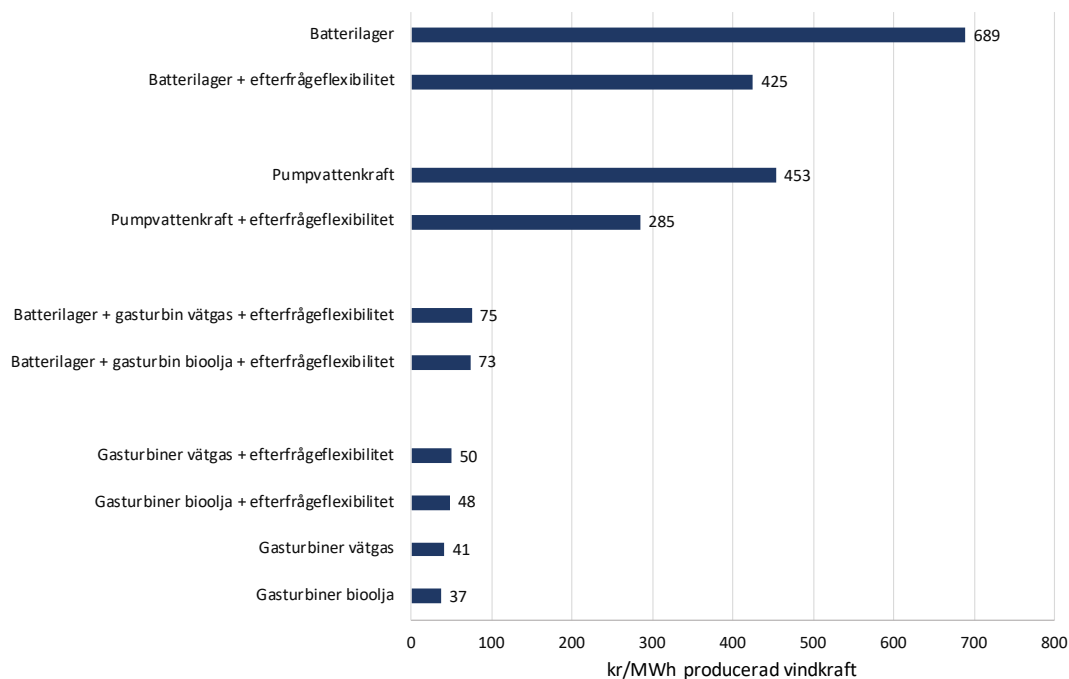
Figur 56: Systemkostnader i Mkr/år för pumpvattenkraft med eller utan efterfrågeflexibilitet, för scenario 1.



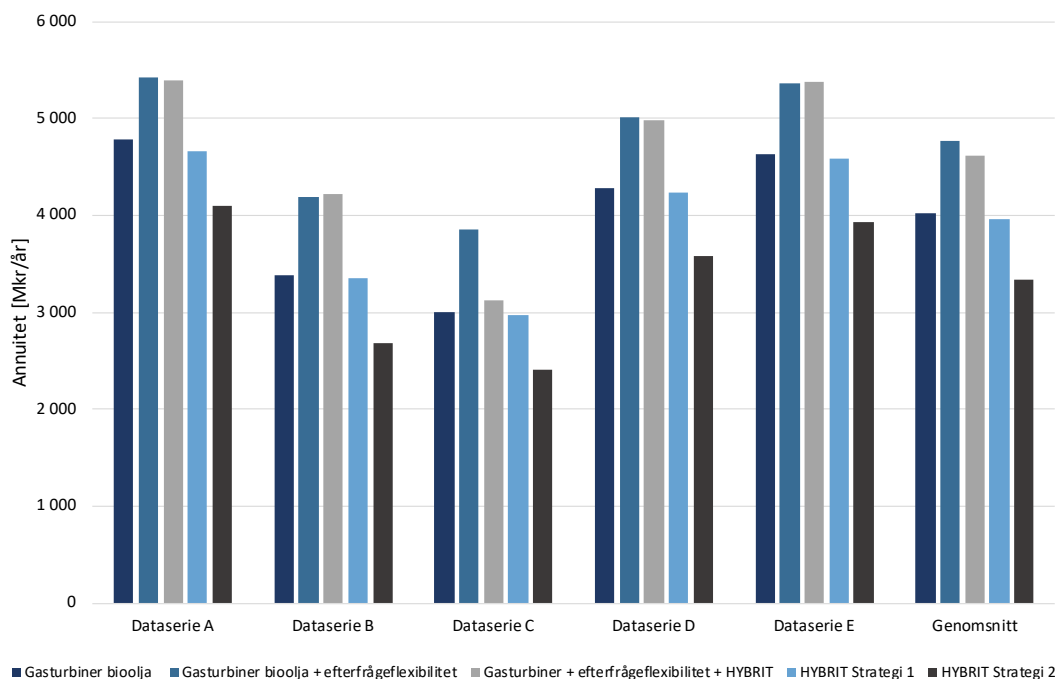
Figur 57: Systemkostnader i Mkr/år för pumpvattenkraft med eller utan efterfrågeflexibilitet, för scenario 2.



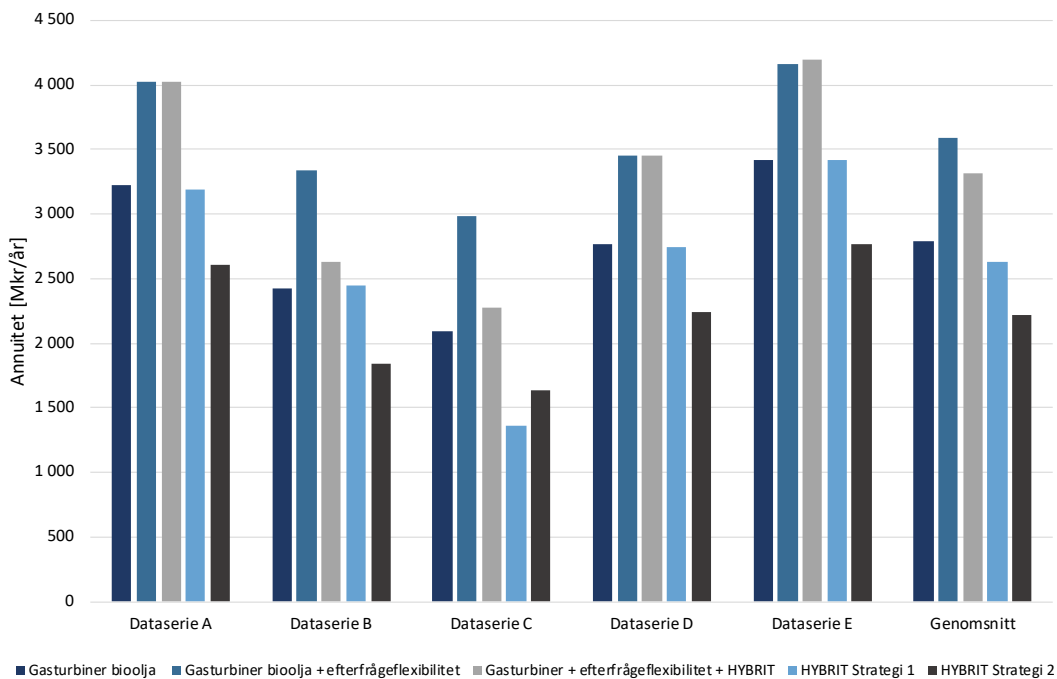
Figur 58: Vind som kostnadsbärare för scenario 1. Kostnader är genomsnittliga kostnader presenterade som kr/MWh producerad vindkraft.



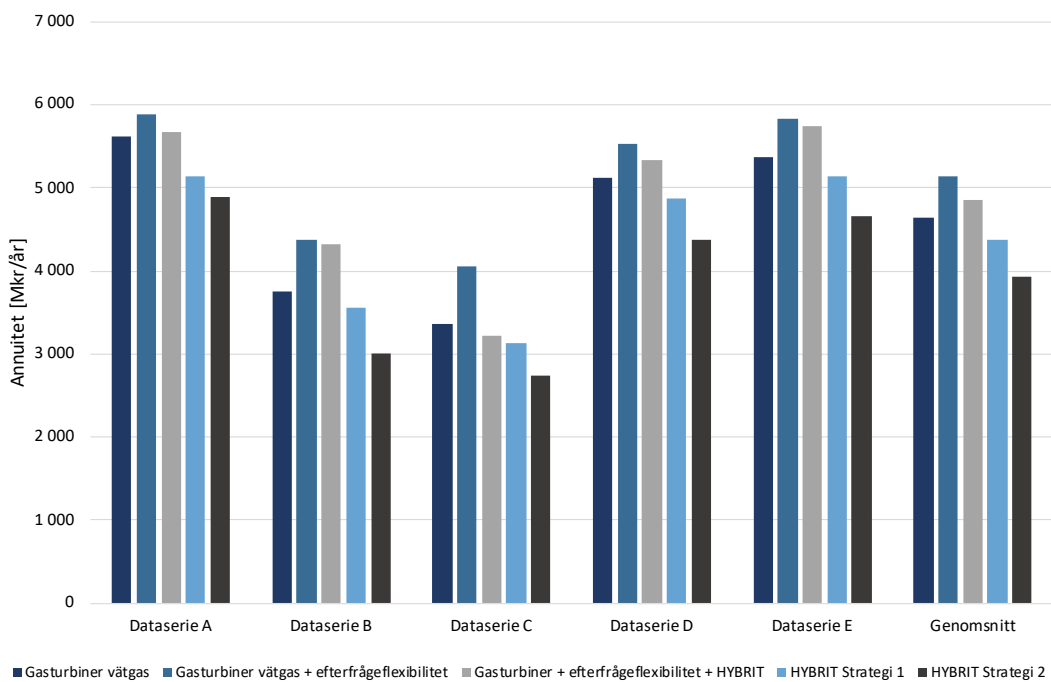
Figur 59: Vind som kostnadsbärare för scenario 2. Kostnader är genomsnittliga kostnader presenterade som kr/MWh producerad vindkraft.



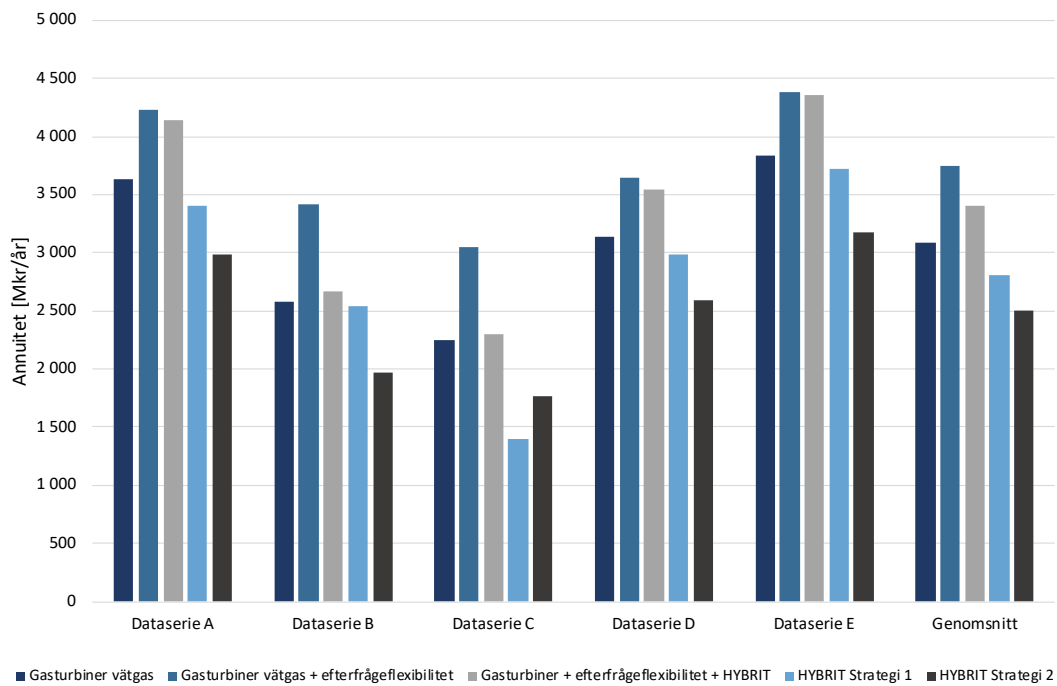
Figur 60: Systemkostnader för olika varianter att nyttja HYBRIT i kombination med biooljeeldad gasturbin, scenario 1.



Figur 61: Systemkostnader för olika varianter att nyttja HYBRIT i kombination med biooljeeldad gasturbin, scenario 2.



Figur 62: Systemkostnader för olika varianter att nyttja HYBRIT i kombination med vätgaseldad gasturbin, scenario 1.



Figur 63: Systemkostnader för olika varianter att nyttja HYBRIT i kombination med vätgaseldad gasturbin, scenario 2.

Appendix C - Bilagor

Tabell 20: Balansreserver som Svenska kraftnät förfogar över (Power Circle, 2019; Svenska kraftnät, 2019*d*). Reservernas namn är förkortningar för Frequency Containment Reserve - Normal (FCR-N), Frequency Containment Reserve - Disturbance, automatic Frequency Restoration Reserve (aFRR) och manual Frequency Restoration Reserve (mFRR).

| Reserv | Minsta budstorlek | Upphandling | Volymkrav | Aktiveras | Aktiveringstid | Utformning |
|--------|-----------------------|-------------------|-------------------|---|-------------------|-----------------------|
| FCR-N | 0,1 MW | Två/en dag före, | 200 MW | Aktiv vid frekvensavvikelse inom 49,9 - 50,1 Hz | inom 180 sekunder | Symmetrisk |
| FCR-D | 0,1 MW | Två/en dag före | 400 MW | Aktiv under 49,9 Hz | Inom 30 sekunder | Uppreglering |
| aFRR | 5 MW | Veckovis | 150 MW | Aktiv vid avvikelse från 50 Hz den tid då reserven upphandlas | 120 sekunder | Upp- och nedreglering |
| mFRR | 10 MW (5 MW i SE4) | Under drifttimmen | Volym efter behov | Manuellt efter behov | Inom 15 minuter | Upp- och nedreglering |