

Modellering av svensk elförsörjning

Teknisk underlagsrapport



Qvist Consulting Ltd

Innehållsförteckning

1	INTRODUKTION.....	7
1.1	FÖRFATTARE, MODELLERARE OCH EXTERN EXPERTIS	7
1.2	RAPPORTENS SYFTE	9
1.3	FINANSIERING	9
1.4	TILLÄGGSRAPPORTER	9
2	MODELLERINGSVERKTYG OCH UPPLÄGG	10
2.1	INTRODUKTION OCH MÅLSÄTTNING.....	10
2.2	TYPEN AV VERKTYG	11
2.2.1	<i>Driftoptimering (DO) och elmarknadsanalys.....</i>	<i>11</i>
2.2.2	<i>Investeringsoptimering (IO).....</i>	<i>14</i>
2.3	VERKTYGET GENX OCH DESS KONFIGURERING I DENNA STUDIE	17
3	GENERELLA MODELLERINGSUTMANINGAR	21
3.1	SAMMANFATTNING	21
3.2	SEKTORKOPPLINGAR	21
4	SYSTEMAVGRÄNSNINGAR OCH INTERNATIONELL ELHANDEL.....	23
4.1	YTTRE GRÄNS FÖR OPTIMERING OCH HANDEL	23
4.2	INTERNATIONELL ELHANDEL	28
4.2.1	<i>Principer och problem.....</i>	<i>28</i>
4.2.2	<i>Modellering av handelsförutsättningar</i>	<i>30</i>
4.3	HANDEL MED NORGE OCH DRIFTEN AV NORSK VATTENKRAFT	38
4.4	TIDSPERSPEKTIV	44
5	GRUNDLÄGGANDE SYSTEMFÖRUTSÄTTNINGAR	45
5.1	SYSTEMDELAR EXKLUDERADE FRÅN OPTIMERINGSANALYS	45
5.1.1	<i>Kalkylräntor, inflation och valutakurser.....</i>	<i>46</i>
5.2	SAMHÄLLSMÄSSIGA MÅLKONFLIKTER.....	47
5.2.1	<i>Skydd av nationalälvar och andra särskilda vattendrag.....</i>	<i>47</i>
5.2.2	<i>Begränsad expansion av landbaserad vindkraft.....</i>	<i>48</i>
5.2.3	<i>Lokalisering av ny kärnkraft.....</i>	<i>50</i>
5.3	ÖVERGRIPANDE INGÅNGSVÄRDEN FÖR SYSTEMOPTIMERING	52
5.3.1	<i>Sammanfattande värden</i>	<i>52</i>
5.3.2	<i>Hantering av vädervariationer mellan år</i>	<i>53</i>
5.3.3	<i>Hantering av klimatförändringar.....</i>	<i>54</i>
6	HUVUDSAKLIGA MODELLERINGSBEGRENSNINGAR	55
6.1	SYSTEMTJÄNSTER	55
6.2	AVSAKNAD AV PROGNOSEFEL I MODELLERING OCH OPTIMERING.....	55

6.3	VARIERANDE DRIFTKOSTNAD I VATTENKRAFTEN BEROENDE PÅ DRIFTMÖNSTER	55
6.4	YTTRE AVGRÄNSNING FÖR INTERNATIONELL ELHANDEL.....	56
6.5	ÅRSVARIATIONER I FÖRNYBAR ELPRODUKTION.....	56
6.6	DEGRADERING AV PRODUKTIONSKAPACITET	56
6.7	NEGATIV PRISBILDNING	56
6.8	KRAFTVÄRME OCH ANDRA SEKTORKOPPLINGAR	57
7	MODELLERINGSFALL.....	58
7.1.1	<i>Introduktion.....</i>	58
7.1.2	<i>TN: Teknikneutral.....</i>	58
7.1.3	<i>N: Ingen driftförlängning av kärnkraft.....</i>	59
7.1.4	<i>F: 100% förnybart</i>	61
8	UTSLÄPP AV VÄXTHUSGASER	62
8.1	DRIFTUTSLÄPP ELLER LIVSCYKELUTSLÄPP?.....	62
8.2	KONSUMTIONS ELLER PRODUKTIONSUTSLÄPP?	64
8.3	ANALYS AV ANDRA MILJÖVÄRDEN UTÖVER VÄXTHUSGASUTSLÄPP	67
8.4	DRIFTUTSLÄPP FRÅN VATTENKRAFT, KÄRNKRAFT OCH VINDKRAFT	68
8.5	DRIFTUTSLÄPP FRÅN SOLKRAFT (SOLPANELER).....	68
8.6	DRIFTUTSLÄPP FRÅN BIOMASSA OCH BIOGAS	68
8.7	DRIFTUTSLÄPP FRÅN NATURGAS MED KOLDIOXIDINFÅNGNING.....	68
8.8	DRIFTUTSLÄPP FRÅN BATTERIER	68
8.9	DRIFTUTSLÄPP FRÅN P2G2P (VÄTGAS)	68
9	ELBEHOV	69
9.1	GENERELLT	69
9.2	TRANSPORTER.....	71
9.2.1	<i>Sammanfattning.....</i>	71
9.2.2	<i>Bestånd och omsättning av personbilar.....</i>	71
9.2.3	<i>Bestånd och omsättning av lastbilar</i>	71
9.2.4	<i>Lastprofil för laddning av en elektrifierad vägtransportsektor.....</i>	71
9.3	FOSSILFRITT STÅL (HYBRIT)	73
9.4	DATACENTERS (SERVERHALLAR).....	75
9.5	EFTERFRÅGEFLEXIBILITET OCH BETALD BORTKOPPLAD LAST	76
9.6	SAMMANFATTNING FRAMTIDA ELBEHOV	78
10	MODELLERING AV ELNÄTET	82
10.1	BESKRIVNING AV DET SVENSKA ELNÄTET	82
10.1.1	<i>Transmissionsnätet.....</i>	82
10.1.2	<i>Internationella likströmsförbindelser</i>	82
10.1.3	<i>Regionalnäten.....</i>	82
10.1.4	<i>Lokalnäten.....</i>	84

10.2	ELNÄTETS OMRÅDEN	84
10.3	PROBLEM MED LOKAL KAPACITETSBRIST (2020/30-TALET).....	85
10.4	TRANSMISSIONSKAPACITET	85
10.5	KOSTNADER FÖR NY INTERNATIONELL HANDELSKAPACITET	88
10.6	FÖRLUSTER I ELNÄTET	89
11	SYSTEMTJÄNSTER FÖR ELNÄTET	90
12	VINDKRAFT	91
12.1	HANTERING AV EXISTERANDE KAPACITET	91
12.2	MODELLERING AV LANDBASERAD VINDKRAFT	91
12.2.1	<i>Produktionsprofil</i>	91
12.2.2	<i>Möjlig lokalisering</i>	95
12.3	INVESTERINGSKOSTNAD FÖR LANDBASERAD VINDKRAFT	95
12.4	DRIFTKOSTNAD FÖR LANDBASERAD VINDKRAFT	96
12.5	MODELLERING AV HAVSBASERAD VINDKRAFT	97
12.5.1	<i>Produktionsprofil</i>	97
12.5.2	<i>Möjlig lokalisering</i>	98
12.6	INVESTERINGSKOSTNAD FÖR HAVSBASERAD VINDKRAFT.....	100
12.7	DRIFTKOSTNAD FÖR HAVSBASERAD VINDKRAFT	100
12.8	MILJÖ & KLIMATPÅVERKAN	101
12.8.1	<i>Utsläpp av växthusgaser och andra luftföroreningar</i>	101
13	VATTENKRAFT	102
13.1	BESKRIVNING	102
13.2	EXISTERANDE KAPACITET OCH MAXIMALT EFFEKTUTTAG.....	102
13.3	MAXIMAL MÖJLIG FÖRÄNDRINGSTAKT I EFFEKT	104
13.4	TILLRINNING	105
13.5	KAPACITET OCH FYLLNADSGRAD I MAGASIN.....	109
13.6	MINIMUM FLÖDE OCH PRODUKTION ÖVER ÅRET	111
13.7	PUMPAD VATTENKRAFT	112
13.8	SPILL VID FÖRLÄNGD HÖGEFFEKTSDRIFT	114
13.9	ÖKAD EFFEKT I EXISTERANDE VATTENKRAFT	115
13.10	MILJÖ & KLIMATPÅVERKAN	117
13.11	UTSLÄPP AV VÄXTHUSGASER OCH ANDRA LUFTFÖRORENINGAR	117
14	KÄRNKRAFT	118
14.1	EXISTERANDE KAPACITET OCH TEKNISK-EKONOMISK LIVSLÄNGD	118
14.3	TEKNISKA ASPEKTER SOM BEGRÄNSAR DRIFTTID AV SVENSK KÄRNKRAFT	120
14.3.1	<i>Övergripande</i>	120
14.3.2	<i>Reaktorinneslutningar</i>	120
14.3.3	<i>Reaktortankar</i>	120

14.3.4	<i>Sammanfattning</i>	121
14.4	KOSTNADER FÖR DRIFTTIDSFÖRLÄNGNING	121
14.5	STATUS FÖR EXISTERANDE SVENSK KÄRNKRAFT PER REAKTOR	123
14.5.1	<i>Ringhals-1 (R1)</i>	123
14.5.2	<i>Ringhals-2 (R2)</i>	123
14.5.3	<i>Oskarshamn-2 (O2)</i>	123
14.5.4	<i>Ringhals 3 och 4 (R34)</i>	123
14.5.5	<i>Forsmark 1, 2, 3 och Oskarshamn-3</i>	123
14.6	DRIFTKOSTNAD FÖR KÄRNKRAFT	124
14.7	START, STOPP OCH EFFEKTFÖRÄNDRINGAR	124
14.8	KOSTNAD FÖR NYBYGGD KÄRNKRAFT	125
14.9	KLIMATPÅVERKAN.....	128
14.9.1	<i>Utsläpp av växthusgaser och andra luftföroreningar</i>	128
15	BIOBRÄNSLEBASERAD ELPRODUKTION	129
15.1	BESKRIVNING	129
15.2	EKONOMISKA FÖRUTSÄTTNINGAR	130
15.3	MILJÖ & KLIMATPÅVERKAN	132
15.3.1	<i>Utsläpp av växthusgaser</i>	132
15.3.2	<i>Användningspotential</i>	132
15.3.3	<i>Biogas</i>	134
16	SOLKRAFT	135
16.1	MODELLERING AV PRODUKTIONSPROFIL	135
16.2	INVESTERINGSKOSTNAD FÖR SOLKRAFT	135
16.3	DRIFTKOSTNAD FÖR SOLKRAFT	136
16.3.1	<i>Möjlig lokalisering</i>	137
17	NATURGAS MED KOLDIOXIDINFÅNGNING (CCS)	138
17.1	BESKRIVNING	138
17.2	ALTERNATIV FÖR LAGRING AV CO ₂	139
17.3	KOSTNADSANTAGANDEN	140
18	MÖJLIGA TEKNIKALTERNATIV SOM EJ INKLUDERATS	141
18.1	GEOTERMISK ENERGI	141
18.2	VÅGKRAFT	141
18.3	KOLKRAFT MED KOLDIOXIDINFÅNGNING	142
19	LAGRING AV ELEKTRICITET	143
19.1	PUMPAD VATTENKRAFT	143
19.2	BATTERIER	143
19.3	BATTERIER I ELBILAR (V2G, VEHICLE-TO-GRID)	143

19.4	VÄTGAS (P2G2P)	144
19.4.1	<i>Vätgasproduktion genom elektrolys</i>	144
19.4.2	<i>Lagring av vätgas</i>	145
19.4.3	<i>Elproduktion från vätgas: Vätgasturbiner och bränsleceller?</i>	146
19.4.4	<i>P2G2P System</i>	146
20	SLUTSATSER OCH FRAMTIDA ARBETE	148
21	BILAGA A. FÖRLUSTER I ELNÄTEN	149
22	REFERENSER	151

1 Introduktion

1.1 Författare, modellerare och extern expertis

Denna rapport och dess underlag har framtagits av projektmedlemmarna i Tabell 1.

Tabell 1, Projektmedlemmar för "Kraftsamling elförsörjning, delprojekt scenarieanalys"

Roll	Namn	Organisation
Uppdragsledare & huvudförfattare av rapport	Dr Staffan Qvist	Qvist Consulting Limited
Modellering	Prof. Jesse Jenkins	DeSolve LLC & Princeton University
	Dr. Nestor Sepulveda	DeSolve LLC & MIT
Teknisk konsult	Dr Carl Hellesen	Carl Hellesen Konsult AB
Projektledare (beställare)	Lina Håkansdotter ¹	Svenskt Näringsliv AB

Detta arbete har möjliggjorts med hjälp av mycket generös hjälp och input under arbetets gång från en stor mängd externa experter, däribland:

Klas Roudén, f.d Systemansvarig för den operativa nätdriften, Svenska Kraftnät

Dr Daniel Westlén, f.d. Senior Technical Advisor, Vattenfall

Dr Jonas Funkquist, Senior Research Engineer, Vattenfall

Anders R Johansson, Senior Nuclear Technology Advisor, Vattenfall

Lic. Eng Claes Halldin, Senior Specialist Nuclear, Uniper

Ronnie Lindblom, Projektledare, Uniper

Jan Hansson, Produktionschef Hydro, Uniper

Dr Stefan Busse, Operativt ansvarig för Vattenplanering och Avräkning, Uniper

Edvin Schubert, Produktionsingenjör, Uniper

Peter Nordlander, Produktionsoptimering, Uniper

Hans Bjerhag, Senior Expert Hydropower, Fortum

Dr Johan Bladh, Ansvarig Vattenkraft, Energiföretagen

Dr Jon Olason, Vindkraftsexpert, Kungliga Tekniska Högskolan & Svenska kraftnät

¹ Med stöd av Marcus Morfeldt, Lennart Evrell och Robert Thorburn samt tidigare projektledare Linda Flink (nu på WSP) och Maria Sunér Fleming (nu på Swemin).

En "remissrunda" där externa parter fick möjlighet att lämna förbättringsförslag och kommentarer hölls under februari 2020, samt en diskussionsrunda med energisystemsmodellerare under maj 2020. Vid dessa inkom värdefull information som på många sätt har förbättrat denna rapport och det modelleringsarbete som den är underlag till. Stort tack till följande deltagare:

Tabell 2, Deltagare med kommentarer vid remissrundor under februari och maj 2020

Organisation	Deltagare
Byggföretagen	Birgitta Govén
Byggmaterialindustrierna	Mats Björs
Chalmers	Prof. Ola Carlson
Energiföretagen	Dr Magnus Thorstensson, Anja Alemdar, Dr Johan Bladh, Lina Enskog Broman, Dr Calle Berglöf, Erik Thornström, Per Holm
Energiforsk	Dr Markus Wråke
Energigas Sverige	Anna Valentin
Energimyndigheten	Martin Johansson, Martina Högberg
Havs och Vattenmyndigheten	Marie Hallberg
Installatörsföretagen	Helen Magnusson
KTH	Prof. Lennart Söder
Naturvårdsverket	Dr Dag Henning
Nordpool	Rickard Nilsson
Power Circle	Johanna Lakso
Profu	Thomas Unger
RISE	Anders Wickström
Skogsindustrierna	Johan Bruce
SveBio	Gustav Melin, Dr Erik Dotzauer
Svensk Solenergi	Anna Werner
Svensk Vindenergi	Mattias Wondollek, Thomas Hallberg
Svenska Ekomodernisterna	Take Aanstoot, Simon Wakter
Svenska Kraftnät	Anders Nilsberth
Södertörns Universitet	Dr Mats Nilsson

Vi vill även rikta ett stort tack till:

Dr Johan Lindahl (Svensk Solenergi), Tobias Jakobsson (Energimyndigheten), Mikael Nordlander (Vattenfall), Anders Wik (Vattenfall), Per Kågeson, Anders Österlund (Nouryon), Lennart Evrell (f.d. Boliden) och Peter Berg (SMHI).

1.2 Rapportens syfte

Syftet med denna rapport är på ett öppet och transparent sätt presentera alla ingångsvärden, begränsningar och metoder som har använts för att identifiera kostnadsoptimala systemlösningar för Sverige framtida elförsörjning. Med full transparens så kan fel mycket lättare fångas upp, och de som tar del av resultaten har en möjlighet att se, i detalj, vad för antaganden som har använts. Även om denna rapport har utvecklats som underlag för *en* specifik modellerings och optimeringsstudie, så är ambitionen att dess information kan användas och refereras till som generellt underlag i alla former av framtida elsystemsmodellerings och optimeringar för Sverige. Det är vår ambition och förhoppning att motsvarande öppenhet blir praxis i framtiden.

Hittar du fel eller saknas viktig information? Maila Staffan Qvist på staffanq@gmail.com med din information och förslag. Denna rapport kommer att ha en fast internet-adress där den kontinuerligt uppdateras och förbättras.

1.3 Finansiering

Detta arbete har medfinansierats av Svenskt Näringsliv samt stiftelserna *The Rodel Foundation* och *The Rasmussen Foundation*. Svenskt Näringsliv har deltagit med att utarbeta definitionen av studiens övergripande mål (se avsnitt 2.1) samt expertis från sina medlemsföretag i bedömningen av det framtida fossilfria svenska elbehovet, men har i övrigt inte varit inblandad i studiens utförande. De både amerikanska stiftelserna är helt passiva sponsorer.

1.4 Tilläggsrapporter

Denna rapport summerar arbetet med att ta fram ett transparent och fullständigt underlag för modellering av Sveriges framtida elförsörjning. I tillägg till denna rapport kommer mer detaljerade studier utförts presenteras i separata rapporter vid senare tillfällen, dessa är:

- **Behov av systemtjänster för frekvensstabilitet och spänningsstöd för elnäten**
I denna rapport beskrivs det synkrona nordiska transmissionsnätets rotationsenergi, samt produktion och konsumtion av reaktiv effekt för spänningsstöd och bibehållen överföringskapacitet inom Sverige. Rapporten ger en bedömning av de behov för kompenserande åtgärder som uppstår vid olika typer av systemuppbyggnader.
- **Alternativ för storskalig lagring av vätgas i Sverige**
- **Alternativ för lagring av infångad CO₂ i Sverige och utomlands**
- **Marknadsmodeller och applicerbara kalkylräntor för investeringar**
- **Tekniskt möjlig driftlängd för existerande svensk kärnkraft**
- **Miljö och tillståndsmässiga implikationer av nya driftmönster för svensk vattenkraft**

Dessa rapporter kommer att göras tillgängliga i den ordning de blir färdigställda.

2 Modelleringsverktyg och upplägg

2.1 Introduktion och målsättning

En mängd olika typer av simulerings och optimeringsverktyg för el och energisystem har utvecklats världen över under de senaste 40 åren. Det lämpligaste valet av typ av verktyg, systemavgränsningar och det generella upplägget för en studie beror främst på den specifika typen av frågor man söker svar på. Den övergripande frågeställningen som har styrt detta arbete är:

Figur 1, Definition av studiens övergripande målsättning

I denna studie vill vi utforska konturerna av hur ett kostnadsoptimalt fossilfritt svenskt kraftsystem år 2045 kan tänkas se ut, och genom detta kunna ge konkreta rekommendationer för att Sverige ska kunna övergå till ett fossilfritt samhälle med bästa möjliga konkurrenskraft.

Varje analys av elförsörjning och användning 25 år framåt i tiden kommer i hög grad att baseras på många osäkra antaganden och förenklingar. Då det framtida energisystemet är ett resultat av investeringar för många hundra miljarder kronor, där de enskilda investeringarna ofta har ledtider på över 10 år, så är det nödvändigt att utvärdera scenarios så att redan de mer närliggande investeringsbesluten lägger grunden för ett optimalt framtida system. Med ny teknik och förändrade behov kommer analysen givetvis att behöva utvärderas och redigeras många gånger innan 2045.

Resultaten i denna studie kan främst användas för bedömningar av effekterna av olika teknikval och övergripande policyalternativ. Syftet är att ge en färdriktning och att stödja beslut inom energisektorn för att skapa fortsatt konkurrenskraft för det svenska näringslivet.

Följande avsnitt introducerar olika typer av modelleringsverktyg och deras respektive användningsområden, fördelar och nackdelar. Frågeställningen i denna studie leder till behovet att använda ett verktyg av typen "investeringsoptimering" (se avsnitt 2.2.2), som är en familj av verktyg som från grunden kan ta fram sammansättningen av ett kraftsystem² som minimerar sammanlagda kostnader för investeringar och drift givet en specifik uppsättning antaganden.

² Ett elförsörjningssystem (även kallat kraftsystem) innehåller produktions och lagringsanläggningar samt elnät, och dimensioneras utifrån en antagen behovsprofil samt möjligheter för internationell elhandel, efterfrågefleksibilitet och betald bortkoppling av last.

2.2 Typer av verktyg

2.2.1 Driftoptimering (DO) och elmarknadsanalys

Målsättningen för verktyg för driftoptimering (eller dispatch-optimering, DO) är att avgöra det optimala driftmönstret för olika kraftslag, eller i mer detaljerad analys, enskilda kraftverk, i ett *existerande* eller *ansatt* kraftsystem. Generellt så avgörs den momentana mängden produktion och elhandel mellan länder och elområden enligt rangordningen av marginalproduktionskostnaden per kraftslag eller kraftstationer givet en utbuds och efterfråganskurva³. Elpriset sätts av produktionsanläggningen med den högsta rörliga kostnaden som behövs för att möta efterfrågan. DO-verktyg används effektivt för att beräkna, planera och prognosticera till exempel driftmönster och elpriser i existerande, ofta i stor detalj beskrivna, kraftsystem. De saknar däremot kapacitet att från grunden beräkna till exempel den optimala, kostnadsminimerande, *sammansättningen* av ett kraftsystem. Vanliga användningsområden och aktörer som använder DO-verktyg är till exempel:

- Kraftföretag som vill planera sin egen produktion, närliggande investeringar och schemalagningen av revisionsperioder (då kraftverk inte producerar)
- Marknadsaktörer som vill prognosticera framtida elpriser
- Forskare och myndigheter som vill öka förståelsen för till exempel prissättande mekanismer på elmarknaden.

I en nordisk kontext används sådana verktyg till exempel för att planlägga driften av vattenkraftverk med magasin. Vattenkraftsoperatörer måste kontinuerligt göra avvägningar mellan att producera elektricitet eller att spara på vatten i magasin för produktion vid ett senare tillfälle. Skillnaden mellan elpriset för tillfället och det framtida förväntade (beräknade) elpriset avgör om det är fördelaktigt eller inte att spara på vatten. De kanske mest använda verktygen i Norden för sådan typ av analys är en serie av verktyg utvecklade av det norska forskningsinstitutet SINTEF, ledande av vilka är EMPS (EFI:s Multiarea Power Market Simulator⁴), i Norge kallad "*samkjøringsmodellen*". Modellutvecklingen för EMPS har pågått sedan 1960-talet och har resulterat i mycket avancerade metoder för beräkning av "vattenvärdet"⁵ i vattenkraften i synnerhet. EMPS och liknande eller

³ Det är enligt samma princip som NordPools dagen-före auktionsmarknad för elektricitet i Nordeuropa.

⁴ EFI (Elektrisitetforsynings Forskningsinstitut) uppgick i SINTEF (Stiftelsen for industriell og teknisk forskning) år 1986. En licens för EMPS kostar cirka 500 kkr och det tar en användare en månad av träning för att kunna börja använda verktyget.

⁵ Marginalkostnaderna för vattenkraftsproduktion är mycket små, men vattnet har ett värde (och därmed en alternativmarginalkostnad) eftersom det som inte används idag skulle kunna användas imorgon. Alternativmarginalkostnaden kallas för "vattenvärde" (vannverdi på norska) för vatten som lagrat i ett magasin.

kopplade SINTEF-verktyg som *EOPS*⁶, *SHOP*⁷, *SOVN*⁸ och *Samplan*⁹ används för prisprognostisering, schemaläggning av produktion i vattenkraft samt för investeringsanalys av flertalet större aktörer i Norden. Andra populära kommersiella elmarknadsmodeller som används i Norden är till exempel Apollo (utvecklat av konsultföretaget Sweco) och BID ("Better Investment Decision", utvecklat av konsultföretaget Pöyry, numera AFRY).

Förutom att i detalj analysera det existerande kraftsystemet kan DO-verktyg användas för att:

- *Analysera* påverkan av enskilda föreslagna projekt i ett existerande system
- *Analysera* fördefinierade alternativ för möjliga framtida kraftsystem

Svenska Kraftnät (SvK), som är ett statligt affärsverk som förvaltar det svenska transmissionsnätet, utför och beställer regelbundet detaljerade studier där man använder sig av DO-verktyg. Samhällsekonomiska analyser av nya transmissionsförbindelser, till exempel av alternativ för utökad kapacitet mellan Sverige och Finland, utförs av SvK och dess finska motsvarighet Fingrid i verktyg som EMPS och BID [1]. SvK utför även kontinuerligt "*scenarie-studier*" över möjliga utvecklingsvägar för framtidens kraftsystem i syfte att identifiera behov och utmaningar i tid för att hinna möta dem med rätt åtgärder. För både kortsiktiga och långsiktiga marknadsanalyser används både EMPS och BID¹⁰ [2].

De mer långsiktiga scenariostudierna som SvK utför utgår från dagens kraftsystem och elmarknad, samt redan fattade beslut om framtida åtgärder. Ett framtida "referensscenario" som utgör en "bästa uppskattning" utarbetas från detta underlag med fördefinierade *antaganden* om det framtida systemets kapacitet av produktionsslag, lagringmetoder och möjligheter för överföring av el. Detta *antagna* system analyseras sedan i verktygen EMPS och BID. Kompletterande scenarier utarbetas också och för att vidga utfallsrummet i resultaten, med andra ingångsvärden och med en annan metodik. Andra större scenarie-studier i Sverige på senare tid är främst utförda i verktyget Apollo, och inkluderar:

⁶ EOPS (One-area Power-market Simulator) används för medel till långsiktig driftplanering i områden som är dominerade av vattenkraft (till exempel delar av Norge och norra Sverige), där det inte finns några större begränsningar i överföringskapacitet och de hydrologiska förutsättningarna inom det modellerade området är relativt homogena.

⁷ SHOP (Short-term Hydro Operation Planning) används för detaljerad timvis driftplanering av vattenkraftverk med mycket hög tidsupplösning över en tidsperiod på upp till 2 veckor.

⁸ SOVN (Stokastisk optimaliseringsmodell för Norden med individuella vannverdierna och nettrestriktioner) utvecklas som ett alternativ till EMPS med mindre förenklingar och kalibreringar, och väntas kunna hantera beräkningar av värdet av till exempel nya pumpade vattenkraftverk i system med en hög andel förnybar elektricitet och större kopplingar från Norge till övriga Europa bättre än EMPS.

⁹ Samplan är en SDDP (stokastisk dual dynamisk programmering) baserad version av EMPS.

¹⁰ Till marknadsmodellerna har SvK även möjlighet att koppla en modell över stamnätet och delar av regionalnätet för att möjliggöra mer detaljerade simuleringsresultat ned på stations- och ledningsnivå.

- Energimyndighetens scenarier för "100% förnybart" [3], som inkluderar 5 olika fördefinierade framtidsscenarier ("Vind", "Sol", "Kraftvärme", "Norr" och "Söder").
- Studier av "100% förnybar elektricitet" i Sverige av Sweco för Skellefteå Kraft [4], som inkluderar 2 olika scenarier ("vatten- och vindkraft i norr" och "vind och solkraft i söder och gas").

En begränsad uppsättning av fördefinierade kraftsystem analyseras i stor detalj i dessa studier med DO-verktyg. Eftersom ingen optimering av kraftsystemets uppbyggnad utförs (en fördefinierad uppsättning av produktionsteknologier, lagringsmetoder och elhandelsförutsättningar *ansätts*) så är det beräkningsmässigt rimligt att inkludera stora mängder historiska väderdata (tillrinning, vind, sol och temperatur¹¹) som ingångsvärden i modellerna, samt att använda en mycket avancerad och detaljerad modellering av internationell elhandel och kraftsystemen i andra länder.

I scenarie-studier analyseras typiskt 3–5 olika fördefinierade scenarier, från vilket det går att dra slutsatser kring vilket av just dessa 3–5 olika scenarier som, till exempel, innebär lägst samhällsekonomiska kostnader. Det går dock inte att säga särskilt mycket kring frågan om det går att finna mer fördelaktiga systemkonfigurationer utanför just de scenarier som ansattes. Framtida kraftsystem kan i teorin fritt sättas samman av kombinationer av 10–20 olika produktionslag, 5–10 olika lagringsmetoder samt ett antal olika alternativ för förbindelser från svenska elområden till omvärldens kraftsystem. DO-verktyg som EMPS, BID och Apollo har ett stort spann av användningsområden och är de mest avancerade och validerade verktygen för analys av existerande eller ansatta kraftsystem som finns tillgängliga¹². Men scenarie-studier som utförs med DO-verktyg, även om de utförs iterativt och därmed analyserar och jämför ett flertal olika scenarier, skiljer sig fundamentalt från studier och verktyg som fokuserar på *investeringsoptimering* (se avsnitt 2.2.2) och som är utvecklade för att *från grunden* identifiera kostnadsoptimala kraftsystem. Antalet möjliga kombinationer som måste analyseras är *mycket* stort och det är därför inte möjligt att identifiera *kostnadsoptimala* system med hjälp av scenarie-analyser med DO-verktyg. Denna kategori av verktyg lämpar sig väl för simulering av scenarier i ett givet kraftsystem, men inte för en studie som ämnar att identifiera kostnadsoptimala framtida kraftsystem, som är målsättningen med denna studie enligt definitionen i Figur 1.

¹¹ Dessa ingångsvärden beskriver tillsammans ett "väderår"

¹² Andra internationellt kända DO-verktyg med motsvarande funktioner är till exempel PLEXOS, LUSYM, GTMax, ORCED och EnergyPLAN.

2.2.2 Investeringsoptimering (IO)

Investeringsoptimeringsmodeller (IO) är verktyg som optimerar ett fullständigt kraftsystem från grunden, vanligtvis med målsättningen att minimera de sammanlagda kostnaderna för både investeringar och drift. IO-verktyg måste därför samtidigt kunna utföra både investerings och driftoptimering. IO-verktyg är utan undantag mer approximativa både i metoder och i sina beskrivningar av kraftsystemet än kommersiella DO-verktyg och har därför mycket begränsad användning för de ändamål som DO-verktyg används för (se avsnitt 2.2.1). Den stora fördelen med IO-verktyg är att de från en uppsättning ingångsdata klarar av att analysera ett mycket stort antal möjliga olika konfigurationer av kraftsystem och utifrån detta identifiera det system som minimerar en specifik målfunktion. Målfunktionen är vanligtvis den sammanlagda kostnaden för ett kraftsystem under ett antal begränsningar, i vårt fall till exempel mängden CO₂-utsläpp. På grund av de frågeställningar vi har i detta projekt och den specifika målsättningen som är definierad i Figur 1, är det uppenbart att någon sorts IO-verktyg måste användas. I detta projekt har vi definierat följande generella krav som måste uppfyllas av systemoptimeringen:

Figur 2, Systemoptimeringskrav

Krav som måste uppfyllas av systemoptimeringen:

1. Efterfrågan på elektricitet i Sveriges elområden minus efterfrågefleksibilitet och betald bortkoppling av last måste mötas av systemet, inklusive internationell elhandel, för varje timme under den simulerade perioden (ett år)
2. Vattenkraftens magasinivå (i form av energiinnehåll) i varje svenskt elområde vid det simulerade årets sista timme måste motsvara årets första timme med en maximal skillnad på $\pm 1\%$.
3. Driftutsläpp av växthusgaser från den elproduktion som tillgodoser konsumtionen i Sverige måste sammanlagt på årsbasis ligga under en ansatt övre gräns, i detta fall noll gCO₂/kWh¹³.

Det resulterande *kostnadsoptimerade systemet* är det som minimerar den totala systemkostnaden samt uppfyller krav 1–3 ovan.

I systemkostnaden inkluderas kapitalkostnader, rörliga och fasta underhållskostnader, bränslekostnader samt de skatter och avgifter som direkt kompenserar för negativa externa effekter. Systemtjänster för elnätets fysiska drift har inte prissatts och är inte inkluderade i

¹³ En mängd scenarier har även analyserats med utsläppsgränser på 10 gCO₂/kWh. Systemens uppbyggnad och kostnader när mycket begränsade utsläpp tillåts var snarlika scenarier utan driftutsläpp, och eftersom sådana system låser in ett beroende av fossil kraft har de därför inte inkluderats i resultatrapporten från studien.

optimeringsberäkningen. Inga subventioner eller fiskala skatter är inkluderade. Kärnkraftens avgifter för slutförvar av använt kärnbränsle tas med fullt ut i systemkostnaden eftersom detta är en avgift för en tydligt definierad negativ extern effekt. Kapitalkostnaderna består av räntekostnader och avskrivningar för investeringar i produktion, lagring och elnät. I de fall då internationell elhandel är inkluderat för systemdimensionering så läggs kostnader för importerad el till Sverige till systemkostnaden, medan intäkter från exporterad el från Sverige minskar systemkostnaden.

IO-verktyg är, på grund av sin mer samhällsekonomiska fokus, i mer begränsad användning i Sverige och Norden utanför universiteten. Det med god marginal mest välkända och använda IO-verktyget i Sverige är MARKAL¹⁴ och TIMES¹⁵ (som nu ersatt MARKAL). Verktygen har utvecklats i ett stort internationellt samarbete under ledning av Internationella Energimyndighetens (IEA) "Energy Technology Systems Analysis Program" (ETSAP), som startade 1978. TIMES kan optimera *hela* energisystemet (inte bara kraftsystemet) och utför även investeringsanalysen över en hel tidsperiod istället för att fokusera på ett enskilt framtida år. Databaser med ingångsvärden för TIMES finns i två versioner som är anpassade för svenska eller nordiska förhållanden (TIMES-SWEDEN¹⁶ och TIMES-NORDIC¹⁷).

Den generella fördelen med TIMES är möjligheten att kunna modellera hela energisystemet (elektricitet, värme, transporter, industriella processer etc.) med ett mycket stort antal ingångsvärden och teknikalternativ. För detta är TIMES ett mycket användbart verktyg. De främsta nackdelarna med TIMES-ramverket för användning inom detta projekt är att den mycket höga komplexiteten i modelleringen gör att andra förenklingar blir oundvikliga. Det är till exempel vanligtvis praktiskt möjligt att köra TIMES-modeller med ett antal tidssteg som varierar från 12 tidssteg (timmar) per år upp till 32 tidssteg per år¹⁸, vilket gör det omöjligt att korrekt representera

¹⁴ MARKET ALlocation model

¹⁵ TIMES (The Integrated MARKAL-EFOM System) är en mer modern kod-version inspirerat av, och baserat på, verktygen MARKAL och EFOM (The Energy Flow Optimization Model).

¹⁶ SWEDEN-versionen innehåller enbart ingångsvärden för Sverige, och underhålls och utvecklas av Luleå Tekniska Universitet.

¹⁷ NORDIC-databasen inkluderar en detaljerad beskrivning av energisystemen i Danmark, Sverige och Norge, samt en beskrivning av *kraftsystemen* i Tyskland, Polen och de tre baltiska länderna. Modellen är kalibrerad för ett basår (2010) och innehåller tekno-ekonomiska projektioner fram till 2050.

¹⁸ Times-Nordic och Times-DK (för Danmark) är konfigurerade för 32 tidssteg/år. Dessa representerar fyra säsonger med 8 timmar i varje [163] [164]. TIMES-Sweden, Irish-TIMES och JRC-EU-TIMES (för hela EU) är alla konfigurerade för 12 tidssteg/år. Dessa representerar fyra säsonger med tre timmar i varje, uppdelat på dag, natt och "max-konsumtionstimmen" [165]. ELIN, ett IO-verktyg utvecklat vid Chalmers tekniska högskola som kan kopplas till DO-verktyget EPOD, kan hantera upp till 16 tidssteg per år [166] [167]. Verktyget Balmorel, som användes av IEA och ett stort antal nordiska forskningsinstitut & företag för rapporten *Nordic Energy Technology Perspectives* (2016), och kördes då för investeringsoptimering med upp till 72 tidssteg per år.

till exempel variationen i produktionen av vind och solkraft. Många viktiga fenomen utöver den naturliga variationen i elproduktion från vind och solkraft är kontinuerliga över längre tidsperioder och kan därför inte heller modelleras genom enskilda "representativa timmar", till exempel efterfrågefleksibilitet och tidsförskjutning av laster, och magasinutfyllnadsgrad och tillrinning i vattenkraften. En annan typ av generella förenklingar i TIMES och liknande IO-verktyg är avsaknaden av viktiga driftbegränsningar för olika kraftslag såsom¹⁹:

- Minimalt stabil produktionsnivå (% av installerad effekt)
- Ramphastigheter i effekt (upp och ner)
- Uppstartskostnader och fördröjningar
- Minimum avställningstid och maximal kontinuerlig drifttid

För att ändå kunna ta implicit hänsyn till sådana begränsningar används ofta en "hybridmodell", som kombinerar en långsiktig investeringsoptimering i till exempel TIMES med vidare analys av systemen som rekommenderas ur TIMES med hjälp av DO-verktyg. Ett exempel på en sådan strategi är studierna av NEPP (North European Power Perspectives) på uppdrag för Energiföretagen (ref. [5]), där tre olika scenarier studeras ("Förnybart centraliserad", "Förnybart Decentraliserad" och "Förnybart och kärnkraft") med hjälp av en kombination av TIMES (IO) och Apollo (DO). Detta är ofta ett relevant och kompletterande angreppssätt, men det kan enbart användas för att verifiera att systemlösningarna som IO-verktyget tar fram faktiskt representerar realistiska lösningar i mer detaljerad analys i DO-verktyg. Även med en sådan koppling av verktygstyper så bestäms fortfarande den resulterande "optimala" systemlösningen *inte* utifrån de faktiska driftbegränsningarna som föreligger.

På grund av förenklingarna och approximationerna beskrivna ovan och på grund av att fokus i detta projekt ligger specifikt på en detaljerad optimering av det *svenska kraftsystemet* (vilket medför ett starkt behov av hög tidsupplösning och modellering av driftbegränsningar, men ett minskat behov av optimering av ett helt energisystem) valdes inte TIMES som verktyg för detta projekt. En mängd avancerade IO-verktyg finns tillgängliga utöver de som hittills har använts för större studier som involverar Sverige (vilka inkluderar TIMES, Balmorel, ELIN, REX [6] och Hong et. al [7]). Etablerade verktyg som framgångsrikt skulle kunna användas i detta projekt, som kan systemoptimera på basis av analys av hela år med minst timvis tidsupplösning (>8760 tidssteg) och med alla relevanta driftbegränsningar är till exempel GenX [8], Calliope [9], WIS:dom [10], Switch [11], E3 Resolve [12] och EER RIO [13]. En avvägning av verktygets tillgänglighet och kostnad, applicerbarhet på svenska förhållanden (vilket främst rör kapacitet för modellering av vattenkraft med magasin) och den

¹⁹ Tilläggspaket för till exempel TIMES och Balmorel har utvecklats för att i teorin kunna lägga till motsvarande driftbegränsningar [168], men eftersom dessa paket ökar den beräkningsmässiga bördan och alla nämnda driftbegränsningar är direkt beroende av modellering med mycket hög tidsupplösning för att representeras korrekt är det, även med expensionspaket, svårt att inkludera detta i en TIMES-modellering.

tekniska kapaciteten och erfarenheten hos samarbetspartners som hjälper till att utföra modelleringsarbetet ledde till ett val av verktyget GenX och, i samband med detta, ett samarbete med ledande forskare aktiva vid universiteten MIT, Harvard och Princeton.

2.3 Verktyget GenX och dess konfigurering i denna studie

För att utforska kostnadsoptimerade kraftsystemsalternativ för Sverige har verktyget GenX använts i detta projekt. GenX (The Optimal Electricity **Generation eX**pansion Model) har utvecklats av forskare inom energisystemsmodellering vid Massachusetts Institute of Technology (MIT) och Harvard University sedan 2014. För en beskrivning av GenX metodik se ref. [8]. Ett urval av publicerade studier som använt GenX återfinns i fotnoten på denna sida²⁰. Funktionaliteten i verktyget GenX har vidareutvecklats inom detta projekt för att möta de utökade krav på som denna studie medförde framförallt vad det gäller den antalet olika produktions och lagringsalternativ som analyseras, komplexiteten gällande att korrekt modellera driften av den svenska vattenkraften, behandlingen av internationell elhandel samt efterfrågefleksibilitet. GenX optimerar i detta projekt både produktion, lagring och transmissionskapacitet i kraftsystemet för de fyra svenska elområdena (SE1-SE4). GenX-verktyget möjliggör samtidig optimering av sju sammanlänkade beslutslager:

1. Planering av kapacitetsexpansion (investeringsbeslut för resurser för produktion och lagring)
2. Timvis optimering av drift/användning av resurser för produktion, lagring, efterfrågefleksibilitet och betald bortkopplad last
3. Beslut om enhetsåtaganden och driftsbegränsningar för olika kraftslag
4. Kapacitetsmix för att uppfylla systemets krav på driftsreserver
5. Kraftflöden för transmissionsnät (inklusive förluster) och beslut om utbyggnad av nät
6. Distributionsnätets kraftflöden, förluster och beslut om förstärkning av nät
7. Interaktion mellan el- och värmemarknaden.

Investerings- och driftbeslut (lager 1 och 2) är oundvikliga inslag i GenX och generellt i alla IO-verktyg under alla konfigurationer. I lager 3 har användaren ett flertal alternativ när det gäller att representera de operationella begränsningarna för olika värmekraftverk (t.ex. kol, gas, kärnkraft och biokraftverk) och vattenkraftverk. Enhetsåtaganden (t.ex. beslut om uppstart och avstängning) och driftbegränsningar (till exempel maximal timvis förändring i relativ effekt) kan modelleras ända ner till enskilda kraftverk eller genom att använda en effektiv gruppering av liknande eller identiska enheter. Alternativt går det att ignorera driftbegränsningar och enhetsbeslut helt och hållet i linje med IO-verktyg som till exempel TIMES, REX och Balmorel. GenX kan också konfigureras så att den överväger investeringsbeslut för kapacitet att leverera frekvensreglering och driftsreserver om så krävs av systemoperatörer (lager 4), men dessa reservåtaganden kan också ignoreras om så önskas.

²⁰ Se till exempel ref: [148] [150] [149] [105] [155] [156] [157] [158] [159] [160] [161] [162].

Modellen tillåter att transmissionsnätverk kan representeras i flera nivåer (lager 5), inklusive: på en nod- eller zon-nivå med växelströmsflöde mellan noder eller zoner approximativt modellerat enligt LDC-metoden²¹, på zon-nivå med ansatta begränsningar för kraftflöden mellan zoner, eller så kan överföringsbegränsningar och flöden ignoreras. I de fall då en överföringsmodell inkluderas så kan beslut om utbyggnad av nätkapacitet modelleras och överföringsförluster kan representeras på en detaljnivå som specificeras av användaren. Med överföringsmodellering inkluderad kommer GenX därför att mer realistiskt överväga att placera produktions och lagringskapacitet på olika platser i systemet (för Sverige gäller detta vilket elområde kapaciteten placeras i). Avvägningen inkluderar då en balansering mellan resurskvalitet (till exempel vind och sol-resurser), lokaliseringsbegränsningar, kostnader för utbyggd nätkapacitet och överföringsförluster.

Det är också möjligt att låta GenX representera distributionsnät (lager 6), där varje modellerad zon representerar en specifik spänningsnivå på regionalnätet. Detta gör det möjligt för modellen att välja den optimala platsen för investeringar för distribuerade energiresurser som solpaneler på hustak, lokal energilagring, bränsleceller etc. i olika spänningszoner. Effektflöden mellan spänningsnivåer kan begränsas för att representera begränsningar för transformatorkapacitet. Slutligen så kan GenX konfigureras för att modellera sektorkopplingen mellan elproduktion och uppvärmningssektorn (lager 7), inklusive modellering av kraftvärme, elektriskt uppvärmd termisk lagring och industriell processvärme.

Det är i stort sett aldrig praktiskt möjligt att modellera alla sju beslutslager med högsta möjliga upplösning av detaljer i större modelleringar, så GenX-modellen är utformad för att vara konfigurerbar så att användaren kan specificera detaljnivån eller abstraktionen längs vart och ett av dessa sju lager eller utelämna lager helt och hållet. I alla större optimeringsstudier måste ett antal sådana svåra överväganden göras, eftersom problemets komplexitet oftast är sådant att det inte är praktiskt, eller beräkningsekonomiskt, möjligt att använda *all* funktionalitet som finns tillgängligt i mycket avancerade verktyg. Upplägget får då förenklas till en nivå som möjliggör att de optimeringskörningar som är av intresse kan utföras utan att studien för den skull går miste om viktig funktionalitet. För vår modellering i GenX har modelleringen konfigurerats enligt Tabell 3, efter ingående diskussioner med GenX-verktygets utvecklare.

²¹ Implementeringen i GenX är baserad på motsvarande implementering i ReEDS [169], utvecklad av National Energy Renewable Laboratory (NREL). En beskrivning av metoden finns t.ex. i ref. [170] & [171].

Tabell 3, GenX konfiguration av funktionalitet i detta projekt

Lager	Funktion	Behandling i detta projekt
1	Samoptimering av investering och drift för kraftsystemet	Inkluderat och behandlat separat för de svenska elområdena (SE1-Se4) för att fånga upp optimal lokalisering av kapacitet samt relevanta kostnader för ökad överföringskapacitet internt inom Sverige
2		
3	Drift och investeringsbegränsningar	<p>Följande driftbegränsningar har ansatts för varje modellerad typ av kraftslag:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Max. relativ effektförändring per timme (nedåt) • Max. relativ effektförändring per timme (uppåt) • Uppstartskostnad • Förbränningsrat av bränsle under uppstart (högre än under kontinuerlig drift) • Enhetsstorlek på särskilda kraftslag (X MW, t.ex. stora kärnkraftverk) • Minimal stabil elproduktion (% av effekt) • Minimal tid i drift innan avställning är möjlig • Minimal tid i avställning innan uppstart är möjlig • Själv-urladdning (för lagringsalternativ) <p>Vattenkraftens drift är utöver detta begränsad enligt lagar och praxis kring minsta tillåtna magasinutfyllnadsgrad över året.</p>
4	Driftreserver	Ej beaktat
5	Transmissionsnät	Modellerat på zon-nivå med begränsningar för kraftflöden mellan zoner. För existerande transmissionsnät är detta baserat på NTC-värden. Överföringsförluster är explicit modellerade för alla förbindelser som en %-andel av flöde.
6	Distributionsnät	Ej beaktat
7	Sektorkoppling värmesektor	Ej beaktat

Lager 4 har inte inkluderats, vilket betyder att GenX *inte* explicit överväger kapacitetskrav för att leverera frekvensreglering och driftsreserver som behövs av systemoperatörer (i detta fall främst Svenska kraftnät) för att till exempel ta höjd för osäkerheter på kort sikt i prognoser för elbehov, produktion i variabel förnybar energi eller fel i större kraftverk eller transmissionsnät. Istället för att exogent ansätta sådana krav är planen istället att de kostnadsoptimala system som resulterar ur GenX-beräkningarna ska testas med avseende på robusthet för elnätets fysiska drift i specialiserade verktyg för detta såsom PSS/E²². Om en systemlösning då visar sig inte klara av till exempel bortfall av större produktionsanläggningar eller nätförbindelser, eller inte innehåller tillräckliga lokala resurser för produktion och konsumtion av reaktiv effekt för spänningshållning, så kan rekommendationer kring investeringsbehov för att kompensera för detta göras utanför optimeringsberäkningarna i GenX. Dessa investeringsbehov kan sedan läggas till den övriga kostnaden för respektive kraftsystemlösning från GenX för att med större precision bestämma den totala kostnaden i varje fall.

Modellering av distributionsnät (Lager 6) har inte inkluderats då det inte antas göra någon större skillnad i en jämförande analys mellan olika systemalternativ i detta projekt, samtidigt som dess inkludering skulle öka den beräkningsmässiga bördan. Ingen sektorkoppling till värmeförsörjningen (Lager 7) har inkluderats, vilket gör det svårare att korrekt representera den framtida svenska kraftvärmen. Anledningen till dess exkludering är dels att begränsa problemets komplexitet, som redan utan Lager 4, 6 och 7 är mer komplext och beräkningstungt än någon annan problemformulering som har satts upp i GenX hittills, samt för att undvika de betydande externa optimeringsanalyser för teknikalternativen inom värmeförsörjningssektorn i sig som skulle krävas för att korrekt modellera och ge ingångsvärden för detta. De specifika problem som uppstår genom att ignorera värmesektorkopplingen behandlas i avsnitt 3.2.

²² Power System Simulator for Engineering (PSS/E)

3 Generella modelleringsutmaningar

3.1 Sammanfattning

Fokus för denna studie är enligt definitionen i Figur 1 *kraftsystemet*, inte hela energisystemet eller hela ekonomin, och geografisk fokus är specifikt på Sverige. Denna fokus leder till att *enbart kraftsystemet modelleras* och att *kostnadsoptimeringen appliceras enbart på Sveriges elområden*. Detta leder i sin tur till två uppenbara utmaningar:

1. Det finns sektorkopplingar mellan kraftsystemet och energisystemet i stort, inom till exempel inom industriella processer, inom transportsektorn och för värmeförsörjning
2. Det finns möjligheter för elhandel mellan Sveriges elområden och andra länder

Det följande avsnittet beskriver vår hantering av den första av dessa utmaningar i denna kontext. Elhandelsanalysen är en del av ett större sammanhang som hör ihop med hur de analyserade och optimerade systemen avgränsas, vilket beskrivs mer utförligt i avsnitt 4.

3.2 Sektorkopplingar

Ett möjligt angreppssätt för att hantera utmaningen med sektorkopplingar vore att försöka inkludera i optimeringsberäkningarna även alla andra sektorer som har en stark koppling till elförsörjningen, vilket i praktiken skulle innebära en modellering och optimering som inkluderar *hela* energisystemet. Verktyg med kapacitet för sådana beräkningar existerar (se avsnitt 2.2.2), men en avgörande nackdel är att den mycket högre komplexiteten i en sådan analys ofta innebär att ett antal förenklingar måste införas jämfört med de verktyg som fokuserar enbart på kraftsystemet.

För svenska förhållanden finns idag fördelen att en stor del av det ofta mycket komplicerade sektorkopplingsarbetet som skulle behöva struktureras och modelleras redan är utfört av expertgrupperna inom de av Kungliga Ingenjörsvetenskapsakademien (IVA) administrerade projekten "Vägval El" och "Vägval för Klimatet", samt inom de färdplaner som publiceras som en del av regeringens initiativ "Fossilfritt Sverige". Utifrån dessa detaljerade analyser kan det framtida elbehovet uppskattas inom viktiga kopplade sektorer som:

- Transportsektorn, var sektorkoppling till elförsörjningen idag främst gäller bantrafik, men där även en stor del av vägtransporter antas vara elbaserade år 2045
- Process & kemiindustrin, där flera branschers processer ställer om till elbaserade lösningar
- Stålindustrin, som ska fasa ut användningen av kol med hjälp av elektrolytisk vätgas

Dessa sektorkopplingar kan därför hanteras *indirekt* genom att elbehoven i modelleringen justeras för att inkludera de förändrade elbehov som dessa analyser indikerar. Sammanlagt innebär övergången till fossilfrihet över hela ekonomin, tillsammans med energieffektiviseringar och ökade

elbehov inom specifika nya applikationer såsom datahallar, ett ökat svenskt elbehov från cirka 130 TWh/år idag till runt 200 TWh/år 2045 (för detaljer se avsnitt 9). Den kvarvarande utmaningen är den *direkta* kopplingen mellan el och värmeförsörjning inom kraftvärmens, både för fjärrvärme och inom industrin. Ett kraftvärmeverk kan producera både elektricitet och värme, vilket innebär att investeringsanalysen skiljer sig från anläggningar som enbart producerar elektricitet²³. Det är dyrare att bygga ett kraftvärmeverk än ett renodlat kraftverk eller värmeverk, och kraftvärmeverk producerar främst värme. Två generella angreppssätt för att kompensera för begränsningen att värmesektorn inte är inkluderad i denna studie har prövats inom detta projekt:

1. *Kraftvärmens ställs helt utanför optimeringsberäkningarna*

Här görs ett antagande om den installerade kapaciteten för elproduktion från kraftvärmeverk i det framtida systemet, oberoende av den övriga optimeringen av kraftsystemet. Detta antagna system kan motsvara dagens situation men kan även (med motivering baserat på värmeunderlaget) justeras upp eller ner i storlek. I vår modellering har det nuvarande systemet behållits. Modelleringsmässigt är detta likt behandlingen av vattenkraften, som även den står utanför optimeringsberäkningar och antas fortsätta finnas på plats i alla studerade scenarion. Driften av elproduktionen från kraftvärmens begränsas av värmeunderlaget, som i sig är säsong- och temperaturberoende.

2. *Kraftvärmens förutsättningar justeras för att reflektera relationen mellan el/värmeproduktion*

Justeringar införs både vad gäller investeringskostnader och bränsleförbrukning för kraftvärmens för att reflektera att kraftvärmeverken även (ofta främst) producerar och säljer värme. Modelleringen beaktar då enbart den andel av investeringskostnader och bränsleförbrukning som bör belasta elproduktionsfunktionen i kraftvärmeverket. I vår modellering har investeringskostnaden för kraftvärmeverk, som baserats på underlaget till Energikommissionen [14], varierats från noll upp till hela det faktiska värdet. Den termiska effektiviteten, som bestämmer bränsleåtgången och därmed bränslekostnaderna, har justerats upp till ett fiktivt värde av 90%. I de fall då kraftvärme inkluderas i *optimeringsberäkningarna* så har dess potentiella expansion *begränsas* baserat på antaganden om värmeunderlaget, som i vår modellering är oförändrat från dagens situation.

²³ De tillgängliga alternativen för kraftvärme i studien är i nuläget begränsade till förbränning av biomassa och avfall. Alla andra produktionsalternativ antas enbart kunna producera elektricitet. I Sverige har kärnkraftsvärmeverk varit i drift (Ågesta), och i stort sett samtliga moderna små modulära kärnkraftverk som är under utveckling går att konfigurera som kraftvärmeverk. Dessa alternativ har inte beaktats i studien. Ett annat tekniskt möjligt alternativ som inte tagits med är att använda naturgas med koldioxidinfångning (CCS) för fjärrvärme och processvärmeförsörjning.

4 Systemavgränsningar och internationell elhandel

4.1 Yttre gräns för optimering och handel

I en kraftsystemsoptimeringsstudie finns det två övergripande systemavgränsningar som måste väljas och motiveras:

- **Optimeringsområde:** det område inom vilket modelleringsverktyget ska finna en kostnadsoptimal systemlösning, i detta fall Sverige.
- **Analysområde:** de områden i optimeringsområdets närhet vars lokala förutsättningar kan ha en avgörande påverkan på den optimala lösningen inom optimeringsområdet och därför bör, på något sätt, inkluderas i analysen.

Likt valet av modelleringsverktyg så beror det lämpligaste valet av optimerings- och analysområde på vilken typ av frågor studien söker svar på. IO-verktyg (se avsnitt 2.2.2) söker generellt efter att minimera den totala systemkostnaden över *hela området* som optimeras. I de flesta fall då en studie ämnar identifiera policyrelevanta observationer så är det därför rimligt att optimeringsområdet sammanfaller med motsvarande nivå och område där beslutsfattandet sker. Den absolut avgörande beslutsfattande makten kring energi och klimatpolicy ligger på nationell nivå, även i mer tätt sammanbundna områden som EU. I detta projekt ligger fokus specifikt på Sverige och på svensk energi och klimatpolicy, och därav har vi valt att begränsa *optimeringsområdet* till just Sverige och dess elområden. Figur 3-Figur 10 visar de möjliga alternativ som utvärderades inom detta projekt för yttre gränser för optimering respektive analysområde²⁴. Systemalternativ E-H (Figur 7- Figur 10) valdes bort på grund av att optimeringsområdet i dessa alternativ är större än Sverige. För mer akademiska studier är det ofta rimligt att expandera optimeringsområdet över nationella gränser för att till exempel identifiera trender och göra känslighetsanalyser. Med ett antagande om enbart energy-only marknad överallt, i avsaknad av nationell och internationell policy kring energi, klimat och miljö, utan nationella skatter, subventioner och restriktioner samt med antagandet att elnäten (som är naturliga monopol) nationellt och internationellt expanderar med hjälp av privata investeringar på en fri liberaliserad marknad, så går det att hävda att en samoptimeringsstudie som samtidigt inkluderar *flera länder* inom optimeringsområdet motsvarar den ekonomiskt mest fördelaktiga (och därmed mest sannolika) utvecklingen inom detta område. En sådan samoptimering

²⁴ "Explicit Handel" i dessa figurer innebär att efterfrågan och den timvisa driften av olika kraftslag i dessa områden modelleras. Efterfrågan och produktion inom områden som markeras med "Implicit Handel" modelleras inte timvis, men dessa områdens övergripande påverkan på handelsförhållanden i optimeringsområdet och de explicit modellerade områdena är implicit inkluderat genom en nedstyrning av importbehov och exportmöjligheter i de explicit modellerade områdena. Om "område A" är det optimerade området, "område B" är ett explicit modellerat men inte optimerat område och "område C" är ett område som är en viktig handelspartner med område B, så är område C "implicit inkluderad" om importbehovet och tillgänglig exportkapacitet mellan område B och område A reduceras för att reflektera denna handel.

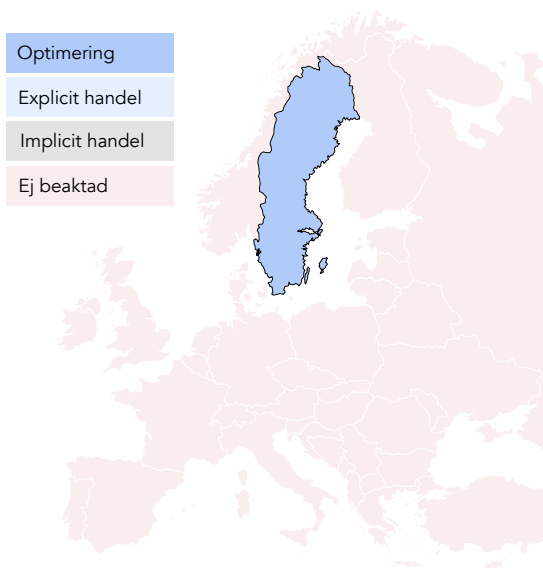
kan då i teorin användas *både* för att få fram policyrelevanta resultat för ett delområde av intresse (till exempel området Sverige inom en samoptimering av hela Nordeuropa) samtidigt som optimeringen då *även* tar hänsyn till de övriga närliggande systemens "mest sannolika" utveckling (enligt antagandena ovan). Fördelen med ett sådant angreppssätt är att driftsbeslut för kraftverk eller kraftslag i grannländer samt den internationella elhandeln mellan länderna *inom* optimeringsområdet och även eventuella expansioner av internationella nätförbindelser inom området mycket lätt kan modelleras. Den stora nackdelen med en sådan definition av optimeringsområde är att resultaten för ett delområde inom det större området blir väldigt starkt och direkt beroende av antaganden kring utvecklingen i de andra delområdena inom det övergripande området, vilket begränsar dess användbarhet utanför akademiska studier. Under överskådlig framtid så förblir elnäten naturliga monopol och olika länder (även inom EU) har egna nationella klimat, miljö och energipolicies, olika marknadsupplägg, samt diverse subventioner, punktskatter, skattelättnader, förbud och restriktioner inom energiområdet. Det är därför relativt osannolikt att Sveriges resulterande "optimala" beteende (i form av vilka investeringar som sker inom Sveriges gränser eller för handelskapacitet till och från Sverige) i en studie som ämnar att *samtidigt* minimera den *totala* systemkostnaden över till exempel *hela norra Europa* eller *hela Europa*, faktiskt skulle visa sig vara en optimal strategi för Sverige i verkligheten.

Ett annat problem är utmaningen i att finna, definiera och validera verklighetstroga ingångsvärden för modelleringen av alla de områden som ska ingå i optimeringsberäkningarna, vilket är en mycket stor utmaning redan för ett enskilt land. Det finns dock givetvis exempel på tillfällen då det är relevant att försöka samoptimera större områden även utanför rent akademiska studier, ett exempel på detta är:

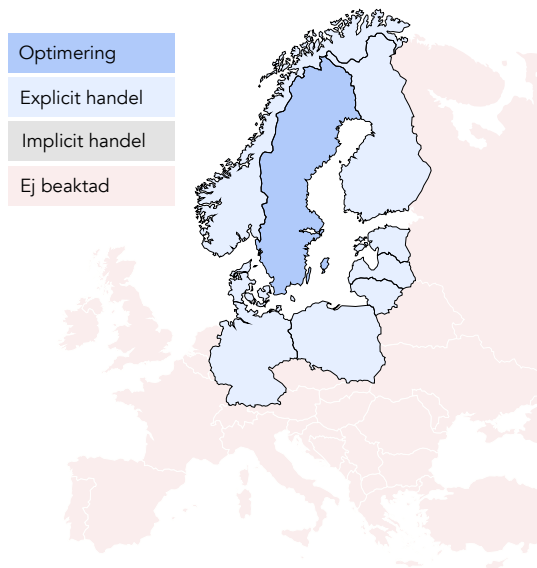
- I en studie som ämnar att informera den Europeiska Unionens centrala beslutsfattande kring energi och klimat kan det vara relevant att försöka "samoptimera" kraftsystemen i alla länder i hela EU, och inkludera länder i Europa som inte ingår i EU inom analysområdet.

Det går även att motivera en mycket snävare systemavgränsning för optimering än på nationell nivå, till exempel:

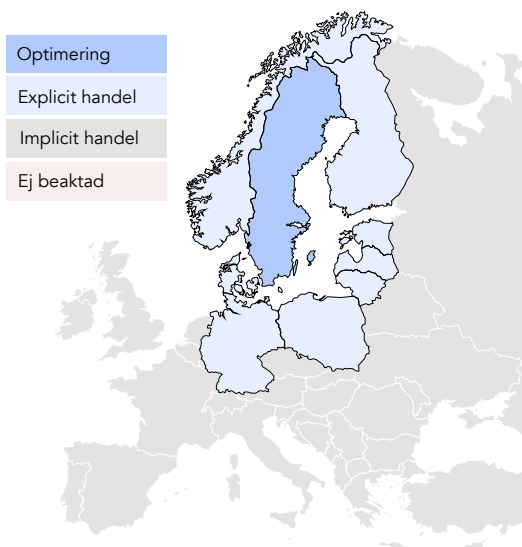
- I en studie som ämnar att informera beslutsfattande inom energiförsörjning och utsläpp för en separat delstat eller region *inom* ett land så är det relevant att definiera just denna region som optimeringsområde och att inkludera resten av landet, och möjligen även närliggande områden i grannländer, i analysområdet.



Figur 3, A: Optimering av Sverige i "ö-drift"



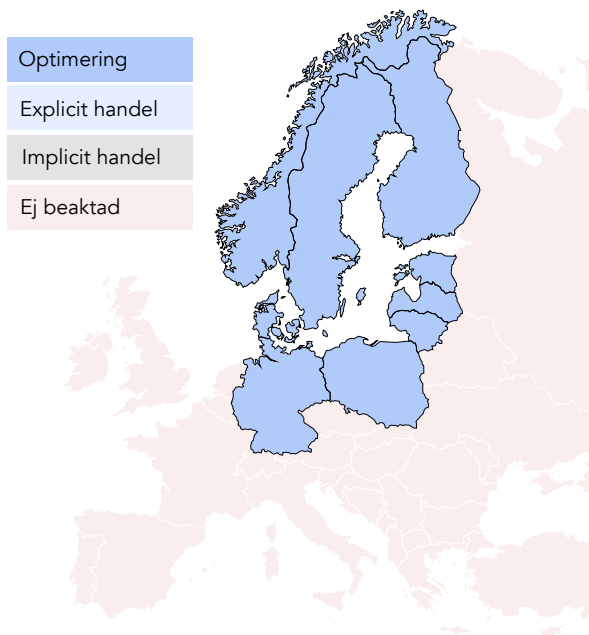
Figur 4, B: Optimering av Sverige, modellerad elhandel med övriga Nordeuropa (NO, DK, PL, FI, DE, Baltikum)



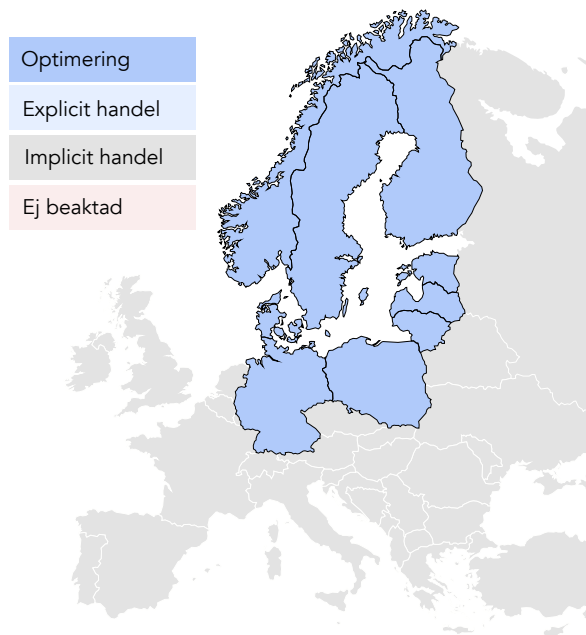
Figur 5, C: Optimering av Sverige, modellerad elhandel med övriga Nordeuropa, implicit (avdragen) elhandel inkluderad för resterande delar av Europa



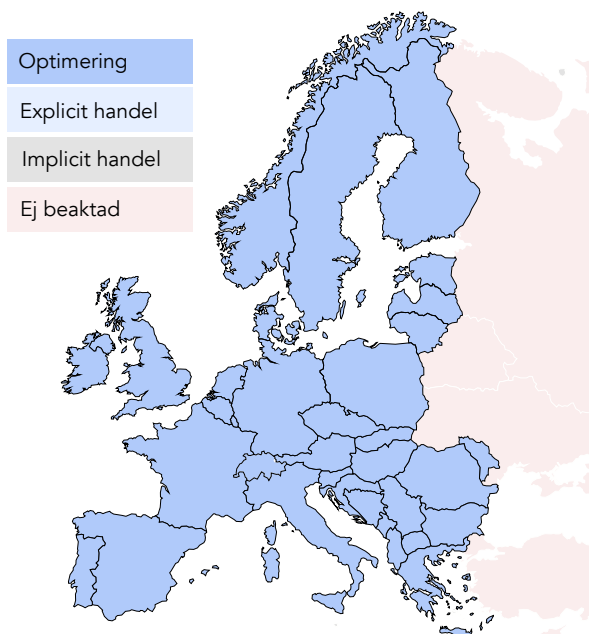
Figur 6, D: Optimering av Sverige, modellerad elhandel med och mellan alla länder i övriga Europa



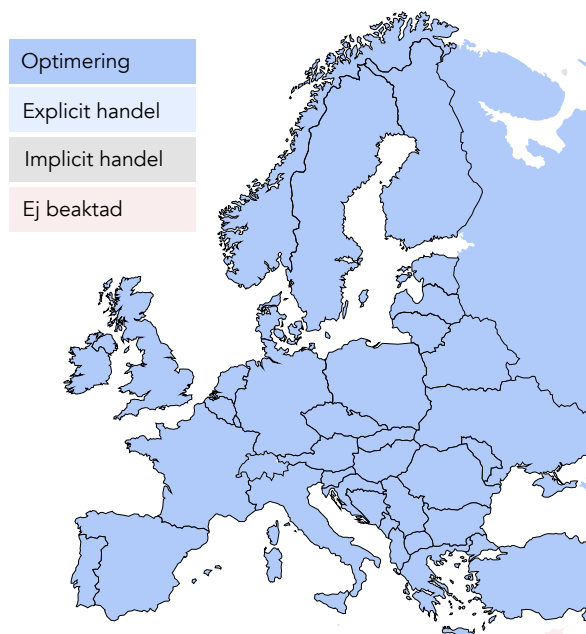
Figur 7, E: Samoptimering av Nordeuropa



Figur 8, F: Samoptimering av Nordeuropa, implicit (avdragen) elhandel med övriga Europa



Figur 9, G: Samoptimering av Europa



Figur 10, H: Samoptimering av ännu större områden

I detta projekt ligger fokus specifikt på Sverige och därför har vi valt att begränsa *optimeringsområdet* till just Sveriges elområden. Även detta kan göras på ett flertal sätt och medför sin egen uppsättning av utmaningar. Det enklaste möjliga upplägget är att anta det som kallas för **ödrift** (Figur 3), i vilken optimeringsanalysen inte tar hänsyn till möjligheterna för internationell elhandel när systemet dimensioneras. Ödriftsanalys har den stora fördelen att det optimerade systemet då dimensioneras på ett fullständigt robust sätt gentemot osäkerheter i utvecklingen i kringliggande kraftsystem. Ett system som dimensioneras enligt dessa förutsättningar kan alltså sägas "klara sig själv" (det är inte

beroende av import) under alla modellerade tillstånd, men motsvarande system (om det skulle byggas) *kan* givetvis nyttja internationell elhandel i verkligheten.

Det är dock mycket viktigt att påpeka att antaganden om "ödrift" *enbart* är möjligt specifikt för en *dimensionerande* systemoptimeringsanalys. Motsvarande antagande vore *fullständigt* missvisande för en elmarknadsanalys för att till exempel prognosticera elpriser, eftersom elpriserna i nuvarande marknadsupplägg till stor del bestäms av förhållanden utanför landet.

Ödriftsstrategin för systemdimensionering ligger också nära det som hittills generellt använts för *planering* av reglerade kraftsystem, eftersom import och export som andel av total produktion och konsumtion historiskt varit mycket låg världen över (och fortfarande är generellt låg utanför Europa). Den stora och uppenbara nackdelen med dimensionering för ödrift är det faktum att internationell elhandel redan är mycket väletablerad i Norden och i verkligheten kommer att utgöra en del av systemlösningen. I Sverige uppgår på senare år på årsbasis nettovolymen internationell handel till 5–10% av den inhemska produktionen och bruttohandeln till cirka 25–30%. Att ignorera detta när systemet dimensioneras leder oundvikligen till en suboptimal systemlösning på två sätt samtidigt:

1. Systemet kan aldrig kan förlita sig på importkapacitet när sådan i verkligheten finns tillgänglig, och överdimensionerar därför systemlösningen med avseende på bristsituationer
2. Systemet kan inte tjäna pengar på export av elektricitet och underdimensionerar därför systemlösningen med avseende på möjligheterna för betald (vinstgivande) export

Det är därför av värde att inkludera elhandel med åtminstone länderna i närområdet i analysen för att ge mer rättvisande, om än mindre robusta, ingångsvärden för optimeringen. Detta kan i princip göras enligt alternativ B-D (Figur 4-Figur 6).

I alternativ B så optimeras systemet i Sveriges elområden, och explicit elhandel modelleras med de länder/områden vilka Sverige är direkt kopplade till med elkablar (Norge, Danmark, Tyskland, Polen, Baltikum och Finland). Områden utanför detta är inte beaktade i alternativ B. En sådan avgränsning blir direkt missvisande vad det gäller elhandel eftersom den mycket betydande handel som sker mellan länder inom det analyserade området till och från länder utanför detta område då inte räknas med. Tyskland, med stor marginal det största kraftsystemet inkluderat i analysområdet, handlar idag mycket större volymer el med länder som Frankrike och Österrike, som inte är med i analysområdet, än den sammanlagda handeln med länderna inom analysområdet.

Alternativ C (Figur 5) hanterar problematiken i alternativ B genom att implicit hantera elhandeln utanför det explicita analysområdet. Detta görs genom att den totala handelsvolymen som är tillgängligt för Sverige räknas ner. Hur detta görs beskrivs i avsnitt 4.2.2.

Alternativ D (Figur 6) beskriver vad som skulle kunna definieras som ett optimalt upplägg för den typ av studie som utförs i detta projekt. Sveriges elområden optimeras och all elhandel mellan alla länder

i hela Europa är explicit modellerade. Eftersom dessa områden inte är med i optimeringsberäkningar så söker inte optimeringen efter det kostnadsoptimala systemet över hela detta område, utan söker enbart definiera det kostnadsoptimala systemet i Sverige givet antagna förhållanden i hela övriga Europa. I praktiken är en sådan typ av modellering enbart möjlig eller relevant i avancerade DO-verktyg (se avsnitt 2.2.1) som ämnar att korrekt beskriva dagens existerande elmarknader. Den mycket stora osäkerheten i hur kraftsystem utanför Sverige utvecklar sig under de närmaste 25 åren, samt den mycket begränsade påverkan länder geografiskt långt borta från Sverige har, gör att kraftflöden mellan länder i till exempel Sydeuropa utan problem kan ignoreras för systemoptimeringsberäkningar år 2045. I detta projekt har systemavgränsningar av typ A (ödrift, **Figur 3**) och typ C ansatts. För typ C-beräkningar har den internationella elhandeln modellerats enligt beskrivningen i nästföljande kapitel.

4.2 Internationell elhandel

4.2.1 Principer och problem

När typ-C analys (**Figur 5**) ansätts så inkluderas möjligheter för internationell elhandel med alla länder till vilka Sveriges elområden har eller planerar att ha en direktförbindelse för transmissionsnätet som en del av underlaget för dimensioneringen av det kostnadsoptimala svenska kraftsystemet. Alla existerande utlandsförbindelser, samt de framtida förbindelser eller kapacitetsökningar för vilka investeringsbeslut redan ligger, är inkluderade i alla modelleringsfall. Utöver dessa finns möjligheten att investera i helt ny internationell överföringskapacitet genom likströmskablar mellan SE₄ och Danmark, SE₂ och Finland, samt SE₃ och Baltikum. Baltikum (Estland, Lettland, Litauen), Polen, Tyskland och Danmark behandlas som *en* integrerad handelspartner till Sveriges elområden SE₃ och SE₄, vilket innebär ett implicit antagande om obegränsad elhandel *sinsemellan* dessa länder. Handel mellan Sveriges elområden SE₁-SE₃ och Norge och Finland behandlas separat. Ingen direkt import eller export mellan något av Sveriges fyra elområden till eller från till exempel Storbritannien, Nederländerna och Belgien är möjligt.

Då Sveriges kraftsystem är relativt litet i förhållande till kraftsystemen i Nordeuropa så kommer den kostnadsoptimala systemlösningen för Sverige starkt påverkas av antagandena kring hur elproduktionen och den installerade produktions och lagringskapaciteten i grannländerna ser ut i framtiden då detta explicit modelleras. I optimeringsanalyser som beaktar elhandel till och från ett avgränsat optimerat system så räknas import som en kostnad som höjer systemkostnaden och export som en intäkt som sänker systemkostnaden. Den stora utmaningen med ett sådant upplägg är att systemet kan bli mycket känsligt för antaganden som görs kring utvecklingen av kraftsystemen i andra länder. Tysklands befolkning är åtta gånger större än Sveriges och dess kraftsystem redan idag cirka 4 gånger större. Totalt utgör Sveriges kraftsystem cirka 15% av det Nordeuropeiska system som inkluderas i handelsmodelleringen av typ C. Om modelleringens antaganden är sådana att det till exempel är *ningen* mer ekonomiskt fördelaktigt att bygga produktionskapacitet i Sverige än i andra länder, och kostnaden för utökad handelskapacitet är relativt låg, så föreligger risken att det

kostnadsoptimala svenska kraftsystemet främst dimensioneras för att exportera mycket stora volymer el till Tyskland snarare än för att främst förse inhemska behov. Om motsatta förutsättningar antas, så kan det kostnadsoptimala svenska systemet dimensioneras för att till mycket stor del förlita sig till import snarare än inhemska produktion. Volymen på den svenska bruttohandeln med Tyskland är idag cirka 1% av den inhemska svenska produktionen, men skulle alltså i teorin kunna vara dominerande i modelleringsresultaten. Dessa problem uppstår specifikt då ett litet system (som Sverige) kopplas till mycket större system (Nordeuropa).

Med tanke på den mycket stora politiska, tekniska, tillståndsmässiga och ekonomiska osäkerhet som föreligger och påverkar utvecklingen av Sveriges grannländers kraftsystem under de kommande 25 åren så är det mycket svårt att dra relevanta och realistiska slutsatser kring det svenska systemets utveckling baserat på en analys som till mycket stor del styrs av just antaganden kring utvecklingen av omvärldens kraftsystem. En sådan analys är varken robust eller framtidssäkrad. Denna bristande robusthet kan lösas på tre olika sätt:

1. Antagande om ödrift (se avsnitt 4.1) som dimensionerar systemet utan att ta hänsyn till internationella handelsmöjligheter
2. En exogent ansatt begränsning av möjlig handelskapacitet. I detta fall tillåts optimeringsverktyget enbart att expandera överföringskapaciteten mellan de svenska elområdena och närliggande områden upp till en viss ansatt begränsning. Denna metod har använts i verktyget TIMES för samoptimering av Nordeuropa i större studier [15], där den internationella överföringskapaciteten då har frysts på nuvarande nivå.
3. Exogent strypta möjligheter för handel som resulterar i "rimliga handelsvolymer". Här eftersträvas handelsförhållanden som gör att systemet *främst* dimensioneras efter svenska behov men även drar nytta av elhandel. Ett "rimligt" värde för volymen på dimensionerande *bruttohandel* kan då ansättas i linje med nuvarande värden (30–50 TWh/år).

Alla alternativ ovan är approximationer som ska ses i ljuset av en generell strävan efter robusthet mot osäkerheter. Den med god marginal största osäkerheten som finns i just denna modellering är utvecklingen av elkonsumention och kraftsystemens uppbyggnad i Sveriges grannländer över de närmaste 25 åren, varför en minimal *exponering* mot dessa osäkerheter för det svenska kraftsystemets planering är att föredra. Alternativ 2 och 3 har fördelen gentemot Alternativ 1 i att risken för en överdimensionering av det svenska kraftsystemet för att hantera bristsituationer i inhemska produktion minskas. Alternativ 3 har fördelen gentemot Alternativ 2 att åtminstone den relativa fördelningen av elhandeln kan justeras enligt optimeringsprinciper, eftersom modelleringen då inte är fastlåst i det nuvarande upplägget för överföringskapacitet. I detta projekt har vi därför valt att följa Alternativ 3 ovan för analys där internationell elhandel är med i underlaget för systemdimensionering. Hur "strypningen" av handelsmöjligheter har implementerats framgår i följande avsnitt.

4.2.2 Modeller av handelsförutsättningar

Handelsförutsättningarna för Sverige med andra länder som saknar storskalig vattenkraft med magasin bestäms av produktionen i dessa länder från kraftkällor med låg marginalkostnad (LMC: vind, sol och strömkraftverk²⁵) i dessa länder minus den inhemska elkonsumtionen. Om LMC-produktion överstiger den inhemska efterfrågan, så är denna skillnad tillgänglig för export till Sverige med mycket låg kostnad (1,5 kr/MWh). I scenarier där konsumtionsbaserade driftutsläpp av CO₂ inte tillåts, är det främst vid dessa tillfällen som dessa länder kan exportera kraft till Sverige, varför svensk import från andra länder än Norge i stort sett alltid²⁶ prissätts till 1,5 kr/MWh. Om LMC-produktionen är lägre än den inhemska efterfrågan antas skillnaden täckas av bränsle-baserad elproduktion, prissatt till 450 kr/MWh. Därför antas länder generellt att vara villiga att betala 450 kr/MWh för att importera upp till skillnaden mellan inhemska LMC-produktion och inhemska efterfrågan från produktion i till exempel Sverige, snarare än att bränna inhemska bränslen²⁷.

Figur 11 och Figur 12 ger generella exempel på hur utbudet på elmarknaden kan se ut från ett marginalkostnadsperspektiv per kraftslag utan respektive med CO₂-priser. Bredden på staplarna ger den mängd elproduktion de kan tillhandahålla (MWh/h) till en viss prisnivå (kr/MWh, som är stapelns höjd), vilken motsvarar dess marginalproduktionskostnad. Dessa figurer är enbart illustrativa och har konfigurerats för att tydligare förklara principer. Dessa figurer representerar inte det sannolika framtida utbudet i Sveriges grannländer, som, i enlighet med antagandena i Tabell 4, kommer att domineras av vind & sol (då produktion från dessa är tillgänglig) och naturgas. Figur 13 ger ett exempel på en hypotetisk efterfrågakurva i ett av Sveriges grannländer. Under en viss lägsta-nivå av konsumtion är priselasticiteten väldigt låg. För denna nivå av konsumtion finns det en villighet att betala mycket höga priser eftersom kostnaden för att inte förses med el (till exempel för uppvärmning under kalla dagar och för kritiska industriella processer) är extremt hög. I den andra extremen finns en maximal villighet att konsumera el, även om den vore erbjuds gratis. Mellan de två extremerna finns en elastisk efterfrågakurva, där mängden efterfrågan ökar ju lägre elpriset är.

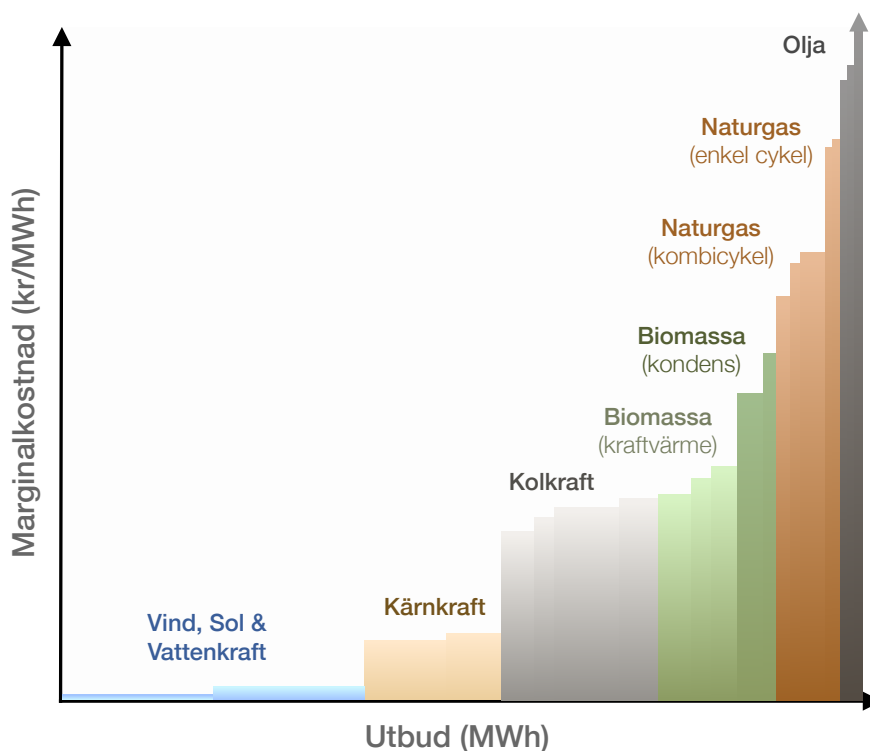
Figur 14 ger ett exempel på en utbuds och efterfrågesituation i ett av Sveriges grannländer där fossilfri LMC-produktion finns tillgänglig för export, och därmed import till Sverige. Sådana tillfällen uppkommer till exempel vid hög produktion i vind och solkraft. Figur 15 visar en situation då LMC-produktion (vind, sol och vattenkraft utan magasin) inte kan täcka upp inhemska efterfrågan i ett av Sveriges grannländer och naturgas därför antas vara en del av produktionsmixen och prissättande vid detta tillfälle. I en sådan situation finns ingen fossilfri LMC-produktion tillgänglig för att exporteras till Sverige. Sverige kan erbjuda betald export upp till skillnaden mellan efterfrågan och LMC-

²⁵ Vattenkraftverk utan större magasin som gör att produktionsprofilen i stort sett matchar tillrinningsprofilen

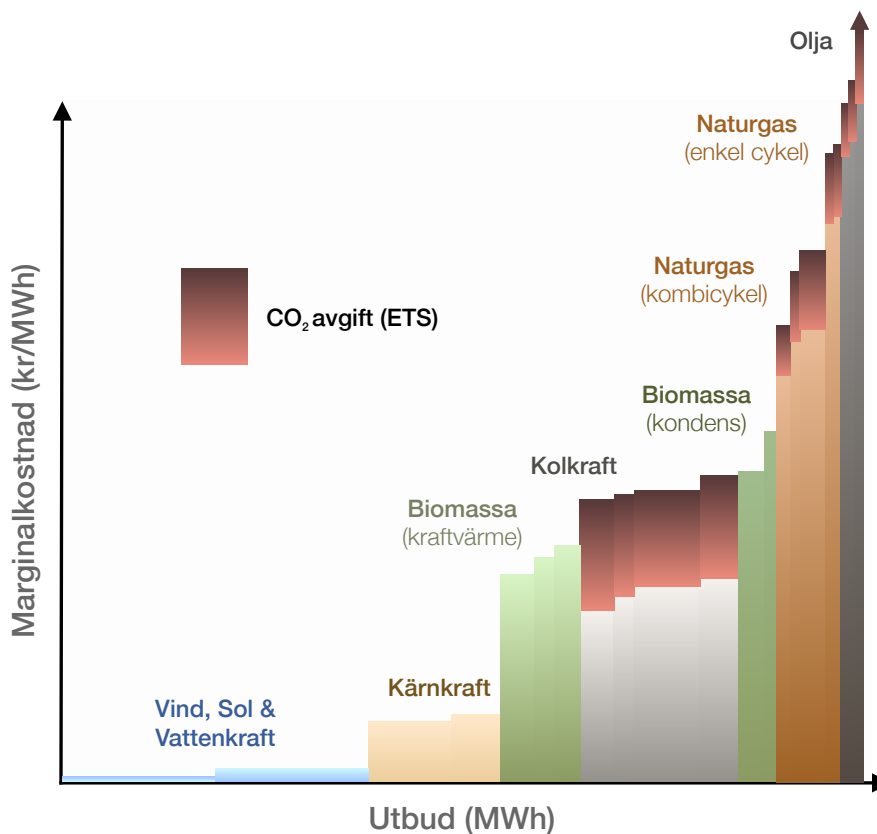
²⁶ Export utan medräknade driftutsläpp av CO₂ är också möjligt där marginalproducenten i utlandet förbränner biomassa. I sådana lägen är dess export prissatt efter marginalkostnaden för biomassaförbränning för el.

²⁷ Snarlika ingångsvärden och metod används till exempel EMPS (Samkjøringsmodellen) för länder utanför dess interna modelleringsområden [172].

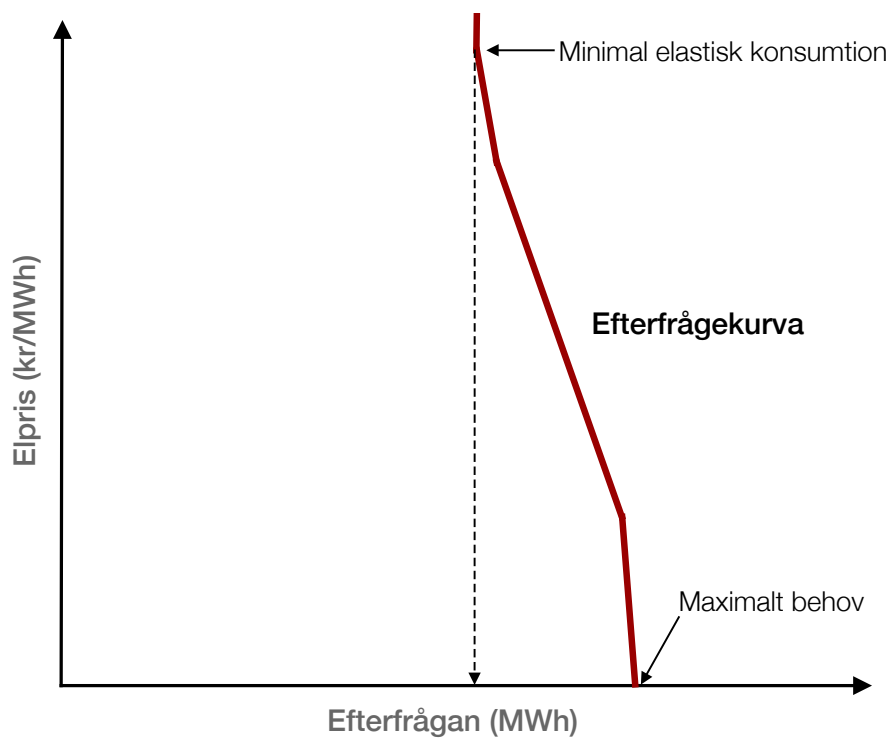
produktionen i grannlandet, medan import är baserad på utökad produktion från naturgas i grannlandet. Både import och export är därför prissatt till 450 kr/MWh.



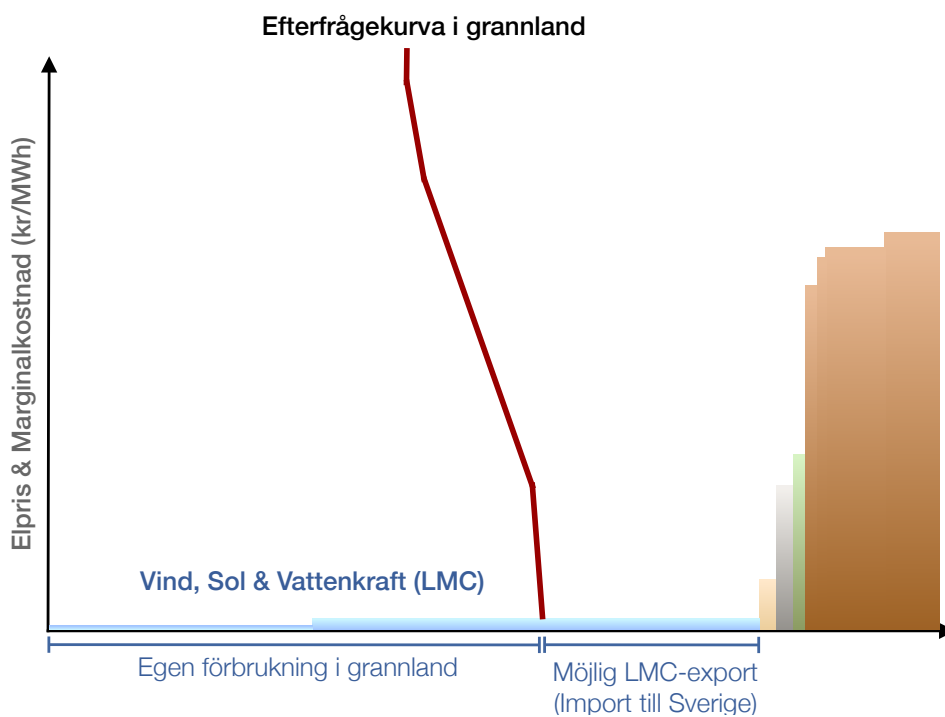
Figur 11, Exempel på utbudskurva baserat på marginalkostnad



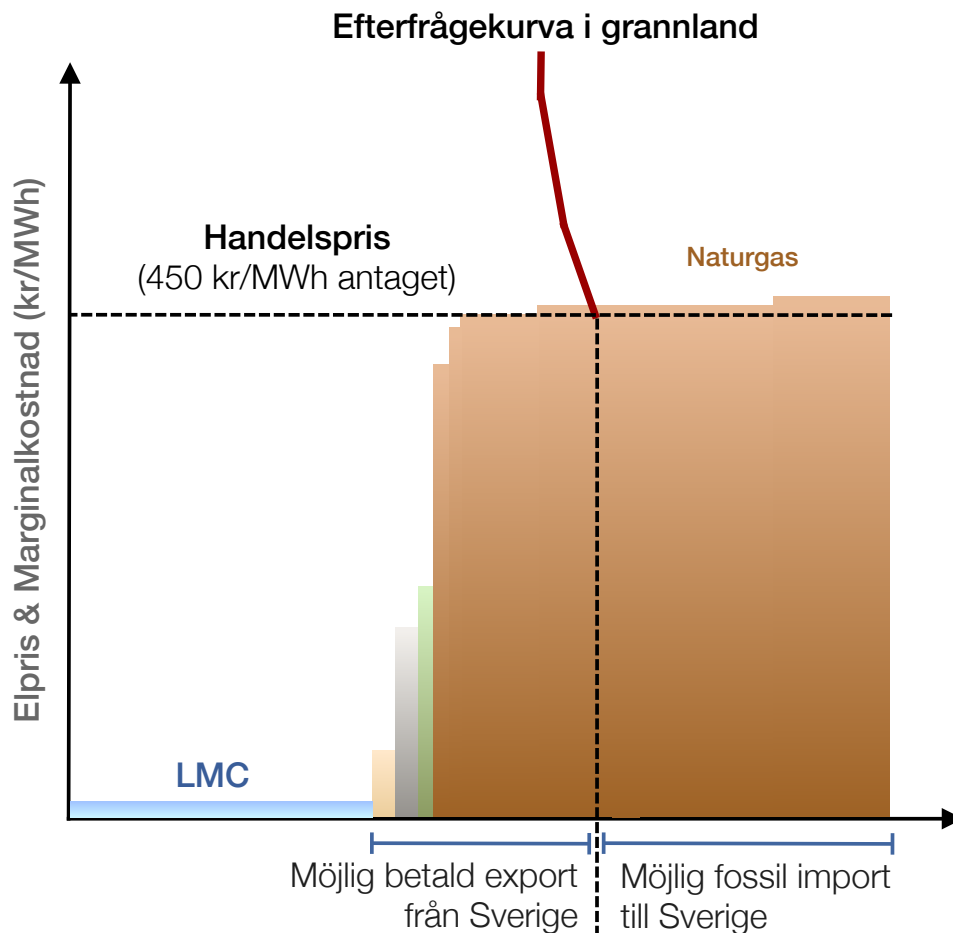
Figur 12, Exempel på utbudskurva baserat på marginalkostnad med CO₂-avgift (t.ex. ETS-handel)



Figur 13, Exempel på efterfrågekurva i ett av Sveriges grannländer



Figur 14, Exempel på situation där fossilfri LMC-produktion finns tillgänglig för export från ett av Sveriges grannländer (och därmed tillgänglig för import till Sverige)



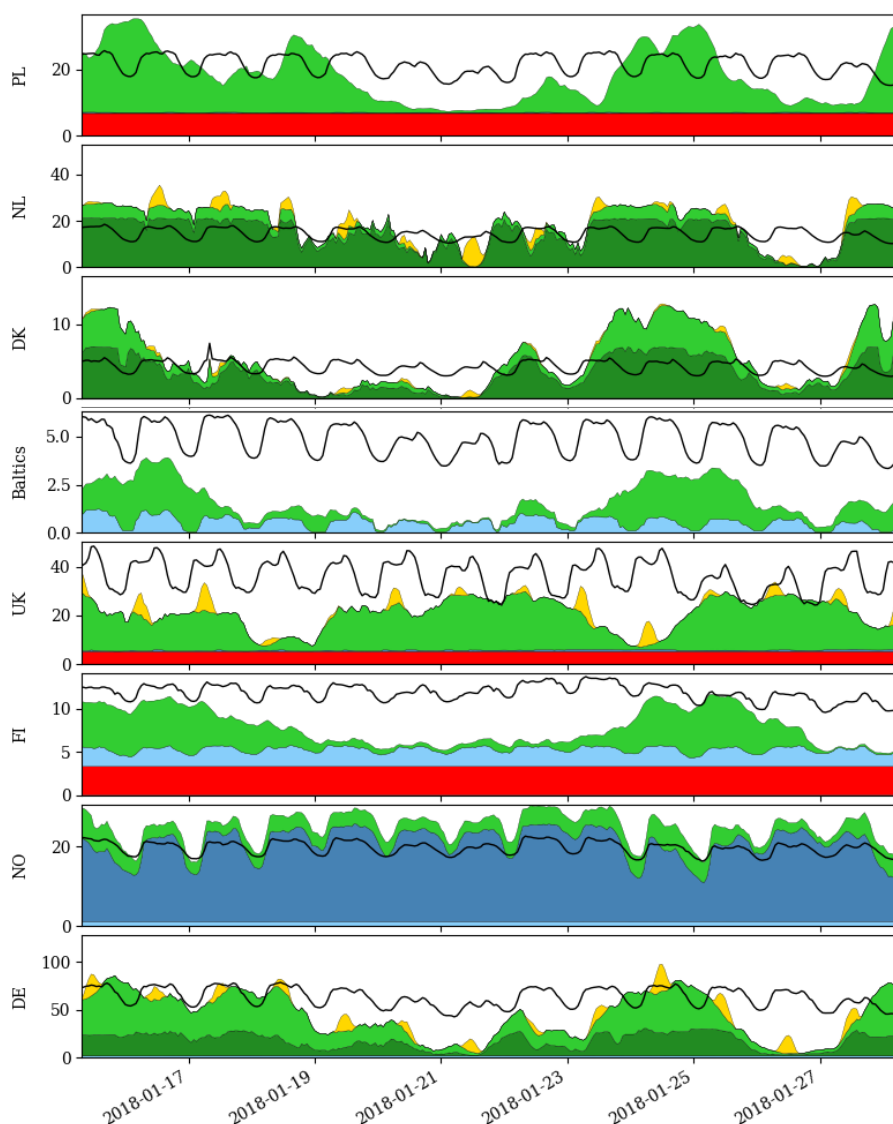
Figur 15, Exempel på situation där fossilfri LMC-produktion inte finns tillgänglig för export från Sveriges grannländer (och import till Sverige), utan export sker via ökad produktion från naturgas

Sannolika bud för produktion på en energy-only marknad kan förutspås i grova drag per kraftslag likt exemplen som ges i Figur 11-Figur 12 och Figur 14-Figur 15 med ett mycket viktigt undantag: vattenkraftverk kopplade till magasin (då magasinerna inte är fulla). Den faktiska rörliga produktionskostnaden för sådana vattenkraftverk är mycket låg, men det som styr dess budande på marknaden är inte marginalkostnad utan alternativkostnaden. På grund av detta behandlas elhandel med Norge separat från den övriga elhandel, vilket beskrivs i avsnitt 4.3.

Istället för en enkel binär pristrappa där antingen LMC är prissättande (1,5 kr/MWh) eller naturgas är prissättande (450 kr/MWh) har mer avancerade trappor med 4 steg och 10 steg prövats, främst för att identifiera om de olika metoderna ger några större utslag i resultaten vad gäller den kostnadsoptimala systemdimensioneringen av det svenska kraftsystemet. Produktionsprofilerna för varje timme över det simulerade året i grannländerna, som bestämmer de momentana handelsförhållanden (behov för import eller möjlighet till export i MW samt prissättning) har beräknats utifrån en antagen produktionskapacitetsmix i varje modellerat grannland.

Baltikum (Estland, Lettland, Litauen), Polen, Tyskland och Danmark behandlas här behandlats som en integrerad handelspartner till Sveriges elområden SE₃ och SE₄, vilket innebär ett implicit

antagande om obegränsad elhandel sinsemellan dessa länder. Handel mellan Sveriges elområden SE1-SE3 och Norge och Finland behandlas separat. För att få ett värde på den timvisa produktionen av olika väderberoende energislag i grannländerna har kapacitetsfaktorn räknats ut från den faktiska installerade kapaciteten och den faktiska produktionen; året 2018 har använts som referensår. Installerad kapacitet är hämtad från ref. [16] och produktionsstatistik från ref. [17]. Från detta underlag har en produktionsprofil av väderberoende elektricitet för modelleringsåret tagits fram. Ett exempel för 13 dygn i januari ges i Figur 16.



Figur 16, Exempel på resultat från modellering av grannländernas elsystem. Landbaserad och havsbaserad vindkraft visas i ljus- och mörkgrönt, kärnkraft i rött, strömvattenkraft i ljusblått, vattenkraft med reservoar i mörkblått, och solkraft i gult. Faktisk efterfrågan visas i svarta linjen.

Ett flertal olika ingångsvärden för detta har testats inom detta projekt för att avgöra hur robust optimeringens resultat för det svenska kraftsystemet är gentemot dessa data, eftersom dessa är

behäftade med mycket stor osäkerhet 25 år framåt i tiden. De ingångsvärden som har prövats i modelleringen är hämtade från de två senaste långtidsanalyserna publicerade av ENTSO-E²⁸, samt egna beräkningar om den installerade kapaciteten för att nå, på årsbasis, 100% och 150% av nuvarande elkonsumtion från förnybara källor genom en expansion av sol och vindkraftskapacitet. Värdena sammanfattas i Tabell 4 och den sammanlagda spridningen i värden per kraftslag (enbart för ENTSO-E:s analys) återges i Figur 17.

Tabell 4, Antagen installerad kapacitet år 2040 (GW)

Land	Studie	Vind (land)	Vind (hav)	Sol	Bio	Fossilt	Vattenkraft ²⁹	Kärnkraft
Tyskland	ENTSO-E 2020 NT	90.9	34.9	94.7	5.2	27.3	3.6	0.0
	ENTSO-E 2020 GA	95.4	23.2	105.0	5.2	27.3	3.6	0.0
	ENTSO-E 2020 DE	108.2	20.0	143.7	5.2	27.3	3.6	0.0
	ENTSO-E 2018 NT	63.7	26.3	75.0	5.2	43.1	3.6	0.0
	ENTSO-E 2018 DE	81.6	33.5	141.0	5.2	43.1	3.6	0.0
	100%/a RE	101.7	41.8	175.9	5.2	43.1	3.6	0.0
	150%/a RE	159.3	65.6	275.5	5.2	43.1	3.6	0.0
Polen	ENTSO-E 2020 NT	7.7	10.3	20.2	2.3	17.1	2.4	5.6
	ENTSO-E 2020 GA	12.9	8.5	7.2	2.3	17.1	2.4	5.6
	ENTSO-E 2020 DE	17.0	3.9	23.8	2.3	19.6	2.4	4.5
	ENTSO-E 2018 NT	12.0	5.0	5.4	2.3	26.4	2.4	3.0
	ENTSO-E 2018 DE	32.9	7.0	42.5	2.3	20.9	2.4	7.5
	100%/a RE	23.4	8.7	53.0	2.3	20.9	2.4	9.4
	150%/a RE	64.4	13.7	83.0	2.3	20.9	2.4	9.4
Finland	ENTSO-E 2020 NT	14.6	0.0	1.6	3.0	2.7	3.1	3.7
	ENTSO-E 2020 GA	7.7	5.0	1.0	3.0	2.7	3.1	3.7
	ENTSO-E 2020 DE	22.1	0.0	3.3	3.0	2.7	3.1	1.6
	ENTSO-E 2018 NT	7.3	0.9	2.0	3.0	2.2	3.1	3.7
	ENTSO-E 2018 DE	7.3	1.0	6.0	3.0	4.0	3.1	3.7
	100%/a RE	10.9	1.5	6.0	3.0	4.0	3.1	5.5
	150%/a RE	14.1	1.9	12.1	3.0	4.0	3.1	5.5
Norge	ENTSO-E 2020 NT	8.1	0.0	1.0	0.0	0.3	36.0	0.0
	ENTSO-E 2020 GA	8.0	0.0	0.0	0.0	0.3	36.0	0.0
	ENTSO-E 2020 DE	10.3	0.0	2.0	0.0	0.3	36.0	0.0
	ENTSO-E 2018 NT	4.5	0.0	1.2	0.0	0.4	33.0	0.0
	ENTSO-E 2018 DE	10.0	0.4	3.0	0.0	0.4	33.0	0.0

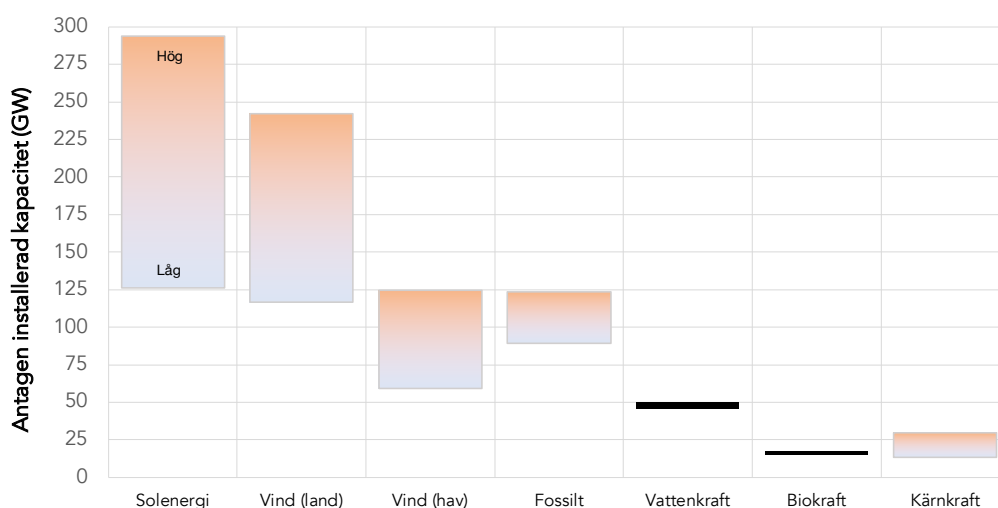
²⁸ ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators) är en organisation som representerar 43 olika eltransmissionsnätsoperatörer från 36 länder i Europa.

²⁹ Exkluderar pumpkraftverk utan nämnvärd tillrinning, vilka i praktiken är lagringsmedia (likt batterier) snarare än kraftslag

Danmark	ENTSO-E 2020 NT	5.0	7.4	5.7	0.6	2.2	0.0	0.0
	ENTSO-E 2020 GA	6.3	12.0	1.9	0.6	2.2	0.0	0.0
	ENTSO-E 2020 DE	6.3	7.4	5.6	0.6	2.2	0.0	0.0
	ENTSO-E 2018 NT	9.0	4.5	3.0	0.6	0.0	0.0	0.0
	ENTSO-E 2018 DE	7.2	7.8	6.3	0.6	0.0	0.0	0.0
	100%/a RE	9.0	9.7	7.8	0.6	0.0	0.0	0.0
	150%/a RE	14.0	15.2	12.2	0.6	0.0	0.0	0.0
Baltikum	ENTSO-E 2020 NT	4.2	1.9	3.0	0.3	0.8	2.6	0.0
	ENTSO-E 2020 GA	6.1	0.7	0.8	0.3	0.8	2.6	0.0
	ENTSO-E 2020 DE	8.8	0.6	3.9	0.3	0.8	2.6	0.0
	ENTSO-E 2018 NT	3.4	1.2	8.0	0.3	3.1	2.6	0.0
	ENTSO-E 2018 DE	3.8	0.0	0.5	0.3	2.7	2.6	0.0
	100%/a RE	4.2	1.5	10.0	0.3	3.1	2.6	0.0
	150%/a RE	6.6	2.3	15.7	0.3	3.1	2.6	0.0
NL	ENTSO-E 2020 NT	9.4	16.1	25.0	0.6	13.3	0.0	0.0
	ENTSO-E 2020 GA	10.1	16.5	19.5	0.6	13.3	0.0	0.0
	ENTSO-E 2020 DE	19.0	10.0	24.6	0.6	13.3	0.0	0.0
	ENTSO-E 2018 NT	7.5	14.7	15.2	0.6	11.0	0.0	0.0
	ENTSO-E 2018 DE	7.4	23.4	46.0	0.6	11.0	0.0	0.0
UK	ENTSO-E 2020 NT	18.2	35.4	26.9	5.1	30.8	2.0	14.3
	ENTSO-E 2020 GA	17.5	36.8	28.0	5.1	30.8	2.0	18.6
	ENTSO-E 2020 DE	31.9	21.0	38.2	5.1	30.8	2.0	9.0
	ENTSO-E 2018 NT	45.0		30.2	5.1	30.4	1.0	5.7
	ENTSO-E 2018 DE	46.0		37.5	5.1	30.4	1.0	5.7

Beroende på scenario i ENTSO-E:s analyser så varierar mängden installerad kapacitet för elproduktion år 2040 med 191 GW för vindkraft (176–367 GW), 168 GW för solkraft (126–294 GW), 34 GW för fossil energi (90–123 GW) och 16 GW för kärnkraft (14–30 GW) i länderna i Sveriges närområde (Norge, Danmark, Tyskland, Polen, Finland, Baltikum, Storbritannien och Nederländerna). *Spridningen* i den antagna installerade produktionskapaciteten för *ett kraftslag i ett enskilt land* mellan ENTSO-E:s olika scenarier år 2040 är ibland större än det svenska kraftsystemets totala installerade effekt i alla kraftslag idag³⁰.

³⁰ I ENTSO-E och ENTSO-G (samarbetsorgan för Europas gastransmissionsoperatörer) senaste gemensamma "Ten-Year Network Development Plans (TYNDPs)" varierar till exempel Tysklands antagna installerade solkraftskapacitet från 95 GW i scenariot "National Trends" till 144 GW i scenariot "Distributed Energy", en skillnad på 49 GW. Sveriges kraftsystem har en total installerad effekt på cirka 39 GW år 2020.



Figur 17, Spann av antagen installerad kapacitet av olika kraftslag i kraftsystemen i Sveriges direkta närhet år 2040, ENTSO-E analys TYNDP 2018 och 2020 (Norge, Danmark, Tyskland, Storbritannien, Nederländerna, Polen, Baltikum och Finland)

Givet denna mycket stora osäkerhet är det uppenbart att det är av *begränsat värde* att i mycket hög detalj modellera förutsättningarna för internationell elhandel genom till exempel utföra faktisk drifoptimering för kraftsystemen utanför Sverige. Detta står i stark kontrast till elmarknadsanalyser i DO-verktyg som till exempel BID, EMPS (Samkjöringsmodellen) eller Apollo, där en detaljerad och optimerad dispatch över hela handelsområdet alltid behövs för att få relevanta resultat. Möjligheterna för export är i modelleringen för denna studie i princip obegränsade, men det finns inte ett obegränsat behov för import i grannländerna vilket begränsar den mängd export som kan erbjudas *mot ersättning*. Vid de tillfällen då grannländer kan försörja hela den egna efterfrågan från källor med låg marginalproduktionskostnad så finns det *ingen* potential att få betalt för export av el från Sverige till dessa länder. Begränsningarna har generellt justerats med ambitionen att få till svenska systemlösningar som nyttjar och drar vinning från internationell elhandel (både import och export), utan att bli *för* beroende att produktions och konsumtionsförhållanden i grannländer. Ambition är med detta att de svenska kraftsystemen som hittas är *robusta* mot förändringar i hur omvärldens el och energisystem utvecklar sig. Strykning av möjliga handelsförutsättningar har gjorts enligt Tabell 5 för att åstadkomma en systemdimensionerande bruttohandelsvolym som är i linje med nuvarande bruttohandelsvolym (30–50 TWh/år).

Tabell 5, Sammanfattning av strypt internationell elhandel

Handelspartner	Andel av landets totala handelspotential som Sverige kan nyttja
Norge	50 %
Finland	60 %
Övriga handelsområdet (Tyskland, Danmark, Baltikum, Polen)	15 %

Begränsningarna som resulterar från detta för fallet "100%/a RE" (se Tabell 4) ges i Tabell 6.

Tabell 6, Sammanfattning av begränsningar i internationell elhandel

Parameter (till/från Sverige)	Resulterande handelsbegränsning
Import (momentan, MW)	Upp till 36 600 MW
Import (TWh/år)	Upp till 97 TWh/år
Betald export (momentan, MW)	Upp till 19 000 MW
Betald export (TWh/år)	Upp till 29 TWh/år

4.3 Handel med Norge och driften av norsk vattenkraft

Norges kraftsystem består till största del av vattenkraftverk kopplade till magasin (>95 % av årsproduktionen av el i Norge) med en sammanlagd installerad effekt på cirka 33 GW och en genomsnittlig årsproduktion av cirka 125 TWh. Den sammanlagda magasinkapaciteten (översatt till energi-innehåll) är 86.9 TWh, eller ungefär 70% av Norges nuvarande årliga elanvändning.

Elhandel med Norge fungerar i grunden annorlunda än resterande elhandel (som beskrivs i avsnitt 4.2.2). Norska vattenkraftsoperatörer måste ständigt avväga om de ska släppa på vatten för att producera elektricitet för stunden eller om vattnet ska sparas i magasin. Skillnaden mellan det nuvarande och det förväntade framtida priset på elektricitet avgör om det är fördelaktigt eller inte att spara på vatten. Det är därför omöjligt att helt realistiskt modellera elhandel med Norge med motsvarande metod som används för övrig elhandel för länder där mängden planerbar kraft med mycket låg marginalproduktionskostnad är relativt liten.

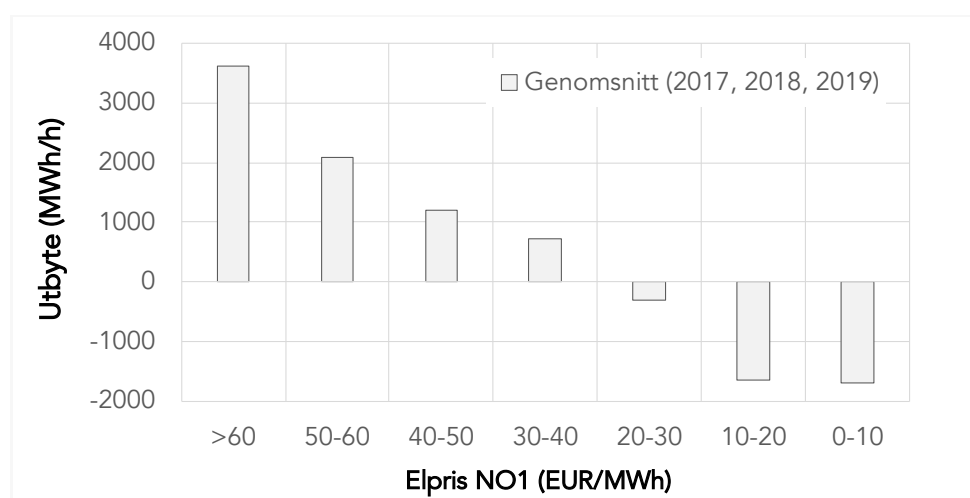
För att helt realistiskt representera driften av den norska vattenkraften, och därmed elhandeln med Norge, så måste detta i princip göras genom explicit driftoptimering. Detta görs givetvis för elmarknadsanalys i varierande upplösning i alla kommersiella DO-verktyg (se avsnitt 2.2.1) eftersom detta är av avgörande betydelse för elprissättningen i nordnorden. Det är också per automatik inkluderat i alla IO-analyser för vilka optimeringsområden inkluderar Norge (se systemalternativ E-H, Figur 7- Figur 10 i avsnitt 4.1), även om förutsättningarna för sådan driftoptimering är mycket mer approximativ (som beskrivs i avsnitt 2.2.2). I en IO-analys där Norge *inte* ingår inom optimeringsområdet, som i denna studie, så sker ingen driftoptimering per automatik för den norska vattenkraften. Två generella alternativ är möjliga i en sådan situation:

1. Det norska kraftsystemet inkluderas i investeringsoptimeringsområdet och blir därmed även driftoptimerad, men den installerade kapaciteten för alla investeringsalternativ (produktion, lagring, handel etc.) inom de norska områdena är frysta (därmed sker ingen faktiskt investeringsoptimering utan enbart driftoptimering). Detta leder till en principiellt korrekt modellering av driften men samtidigt till nya utmaningar i hur målfunktionen bäst bör omdefinieras, eftersom optimeringsområdet nu inte bara innefattar Sverige och dess

elkonsumtion utan även konsumtionen i de olika norska elområdena, medan studiens fokus fortfarande är på specifikt på Sverige.

2. Driften av den norska vattenkraften modelleras efter prissignaler baserat på historiska driftmönster. Detta är en approximation med inneboende begränsningar och dess resultat kommer skilja sig från faktisk driftoptimering, men det är beräkningsmässigt rimligt, tillåter att fokus för målfunktionen (att minimera totala kostnader i Sverige) fortfarande är specifikt för det svenska kraftsystemet och undviker dessutom det mycket komplicerade arbetet att definiera driftbegränsningar, tillrinningsserier och magasinförutsättningar i även den norska vattenkraften (som krävs för alternativ 1 ovan).

I denna studie har vi valt att modellera driften av den norska vattenkraften approximativt enligt alternativ 2, baserat på timvisa faktiska handelsdata från 2017–2019. Norge skiftar i denna statistik mellan export och import i genomsnitt vid ett elpris på cirka 330 kr/MWh (vid högre priser export, vid lägre priser import). Gränsvärdet för detta skifte varierar mellan 220 kr/MWh (2017) upp till 440 kr/MWh (2019) beroende på tillrinning och den generella prisnivån. Vid mycket höga elpriser (>680 kr/MWh) så exporterar Norge i genomsnitt cirka 3600 MW (cirka 60 % av nuvarande total exportkapacitet), medan vid mycket låga priser (<200 kr/MWh) så ligger importen i genomsnitt på ungefär 1500 MW (begränsad av tillgänglig exportkapacitet från grannländerna).



Figur 18, Volym-viktad genomsnittlig handel per priskategori

Med hjälp av denna data har en approximativ modell av handelsförutsättningarna med Norge implementerats i GenX som motsvarar värdena Tabell 7 och Tabell 8.

Tabell 7, Sverige exporterar, Norge importerar

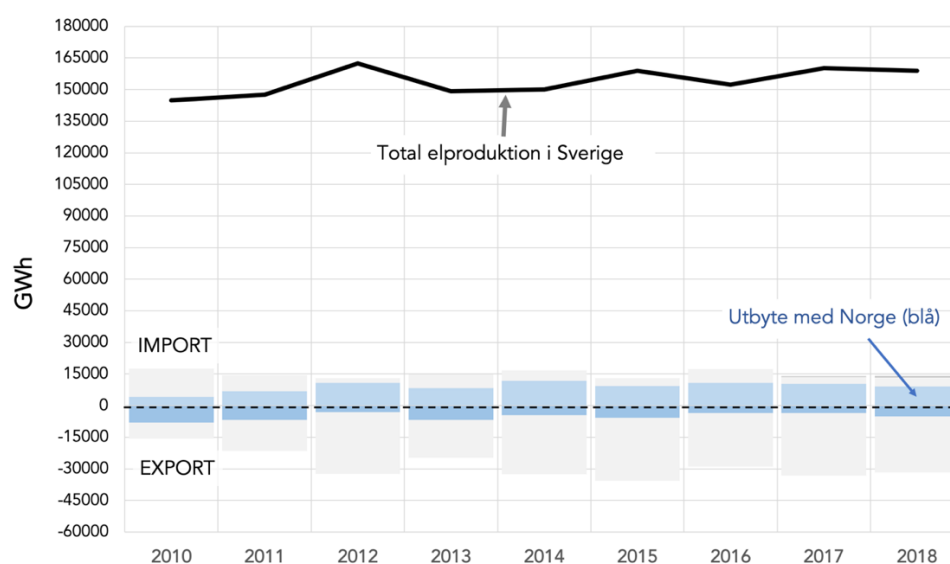
Norge betalar (€/MWh)	Norge är villiga att importera (MWh/h)
0-10	2000
10-20	1600
20-30	300
>30	0

Tabell 8, Norge exporterar, Sverige importerar

Sverige betalar (€/MWh)	Norge är villiga att exportera (MWh/h)
<30	0
30-40	700
40-50	1200
50-60	2500
>60	4000

Varför en sådan approximativ behandling av handeln med Norge (som inte vore rimlig för en kommersiell elmarknadsanalys) har bedömts som rimlig specifikt för *systemdimensioneringen av det svenska kraftsystemet* för år 2045 beskrivs nedan.

Idag³¹ exporterar Norge cirka 9 TWh elektricitet per år till Sverige och importerar cirka 5 TWh per år från Sverige, vilket ger en nettoexport från Norge till Sverige på 4 TWh per år (motsvarande cirka 3 % av Sveriges nuvarande elanvändning) och en sammanlagd bruttohandelsvolym på cirka 14 TWh. Sveriges elproduktion och internationella elhandel, med Norge speciellt utmarkerat, visas i Figur 19.

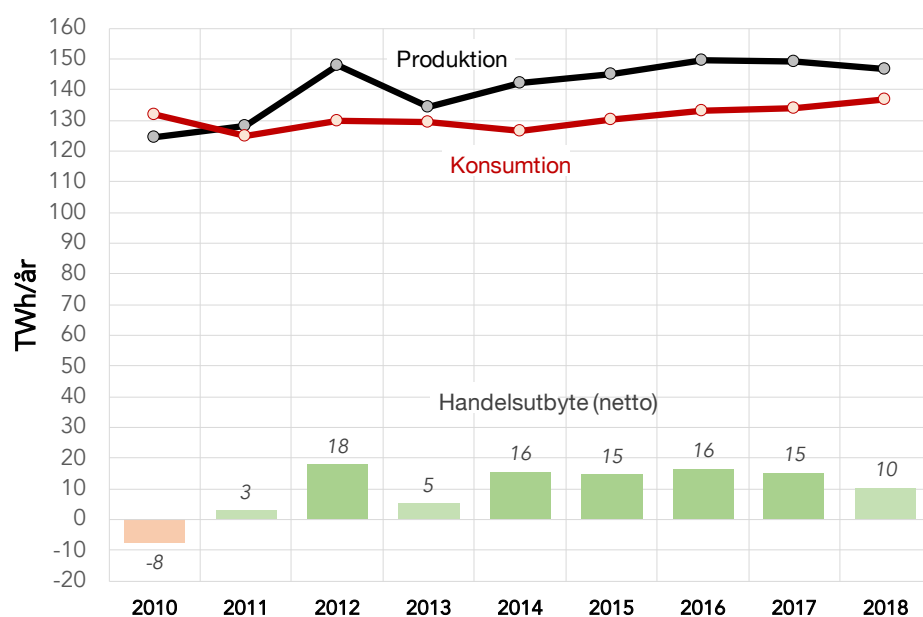


Figur 19, Sveriges internationella elhandel 2010–2018

³¹ Data för 2010–2018, från Energiföretagen [173].

Det är osannolikt att Sveriges handelsmöjligheter med Norge, både på årsbasis och momentant under bristsituationer, kommer att kunna öka markant i framtiden både i absoluta och relativa tal på grund av två generella drivkrafter³²:

1. Den norska elkonsumtionen kommer sannolikt att behöva öka i takt med ökande elektrifiering av olika sektorer i ekonomin för att fasa ut fossila bränslen, även om denna ökning kan komma att bli mindre dramatisk än i Sverige. Konsultföretagen DNV-GL & Pöyry, och den norska nätoperatören Statnett ser samtliga framför sig en ökad inhemsk norsk elförbrukning på 30–35 TWh/år fram till år 2040 [18] [19] [20] [21], vilket skulle ge ett nettounderskott på årsbasis ett normalår innan 2030 och ett betydande nettobehov av mer produktion åren framöver. Den norska vattenkraften, med små bidrag från vindkraft och termisk kraft, klarar idag av att täcka den nuvarande norska elkonsumtionen på årsbasis med en nettoexport av i snitt 7% av produktionen, men den långsiktiga planeringen av den norska vattenkraften gör Norge till netto-importör under torrare år även med dagens system (senast 2010, och med mycket låg export 2011 och 2013).

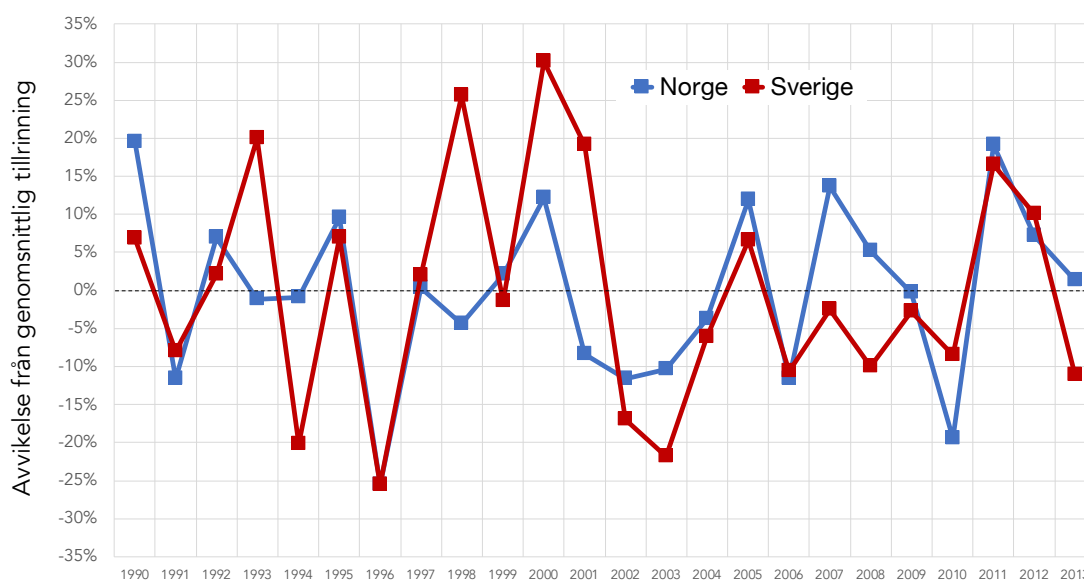


Figur 20, Elproduktion, konsumtion och nettohandel i Norge (2010–2018) [22]

³² Genomförandet av det europeiska ramdirektivet för vatten (WFD), den norska naturmångfaldlagen och andra nya lagkrav kan komma att minska den totala produktionen från vattenkraft i Norge från dagens nivåer. Det har grovt uppskattats att revideringar av vattenkraftlicenser kan orsaka en årlig förlust på 2.3–3.6 TWh vattenkraftproduktion under ett normalår (125 TWh/år för Norge), för att uppnå nya miljömål [174]. I kontrast till den generella trenden kring allt hårdare miljökrav för hur den nordiska vattenkraften får köras så finns det akademiska studier som pekar på teoretiska möjligheter för en expansion av upp till 19 GW vattenkraft med effektutbyggnad i existerande verk samt med nya pumpstationer i Norge [175], där mängden tillrinning är oförändrad men produktionsmönstret ändras markant till mycket högre förändringsrater för till exempel vattennivåer i magasin och älvmåror. Dessa studier inkluderar dock ingen analys kring hur mycket av denna teoretiskt möjliga expansion som skulle vara miljömässigt och tillståndsmässigt rimlig eller laglig.

2. En *mycket stor* utökad kapacitet för Norges internationella elhandel med andra länder än Sverige (såsom Storbritannien, Finland, Danmark och Nederländerna) är idag under utbyggnad, och än mer är planerad.³³

Utöver detta så är de huvudsakliga förnybara kraftkällorna i de svenska och norska kraftsystemen korrelerade i sina produktionsförutsättningar, vilket är av betydelse för systemdimensioneringen. Hydrologin som bestämmer tillrinningen till vattenkraften samvarierar i de båda länderna och de vädermönster som bestämmer produktionen i vindkraften ger också en liknande produktionsprofil³⁴. Figur 21 visar den årliga avvikelsen från medelvärdet för tillrinningen i den norska respektive svenska vattenkraften under åren 1990–2013. Förutom en generell samvariation är det viktigt att notera att under de torraste åren, som till exempel 1996 och perioden 2002–2003, är det samtidigt mycket torrt både i Sverige och Norge. De norska och svenska kraftsystemen är därför ofta under störst stress samtidigt, vilket indikerar att *systemdimensioneringsstrategier* för det svenska kraftsystemet *inte* bör förlita sig på att "bristsituationer går att lösa med import från Norge", både momentant och på längre sikt.

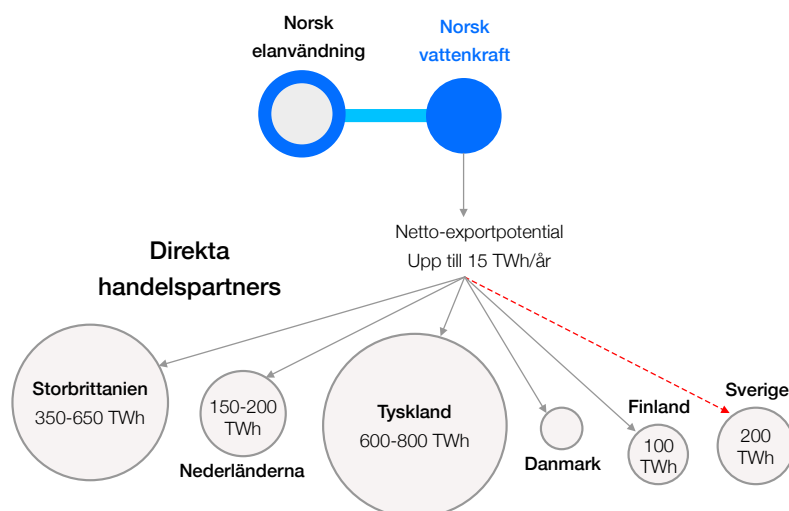


Figur 21, Årlig avvikelse i vattenkraftens tillrinning i Sverige och Norge

³³ En av IEA koordinerad studie från 2016 räknar med en expansion av handelskapacitet mellan Norge och Storbritannien, Finland, Nederländerna och Danmark på sammanlagt **10 000 MW** mellan 2030 och 2050 (alltså utöver den expanderade kapacitet på cirka 3000 MW som redan beslutats om idag), medan förbindelsen mellan Sverige och Norge enbart förstärks med cirka 200 MW under samma tidsperiod [176]

³⁴ Korrelationen på årsbasis i vindkraftens produktion och vattenkraftens tillrinning mellan Sverige och Norge är båda över 0.5 (Pearson Product-Moment Correlation), vilket indikerar en stark (eller stor) positiv korrelation. Korrelationen mellan norska havsbaserad vindkraft och svensk landbaserad vindkraft är svagare.

Även om det föreligger en relativt låg osäkerhet kring uppbyggnaden av det norska kraftsystemet även så långt in i framtiden som år 2045 (det kommer vara baserat på den existerande vattenkraften med sannolika tillägg av vindkraft), så föreligger trots detta en relativt stor osäkerhet i de framtida handelsförutsättningarna för el mellan Sverige och Norge, som minimerar relevansen för en *mycket detaljerad* modellering av driften av norsk vattenkraft. Detta beror främst på den stora osäkerheten i hur kraftsystemen utvecklar sig under de kommande 25 åren i de länder som utgör Norges övriga elhandelspartners. En ungefärlig bild av handelssituationen ges i Figur 22.



Figur 22, Norges handelsförhållanden med direkta elhandelspartners samt sannolik årlig elförbrukning år 2045 i dessa länder (skalenlig)

Norges sannolika framtida genomsnittliga möjligheter för netto-export motsvarar på årsbasis betydligt mindre än 1 % av efterfrågan på el i de länder till vilka Norge har möjlighet att exportera el genom direkta förbindelser. Även om det norska systemet med sin mycket höga grad av flexibilitet momentant klarar av att täcka upp för vissa produktionsbortfall och bristsituationer i grannländerna, inklusive Sverige³⁵, samt absorbera momentan överproduktion genom import, så bör inte Norges kraftsystems möjligheter överskattas i detta avseende. Givet dessa förhållanden har det bedömts som rimligt att approximativt modellera handel med Norge, istället för att explicit inkludera en fullskalig driftoptimering av den norska vattenkraften, specifikt för studier med syftet att identifiera kostnadsoptimala kraftsystem för Sverige år 2045. Efter att kostnadsoptimala system har identifierats med hjälp av denna mer approximativa metod, så kan det approximativt modellerade driftmönstret av norsk vattenkraft, som påverkade systemoptimeringen av det svenska kraftsystemet, jämföras med faktisk driftoptimering för motsvarande system med ett DO-verktyg.

³⁵ Norges *teoretiska* momentana exportpotential, beräknad som skillnaden mellan den maximala samtida produktionen i alla norska vattenkraftverk minus inhemsk efterfrågan varierar mellan 4–11 GW vintertid, och motsvarar därför på vinterhalvåret en relativt blygsam andel av den sammanlagda genomsnittliga lasten i de länder med vilka Norge handlar med el direkt. Den *teoretiska* momentana potentialen på natten på sommaren, då den inhemska efterfrågan är betydligt lägre, kan nå ända upp till 18 GW.

4.4 Tidsperspektiv

Sommaren 2017 beslutade den svenska riksdagen om att införa ett klimatpolitiskt ramverk för Sverige med nya klimatmål till 2030, 2040 och 2045, samt en klimatlag och ett klimatpolitiskt råd. Det långsiktiga klimatmålet innebär att Sverige senast år 2045 inte ska ha några *nett*utsläpp av växthusgaser till atmosfären, för att därefter uppnå negativa utsläpp. År 2045 är också på flera sätt ett avgörande årtal det svenska elproduktionssystemet. Enligt *nuvarande* beslutad investeringsram är all befintlig kärnkraft i Sverige tagen ur drift vid utgången av år 2045. Samtidigt kommer all existerande kraftvärme, vindkraft samt all ny vindkraft för vilken investeringsbeslut ligger (de som byggs under 2020–2023) att antingen vara ur drift 2045 eller då ha maximalt några år kvar av sin ekonomiska livstid³⁶. Det nuvarande svenska elsystemet behöver därför successivt utvecklas för att under de närmaste 25 åren antingen ersätta eller drifttidsförlänga en mycket stor del den nuvarande kapaciteten samt expandera för att möta det förväntade ökade behovet av el.

- Vi har därför ansatt **år 2045** som mål-året för att få ett framtidssäkrat och kostnadsoptimerat fossilfritt elsystem på plats.

Modellen är konfigurerad för att överväga ett helt år med driftsbeslut med ett tidssteg på en timme (8760 tidssteg) för att representera ett framtida planeringsår (2045). I detta avseende är formuleringen statisk eftersom dess syfte *inte* är att bestämma *när* investeringar ska ske över tid, utan snarare att skapa en ögonblicksbild över ett framtida förhållande.

För att ett uppdaterat och uppgraderat fossilfritt system ska finnas på plats år 2045 krävs kontinuerliga investeringar över hela den 25 år långa perioden mellan idag 2020 och 2045 som även ligger rimligt väl timade mot både pensioneringar av existerande produktionskapacitet samt mot ökande elbehov som inom främst industri och transportsektorn. För både uppskattningar av sannolika kostnadsspann för olika produktions och lagringalternativ samt för teknikutvecklingen av dessa så har vi antagit en genomsnittlig kostnadsviktning för investeringarna som gäller för tidigt 2030-tal (2030–2035). Kostnadsspannen och driftparametrarna har alltså inräknat i sig den teknik och kostnadsutveckling som väntas ske mellan idag och 2030/35.

³⁶ Energimyndigheten ansätter i tidigare analys en effektiv ekonomisk drifttid för nybyggd vindkraft på 22 år [151], medan vi i denna studie räknar med 25 år.

5 Grundläggande systemförutsättningar

5.1 Systemdelar exkluderade från optimeringsanalys

Studien utgår främst ifrån en "greenfield"³⁷ analys för det svenska elsystemet, givet att den tekniska och ekonomiska livslängden på stora delar av det existerande produktionssystemet, inklusive de delar som ännu inte är på plats men för vilka investeringsbeslut är tagna, redan är ur drift eller på väg ur drift runt år 2045. Detta generella antagande om "greenfield" har ett antal mycket viktiga undantag:

- Den existerande svenska vattenkraften, som till största del byggdes på 1950–70-talet, antas fortsätta vara i drift i alla modelleringsfall, utan slutdatum. För att möjliggöra detta i praktiken krävs löpande genomsnittliga reinvesteringar i storleksordningen **4–6 miljarder kr per år**. Detta är en ökning från dagens nivåer på grund av att många stora anläggningar kommer behöva moderniseras till ökad kostnad under 2040-talet. Dessa investeringar bedöms som en oundviklig del av den mest kostnadseffektiva systemlösningen oavsett hur systemet ser ut i övrigt, och har därför exkluderats från optimeringsberäkningarna.
- Reinvesteringar för att hålla igång det existerande svenska transmissionsnätet (220 kV och 400 kV) med nuvarande överföringskapacitet mellan de svenska elområdena och internationella kopplingar antas ske i alla modelleringsfall och kostnaderna för detta har därför exkluderats från optimeringsberäkningarna. De löpande kostnaderna för detta framöver (i alla modellerade fall) är i storleksordningen **3 miljarder kr per år**, baserat på de av Svenska kraftnät redovisade kostnaderna för 2016–2025 [23]. All *expansion* av kapacitet i transmissionsnät och HVDC-kopplingar från dagens nivåer är däremot explicit modellerade och prissatta i denna studie.
- Reinvesteringar samt nyinvesteringar för att hålla igång och expandera det existerande svenska regional och lokalnäten med utökad kapacitet för den ökade elanvändningen antas ske i alla modelleringsfall och har därför exkluderats från optimering. I regional och lokalnäten är idag cirka 70% av nätkomponenterna äldre än 20 år och cirka 37% är äldre än 40 år [24]. Det sammanlagda nuanskaffningsvärdet på de svenska regional och lokalnäten har bedömts till cirka 400 miljarder kr [25]. Investeringar i elnät och tillhörande utrustning antas ha en genomsnittlig ekonomisk drifttid på cirka 40 år, vilket innebär att investeringar på i snitt cirka 10 miljarder kr per år krävs för att upprätthålla nuvarande åldersstruktur. Omfattande extra kostnader utöver reinvesteringar tillkommer för inkoppling av nya stora industriella laster. Samtidigt finns det kapacitetsbrister lokal idag som måste byggas bort (se kapitel 10.3). De totala genomsnittliga investeringsbehoven för regional och lokalnäten (i alla modellerade fall) bedöms vara i storleksordningen **12–15 miljarder kr per år**.

³⁷ Greenfield är en generell engelsk term (utan svensk motsvarighet) som innebär att allt byggs upp från grunden.

- Sammanlagt antas alltså en grundnivå på investeringar på sammanlagt **21–25 miljarder kr** per ske i alla modelleringsfall och dessa har därför exkluderats från optimeringsberäkningarna. Utslaget på den framtida konsumtionsnivån motsvarar detta cirka 90–120 kr/MWh.

All data för systemanalysen har tagits för år 2018, med undantag för produktionsprofilen för solkraft där statistik från 2016 använts på grund av brist på motsvarande statistik av hög kvalitet för 2018.

5.1.1 Kalkylräntor, inflation och valutakurser

All analys har utförts med en *reel*³⁸ kalkylränta på både 3,5% och 6,0%, oberoende av vilken typ av investering som utvärderas. Den lägre nivån motsvarar Europeiska Kommissionens rekommenderade generella nivå för "cost-benefit-analysis" (CBA) av energiprojekt [26]. Detta kan liknas vid en situation där samhället via staten sannolikt på något sätt är aktivt delaktig och därmed sänker risken och kapitalanskaffningskostnader tillsammans med långsiktiga institutionella investerare³⁹, medan den högre nivån motsvarar generell gällande praxis för energisystemsanalys med privata aktörer. Inga individuella variationer i kalkylräntor mellan enskilda kraftslag, lagringsmedier eller elnätsinvesteringar har tillåtits i modelleringen dels för att minimera antalet modelleringsvariationer samt för att ge en "jämn spelplan" i linje med modelleringspraxis för olika investeringar.

Alla spann av kostnadssiffror i denna rapport gäller i svenska kronor för år 2019. När kostnadsuppskattningar i källdokument har uppgivits i andra valutor och för andra år, så har dessa justerats baserat på de uppgifter som uppgavs i källdokumentet. Först så har den årsmedelväxelkursen mellan svenska kronor och källans valuta applicerats, sedan har värdet i svenska kronor inflationsjusterats till år 2019. För nominella värden vid måläret 2045 kan värdena i denna rapport multipliceras med en faktor 1.45 till 1.65 för respektive 1,5% och 2,0% genomsnittlig årlig inflation.

³⁸ Alternativet vore att använda en nominell kalkylränta och diskonteringsfaktor vilket då inkluderar en inflationsfaktor (vanligen 1,5–2,0%). Eftersom både utgift och intäktsidan antas påverkas på samma sätt av inflation så är det praxis att använda reell snarare än nominell diskontering i systemanalys av detta slag.

³⁹ Ett exempel på en sådan är modell, kallad "The Hybrid Regulated Asset Base Model" har just utvecklats i Storbritannien med utgångspunkt för finansieringsmodellen för annan tung långlivad infrastruktur (till exempel Londons avloppstunnlar), med specifik fokus att möjliggöra stora investeringar i tung och långlivad fossilfri produktionskapacitet [154]. Ambitionen med RAB är att sänka kapitalanskaffningskostnaden (motsvarande den reella kalkylräntan) till runt 3,5–4,0% för stor och tung ny infrastruktur. Den första väntade applikationen för RAB-modellen är det nya förslagna kärnkraftverket Sizewell C.

5.2 Samhällsmässiga målkonflikter

5.2.1 Skydd av nationalälvar och andra särskilda vattendrag

Sedan 1986 har de fyra orörda stora älvarna Vindelälven, Pite älv, Kalix älv och Torne älv skyddats från utbyggnad genom Naturresurslagen. År 1993 beslutade riksdagen att de skulle betecknas som nationalälvar och att ytterligare 13 vattenområden och älvsträckor skulle skyddas genom Naturresurslagen. Dessa beslut innebär att alla större kvarvarande vattenkraftresurser i Sverige enligt grundlag är undantagna från exploatering. Det krävs därför att två riksdagar efter varandra beslutar om att riva upp lagen för att möjliggöra fortsatt storskalig utbyggnad av vattenkraften i Sverige. Cirka 30 TWh ytterligare möjlig produktion ur vattenkraften under ett normalår (från ~65 TWh till ~95 TWh) identifierades i Svensk Energis (idag Energiföretagen AB) vattenkraftsutredning från år 2011 i dessa vattendrag [27]. Denna potential är fördelad enligt följande:

Tabell 9, Outnyttjad potential för vattenkraft i skyddade svenska vattendrag

Kategori	Potentiell elproduktion (normalår) per år
Nationalälvar	14 TWh
Övriga vattendrag med särskilda bestämmelser enligt miljöbalken	10 TWh
Potential för överledning av vatten från nationalälvar till närliggande älvar där kraftstationer redan finns ⁴⁰	6 TWh
Sammanlagt ⁴¹	30 TWh

Den outnyttjade potentialen är geografiskt fördelad enligt följande:

Tabell 10, Outnyttjad potential för vattenkraft i skyddade svenska vattendrag

Elområde	Outnyttjad potential (normalår)
SE1	17.2 TWh
SE2	10.8 TWh
SE3	2.2 TWh
SE4	Bedömning saknas (<1 TWh)

⁴⁰ Exempel: En överledning från Piteälven kan ge ytterligare 0,95 TWh/år i Skellefteälven. Från Laisälven (Vindelälven) kan ytterligare 0,6 TWh/år tillföras Skellefteälven och en överledning från Vindelälven kan ge 0,685 TWh till Umeälven.

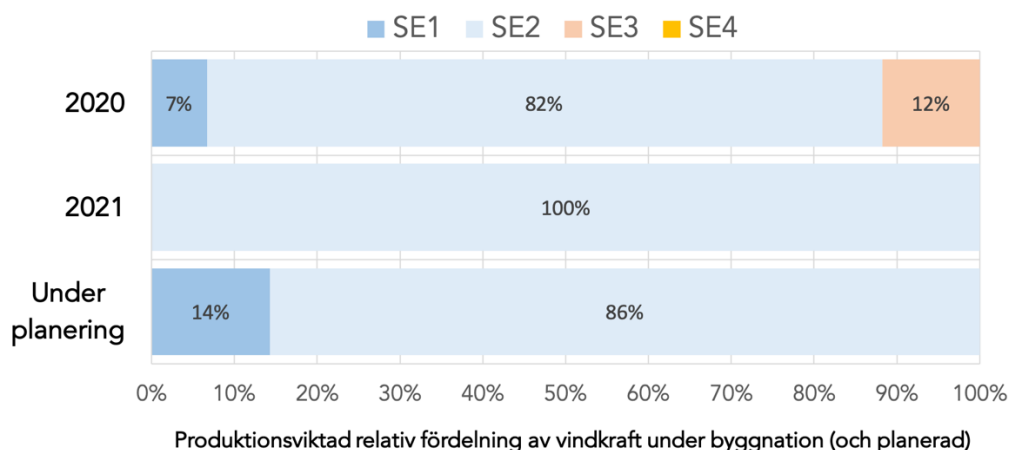
⁴¹ Den sammanlagda *samtidiga* potentialen för utökad potentiell elproduktion är 30 TWh, en siffra som alltså redan inkluderar en minskning av elproduktionen i de älvar från vilka överledning sker.

Den teoretiska mängd effekt som skulle kunna installeras i nya kraftverk i nationalälvarna samt i övriga skyddade vattendrag är svårare att bedöma eftersom detta skulle bero på flödesbegränsningar i vattendomar och övriga bestämmelser som inte finns på plats. I denna studie har en exploatering av skyddade vattendrag **inte** inkluderats som ett alternativ i modelleringen.

5.2.2 Begränsad expansion av landbaserad vindkraft

Det finns i Sverige ingen relevant *teknisk* begränsning för den mängd elektricitet som i teorin skulle kunna produceras från landbaserad vindkraft. Hittills har stödet i folkopinionen på nationell nivå för fortsatt expansion av landbaserad vindkraft varit stark [28]. Naturskyddsföreningen skriver i sin senaste rapport att "*potentialen för svensk vindkraft bedöms till 90 TWh*" (vilket i deras bedömning innebär 24 000 MW installerad kapacitet) med utgångspunkt från en av Energimyndighetens scenariobeskrivningar [29], men detta är inte begränsat till enbart vindkraft på land. I branschorganisationen Svensk Vindenergis uppdaterade (och expanderade) plan för vindkraften i ett 100% förnybart kraftsystem år 2040 är ambitionen att uppnå 60 TWh/år från landbaserad vindkraft [30], motsvarande cirka 18–20 GW installerad kapacitet. I denna studie har expansionen av specifikt landbaserad vindkraft begränsats enligt Energimyndighetens "norrvindscenario" till 25.2 GW. Inga begränsningar har ansatts för expansionen av havsbaserad vindkraft. Dessa begränsningar innebär i praktiken att den landbaserade vindkraftens landanspråk begränsas till cirka 8 000 km² enligt de senaste satellit-baserade studierna för total landanvändning av landbaserad vindkraft från USA [31]⁴². Den nuvarande landbaserade vindkraftsbyggnationen sker nästan enbart i norra Sverige (se Figur 23). Anledningen till denna geografiska fördelning, som speglas väl i Norrvindscenariot, härrör delvis till svårigheter att få tillstånd för att uppföra nya verk och på grund av restriktioner i höjden på nya turbiner i södra Sverige.

⁴² Lee Miller och David Keith vid Harvard University gjorde nyligen en ny studie samt en genomgång av 19 tidigare publicerade studier kring landanvändning för landbaserad vindkraft, med primär fokus på USA. Motsvarande grundlig genomgång för specifikt svenska förhållanden har inte utförts, men vårt antagande är att svenska förhållanden med mycket stor sannolikhet återfinns inom det stora spann av värden som identifierats i ref. [31]. Resultatspannet (10e-90e percentil) varierar mellan 0.5 MW/km² upp till 4.5 MW/km², med ett rekommenderat centralt värde på 2.7 MW/km².



Figur 23, Pågående expansion av landbaserad vindkraft per elområde [32]

Det finns en målkonflikt mellan ett kostnadsoptimerat fossilfritt system och de lagliga möjligheterna och lokala acceptansen för en obegränsad expansion av landbaserad vindkraft, både i Sverige som helhet och i varje elområde var för sig. En teoretiskt helt obegränsad expansion kan möjliggöra en lägre systemkostnad än då begränsningar ansätts, bland annat genom att det då är möjligt att placera en mycket större andel av produktionskapaciteten i södra Sverige än vad som planeras och byggs idag.

Tabell 11, Begränsad expansion av landbaserad vindkraft

Modelleringsfall	Maximal installerad kapacitet (MW)				
	SE1	SE2	SE3	SE4	Sverige
Nuvarande situation (Q3 2019) [33]	1168	2954	2493	1575	8190
Möjligt utfall Q1 2023 ⁴³	2900	5500	2950	1680	13 000
Enligt Energimyndighetens "norrvindscenario" (expansion jämfört med 2019, %)	6250 (+435%)	14 250 (+392%)	3000 (+20%)	1750 (+11%)	25 250 (+207%)

⁴³ Beräknad enligt Svensk Vindenergis "basutfall"-metod [33]

5.2.3 Lokalisering av ny kärnkraft

En förutsättning för att få uppföra ny kärnkraft i Sverige enligt nuvarande lagstiftning är dels att en ny reaktor ersätter en äldre reaktor, dels att den äldre reaktorn permanent stängs av. De nya kärnkraftsreaktorerna får endast uppföras på någon av de platser där dagens reaktorer i drift är lokaliserade. Därutöver får en reaktor som inte har levererat el till elnätet de senaste fem åren återstartas [34].

Det finns idag inget tekniskt, ekonomiskt och miljömässigt underlag för nuvarande politiska kompromiss både vad gäller regler för lokalisering av nya reaktorer samt för återstart av avställda reaktorer. Om kärnkraft tillåts långsiktigt som kraftslag i landet är det därför sannolikt att godtyckliga politiska restriktioner som leder till ineffektiva lösningar kommer att, och bör, modifieras. Inom ramen för den nuvarande lagstiftningen begränsas lokalisering till det nuvarande området för Ringhals, Oskarshamn och Forsmarks kärnkraftverk, och den totala mängden reaktorer i drift till 10 stycken.

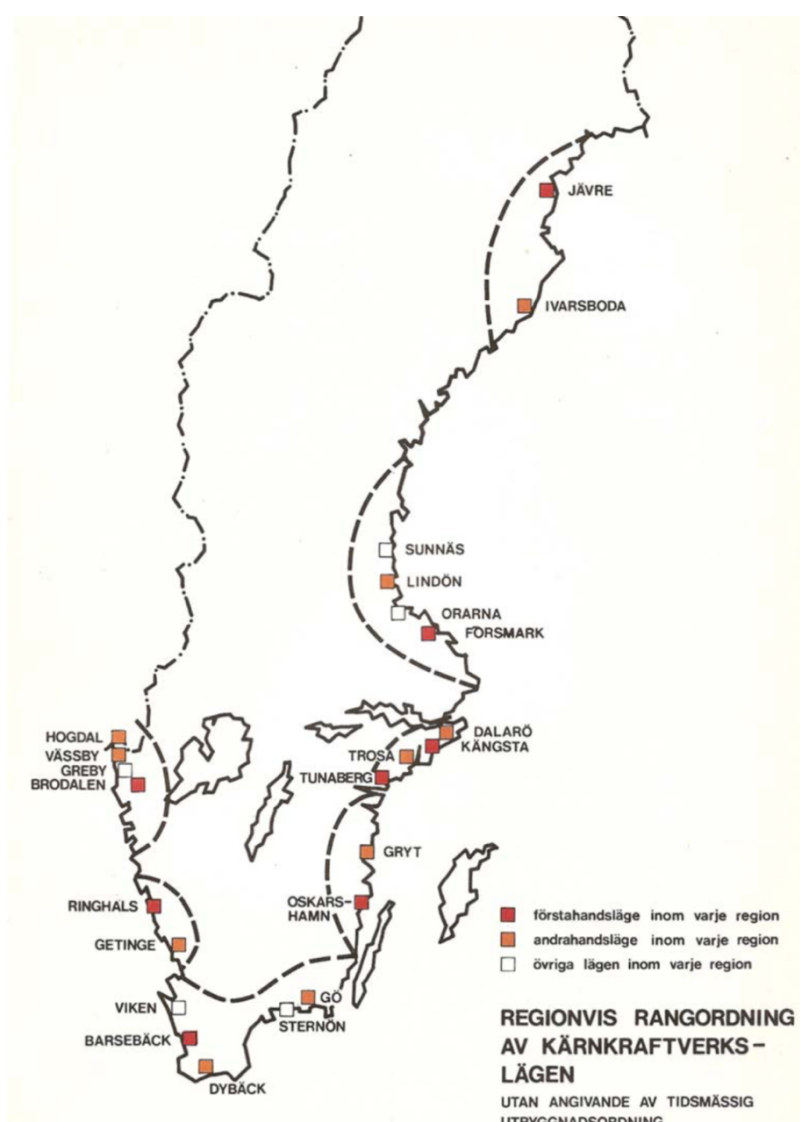
Den nuvarande lagstiftningen är inte särskilt begränsande vad gäller kärnkraftens totala roll, men ger istället en marknadsförvrängning till fördel för större reaktormodeller. Inom nuvarande lagstiftning kan till exempel den installerade effekten i den svenska kärnkraften mer än dubbleras från dagens nivå om de svenska reaktorerna ersätts av de största reaktorerna på marknaden idag. Världen över utvecklas idag små modulära reaktorer med effektnivåer på 3–300 MW. Ett av de projekt som ligger längst fram i utvecklingen är NuScale, vars reaktorer just nu går igenom den amerikanska tillståndsprocessen för att leverera ett första verk med upp till 12 moduler (720 MW) till kunden UAMPS⁴⁴. NuScales moduler är på 60 MW vardera, varför denna sorts tekniklösning i Sverige skulle fullt utnyttja all lagligt tillgänglig kärnkraftskapacitet (tio moduler) redan vid 600 MW installerad kapacitet. Produktionskostnaden från NuScale:s första prototypverk beräknas ligga i spannet 43–60 öre/kWh och NuScale har garanterat kunden en maxkostnad på under 60 öre/kWh [35]. De räknar med en investeringskostnad på cirka 40 000 kr/kW och en konstruktionstid på mindre än tre år [36].

Bland aningen större alternativ på marknaden finns till exempel BWRX-300, en nerskalad och förenklad konstruktion baserad på den i USA redan typgodkända reaktorn ESBWR utvecklad av GE-Hitachi⁴⁵. BWRX-300 som nu genomgår licensiering i Kanada och förlicensiering startar i USA under 2020. BWRX-300 är likt de flesta svenska reaktorer en kokvattenreaktor, men med en lägre installerad effekt på 300 MW. GE-Hitachi hävdar att man kommer att nå ner till en investeringskostnad på cirka 20 000 kr/kW för BWRX-300 när man har nått upp till serieproduktion med volymer på över 10 beställningar totalt [37]. Om dessa prisprojektioner kommer förverkligas återstå att se. I Sveriges nuvarande lagstiftning är ny kärnkraft baserad på BWRX-300 eller motsvarande begränsad till 3000 MW totalt. Det finns inget underlag för en lagstiftning som gör den

⁴⁴ Utah Associated Municipal Power Systems

⁴⁵ Uppskattningsvis 80% av dokumentationen för den redan licensierade ESBWR kan återanvändas för BWRX-300 [147]

potentiella rollen för just moderna små modulära reaktorer i Sverige till mindre än en tiondel än potentialen för mer konventionella större individuella reaktorer. Utöver detta så omöjliggör det nuvarande lokaliseringskravet vid existerande verk en för elnätet (och miljö och säkerhetsmässigt) möjligen mer effektiv och lämplig lokalisering. Figur 24 visar tidigare rangordning av möjliga reaktorplatser i Sverige, och ett examensarbete har nyligen identifierat ett gäng ytterligare platser som lämpliga [38]. Samtidigt har vi inte funnit något underlag eller motivering till att det inte är tillåtet att återföra en reaktor i drift som inte har levererat el till elnätet under en kontinuerlig period på fem år. Eftersom underlag och motivering saknas för nuvarande lagtext om kärnkraftens lokalisering, den totala mängden reaktorer samt återförsel av reaktorer i drift så har vi modellerat fall där dessa begränsningar ignoreras i denna studie.



Figur 24, Exempel på tidigare föreslagna reaktorplatser i Sverige

5.3 Övergripande ingångsvärden för systemoptimering

5.3.1 Sammanfattande värden

Tabell 12, Sammanfattande ingångsvärden för systemoptimering

Parameter	Värde	Motivering
Generellt basår och väderår för ingångsvärden	År 2018	Underlaget togs fram under 2019 och utmärkta ingångsvärden för modellering fanns att tillgå från 2018. Inga starka tekniska argument fanns för att <i>inte</i> välja den senaste kompletta basårsdatan som fanns tillgänglig. Elbehov, produktionsprofiler för sol och vind, både i Sverige och i alla Sveriges grannländer, samt tillrinningsprofiler för Sverige, är alla baserade på <i>basdata</i> från 2018, men har sedan i många fall justerats på sätt som beskrivs i respektive avsnitt.
Basår för timvis elbehov	År 2018	Representativt år för elkonsumention med god tillgänglighet till data. Till denna basdata har timvis ökat elbehov lagts till per elområde, beskrivet i avsnitt 9.
Relativ tillrinningsprofil i vattenkraften	År 2018	Representativt år för tillrinningsprofil över året med god tillgänglighet till data. Den relativa tillrinningen har sedan justerats enligt beskrivningen i avsnitt 13.4.
Total tillrinning i vattenkraften	54.9 TWh	Baserat på den 10%-percentilen av tillgängliga tillrinningsdata, vilket motsvarar ett torrt år. Ett torrt år har använts för systemdimensionering så att de resulterande systemen klarar av ett torrt år. Detta innebär <i>inte</i> ett antagande om att alla år är torra år utan alltså enbart ett värde för dimensionering av systemet.
Kostnader för kraftslag & lagring	Hög och lågfall, 2030-tal	Alla investeringsalternativ, med undantag för biobränslebaserad elproduktion och elnät, har modellerats med ett "låg" och "hög"-kostnadsfall, baserat på kostnadsprojektioner till början av 2030-talet som är mittpunkten mellan idag och modelleringsåret 2045.
Tidsupplösning	Timvis (8760 timmar under ett år)	Motsvarar den högsta tidsupplösning som relevant ingångsdata av hög kvalitet är tillgänglig i.
Modellerat år	År 2045	Motivering i avsnitt 4.4

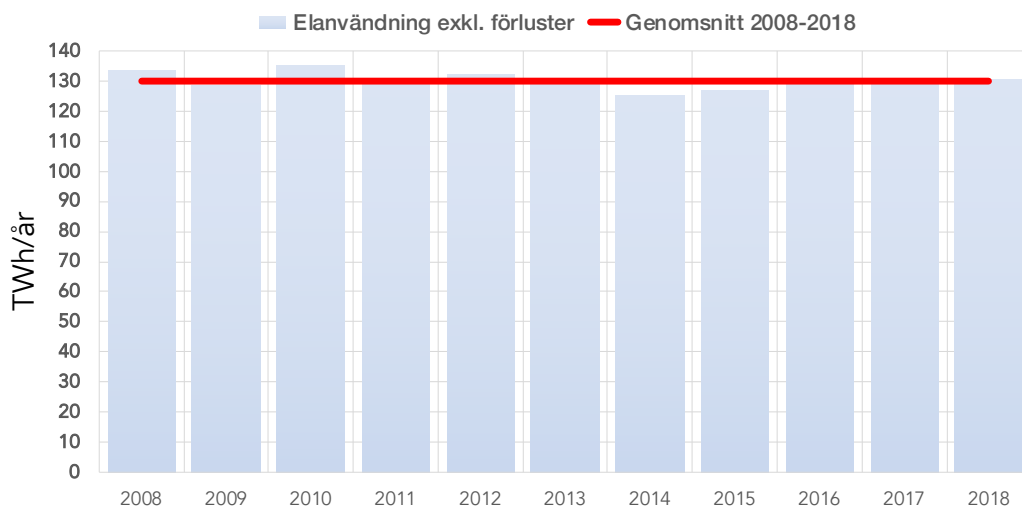
5.3.2 Hantering av vädervariationer mellan år

Alla år är varandra olika vilket gör olika förutsättningar för både elproduktion och konsumtion. En investeringsoptimeringsanalys (se avsnitt 2.2.2) skiljer sig från en konventionell elmarknadsanalys eller drift/dispatch-optimering (se avsnitt 2.2.1) i det att en enda uppsättning ingångsvärden används för att dimensionera kraftsystemet. Vid en elmarknadsanalys kan ett existerande kraftsystem utan problem analyseras med mängder av olika väderårdata, medan en ändring i motsvarande indata för en investeringsanalys även ändrar kraftsystemets uppbyggnad från grunden. Det är ofta mycket viktigt i en elmarknadsanalys för till exempel prisprognostisering att utsätta det modellerade kraftsystemet för en stor mängd olika väderår. För en samhällsekonomiskt inriktad investeringsoptimeringsanalys (som i detta projekt) är det däremot mer viktigt att specifika ingångsvärden konfigureras så att kraftsystemet är robust mot de olika väderår det kan komma utsättas för i framtiden. De främsta variablerna i detta avseende vad gäller kraftsystemet är:

- Temperaturprofil – vilket påverkar elbehovet främst för att upprätthålla en bekväm inomhustemperatur. För svenska förhållanden används mer el under kallare år, eftersom temperaturberoendet för elbehovet främst gäller elbaserad uppvärmning under vintern. I varmare områden gäller ofta det motsatta, då luftkonditioneringsbehov för kyla under sommaren dominerar uppvärmningsbehov under vintern.
- Tillrinning och tillrinningsprofil i vattenkraften – vilket bestämmer den mängd vatten som är tillgänglig för vattenkraftsproduktion över året.
- Produktionsprofil i vindkraften – vilket bestämmer den timvisa möjliga produktionen från vindkraftverk per elområde över året. Produktionsprofilen för solkraft varierar till en mycket mindre utsträckning på årsbasis.

För elmarknadsanalys är det givetvis av stor vikt att analysera till exempel förutsättningarna under ett varmt och blåsigt år med mycket hög tillrinning i vattenkraften. Motsvarande ingångsvärden för en kraftsystemsoptimering riskerar däremot att dimensionera ett kraftsystem som sedan får mycket stora problem under mindre fördelaktiga väderår. För att ge en rimlig elprisprognos framöver tas ofta en stor mängd historiska väderår som ingångsvärden för upprepade analyser, från vilka det är möjligt att räkna ut både ett spann och ett mest sannolikt scenario för till exempel framtida elpriser. Motsvarande strategi är *i teorin* möjlig för kraftsystemsoptimering men leder i praktiken till en orimligt hög beräkningsbörda. För varje nytt väderår som simuleras så optimeras ett helt nytt kraftsystem från grunden för att matcha just den uppsättningen ingångsvärden. Eftersom kraftsystemsoptimeringen även inkluderar variationer i prisprojektioner, efterfrågefleksibilitet, elhandelsförutsättningar osv, så blir då det totala antalet modellerade fall oerhört stort. Samtidigt löper denna analys, om den baseras på en statistisk sammanvägning av resultaten från olika väderår, fortfarande risken att kraftsystemet dimensioneras på ett sätt som får stora problem under ofördelaktiga år. Det är därför mer robust och beräkningsmässigt rimligt att definiera en uppsättning dimensionerande ingångsvärden för kraftsystemsoptimeringen vad gäller väderår och väderdata.

Som bas för beräkning av det timvisa elbehovet år 2045 har elanvändningen år 2018 använts i denna studie. Elbehovet har sedan ökat på för att representera år 2045 enligt beskrivningen i avsnitt 9. Elanvändningen år 2018 representerar nuvarande nivåer mycket väl, och motsvarar nästan exakt den genomsnittliga årliga elanvändningen över de senaste 10 åren (Figur 25).



Figur 25, Elanvändning (exkl. förluster) i Sverige år 2008–2018

Det svenska och nordiska kraftsystemets förutsättningar påverkas till stor del av tillrinningen i vattenkraften, vilken varierar betydligt från år till år. En kraftsystemsoptimering som dimensioneras efter ett normalår eller våtår kommer därför vara kraftigt underdimensionerat för ett torrare år. För att systemet ska vara robust mot denna variation så har ett torrare år ansatts som dimensionerande ingångsvärde i all analys i denna studie. Detaljer kring hur detta definieras och modelleras finns i avsnitt 13.4. Även vindkraftens produktion kan variera betydligt från år till år. För denna analys har vi använt vindresursen från 2018 som bas, men modellerat mer moderna vindturbiner med betydligt högre produktion från samma resurs (se avsnitt 12.2.1 och 12.5.1). Under 2018 blåste det något mindre än under ett "normalår", med ett vindindex på 0.93 för hela landet, vilket gör denna analys mindre känslig mot mindre blåsiga år. Efter att systemet dimensionerats givet en uppsättning robusta ingångsvärden så kan det "driftsättas" för olika väderår. För ett fossilfritt system ger detta en relativt liten påverkan på systemkostnaden eftersom den avgörande kostnadsdelen ligger på investeringar snarare än för drift.

5.3.3 Hantering av klimatförändringar

Klimatförändringar kommer mycket sannolikt ge högre årsmedeltemperaturer i Sverige på 2040-talet än den bas från vilket elbehovet beräknades i denna studie (2018). För att vara robust mot att kallare år (motsvarande normalår nu) kan förekomma även i framtiden, har detta inte beaktats. Nederbörden kan också öka med klimatförändringar vilket kan öka tillrinningen i vattenkraften. Det är idag oklart hur den möjligt ökande nederbörden skulle kunna utnyttjas med dagens vattenkraftssystem, och denna möjliga tillrinningsökning har därför inte beaktats.

6 Huvudsakliga modelleringsbegränsningar

6.1 Systemtjänster

Elnätets systemtjänster har ännu inte explicit prissatts i modelleringen. Detta arbete utförs separat med hjälp av för detta ändamål specialiserade verktyg. Se Kapitel 11 för mer information.

6.2 Avsaknad av prognosfel i modellering och optimering

Optimeringsverktyg kräver en stor mängd ingångsvärden och begränsningar, vilka inkluderar timvisa produktionsprofiler i väderberoende kraft samt en bedömning av den timvisa efterfrågan på el samt den andel av denna efterfrågan som är flexibel och kan förflyttas i tid. I verkligheten förekommer prognosfel på alla tidsskalor för både produktion och efterfrågan, något som ett faktiskt system bör ta höjd för. Detta är extra viktigt i ett system där ett flexibelt men på säsongsskala väderberoende kraftslag (vattenkraft) används för att till stor del balansera ett väderberoende kraftslag vars produktion inte kan prognostiseras med precision mer än några dygn i förväg (främst vindkraft). Eftersom modellen i förväg "vet" precis hur den timvisa tillrinningen till vattensystemet kommer att ske, samt exakt hur mycket det kommer blåsa varje timme på året, så kan systemets drift och utformning optimeras i mycket hög grad. Denna sorts optimering är inte realistisk i verkligheten där motsvarande prognoskvalitet inte finns tillgänglig. Vanligen undviks sådan problematik genom användning av stokastiska metoder som analyserar systemets robusthet mot många olika "väderår" och andra variationer. Stokastiska metoder fungerar utmärkt för att analysera ett redan väldefinierat system, men är för beräkningskrävande som en del av systemoptimeringsprocessen självt. För att åstadkomma en mer robust systemdesign har därför istället historiska varaktighetsdata tagits i beaktande för modelleringsförhållanden för vattenkraft (se t.ex. kapitel 13.4). Däremot har ingen metod för prognosfel i vare sig efterfrågan eller i vind och solkraftens produktion på vecko, månad och säsongsbasis implementerats.

6.3 Varierande driftkostnad i vattenkraften beroende på driftmönster

De driftkostnader som ansätts för vattenkraften är baserat på en mångårig erfarenhet av en specifik typ av driftmönster, där vattenkraften sedan 1980-talet har täckt upp dygnsvariationen av efterfrågan ovanpå en relativt stabil och betydande basproduktion från kärnkraft. Om driftmönstret för en stor del av vattenkraftverken istället ska ändras till att balansera upp en mycket stor andel väderberoende elproduktion så kan existerande antaganden om driftkostnader och behov för utbyte av vattenkraftsturbiner bli inaktuella. Enligt ett uttalande från Vattenfall (September 2019) så kan kapitalkostnaderna specifikt för vattenkraftens turbiner öka med en faktor tre om dessa ska användas för att i huvudsak balansera en större mängd vindkraft [39]. Ingen sådan kostnadsökning har inkluderats i modelleringen, på grund av svårigheter att specifikt kvantifiera hur olika driftscenarior påverkar totalkostnaderna i vattenkraften.

6.4 Yttre avgränsning för internationell elhandel

Se avsnitt 4 för en detaljerad diskussion.

6.5 Årsvariationer i förnybar elproduktion

Modelleringarna i denna studie är baserade på väderåret 2018, med viss känslighetsanalys för landbaserad vindkraft med statistik baserat på 2017. Ingen modellering av årsvariationen i väderberoende kraftproduktion utöver vattenkraften har utförts. Representativ variation på årsbasis från en analys av väderdata under perioden 1950–2018 för vattenkraft och 1980–2016 för sol och vindkraft ges i Tabell 13.

Tabell 13, Representativ årsvariation i svensk väderberoende elproduktion (vind och solkraftsvariationen fångas ej upp av nuvarande analys)

Produktionstyp	Variation i årsproduktion
Vattenkraft [40]	±35%
Landbaserad vindkraft [41]	±20%
Havsbaserad vindkraft [41]	±10%
Solkraft [42]	±1%

6.6 Degradering av produktionskapacitet

Solkraftanläggningars produktion degraderas med cirka 0,2–0,5% per år, och en typisk vindkraftsturbin tappar cirka 0,15 procentenheter i kapacitetsfaktor per år [43]. Genomsnittsåldern på sol och vindanläggningar under det simulerade året (2045) är inte explicit beräknat men ligger sannolikt i spannet 7–15 år. I modelleringen antas alla anläggningar producera som om de vore helt nybyggda anläggningar utan någon degradering.

6.7 Negativ prisbildning

För elhandel har ett minimalt köp & säljpris på strax över 0 kr för elektricitet antagits. I verkligheten existerar redan idag alltmer ofta situationer där det effektiva priset i vissa systemkonfigurationer är negativt. Detta sker då marginalkostnaden för produktion är negativ, till exempel då det väderberoende kraft producerar mer än väntat och det är tekniskt möjligt att styra ner produktion i stora termiska kraftverk under korta tidsperioder, men framförallt då elproduktion med mycket låg marginalkostnad är subventionerad och därmed kan gå med vinst även med negativa bud in på auktionsmarknaden. Negativ prisbildning kan ha en inverkan på beräkningen av den totala systemkostnaden, men har tillsvidare inte fångats upp i studien. Eftersom inga subventioner är inkluderade i modelleringen är dock sannolikheten lägre för att en sådan situation skulle kunna uppstå.

6.8 Kraftvärme och andra sektorkopplingar

Se avsnitt 3.2 för en detaljerad diskussion.

7 Modelleringsfall

7.1.1 Introduktion

För att analysera det kostnadsoptimerade framtida svenska kraftsystemet så har ett stort antal modelleringar med varierande ingångsdata använts. De huvudsakliga variablerna som varierar är:

- Kostnadsprojektioner för produktion och lagringsmetoder
- Möjligheter för efterfrågefleksibilitet
- Förutsättningar för internationell elhandel
- Reell kalkylränta

Utöver dessa variationer har modelleringen delats upp i ett huvudspår som är helt teknikneutralt, samt i två specialfall, som beskrivs i avsnitt 7.1.2-7.1.3.

7.1.2 TN: Teknikneutral

De teknikneutrala modelleringarna utgör denna studies huvudspår. I dessa scenarier införs så få begränsningar som är realistiskt möjligt för systemdimensioneringen⁴⁶. Alla kraftslag och lagringstekniker för vilka trovärdiga ingångsvärden har kunnat samlas in kan väljas som komponenter i det framtida kraftsystemet av optimeringsverktyget, tillsammans med metoder som tidsförskjutning av last genom efterfrågefleksibilitet, samt betald bortkopplad last. Optimeringen söker ett kostnadsoptimalt system som förser justerad⁴⁷ efterfrågan på el varje timme över ett år, med en fast begränsning av mängden driftutsläpp av växthusgaser. De tolv huvudsakliga teknikneutrala modelleringsfallen sammanfattas i Tabell 14.

Tabell 14, Huvudsakliga teknikneutrala analysfall

Namn	Kostnad sol, vind & lager	Kostnad ny kärnkraft	SMR ⁴⁸	Flexibilitet	Handel	Kalkylränta
TN-1	Låg	Låg	Nej	Medel	Nej	3.5%
TN-2	Låg	Medel	Nej	Medel	Nej	3.5%
TN-3	Låg	Låg	Nej	Medel	Nej	6.0%

⁴⁶ Den enda betydande begränsningen som finns kvar i de teknikneutrala fallen är ett antaget fortsatt skydd av nationalälvar och andra skyddade vattendrag. Ett tak för den totala expansionen av *landbaserad* vindkraft motsvarande strax över 100 TWh/år har även ansatts i ett flertal modelleringsfall, i enlighet med det mest expansiva scenariot som hittills definierats av Energimyndigheten. Denna begränsning ligger 40% högre än den expansion branchorganisationen Svensk Vindenergi ser framför sig för ett 100% förnybart kraftsystem 2040.

⁴⁷ Justerad efterfrågan betyder: basefterfrågan – bortkopplad last ± tidsförskjuten last (om dessa alternativ väljs av optimeringsverktyget för det aktuella tidssteget).

⁴⁸ Tillåter Små Modulära Reaktorer (SMR) som ett teknikalternativ

TN-4	Låg	Medel	Nej	Medel	Nej	6.0%
TN-5	Låg	Låg	Nej	Hög	Ja	3.5%
TN-5 (SMR)	Låg	Låg	Ja	Hög	Ja	3.5%
TN-6	Låg	Medel	Nej	Hög	Ja	3.5%
TN-7	Låg	Låg	Nej	Hög	Ja	6.0%
TN-7 (SMR)	Låg	Låg	Ja	Hög	Ja	6.0%
TN-8	Låg	Medel	Nej	Hög	Ja	6.0%
TN-9	Medel	Låg	Nej	Medel	Nej	3.5%
TN-10	Medel	Medel	Nej	Medel	Nej	3.5%

Utöver de tolv huvudfallen har även fyra stycken specialfall studerats, med fokus på utökade reinvesteringar i driftförlängning av kärnkraft (inklusive Ringhals 1 och 2) samt fall som ställer elproduktionen i kraftvärmen delvis eller helt utanför optimeringsberäkningarna. Dessa sammanfattas i Tabell 15.

Tabell 15, Teknikneutrala specialfall

Namn	Basfall	Specialförutsättningar
TN-5-R1R2	TN-5	Tillåter även driftförlängning av Ringhals reaktorer 1 och 2
TN-7-R1R2	TN-7	
TN-7-Bio1	TN-7	Investering i kraftvärmen står utanför optimeringen, därmed finns 4.6 GW kapacitet på plats, men driften av denna kapacitet bestäms av optimeringen
TN-7-Bio2	TN-7	Investering <i>och drift</i> av kraftvärmen står utanför optimeringen, därmed finns 4.6 GW kapacitet på plats och producerar enligt värmeunderlaget

7.1.3 N: Ingen driftförlängning av kärnkraft

Specialfallen "N" är identiska med de teknikneutrala TN, med ett viktigt undantag: I dessa scenarion antas att ingen driftförlängning är möjlig av den existerande kärnkraften. Sex av Sveriges ursprungliga lättvattenreaktorflotta av tolv reaktorer kommer vid utgången av 2020 ha tagits ur drift. Ingen av dessa avvecklingar har initierats på grund av tekniska begränsningar som *omöjliggjorde* fortsatt drift⁴⁹. I avsaknad av direkta politiska förbud (likt för avvecklingen av Barsebäck) eller indirekt

⁴⁹ Även Sveriges äldsta och minsta kraftreaktor, Oskarshamn-1, ansågs teknisk kapabel för minst 60 års drift (till år 2032). Vid en extra bolagsstämma i oktober 2015, strax efter den dåvarande straffskatten på kärnkraft höjts ytterligare och utgjorde cirka en tredjedel av den totala produktionskostnaden, fattade verkets dåvarande majoritetsägare beslut om en förtida stängning. Stängningen av O1 skedde i juni 2017, efter 45 års drift. Från ägaren OKG år 2012: "Den tekniska livslängden som är fastslagen för O1 ligger dessutom på 60 år vilket innebär att vi kan få dra nytta av elproduktionen från O1 i ytterligare 20 år till." [177]

politisk påverkan genom styrmedel och straffskatter, så vilar beslut om fortsatt drift av existerande svenska kärnkraftverk inom tidsperioden av intresse för denna studie på ekonomisk grund⁵⁰. I den teknikneutrala analysen (TN) är det därför möjligt för optimeringsverktyget att välja att investera i modernisering för fortsatt drift av existerande kärnkraft (vilket inkluderar antagna kostnader för att uppfylla ökade säkerhetskrav), *om och när* sådana investeringar utgör en komponent av det kostnadsoptimala systemet. I N-scenarier tillåts enbart investeringar i helt ny kärnkraft, men alltså ingen driftförlängning av existerande kapacitet. Denna serie av modelleringsfall har definierats för att analysera den specifika påverkan som en fortsatt förtida avveckling av kärnkraft i närtid skulle ha på det framtida kostnadsoptimala systemets uppbyggnad och kostnadsbild.

Tabell 16, Huvudsakliga analysfall, N-serien (ingen driftförlängning av kärnkraft)

Namn	Kostnad sol, vind & lager	Kostnad ny kärnkraft	SMR	Flexibilitet	Handel	Kalkylränta
N-1	Låg	Låg	Nej	Medel	Nej	3.5%
N-2	Låg	Medel	Nej	Medel	Nej	3.5%
N-3	Låg	Låg	Nej	Medel	Nej	6.0%
N-4	Låg	Medel	Nej	Medel	Nej	6.0%
N-5	Låg	Låg	Nej	Hög	Ja	3.5%
N-5 (SMR)	Låg	Låg	Ja	Hög	Ja	3.5%
N-6	Låg	Medel	Nej	Hög	Ja	3.5%
N-7	Låg	Låg	Nej	Hög	Ja	6.0%
N-7 (SMR)	Låg	Låg	Ja	Hög	Ja	6.0%
N-8	Låg	Medel	Nej	Hög	Ja	6.0%
N-9	Medel	Låg	Nej	Medel	Nej	3.5%
N-10	Medel	Medel	Nej	Medel	Nej	3.5%

Kostnadsprojektionerna i Tabell 16 ligger på lägsta nivå i åtta av tio fall för sol, vind och lagringsteknologi och på "medelnivå" i två fall. För ny storskalig kärnkraft är kostnadsantagandet på "låg"-nivå (40 kr/W) i sju fall och "medel"-nivå (58 kr/W) i fem fall. Även om "medelnivån" ligger över snittvärdet för kostnaden för ny kärnkraft i Europa idag, så har enskilda dyrare verk byggts. Ett specialfall har därför definierats där kostnaden för ny kärnkraft motsvarar nivån på de allra dyraste projekten (65.4 kr/W), definierat i Tabell 18.

Tabell 17, N-serien, specialfall

⁵⁰ I USA har tryckvattenreaktorer av motsvarande typ som de i Ringhals redan fått tillstånd för drift till minst 80 år [97]. Viktiga komponenter såsom reaktortankar i kokvattenreaktorer (som utgör Sveriges övriga reaktorflotta) åldras långsammare och kan därför tekniskt hållas i drift ännu längre.

Namn	Basfall	Specialförutsättningar
N-10-H	N-10	Antagande om mycket hög investeringskostnad för ny kärnkraft, i linje med de dyraste enskilda verken som har byggts hittills, samt inget "SMR"-alternativ.

7.1.4 F: 100% förnybart

De tio specialfallen i serien "F" (förnybart) begränsar produktionsalternativen som optimeringsverktyget kan välja till enbart förnybara källor. Detta innebär att ny och driftförlängd kärnkraft, samt naturgas med koldioxidinfångning, inte finns tillgängliga som alternativ för systemet.

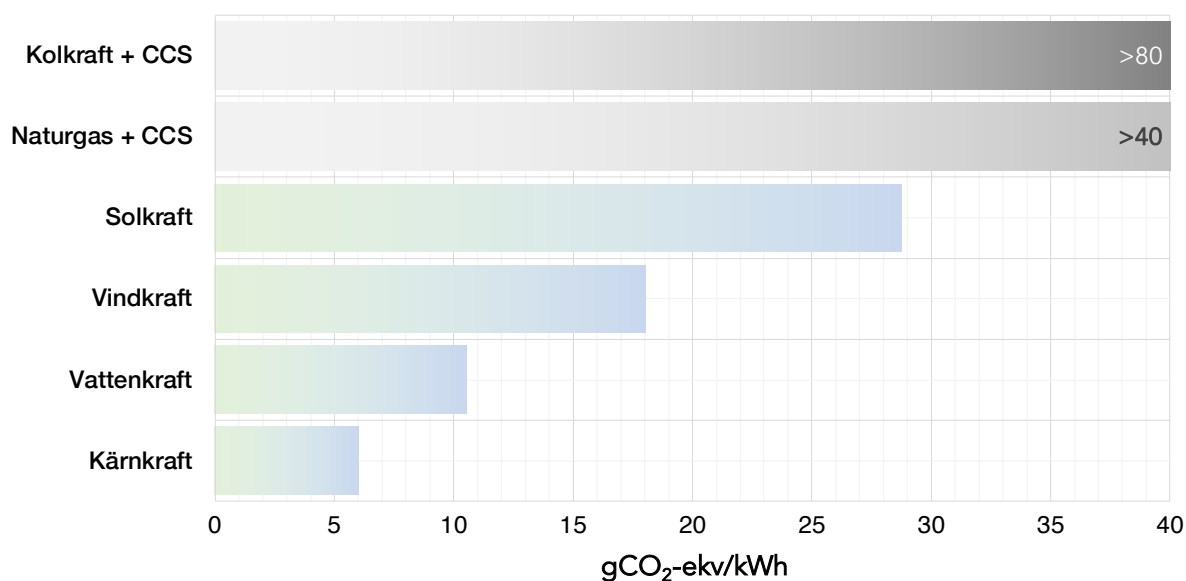
Tabell 18, Huvudsakliga analysfall, N-serien (ingen driftförlängning av kärnkraft)

Namn	Kostnad sol, vind & lager	Flexibilitet	Handel	Kalkylränta
F-1	Låg	Medel	Nej	3.5%
F-2	Låg	Medel	Nej	6.0%
F-3	Låg	Medel	Ja	3.5%
F-4	Låg	Medel	Ja	6.0%
F-5	Låg	Hög	Ja	3.5%
F-6	Låg	Hög	Ja	6.0%
F-7	Medel	Medel	Nej	3.5%
F-8	Medel	Medel	Nej	6.0%
F-9	Medel	Hög	Ja	3.5%
F-10	Medel	Hög	Ja	6.0%

8 Utsläpp av växthusgaser

8.1 Driftutsläpp eller livscykelutsläpp?

I denna studie har enbart direkta utsläpps begränsningar vid drift av kraftverk ansatts som en modelleringsförutsättning. Detta skiljer sig från det ramverk som vanligen används i klimatrelaterad analys, där ett kraftverk eller kraftslag oftast belastas med utsläppen från hela sin livscykel: från råmaterial ur gruva ända till demontering, avveckling och avfallshantering. En överblick över nuvarande beräknade livscykelutsläpp från olika kraftslag för svenska förhållanden ges i Figur 26⁵¹.



Figur 26, Livscykelutsläpp för elproduktion (2018) (källor: sol, vind, vatten och kärnkraft för svenska förhållanden från Vattenfall [44], gas och kol med 90% CO₂-infångning från IPCC [45])

Det finns tre generella anledningar till att fokusera på driftutsläpp snarare än livscykelutsläpp för denna studie:

- För fossilfria kraftslag som sol, vind, vatten och kärnkraft så sker ingen kemisk förbränning av bränsle och det uppstår alltså inga löpande driftutsläpp av växthusgaser alls⁵². Livscykelutsläppen, som redan är små för alla fossilfria kraftslag, är mycket känsliga för externa faktorer som kan komma att ändras dramatiskt innan år 2045. Livscykelutsläpp för sol och vindkraft är mycket känsliga för energimixen i de länder eller områden där dess fabriker finns. Kärnkraftens livscykelutsläpp är känsligt mot energimixen och

⁵¹ Utsläpp från förbränning av avfall, skogsbränslen och biogas diskuteras separat i avsnitt 15.3.1.

⁵² Små löpande driftrelaterade utsläpp finns visserligen i form av transporter till och från kraftverk (som idag till betydande del sker med fossil energi), samt till exempel tester av backup-diesel-aggregat i kärnkraftverk. Dessa utsläpp (som är en del av livscykelutsläppen) kan i stort sett elimineras i god tid innan år 2045 i samband med övergången till en fossilfri transportsektor, och dieselaggregaten kan till exempel tankas med biodiesel.

energieffektiviteten i gruvverksamheten för uran, anläggningar för urananrikning och bränsleframställning. I en generellt antagen övergång mot minskade utsläpp och användning av fossila bränslen så kommer dessa livscykelutsläpp, för alla dessa kraftslag, att sjunka. Om ekonomin som producerar råmaterial och komponenter för dessa kraftslag i övrigt är helt fossilfri så sjunker även livscykelutsläppen för dessa kraftslag ner till mot noll. Det är i stort sett omöjligt att förutsäga hur livscykelutsläpp för fossilfria kraftslag som byggs i Sverige eller i länder som Sverige handlar el med, kommer utvecklas över de närmaste 25 åren. Därför blir det mycket svårt att inkludera antagna livscykelutsläpp (snarare än faktiska driftutsläpp) som en begränsning i systemoptimeringen.

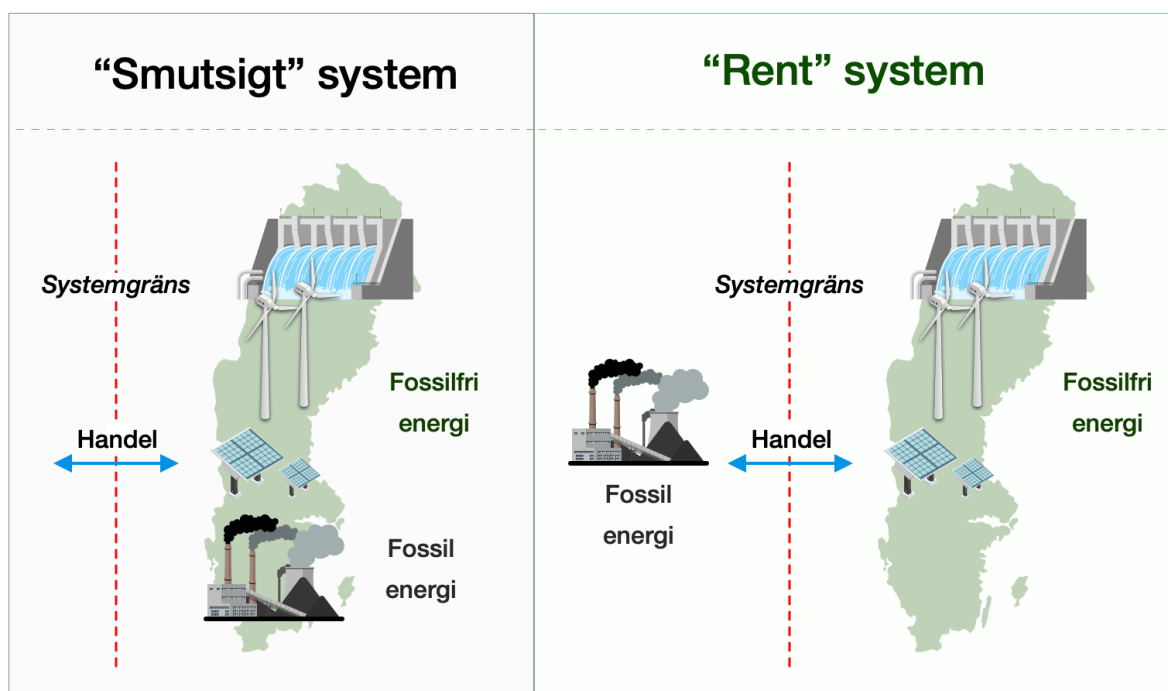
- Normaliserade livscykelutsläpp (i enheten utsläpp *per kWh*) kräver att bedömaren applicerar en förväntad produktionsprofil (kapacitetsfaktor) på det specifika kraftslaget som analyseras. För en systemoptimeringsberäkning är det oftast inte möjligt att i förhand veta hur en driftprofilen (och därmed kapacitetsfaktorn) för planerbara kraftslag kommer att se ut, och därför är det möjligt att de applicerade livscykelutsläppssiffrorna inte gäller för systemet ifråga. En iterativ beräkning skulle då behövas där livscykelutsläppssiffran kontinuerligt uppdateras mot konvergens, något som för optimeringsberäkningar är orealistiskt beräkningstungt.
- Det finns ett stort spann av bedömningar av nuvarande och möjliga framtida nivåer på livscykelutsläpp som starkt beror på till exempel vilket land komponenter och råmaterial kommer ifrån. Dessa antagna livscykelvärden kan samtidigt ha en mycket stor betydelse för systemoptimeringsberäkningarna beroende på vilket utsläppstak som ansätts. Med nuvarande värden från livscykelanalys för svenska förhållanden har kärnkraften en betydande konkurrensfördel i optimeringsberäkningar jämfört med till exempel vind och solkraft, men det är i stort omöjligt att bedöma om denna situation består under de närmaste 25 åren. En livscykelbaserad beräkning utsätter därför studien för ett starkt beroende mot ingångsvärden som är behäftade med mycket stora osäkerheter, något som vi konsekvent försöker undvika i denna studie. Driftutsläpp är tvärtom mycket lätta att räkna ut för alla kraftslag och kan utan problem för de huvudsakliga fossilfria kraftslagen helt enkelt sättas till noll. Detta möjliggör ett mycket mer väldefinierat problem med lägre osäkerheter.

8.2 Konsumtions eller produktionsutsläpp?

Denna studie fokuserar på att dimensionera kraftsystem som möjliggör att utsläppen av växthusgaser från svensk *elkonsumtion* kan elimineras. Skillnaden mellan att fokusera på utsläpp från konsumtion eller enbart från produktion uppstår i hur importerad el behandlas. Den enda generella anledningen att fokusera på att minimera eller eliminera specifikt växthusgasutsläpp är för att försöka begränsa globala klimatförändringar. För atmosfären och klimatet spelar det ingen roll om den el som en konsument i Sverige använder kommer från ett fossilt kraftverk inom eller utanför Sveriges landsgräns⁵³. Det fossila bränslet som förbränns för att tillgodose denne hypotetiska svenska konsument hade inte använts om denna konsument inte efterfrågat elen, eftersom fossila kraftslag utan undantag har betydande marginalproduktionskostnader. De växthusgaser som uppstår genom denna förbränning når atmosfären och påverkar klimatet på samma sätt oavsett om kraftverket ifråga ligger inom Sveriges, Danmarks, Finlands, Tysklands eller Polens gränser. Därför är det rimligt att behandla importerade utsläpp på samma sätt som inhemska produktionsutsläpp vid systemdimensionering och optimering. Figur 27 visar den såkallade "transmissionsmetoden", vilket synliggör det orimliga i en enbart produktionsbaserad analys av utsläpp. Systemen i Figur 27 är identiska vad gäller elproduktion per kraftslag och har identiska utsläpp av växthusgaser. Skillnaden mellan det "smutsiga" systemet till vänster och det "rena" systemet till höger är att i bilden till höger har det fossil kraftverket flyttats utanför systemgränsen. I verkligheten finns ingen skillnad i utsläpp av växthusgaser eller klimatpåverkan, vilket gör "transmissionsmetoden" till en bokföringsmetod som inte är användbart för fossilfri systemoptimering.

⁵³ För Sveriges del kan det dock vara mycket fördelaktigt ur luftföroreningssynpunkt (som är ett mer lokalt fenomen), om förbränningen sker utomlands.

Transmissionsmetoden

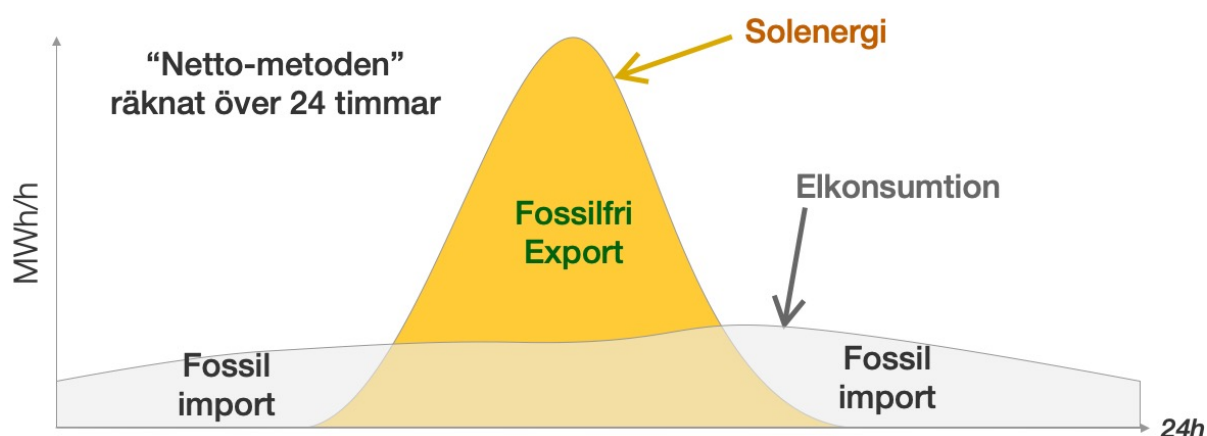


Figur 27, "Transmissionmetoden" illustrerad. Elproduktionen från olika kraftslag är identisk i båda fall, men systemet till höger (med den fossila kraftproduktionen som används i Sverige fysiskt placerad utanför Sveriges gränser) kan genom transmissionsmetoden sägas vara "ren" (eller "100% förnybar", "100% fossilfri" etc.)

I länder utan stora mängder planerbar vattenkraft (med magasin), vilket innefattar alla Sveriges handelspartners förutom Norge, så är *planerade* produktionsökningar på marginalen för att möjliggöra export baserade på ökad förbränning av bränsle. Marginalproduktionskostnaden från kärnkraftverk ligger generellt lägre än kemisk förbränning av bränsle (som fossila bränslen och biomassa), vilket gör att den oftast ligger som baskraftsproduktion. Som är tydligt i Tabell 4 så är och förblir mängden fossilfri biobränslebaserad kapacitet i Sveriges grannländer begränsad i relation till konsumtion och övrig produktionskapacitet.

Om fossil elproduktion (med sin högre marginalproduktionskostnad) levererar el för inhemsk konsumtion i ett av Sveriges grannländer så antas att all möjlig export från det landet vid den specifika tidpunkten komma från fossila källor. I de scenariefall där driftutsläpp av växthusgaser tillåts i denna studie (max. 10 gCO₂/kWh på årsbasis) så ansätts utsläppsfaktorn för förbränning av naturgas (490 gCO₂/kWh) för importerad el i just denna situation. Vid alla tillfällen då sammanlagd inhemsk fossilfri produktion överstiger inhemsk konsumtion i något av Sveriges grannländer är däremot allt detta överskott tillgängligt för import till Sverige utan några driftutsläpp i all modellerade scenarion.

Det hävdas ibland att sålänge som ett lands *export* av ren fossilfri elektricitet överstiger dess *import* av fossil elektricitet över en viss tidsperiod så är "netto"-värdet på utsläpp från kraftsystemet är noll (eller till och med negativt), trots att import (och därmed) konsumtion, av fossil elektricitet tillåts. För en sådan "netto-metod" inte ska få helt missvisande effekt vid systemdimensioneringsberäkningar är det mycket viktigt att tidsperioden över vilken en sådan beräkning utförs inte väljs godtyckligt. Den stora utmaningen med till exempel till stor del förnybara kraftsystem med en stor andel variabel och väderberoende produktion är att kunna möta efterfrågan varje enskild minut (eller sekund) på året, även vid de tillfällen då det är inte särskilt blåsigt eller soligt. En netto-utsläppsberäkning som kräver minst lika stor volym av fossilfri export som fossil import på tidskalor så långa som till exempel ett dygn kan leda systemdimensioneringen åt *helt* fel håll. Denna problematik blir uppenbar om vi till exempel tänker oss ett kraftsystem baserat på en mycket stor andel solkraft. Figur 28 illustrerar ett sådant system där mängden solpaneler installerade i systemet gör att den fossilfria produktionen över en genomsnittlig 24-timmars period motsvarar den totala konsumtionen inom samma område över samma tidsperiod. Eftersom solen skiner på dagen så innebär detta export på dagen och import, från ett antaget fossilbaserat närliggande system, på natten.



Figur 28, "Netto-metoden" illustrerad över 24 timmar.

"Netto-metoden", här räknat över en 24-timmarsperiod, har därför möjliggjort ett "fossilfritt" system som är totalt beroende av fossil kraft. På grund av en fysiskt *orimligt lång avräkningsperiod* för netto-metoden så fungerar inte detta system utan fossil kraft tillgänglig för import, och det har därför fel-dimensionerats på två sätt samtidigt. Dels så köper systemet fossil el och konsumerar det inom det "fossilfria området" (transmissionsmetoden) och utöver det så är systemet i detta illustrativa upplägg extremt känsligt för osäkerheter i utvecklingen utanför det egna området. Om närområdet (där den fossila "backup"-kraften finns) faktiskt lyckas med sina egna ambitioner att bli fossilfria och därför avvecklar sin planerbara fossila produktionskapacitet, så fungerar inte längre det "fossilfria systemet" i det här exemplet. En mer rimlig avräkningsperiod för netto-metoden, som inte riskerar att leda till helt fel systemdesign, vore på skalan av en timme eller mindre. I exemplet ovan så hade detta krävt en expansion av lagringskapacitet och andra energikällor med andra produktionsprofiler än den för solkraft, vilket illustrerar hur en kortare tidsperiod för netto-metoden är mer relevant. Det

föreslås ibland att netto-metoden bör användas med en avräkningsperiod så lång som ett år, sannolikt inspirerat av ursprungscertifikatshandel och pressmeddelanden från företag kring hur de (ofta på årsbasis) köper "100 %" av förnybar eller ren el. Det bör framgå av exemplet ovan varför ett sådant angreppssätt kan bli missvisande för den typ av beräkningar och optimeringar som utförs inom detta projekt. Även de privata vinstdrivande företag som var tidigt ute med att använda avräkningsperioder för ren energi på ett år, som till exempel Google, började redan för 5 år sedan planera för att sänka sin egen avräkningsperiod ner till en timme just för att inte styra systemlösningen åt fel håll [46]. Eftersom tidsteget i vår modellering är en timme så är vår konsumtionsbaserade metod ekvivalent med "netto-metoden" med en avräkningsperiod på en timme.

8.3 Analys av andra miljövärden utöver växthusgasutsläpp

Andra miljökonsekvenser, utöver växthusgasutsläpp, har inte explicit vägts in i systemoptimeringen i denna studie, men bör utvärderas för de resulterande system som denna analys rekommenderar för att belysa skillnaden för dessa aspekter mellan olika möjliga system. Detta inkluderar till exempel landanvändning, påverkan på biologisk mångfald, ekosystemtjänster och ev. förluster av habitat.

8.4 Driftutsläpp från vattenkraft, kärnkraft och vindkraft

För växthusgasutsläpp och övrig miljöpåverkan från den svenska kärnkraften, vindkraften och vattenkraftens livscykel, från gruva till hantering av avfall, har Vattenfalls Environmental Product Declarations (EPD) använts som bas [47] [48]. EPD-systemets rapporter är tredjepartsgranskade och baseras på ISO 14025, ISO 14040 och ISO 14044. Det ackrediterade organet *Bureau Veritas Certification* verifierar uppfyllnad av de krav som ställs för det Internationella EPD®-systemet. Se kapitel 12.8, 13.10 och 14.9. Driftutsläpp från alla dessa kraftslag har satts till 0 g/kWh.

8.5 Driftutsläpp från solkraft (solpaneler)

Driftutsläpp från solpaneler, både på hustak och i solcellsparker, har satts till 0 g/kWh. Nuvarande livscykelutsläpp för elproduktion från solpaneler i Sverige ligger på cirka 26–28 gCO₂/kWh [44], vilka är utsläpp som i en i övrigt fossilfri ekonomi i stort sett kan helt elimineras.

8.6 Driftutsläpp från biomassa och biogas

Se kapitel 15.3.1.

8.7 Driftutsläpp från naturgas med koldioxidinfångning

Effektiva driftutsläpp har satts till 40 g/kWh, vilket motsvarar cirka 90% effektiv CO₂-infångning från ett kombigaskraftverk med CCS.

8.8 Driftutsläpp från batterier

Driftutsläpp har satts till 0 g/kWh.

8.9 Driftutsläpp från P2G2P (vätgas)

P₂G₂P (power-to-gas-to-power) involverar produktion av vätgas genom elektrolys, lagring av vätgas enligt LRC-metoden samt förbränning av vätgas i gasturbin. Driftutsläpp har satts till 0 g/kWh.

9 Elbehov

9.1 Generellt

Inga egna bedömningar kring framtida förväntat elbehov har utförts i denna studie. Antagandena för Sveriges elbehov år 2045 utgår från de senaste resultaten (under 2019/2020) från de av Kungl. Ingenjörsvetenskapsakademien (IVA) koordinerade pågående studier kring framtidens elbehov, främst inom arbetsgrupperna:

- Vägval Klimat Industrigruppen
- Vägval Klimat Transportgruppen
- Vägval El, Framtidens elanvändning

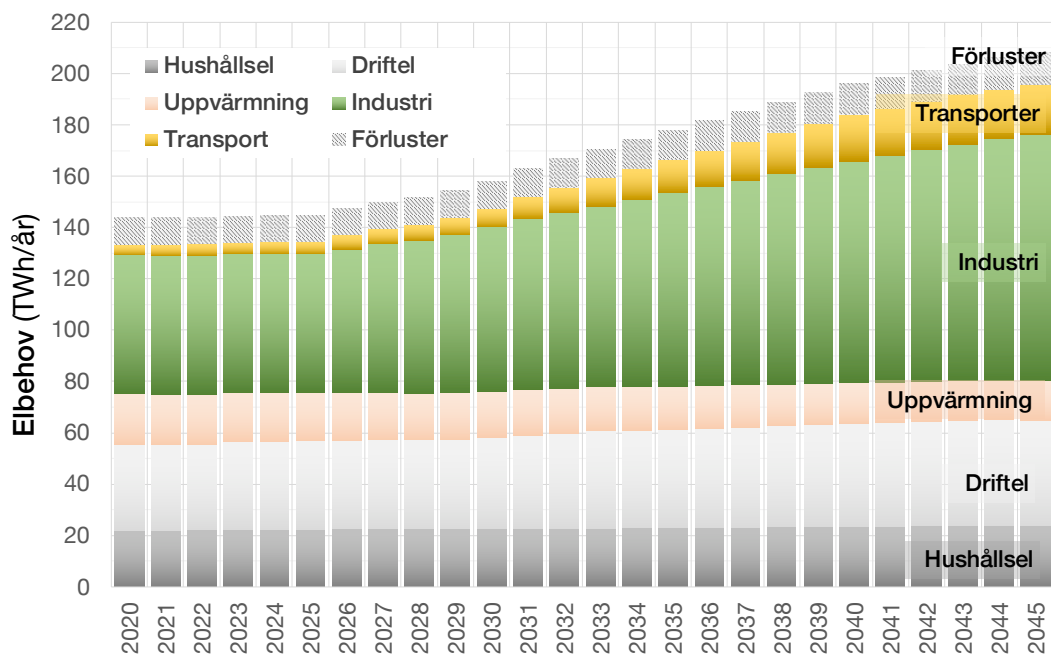
I Sverige antas en ökning av elbehovet från dagens 130–140 TWh/år till cirka 200 TWh år 2045. Ökningen beror främst på antaganden om en ökad elanvändning, primärt för att möjliggöra en utfasning av fossila bränslen, inom fem sektorer:

- Transportsektorn, där en stor del av transportererna antas vara elbaserade år 2045.
- Service- och företagssektorn, där bland annat utbyggnaden av datahallar ingår
- Processindustrin, där flera branschens processer antas ställa om till elbaserade lösningar
- Stålindustrin, som ska fasa ut användningen av kol
- Kemiindustrin, som antyder ett eventuellt tillkommande elbehov på upp till 22 TWh/år

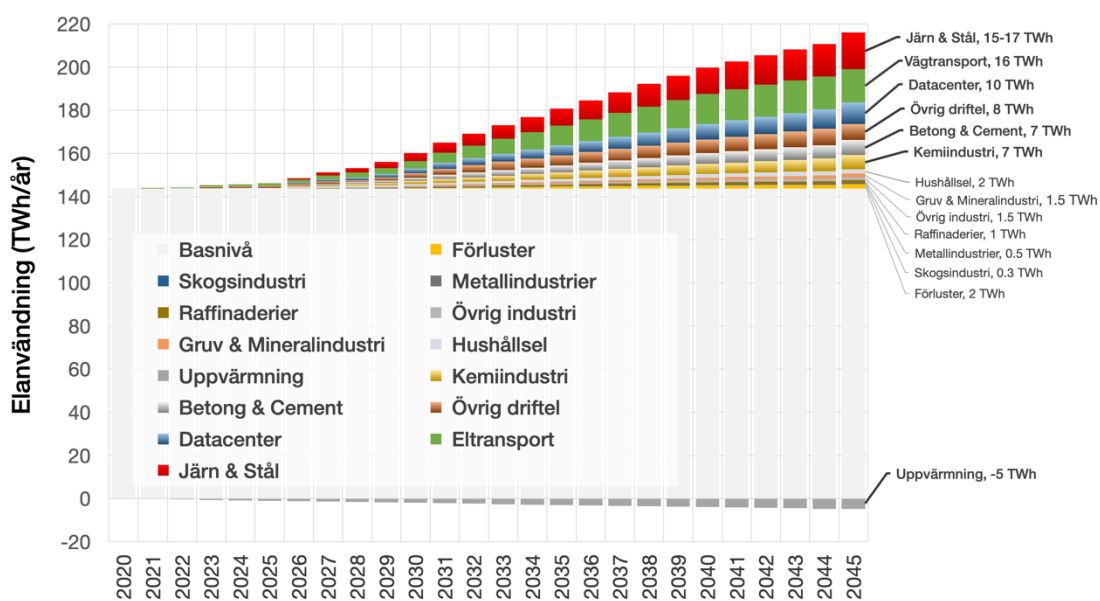
Tabell 19, Sammanställning av förändring i elbehov mellan 2018 och 2045

Användning	SE1	SE2	SE3	SE4	Sverige
Referensår 2018 (exkl. överföringsförluster)	9.8	15.5	82.3	23.0	130.6
+ Laddning av vägbaserad eltransport	1.2	1.9	10.1	2.8	16.0
+ Övrig elektrifierad transport	0.4	0.6	3.2	0.9	5.0
+ Datacenters	4.0	4.0	1.0	1.0	10.0
+ HYBRIT	10–15	0	0–5	0	15.0
+ Övrigt inom industri, bostad & service	1.6	2.7	14.9	4.2	23.4
Förändring 2018–2045	22.3	9.3	29.7	9	70.2
Sammanlagt elbehov år 2045 (exkl. förluster)	32.0	24.7	111.5	31.9	200.0

Figur 29, Övergripande bild över elbehovens utveckling för en fossilfri ekonomi (2020–2045) Figur 29 ger en övergripande bild av olika sektors bidrag till det förväntade ökade elbehovet och Figur 30 ger en mer detaljerad bild av varifrån förändringen väntas komma.



Figur 29, Övergripande bild över elbehovens utveckling för en fossilfri ekonomi (2020–2045)



Figur 30, Sektoruppdelad skillnad i förväntad elanvändning för en fossilfri ekonomi, 2020–2045

9.2 Transporter

9.2.1 Sammanfattning

Enligt IVA Vägval Klimat Transportgruppen förväntas elbehovet inom transportsektorn öka från dagens cirka 2,5 TWh/år upp till 20–25 TWh/år i och med övergången till fossilfrihet [49], vilket innebär en ökning på 17,5–22,5 TWh/år. Dagens elanvändning inom transportsektorn består nästan enbart av bantrafik, och detta domineras i sin tur av järnvägarnas elanvändning [50]. Det framtida ökade elbehovet inom transportsektorn kommer främst från vägbaserad trafik, som idag är elektrifierad i mycket liten utsträckning. IVA Vägval Klimat bedömer ökningen i elbehovet för vägtrafik till 15–20 TWh/år fram till 2045. Vår genomsnittliga bedömning från är en sannolik framtida ökning av elkonsumtionen för vägtransporter om 16 TWh/år fram till 2045. Detta motsvarar en elektrifiering i personbilsflottan på drygt 70 procent till år 2045. Det sker även en elektrifiering även för tunga transporter, särskilt för stadsbussar och distributionslastbilar där eldriften antas vara 100% år 2045. Dessutom förutsätts ökad elektrifiering av arbetsmaskiner och ökat transportbehov på elektrifierad järnväg. Totalt förväntas i denna studie (baserat på IVA Vägval Klimat) att bantrafikens elanvändning ökar till cirka 5 TWh/år år 2045 [49].

9.2.2 Bestånd och omsättning av personbilar

Det finns cirka 4,7 miljoner personbilar i trafik i Sverige idag. Genomsnittsåldern på de svenska personbilarna är cirka 10 år, och genomsnittsåldern för en bil som skrotas är cirka 18 år. Nybilsförsäljningen ligger på cirka 350 000 bilar per år och mängden avregistreringar (skrotningar) är knappt 200 000 bilar per år. Det är därför rimligt att anta att 70 procent av personbilsflottan relativt odramatiskt kan övergå till att bli laddfordon över en tidsperiod på cirka 20 år med rimliga ekonomiska incitament och styrmedel, och att detta kan ske för en betydande del av personbilsparken mycket snabbare än så. I slutet av mars 2019 fanns det nästan 79 000 laddfordon⁵⁴ i Sverige, och prognosen är att detta vid 2019 års slut har ökat till 110 000. Fördelningen är ca 68% laddhybrider (som även har en förbränningsmotor) och 32% elbilar.

9.2.3 Bestånd och omsättning av lastbilar

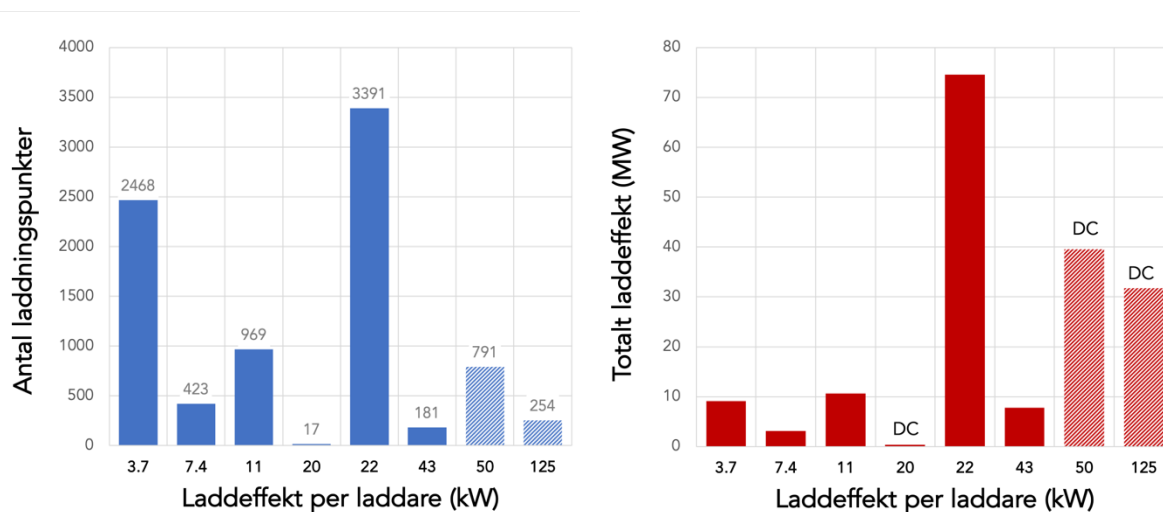
Drygt 500 000 lätta lastbilar är i trafik, och 45 000 nyregistreras årligen. Genomsnittsåldern på de svenska lätta lastbilarna är cirka 8 år. Antalet tunga lastbilar i trafik är cirka 80 000, och cirka 6000 nya registreras årligen, vilket är en högre relativ omsättning än för personbilssektorn.

9.2.4 Lastprofil för laddning av en elektrifierad vägtransportsektor

Sammanlagt finns idag cirka 8000 laddpunkter i Sverige, med effektnivåer på 3,7–43 kW (AC) och 20–125 kW (DC). Den sammanlagda installerade effektuttagsmöjligheten för eltransportladdning är

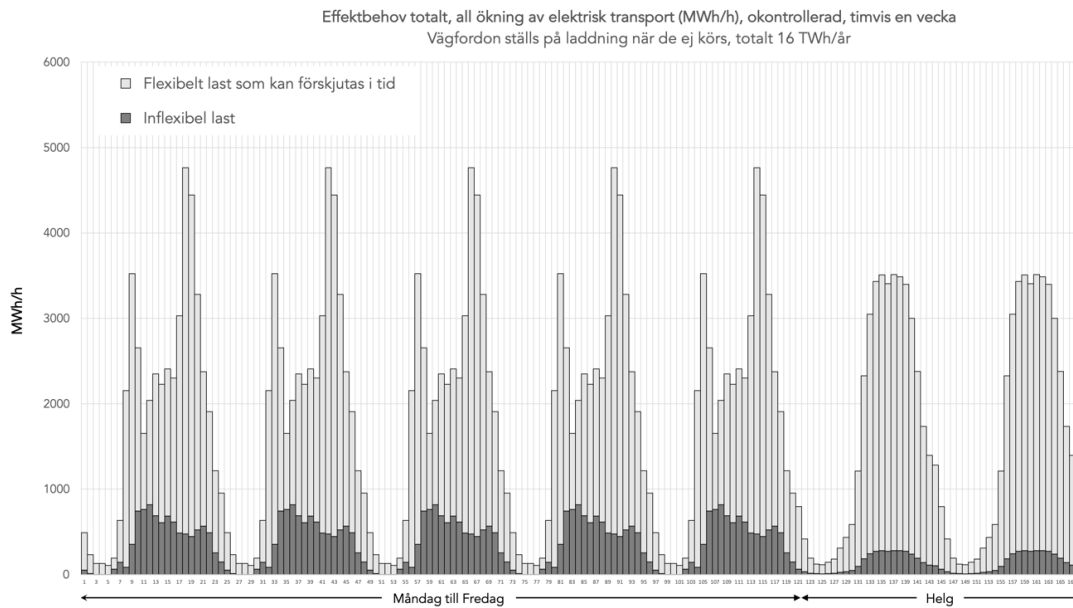
⁵⁴ Ett begrepp som innefattar fordon som kan laddas från elnätet, som elbilar och laddhybrider.

cirka 177 MW idag. De vanligaste typerna av laddare som används idag är 3.7 kW och 22 kW AC, medan sammanlagt effektmässigt leder 22 kW AC följt av 50 kW DC och 125 kW DC.



Figur 31, Laddare för eltransport (sommaren 2019) [51]

För att modellera det framtida elsystemet, inklusive en till stor del elektrifierad vägtransportsektor, så har vi byggt en lastprofil för fordonsladdning utifrån kör-data (bearbetat från data i ref. [52]), antaganden om det relativa antalet laddpunkter med olika effektnivåer (4 effektnivåer är inkluderade), den nuvarande utsläppsstatistiken för inhemsk vägtrafik [53] samt antaganden om storlekar på batterier i olika typer av elfordon. Den resulterande timvisa effektprofilen, här skalad till 16 TWh/år, ges över en vecka i Figur 32. Eftersom en mycket stor andel av denna effektprofil är flexibel under långa tidsperioder, så är dock den specifika profilen i Figur 32 inte av särskilt stor vikt. På grund av flexibilitetsantaganden kan och kommer den faktiska timvisa elförsörjningen till eltransportladdning att se helt annorlunda ut i både modellering och verklighet.



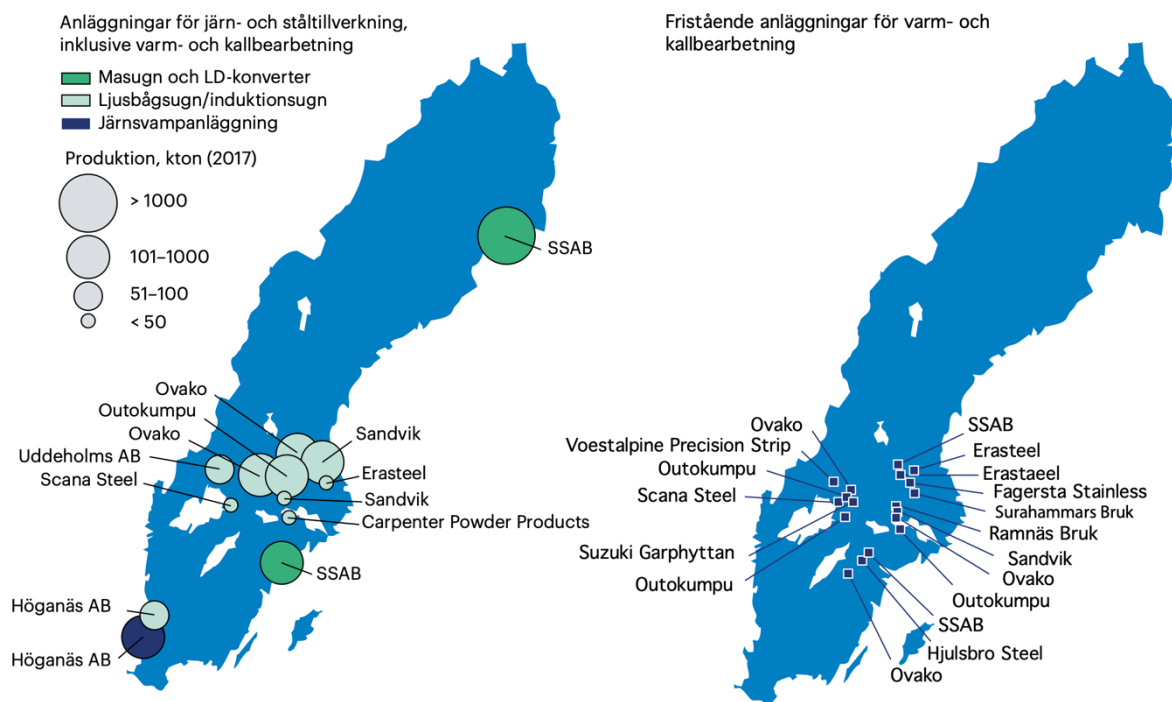
Figur 32, Effektprofil för ökad elektrifiering av svensk vägtransportsektor

Mer än 80% av den totala laddningslasten har bedömts som flexibel (främst icke-kommersiell personbilstrafik), och kan förflyttas i tid med i genomsnitt upp till 5 timmar för att ge en mindre momentan belastning på elnätet. Sen kväll och tidig natt beräknas nästan all last vara flexibel eftersom den absoluta majoriteten av förare inte har användning för sitt fordon igen innan kl. 05.00 på morgonen följande dag.

9.3 Fossilfritt stål (HYBRIT)

SSAB har tillsammans med LKAB och Vattenfall format ett samarbetsprojekt kallat HYBRIT: *Hydrogen Breakthrough Ironmaking Technology*, som syftar till att utveckla teknik för en direktreduktion av järnmalm med vätgas som reduktionsmedel. Samarbetsprojektet omfattar hela värdekedjan från pelletisering av järnmalm fram till färdigt stål. Projektets ambition att vätgasproduktionen ska ske med hjälp av fossilfri elektricitet.

Omställningen från kol- till vätgasbaserad reduktion av malm, samt nya ljusbågsugnar och el till direktreducering av malm, beräknas öka det årliga elbehovet med cirka 15 TWh vid nuvarande produktionsvolym. Elbehovet på 15 TWh är beräknat för att motsvara dagens produktionsnivå för (enbart) SSAB i Sverige. Blir processen konkurrenskraftig kan elbehovet för hela den svenska stålsektorn bli större. Det är ännu inte beslutat var de specifika anläggningarna ska ligga i framtiden [54]. Alla utom en av svensk stålindustris produktionsanläggningar är idag lokaliserade i elprisområde SE3 och SE4. På grund av det mer fördelaktiga lokala elförsörjningsläget i norra Sverige är det sannolikt att en ansevärd andel av elektrolyskapaciteten för vätgasproduktion och därmed elanvändningen sker i elområde SE1 (ingen järn/stål-anläggning finns i SE2), varefter järnet kan transporteras söderut.



Figur 33, Stålindustrin i Sverige 2019/2020 [55]

Antaganden kring HYBRIT:s påverkan på det svenska elbehovet är summerat i Tabell 20.

Tabell 20, Modelleringsantaganden för elsystemet för fossilfri stålproduktion (HYBRIT)

Elområde	SE1	SE2	SE3	SE4	Sverige
Antagen andel av HYBRITS elbehov ⁵⁵	70–100%	0%	0–30%	0%	100%
TWh/år ökat elbehov från HYBRIT	15	0	0	0	0
Effektbehov per timme i snitt (MWh/h)	1198–1712	0	0–514	0	1712

Det är tekniskt möjligt att installera överdimensionerade elektrolysanläggningar som sedan körs med ett lägre antal fullasttimmar för att möjliggöra tillfällig "överproduktion" och lagring av vätgas då elpriserna är lägre, samt "underproduktion" då elpriserna är höga. I vår modellering av vätgasproduktionen för stålindustrin antas att elektrolysanläggningarna är överdimensionerade relativt det lokala behovet av vätgas, vilket medger en efterfrågefleksibilitet på den genomsnittliga HYBRIT-lasten. Ingen kostnad för detta har tagit med i modelleringen då dessa investeringar antas göras av HYBRIT-konsortiet på egna kommersiella grunder för att kunna nyttja svängningar i elpriset. Lagerstorlekar på upp till 24 timmar (4,1 GWh) av HYBRIT-vätgas har modellerats i denna studie.

⁵⁵ I en av Vattenfalls förstudier antas att 70% av HYBRITS genomsnittslast används i SE1 (Luleå) och resterande 30% i SE3 för anläggningen i Oxelösund [145]. Vi har i basfallet antagit att 100% av lasten förbrukas inom SE1.

9.4 Datacenters (serverhallar)

I projektet *IVA Vägval el, framtidens elanvändning*, räknas det ökade elbehovet från datacenters i Sverige år 2045 uppgå till cirka 10 TWh/år [56] [56]. Norra Sverige (elområden SE1 och SE2) lämpar sig idag elförsörjningsmässigt generellt bättre för etablering av nya serverhallar, då den lokala elbalansen är mer fördelaktig än i södra Sverige och den lägre genomsnittliga utetemperaturen ger mer effektiv kylning. Lokalisering kan därför antas ske mer i norr, givet att adekvat bredbandskapacitet finns tillgängligt. Det finns väldigt små möjligheter för efterfrågefleksibilitet för datacenters, vilka kräver kontinuerlig elförsörjning dygnet runt. Den antagna fördelningen av last för nya serverhallar och datacenters är sammanfattad i Tabell 21.

Tabell 21, Antaganden för elsystemet för nya datacenters

Elområde	SE1	SE2	SE3	SE4	Sverige
Antagen andel av totalt ökat elbehov för datacenters	40%	40%	10%	10%	100%
TWh/år ökat elbehov	4.0	4.0	1.0	1.0	10.0
Ökad effekt per timme i snitt (MWh/h)	456.6	456.6	114.2	114.2	1141.6
Efterfrågefleksibilitet	Ingen				

9.5 Efterfrågeflexibilitet och betald bortkopplad last

Efterfrågeflexibilitet modelleras genom tre antaganden och ingångsvärden:

- En tidsserie (MWh/h) av den last som bedömts vara flexibel
- En maximal tidsperiod under vilken denna flexibla last kan förskjutas framåt
- En motsvarande installerad effekt (MW) för konsumtion av last i den flexibla lasten

Energianvändningen av en flexibel last är per definition alltid konserverad, men förskjuten i tid (till skillnad från bortkopplad last, som minskar den totala energianvändningen). Möjligheterna för flexibilitet har modellerats som ett "lågfall" och ett "högfal". Även lågfallet inkluderar långt högre möjligheter för flexibilitet än vad som är praktiskt möjligt idag, och skulle kräva betydande investeringar i automatisk styrning som inte är inkluderade i den ekonomiska analysen i denna studie. Den maximala last som bedömts som flexibel uppgår till upp till cirka 9000 MW i högfallet och 3600 MW i lågfallet. Hur mycket av denna flexibilitet som kan påkallas beror både på veckodag och tid på dygnet (när det gäller laddning av eltransport) samt säsons och temperaturberoende (främst när det gäller eluppvärmning). Den genomsnittliga tillgängliga flexibilitetsresursen är därför mindre än de maximala värdena.

Tabell 22, Maximal momentan konsumtion inom flexibel elanvändning, Sverige, 2045 [Högfal, MW]

Användningskategori	SE1	SE2	SE3	SE4	Sverige
Eluppvärmning (flex)	333	531	2841	795	4500
Laddning av elektrifierad vägtransport	1271	2026	10 829	3030	17 156
HYBRIT	2569	0.0	0.0	0.0	2569
Summa	4172	2557	13 670	3825	24 224

Tabell 23, Maximal momentan konsumtion inom flexibel elanvändning, Sverige, 2045 [Lågfal, MW]

Användningskategori	SE1	SE2	SE3	SE4	Sverige
Eluppvärmning (flex)	167	266	1421	398	2250

Laddning av elektrifierad vägtransport	635	1013	5414	1515	8578
Summa	802	1279	6835	1912	10 828

Sverige använder drygt 30 TWh elvärme totalt över ett normalår, varav två tredjedelar är beroende av temperaturen utomhus [57]. Eluppvärmningen i Sverige bidrar med en topp-lasteffekt på ca 7 000 MW ett normalår, varav mellan 1900 och 2300 MW tidigare har bedömts ha potential att bli flexibel med begränsad komfortpåverkan [58]. Den installerade effekten för laddning av eltransport är långt större än det genomsnittliga behovet, vilket möjliggör en mycket stor flexibilitet i denna typ av last.

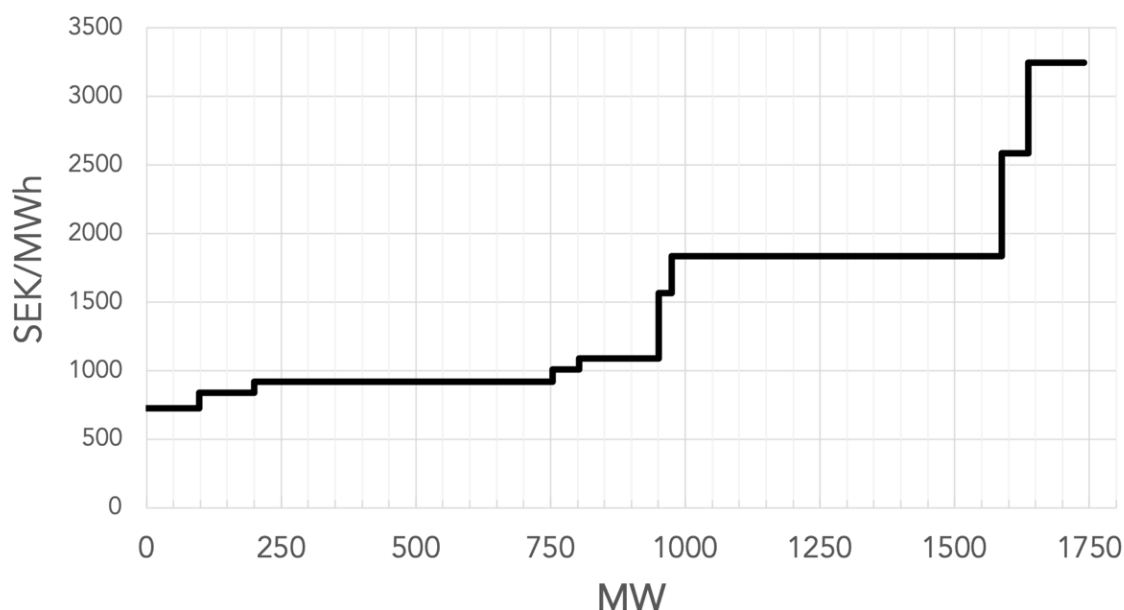
Tabell 24, Konsumtion basvärde för flexibel elanvändning, Sverige, 2045 [Högfall, MWh/h]

Användningskategori	SE1	SE2	SE3	SE4	Sverige
Eluppvärmning	222	354	1894	530	3000
Laddning av elektrifierad vägtransport	318	507	2707	757	4289
HYBRIT	1712	0	0	0	1712
Summa	2252	861	4601	1287	9001

Tabell 25, Konsumtion basvärde för flexibel elanvändning, Sverige, 2045 [Lågfäll, MWh/h]

Användnings kategori	SE1	SE2	SE3	SE4	Sverige
Eluppvärmning	111	177	947	265	1500
Laddning av elektrifierad vägtransport	159	253	1354	379	2144
Summa	270	430	2301	644	3644

Utöver den *kostnadsfria* flexibilitet som antas ovan finns även en möjlighet till betald fränkoppling av last inom industrin⁵⁶. Modelleringsmässigt skiljer sig detta från efterfrågeflexibilitet i det att det är associerat med ett ersättningskrav (kr/MWh), och att denna last inte förskjuts i tid utan helt elimineras. Potentialen för detta är starkt icke-linjärt beroende av den tidsperiod av bortkoppling som krävs, där en längre period av bortkoppling är storleksordningar dyrare än korta perioder. En pris och utbudstrappa (Figur 34) för industriell bortkopplad last har implementerats i studien baserat på en tidigare analys [59] [60].



Figur 34, Pristrappa för industriell "efterfrågeflexibilitet" (betald bortkoppling)

9.6 Sammanfattning framtida elbehov

Det framtida elbehovet är beräknat till cirka 200 TWh/år för att tillhandahålla den via elnätet⁵⁷ transmitterade och distribuerade delen av elektricitet för ett fossilfritt Sverige. Detta innebär en ökning på cirka 60–70 TWh/år från dagens nivåer. Den ökade elanvändningen är till stor del geografiskt planerbar, i och med att den delvis består av stora punklaster såsom serverhallar och elektrolysanläggningar för vätgasproduktion. Detta gör att den geografiska fördelningen av elanvändning över elområdena kommer att bättre matcha den nuvarande elproduktionskapacitet i varje område, vilket är till generell fördel för systemet och minskar systemkostnaderna.

⁵⁶ Detta existerar redan idag i form av den upphandlade bortkopplingsdelen av Svenska kraftnäts effektreserv

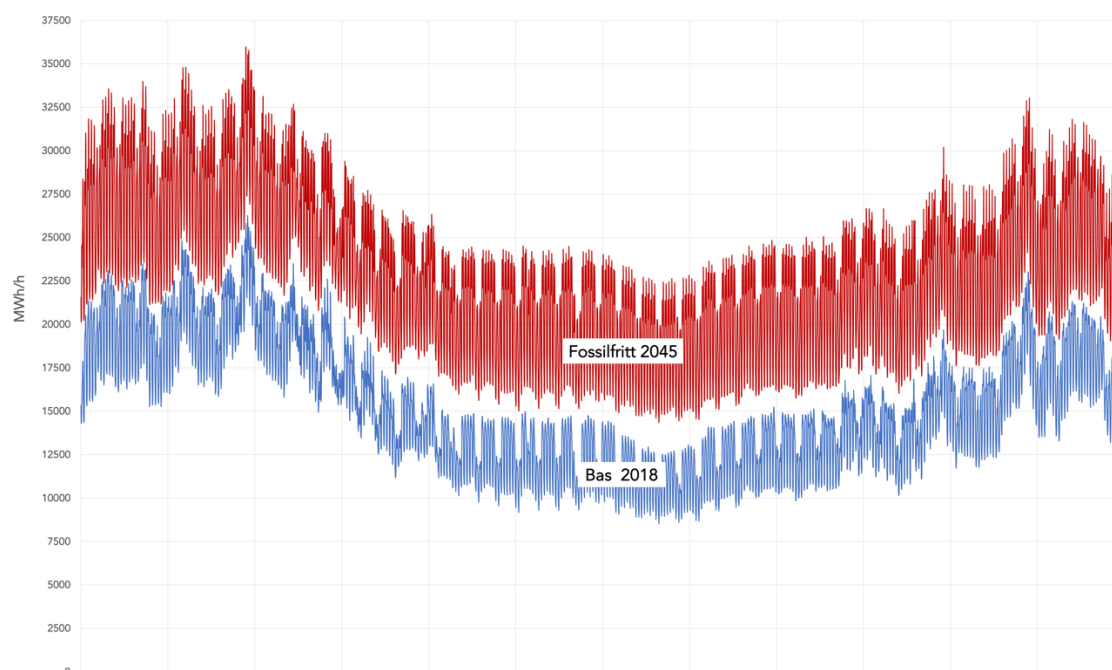
⁵⁷ Industrin producerar idag cirka 6–8 TWh elektricitet per år i egna anläggningar (ca 3% av det framtida elbehovet), framförallt i anläggningar inom Skogsindustrin som drivs av förnybara restprodukter från processen. Denna typ av anläggning har inte introducerats som en egen separat teknologifamilj i studien.

Tabell 26, Antagen elanvändning i framtida fossilfritt Sverige

Elområde	SE1	SE2	SE3	SE4	Sverige
Elanvändning, exklusive förluster (TWh/år)	32.0	24.7	111.5	31.9	200

Inberäknat alla förluster i överföringen i elnätets olika delar krävs en total tillförsel på cirka 211–212 TWh/år för att försäkra den framtida elanvändning som antagits i Tabell 26. Denna studie antar cirka 5% högre framtida elanvändning än de senaste studierna från Energiföretagen [5], men ligger under den övre nivån på spannet som anges i den senaste rapporten inom projektet "IVA Vägval för klimatet" [61]⁵⁸. Skillnaden mot Energiföretagens studie och andra studier utförda under 2018 och 2019 kommer främst från antagandet om en ökad användning av elektricitet för fossilfrihet inom kemiindustrin, vilken delvis har beaktats här men inte i andra studier.

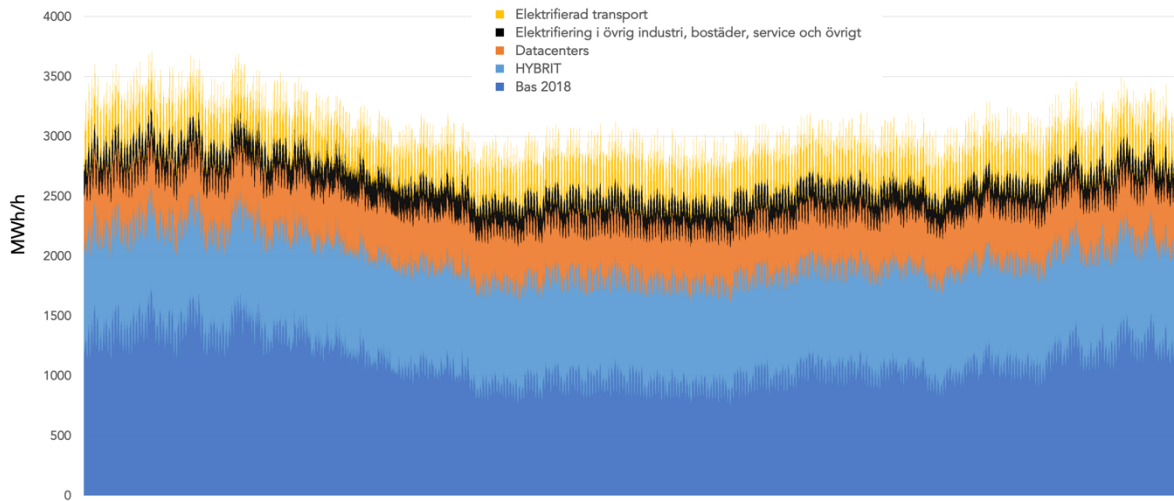
Studiens antagna lastprofil, innan flexibilitet och industriellt bortkopplad last, jämförs med dagens situation (2018) i Figur 35. Det framtida effektbehovet är något mer jämnt fördelat över året på grund av den stora delen ökad last som sker för stora konsumenter inom industrin.



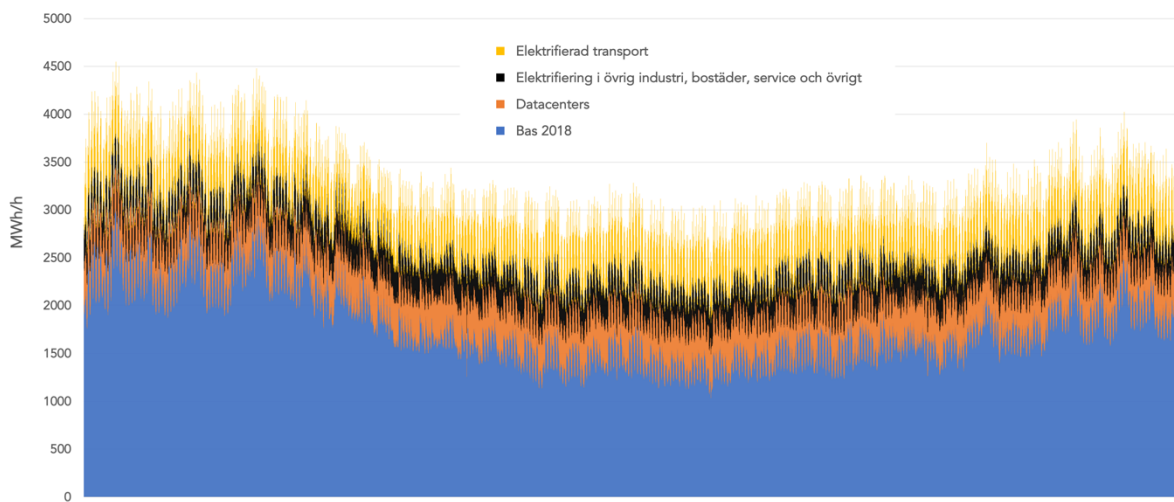
Figur 35, Framtida och nuvarande lastprofil (total), innan flexibilitetsskiftning av last

Den timvisa lastprofilen över året per elområde ges i Figur 36 - Figur 39.

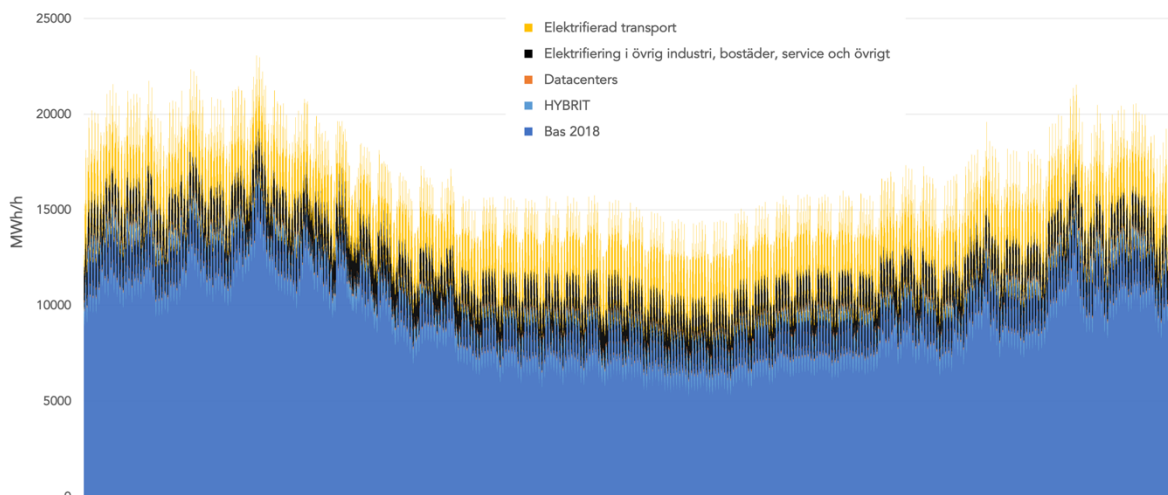
⁵⁸ I denna rapport anges ett sannolikt totalt elbehov på upp till 205 TWh/år innan överföringsförluster.



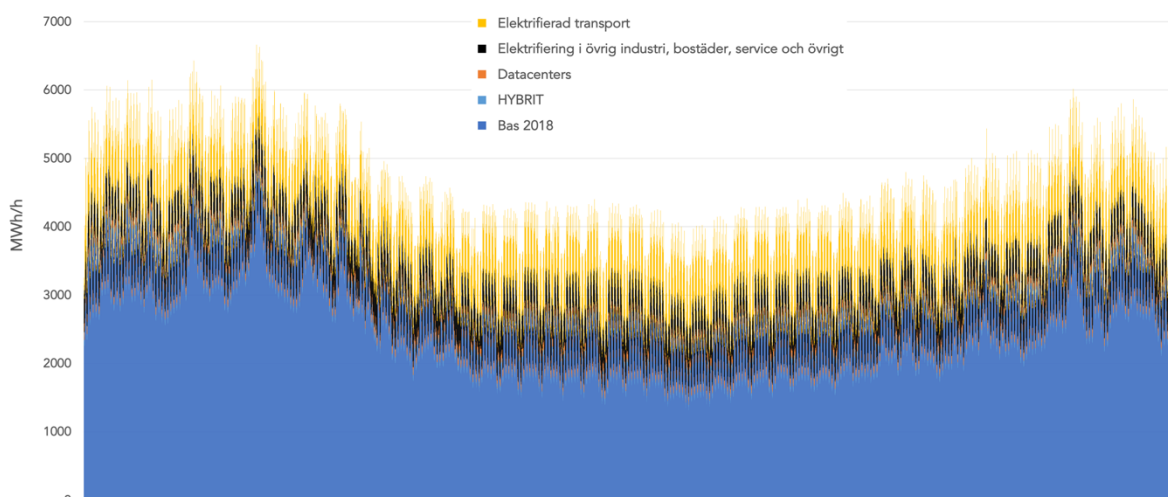
Figur 36, Timvis framtida lastprofil inom SE1



Figur 37, Timvis framtida lastprofil inom SE2



Figur 38, Timvis framtida lastprofil inom SE3



Figur 39, Timvis framtida lastprofil inom SE4

10 Modellering av elnätet

10.1 Beskrivning av det svenska elnätet

10.1.1 Transmissionsnätet

Elen distribueras via elnätet som i Sverige är uppdelat i transmissionsnät, regionnät och lokalnät⁵⁹. Det svenska transmissionsnätet drivs och förvaltas av Svenska Kraftnät (SvK) som bildades 1992 inför avregleringen av elmarknaden. Transmissionsnätet i Sverige består av två sammanbundna nät som drivs med 220 respektive 400 kV nominell spänning. Transmissionsnätet är sammanbundet med Norge, norra Finland och östra Danmark (Själland) via ett växelströmsnät som tillsammans utgör det nordiska synkrona elnätet. Ungefär 85% av Sveriges totala förbrukning av el transporteras idag på stamnätet. Produktionsanläggningar på över ca 300 MW i allmänhet anslutna till 400 kV nätet, medan anläggningar på ca 100–300 MW i allmänhet är anslutna till 220 kV-nätet⁶⁰. Transmissionsnätets kapacitetsbehov mellan elområden och från elområden till andra länder modelleras explicit i denna studie, summerat per elområde (se kapitel 10.2). Ingen bedömning av expansionsbehov av transmissionsnätet inom ett enskilt elområde är inkluderat i nuvarande modelleringsupplägg, vilket leder till en underskattning av de totala investeringsbehoven i transmissionsnätet.

10.1.2 Internationella likströmsförbindelser

Sverige är sammanbundet med södra Finland, Polen, Litauen, Tyskland och västra Danmark (Jylland) med högspända likströmskablar (HVDC). Möjligheterna till expansion av internationell handelskapacitet beskrivs i kapitel 10.4 och 10.5.

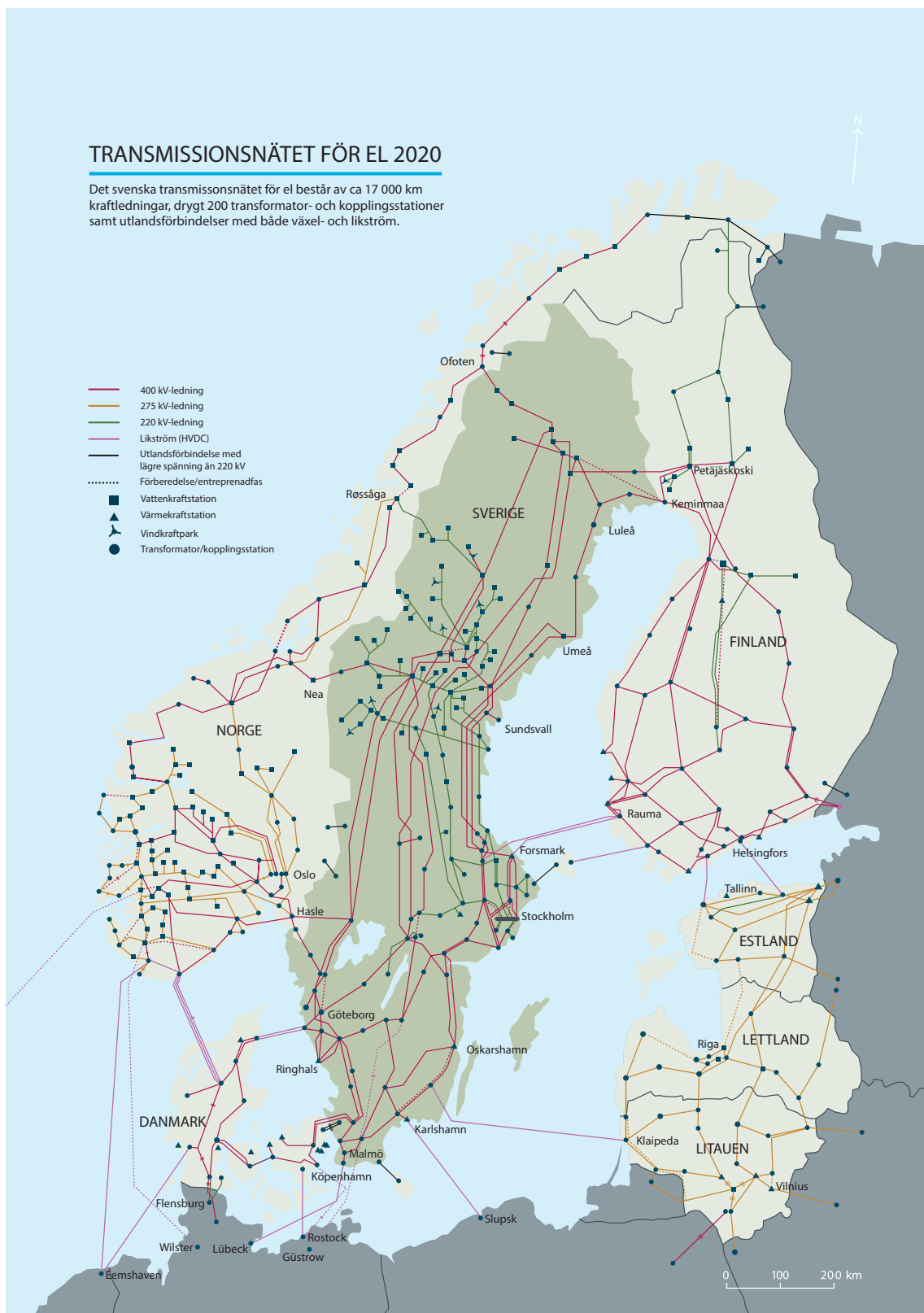
10.1.3 Regionalnäten

Regionalnäten förbinder transmissionsnätet med lokalnäten samt produktionsanläggningar och större förbrukningsanläggningar inom industrin. Produktion som är direkt ansluten till regionalnätet är till exempel kraftvärmeverk, mindre vattenkraftstationer och vindkraftsparker. Cirka hälften av den svenska vattenkraftproduktionen ansluten till 130 kV regionnät och lägre spänningsnivåer. Förbrukare som är direkt anslutna till regionalnät är större industrier som till exempel pappersbruk, smältverk, oljeraffinaderier, kemiindustri och gruvverksamhet. Regionalnäten har en spänningsnivå på mellan 40 kV och 130 kV. Regionalnät byggs ut och förvaltas via så kallad koncession. Koncession innebär att staten givit en aktör (eller flera) möjlighet att driva regionnätet, underhålla detta och förvalta detta. Regionalnäten behöver ansenliga både reinvesteringar och nyinvesteringar för att

⁵⁹ Utöver detta finns viss självkonsumtion av elektricitet från småskaliga solcellsanläggningar.

⁶⁰ Det finns även exempel på anläggningar på mindre än 300 MW som är anslutna till 400 kV-nätet

möjliggöra den elanvändning och elsystem som denna studie förutsätter. Detta har dock inte inkluderats explicit i modelleringen.



Figur 40, Transmissionsnätet för el i Sverige och Norden 2020 [62]

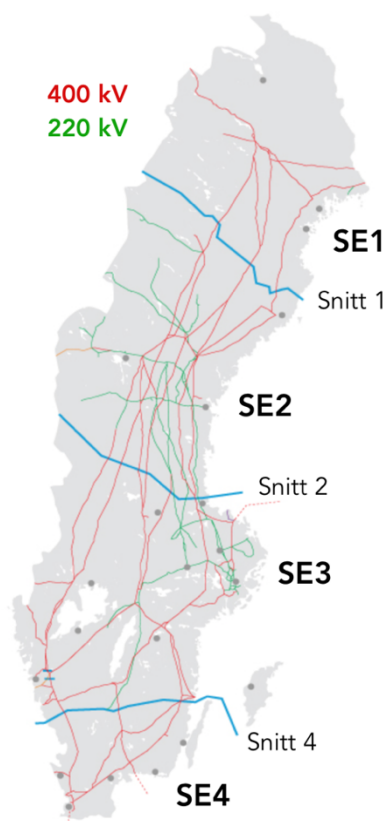
10.1.4 Lokalnäten

Lokalnäten har en spänning på mellan 0,4 kV och 20 kV. De lokala elnäten överför elektricitet från regionnätet till slutkunderna, till exempel bostäder och lokaler. El från relativt småskalig elproduktion, framförallt småskalig solkraft och enskilda vindkraftverk kan anslutas direkt på lokalnäten. Lokalnäten förvaltas enligt koncession likt regionalnäten.

Lokalnäten behöver ansevärd både reinvesteringar och nyinvesteringar för att möjliggöra den elanvändning och elsystem som denna studie förutsätter. Detta har dock inte inkluderats explicit i modelleringen eftersom dessa investeringsbehov sannolikt inte skiljer sig markant mellan olika kostnadsoptimerade system om inte till exempel en stor expansion av till exempel småskalig lokal solkraftsproduktion blir till. Initiala modellkörningar indikerar att storskalig centraliserad solkraft konkurrerar ut småskalig solkraft på systemnivå, vilket möjliggör att eventuella skillnader i investeringar i lokalnäten kan ignoreras i systemoptimeringen.

10.2 Elnätets områden

All modellering är baserad på elområdesuppdelade data för alla ingångsparametrar, medan systemkostnadsoptimering sker över hela systemet (inklusive internationell elhandel).



Figur 41, De svenska elnätområdena samt det existerande transmissionsnätet och snitt (bearbetad från ref. [63])

10.3 Problem med lokal kapacitetsbrist (2020/30-talet)

Delar av Sverige har idag stora och växande problem med kapacitetsbrist i elnätet, vilket innebär att elnäten saknar kapacitet att ansluta och leverera el i den utsträckning som efterfrågas. Att finna lösningar på dessa problem är högt upp på agendan både politiskt och inom branschen idag och antas i den här studien inkluderas inom den kumulativa investeringsramen för elnäten på 450–500 miljarder kr fram till 2045 (se kapitel 5).

10.4 Transmissionskapacitet

För modelleringen av den existerande transmissionskapaciteten har grunden varit ENTSO-Es sammanställning av NTC (Net Transfer Capacity) från december 2018 [64] (se Figur 42). Som komplettering för detta har all kapacitetsuppgradering lagts till för vilken investeringsbeslut redan ligger fast eller som annars uppskattas vara mycket sannolika. För att underlätta modelleringen har likvärdig kapacitet i båda riktningar ansatts vid den högre kapacitetsnivån vid varje linje. Den modellerade existerande transmissionskapaciteten återges i Figur 43, med skillnader från Figur 42 markerat med röd text. Tillgängligheten för denna kapacitet i modelleringen har satts till 100%.

10.5 Kostnader för ny internationell handelskapacitet

Tabell 27, Kostnadsuppgifter för analys av internationell elhandelskapacitet [65] [66] [67]

Koppling	Namn	Längd (km)	Kapacitet (MW)	Kostnad (mkr/MW)	Kostnad (kr/MW/km)
SE1-FI (Svartbyn-Keminmaa)	N/A	119	800/900 MW 400 kV AC	2.0	17 000
SE2-FI (Hjälta-Tuovila)	Kvarken alternativ	307	800/800 MW 400 kV HVDC	6.5	21 000
SE3-FI (Dannebo-Rauma)	Ny Fenno-Skan	320	800/800 MW 400 kV HVDC	6.5	20 500
SE4-EST (Nybro-Klaipeda)	Nordbalt	453	700/700 MW 300 kV HVDC	8.3	18 000
SE4-DE (Hurva-Güstrow)	Hansa Powerbridge	120	700/700 MW 300 kV HVDC	9.1	76 000

Kostnaden för all ny kapacitet i 400 kV AC-nät har bedömts utifrån kostnaden av den nya SE1-FI kapaciteten (17 000 kr/MW-km) som byggs ut just nu. Utökad kapacitet över snitt 4 (SE3 till SE4) har bedömts utifrån kostnaden för Sydvästlänken. Ett snitt-värde på utökad HVDC-kapacitet från SE4 till "Europa-blocket" är 9 mkr/MW baserat på kostnaden för Nordbalt och Hansa Powerbridge. Utökad HVDC kapacitet mellan SE3 och DK1 antas kosta cirka 6 mkr/MW baserat på kr/MW-km-kostnaden av övriga HVDC länkar. Den sammanfattande modellerade kostnaderna för kapacitetsexpansioner ges i Tabell 28.

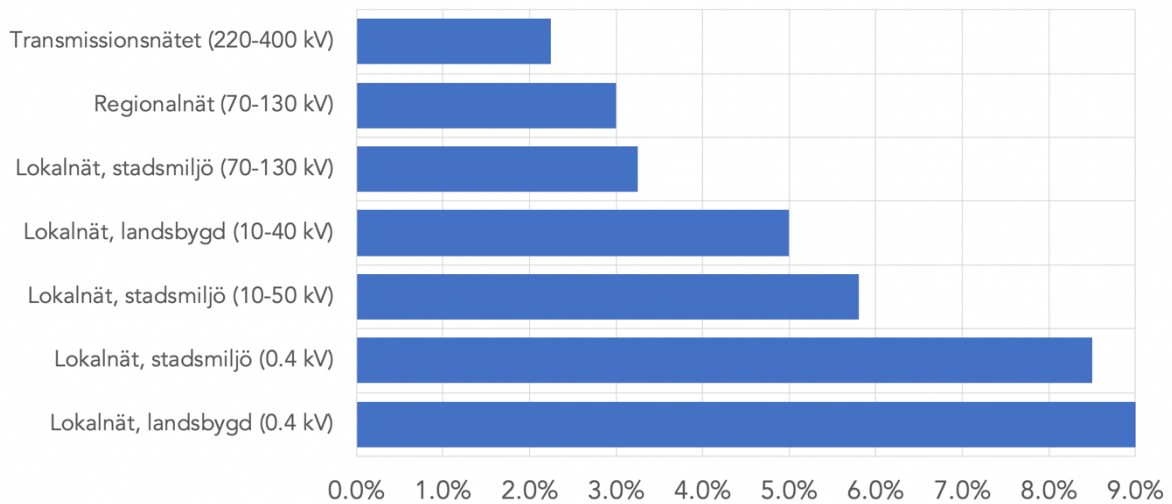
Tabell 28, Modellerad kostnad för expanderad transmissionskapacitet

Koppling	Kostnad (mkr/MW)
SE1-SE2 (AC)	5.7
SE2-SE3 (AC)	5.6
SE3-SE4 (AC)	7.0
SE1-NO4 (AC)	2.4
SE2-NO3/4 (AC)	3.2

SE ₃ -NO ₁ (AC)	3.0
SE ₁ -FI (AC)	2.0
SE ₂ -FI (HVDC)	6.5
SE ₃ -FI (HVDC)	6.5
SE ₄ -”EUROPA” (HVDC)	9.0

10.6 Förluster i elnätet

Förlusterna på stamnätet uppgår idag till 2,5–3,0 TWh, vilket motsvarar cirka 2,5 procent av den överförda elenergin [68]. I studien har förluster på 2,25% antagits för växelströmstransmissionsnätet i Sverige, och förluster på 1.13% antagits för internationella likströmskablar. Överföringsförluster i regional och lokalnäten (0.4 kV – 130 kV) ligger på cirka 3–5% av tillförd el. En kort teknisk sammanfattning av orsakerna till dessa förluster finns i Kapitel 21 (sida 149).



Figur 44, Approximativa överföringsförluster i elnät vid olika spänningsförhållanden och lokalisering (utvecklad från [68] och [69])

11 Systemtjänster för elnätet

För att elnätet ska uppvisa stor tillgänglighet och driftsäkerhet finns behov av systemtjänster som stödjer frekvensstabilitet, frekvenshållning och spänningsstabilitet. Arbetet med att inkludera och prissätta systemtjänster pågår fortfarande. Ingen beskrivning, modellering eller prissättning av funktioner som till exempel primärreglering, sekundärreglering och tertiärreglering har heller inkluderats i nuvarande version av denna rapport, men kommer att inkluderas i samband med att resultaten från den planerade modelleringen av elnätets fysiska drift (för enskilda specifika systemlösningar) sammanställs.

En analys av systemtjänster för det framtida elnätet, samt behov och kostnader som uppstår för olika typer av kraftsystem med olika mix av produktionskapacitet kommer att publiceras i en separat rapport.

12 Vindkraft

12.1 Hantering av existerande kapacitet

Den ekonomiska driftlängden för ett vindkraftverk är vanligtvis satt i spannet 20–25 år, vilket är den drifttid då det ofta inte beräknas vara ekonomiskt försvarbart att fortsätta investera i underhåll för fortsatt drift. Även om det är tekniskt möjligt att hålla vindkraftverk i drift längre än 25 år⁶¹, är det därför osannolikt att verkets ägare väljer att göra detta på rent ekonomiska grunder på grund av ökande underhållskostnader. Kombinationen av höga underhållskostnader för gamla verk och den snabba teknikutvecklingen inom vindkraft gör det mycket mer sannolikt att gamla verk ersätts med nya när de nått maximalt 25 år av drift. Inget av Sveriges vindkraftverk för vilka investeringsbeslut redan är tagna antas därför vara i drift in på 2050-talet, och bortses därför från i denna studie.

12.2 Modellering av landbaserad vindkraft

12.2.1 Produktionsprofil

Den framtida svenska vindkraftens produktion har modellerats baserat på genomsnittliga timvisa kapacitetsfaktorer per elområde som beräknats av Dr Jon Olauson vid Kungliga Tekniska Högskolan⁶², med metoden som beskrivs i ref. [70]. Databasen över vindkraftparker baseras på data från Vindbrukskollen [71] och Svensk Vindenergi. En stor andel av Sveriges nuvarande vindkraftverk är mer än 5 år gamla och dess produktionsprofil kan inte anses som representativ för framtida vindkraft. Teknikutvecklingen innebär generellt att de individuella verken blir allt större, högre, med lägre installerad effekt per svept rotoryta och med betydligt mycket mer produktion vid en given vindresursprofil än med dagens (och gårdagens) turbinteknik. I denna modellering beaktas endast nya moderna vindparker med ny turbinteknik⁶³.

Produktionsprofilsberäkningen per elområde är baserad på ett antagande om att "re-powering"⁶⁴ är mest sannolikt, följt av nya parker med tillstånd och parker i tillståndsfasen. Antalet fullasttimmar⁶⁵ (FLH) för landbaserade parker antas vara 3200 (36,5% kapacitetsfaktor) för ett medelvindår. 3200 FLH är baserat på ett rapporterat snitt på 3277 FLH för parker under byggnation med ett litet empiriskt baserat avdrag för historiskt optimistiska branschskalkyler. Denna överskattning är idag

⁶¹ I Tyskland finns idag cirka 1500 MW vindkraftverk i drift som är äldre än 20 år, och 100 MW äldre än 25 år [141]. Detta har att göra med en fast subvention (inmatningstariff) för verk som sattes i drift innan April år 2000 [142]. När denna subvention löper ut i April 2020 är det ytterst osannolikt att dessa verk hålls kvar i drift.

⁶² Dr Olausons avhandling är fokuserad på detta ämne. Då vi tillfrågade en internationell expertgrupp på energisystemmodellering identifierades Dr Olauson som Sveriges ledande expert på vindkraftsmodellering för energisystemanalys (ref. [70] [139] [140])

⁶³ Inklusiv re-powering, alltså ersättning av existerande äldre vindparker med nya turbiner

⁶⁴ Re-powering innebär att turbinerna vid en existerande vindkraftspark ersätts av nya turbiner

⁶⁵ Begreppen "kapacitetsfaktor" och full-last-timmar (FLH) är på årsbasis utbytbara med varandra. Kapacitetsfaktor erhålls från FLH enligt: Kapacitetsfaktor = FLH/8600.

relativt blygsam och nedjusteringen på 77 FLH beaktar detta. Samma FLH antas i SE1-SE4; baserat på data för genomsnittlig kapacitetsfaktor för de fyra områdena under senare år (gäller alla parker i drift), där inga tydliga mönster mellan områdena kan ses för parker som byggts de senaste åren. Tekniskt antas 270 W/m² specifik effekt (effekt delat på svept rotoryta).

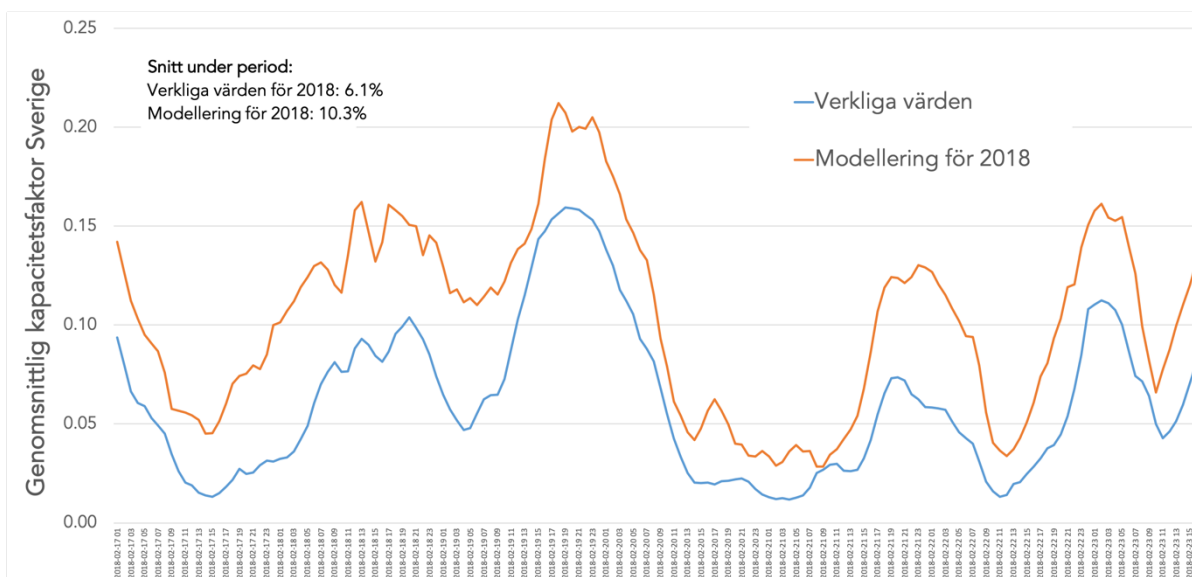
Den resulterande produktionsprofilen för den modellerade framtida svenska vindkraften är *mycket* mer fördelaktig än den faktiska produktionsprofilen under referensåret 2018. I modelleringen antas en relativ ökning av den årliga kapacitetsfaktorn med 2018 års vindresurs med +35%, från 25,7% till 34,8%. Energimyndigheten gör i sin rapport om "100 procent förnybar el" en betydligt mer försiktig bedömning på +20% från "dagens nivåer" [3]. Sammanfattande information kring kapacitetsfaktor på årsbasis återfinns i Tabell 29.

Tabell 29, Jämförelse mellan faktisk och modellerad vindkraft

Jämförelse kapacitetsfaktor för svensk vindkraft	
Verkligt utfall 2018 [72]	25,7%
Verklig statistik 2018 justerat för vindindex ⁶⁶	27,6%
Indata för modelleringen	34,8%

En ännu större skillnad mellan dagens faktiska produktion och den framtida modellerade produktionen blir det i perioder med låg vindstyrka. En kombination av ett större antal utnyttjade vindlägen och moderna turbiner som producerar betydligt mer elektricitet vid låg vindstyrka än dagens turbiner gör att de framtida lägstanivåerna på vindkraftens produktion över landet förväntas bli betydligt högre. Under en exempelvecka (16-23:e februari) med låg vindhastighet är den modellerade framtida vindkraftens produktion nästan 70% högre än det faktiskt uppmätta värdet (se Figur 45).

⁶⁶ Under 2018 blåste det mindre än under ett "normalår", med ett vindindex på 0.93 för hela landet, siffran här är justerat uppåt för att motsvara ett normalår. [72]



Figur 45, Verklig och modellerad produktionsprofil under en vecka med lite vind (Februari 2018)

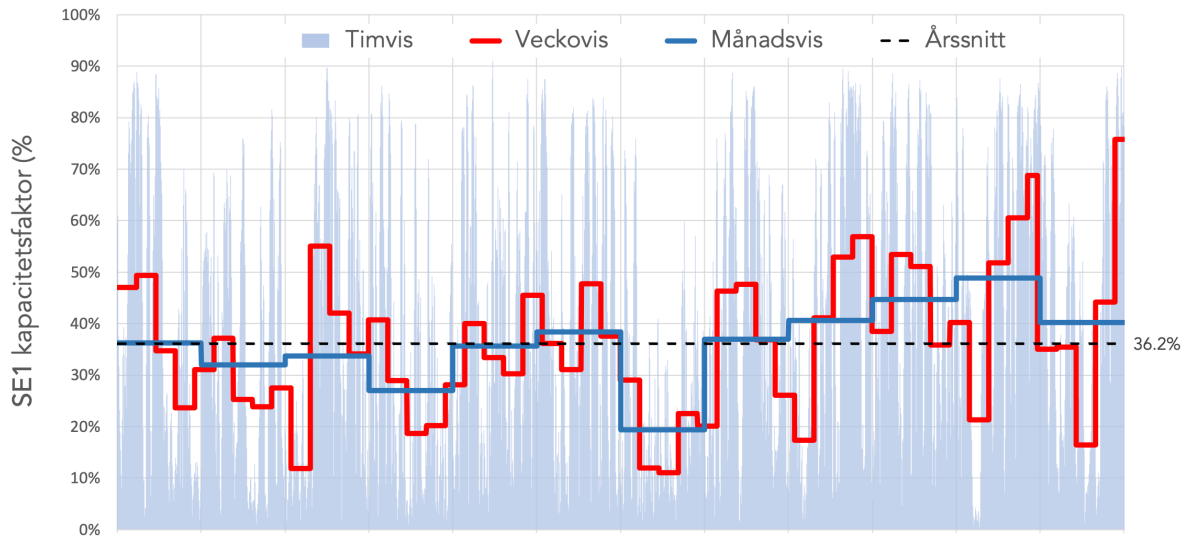
Kapacitetsfaktorer per elområde för den modellerade landbaserade vindkraften ges i Tabell 30.

Tabell 30, Årvis kapacitetsfaktor för modellerad svensk vindkraft per elområde (vindår: 2018)

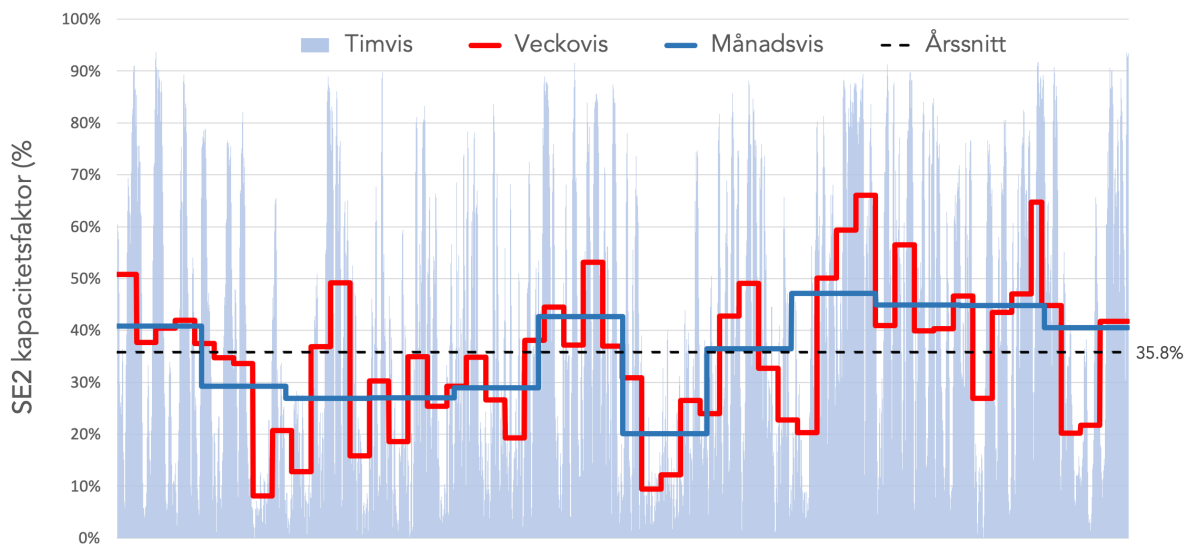
Kapacitetsfaktor för modellerad svensk vindkraft	SE1	SE2	SE3	SE4	Sverige ⁶⁷
	36,2%	35,8%	34,0%	34,0%	34,8%

Produktionsprofilerna per elområde i modelleringen ges i Figur 46 - Figur 49.

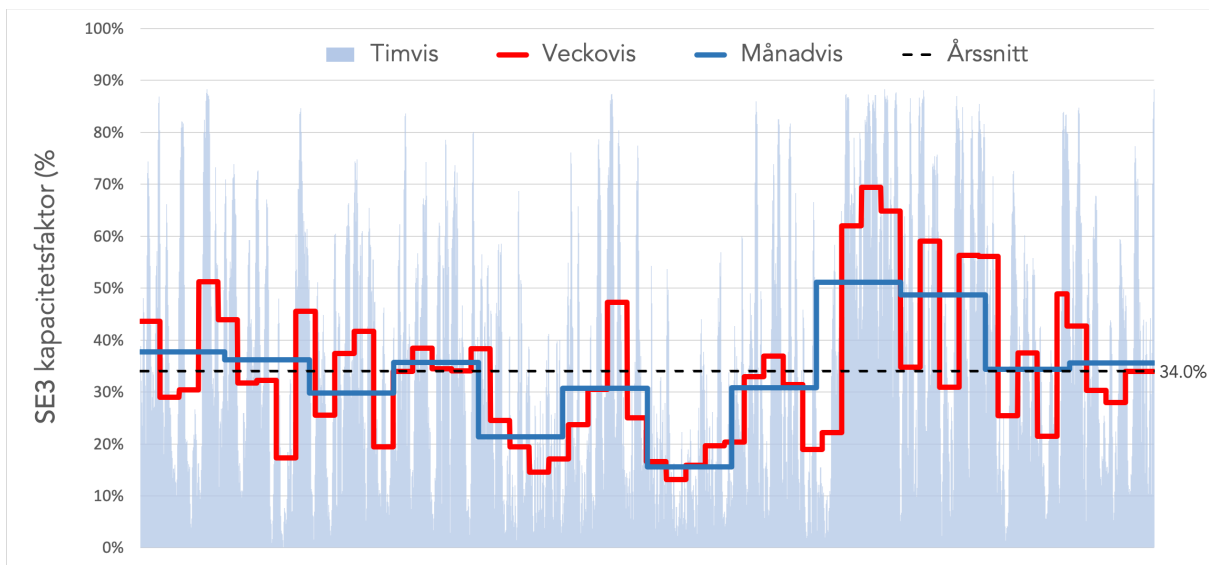
⁶⁷ Denna siffra är representativ för nuvarande effektfördelning mellan elområden. Denna siffra gäller ej för modelleringsresultaten eftersom modellen väljer en optimerad fördelning av effekt mellan elområden som skiljer sig från nuvarande situation.



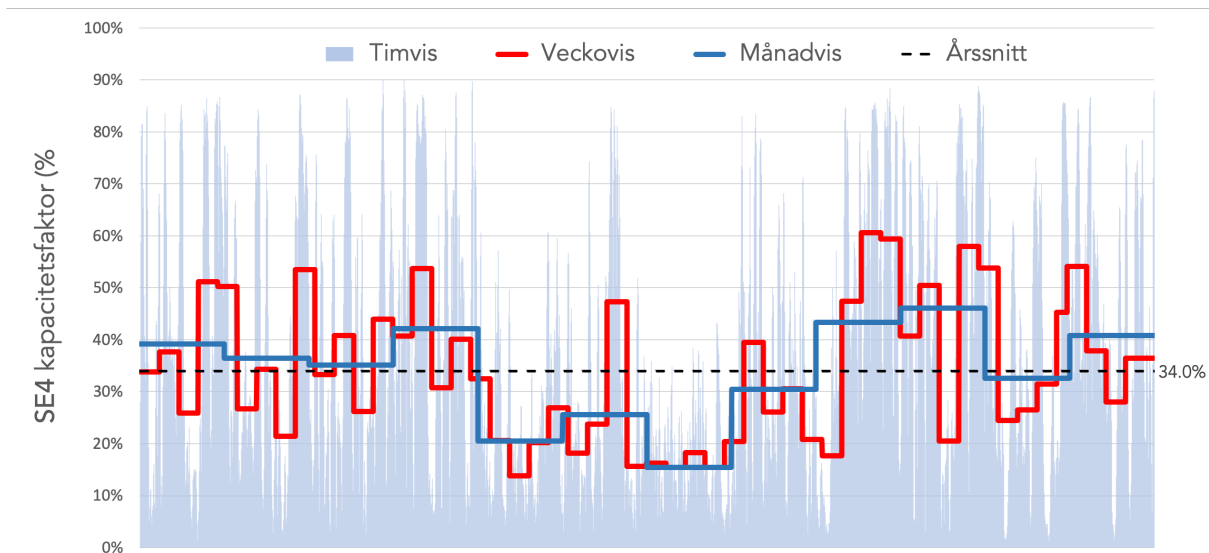
Figur 46, Modellerad kapacitetsfaktor för landbaserad vind, SE1



Figur 47, Modellerad kapacitetsfaktor för landbaserad vind, SE2



Figur 48, Modellerad kapacitetsfaktor för landbaserad vind, SE₃



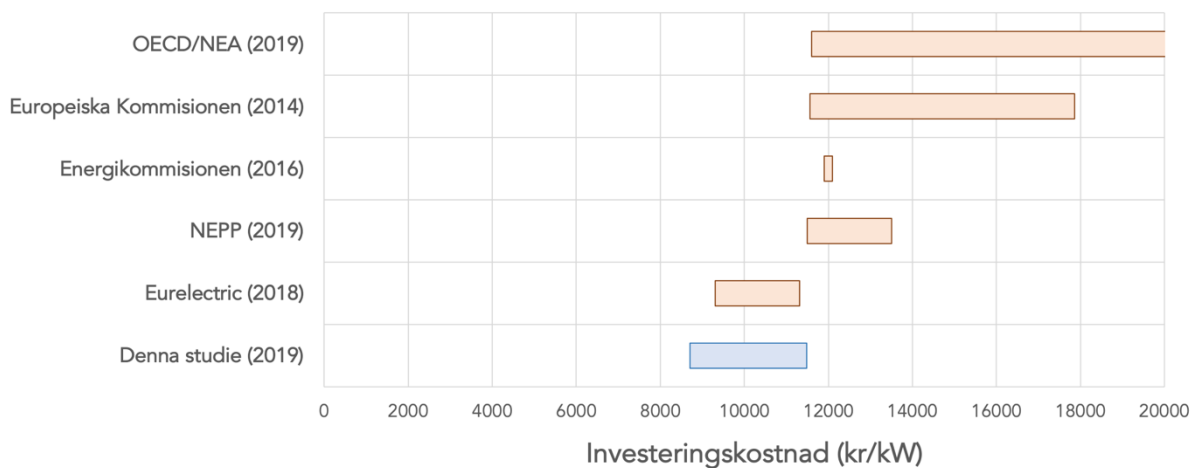
Figur 49, Modellerad kapacitetsfaktor för landbaserad vind, SE₄

12.2.2 Möjlig lokalisering

Se kapitel 5.2.2. Begränsad expansion av landbaserad vindkraft.

12.3 Investeringskostnad för landbaserad vindkraft

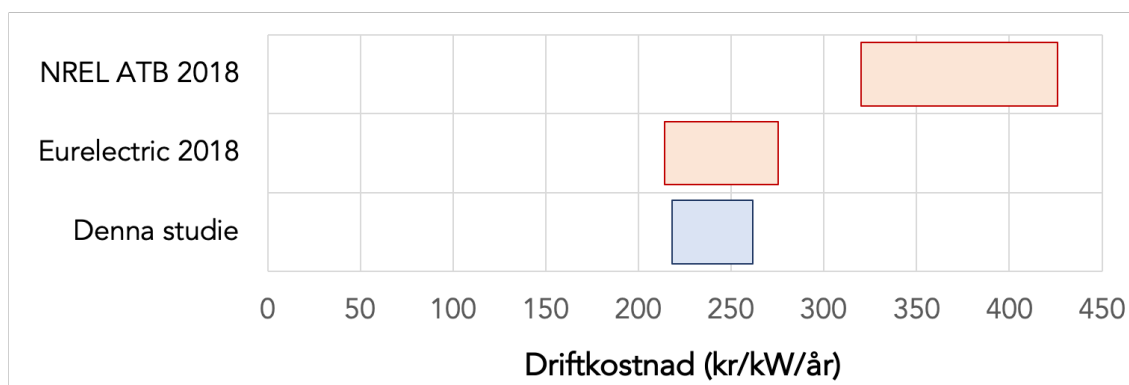
En investeringskostnad på mellan 9000 kr/kW i lågfallet och upp till 11 500 kr/kW i referensfallet har antagits. Kostnaden för nuvarande vindkraftsutbyggnad ligger på cirka 12 000 kr/kW.



Figur 50, Antagen investeringskostnad för landbaserad vindkraft, samt jämförelse med andra studier

12.4 Driftkostnad för landbaserad vindkraft

Den antagna genomsnittliga löpande drift & underhållskostnaden för landbaserad vindkraft är 220 (låg) till 260 kr/kW/år. Marginaldriftkostnaden (kr/kWh) är satt till noll.

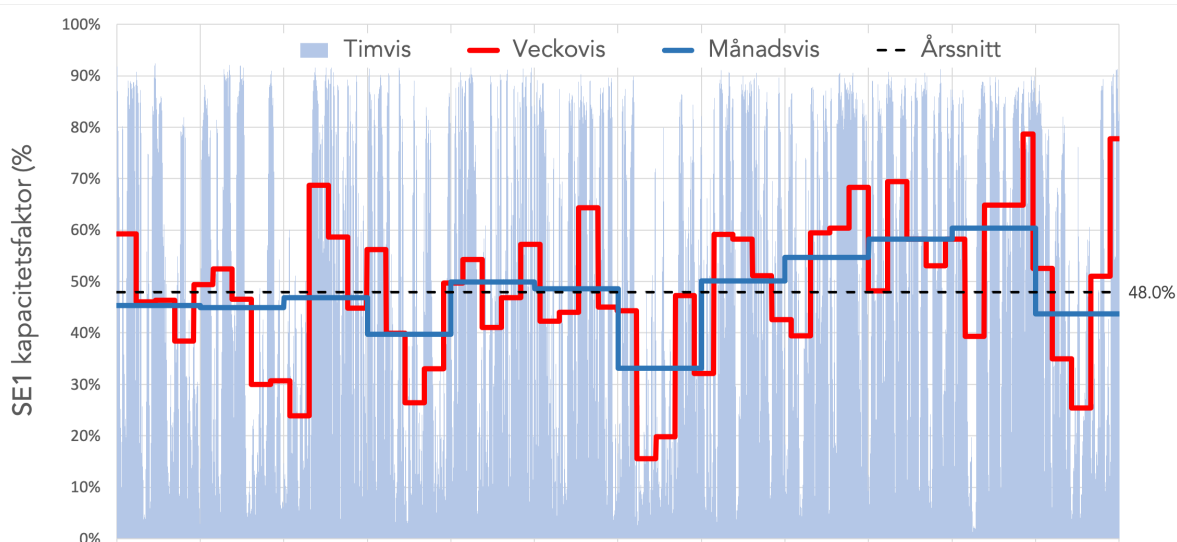


Figur 51, Antagen driftkostnad för landbaserad vindkraft (Eurelectric för år 2040–2050, NREL för år 2035–2050)

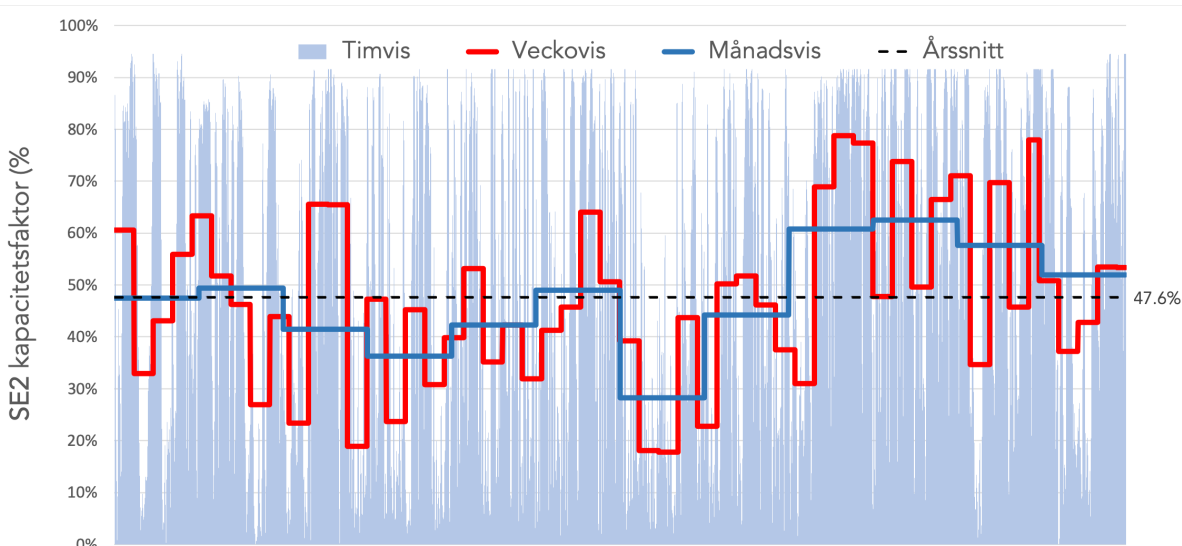
12.5 Modellerad av havsbaserad vindkraft

12.5.1 Produktionsprofil

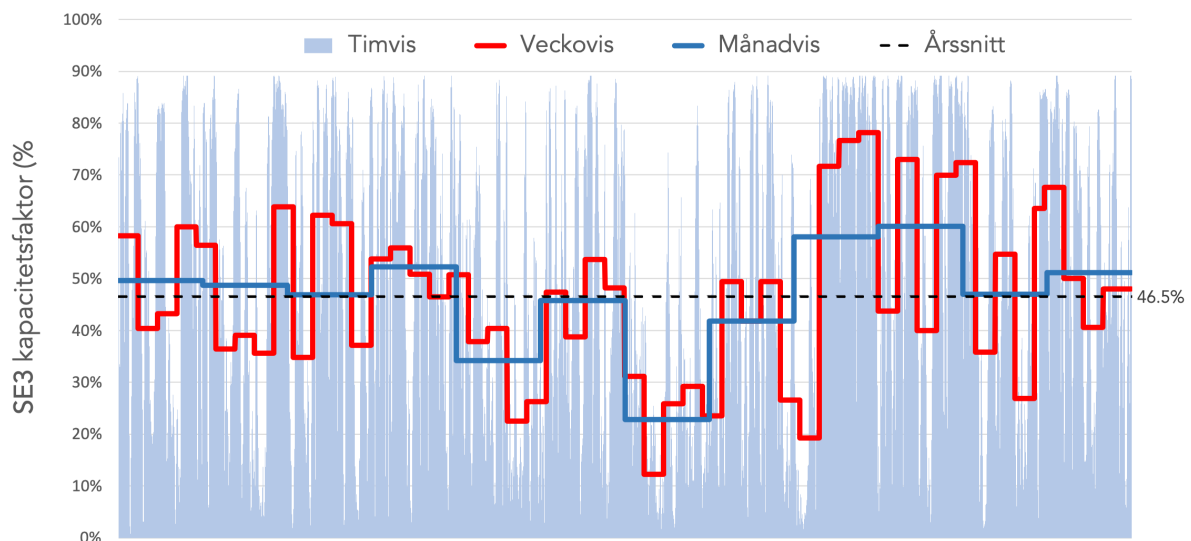
För att beräkna timvisa kapacitetsfaktorer har parker som har tillstånd eller planeras aktivt valts ut manuellt. Relativt få parker finns i drift eller planering vilket innebär att den potentiella utjämnningseffekten inte verkar fullt ut. För havsbaserade vindparker antas 4400 FLH (kapacitetsfaktor 50,2%) under ett medelvindår och en specifik effekt på 300–330 W/m². Samma FLH har antagits för alla el-områden pga. att turbinerna i SE1-3 kan antas vara mer lika de till lands (högre navhöjd och lägre specifik effekt) vilket kompenserar för något lägre medelvind.



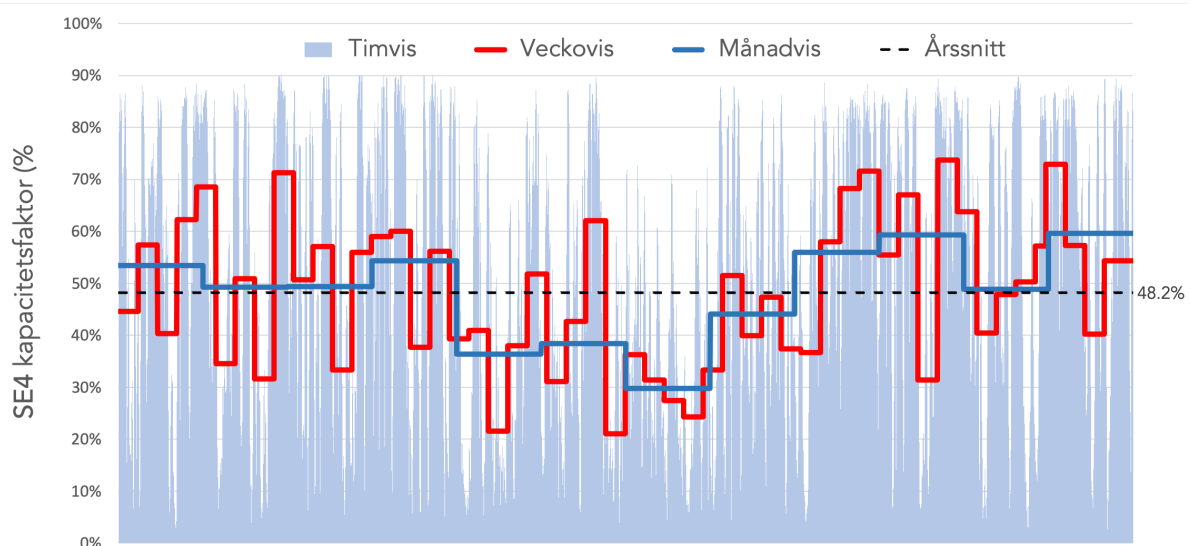
Figur 52, Modellerad kapacitetsfaktor för havsbaserad vind, SE1



Figur 53, Modellerad kapacitetsfaktor för havsbaserad vind, SE2



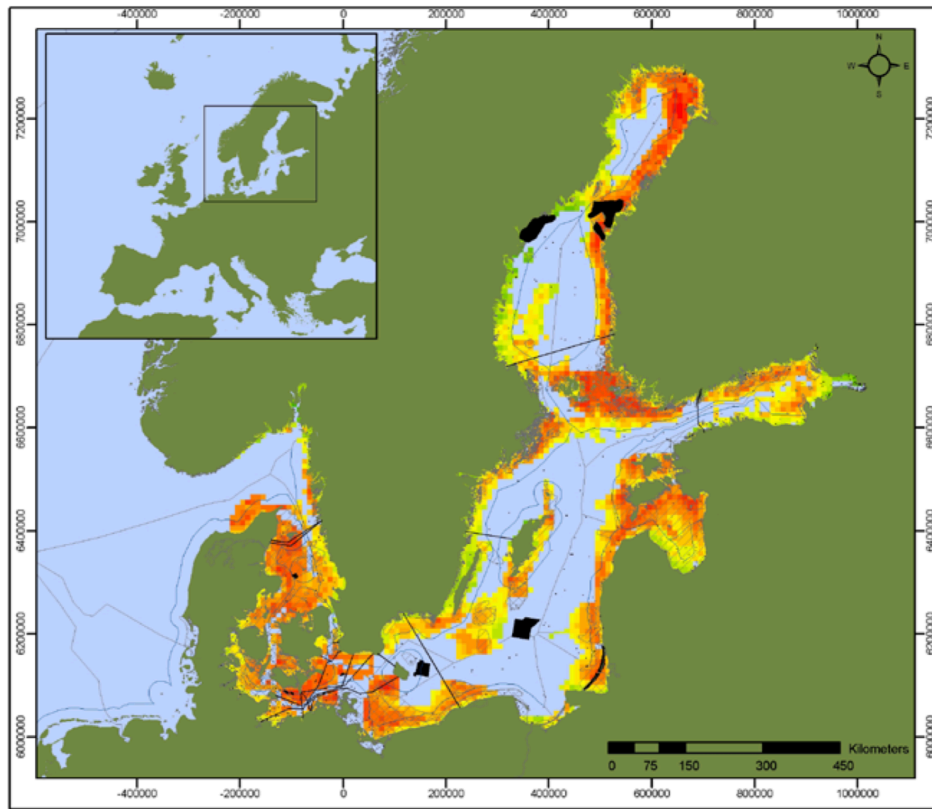
Figur 54, Modellerad kapacitetsfaktor för havsbaserad vind, SE₃



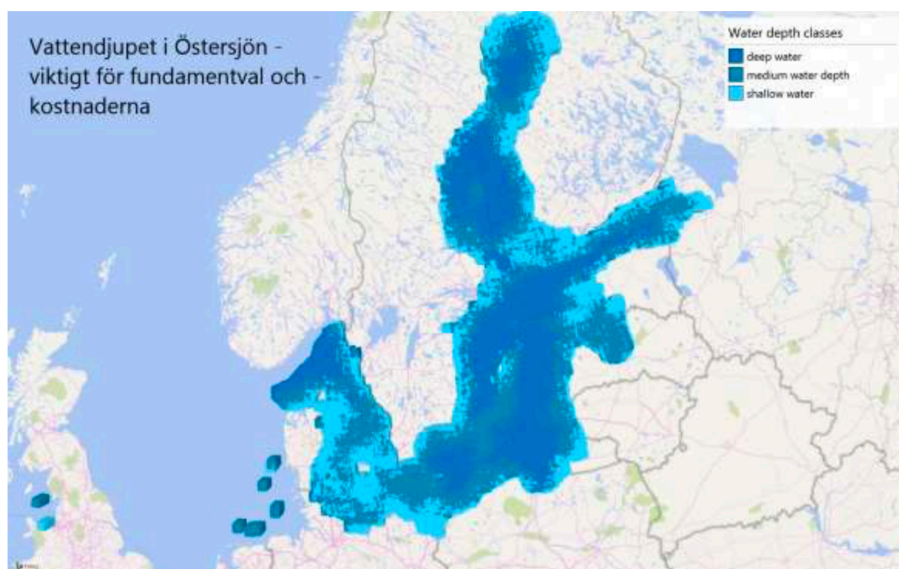
Figur 55, Modellerad kapacitetsfaktor för havsbaserad vind, SE₄

12.5.2 Möjlig lokalisering

Inga begränsningar kring lokalisering av havsbaserad vindkraft har ansatts i modelleringen. Flera av de planerade havsbaserade vindkraftsparkerna i svenska vatten ligger på utsjöbankar, som har ett rikt fågelliv och i flera fall inrymmer hotade arter som har ett starkt skydd enligt bestämmelserna i artdirektivet. Detta innebär en påtaglig begränsning av utbyggnadsmöjligheterna i dessa områden och sammantaget till att möjligheterna att bygga ut havsbaserad vindkraft i svenska vatten är begränsad. Ungefär halva Östersjön har vattendjup upp till 50 m och är därmed lämpad för havsbottenförankrade fundament, medan cirka 20% är grunda vatten upp till 15 m. I modelleringsfall där en mycket stor utbyggnad av havsbaserad vindkraft rekommenderas, bör utökad analys göras kring faktiska miljömässiga och tekno-ekonomiska begränsningar.



Figur 56, Bedömning av lämplig lokalisering av havsbaserad vindkraft i Östersjön (röd="mycket lämplig") [73]



Figur 57, Havsdjup i östersjön. Ljusblå områden lämpar sig väl för vindkraftsfundament [74]

12.6 Investeringskostnad för havsbaserad vindkraft

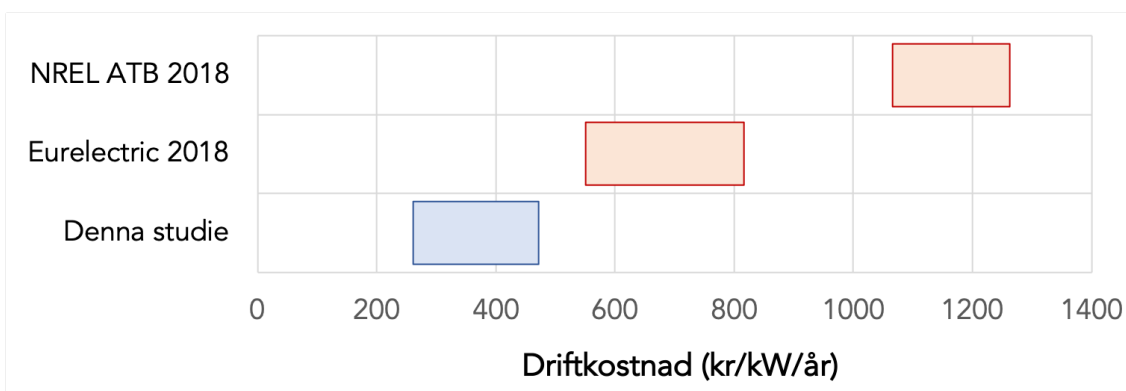
En investeringskostnad på mellan 19 000 kr/kW i lågfallet och upp till 27 000 kr/kW i referensfallet har antagits. Anslutningskostnaderna till elnätet är inkluderade i dessa kostnadsuppskattningar.



Figur 58, Antagen investeringskostnad för havsbaserad vindkraft⁶⁸

12.7 Driftkostnad för havsbaserad vindkraft

Den antagna genomsnittliga löpande drift & underhållskostnaden för havsbaserad vindkraft är 260 (låg) till 470 kr/kW/år (referensfall). Marginaldriftkostnaden (kr/kWh) är satt till noll. Vi har i denna studie antagit betydligt lägre kostnader än jämförbara studier från Eurelectric och NREL, främst på grund av framstegen som gjorts vad gäller projektering av havsbaserad vindkraft i Storbritannien under 2018–2019.



Figur 59, Antagen driftkostnad för landbaserad vindkraft
(Eurelectric för år 2040–2050, NREL för år 2035–2050)

⁶⁸ Eurelectrics studie som är med i jämförelser med denna studie i övrigt, gör för havsbaserad vindkraft skillnad mellan "shallow onshore" och "deep offshore", vilket gör en direkt jämförelse svår.

12.8 Miljö & Klimatpåverkan

12.8.1 Utsläpp av växthusgaser och andra luftföroreningar

Driften av vindkraftverk ger i en i övrigt helt fossilfri ekonomi inte upphov till några utsläpp av växthusgaser eller luftföroreningar. De operativa utsläppen som sker idag på grund av fossildrivna transporter till verken för inspektion och underhållsarbeten ligger på cirka 0,8 gram per kWh [75]. Vid en övergång till en eldriven transportsektor och biobaserade smörjmedel kan dessa mycket små operativa utsläpp elimineras fullständigt. Detta är i linje med den utveckling som antas ske i samhället fram till 2040/50-talet, och därför kan de operativa utsläppen från vindkraft försummas i beräkningarna i modellen (i linje med analysen för vattenkraft, solkraft och kärnkraft).

Tabell 31, Sammanfattning av utsläpp av växthusgaser för existerande svensk vattenkraft

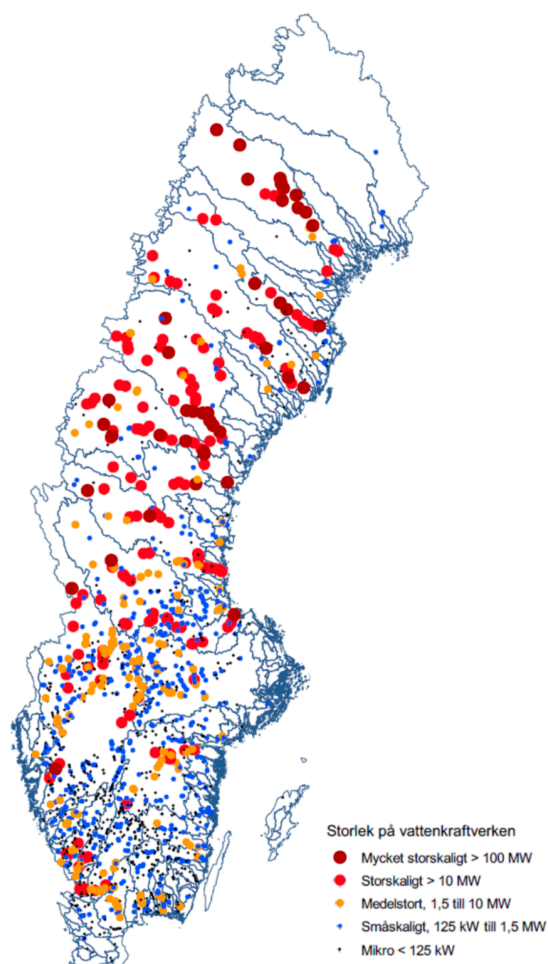
Operativa utsläpp idag (2019)	0,8 gram CO ₂ -eq/kWh
Operativa utsläpp antagna i modellering för år 2045	0,0 gram CO ₂ -eq/kWh
Livscykelutsläpp idag (2019)	15,2 gram CO ₂ -eq/kWh
Beräknade livscykelutsläpp 2045	1 gram CO ₂ -eq/kWh

Utsläpp av övriga luftföroreningar bedöms från EPD-underlaget att vara försumbart små.

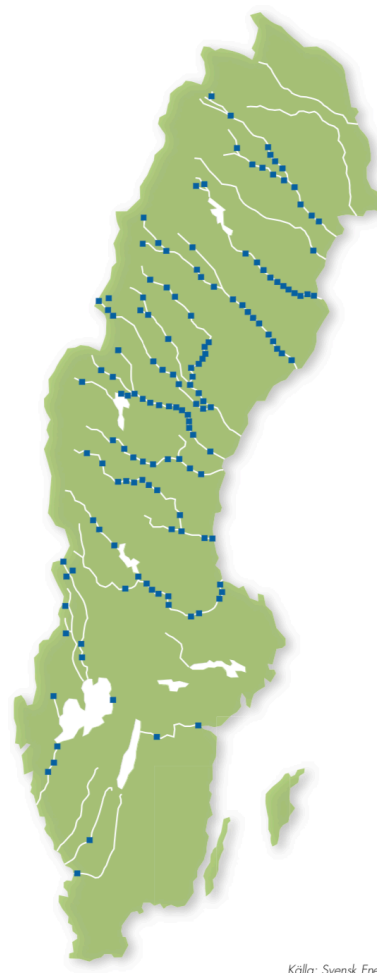
13 Vattenkraft

13.1 Beskrivning

Sverige har cirka 2100 vattenkraftverk varav 208 verk med installerad effekt över 10 MW. Dessa större vattenkraftverk står för 96% av total installerad effekt samt för 94% av normalårsproduktionen.



Figur 1, Alla vattenkraftverk i Sverige [76]



Figur 2, Stora vattenkraftverk i Sverige [27]

13.2 Existerande kapacitet och maximalt effektuttag

Som beskrivs i kapitel 5 så antas nuvarande vattenkraftskapacitet underhållas och ersättas vid behov i *alla* modellerade scenarion, så detta är inte inkluderat i kostnadsanalysen för olika systemalternativ. Den existerande installerade effekten i svensk vattenkraft ges i Tabell 32.

Tabell 32, Installerad kapacitet i svensk vattenkraft per elområde⁶⁹

Område	SE1	SE2	SE3	SE4	Hela Sverige
Installerad kapacitet idag [MW]	5315	8055	2582	349	16 301

Ett antal faktorer begränsar det faktiska effektuttaget ur vattenkraften till en lägre nivå än den installerade effekten, inklusive:

- Avställningar för underhåll
- Flödesbegränsningar i älvar med seriekopplade kraftverk
- Lagliga begränsningar i form av vattendomar
- Tillfällen med låga nivåer i magasinen som påverkar fallhöjder och det möjliga effektuttaget
- Begränsningar i elnäten
- Isläggning
- Slitagekostnader vid hög produktion på turbinerna (som gör att detta då väljs bort)
- Vattenkraftturbinerna är normalt konstruerade för att ha sin bästa verkningsgrad vid en uteffekt som är något lägre än den maximala, vanligen vid 85–90%, varför detta driftläge är att föredra.

Den maximala sammanlagda momentana⁷⁰ produktionen i svensk vattenkrafts historia hittills skedde på morgonen den 3e februari 2012, och uppgick till 13 693 MW. Svenska kraftnät räknar idag ofta med att det praktiska effektuttaget är begränsat till 13 400 MW. I prognosen för tillgänglig maxeffekt anges 13 190 MW för vintern 2018/2019, medan motsvarande siffra för vintern 2017/2018 bedömdes till 13 700 MW. För denna studie har produktionssituationen vid historisk maxproduktion skalats från 13693 MW ner till 13400 MW för att ge en elområdesuppdelad praktisk maxeffekt ur svensk vattenkraft enligt Tabell 33.

Tabell 33, Praktiskt tillgänglig maxeffekt i svensk vattenkraft per område

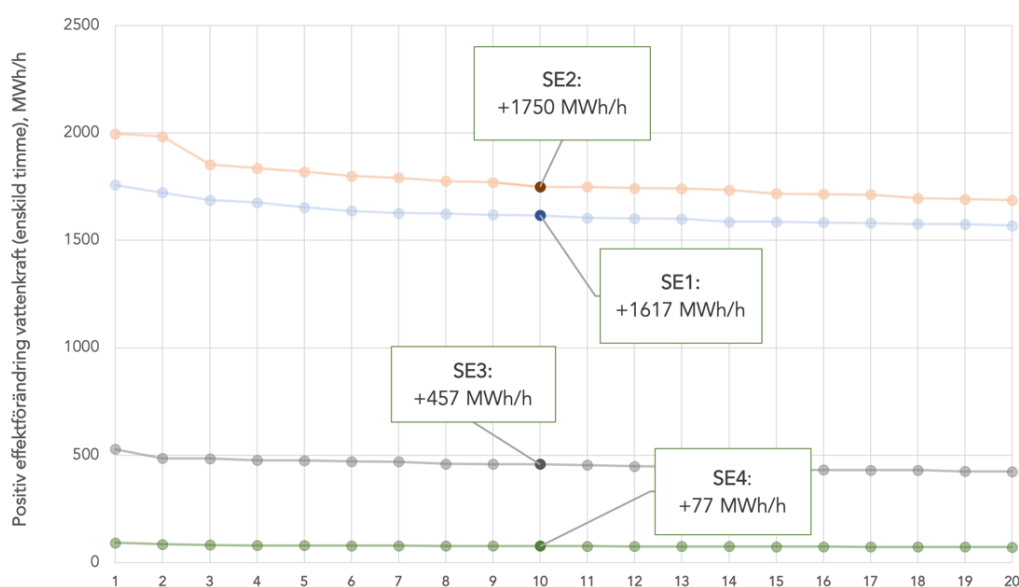
Område	SE1	SE2	SE3	SE4	Hela Sverige
Praktiskt tillgänglig effekt [MW] [2]	4581	6689	1884	246	13 400

⁶⁹ Alla sammanställningar av den installerade effekten i den svenska vattenkraften når samma summa för hela landet (16.1-16.3 GW), men viss diskrepans finns i dess fördelning över elområdena. Denna sammanställning är baserad på Svenska kraftnäts bedömning från Juni 2018 [138] och skiljer sig framförallt i fördelningen av effekt mellan SE1 och SE2 jämfört med motsvarande värden i SvKs prognosrapport från januari 2019 [2].

⁷⁰ Medelvärde under en timme. Högre tidsupplösning för vattenkraftsproduktion finns ej tillgänglig.

13.3 Maximal möjlig förändringstakt i effekt

Det finns viktiga begränsningar i vilken takt effekten kan förändras i den svenska vattenkraften. Varje älvsystem har specifika förutsättningar för att öka eller minska effekt. Produktionsstatistik finns tillgänglig per område (2011–2019), från vilket den historiskt maximala förändringsraten i effekt (upp och ner) har beräknats. Effektförändringsraterna i olika älvar (och olika elområden) är inte fysiskt kopplade, så statistiken för varje elområde har behandlats var för sig. Eftersom vi vill definiera en maximal effektförändringsrat som pålitligt går att kalla på så har vi ignorerat de mest extrema datapunkterna och tagit den 10e högsta effekttökningstakten någonsin i tillgänglig statistik (se Figur 60)⁷¹.



Figur 60, Maximal positiv förändringsrat i svensk vattenkraft per elområde

Den svenska vattenkraften kan som alternativ till nedreglering av effekt både spilla vatten förbi turbinerna utan elproduktion eller spara vatten i magasin om dessa inte är fulla. Det finns vissa begränsningar vad det gäller hur fort flöden kan strypas eller omfördelas, vilket efter diskussioner med experter inom driften av svensk vattenkrafts har bedömts enligt Tabell 34.

⁷¹ På så sätt minskar även risken för enskilda eventuella felaktigt rapporterade datapunkter

Tabell 34, Modellerad maximal effektförändringsrat i svensk vattenkraft

Parameter	SE1	SE2	SE3	SE4	Sverige
Effektförändring max uppåt (MWh/h)	+1616.5	+1749.5	+457.4	+77.2	+3900.7
Effektförändring max nedåt (MWh/h) ⁷²	-1700.0	-1700.0	-600.0	-100.0	-4100.0

En brist i modelleringen är att dessa värden antas vara konstanta och därför inte beror på vilken effektnivå man utgår ifrån innan förändringen. I verkligheten gäller värdena för den möjliga maximala effektförändringstakten uppåt från en startsituation med låg produktion, och den nedåt från en situation med hög produktion. Modelleringen överskattar därför vattenkraftens flexibilitet, till relativ fördel för system med mindre planerbar övrig produktionskapacitet.

13.4 Tillrinning

Vattenkraftens årliga produktion begränsas av mängden vatten som flödar in i systemets älvar, sjöar och magasin som är kopplade vattenkraftverken. Årliga data för energimängden i tillrinningen finns tillgänglig från 1950 upp till och med 2018, och varierar från ett minimum av 49.2 TWh/år till ett maximum av 90.6 TWh/år. Vattenkraften kan inte långsiktigt producera mer elektricitet än den genomsnittliga tillrinningen på cirka 68 TWh/år⁷³ [40], även om man under enskilda år kan ha en högre produktion⁷⁴. Figur 61 visar varaktighetskurvan för tillrinning till den svenska vattenkraften. Denna data ger oss en bild av vilken andel av år vi kan räkna med en viss tillrinning, sammanfattat i Tabell 35.

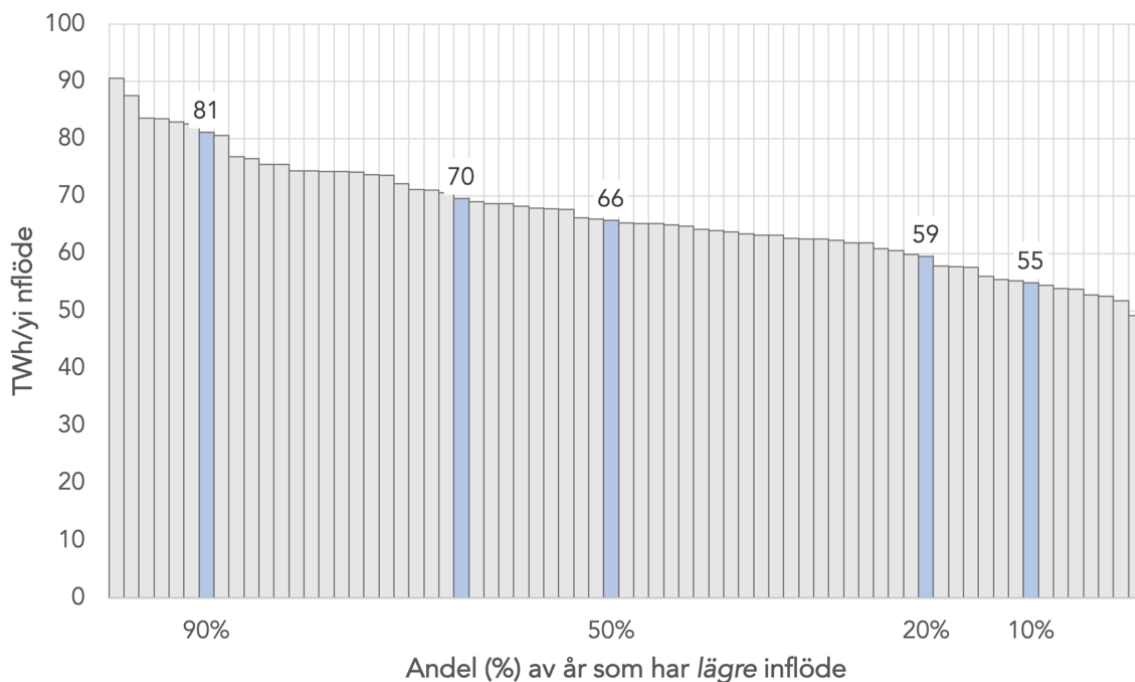
Tabell 35, Dimensionerande data för vattenkraftens tillrinning [40]

Andel år med lägre tillrinning än:	
81 TWh	90%
70 TWh	67%
66 TWh	50%
59 TWh	20%
55 TWh	10%

⁷² Baserad på den samlade bedömningen av Unipers experter på svensk vattenkraft

⁷³ Den faktiska genomsnittliga tillrinningen i den uppmätta statistiken är 67.6 TWh/år. Det genomsnittliga inflödet per decennium visar ingen tydlig utvecklingstrend.

⁷⁴ Enligt en rapport från norska forskningsorganisationen SINTEF kan ökade flöden p.g.a. klimatförändringar medföra att den svenska elproduktionen öka något fram till år 2050. Det finns dock många olika scenarior och olika modeller med en stor spridning i resultat. Det är oklart hur den ökade nederbörden kan utnyttjas med dagens vattenkraftssystem, och denna möjliga tillrinningsökning har inte beaktats.



Figur 61, Varaktighetskurva för svensk vattenkrafts tillrinning (TWh/år) [40]

Det går att hålla något högre produktion än tillrinning under ett "torrt" år genom att spara vatten i ett tidigare "våtare" år (och därigenom ha en högre magasinfullnadsgrad inför det torra året), samt att lämna vattenmagasinen mer tomma inför nästa, förhoppningsvis våtare, väderår⁷⁵. I praktiken är den långsiktiga möjligheten att förlita sig på en sådan strategi högst begränsad, på grund av att:

- Ibland har Sverige två eller tre extrema torr-år i rad (1968–1969–1970⁷⁶, 2002–2003)
- Möjligheten att förutse tillrinning tillräckligt långt i förväg är mycket begränsad [77]
- Produktionen i vindkraften, som till stor del balanseras av vattenkraften, varierar betydligt från år till år på ett sätt som inte kan prognostiseras

Som dimensionerande totaltillrinning har vi därför ansatt 10%-värdet från varaktighetskurvan (det värde då 10% av år förväntas ha lägre tillrinning), som är 54.9 TWh/år. För att simulera den faktiska tillrinningen behöver en timvis inflödesprofil över året genereras. Det är inte möjligt att ansätta en "medelflödesprofil", eftersom vårfloden kommer vid olika datum varje år och varje försök till

⁷⁵ Den svenska vattenkraftens produktionsår planeras inte enligt kalenderår utan från April till April baserat på vårflodens ankomst, som ibland infaller så tidigt som slutet av April, men oftast sker i slutet av Maj eller början av Juni. I de största magasinerna, säsongsmagasinen, som ligger högst upp i älvarna är det möjligt att flerårsreglera vattnet genom att spara det från ett år till ett annat (flerårsreglering är vanligare i Norge, medan det i Sverige oftare handlar om säsongreglering).

⁷⁶ 1969–70 rådde på grund av detta elransonering i Sverige. Industrin fick finna sig i en ransonering, medan allmänheten försågs med omfattande information om hur man skulle spara el.

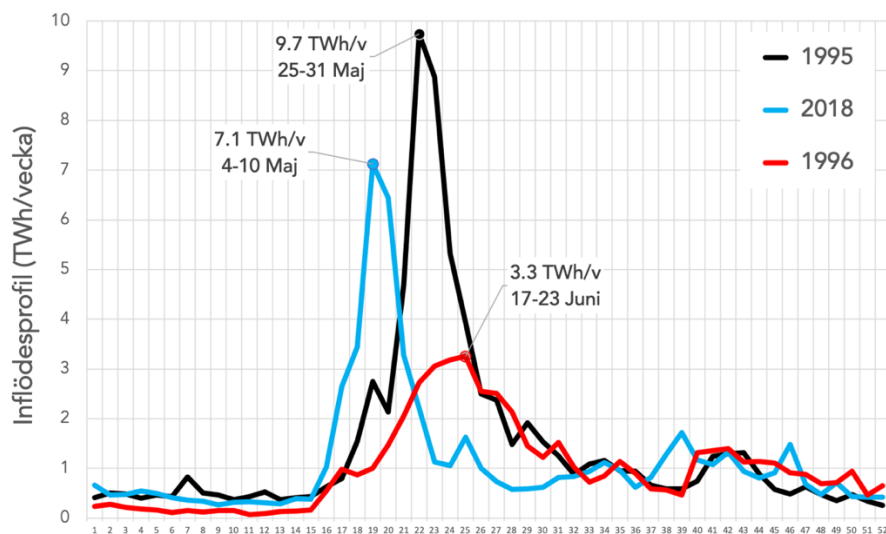
medelvärden jämnar ut tillrinningsprofilskurvan på ett realistiskt sätt. Vi har därför valt att ansätta specifika år från vilka vi har beräknat en timvis tillrinningsprofil per område.

Tabell 36, År för vilka inflödesprofiler har analyserats för användning i modellering

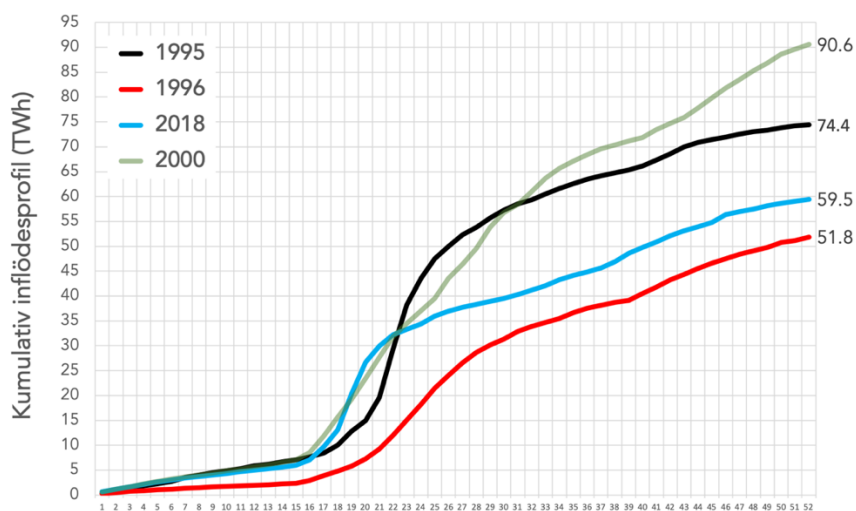
År	Beskrivning	Tillrinning [TWh]
1995	Extrem vårflood med mycket högt flöde under slutet av Maj och början av Juni	74.4
1996	Lågt inflöde i början av året och förlängd vårflood med ovanligt jämn flödesprofil	51.7
2018	Ett ganska "representativt" år för vilken bra statistik för övriga systemet är tillgängligt och elområdesuppdelad statistik finns för vattenkraften.	59.5

För referensåret 2018 används elområdesuppdelad inflödesinformation, men med nerskalad tillrinning från 59,5 TWh/år till 54,9 TWh/år. För alternativberäkningar med flödesprofiler för 1995 och 1996 används den timvisa relativa inflödesuppdelningen mellan elområden för 2009–2018 (då sådan statistik finns) för att dela upp den totala tillrinningen i elområden. Dessa år användes enbart för att testa systemdimensioneringens känslighet mot olika tillrinningsprofiler. Ingen specifik justering för effekten av nya föreskrifter och vägledningar från Havs- och vattenmyndigheten har implementerats på grund av den nuvarande oklarheten i vilken påverkan på vattenkraftsproduktion detta kommer att ha⁷⁷.

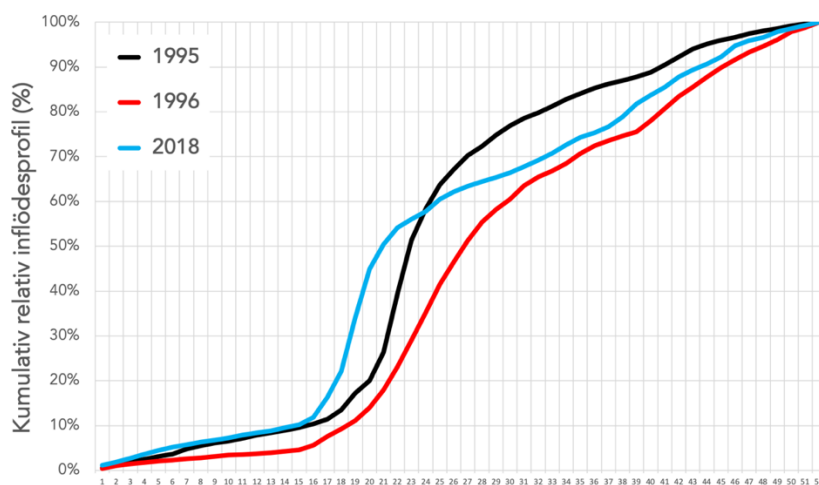
⁷⁷ I sin gemensamma strategi för åtgärder i vattenkraften från 2014 angav Havs- och vattenmyndighetens och Energimyndigheten själva ett nationellt begränsande planeringsmål på 1,5 TWh för miljöåtgärder i vattenkraftverk [146]. Myndigheterna skriver i strategin att: "planeringsmålet ska ses som en gräns för väsentlig påverkan på energisystemet". Denna siffra har sedan upprepats i vattenkraftdialogen, i energiöverenskommelsen, i förarbetena till ny lagstiftning och så vidare. I den senare remissutgåvan av planen skriver myndigheterna "riktvärde" istället för "begränsande planeringsmål", vilket skapar osäkerhet kring hur detta riktvärde ska tolkas, vad som ingår och på vilka grunder det kan ändras. Det står till exempel att riktvärdet inte anger någon gräns för vilka miljövillkor som kan föreskrivas, samt att det kan påverkas både av Natura 2000-lagstiftningen och vilka miljöåtgärder som har genomförts.



Figur 62, Inflödesprofiler för analyserade vattenkraftsår



Figur 63, Kumulativ inflödesprofil (inkl. rekordåret 2000)



Figur 64, Kumulativ relativt inflödesprofil

13.5 Kapacitet och fyllnadsgrad i magasin

De svenska vattenmagasinen kopplade till vattenkraftsstationer har följande kapacitet:

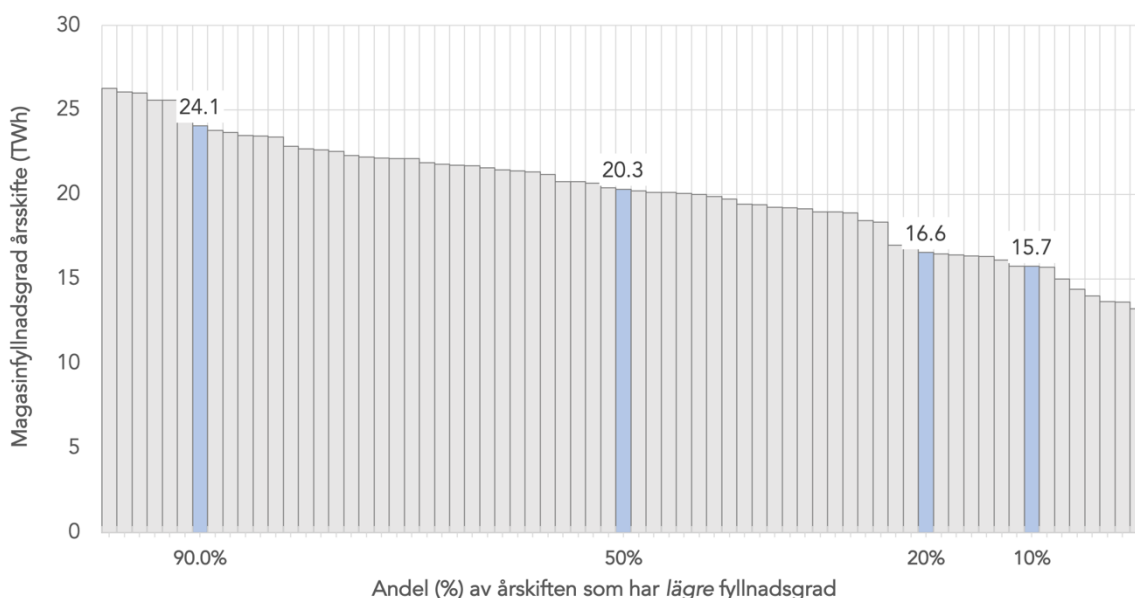
Tabell 37, Kapacitet i den svenska vattenkraftens magasin, per elområde

Område	SE1	SE2	SE3	SE4	Hela Sverige
Total kapacitet [TWh]	14.81	15.73	2.91	0.22	33.67

För modellering av magasinssystemet behövs utöver kapaciteten även följande data:

1. Fyllnadsgrad vid start av modellering (första timmen på kalenderår) och,
2. Minimalt tillåten fyllnadsgrad i magasin varje timme över året

För att erhålla fyllnadsgrad vid årsskiftet användes återigen en varaktighetskurva enligt historisk statistik (se Figur 65). Eftersom magasinfyllnadsgraden är en funktion både av tillrinning och planering i vattenkraftens drift är detta i fysisk mening en mindre strikt begränsning.



Figur 65, Varaktighetskurva för svensk vattenkrafts magasin vid årskiften (TWh) [40]

Elområdesuppdelad magasininformation finns endast tillgänglig sedan 2011, medan statistik för magasinfyllnadsgrad för hela Sverige finns sedan 1950. Varaktighetskurvan och dess definition av 10% (under 10% av årens första timme i statistiken har Sverige haft en magasinfyllnadsgrad på lägre än 15.7 TWh) är baserad på statistiken för hela Sverige. En elområdesuppdelning för fyllnadsgrad skalad till en totalsiffra på 15.7 TWh erhölls genom att ta i beaktande medelfyllnadsgraden (relativ) i varje elområde för årsskiftet för 2011–2018 (de år data för detta finns). Den relativa fyllnadsgraden

mellan elområden är ganska jämn, med en relativ variation på mindre än 4%. Den dimensionerande magasinfyllnadsgraden vid årets första timme blir därför:

Tabell 38, Dimensionerande fyllnadsgrad i vattenkraftens magasin för årets första timme

Område	SE1	SE2	SE3	SE4	Hela Sverige
Magasinfyllnadsgrad första timmen på året (TWh)	6.78	7.42	1.40	0.10	15.70

Vanligen är fyllnadsgraden som lägst inför vårfloden och som högst framåt hösten. Den minimalt tillåtna modellerade magasinfyllnadsgraden någon gång på året har estimerats från de rapporterade minimivärdena i tillgänglig statistik (2011–2018) för varje individuellt elområde. Utöver de absolut minimala nivåerna (som inträffar innan vårfloden) så finns det begränsningar under sommaren som kallas "sommarsänkgränser" (SSG) samt "trivselpraxis". SSG är lagstadgade gränser i vattendomarna under sommaren, medan trivselgränserna är bestämda av historisk praxis. En stor del av de vattendrag som används i den svenska vattenkraften används också av en stor mängd intressenter under sommarmånaderna för ändamål som fiske, badplatser, båttrafik, sjönära sommarstugor, restauranger, bryggor och så vidare. Den sammanvägda bedömningen är att SSG + Trivselpraxis ger en effektiv begränsning för det minimala energiinnehållet i de svenska magasinerna under sommarmånaderna på cirka 60%, vilket även bekräftas av historisk statistik.

Tabell 39, Minimalt tillåten magasinfyllnadsgrad räknad som energiinnehåll

Område	SE1	SE2	SE3	SE4	Hela Sverige
Minimalt tillåten magasinfyllnadsgrad [TWh] året om	1.58	0.87	0.71	0.04	3.20
Minimalt tillåten magasinfyllnadsgrad [TWh] under sommar (Juni-Augusti)	8.89	9.44	1.75	0.13	20.2

Modellering av magasin på elområdesnivå fungerar väl över större delen av året, men denna typ av förenkling kan leda till orealistiska resultat specifikt under vårflodsperioden då mycket stor tillrinning sker under en relativt kort tidsperiod. Det är då sannolikt att kraftverken i vissa älvsystem i verkligheten producerar mer effekt än vad som modellen bedömer som optimal driftstrategi, och till och med spillar vatten, för att undvika för höga nivåer i magasin. Denna situation missas av modelleringen på elområdesnivå på grund av att andra större magasin inom samma elområde samtidigt kan ha gott om ledig kapacitet kvar. Resultatet blir att regleringsförmågan för vattenkraften överskattas under vårflodsperioden i vår modellering.

13.6 Minimum flöde och produktion över året

Svensk vattenkrafts spillvägar är dimensionerade för att kunna spilla motsvarande mängd (eller mer) än det maximala dimensionerande flödet genom turbinerna, så det existerar inget minimalt *elproduktionskrav*. Däremot finns det lagliga krav i flertalet älvar och älvsträckor på en minimal flödesrat av vatten, vilket sätter en minimumrat för utflödet av energi ur magasinen. Detta har estimerats från det uppmätta minimivärdet från den elområdesuppdelade produktionsstatistiken för varje elområde separat. Det antagna minimiflödet ur magasin uppgår därför till:

Tabell 40, Minimalt antagen flödesrat ur magasin (omvandlad till elenergiinnehåll)

Elområde	SE1	SE2	SE3	SE4	Hela Sverige
Minimum momentant flöde ur magasin [MWh/h]	171.3	615.7	258.5	1.3	1046.9

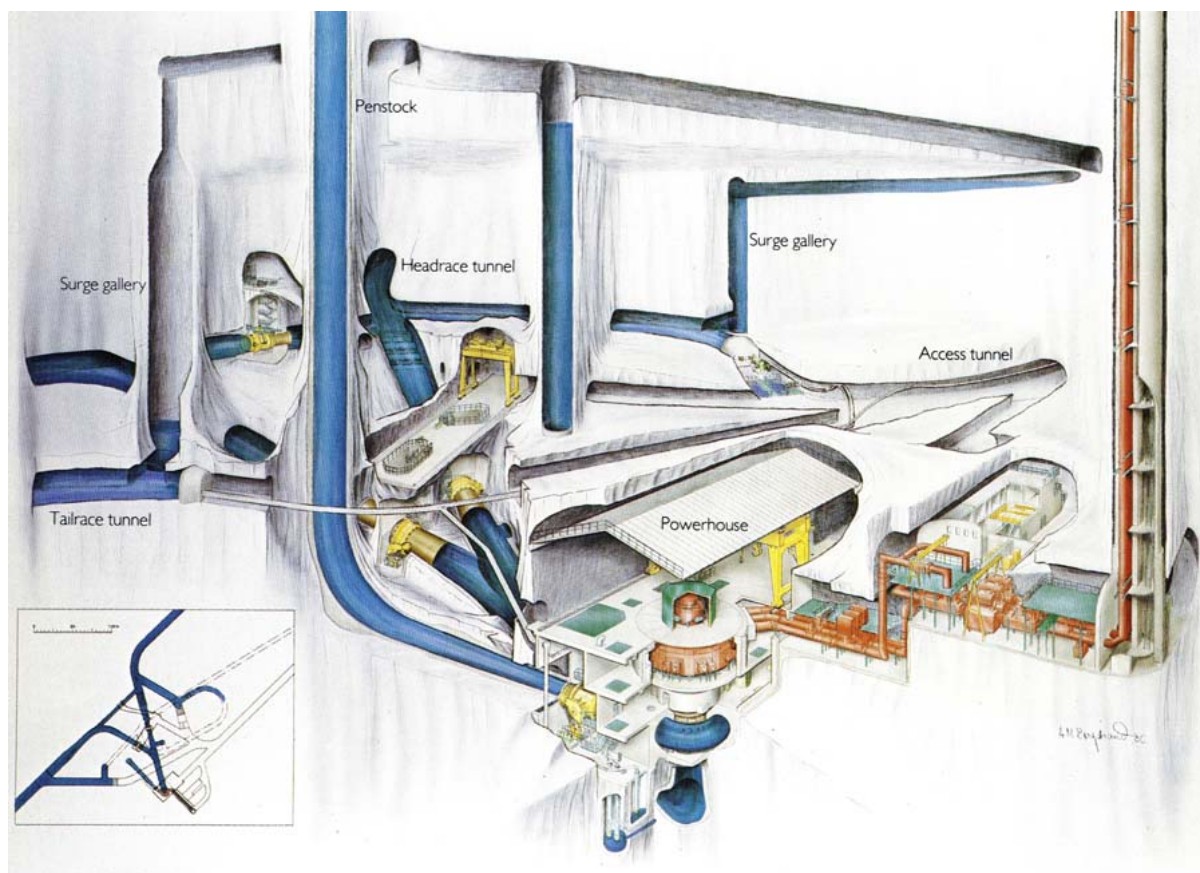
Analysen har inte betraktat renodlade strömkraftverk utan magasin vars produktionsprofil helt bestäms av tillrinningen som en separat teknikkategori på grund av den blygsamma andelen effekt och energiproduktion som kommer från denna kategori i Sverige. Strömkraftverken i Sverige är små vattenkraftverk i mindre vattendrag. Det finns visserligen större vattenkraftverk utan större egna magasin, men de ligger främst längs de större långa älvarna och deras tillgängliga flöde styrs därför fortfarande av påsläpp från magasin uppströms i älven.

13.7 Pumpad vattenkraft

Idag finns det tre pumpkraftverk i drift i Sverige. Alla tre ägs av Fortum AB och ligger i SE3 vid Klarälven. De tre pumpkraftverken är Lettens kraftstation (36 MW), Kymmens kraftstation (57 MW) och Eggsjöns kraftstation (0.6 MW). Lettens pumpkraftverk använder sig av en extern pumpenhet som pumpar vatten från Klarälven till Letten, där vattnet lagras för att sedan återföras till Klarälven vid produktion. Eggsjön och Kymmen använder sig av vändbara pumpturbiner.

Kymmenverket som är Sveriges största pumpkraftsanläggning använder fallet på 85 meter från Kymmensjön ner till Rottnesjön för elproduktion. Genom en pump kan man sedan leda tillbaka vatten till Kymmensjön för att producera el igen. Pumpning är inte tillåten under sommaren. Effekten för kraftverket är 57MW och den producerar cirka 47 GWh per år. Skellefteå kraft har nyligen undersökt möjligheter för pumpkraft i Sädva kraftstation (35 MW) i Arjeplog (SE1) [78], men detta bedömdes inte vara ekonomiskt försvarbart.

Anläggningen Juktan är det enda storskaliga pumpvattenkraftverk som hittills har byggts i Sverige. I Juktan pumpades vatten upp från sjön Storjuktan (412 möh.) till Blaisjön (627 möh) och vid elproduktion släpptes vattnet ner till Storuman (362 möh). Elektricitet användes under nätter och helger för att pumpa upp vattnet och el genererades sedan under dagen då behovet är högre. Pumpregleringen med Blaisjön i Juktan stängdes på grund av dålig lönsamhet i samband med elmarknadens avreglerande under 1995/1996. Investeringskostnaden för att återstarta pumpfunktionen i Juktan har bedömts till cirka 1 miljard kr för kraftverket i sig [79]. En rimlig total kostnad, inklusive renovering av hela anläggningen samt återköp och rening av Blaisjön, ger en investeringskostnad på 1.8 miljarder kr, eller cirka 6000 kr/kW. Juktan är en okonventionell pumpvattenkraftsanläggning då den har ett osedvanligt stort magasin jämfört med turbinkapacitet (75 timmars lagring).



Figur 66, Sprängskiss av Juktans pumpkraftverk [80]

De existerande svenska pumpkraftverken är inte slutna system, vilket innebär att det inte är samma vatten som pumpas mellan magasinen, utan att vattnet tappas ur systemen när det används för elproduktion. Den möjliga uteffekten över tid begränsas därför också av vattenföringen in i systemet. Mer konventionella pumpvattenkraftsanläggningar är slutna system där vattnet pumpas upp från och återförs till samma lägre liggande magasin. I sådana anläggningar är magasinstorleken i storleksordningen 4–6 timmar av uteffekten på turbinen.

Inom EU-projektet eStorage bedöms den totala potentiella magasin kapaciteten för ny pumpad vattenkraft i Sverige till 81 GWh [81] (allt i norra Sverige), medan en annan rapport från Europakommissionen finner 22 GWh möjligt med samma begränsningar [82]. Ett svenskt examensarbete på ämnet finns men i den görs inga estimat för den totala potentialen [83].

Enligt en genomgång av siffror som presenterats i vetenskaplig litteratur (ref. [84], [85], [86], [87], [88]) bedöms den applicerbara investeringskostnaden för nya pumpkraftverk (utöver en återstarta Juktan) till 12 500 kr/kW turbineffekt (globalt snitt för applicerbar teknologi i Sverige). I avsaknad av tydliga utredningar kring den faktiska ekonomiska potentialen för ny pumpad vattenkraft i Sverige så har vi bedömt effektmöjligheterna till:

- +335 MW för en full återstart av anläggningen i Juktan (SE2)

- +94 MW för de existerande pumpkraftsanläggningarna vid Klarälven (SE3) samt en expansion av maximalt +70 MW ytterligare
- +35 MW för den utredda anläggningen vid Sädva (SE1)
- +70 MW ny pumpkraftseffekt i Dalälven (SE3)
- +90 MW ny pumpkraftseffekt i Ljusnan (SE2)

För modelleringar antas att magasinkapaciteten kopplad till den pumpade kraftinstallationen motsvarar 24 timmar vid full effekt. De antagna förutsättningarna för pumpad vattenkraft i Sverige sammanfattas i Tabell 41:

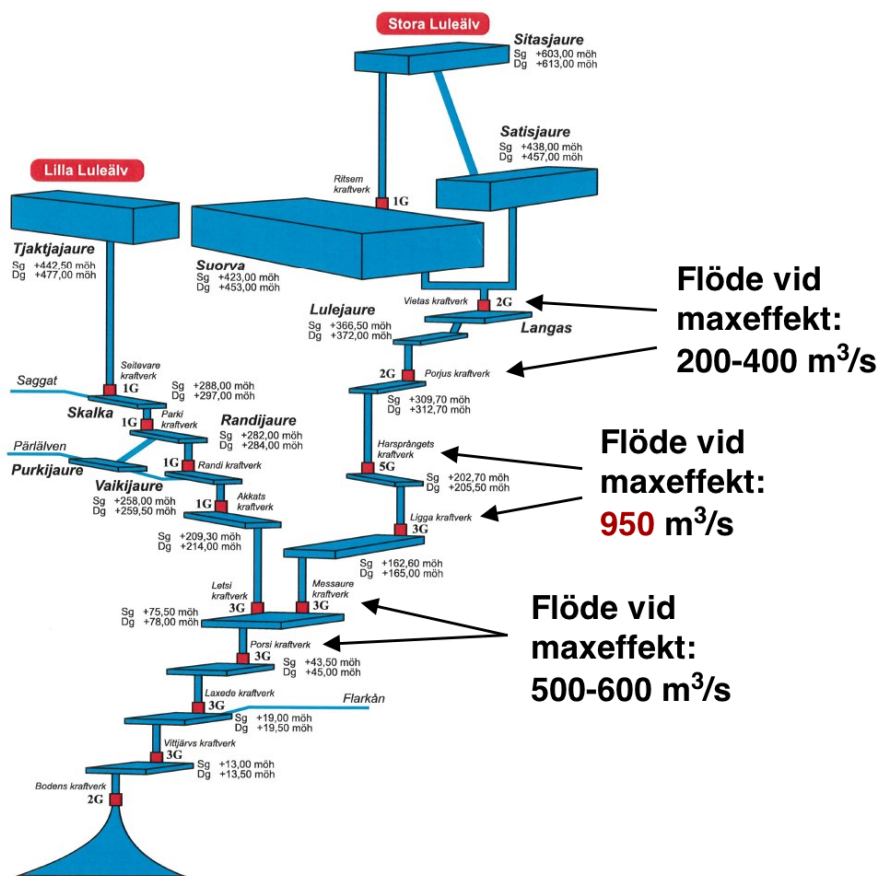
Tabell 41, Potential och förutsättningar för pumpad vattenkraft i Sverige, lågt antaganden

Område	SE1	SE2	SE3	SE4	Sverige
Potential för pumpad vattenkraft (MW)	35	425	164	0	624
Investeringskostnad	12 500 kr/kW	6000 kr/kW för 335 MW (Juktan) + 12 500 kr/kW för 90 MW	0 kr/kW för 93 MW (redan igång) + 12 500 kr/kW för 70 MW	N/A	6600 kr/kW snitt

13.8 Spill vid förlängd högeffektsdrift

Den effekt som definieras som tillgänglig i Tabell 22 går inte att upprätthålla godtyckligt länge utan att en ansenlig mängd vatten måste spillas i många av Sveriges älvar. Anledningen är att det sitter verk av varierande storlek och flödesbehov längs älvarna. Under kortare tidsperioder är det möjligt att mata nog med vatten för varje individuellt verk utan spill med vatten som redan finns tillgängligt inne i systemet, men för längre perioder så måste större verk som ligger nedströms mindre verk delvis börja matas av spill för att kunna upprätthålla maxeffekt. Om verken som är dimensionerade för högst flöde ligger mitt i älven (som i Luleälv) blir det även spill i mindre nedströms verk. Det som sker modelleringsmässigt är att effekten visserligen kan upprätthållas men att flödet av energiinnehåll ur magasinen börjar överstiga mängden elproduktion. Modellering av de större älvarnas basflöde och spillnivåer som en funktion av att hålla en viss effekt över tid är mycket komplicerat och är ett pågående arbete. För att upprätthålla kontinuerlig maxeffekt i Luleälven (4360 MWh/h) krävs ett motsvarande energiflöde ut älvens magasin (mätt som potentiell energi vid lägre flöde som optimalt utnyttjar alla älvens stationer) på cirka 6000 MWh/h, vilket innebär att älven vid uthållig maxeffektsdrift spillar ungefär 27% av dess energiinnehåll. Ett exempel på detta ges i Figur 67, med några av mellanstationerna i Stora Luleälv markerade. Detta fenomen, vilket har relativt låg relevans

idag, kommer att vara viktigare i många framtida modelleringsscenarior med mer variabel kraft i systemet. Detta fenomen har inte ännu inte implementerats i modelleringen av kraftsystemet.

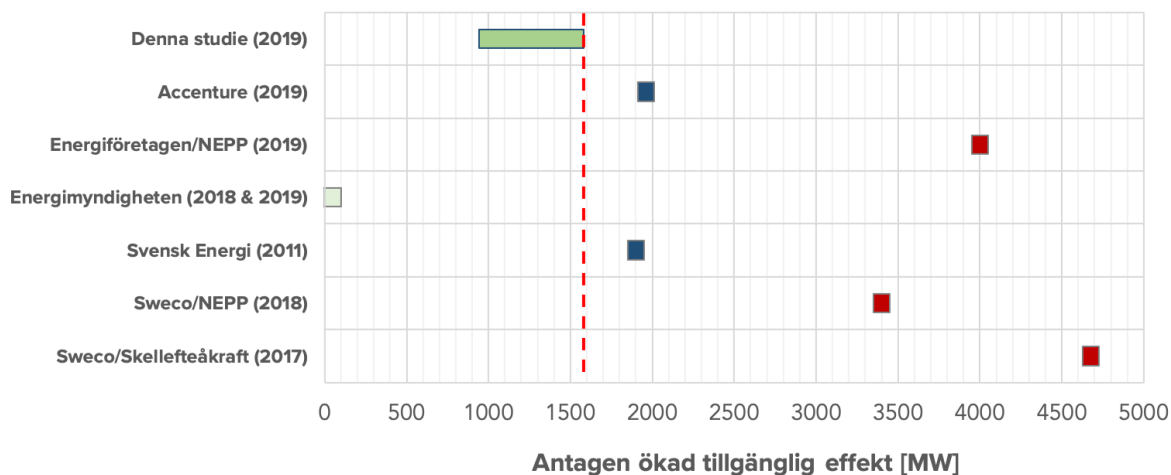


Figur 67, Lilla och stora luleålvens magasin och kraftverk

13.9 Ökad effekt i existerande vattenkraft

Det är möjligt att genom "effektutbyggnad" öka effekten ur den existerande vattenkraften utan att mängden energi som produceras över året påverkas nämnvärt. Detta görs genom att bygga ut kraftstationer som har lägre utbyggnadsflöden i ett älvsystem till att motsvara dem som har högre utbyggnadsflöden. Ett effekttillskott i en del av älven kan dock minska elproduktionen i andra delar av älvsystemet.

Tidigare energisystemsstudier har antagit värden på sammanlagd effektutbyggnadspotential på upp till över 4000 MW. I denna studie kontaktade vi flera av de kraftbolag som äger majoriteten av den svenska vattenkraften för att få deras konsensusbild av hur stor effektutbyggnad man realistiskt tror kan vara tillståndsmässigt och tekniskt möjlig. Bedömningen delades upp i potentialen för ökad tillgänglig effekt i existerande vattenkraft enligt nuvarande vattendomar, samt en mer optimistisk bild av möjliga framtida godkännanden av ansökningar för ändringar i vattendomar. Den lägre och mer sannolika siffran landade strax under 1000 MW för hela Sverige, medan den högre och mindre sannolika siffran var strax över 1500 MW.



Figur 68, Antaganden om möjlig ökad uteffekt i svensk vattenkraft
(källor: [89] [90] [4] [91] [3] [92])

Tabell 42, Potential och förutsättningar för ökad effekt i existerande vattenkraft

Område	SE1	SE2	SE3	SE4	Sverige
Potential för ökad tillgänglig effekt i existerande vattenkraft enligt nuvarande vattendorar [MW]	300	380	260	0	940
Potential för ökad effekt i existerande vattenkraft enligt expertanalys av sannolika godkännanden av ansökningar för ändringar i vattendorar	500	560	520	0	1580
Investeringskostnad effektökning i existerande vattenkraft [93]	7000 kr/kW				

13.10 Miljö & Klimatpåverkan

13.11 Utsläpp av växthusgaser och andra luftföroreningar

Driften av vattenkraftverk ger i en i övrigt fossilfri ekonomi inte upphov till några utsläpp av växthusgaser eller luftföroreningar. De operativa utsläppen som sker idag på grund av fossildrivna transporter till verken för inspektion och underhållsarbeten ligger på cirka 0,05 gram per kWh [69]. Vid en övergång till en eldriven transportsektor och biobaserade smörjmedel kan dessa mycket små operativa utsläpp elimineras fullständigt. Detta är i linje med den utveckling som antas ske i samhället fram till 2040/50-talet, och därför kan de operativa utsläppen från existerande vattenkraft försummas i beräkningarna i modellen (i linje med analysen för vind, sol och kärnkraft). Ny vattenkraft med tillhörande magasin har däremot associerade livscykelutsläpp som kvarstår även i en i övrigt fossilfri ekonomi främst på grund av effekterna av översvämmad mark. De effektiva utsläpp som associeras till översvämning för vattenkraftsmagasin beror både på temperaturzon, lokal växtlighet och på reservoarens utformning. Grunda magasin i ett tropiskt klimat kan ha effektiva livscykelutsläpp som är högre än för till och med kolkraft. De främst djupa magasin som finns i Sveriges kalltempererade klimat beräknas i snitt stå för livscykelutsläpp på 7 gram per kWh över en operativ livstid på 100 år [69].

Tabell 43, Sammanfattning av utsläpp av växthusgaser för existerande svensk vattenkraft

Operativa utsläpp idag (2019)	0,05 gram CO ₂ -eq/kWh
Operativa utsläpp antagna i modellering för år 2045	0,0 gram CO ₂ -eq/kWh
Livscykelutsläpp idag (2019)	10,5 gram CO ₂ -eq/kWh
Beräknade livscykelutsläpp 2045 (drifttid 100 år)	10 gram CO ₂ -eq/kWh

Utsläpp av övriga luftföroreningar bedöms från EPD-underlaget att vara försumbart små.

14 Kärnkraft

14.1 Existerande kapacitet och teknisk-ekonomisk livslängd

Svensk kärnkraft i drift består för tillfället (år 2020) av sju reaktorer fördelade på 3 anläggningar, alla i elområde SE3. En åttonde reaktor, Ringhals-2, har permanent stängts av men är för tillfället i ett skick i vilken den med lagändring och nya tillstånd och nytt bränsle skulle kunna återgå i kommersiell drift inom ett par år. En nionde reaktor, Oskarshamn-2, är avstängd sedan 2017 men i ett sådant tillstånd att den med mycket omfattande investeringar troligen går att återföra i drift igen efter 4 år (tidigast 2024). Sammanfattande information kring kärnkraften med nuvarande och potentiella framtida investeringar finns i Tabell 44.

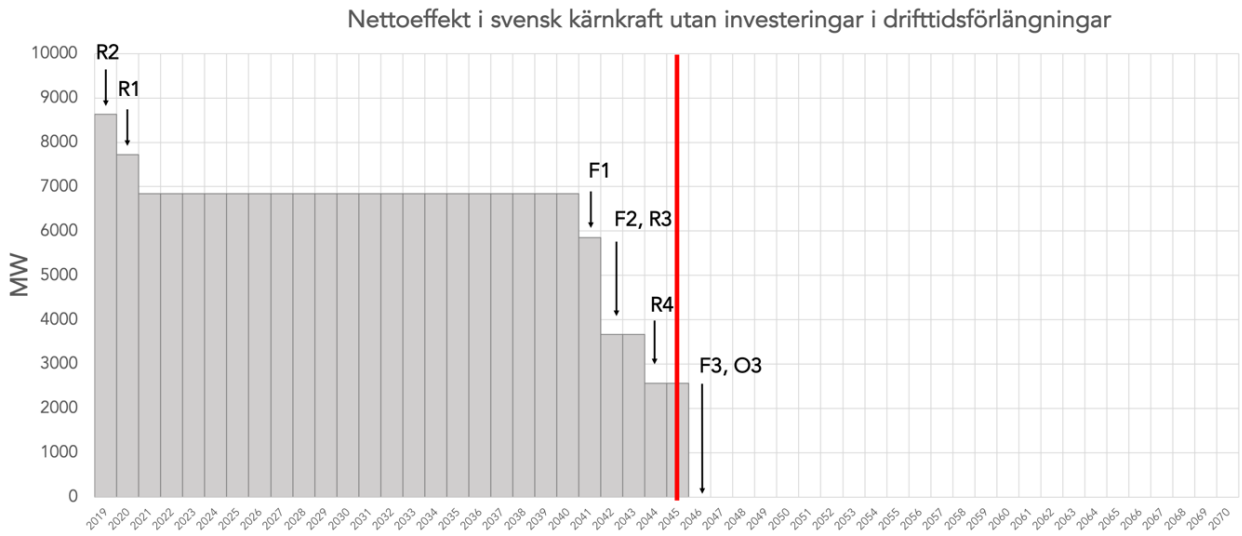
Tabell 44, Existerande och tidsförlängd svensk kärnkraft

Reaktor ⁷⁸	Nettoeffekt [MW]	Slutdatum utan nya investeringar	"Ålder" då nuvarande investeringshorisont löper ut (år)	Teknisk-ekonomisk- möjlig driftlängd (år)	År då förlängd drifttid löper ut
R2	907	2019	44	60–80	2035-~2060 ⁷⁹
R1	882	2020	44	60–80	2036-~2060
F1	988	2040	60	>80	2060
R3	1062	2041	60	60–80	2061
F2	1118	2041	60	>80	2061
O2	818	2017	42	60–80	~2061
R4	1102	2043	60	60–80	2063
F3	1172	2045	60	>80	2065
O3	1400	2045	60	>80	2065

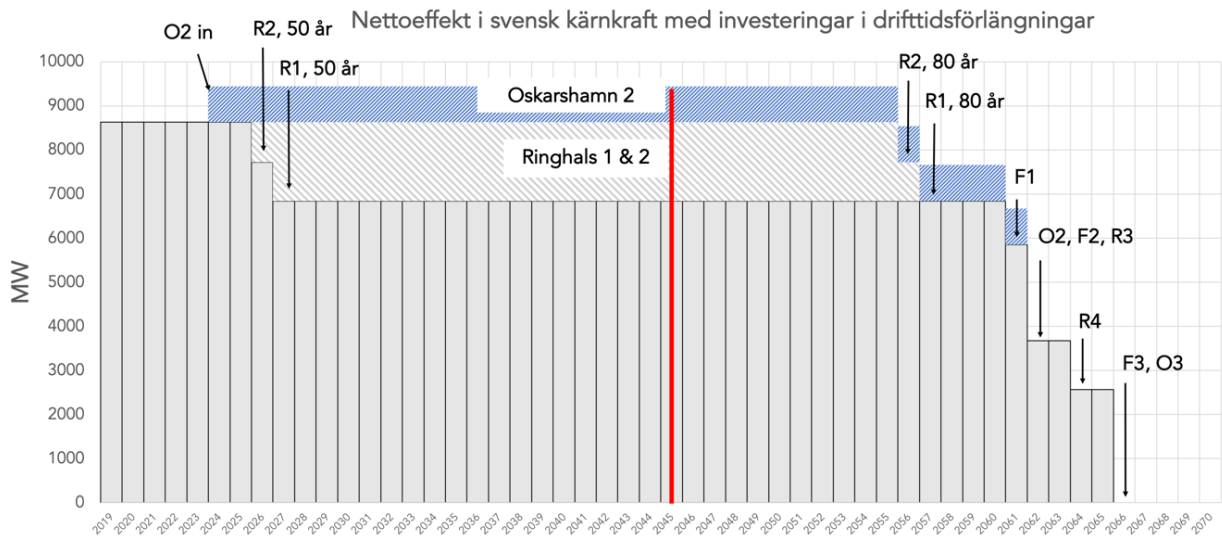
Den installerade effekten i existerande svensk kärnkraft fram till 2070 kan ses i Figur 69 för existerande situation och i Figur 70 för situationen med investeringar i driftförlängningar.

⁷⁸ De svenska reaktorerna förkortas enligt första bokstaven på den anläggning de tillhör (R1, R2, R3, R4 tillhör Ringhals, O2 och O3 tillhör Oskarshamn, och F1, F2, F3 tillhör Forsmark).

⁷⁹ Ringhals 1 och 2 kan behöva stå stilla ett flertal år för uppgraderingar för drift till 80 år, och tiden stillastående sliter inte på verken vilket gör att den effektiva "åldern" inte räknas upp. Detta förflyttar slutdatum för förlängd drifttid, sannolikt blir slutdatum för den förlängda drifttiden för 80 effektiva år runt år 2060. Slutdatum för Oskarshamn-2 är för en re-investering i återstart under 2020 för en infasning på elnätet igen under 2024, om denna fördröjs så fördröjs även slutdatum med motsvarande tid.



Figur 69, Nettoeffekt ur svensk kärnkraft med nuvarande investeringar



Figur 70, Nettoeffekt tillgänglig ur svensk kärnkraft med investeringar i drifttidsförlängning

14.3 Tekniska aspekter som begränsar drifttid av svensk kärnkraft

14.3.1 Övergripande

Den tekniskt möjliga drifttiden för de existerande svenska kärnkraftverken är främst begränsat av tillståndet hos reaktortanken och reaktorinneslutningen. I stort sett alla övriga komponenter kan bytas ut, och har till stora delar redan uppgraderats i de svenska verken.

14.3.2 Reaktorinneslutningar

Samtliga inneslutningskonstruktioner i Sverige är på insidan skyddade av en cylinderformad betongvägg, en tätplåt av stål och på utsidan omgiven av en lastbärande cylinderformad betongkonstruktion. Spänn-armeringen utgör det viktigaste konstruktionselementet för inneslutningarnas förmåga att klara sin funktion. Samtliga inneslutningar innehåller även vanlig ospänd armering. Inneslutningens funktion kan verifieras genom täthetsprovning. Resultaten av genomförda materialprovningar från Barsebäck 1:s inneslutning tyder på att tillståndet för betongen i de svenska inneslutningarna generellt sett är god och *inte* utgör någon relevant drifttidsbegränsning [94].

14.3.3 Reaktortankar

För svenska förhållanden är det främst reaktortankarna för tryckvattenreaktorerna (R₂, R₃, R₄) som anses vara de tekniskt drifttidsbegränsande komponenterna i verken. Materialet i reaktortankarna är ett låglegerat seghärdningsstål med en C-halt på max 0.25 %. Det är legerat med Mo och Ni men innehåller också låga halter av Cr, Cu och V. Bestrålningen påverkar materialet i tanken med tiden så att omslagstemperaturen, omslaget mellan sprött och segt brott, ökar och slag-segheten i det sega området sjunker samtidigt som hållfastheten ökar. Det är endast de delar av tanken som ligger nära reaktorhärden som försprödas. Övriga delar av tanken, ovanför och under härden, påverkas inte nämnvärt på grund av den betydligt lägre neutronbestrålningen.

Vid konstruktion och dimensionering av reaktortankar beräknas försprödningsgraden av tankmaterialet för hela den tänkta livslängden. Konstruktionen dimensioneras så att den ska klara postulerade defekter med ett försprödat material vid slutet av livslängden. För att verifiera beräkningarna genomförs ett så kallat övervakningsprogram där provstavar tillverkade av tankmaterialet och svetsgodset placeras i tanken mellan härden och tankväggen. Provstavar utsätts där för en något högre neutronbestrålning jämfört med reaktortanken. Den beräknade försprödningsgraden kan därefter kontrolleras genom att provstavar tas ut och provas vid bestämda tidpunkter. För de fem kvarvarande svenska kokvattenreaktorerna är bestrålningsgraden mycket låg även vid 80 eller 100 års drifttid. Inga problem med försprödning av reaktortankmaterialet förutses idag av strålsäkerhetsmyndigheten [95].

För tryckvattenreaktorerna är bestrålningsgraden nästan 50 gånger högre än för kokvattenreaktorerna, vilket innebär att deras reaktortankar är mer utsatta. En lösning som hittills tillämpas för att begränsa bestrålningen av de svenska tryckvattenreaktorerna är att placera "skyddsknippen" med lägre anrikat bränsle och rena stålrör i reaktorns periferi som strålskydd för reaktortanken [96]. På detta sätt räknar man med att kunna hålla tryckvattenreaktorerna Ringhals 3 och 4 i drift till åtminstone 60 år.

14.3.4 Sammanfattning

Det finns inga uppenbara tekniska förhållanden som begränsar drifttiden på existerande svenska kokvattenreaktorer till åtminstone sent 2050/60-tal, men sannolikt är ännu längre drift både tekniskt och tillståndsmässigt möjligt. I USA har nu tryckvattenreaktorer av motsvarande typ som de i Ringhals fått tillstånd för drift till minst 80 år [97]. I och med att värmebehandlingsteknik numera är tillgänglig för även mycket stora tryckvattenreaktortankar så är även tryckvattenreaktorverkens "tekniska livslängd" inte nödvändigtvis begränsat av tankens fysiska tillstånd. Begränsningar i drifttid är därför huvudsakligen en ekonomisk fråga.

14.4 Kostnader för drifttidsförlängning

De svenska reaktorerna är olika lämpade för tidsförlängningar och därmed finns olika kostnadsbilder för att öka deras totala drifttid upp till 80 år (från dagens investeringshorisont på 44–60 år). För kostnader har därför de 9 aktuella reaktorerna delats upp i 7 grupper enligt Tabell 45.

Tabell 45, Kostnad för tidsförlängd svensk kärnkraft till 50–80 år⁸⁰

Reaktor	Investering kr/kW	Investering totalt mSEK ⁸¹	Utökad prod. potential (TWh) ⁸²
R2 50 år	1645	1500	42
R1 50 år	1134	~200 ⁸³ (1000 har antagits i modelleringen)	40

⁸⁰ Värdena i denna tabell är framtagen genom egen analys och litteraturstudier (bland annat ref. [137]), samt omfattande intervjuer med en rad experter inom den svenska kärnkraften. Dessa siffror har validerats som rimliga av experter från de svenska kärnkraftverkens huvudägare.

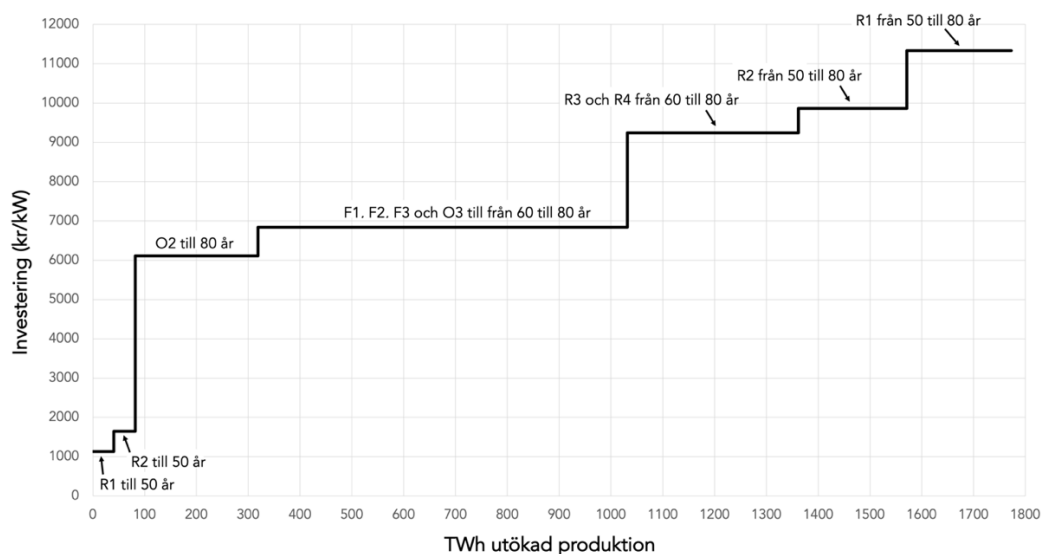
⁸¹ Avser investeringar utöver nuvarande löpande investeringar

⁸² Antagen framtida genomsnittlig kapacitetsfaktor på 87%

⁸³ Sedan denna modellering genomfördes har intern information från Vattenfall läckt till tidningen Dagens Industri, som visar på mycket små investeringsbehov för drift till 60 år, och i stort sett enbart vanliga underhållsinvesteringar för 50 års drift. Vi har därför i denna studie och modellering gravt överskattat investeringsbehoven för Ringhals-1 fortsatta drift.

R2 80 år	11 513	10 500 1500 för 44–50 år 3000 för 50–60 år 6000 för 60–80 år	250
R1 80 år	12 472	11 000 1000 för 44–50 år (egentligen ~200) 3000 för 50–60 år (egentligen ~500) 7000 för 60–80 år	242
R3, R4 80 år	9242	20 000	330
F1, F2, F3, O3 80 år	6841	32 000	713
O2 80 år	6112	5000	237

Den sammanfattade kostnadstrappan för driftförlängd svensk kärnkraft ges i Figur 71.



Figur 71, Kostnads vs. utökad total produktion för driftförlängd svensk kärnkraft

Av de reaktorer som har inkluderats i Tabell 44 och Tabell 45 som möjliga att drifttidsförlänga, har en reaktor redan börjat rivas (Oskarshamn-2), en är permanent avstängd (Ringhals-2) och för en reaktor föreligger förtida stängningsbeslut (Ringhals 1 i slutet av 2020). En återstart av Ringhals-2 eller Oskarshamn-2 skulle kräva en ändring i kärntekniklagen (1984:3)§15, som i nuvarande formulering förbjuder att ta en permanent kärnkraftsreaktor åter i kommersiell drift.

14.5 Status för existerande svensk kärnkraft per reaktor

14.5.1 Ringhals-1 (R1)

Fortsatt drift av R1 efter 2020 bedöms möjligt men osannolikt eftersom beslut om förtida stängning ligger. Fortsatt drift av R1 är därför enbart inkluderad i vissa specialfall av modelleringen.

14.5.2 Ringhals-2 (R2)

Fortsatt drift av R2 efter 2019 bedöms som möjligt men mycket osannolikt, eftersom den nu är "permanent" tagen ur drift, och är därför enbart inkluderad i vissa specialfall av modelleringen.

14.5.3 Oskarshamn-2 (O2)

En återstart av O2 bedöms som *i teorin möjlig* men extremt osannolikt, och är därför inte inkluderad i modelleringen.

14.5.4 Ringhals 3 och 4 (R34)

Ringhals 3 och 4 (R34) utgör tillsammans med R2 Sveriges flotta av Westinghouse-designade tryckvattenreaktorer (övriga reaktorer är kokvattenreaktorer konstruerade av svenska ASEA-ATOM). Den nuvarande investeringsramen för R34 är för drift till 60 år (till tidigt 2040-tal). Investeringar för att möta myndighetskravet på oberoende härdkylning har gjorts och arbeten beräknas vara klara under år 2020. Den långsiktiga drifttidsbegränsningen för R34 är till största del beroende av tillståndet för reaktortankarna och dess svetsar (SA 508 klass-2), tillverkade av Uddcomb AB [98]. För drift bortom 60 år kan lösningar utöver skyddsknippen i den radiella härdperifin bli aktuellt, som till exempel värmebehandling av reaktortankarna. En utredning under år 2020 av Strålsäkerhetsmyndigheten klargjorde att "Ringhals har visat att livslängden kommer att vara minst 60 år hos de komponenter som ursprungligen analyserats för 40 års drift" (för R34), och Ringhals VD kommenterade då "Man kan tänka sig en förlängning av kärnkraften i både Ringhals och Forsmark efter dessa 60 år" [99]. I USA har tryckvattenreaktorer av motsvarande typ som de i Ringhals redan fått tillstånd för drift till minst 80 år [97].

14.5.5 Forsmark 1, 2, 3 och Oskarshamn-3

Sveriges fyra modernaste och största kokvattenreaktorer har en nuvarande investeringsram för drift till 60 år (fram till mitten av 2040-tal), men det finns inga kända tekniska hinder för drift till 80 år eller längre för dessa reaktorer.

14.6 Driftkostnad för kärnkraft

Tabell 46, Löpande kostnad, existerande, livstidsförlängd och ny kärnkraft

Kostnadspost	Existerande	Livstidsförlängd	Ny
Bränslekostnad (kr/MWh)	43	43	43
Sammanlagd rörlig produktionskostnad inkl. bränsle och avfallsfondsavgift [kr/MWh]	110	110	110
Avskrivningar (ej från ursprunglig investering ⁸⁴) och annan fast löpande kostnad [kr/kW/år]	550	550	550

Det långsiktiga totala produktionskostnads målet i den svenska kärnkraften är cirka 19 öre/kWh [100] (inklusive avskrivningar) men så lågt har man ännu inte nått. Under 2018 var den totala produktionskostnaden (inklusive avskrivningar av äldre och nya investeringar samt avfallsfondsavgift) vid Ringhals 22 öre/kWh och Forsmark cirka 24 öre/kWh. Kostnadsbilden ovan återspeglar denna situation.

14.7 Start, stopp och effektförändringar

Tabell 47, Parametrar för start, stopp och effektförändringar för kärnkraft

Kostnadspost	Existerande	Livstidsförlängd	Ny
Startkostnad (extra kall omstart, kr/start)	1 000 000	1 000 000	1 000 000
Startkostnad (från varm avställning, kr start)	500 000	500 000	500 000
Minimal stadig produktionsnivå (% av maxeffekt) under kontinuerlig lastföljning	60%	60%	25%
Maximal positiv effektförändring (% av maxeffekt/timme) under lastföljning	40% (60%-100%)	40% (60%-100%)	75% (25%-100%)
Maximal negativ effektförändring (% av maxeffekt/timme) under lastföljning, ej snabbstopp	40% (100%-60%)	40% (100%-60%)	75% (100%-25%)

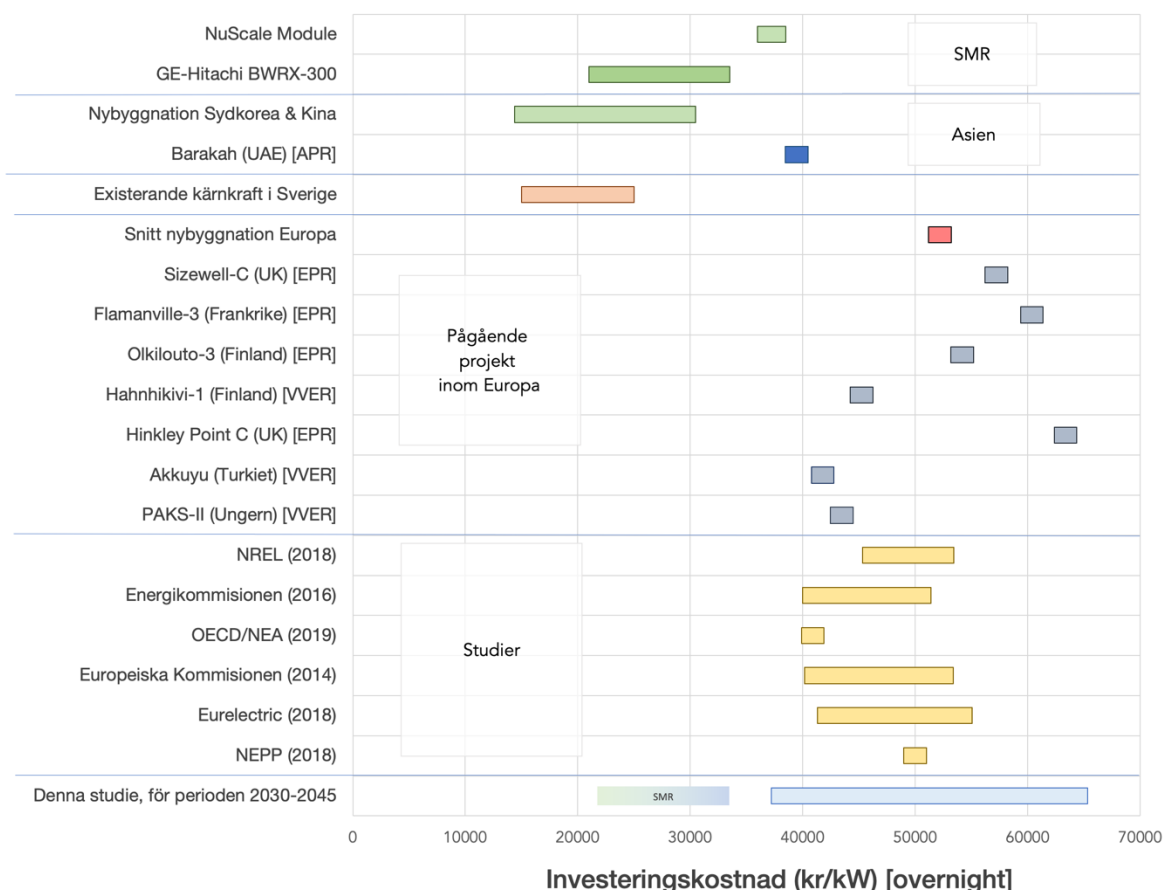
⁸⁴ Den ursprungliga investeringen (från 1970/80-tal) är i till stor del avskriven för existerande svenska verk och redovisas därför inte separat från avskrivning av löpande investeringar.

14.8 Kostnad för nybyggd kärnkraft

Kostnaden för nybyggd kärnkraft idag varierar dramatiskt, och det är därför svårt att avgöra vad kostnaden för ett nytt projekt i Sverige skulle landa på för 2030–35 (vilket är perioden som gäller för alla kostnadsuppskattningar i denna rapport). I denna studie har vi analyserat scenarier för stora konventionella lättvattenreaktorer med overnight-kostnader⁸⁵ från 37 200 kr/kW upp till 65 400 kr/kW. Den lägre siffran är i linje med vad bör kunna uppnå i Europa inom ett drygt decennium om nya projekt som idag är i startgropen inte drabbas av extrema förseningar och problem när byggperioden väl påbörjas. Den lägsta siffran som är inkluderad i studien för stora konventionella reaktorer är därmed betydligt högre än dagens världsgenomsnitt för nybyggnation, högre än kostnaden var för alla av Sveriges existerande reaktorer och mer än dubbelt så hög som för de mer kostnadseffektiva projekten i världen idag i länder som Sydkorea och Kina. Detta reflekterar det faktum att nybyggen av specifikt den nya reaktortypen EPR i Europa har varit mycket dyrare än förväntat och dyrare än världsgenomsnittet.

Den lägsta siffran motsvarar en ungefärlig kostnadsreduktion för nybyggen i Europa på cirka 30% med EPR-projekten inräknade. Utan EPR-projekten motsvarar den lägsta siffran en kostnadsreduktion på cirka 15% från dagens värden för nybyggen i Europa. Studiens "medelkostnadsuppskattning" på 58 000 kr/kW (overnight) ligger cirka 8% högre än den nuvarande motsvarande genomsnittet för nybyggd storskalig kärnkraft i Europa. Detta motsvarar ett pessimistiskt stagnant utvecklingsscenario fram till 2030–35 och reflekterar dessutom att Sverige har högre arbetskraftskostnader än Turkiet och Ungern som är med i den snittberäkningen (men i linje med kostnaderna i Finland, Frankrike och Storbritannien).

⁸⁵ Alla kostnader i denna rapport för alla investeringsmöjligheter (i produktion, lagring och elnät) är rapporterade som "overnight", alltså innan finansiella kostnader under byggtiden räknas in. Alla kostnader, inklusive ränta och avkastningskrav under byggperioden, är inkluderade i modelleringen och baseras på den angivna reella kalkylräntan för simuleringsscenarioet (se kapitel 5.1.1).



Figur 72, Investeringskostnad (exkl. ränta under byggnation) för nybyggd kärnkraft samt data för jämförelse. Källor: [87] [14] [101] [102] [103] [104] [105] [106] [35] [36] [37] [107]⁸⁶

Finansiella kostnader som ränta under byggtiden är en stor andel av den totala kostnaden för nybyggd kärnkraft, och därför är den antagna byggtiden en viktig parameter. Den senaste generationen stora kokvattenreaktorer i Japan på mitten av 1990-talet byggdes på strax över 3 år, och var i full kommersiell drift ungefär 4 år efter byggstart. Snitt-tiden från byggstart till laddning av bränsle för de 11 reaktorerna konstruerade av svenska ASEA/ASEA-ATOM (9 av Sveriges totalt 12 reaktorer samt 2 reaktorer i Finland) var 4 år och 3 månader. Den totala byggtiden för reaktorer i snitt i världen idag är strax under 6 år. Pågående projekt att bygga EPR i Finland och Frankrike har tagit

⁸⁶ I tillägg byggs även reaktorer i den geografiskt europeiska delen av Ryssland. Enligt siffror från den ryska vetenskapsakademien (**Invalid source specified.**, 2020) så bygger Rosatom sina tryckvattenreaktorer av typen VVER-1200 (gen 3+) för den inhemska ryska marknaden för 18 500 kr/kW (år 2020), och den ännu modernare VVER-TOI för en förväntad kostnad på 15 700 kr/kW (år 2025). VVER-1200 byggs just nu utöver vid ryska verk även i Vitryssland, Turkiet och Bangladesh. Två VVER-TOI är under byggnation i Kursk, nära gränsen till Ukraina och två nya VVER-TOI ska byggas i Smolensk (nära gränsen till Vitryssland) **Invalid source specified.** Inkludering av dessa projekt hade sänkt snittkostnaden för kärnkraftsbyggen i Europa mycket markant, men de har exkluderats från studien eftersom motsvarande kostnadsnivåer för närvarande inte är tillgängligt på exportmarknaden.

betydligt längre tid (upp till 15 år), på grund av många problem med den nya anläggningsdesignen som när dessa byggen startades aldrig tidigare hade tagits i drift⁸⁷. Vi har här antagit byggtider på 5, 7 och i specialfall 10 år för större reaktorer⁸⁸. Drift, underhåll och bränslekostnader för ny kärnkraft är antagen identisk med existerande svensk kärnkraft (se Tabell 46).

Tabell 48, Ekonomiska antaganden, investering, nybyggd storskalig kärnkraft

Kostnadsscenario	Låg	Medel	Hög
Investeringskostnad exkl. ränta under byggnation (kr/kW)	37 200	58 000	65 400
Byggtid (år)	5	7	8

I modelleringen har även små modulära reaktorer, med en enhetsstorlek på 300 MW, inkluderats som specialfall. Data för dessa är baserade på GE-Hitachi's nya design BWRX-300. Denna valdes som representativ eftersom ny kärnkraft i Sverige mycket sannolikt underlättas om den tillhör teknikfamiljen kokvattenreaktorer (som BWRX-300 gör), vilket är den typ av teknik som både bransch och tillståndsgivande myndighet är mest erfarna och bekväma med. Ingen BWRX-300 är ännu konstruerad eller i drift.

Tabell 49, Ekonomiska antaganden, investering, nybyggd småskalig kärnkraft (BWRX-300)

Kostnadsscenario	Låg (Serieproducerad)	Referensfall (Enskilt projekt)
Investeringskostnad exkl. ränta under byggnation (kr/kW)	21 000	33 500
Byggtid (år)	2	3

⁸⁷ Vid Hinkley Point C bygger man två EPR samtidigt, med en reaktor före i schemat och en som följer efter. Konstruktions och bemanningsplanering är därigenom optimerad för dessa båda byggen, inte för att minimera byggtiden per individuell reaktor. Schemalaggningsplaneringen skiljer sig därför från motsvarande plan om dessa två reaktorer hade byggts på olika platser. Två reaktorer av typen EPR är idag i kommersiell drift i Taishan, Kina.

⁸⁸ Den kortaste byggtiden som analyseras i denna modellering för stora konventionella reaktorer är därför cirka 2 månader längre än tiden det tog från konstruktionsstart till kommersiell drift av Sveriges största reaktor, Oskarshamn-3.

14.9 Klimatpåverkan

14.9.1 Utsläpp av växthusgaser och andra luftföroreningar

Driften av kärnkraftverk ger i en i övrigt fossilfri ekonomi inte upphov till några utsläpp av växthusgaser eller luftföroreningar. De operativa utsläppen som sker idag på grund av fossildrivna transporter inne på verken, transport av bränsle, test av dieseldrivna reservgeneratorer och netto-elanvändning från elnätet under revision är sammanlagt cirka 0,2 gram per kWh [48]. Vid en övergång till en eldriven transportsektor och hållbart framtagen biodiesel för reservgeneratorer kan dessa operativa utsläpp elimineras fullständigt. Detta är i linje med den utveckling som antas ske i samhället fram till 2040/50-talet, och därför kan de operativa utsläppen från kärnkraften försummas i beräkningarna i modellen (i linje med analysen för vind, sol och vattenkraft). Utsläppen under de svenska kärnkraftverkens hela livscykel (exklusive utsläppen för elnät) är idag beräknad till cirka 4,2 gram per kWh.

Tabell 50, Sammanfattning av utsläpp av växthusgaser för svensk kärnkraft

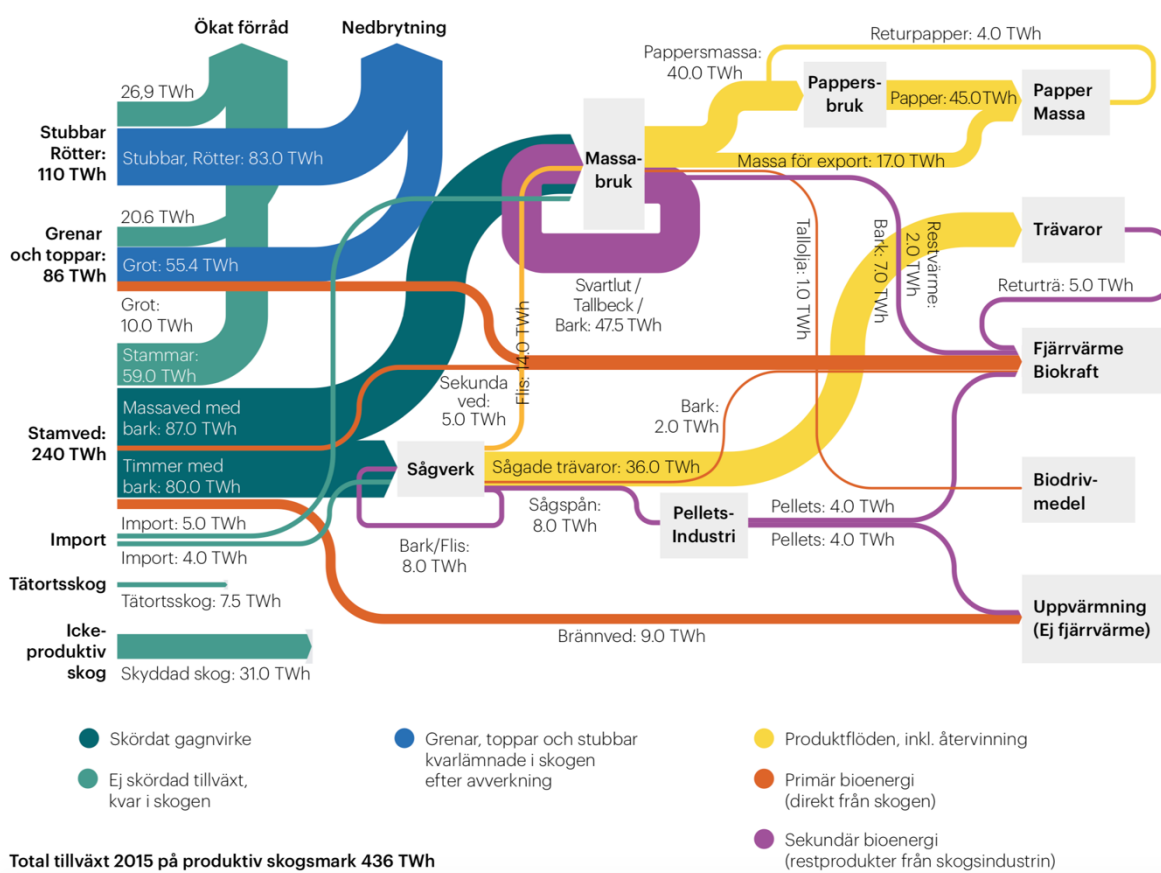
Operativa utsläpp idag (2019)	0,2 gram CO ₂ -eq/kWh
Operativa utsläpp antagna i modellering för år 2045	0,0 gram CO ₂ -eq/kWh
Livscykelutsläpp idag (2019)	4,2 gram CO ₂ -eq/kWh
Beräknade livscykelutsläpp 2045 (inkl. drifttidsförändring till 60–80 år)	2,8 gram CO ₂ -eq/kWh

Utsläpp av övriga luftföroreningar bedöms från EPD-underlaget att vara försumbart små.

15 Biobränslebaserad elproduktion

15.1 Beskrivning

Elsystemsmodelleringsmässigt är biobränslen en unik utmaning eftersom det finns en konkurrens för råvaran från många olika sektorer (även utanför energisektorn), vilket är svårt att fånga upp utan en modellering som täcker mycket stora delar av ekonomin. En bedömning av det totala flödet av biomassa (i form av energiinnehåll) från svenska skogar visas i Figur 73. En ytterligare komplikation är den mycket svårdefinierade och kontroversiella påverkan som förbränning av biomassa har vad gäller både växthusgasutsläpp i kortare tidsperspektiv och på lokala luftföroreningar, samt skogsindustrins påverkan på biodiversitet. I denna studie har vi utgått ifrån en begränsad möjlig expansion av den nuvarande användningen av biomassa för elproduktion från fjärrvärmesektorn, samt en begränsad ytterligare expansion utöver fjärrvärmeunderlag.



Figur 73, Biomassa och energiflöden från svenska skogar (från ref. [108], översatt i ref. [61])

15.2 Ekonomiska förutsättningar

De ekonomiska förutsättningarna för elproduktion från bibränslen har tagits från underlaget till Energikommissionens arbete under 2016 [14]. Bränslekostnaden för biogas har tagits från ref. [109] via ref. [110]. Den totala kostnaden för uppgraderad biogas på 795 kr/MWh_{el} har antagits beräknad vid en snitt-verkningsgrad på 51,5% i en gaskombianläggning (enligt genomsnittet från ref. [110]). Biogasbränslekostnaden per levererad MWh el skalas därför enligt:

$\text{Biogas} \left(\frac{\text{kr}}{\text{MWh}_{\text{el}}} \right) = 795 * \left(\frac{51.5\%}{\text{Verkningsgrad}\%} \right)$	Eq. 1
--	-------

Tabell 51, Modelleringsantaganden för biokondens [14]

Parameter	Värde
Investeringskostnad	29 500 kr/kW _{el}
Byggtid	2 år
Finansiell drifttid	25 år
Fast driftkostnad	500 kr/kW _{el} /år
Variabel driftkostnad (exkl. bränsle)	21 kr/MWh
Bränslekostnad	200 kr/MWh _{bränsle}
Elverkningsgrad	38%
Ramprat per timme (% av installerad effekt)	±50%

Tabell 52, Modelleringsantaganden för bi kraftvärme [14]

Parameter	Värde
Investeringskostnad (För diskussion se avsnitt 3.2)	0 kr/kW _{el,netto} 41 000 kr/kW _{el,netto}
Byggtid	2 år
Finansiell drifttid	40 år
Fast driftkostnad	700 kr/kW _{el} /år
Variabel driftkostnad (exkl. bränsle)	21 kr/MWh
Bränslekostnad	200 kr/MWh _{bränsle}
Totalverkningsgrad (inkl. fjärrvärme)	90%
Ramprat per timme (% av installerad effekt)	±50%

Modelleringsalternativen för bi kraftvärme beskrivs i avsnitt 3.2. Modelleringen av el från kraftvärme är bristfällig på grund av att de ekonomiska förutsättningarna för investeringar i bi kraftvärme styrs mer av situationen på värmeförsörjningssidan (som inte modelleras) än på elförsörjningssidan (som

modelleras). Enligt statistik från 2007–2009 (ref. [111]) så uppgår intäktsandelen från försäljning av el i kraftvärmen endast cirka 7–10% av de totala intäkterna.

Tabell 53, Modelleringsantaganden för biogaskraft (enkel cykel) [14]

Parameter	Värde
Investeringskostnad	4700 kr/kW
Byggtid	2 år
Finansiell drifttid	25 år
Fast driftkostnad	80 kr/kW _{el} /år
Variabel driftkostnad (exkl. bränsle)	98 kr/MWh
Bränslekostnad	1020 kr/MWh _{el}
Elverkningsgrad	40%
Ramprat per timme (% av installerad effekt)	±100%

Tabell 54, Modelleringsantaganden för kombi-biogas (ej kraftvärme) [14]

Parameter	Värde
Investeringskostnad	7100 kr/kW
Byggtid	2 år
Finansiell drifttid	25 år
Fast driftkostnad	80 kr/kW _{el} /år
Variabel driftkostnad (exkl. bränsle)	25 kr/MWh
Bränslekostnad	706 kr/MWh _{el}
Elverkningsgrad	58%
Ramprat per timme (% av installerad effekt)	±50%

15.3 Miljö & Klimatpåverkan

15.3.1 Utsläpp av växthusgaser

Vi har i denna studie, i linje med Sveriges nuvarande officiella hållning i frågan, ansatt de effektiva utsläppen av växthusgaser från förbränning av biomassa till noll. Istället har den totala potentialen av biomassa som kan förbrännas i systemet årligen begränsats exogent till en nivå som bedöms som "hållbar", se kapitel 15.3.2.

15.3.2 Användningspotential

Kraftvärmen har i studien begränsats till 20% expansion av den sammanlagda nuvarande installerade el-effekten både i industri och i fjärrvärmenätskopplade kraftvärmeanläggningar. Denna begränsning har antagits på grund av den underliggande begränsningen i värmelast i de fjärrvärmenät och industrier till vilka kraftvärmen är kopplad. En del av de större fjärrvärmeverk som enbart producerar värme idag skulle kunna ersättas av kraftvärmeverk, vilket då medför ett utökat underlag för elproduktion från kraftvärme från det existerande värmeunderlaget⁸⁹.

Tabell 55, Modelleringsantaganden om bibränslebaserad kraftvärme

Elområde	SE1	SE2	SE3	SE4	Sverige
Potentiell bio-kraftvärme, el-effekt (MW)	170	260	2708	1094	4234
Årlig kapacitetsfaktor för elproduktion (% , 2018) ⁹⁰	46,6%	31,8%	38,0%	29,1%	35,7%
Potentiell biokraft-värme, elproduktion (TWh/år)	0.7	0.7	9.0	2.8	13.2

⁸⁹ Trenden idag går snarare mot renodlade värmeverk för fjärrvärme.

⁹⁰ Det finns möjligheter att öka mängden elproduktion utöver det som ges av fjärrvärmeunderlaget genom att producera och sedan kyla bort den fjärrvärme som då inte efterfrågas i dedikerade (nya) värmeväxlare. Det går även att utöka elproduktionen genom att komplettera anläggningen med en externt kyld kondensator efter den vanliga fjärrvärmeturbinen. Operatören kan då välja mellan att producera både el och värme eller att leda ångan genom kondensatorn och därmed endast producera el. Båda alternativ innebär ett ökat uttag av biomassaråvara, vilken är begränsad. Den ekonomiska potentialen för båda lösningar är dessutom ytterst begränsad. Eftersom det svenska elbehovet starkt samvarierar med utetemperaturer är det osannolikt att väldigt höga elpriser uppkommer då det inte finns något fjärrvärmeunderlag, därav är det mycket svårt att hitta ekonomi i återkylardrift. I bristsituationer vid högt elbehov så är sannolikheten stor för ett betydande fjärrvärmeunderlag, vilket minskar aptiten för de mycket betydande investeringar som krävs för en kondensator. Därför har vi i denna studie, liksom alla andra studier hittills om det svenska el och energisystemet, inte inkluderat dessa alternativ i modelleringen.

Begränsningar utanför kraftvärmen härrör framförallt från vilken skörd av biomassa som kan anses vara miljö- och klimatomfattigt godtagbart att avvara för elproduktion. Vi har antagit att Sverige, som ett geografiskt stort och glest befolkat land till stora delar täckt av skog, ur globalt hållbarhetsperspektiv inte kan göra sig beroende av import av utländska biobränslen. Enligt ref. [112] kan det inom Sveriges gränser år 2050 finnas en potentiell ekonomiskt användbar energiresurs på 17.1 TWh_{bränsle}/år från avverkningsrester (grenar och toppar) samt 20.3 TWh_{bränsle}/år från stubbar.

Tabell 56, Kostnadstrappa för hållbar skogsbaserad biomassaresurs [112]

Kostnad (kr/MWh _{bränsle})	Grenar & Toppar	Stubbar	Totalt
200	13.8	3.5	17.3
250	16.3	12.4	28.7
300	17.1	17.1	34.2
350	17.1	20.3	37.4

En mycket större resurs är möjlig om stamved avverkas för energiproduktionsändamål, men utsläppsnivåerna över en 20 och 40-årsperiod bedöms som oacceptabelt höga. Total användning av solid biomassa (främst trädbränslen) för elproduktionsändamål är begränsat till 25 TWh_{bränsle}/år vid en kostnadsnivå på 200 kr/MWh_{bränsle} i denna studie, vilket också tar höjd för de cirka 1 TWh el som idag kommer från den förnybara delen av avfallsförbränning i kraftvärmen. Hur stor elproduktion denna bränsleresurs motsvarar beror på den effektiva verkningsgraden av elproduktionen från trädbränslen. Vid en termisk effektivitet på cirka 38% för solid biomassaförbränning som ej är kopplat till ett fjärrvärmeunderlag så blir den totala begränsningen för elproduktion från solid biomassa cirka 17.1 TWh_{el}/år i denna studie⁹¹.

⁹¹ Den svenska Naturskyddsföreningen bedömer att en miljömässigt rimlig nivå på framtida elproduktion från biomassa ligger i spannet 15–25 TWh/år [144], medan många andra miljöorganisationer vänder sig starkt emot förbränning av biomassa överhuvudtaget på miljö och klimatomfattiga grunder.

15.3.3 Biogas

Den svenska biogasen är idag till en tredjedel importerad, och all expansion av biogas i överskådlig framtid är redan fullt in-tecknad för andra användningsområden än för elproduktion [113]. I Sverige produceras idag cirka 50 GWh/år el från biogas [114], vilket vi i den här studien har antagit kan expanderas 500% upp till en total bränsleanvändning för elproduktion från biogas på 0.5 TWh_{bränsle}/år utan att det antas påverka priset på biogasaråvaran. Biogastillgången är starkt produktionsberoende och är därför i realiteten begränsad till en "inflödesprofil" över året. För att förenkla modelleringen har detta bortsetts ifrån och all biogas som kan användas över ett helt år antas vara direkt tillgänglig utan inflödesbegränsning från den första simulerade timmen. Detta motsvarar i verkligheten ett antagande om att ett till elproduktionsanläggningar kopplat biogaslagringssystem med en samlad kapacitet på upp till 500 GWh finns kostnadsfritt tillgängligt⁹². I denna studie har förenklande och mycket generösa antaganden gjorts till biogasens fördel för att belysa om potential finns för biogasen att spela en viktig roll för systembalans. Den potentiella roll som biogas skulle kunna spela för balansering av det svenska elsystemet kräver en mer detaljerad uppföljande studie med en tekno-ekonomisk analys av både produktion, transport och lagringsmöjligheter.

⁹² Naturgaslagret "Skallen" i Halland, med en lagringskapacitet på cirka 100 GWh_{bränsle}, är den enda nuvarande anläggning i Sverige som skulle kunna användas för detta [143]. Ett biogaslager på 500 GWh enligt Lined Rock Cavity metoden som används för storskalig gaslagring i Sverige idag skulle kosta runt 2 miljarder kr. Detta inkluderar inga infrastrukturkostnader för samling och transport av denna gas från produktionsanläggningar.

16 Solkraft

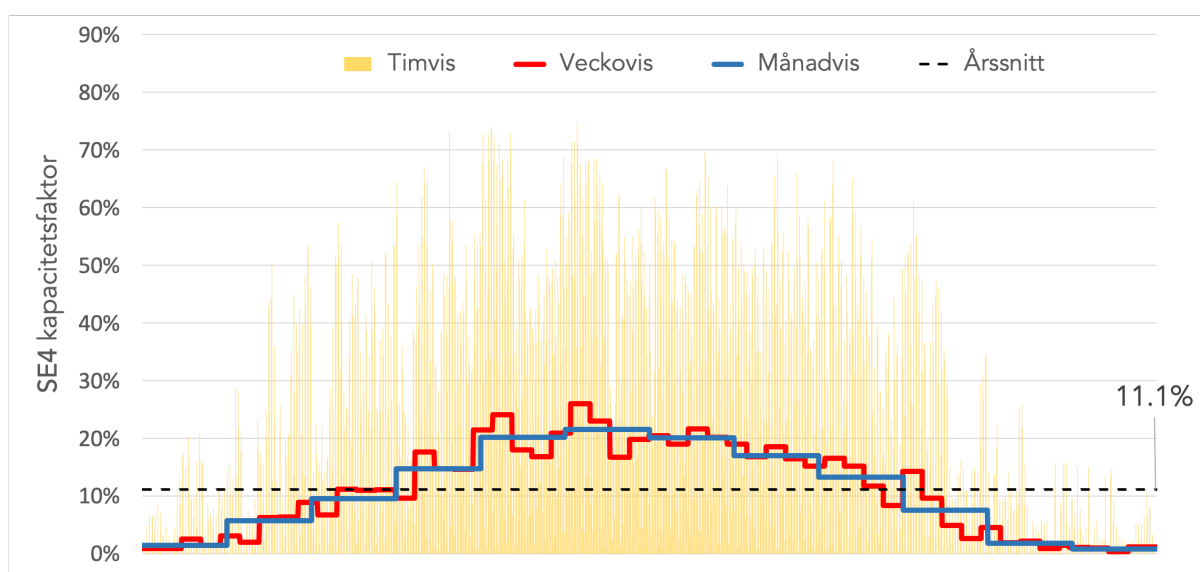
16.1 Modellering av produktionsprofil

Elproduktionsprofilen från solpaneler i Sverige har beräknats genom Renewables Ninjas Sverigedatabas [115] baserad på MERRA-2 [116], vilken sedan har omviktats per elområde enligt Tabell 57. Databasen hade vid modelleringstillfället inte data tillgänglig för år 2018, vilket innebär att det senaste året för vilken data fanns tillgänglig, 2016, användes.

Tabell 57, Omviktning av Renewables Ninja kapacitetsfaktor per elområde

SE1	SE2	SE3	SE4
0.93	0.92	1.02	1.13

Den resulterande produktionsprofilen motsvarar strax över 800 fullasttimmar längst upp i norr (SE1), och cirka 1000 fullasttimmar längst i söder (SE4).



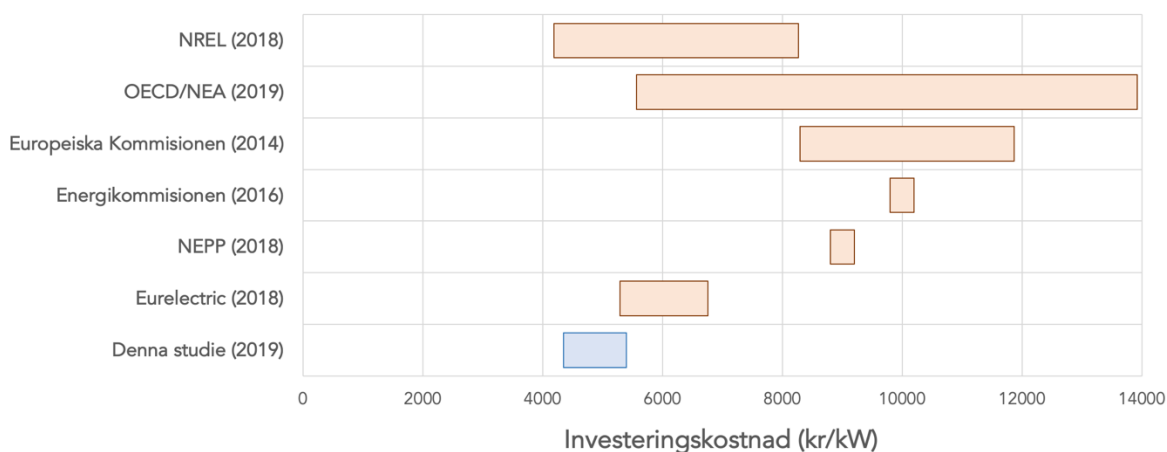
Figur 74, Relativ produktionsprofil för solpaneler i SE4

16.2 Investeringskostnad för solkraft

En investeringskostnad på mellan 4300 kr/kW_{AC}⁹³ i lågfallet och upp till 5 400 kr/kW_{AC} i referensfallet har antagits för solcellsparker, nivåer som ligger på ungefär en tredjedel till hälften av kostnaden som antagits hittills i svensk energisystemmodellering. Från ett systemkostnadsoptimeringsperspektiv så gör modellen ingen formell åtskillnad mellan distribuerad (på hus och industritak) och

⁹³ I båda fall baserat på ett antaget snittförhållande om 1.3:1 DC/AC

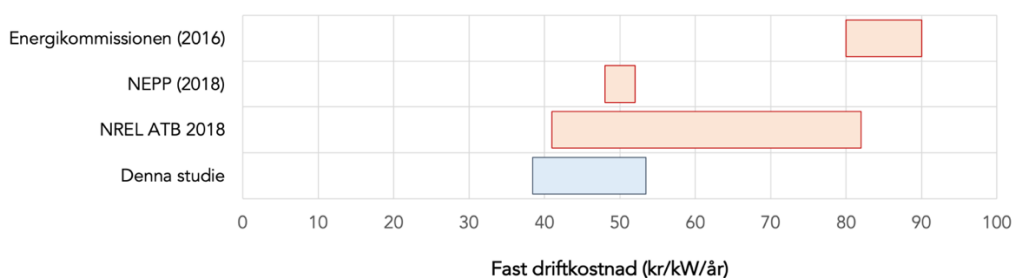
solcellsparksbaserad solkraft. Både teknikformer har modellerats med en identisk produktionsprofil per elområde och inga begränsningar för solkraftsexpansion (vare sig i parkform eller distribuerad) har ansatts. Med alla kostnader inräknade så bedöms storskaliga solcellsparker som mer kostnadseffektiva än småskaliga anläggningar på hustak (även inräknat skillnader i systemkostnader som uppkommer från överföringsförluster och nätkostnader), så det finns därför inget underlag för modelleringsverktyget att välja distribuerad solkraft över solcellsparker. På grund av detta fokuserar vi här på kostnadsstrukturen för större solcellsparker. Parallellt med storskalig utbyggnad av produktionskapacitet i form av till exempel sol och vindkraftsparker är det högst sannolikt att den pågående expansionen av distribuerad solkraft (till exempel på villatak) fortsätter på grund av investeringsbeslut gjorda av till exempel enskilda individer. En sådan utveckling står utanför marknadsmodellen men dess resulterande produktion skulle kunna inkluderas som en motsvarande reduktion i elbehovet som måste förses av det resterande systemet. En sådan justering har inte gjorts i nuvarande modell men är något som ses över för framtida analyser. En jämförelse av antagna investeringskostnader för solkraft ges i Figur 75.



Figur 75, Antagen investeringskostnad för solpaneler, >50 MW solcellspark

16.3 Driftkostnad för solkraft

Den rörliga marginaldriftkostnaden (öre/kWh) är satt till noll. Den fasta driftkostnaden har satts till cirka 40 kr/kW/år i lågkostnadsfallet och 55 kr/kW/år i referensfallet.



Figur 76, Antagna driftkostnader för solkraft (storskalig solpanelpark)

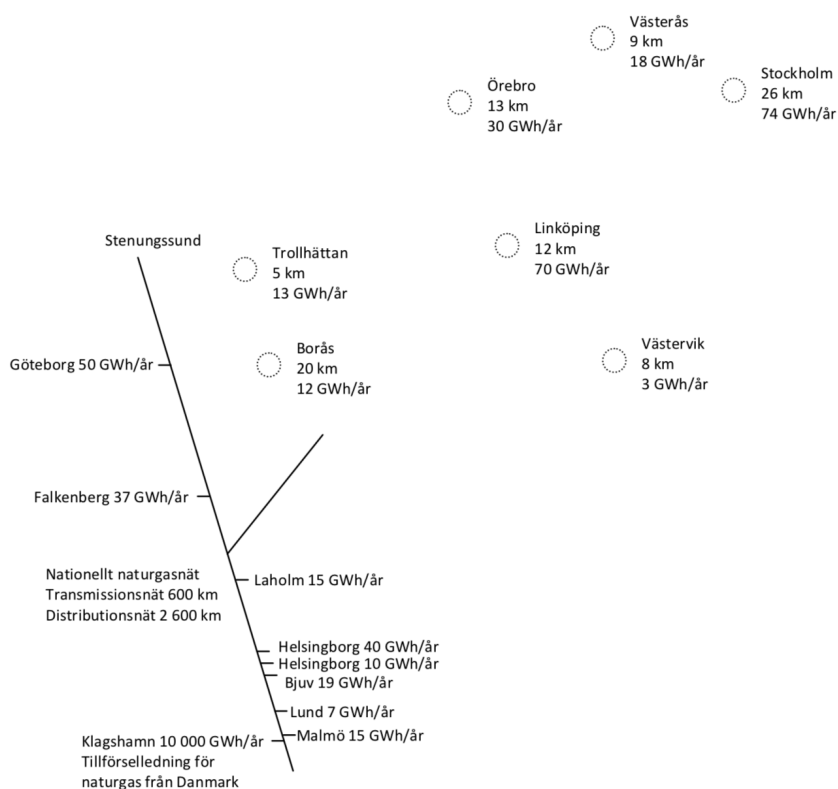
16.3.1 Möjlig lokalisering

Ingen begränsning alls för möjlig lokalisering eller expansion av solkraft, även i form av solcellsparker, har ansatts i modelleringen.

17 Naturgas med koldioxidinfångning (CCS)

17.1 Beskrivning

Naturgas har använts i Sverige sedan 1985 och levereras via en tillförselledning under Öresund, från Dragör i Danmark till Klagshamn söder om Malmö. Naturgaskraftverk med koldioxidinfångning har inkluderats som ett teknikalternativ för elområden SE₃ och SE₄, i vilka infrastruktur för naturgas redan finns på plats. Eftersom de bedömda direkta växthusgasutsläppen uppgår till över 40 gCO₂eq/kWh även med CO₂-infångning så är naturgas inte ett relevant alternativ i nollutsläpps-scenarier. Naturgas med CCS kan däremot användas i begränsad utsträckning i de scenarier där utsläppen begränsas till 10 gCO₂eq/kWh. Möjligheter för storskalig import av flytande naturgas (LNG) via nya terminaler, samt nya pipelines för naturgas från till exempel Norge eller Ryssland till Sverige har inte utvärderats. Ingen expansion av det inhemska gasnätet upp till elområden SE₁ och SE₂ har bedömts heller vara ekonomiskt gångbart eller relevant i något scenario. Det existerande svenska transmissionsnätet för naturgas är cirka 620 km långt, medan distributionsnätet består av uppskattningsvis 2600 km rörledning [117].



Figur 77, Utbredning och lokalisering av gasnät i Sverige [117]



Figur 78, Sveriges existerande transmissionsnät för naturgas [117]

Sverige har ingen egen utvinning av naturgas utan all tillförsel idag, samt i modelleringen för framtiden, sker genom import genom ledningen från Danmark. Den totala existerande importkapaciteten är idag cirka 22 TWh, av vilket cirka 9–10 TWh/år används. Den totala importkapaciteten stödjer en maximal teoretisk elproduktion från naturgas med CCS på cirka 13 TWh/år⁹⁴, medan den nuvarande *outnyttjade* importkapaciteten stödjer en elproduktion på cirka 7 TWh/år. Ingen expansion av importkapacitet har prissatts i modelleringen, vilket är oproblemiskt eftersom *inget analyserat modelleringsscenario väljer att förbränna någon naturgas överhuvudtaget på rent ekonomiska grunder*. En analys kring potentialen för ett NetPower (Allam-cykeln) alternativ för förbränning av naturgas i Sverige har också visat sig också vara utkonkurrerad ekonomiskt ur alla analyserade system.

17.2 Alternativ för lagring av CO₂

Den mest kostnadseffektiva metoden för storskalig lagring av infångad CO₂ från förbränning av naturgas i Sverige har i vår studie bedömts vara deponering i danska och norska olja och gasfält i Nordsjön. En separat utredning och rapport om detta har framställts inom ramen för detta projekt. Tekniska alternativ för koldioxidlagring i Sverige finns att läsa i ref. [118].

⁹⁴ Siffror motsvarande ett högeffektivt kombigaskraftverk (58% effektivitet)

17.3 Kostnadsantaganden

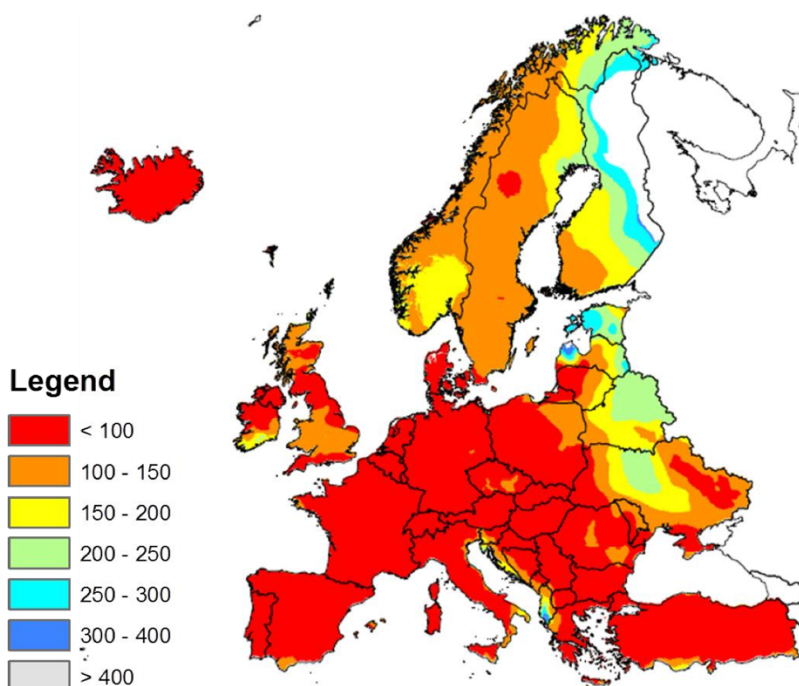
Tabell 58, Modelleringsantaganden för kombinatargasverk med CCS i Sverige [104]

Parameter	Värde
Investeringskostnad	15 400 kr/kW
Finansiell drifttid	25 år
Fast driftkostnad	270 kr/kW/år
Variabel driftkostnad (exkl. bränsle)	57 kr/MWh
Bränslekostnad [14]	280 kr/MWh _{bränsle}
Kostnad för CO ₂ -lagring (gasfält i Nordsjön) [egen utredning]	250–330 kr/ton
Elverkningsgrad	44%
Ramprat per timme (% av installerad effekt)	±50%

18 Möjliga teknikalternativ som ej inkluderats

18.1 Geotermisk energi

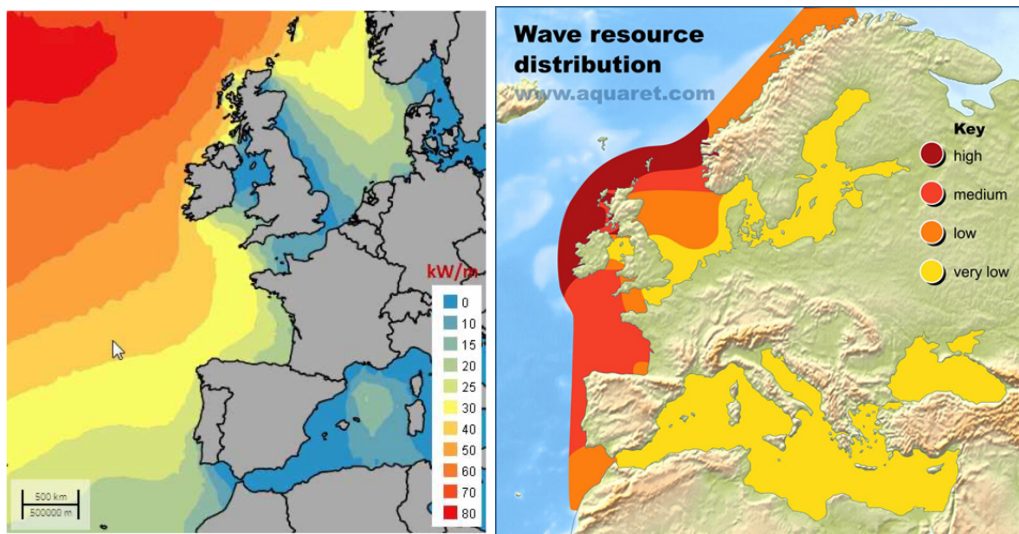
Geotermisk energi används i mycket stor utsträckning i Sverige för uppvärmning i form av bergvärmepumpar, men temperaturgradienten i den svenska berggrunden är så pass låg (från 15°C/km överlag till maximalt cirka 30°C per km i vissa områden i södra Skåne) att ingen geotermisk elproduktion hittills har visats ekonomiskt konkurrenskraftig. Den framtida ekonomiska potentialen för elproduktion från geotermiska källor i Sverige bedöms som näst lägst av alla länder i Europa. Med maximalt fördelaktig teknikutveckling i avancerad djupborrad geotermisk energi så identifierade EU-studien GeoElec en möjlig produktionspotential i Sverige år 2050 på ungefär 1 TWh/år till en kostnad under motsvarande 110 öre/kWh [119]. Givet de mycket ofördelaktiga lokala förutsättningarna och den därför begränsade ekonomiska potentialen så har geotermisk elproduktion i Sverige inte analyserats i modelleringen.



Figur 79, Potentiell (beräknat minimum) elproduktionskostnad från geotermisk energi år 2050 [119]

18.2 Vågkraft

Även om vågkraftbranschens egna förhoppningar kring framtida kostnadsutveckling fram till 2050 uppfylls så är det fortfarande svårt att se en generell ekonomisk konkurrenskraft i Sverige. Vid optimala lägen är förhoppningen att en intermittent produktion med tillgänglighet liknande landbaserad vindkraft (kapacitetsfaktor 37–45%) framemot 2030 skulle kunna uppnå en produktionskostnad på 120 öre/kWh, och till 2050 cirka 1 kr/kWh [120]. Potentialen i Sverige är väldigt låg, då vågenergin varken på Västkusten eller i Östersjön är stor nog för att stödja etablering.



Figur 80, Vågenergiresurskarta (<10 kW/m) [121] [122]

På grund av de mycket höga kostnaderna kombinerat med en intermitterant produktionsprofil och mycket låg potential på svenska kuster så har vågenergi inte inkluderats i modelleringen.

18.3 Kolkraft med koldioxidinfångning

Ingen alternativ för kolkraft för elproduktion i Sverige har inkluderats som alternativ, även med koldioxidinfångning, på miljömässiga och ekonomiska grunder.

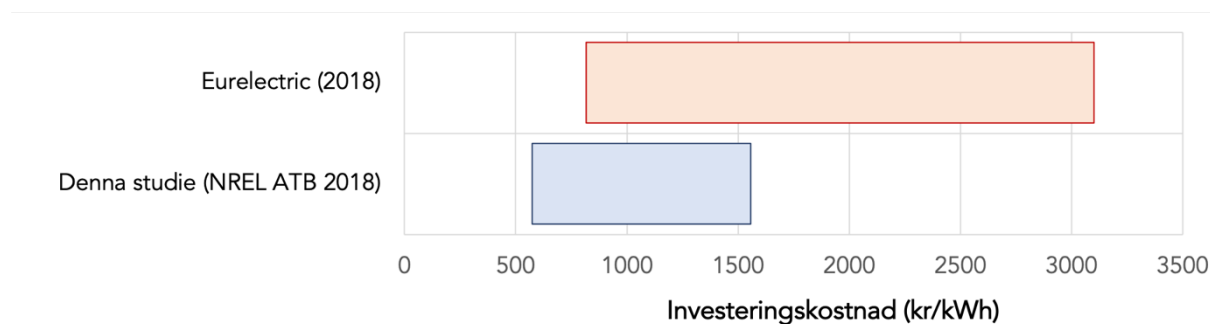
19 Lagring av elektricitet

19.1 Pumpad vattenkraft

Se kapitel 13.7.

19.2 Batterier

Batterier som lagringsmetod har modellerats enligt uppgifter från National Renewable Energy Laboratory (NREL) Annual Technology Baseline (2018) för lithium-jon batterisystem [104]. Investeringskostnaden per kapacitet är mellan 2900–3700 kr/kWac, och lagringskostnaden per kWh mellan 570 kr/kWh (låg) till 1550 kr/kWh (referensfall). Lagringskostnaden i NRELS antaganden som har använts i denna modellering ligger betydligt lägre än de från Eurelectrics referensfall (se Figur 81). Drift och underhållskostnaden är mellan 32 kr/kW/år (låg) upp till 57 kr/kW/år (referensfall), och den operativa livslängden är från 10 år (referensfall) upp till 15 år (lågstnadsfall).



Figur 81, Antagen investeringskostnad för batterilagring

19.3 Batterier i elbilar (V2G, vehicle-to-grid)

Ingen specifik modellering av användningar av batterier i elbilar för tillförsel av el till elnätet (V2G) har utförts. Effekten av att inte inkludera V2G-antaganden är begränsad för lagring på längre tidsskalor (för vilket lagring med hjälp av vätgas i många scenarion ser mer ekonomiskt konkurrenskraftig ut), men kan ha större potential vid mer kortsiktiga bristsituationer. Behovet av vidare studier utvärderas i dagsläget för att bättre estimeras den realistiska tekno-ekonomiska potentialen för V2G utvärderad som en separat lagringsteknologi⁹⁵.

⁹⁵ Om 20% av den totala framtida eltransportflottan är stillastående vid en V2G-punkt vid ett bristtillfälle, och dessa fordon tillåter (och har vid just detta tillfälle möjlighet för) 30% urladdning för V2G tjänster, så skulle V2G, givet att elnäten i alla punkter har uppgraderats för att möjliggöra detta, kunna bidra med cirka 4–7 GWh el (för 20–40 kWh genomsnittlig batterikapacitet). Om urladdning sker över en period på 3 timmar kan V2G då förse cirka 5% av effektbehovet under höglastperioder.

19.4 Vätgas (P2G2P)

19.4.1 Vätgasproduktion genom elektrolys

En mängd olika teknikalternativ för vätgasproduktion från vatten är under aktiv utveckling, och det är därför svårt att bestämma vilken teknologi som mest sannolikt är i bruk år 2045, samt vilken kostnadsbild som är mest sannolik. För denna modelleringsstudie har vi utfört en litteraturstudie för att identifiera ett sannolikt spann för de viktigaste parametrarna (kr/kW investering, kr/kW/år drift, effektivitet %), utan att specificera teknikalternativ.

Tabell 59, Litteraturstudie för modelleringsparametrar för vätgasproduktion

Parameter	Lågstnadsfall	Referensfall	Källa
Investeringskostnad 2030 [kr/kW]	3650	8800	[123]
Investeringskostnad 2050 [kr/kW]	3100	5600	[124]
Driftkostnad kr/kW/år (NREL)	160	400	[125]
Driftkostnad kr/kW/år (Mitchalski et al.)	60	350	[124]
Effektivitet år 2025	66%	58%	[123], [124]
Effektivitet år 2050	70%	61%	[124]
Teknisk drifttid (2020) [timmar]	40 000	60 000	[123]
Teknisk drifttid (2030) [timmar]	60 000	90 000	[123]

Tabell 60, Valda modelleringsparametrar för elektrolys

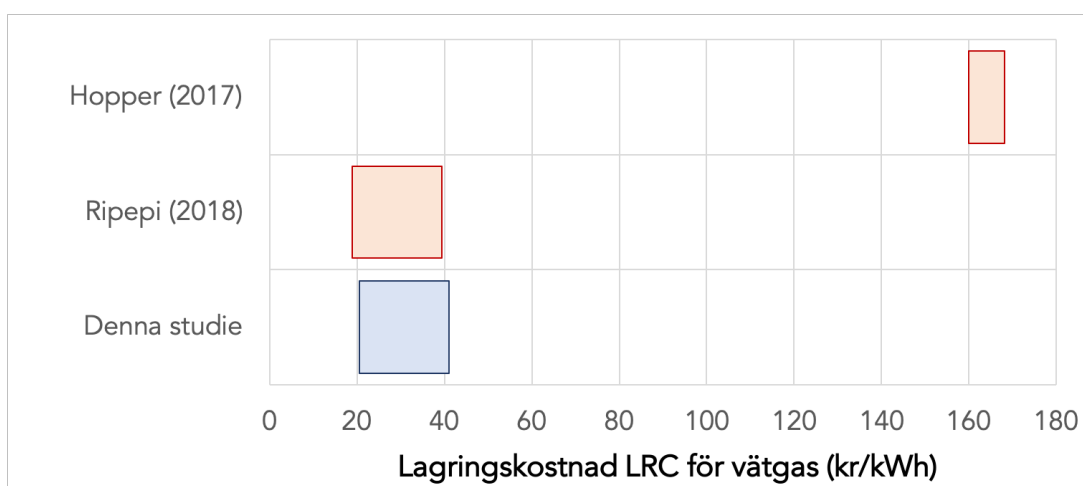
Parameter	Lågstnadsfall	Referensfall
Investeringskostnad [kr/kW]	3280	7380
Driftkostnad [kr/kW/år]	107	377
Effektivitet	66%	66%
Teknisk drifttid [år]	25	20

19.4.2 Lagring av vätgas

Sverige saknar lämpliga inhemska naturliga storskaliga platser för lagring av trycksatt gas. I tidigare studier fokuserade på lagring av CO₂ så har två potentiella områden för lagring av gas under Östersjön söder om Gotland och söder om Skåne identifierats [126]. Kostnaden för att utveckla dessa potentiella områden till vätgaslager (eller som lager för CO₂) antas vara mycket höga. Sverige har därför istället utvecklat en metod för att lagra gas i stålkädda berggrum som kallas för "Lined Rock Cavity" (LRC). Anläggningen "Skallen", en storskalig demonstrationsanläggning för LRC-lagring av naturgas byggdes år 2002 i Kvibille norr om Halmstad. Skallen har en totalvolym på 40 000 kubikmeter och klarar ett lagringstryck för naturgas på 200 bar. Projektet, som kostade ca 300 Mkr (omvandlat till SEK 2018) finansierades av Sydkraft och det franska naturgasbolaget Gaz de France samt till en viss del av EU:s utvecklingsprogram Thermine.

Vi har i denna studie utgått ifrån de parametrar för LRC som utvecklades för Skallen även för lagring av trycksatt vätgas. Eftersom anläggningen konstruerades för naturgas så är det inte idag helt klargjort om samma metod går att använda för ren vätgas (som generellt är mycket mer utmanande att lagra). Att undersöka denna fråga utgör basen för forskningsarbetet inom delprojekt 2.3 i HYBRIT-projektet (se Kapitel 9.3). Utöver de bergmekaniska frågor som ska täckas in av forskningen ovan så finns även en öppen fråga kring vätgasförsprödning av stålet som ses som ett möjligt problem som bör studeras vidare.

Med basis från det publicerade material som finns kring LRC-metoden samt anläggningen Skallen (bland annat ref. [127] [128] [129] [130] [131] [132]), gjordes bedömningen att mycket storskalig vätgaslagring med LRC-metoden kommer vara tekniskt möjligt, och att det kommer att kosta runt 20-40 kr/kWh. Dessa siffror stämmer väl överens med bedömningen i Ripepi (2018) [133] men ligger betydligt lägre än t.ex. Hopper (2017) [134].



Figur 82, Lagringskostnad för vätgas

Tabell 61, Modelleringsparametrar för storskalig lagring av vätgas

Parameter	Lågstkostnadsfall	Referensfall
Lagringskostnad (kr/kWh)	20.5	41
Kompressoreffektivitet [135]	94,4%	94,4%
Lägsta möjliga lagring/uttagsratio (kWh/kW)	140	140
Högsta möjliga lagring/uttagsratio (kWh/kW)	250	250

19.4.3 Elproduktion från vätgas: Vätgasturbiner och bränsleceller?

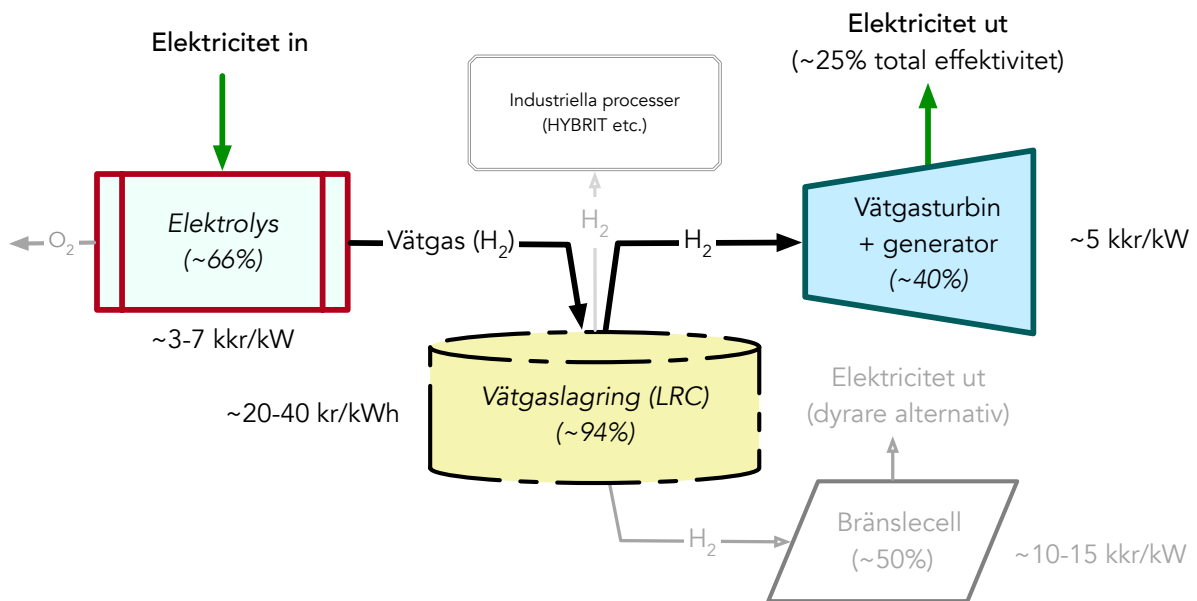
Efter en litteraturstudie gjordes bedömningen att förbränning av vätgas i gasturbin sannolikt är ekonomiskt överlägset bränsleceller. Effektiviteten hos bränsleceller är högre än för gasturbiner, men kapitalkostnaderna är så pass mycket lägre för en konventionell naturgasturbin omkonfigurerad för förbränning av ren vätgas att turbinen har en lägre total kostnad i alla våra modelleringsfall. Mitsubishi har sedan 1970 haft 29 olika gasturbiner i drift matade med 30–90% vätgas (resterande bränsle är naturgas) i tester som tillsammans har varit igång i cirka 400 driftår. Vattenfalls gaskraftverk "Magnum" i Holland, som har M701F gasturbiner från Mitsubishi, ska konverteras till att vara redo för 100% vätgasdrift innan 2023. Andra turbinutvecklare som GE Power, Siemens och Ansaldo står också i begrepp att erbjuda turbiner som går på ren vätgas [136].

Tabell 62, Modelleringsparametrar för vätgasturbiner [104]

Parameter	Lågstkostnadsfall	Referensfall
Investeringskostnad (kr/kW)	4700	6650
Effektivitet	50%	40%
Fast driftkostnad (kr/kW/år)	100	100
Variabel driftkostnad (kr/MWh)	25	58

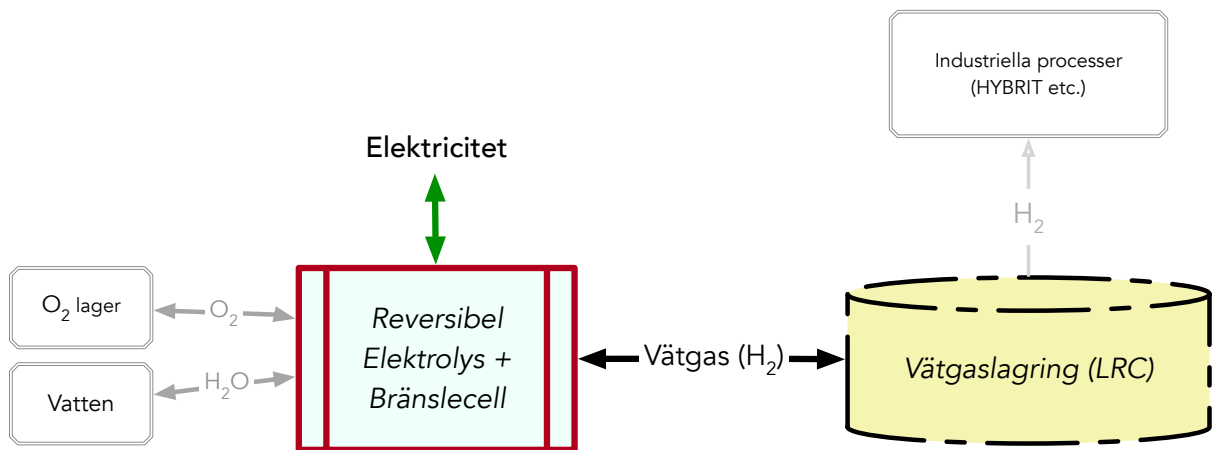
19.4.4 P2G2P System

Vätgaslagring som en komponent i elförsörjningssystemet involverar tre komponenter: elektrolys, lagring och förbränning. Detta system kan ses i Figur 83. På systemnivå är det mer kostnadseffektivt att samlokalisera till exempel vätgasturbinkapacitet på ställen där resten av systemet kommer vara i drift oavsett (som till exempel för HYBRIT). Ingen specifik studie kring de systemekonomiska fördelarna med samlokalisering har ännu utförts inom ramen för denna modellering.



Figur 83, System för lagring av elektricitet med hjälp av vätgas (%-siffror är effektivitet)

Elektrolyprocessen är i princip reversibel, vilket innebär att samma system kan matas med vätgas och syre och producera elektricitet. Dagens kommersiella system är optimerade för envägsdrift (antingen vätgasproduktion eller elproduktion) men reversibla system finns på marknaden och under stark utveckling för olika teknikutveckling av elektrolys. Ett framtida reversibelt system kan se ut som i Figur 84.



Figur 84, Möjligt framtida systemdesign med reversibel elektrolys/bränslecell

20 Slutsatser och framtida arbete

Modelleringens resultat presenteras i en rapport separat från ingångsdata och metoder, som presenteras i detta dokument.

21 Bilaga A. Förluster i elnäten⁹⁶

Vid all energiöverföring uppstår förluster. I elkraftnätet kan dessa energiförluster uppdelas i två huvudtyper:

- Överföringsförluster
- Tomgångsförluster

I transmissionsnätet tillkommer ibland även en väderrelaterad förlusttyp, nämligen

- Koronaförluster

Överföringsförluster alstras när strömmen flyter genom ledningar på grund av ledningsresistansen. I transformatorer uppstår också vissa överföringsförluster i lindningarna på grund av deras resistans. I alla överföringar fås en effektförlust som är lika med $R \cdot I^2$ (där R är resistans och I är ström). En luftlednings resistans varierar med omgivningstemperaturen och vindhastigheten. Som exempel minskar resistansen, och därmed överföringsförlusterna vid samma överföring, med 10% vid -5 grader jämfört med vid +20 grader. Jämfört med omgivningstemperaturen har vindhastigheten relativt sett en större påverkan med sin kylande effekt, speciellt i 220 kV-nätet samt även generellt i underliggande region- och lokalnät. Detta är mycket fördelaktigt för specifikt svenska förhållanden. I lägen då det är både kallt och blåsigt, då därför både det svenska elbehovet och överföringsbehoven från vindkraften i norra Sverige till konsumtionscenter i södra Sverige är höga, så är även överföringsförlusterna också minimerade.

Tomgångsförluster finns framförallt i spänningssatta transformatorer och består av den uppvärmning som magnetflödet alstrar i transformatorns järndelar. Dessa förluster beror av spänningen, vilken är tämligen konstant, oberoende av belastningsgrad. Tomgångsförluster finns också i HVDC i olika apparater i ändpunkternas strömriktarstationer. Mindre tomgångsförluster uppstår slutligen på grund av små spänningsberoende läckströmmar över ledningarnas isolatorer, vilket kallas avledning. Överföringsförlusterna dominerar under dagtid vid hög belastningsgrad, medan tomgångsförluster kan dominera under till exempel nattetid under helg då överföringen är låg.

Den tredje förlusttypen, Koronaförluster, uppstår ibland i transmissionsnätet, i huvudsak vintertid, och då framförallt på 400 kV-ledningar i Norrland i samband med rimfrostbildning på kraftledningslinorna. Korona är i detta sammanhang en partiell urladdning (med ett ljudligt sprakande) mellan linytan och omgivande luft, vilket inträffar när den elektriska fältstyrkan för en sådan urladdning överskrids. Detta påverkas i hög grad av större ojämnheter på linytan. Sådana

⁹⁶ Tack till Klas Rouden [153], f.d. Svenska Kraftnät, för denna beskrivning.

förhållanden finns vid regn och dimma men i synnerhet vid rimfrostbildning, vars villkor för bildning är minusgrader vid en relativ fuktighetsgrad över ca 80 %, vilket är en kombination som är ganska vanlig vintertid. Då överföringar ofta är låga nattetid och kring helger, innebär detta en sval linyta, och då smälter normalt ej rimfrosten. Koronaförluster ökar med stigande spänning och kan i värsta fall bli mycket höga. Upp till ca 100 kW/km ledning har i värsta fall konstaterats på en 400 kV-ledning. Någon gång vintertid med överlag mycket låga överföringar har till och med de totala koronaförlusterna varit högre än ovannämnda överföringsförluster, vilka ju annars helt dominerar. De årliga koronaförlusterna har tidigare grovt uppskattats till storleksordningen 0,1 TWh (100 GWh).

Standardmetoden för att reducera överföringsförlusterna är att hålla så hög spänningsnivå som är praktiskt möjlig med hänsyn till spänningshållfasthet (maxspänning) för aktuella elektriska apparater (krafttransformatorer, mätapparater mm). För varje överföring (MW) minskar då strömmen I , vilket sänker effektförlusten enligt $R \cdot I^2$. Så kallad "plan spänningsnivå" med samma spänning i respektive lednings båda ändar minskar överföringsförlusterna ytterligare något genom att förlustökande cirkulerande reaktiva effektflöden då minimeras.

Det finns sedan länge i nätföretagens driftövervakningssystem avancerade tillämpningsfunktioner i realtid för minimering av de totala nätförlusterna. En sådan funktion är Optimal belastningsfördelning, OPF (Optimal Power Flow), vilken som ett stöd för operatörerna ger löpande förslag på spänningar i varje knutpunkt (nod) i nätet, vilka ger de totalt lägsta nätförlusterna.

Svenska kraftnät brottas fortfarande med att få till denna funktion för praktisk användning i realidsdriften av transmissionsnätet. Koronaförlusterna ökar med högre spänning, medan överföringsförlusterna minskar. För att hantera detta vid praktisk transmissionsnätsdrift finns hos Svenska kraftnät en programvara för den mest optimala behandlingen av detta dilemma vid praktisk drift, där den totala förlustbesparingen vid olika styråtgärder kan beräknas. För ca 10 år sedan innebär detta att vissa 400 kV-ledningar med stora koronaförluster (inte sällan 10–30 MW) frånkopplades i båda ändar under nätter och helger vid låga överföringsnivåer. Alla sådana ledningars brytare hade särskilt analyserats ur driftsäkerhetssynpunkt (vissa åtgärdades speciellt) för att inte äventyra den nödvändiga tillkopplingen vid lastökningen. Svenska kraftnät har på senare tid blivit alltmer försiktig och upphörde med nämnda frånkopplingar, vilket innebär att koronaförluster på många tiotals MW, och kanske ibland därmed även tillhörande hundratals MWh, ej åtgärdas alls. Detta för att inte sänka driftsäkerheten.

22 Referenser

- [1] Svenska Kraftnät & Fingrid, "Cross-border capacity study between Finland and Sweden," SvK, Sundbyberg, 2016.
- [2] Svenska Kraftnät, "Kortsiktigt och långsiktig marknadsanalys data för 2018," Svenska Kraftnät, 2019.
- [3] Energimyndigheten, "100 procent förnybar el Delrapport 2 – Scenarier, vägval och utmaningar," Energimyndigheten, Eskilstuna, Sweden, 2019.
- [4] Sweco Energiguide AB, "100% Förnybart, En rapport till Skellefteå Kraft," Sweco, Stockholm, Sweden, 2017.
- [5] NEPP/Energiföretagen, "Färdplan fossilfri el – analysunderlag," North European Power Perspectives, 2019.
- [6] X. Kan, F. Hedenus and L. Reichenberg, "The cost of a future low-carbon electricity system without nuclear power, the case of Sweden," *Energy*, vol. 195, 2020.
- [7] S. Hong, C. J. Bradshaw and B. W. Brook, "Nuclear power can reduce emissions and maintain a strong economy: Rating Australia's optimal future electricity-generation mix by technologies and policies," *Applied Energy*, vol. 136, pp. 712-725, 2014.
- [8] J. D. Jenkins and N. Sepulveda, "Enhanced Decision Support for a Changing Electricity Landscape: The GenX Configurable Electricity Resource Capacity Expansion Model," Massachusetts Institute of Technology, Cambridge, MA, USA, 2017.
- [9] S. Pfenninger, "Calliope [<https://www.callio.pe>]," 2020.
- [10] Vibrant Clean Energy, "The WIS:dom® Model - Detailed Capacity Expansion & Production Cost Modeling," VCE, Boulder, CO, 2020.
- [11] J. Johnston, R. Henriquez-Auba, B. Maluenda and M. Fripp, "Switch 2.0: A modern platform for planning high-renewable power systems," *SoftwareX*, vol. 10, 2019.
- [12] Energy + Environmental Economics, "RESOLVE: Renewable Energy Solutions Model," E3, San Francisco, CA, 2020.
- [13] Evolved Energy Research, "Regional Investment and Operations (RIO) Platform," EER, San Francisco, CA, 2020.
- [14] Energikommisionen, "Promemoria om kostnaderna för nya elproduktionsanläggningar i Sverige," SOU, Stockholm, 2016.
- [15] J. Bruce, "Diskussion kring elhandel i optimeringsstudier," Stockholm, 2020-02-18.
- [16] IRENA, "Renewable capacity statistics," 2019.
- [17] ENSTO-E, "Transparence Platform - <https://transparency.entsoe.eu>," 2019.
- [18] Statnett, "Et elektrisk Norge – fra fossilt til strøm," Statnett, 2019.
- [19] DNV GL, "1.5°C – Hvordan Norge kan gjøre sin del av jobben," 2019.

- [20] Pöyry, "Vindkraftens rolle i et utslippsfritt samfunn," Pöyry, 2017.
- [21] Oslo Economics, "Kraftforbruk i et utslippsfritt Norge," 2020.
- [22] Statistics Norway, "Electricity," 2020.
- [23] Svenska Kraftnät, "Nätutvecklingsplan 2016–2025," SvK, Solna, Sweden, 2015.
- [24] A. Vadasz-Nilsson, "Överföringsnät – distribution av gas, fjärrvärme och el," Energimarknadsinspektionen, 2015.
- [25] Energimarknadsinspektionen, "Ansökningar om tillåten intäkt 2016–2019," El, Eskilstuna, Sweden, 2015.
- [26] EC, "Guide to Cost-Benefit Analysis of Investment Projects for Cohesion Policy 2014-2020," European Commission, 2014.
- [27] Svensk Energi, "POTENTIAL ATT UTVECKLA VATTENKRAFTEN – FRÅN ENERGI TILL ENERGI OCH EFFEKT," Swedeenergy, Stockholm, Sweden, 2015.
- [28] J. Anshelm, "Kritiken av vindkraftens miljöpåverkan och den som riktats mot övriga kraftslag," Naturvårdsverket, Stockholm, Sverige, 2013.
- [29] Naturskyddsföreningen, "Fossilfritt, förnybart, flexibelt Framtidens hållbara energisystem," Naturskyddsföreningen, Stockholm, Sverige, 2019.
- [30] Svensk Vindenergi, "VINDKRAFTSSCENARIO TILL 2040, Svensk Vindenergis bedömning," 2020.
- [31] M. L. Miller and D. W. Keith, "Addendum: Observation-based solar and wind power capacity factors and power densities," *Environmental Research Letters*, vol. 14, 2019.
- [32] Noden för näringslivs- och affärsutveckling inom Nätverket för vindbruk, "Marknadsanalys av vindkraften i Sverige under 2018," Västra Götalandsregionen, Vänersborg, Sverige, 2019.
- [33] Svensk Vindenergi, "Statistics and forecast (2019-10-24)," Swedish Wind Energy Association, SWEA, 2019.
- [34] F. Reinfeldt and A. Carlgren, "Regeringens proposition 2009/10:172," 2009.
- [35] UAMPS, "Carbon Free Power Project, Governing Board Approval of Power Sales Contract," 2019.
- [36] P. Maloney, "UAMPS sees cost and safety benefits with NuScale SMR technology," American Public Power Association, 2018.
- [37] GE Hitachi, "BWRX-300, One of the most economical SMR designs available," 2019.
- [38] D. Wollberg and E. Morast, "Investigation of the siting process of Swedish nuclear power plants using GIS," KTH, School of Architecture and the Built Environment (ABE), Stockholm, Sweden, 2020.
- [39] M. Hall, "Vattenfalls VD Mangus Hall, SvD Energidagar 2019," Svenska Dagbladet, Stockholm, Sweden, 2019.
- [40] Energiföretagen AB, "Data från Energiföretagen (2019), egna beräkningar baserat på data," 2019.

- [41] Renewables Ninja / MERRA-2, "Wind, Near-term future fleet, onshore/offshore separate, MERRA-2," Renewables Ninja, 2019.
- [42] Renewables Ninja / MERRA-2, "PV (1980-2016, NUTS-2, MERRA-2)," Renewables Ninja, 2019.
- [43] J. Olauson, P. Edström and J. Ryden, "Wind turbine performance decline in Sweden.," *Wind Energy*, vol. 20, no. 12, p. 2049–2053, 2017.
- [44] Vattenfall AB, "Life Cycle Assessment for Vattenfall's electricity generation," Vattenfall AB, Solna, Sweden, 2018.
- [45] IPCC, "Energy Systems. In: Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change," Intergovernmental Panel on Climate Change, 2014.
- [46] Google, "Achieving Our 100% Renewable Energy Purchasing Goal and Going Beyond," 2016.
- [47] Environdec, "Miljödeklaration EPD, Sammanfattning av EPD® för el från Vattenfalls kärnkraftverk (Ringhals och Forsmark)," Environdec, 2018.
- [48] EPD International AB, "Certified Environmental Product Declaration EPD® of Electricity from Vattenfall Nordic Nuclear Power Plants," EPD International AB, 2016.
- [49] Kungliga Ingenjörsvetenskapsakademien, "Så klarar Sveriges transporter klimatmålen En delrapport från IVA-projektet Vägval för klimatet," IVA, Stockholm, Sweden, 2019.
- [50] Energimyndigheten, "Energianvändning i bantrafik," 2017.
- [51] Elbilstatistik.se, "Laddinfrastrukturstatistik (accessed 20190930)," Elbilstatistik, 2019.
- [52] Z. Liu, Q. Wu, A. Nielsen and Y. Wang, "Day-Ahead Energy Planning with 100% Electric Vehicle Penetration in the Nordic Region by 2050.," *Energies*, vol. 7, no. 3, p. 1733–1749.
- [53] Naturvårdverket, "Utsläpp av växthusgaser från inrikes transporter efter växthusgas, transportslag och år," 2018.
- [54] H. Axelsson, "Email, 2019-05-03," Jernkontoret, 2019.
- [55] Jernkontoret, "Klimatfärdplan: För en fossilfri och konkurrenskraftig stålindustri i Sverige," Jernkontoret, 2019.
- [56] Kungliga Ingenjörsvetenskapsakademien (IVA), "Framtidens elanvändning, En delrapport," IVA, Stockholm, Sweden, 2016.
- [57] Svensk Energi, "Energåret 2012," 2012.
- [58] NEPP, "Elanvändningen i Sverige 2030 och 2050, Slutrapport till IVA Vägval el," Profu, Sweco, Energiforsk, 2015.
- [59] J. Mökander, "DEMAND RESPONSE IN THE FUTURE SWEDISH ELECTRICITY MARKET, A TYPOLOGY BASED ON COST, VOLUME AND FEASIBILITY," Linköping University, Linköping, Sweden, 2014.
- [60] H. Nielsen, "'100%' Förnybart - vad innebär det för elsystemet?," Vattenfall AB, 2015.
- [61] IVA Vägval för Klimatet, "Så klarar det svenska energisystemet klimatmålen," IVA, Stockholm, Sweden, 2019.

- [62] Svenska Kraftnät, "EN STATUSUPPDATERING OM LÄGET I KRAFTSYSTEMET, SYSTEMUTVECKLINGSPÅN 2020–2029," SvK, Sundbyberg, Sweden, 2019.
- [63] M. Odenberg, "Överföringsnätens roll i det framtida elenergisystemet," Svenska Kraftnät, Sundbyberg, Sweden, 2015.
- [64] ENTSO-E, "MAXIMUM NTC, Regional Group Nordic," ENTSO-E, 2018-12-11.
- [65] Svenska Kraftnät, "HVDC capacity study between Finland and Sweden," SvK, Sundbyberg, Sweden, 2019.
- [66] B. Kielén, "NordBalt – en ny elförbindelse mellan Sverige och Litauen," Svenska Kraftnät, Sundbyberg, Sweden, 2016.
- [67] Svenska Kraftnät, "Hansa Powerbridge (https://www.svk.se/natutveckling/stamnatsprojekt/hansa-powerbridge/)," SvK, Sundbyberg, Sweden, 2019.
- [68] Svenska Kraftnät, "EN UNDERLAGSRAPPORT TILL ENERGIKOMMISSIONEN OM ÖVERFÖRINGEN AV EL," SvK, Sundbyberg, Sweden, 2015.
- [69] Environdec, "EPD® of Electricity from Vattenfall's Nordic Hydropower," Vattenfall Vattenkraft AB, Solna, Sweden, 2018.
- [70] J. Olauson, "ERA5: The new champion of wind power modelling?," *Renewable Energy*, vol. 126, pp. 322-331, 2018.
- [71] Länsstyrelsen, "Vindbrukskollen: https://vbk.lansstyrelsen.se," 2019.
- [72] Energimyndigheten, "Vindkraftsstatistik 2018 Nationell-, länsvis- och kommunal statistik," 2019.
- [73] BASREC, "Conditions for deployment of wind power in the Baltic sea region Analysis part II Strategic Outline offshore wind promotion," 2012.
- [74] SWECO Energiguide, "Havsbaserad vindkraft potential och kostnader EN RAPPORT TILL ENERGI MYNDIGHETEN (2017)," SWECO AB, 2017.
- [75] Environdec, "Environmental Product Declaration EPD® of Electricity from Vattenfall's Nordic Wind Farms," Vattenfall AB, Solna, Sweden, 2016.
- [76] Statens Energimyndighet, "Vad avgör ett vattenkraftverks betydelse för elsystemet, Underlag till nationell strategi för åtgärder inom vattenkraften," Energimyndigheten, Eskilstuna, Sweden, 2014.
- [77] B. Arheimer, G. Lindström and J. Olsson, "A systematic review of sensitivities in the Swedish flood-forecasting system," *Atmospheric Research*, vol. 100, no. 2-3, p. 275–284, 2011.
- [78] E. Mikaelsson, "Utredning av pumpkraftverk i Skellefteälven," Luleå tekniska universitet, 2017.
- [79] K. Salevid, "Market Requirements for Pumped Storage Profitability Expected Costs and Modelled Price Arbitrage Revenues," Uppsala Universitet, Uppsala, 2013.
- [80] Vattenfall AB, "Hydro Power in Sweden," The Swedish Power Association, 1988.

- [81] eStorage (EU Project), "Overview of potential locations for new Pumped Storage Plants in EU 15, Switzerland and Norway," 2015.
- [82] R. Lacal-Arantequi and M. Gimeno-Gutiérrez, "Assessment of the European potential for pumped hydropower energy storage," European Commission, 2013.
- [83] A. Resnfeldt, "Pumpvattenkraft & annan storskalig energilagring i Sverige, Ekonomiska förutsättningar till år 2030," Examensarbete, Luleå Tekniska Högskola, 2017.
- [84] H. Chen, T. N. Cong, W. Yang, C. Tan, Y. Li and Y. Ding, "Progress in electrical energy storage system: A critical review," *Progress in Natural Science*, vol. 19, no. 3, pp. 291-312, 2009.
- [85] A. Botterud and V. Koritarov, "Pumped Storage Hydropower: Benefits for Grid Reliability and Integration of Variable Renewable Energy," Argonne National Laboratory, 2014.
- [86] Norconsult AS, "Kostnadsgrunnlag for vannkraft Kostnadsnivå januar 2015," Norges vassdrags- og energidirektorat, Oslo, 2015.
- [87] EU ETRI, "ETRI 2014 - Energy Technology Reference Indicator projections for 2010-2050. Publications Office of the European Union," 2014.
- [88] H. Hamnaberg, "Pumpekraft i Noreg Kostnader og utsikter til potensial," Noregs vassdrags- og energidirektorat, Oslo, 2011.
- [89] NEPP, "Effekthöjning i vattenkraften – röster om drivkrafter och hinder," NEPP, Stockholm, Sweden, 2018.
- [90] J. Bruce, "EFFEKTUTBYGGNAD AV VATTENKRAFT I SVERIGE," North European Power Perspectives, Sweco, Stockholm, Sweden, 2018.
- [91] NEPP, "Miljörättsliga aspekter kring effektökning i vattenkraftverk Del 2 - Miljökvalitetsnormer för KMV vattenkraft samt lagändringar rörande vattenkraft. (n.d.). Miljörättsliga aspekter kring effektökning i vattenkraftverk Del 2 - Miljökvalitetsnormer för KM," North European Power Perspectives, Stockholm, Sweden, 2018.
- [92] Accenture, "Lösningen är sannolikt en kombination av flera olika åtgärder," Almedalen Seminarium "Behövs centraliserad elproduktion och elnät i framtiden?," Visby, Gotland, Sweden, 2019.
- [93] IRENA, "RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES: COST ANALYSIS SERIES, Hydropower," 2012.
- [94] SCTE, "Technical Report, CONMOD – Utvärdering av inneslutningen vid Barsebäck 1 Steg 1: Förberedande strukturanalyser, SCTE/02401 /TR-01 utgåva 1, 2002-11-18.," 2002.
- [95] B. Brickstad, "Drift av kärnkraftreaktorer längre än ursprungligt analyserad eller konstruerad tid med hänsyn till åldringsfrågor," Strålsäkerhetsmyndigheten, Solna, Sweden, 2012.
- [96] U. Sandberg, H. Nylen and J. Rouden, "Shielding fuel assemblies used to protect the beltline weld of the reactor pressure vessel from fast neutron radiation in Ringhals unit 3 and 4," in *PHYSOR 2010*, Pittsburgh, Pennsylvania, USA, 2010.
- [97] Nuclear Engineering International, "US Turkey Point licensed to operate for 80 years," NEI, 2019.

- [98] M. K. Miller, K. A. Powers, R. K. Nanstad and P. Efsing, "Atom probe tomography characterizations of high nickel, low copper surveillance RPV welds irradiated to high fluences," *Journal of Nuclear Materials*, vol. 437, no. 1-3, p. 107–115, 2013.
- [99] J. Grönvik, "Ringhals kan drivas minst 20 år till," Göteborgsposten, Göteborg, 2020.
- [100] B. Linde, "Kostnads mål för kärnkraft: 19 öre/kWh," Second Opinion, 2017-05-22, 2017.
- [101] Eurelectric, "Model V2 results Power decarbonization scenarios across regions, EU electrification and decarbonization scenario modelling Overview of V2 results," Eurelectric , Brussels, Belgium, 2018.
- [102] North European Power Perspectives, "Två NEPP-scenarier En beskrivning av resultat från analyser med Times-modellen för NEPP:s två huvudscenarier, samt en redovisning av de viktigaste beräkningsförutsättningarna," NEPP, Stockholm, Sweden, 2018.
- [103] D. O'Connell, "New Sizewell power station could add £6 to energy bills," BBC News, London, United Kingdom, 2019-06-11.
- [104] National Renewable Energy Laboratory, "Annual Technology Baseline (ATB)," NREL, Boulder, CO, USA, 2018.
- [105] OECD/NEA, "The Costs of Decarbonisation: System Costs with High Shares of Nuclear and Renewables," OECD/NEA, Paris, France, 2019.
- [106] C. Peachey, "The road to Hanhikivi," Nuclear Engineering International, 2017-11-02.
- [107] ETI, "The ETI Nuclear Cost Drivers Project: Summary Report," Energy Technologies Institute LLP, 2018.
- [108] International Renewable Energy Agency, "Bioenergy from boreal forests: Swedish approach to sustainable wood use," IRENA, 2019.
- [109] B. Tamm, "PM Fordonsgas eller elproduktion från biogas," Biomil AB, 2015.
- [110] M. Hagberg, A. Roth and S. Bäckström, "Analys av biogas till el för bussdrift och biogas som bränsle till bussdrift i stadstrafik," IVL Svensk Miljöinstitutet, Stockholm, 2016.
- [111] Energimarknadsinspektionen, "Analys av fjärrvärmeföretagens intäkts- och kostnadsutveckling," EI, Eskilstuna, Sweden, 2011.
- [112] M. Börjesson, D. Athanassiadis, R. Lundmark and E. O. Ahlgren, "Bioenergy futures in Sweden - system effects of CO₂ reduction and fossil fuel phase-out policies," *GCB Bioenergy*, vol. 7, no. 5, pp. 1118-1135, 2014.
- [113] Biogas.se, "FÖRSLAG TILL NATIONELL BIOGASSTRATEGI 2.0," 2018.
- [114] Energimyndigheten, "Produktion och användning av biogas och rötresten år 2017," 2017.
- [115] S. Pfenninger and I. Staffell, "Long-term patterns of European PV output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data," *Energy*, vol. 114, p. 1251–1265, 2016.
- [116] R. Galero, "The Modern-Era Retrospective Analysis for Research and Applications, Version 2 (MERRA-2)," *Journal of Climate*, vol. 30, no. 14, p. 5419–5454, 2017.

- [117] Energimarknadsinspektionen, "En överblick över den svenska naturgasmarknaden," EM, 2012.
- [118] F. Johnson and J. Kjärstad, "Avskiljning, transport och lagring av koldioxid i Sverige Behov av forskning och demonstration," Chalmers, Göteborg, Sweden, 2019.
- [119] GEOELEC, "A prospective study on the geothermal potential in the EU," European Commission, 2013.
- [120] International Renewable Energy Agency, "WAVE ENERGY TECHNOLOGY BRIEF," IRENA, 2014.
- [121] F. Schlütter, O. Svenstrup Petersen and L. Nyborg, "Resource Mapping of Wave Energy Production in Europe," in *Proceedings of the 11th European Wave and Tidal Energy Conference 6-11th Sept*, Nantes, France, 2015.
- [122] AquaRET, "European Resource Map, Wave," Irish National Agency, 2012.
- [123] S. M. Saba, M. Müller, M. Robinius and D. Stolten, "The investment costs of electrolysis—a comparison of cost studies from the past 30 years," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 43, no. 3, pp. 1209-1223, 2018.
- [124] J. Michalski, U. Bünger, F. Crotochino, F. Donadei and G.-S. Schneider, "Hydrogen generation by electrolysis and storage in salt caverns: Potentials, economics and systems aspects with regard to the German energy transition," *International Journal of Hydrogen Energy Volume*, vol. 42, no. 19, pp. 13427-13443, 2017.
- [125] D. Steward, G. Saur, M. Penev and T. Ramsden, "Lifecycle Cost Analysis of Hydrogen Versus Other Technologies for Electrical Energy Storage (NREL/TP-560-46719)," National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, Colorado, USA, 2009.
- [126] K. L. Anthonsen, "CO₂ Storage Potential in the Nordic Region," *Energy Procedia*, vol. 37, pp. 5080-5092, 2013.
- [127] F. Johansson, J. Spross, D. Damasceno, J. Johansson and H. Stille, "Investigation of research needs regarding the storage of hydrogen gas in lined rock caverns," KTH Royal Institute of Technology, Stockholm, Sweden, 2018.
- [128] J. Johansson, "High Pressure Storage of Gas in Lined Rock Caverns, CAVERN WALL DESIGN PRINCIPLES," Division of Soil & Rock Mechanics, Royal Institute of Technology, Stockholm, Sweden, 2003.
- [129] J. Johansson, "Lined Rock Cavern (LRC) gas storage concept, Youtube: <https://www.youtube.com/watch?v=dDIDJcAoR1s>," Youtube, 2012.
- [130] L. Mansson and P. Marion, "THE LRC CONCEPT AND THE DEMONSTRATION PLANT IN SWEDEN – A NEW APPROACH TO COMMERCIAL GAS STORAGE," in *International Gas Union, Proceedings of the IGU World Gas Conference*, Barcelona, 2003.
- [131] Sofregaz US Inc. and LRC AB, "Commercial potential of natural gas storage in lined rock caverns (LRC)," U.S. Department of Energy, Houston, TX, USA and Malmö, Sweden, 1999.
- [132] L. Eriksson, "Gaslagret står klart i Skallen," Ny Teknik, 2003.

- [133] G. Ripepi, "Hydrogen storage for variable renewable electricity integration: Techno-economic analysis of a Lined Rock Cavern system," Department of Space, Earth and Environment CHALMERS UNIVERSITY OF TECHNOLOGY, Gothenburg, Sweden, 2018.
- [134] M. Hopper, "Grid-Scale Hydrogen Energy Storage: A Techno-Economic Cost-Benefit Analysis for Sweden," KTH School of Industrial Engineering and Management, Stockholm, Sweden, 2017.
- [135] A. S. Lord, P. H. Kobos and D. J. Borns, "Geologic storage of hydrogen: Scaling up to meet city transportation demands.," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 39, no. 28, p. 15570–15582, 2014.
- [136] S. Patel, "High-Volume Hydrogen Gas Turbines Take Shape (2019/05/01)," PowerMag, 2019.
- [137] OECD/NEA, "The Economics of Long-term Operation of Nuclear Power Plants," OECD/NEA, Paris, France, 2012.
- [138] SvK, "KRAFTBALANSEN PÅ DEN SVENSKA ELMARKNADEN, RAPPORT 2018," Svenska Kraftnät, Solna, Sweden, 2018.
- [139] J. Olauson, "Modelling Wind Power for Grid Integration Studies. Digital Comprehensive Summaries of Uppsala Dissertations from the Faculty of Science and Technology 1428. 114 pp. Uppsala: Acta Universitatis Upsaliensis. ISBN 978-91-554-9690-6.," Uppsala Universitet, 2016.
- [140] J. Olauson, H. Bergström and M. Bergkvist, "Scenarios and time series of future wind power production in Sweden," *Renewable Energy*, vol. 76, pp. 717-725, 2015.
- [141] Windmonitor.de, "Age structure of onshore wind turbines in Germany," Fraunhofer Institute, 2019.
- [142] L. Ziegler, E. Gonzalez, T. Rubert, U. Smolka and J. J. Melero, "Lifetime extension of onshore wind turbines: A review covering Germany, Spain, Denmark, and the UK.," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 82, p. 1261–1271, 2018.
- [143] Gas Infrastructure Europe, "Storage Database 2018," 2018.
- [144] Naturskyddsföreningen, "Biobränslen för en hållbar framtid – Utmaningar för ett 100% förnybart energisystem i Sverige," NSF, 2014.
- [145] B. Bolund, "HYBRIT och elsystemet," Vattenfall AB, 2019.
- [146] "Havs- och vattenmyndighetens rapport 2014:14," Havs- och vattenmyndigheten, Göteborg, Sweden, 2014.
- [147] S. Patel, "Dominion Invests in GE-Hitachi Nuclear Development of 300-MW SMR," PowerMag, 2018-05-21.
- [148] N. Sepulveda, "Decarbonization of Power Systems: Analyzing Different Technological Pathways," Massachusetts Institute of Technology, Cambridge, MA, USA, 2016.
- [149] N. A. Sepulveda, J. D. Jenkins, F. J. de Sisternes and R. K. Lester, "The Role of Firm Low-Carbon Electricity Resources in Deep Decarbonization of Power Generation," *Joule*, vol. 2, no. 11, p. 2403–2420, 2018.

- [150] J. D. Jenkins, "Electricity system planning with distributed energy resources : new methods and insights for economics, regulation, and policy.," Massachusetts Institute of Technology, Cambridge, MA, USA, 2018.
- [151] M. Johansson, "Framtidens energisystem? [EG Utility Användarträff 2018]," Energimyndigheten, Eskilstuna, Sweden, 2018.
- [152] A. Danell, "A-531: Reaktiv kompensering i västra Sverige," Svenska kraftnät, Sundbyberg, Sweden, 2015.
- [153] K. Rouden, "Information från samtal och email med Klas Rouden, tidigare systemansvarig för den operativa nätdriften vid Svenska kraftnät," 2019/2020.
- [154] D. Newbery, M. Pollitt, D. Reiner and S. Taylor, "Financing low-carbon generation in the UK: The hybrid RAB model," University of Cambridge, Cambridge, UK, 2019.
- [155] MIT, "The Future of Nuclear Energy in a Carbon-Constrained World - AN INTERDISCIPLINARY MIT STUDY," Massachusetts Institute of Technology, Cambridge, MA, USA, 2018.
- [156] MIT, "Utility of the Future study," MIT Energy Initiative, 2016.
- [157] N. McLauchlan, "Crushed rock thermal energy storage & nuclear technology: option space & economic impacts," S.M. thesis," Massachusetts Institute of Technology, 2018.
- [158] A. Edington, "The role of long duration energy storage in decarbonizing power systems," S.M. thesis," Massachusetts Institute of Technology, 2019.
- [159] A. Oyler, "The value of pumped hydro storage in a decarbonized world," S.M. thesis," Massachusetts Institute of Technology, 2019.
- [160] I. J. Scott, P. M. S. Carvalho, A. Botterud and C. A. Silva, "Clustering representative days for power systems generation expansion planning: Capturing the effects of variable renewables and energy storage," *Applied Energy*, vol. 253, 2019.
- [161] I. Rudnik, "Scenarios for Decarbonization of the Future Indian Electricity Sector," in *USAEE/IAEE North America Conference, Energy Transitions in the 21st Century*, Denver, CO, 2019.
- [162] E. Dimanchev, J. Hodgson and J. Parsons, "Two-Way Trade in Green Electrons: Deep Decarbonization of the Northeastern U.S. and the Role of Canadian Hydropower," MIT Center for Energy and Environmental Policy Research (CEEPR), 2020.
- [163] R. Salvucci, M. Gargiulo and K. Karlsson, "The role of modal shift in decarbonising the Scandinavian transport sector: Applying substitution elasticities in TIMES-Nordic," *Applied Energy*, vol. 253, 2019.
- [164] O. Balyk, "TIMES-DK: Technology-rich multi-sectoral optimisation model of the Danish energy system," *Energy Strategy Reviews*, vol. 23, pp. 13-22, 2019.
- [165] A. Krook-Riekkola, E. Sandberg and J. Forsberg, "TIMES-SWEDEN," Luleå Tekniska Universitet, Luleå, Sweden, 2017.
- [166] M. Odenberger, T. Unger and F. Johnsson, "Pathways for the North European electricity supply," *Energy Policy*, vol. 37, pp. 1660-1677, 2009.

- [167] L. Göransson, "The impact of wind power variability on the least-cost dispatch of units in the electricity generation system," Department of Energy and Environment, Chalmers University of Technology, Göteborg, 2014.
- [168] E. Panos and A. Lehtilä, "Dispatching and unit commitment features in TIMES," IEA-ETSAP, 2016.
- [169] K. Eurek, "Regional Energy Deployment System (ReEDS) Model Documentation: Version 2016," NREL, Boulder, CO, 2016.
- [170] B. Stott, J. Jardim and O. Alsac, "DC Power Flow Revisited.," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, no. 3, p. 1290–1300, 2009.
- [171] C. Coffrin and P. Van Hentenryck, "A Linear-Programming Approximation of AC Power Flows," *INFORMS Journal on Computing*, vol. 26, no. 4, pp. 718-734, 2014.
- [172] O. Wolfgang, H. I. Skjelbred and M. Korpås, "Evaluating North Sea grid alternatives under EU's RES-E targets for 2020," SINTEF, Trondheim, Norway, 2013.
- [173] Energiföretagen AB, "Energiläget i siffror 2019," Stockholm, Sverige, 2020.
- [174] J. Sørensen, "Vannkraftkonsesjoner som kan revideres innen 2022 Nasjonal gjennomgang og forslag til prioritering," Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE), Oslo, Norge, 2013.
- [175] I. Graabak, S. Jaehnert, M. Korpås and B. Mo, "Norway as a Battery for the Future European Power System — Impacts on the Hydropower System," *Energies* 2017, 10, 2054., vol. 10, no. 2054, 2017.
- [176] IEA, "Nordic Energy Technology Perspectives 2016," 2016.
- [177] OKG, "O1 40 år 1972-2012," OKG, 2012.