

För NUbart 24/7

svensk
vindenergi 



SIEMENS
ENERGY

Innehållsförteckning

1. Sammanfattning	2
2. Inledning.....	4
3. Elbehovet till 2030-talet.....	5
3.1 Elproduktion och elförbrukning idag	5
3.2 Industrins behov till 2030-talet.....	5
3.2.1 Elbehovet.....	5
3.2.2 Effektbehovet.....	6
3.2.3 Tidsaspekten	7
3.3 En plan för 2030.....	7
4 Ingångsvärden och principer för modellering	8
4.1 Avgränsningar	8
5 Ingångsvärden och modellering.....	9
6 Analys och resultat	13
7 Slutsatser.....	18
7.1 Uppmaningar till politiken.....	19
Referenser	20
Bilaga 1: Teknoekonomisk indata för optimering	22

1. Sammanfattning

Siemens Energy, OX2 och Svensk Vindenergi har tillsammans arbetat fram en rapport om hur vi kan nå industrins samlade efterfrågan av både energi och effekt till början av 2030-talet med hjälp av förnybar elproduktion. Vi har tagit fram ett modulärt koncept som utgår från systemets behov, reducerar systemkostnaderna och är 100 procent fossilfritt. Tack vare sin skalbarhet går systemet att anpassa både för lokala förhållanden eller mer omfattande geografiska områden. Vi kallar detta koncept för *FörNUbart 24/7* därför att de bygger på förnybara tekniker som idag realistiskt kan byggas och finnas på plats till början av 2030-talet. Konceptet inkluderar elproduktion från sol- och vindkraft, lagring i batterier samt lagring i form av e-bränslen (elektrobränslen) som sedan re-elektrifieras i turbiner vid behov. Det är också i övrigt ett koncept som är helt teknikneutralt och fullt möjligt att integrera andra typer av fossilfri elproduktion i framtiden.

Det pågår flera projekt i Sverige just nu som kommer kräva stora mängder tillförlitlig elproduktion. Vi har valt att fokusera vår lösning på elområde SE3 och SE4 eftersom behoven är som mest akuta i dessa regioner, med högre elpriser än i norra Sverige, lägre andel elproduktion och importbehovet av el är relativt stort.

Våra resultat visar att det går att konstruera ett optimerat elsystem i SE3 + SE4 där den totala systemkostnaden landar på 54 öre/kWh, med en investeringskostnad runt 430 miljarder kronor. Med en sådan lösning kan en kraftigt ökad elförbrukning (+40 %) i detta område tillgodoses under dygnets alla timmar – helt utan utsläpp för den tillkommande produktionen. Den totala elförbrukningen blir därmed 140 TWh per år. Till skillnad mot idag täcks endast en mindre del av denna förbrukning av import norrifrån. Vi har genomgående varit medvetet konservativa i våra antaganden. Den faktiska kostnaden på systemnivå bör därmed bli lägre i verkligheten.

Vi menar också att vårt koncept bör göra elsystemet robustare, då mycket av elproduktionen och energilagringen blir decentraliserad. Detta öppnar möjligheter för att utnyttja det existerande elnätet på ett mer optimalt sätt och därmed reducera behovet av ny elnätsutbyggnad. När en större del av elproduktionen sker lokalt frigörs dessutom stora mängder el för de gröna industrisatsningarna i norr.

Vi tar inte ställning till exakt hur en sådan här utbyggnad skulle kunna ske, mer än att den är fullt möjlig. Om det är via befintliga marknadskrafter eller om det kommer krävas ytterligare styrning är upp till politiken att avgöra. Vi konstaterar däremot att vår metod kräver ett systemtänkande. Vi anser dock att vårt koncept

sänker både den teknologiska och ekonomiska risken för samhället då vi enbart tittat på befintlig och kommersiell teknik.

Sammanfattningsvis är den här rapportens viktigaste slutsatser följande:

- Det är fullt möjligt att möta det prognostiserade gapet i SE3 och SE4 i effekt och energi, varje dag, varje timme, hela året med förnybar teknik fram till början av 2030-talet
- Vårt resultat visar att det är kostnadseffektivt, förutsatt ett systemtänk.
- All teknik som vi använder oss av i modelleringen finns redan idag. Det är innebär en väsentligt lägre tekniskt- och ekonomisk risk för samhället.
- Lösningen vi modellerat är modulär, vilket innebär att den kan skalas för att både anpassas till lokala förhållanden och större områden; exempelvis hela elområde SE3 och SE4.
- Lösningen innebär ett mer decentraliserat, resillient och robust kraftsystem som skulle vara säkrare ur ett totalförsvarsperspektiv.
- Resultatet visar att mer el kan stanna i norra Sverige till de stora industrisatsningar som pågår där, samtidigt som vi minimerar behovet av att bygga nya överföringsförbindelser.
- Systemet förmodas förbättra och utöka förmågan för dagens ödrift och dödnätsstart.

2. Inledning

Sverige har satt upp som målsättning att nå netto-noll till år 2045. Det ligger i linje med både Parisavtalet och med EU:s nya ramverk Fitfor55 som fastställer att den globala temperaturökningen ska stanna under 1,5 grader och att EU ska bli klimatneutral till 2050.

För att nå Parisavtalet måste de globala utsläppen upphöra. Grovt förenklat kommer majoriteteten av världens utsläpp idag från tre sektorer: energiproduktion, industri och transporter. Samtliga ser elektrifieringen som den enskilt viktigaste åtgärden för att ta sig ur fossilberoendet. Den här omställningen innebär dock att det kommer ske stora förändringar av energisystemet¹ och att elproduktionen kraftigt måste byggas ut².

I Sverige är det primärt Industrin som står för den största ökningen av elförbrukning, främst inom järn- och stålproduktion. Andra stora förbrukare är cementindustrin, kemiindustrin, samt etablering av nya industrier som datacenter och batterifabriker. Exakt hur mycket elbehovet kommer att uppgå till, är än så länge oklart men den gemensamma uppfattningen är att det kommer öka kraftigt.

Idag finns en oro för att utbyggnaden av elproduktion inte går i takt med varken industrins aviserade behov eller möjligheten till att leverera den el som krävs vid varje givet tillfälle. Regeringen ser bland annat utmaningar med effektbalansen³, inte minst i södra Sverige och svårigheter med att ansluta nya elkunder i en sådan takt som efterfrågas.

Även Svenska Kraftnät har i flera rapporter^{4,5} varnat om effektbristen i södra Sverige i takt med att efterfrågan på el förväntas öka fram mot 2030-talet.

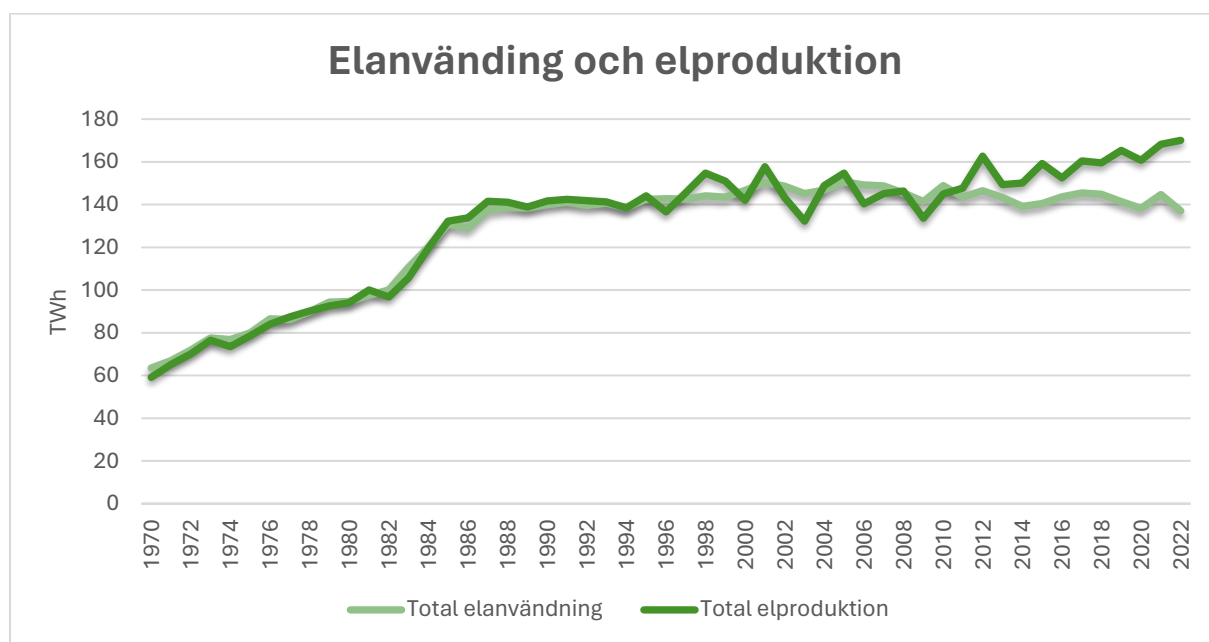
Om inte industrins ökade behov kan gå i takt med utbyggnaden av ny produktion finns en risk att omställningen saktar ned eller investeringarna hamnar i andra länder⁶. Därför har både industrin och svenskt näringsliv poängterat att behovet av utbyggnaden är *nu*^{7,8} och att det är dags för Sverige att öka takten av de teknikslag som finns tillgängliga och som kan tillföra ny kraft snabbt.

Till följd av den nu historiskt snabba omställningen och oron för effektbrist har det tyvärr uppstått en polariserad debatt i Sverige där olika kraftslag har ställts mot varandra. Det är olyckligt och sår tvivel om huruvida vi kommer klara att nå våra målsättningar. Framför allt södra Sverige kan inte vänta ut debatten. Där krävs det åtgärder **NU**.

3. Elbehovet till 2030-talet

3.1 Elproduktion och elförbrukning idag

Idag ligger den svenska elförbrukningen på ca 140 TWh/år och har i stort sett varit oförändrad sedan slutet av 1980-talet, medan elproduktionen har ökat från 140 TWh till dagens ca 160 TWh/år.



Graf 1: Elanvändning och elproduktion⁹

Sedan 2010-talet har Sveriges elexport kraftigt ökat och uppgick 2023 till 28,5 TWh. Det stora överskottet, den svenska rena elmixen kombinerat med de låga elpriserna i Sverige har varit goda förutsättningar för nya industrietableringar och en snabb omställning inom industrisektorn. Fram tills idag har majoriteten av elproduktionen funnits i norra Sverige medan konsumtionen funnits primärt i SE3 och SE4. Idag finns däremot betydande flaskhalsar i nätet som gör att all den produktion som finns i norra Sverige har svårt att ta sig till konsumtionen i söder. När konsumtionen dessutom förväntas öka kraftigt i hela Sverige kommer elöverskottet att minska och behovet av att bygga ut produktion i södra Sverige stärkas.

3.2 Industrins behov till 2030-talet

3.2.1 Elbehovet

Långsiktiga prognoser som sträcker sig över flera decennier eller ännu längre har per definition stora osäkerhetsintervall. Oförutsägbara händelser som pandemier,

krig eller världskonjunkturen är svåra att förutspå men kan få stora konsekvenser för utfallet.

Det finns däremot idag en konsensus att omställningen av samhället sker primärt genom elektrifiering och att andelen elproduktion måste öka för att möjliggöra denna omställning.

I Svenska Kraftnäts långsiktiga marknadsanalys¹⁰ finns fyra olika scenarier med simuleringar, främst för åren 2035 och 2045. Samtliga scenarier visar på att behovet av el ökar för att möjliggöra omställningen från ett samhälle beroende av fossila bränslen till ett energisystem med noll nettoutsläpp av växthusgaser. I deras scenarier ligger behovet av den årliga utbyggnadstakten för elproduktion mellan åren 2025–2050 i spannet 2,0 - 7,5 TWh. Scenarierna visar också att elanvändning i Sverige uppgår till mellan 162–227 TWh fram till 2030 varav industrins andel står mellan 65 TWh och 117 TWh.

I den myndighetsgemensamma uppföljningen av samhällets elektrifiering¹¹ görs bedömningen att elbehovet i Sverige till år 2045 har ett spann om 200 – 340 TWh. Det kommer krävas en historiskt hög utbyggnadstakt av elproduktion. Till år 2045 bedöms 110 – 250 TWh ytterligare elproduktion, inklusive reinvesteringsbehov tillkomma.

3.2.2 Effektbehovet

Enligt de prognoser och scenarier som anges ovan är det fram mot början av 2030-talet som industrins uttalade målsättningar visar att elförbrukningen på allvar börja öka. I Svenska Kraftnäts Nätutvecklingsplan¹² för perioden 2027–2033 redovisas bland annat att de har fått in 20 500 MW förbrukningsansökningar, varav 17 800 MW har önskat anslutning under perioden 2024–2033.

Elområde	Förbrukningsansökningar, total volym [MW]
SE1	12 500
SE2	3 700
SE3	4 300
SE4	0
Totalt	20 500

Tabell 1: Förbrukningsansökningar per elområde från Svenska Kraftnät

I regeringsuppdraget gällande försörjningstrygghet i Sverige¹³ anger Svenska Kraftnät att antal timmar med risk för effektbrist (LOLE)* ökar fram till 2028 och överskrider gällande tillförlitlighetsnorm redan 2024. 2027 har störst antal timmar med risk för effektbrist vilket beror på att elanvändningen då ökar mer än produktionskapaciteten.

De elområden som har störst risk för effektbrist är SE3 och SE4.

3.2.3 Tidsaspekten

Idag saknas det någon realistisk plan för att möta den ökade efterfrågan och möjliggöra den förväntade konsumtionsökningen från industrin fram till början av 2030-talet. Det har lett till att flera av de aktörer inom industrin som antingen ska genomföra omställningen eller bygga ut den nya produktionen alltmer börjat oroa sig för om deras planer går att genomföra under den tid som de tänkt sig. Risken finns att andra länder blir mer konkurrenskraftiga.

3.3 En plan för 2030

Till följd av behovet av en historiskt snabb omställning och utbyggnad av ny elproduktion har motsättningar och en infekterad polarisering skapats i den allmänna debatten som både ställer kraftslag mot varandra och ifrågasätter några av de viktigaste omställningarna av svensk industri. Den här utvecklingen är olycklig då fokus i stället bör vara mer lösningsinriktat för att långsiktigt stärka svenska konkurrenskraft.

Svenska bolag är verksamma på och utsätts för en global konkurrens där risken att Sverige blir omsprunget idag är reell. Eftersom investeringar i industri och elproduktion är kapitalintensiva och långsiktiga projekt är förutsättningarna helt och hållet beroende av varandra; industrin kan inte ställa om ifall de inte tror att nya elproduktion tillkommer och det kommer inte byggas ny elproduktion om energibranschen inte tror det kommer ökad förbrukning.

Samtidigt är de utmaningar som idag målas upp i debatten om kraftsystemets förmågor eller möjligheten att bygga ny elproduktion tillräckligt snabbt fullt möjliga att överkomma. Det saknas däremot en tydlig riktning i energipolitiken och en tillräckligt bred enighet om vad som behöver göras fram till början av 2030-talet. Syftet med den här rapporten är att visa på att lösningen för energipolitikens dilemma är fullt möjlig och kan ske kostnadseffektivt med befintlig teknik.

* LOLE (förväntad förlorad last)

4 Ingångsvärden och principer för modellering

Den här rapporten har valt att titta närmare på elområde SE3 och SE4 på grund av att brist på elproduktion och effektproblematik behöver adresseras i närtid.

Rapporten har utgått från Svenska Kraftnäts långsiktiga marknadsanalys och scenarierna "elektrifiering planerbart" / "elektrifiering förnybart" som båda anger att elområde SE3 och SE4 har en förväntad sammanlagd elförbrukning på 142 TWh per år 2030. Idag ligger elförbrukningen på ca 100 TWh per år. Vi har avsiktligt använt det mest extrema fallet i prognosen.

Följande kriterier för framtidens energisystem har identifierats och används som kravställning för analys och rapporten:

- Överbrygga och lösa effekt- och energiotmaningen fram till början 2030.
- Säkerställa ett stabilt och robust elsystem inklusive förbättrade förmågor till ödrift och dödnätsstart.
- Kostnaden måste hållas låg och attraktiv.
- Den adderade elproduktionen ska ske fossilfritt och beslutas utifrån en teknikneutralitet.

Dessa krav adresserades genom dels genom val av inkluderad teknik, dels genom modellering för kostnadsoptimering och dimensionering av respektive styrmedel.

4.1 Avgränsningar

Rapporten har inte tittat på behovet för utbyggnaden av elnätet eftersom det ökade elbehovet i hela Sverige kommer att innebära en nationell utbyggnad av elnätet oavsett. Det är inte sannolikt att en mer lokal produktion i SE3 och SE4 skulle innebära större kostnader än alternativen med centraliserad elproduktion och ökad överföringskapacitet mellan de olika elområdena. Snarare så kan det modulära systemet möjliggöra utnyttjande av det befintliga nätet mer effektivt.

I linje med det konservativa angreppssättet så har nedan funktioner som förväntas reducera totalkostnaden inte modellerats:

- Efterfrågefleksibilitet
- Sektorkoppling med värmekonsumenter
- Import av el från utlandet

5 Ingångsvärden och modellering

Under detta avsnitt redovisas vilka ingångsvärden som använts samt hur modellen för de olika teknologierna, befintlig elproduktion och olika marknader byggts upp.

Simuleringen bygger på en kostnadsoptimering på systemnivå där installation och drift av olika teknologier valts för att minimera den långsiktiga elkostnaden. Vi har valt att begränsa oss till teknologier som finns tillgängliga idag och har möjlighet att byggas till början av 2030-talet.

Teknologier som har utvärderats:

- Sol (max 12 GW)
- Landbaserad vind (max 8.5 GW)
- Havsbaserad vind (max 7 GW)
- Batterilager
- Elektrolysörer
- Vätgaslager
- E-metanolsyntes
- Metanollager
- Gasturbiner på gröna bränslen i öppen cykel
- Gasturbiner på gröna bränslen i kombicykel

För sol och vind sattes ett tak på installerad effekt för vad som kan anses vara realistiskt att hinna bygga till början av 2030-talet.

Metanol har valts som lagringsmedia tack vare sina goda möjligheter till långtidslagring. Ett annat alternativ skulle kunna vara ammoniak, som dock är betydligt giftigare och mer svårhanterligt som bränsle. Fördelen med ammoniak är att det kan tillverkas av vätgas och kväve från luften. Metanolsyntes kräver förutom vätgas en kolkälla. I denna rapport har vi antagit att biogen koldioxid finns tillgängligt. Längre fram i tiden skulle kildioxidinfångning från atmosfären (Direct Air Capture) kunna vara ett alternativ som är mer skalbart på global nivå. Mängden långtidslagring som förutsätts till början av 2030-talet i denna rapport är relativt liten så ett initialt alternativ kan vara biometanol eller HVO100.

Befintlig elproduktion:

- Kärnkraft (30 öre/kWh)
- Vattenkraft (10 öre/kWh)
- Kraftvärme (60 öre/kWh, max 3 TWh/år)

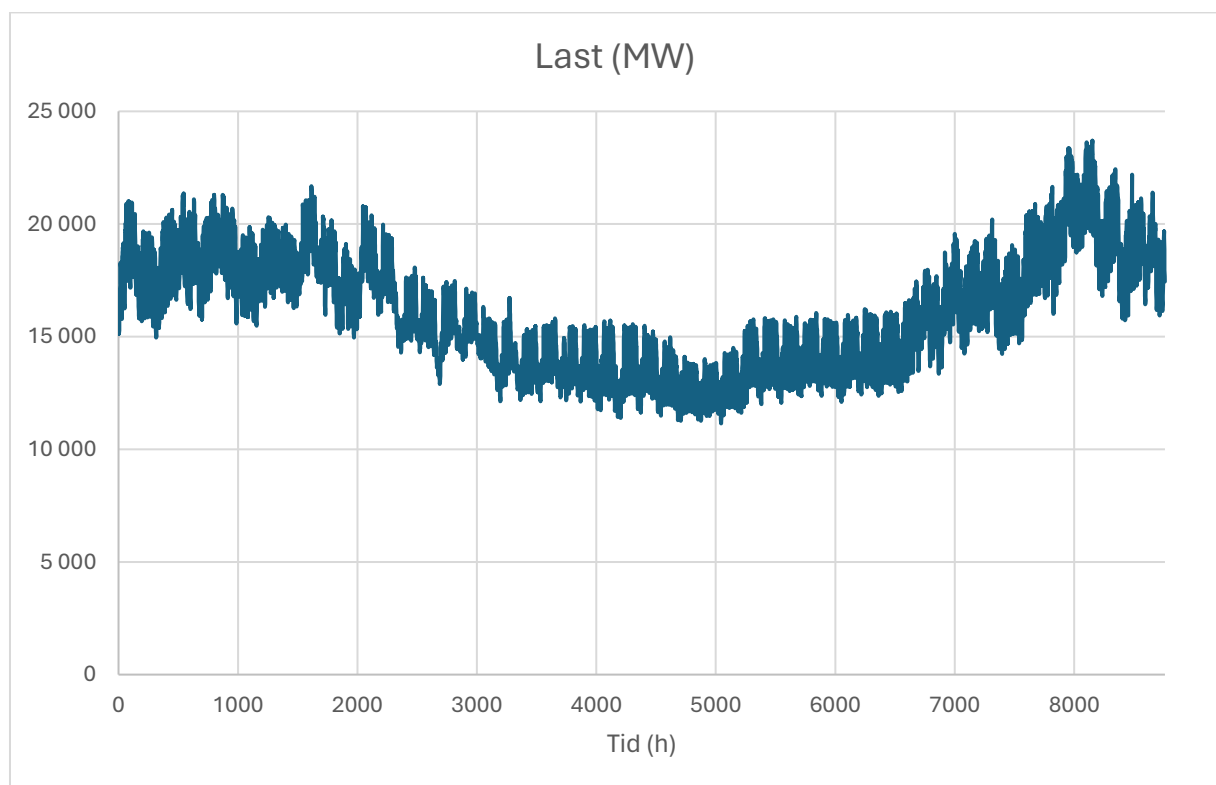
Befintlig elproduktion har maximerats till produktion motsvarande för 2023 på timbasis[†], med fast produktionspris. För kraftvärme har antagits att endast 3 TWh (av ca 4.5 TWh) är att betrakta som koldioxidfri.

Marknader för import och export samt CO2:

Då principen har varit att göra en konservativ analys har som nämnts ovan ingen import från utlandet inkluderats. För att begränsa importen från norra Sverige har ett avsiktligt konservativt antagande gällande kostnad valts för denna parameter. Nedan är även ansatt kostnad för anskaffning av infångad biogen CO2 för användning i tillverkningen av e-metanol angiven.

- Från SE2 (max 8.1 GW, 1.50 kr/kWh[‡])
- Till SE2 och utlandet (max 10 GW, 20 öre/kWh)
- Biogen CO2 (max 45 000 ton/år, 1 000 kr/ton)

Prognostiserad tillkommande förbrukning till början av 2030-talet har adderats som en konstant last på ca 4 500 MW[§]. Total elförbrukning i modellen blir därmed ca 140 TWh. Den årliga lastprofilen visas i Graf 2.



Graf 2: Lastprofil över året för SE3 + SE4

[†] Produktionen för SE3 och SE4 för 2023 är hämtat från Svenska Kraftnäts "[elstatistik](#)" per elområde och timme.

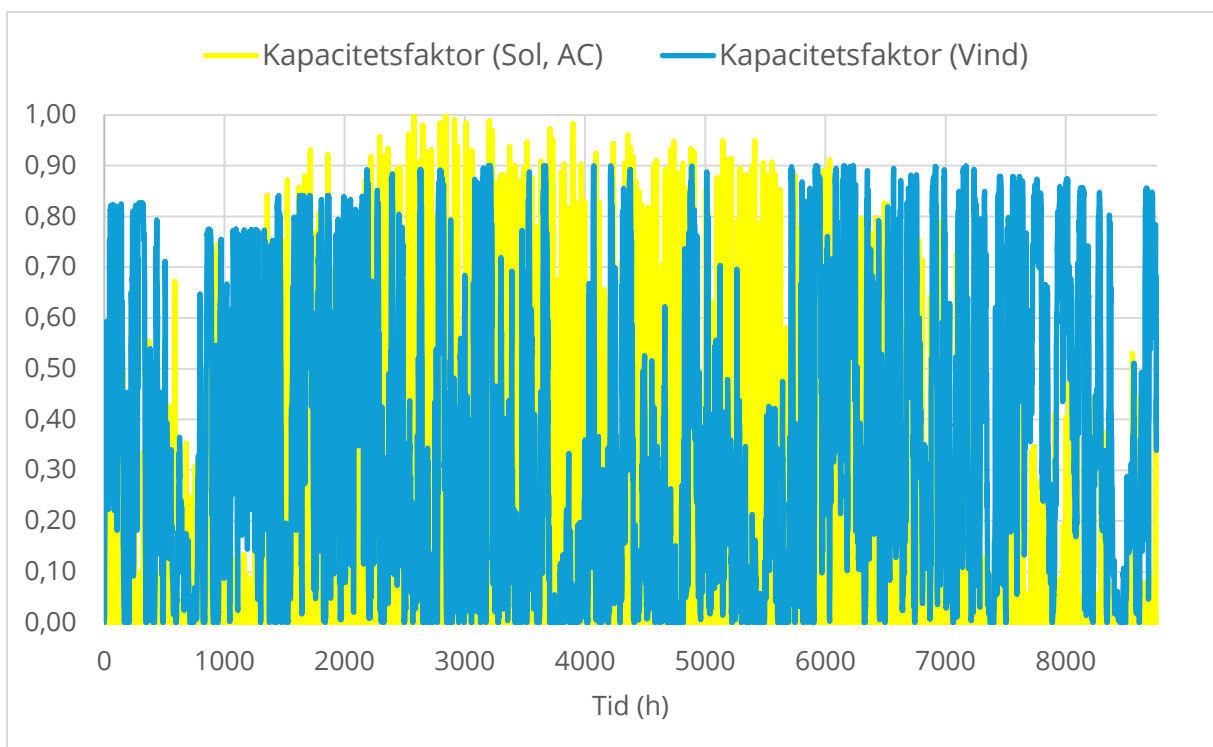
[‡] Avsiktligt konservativt antagande för att minimera exporten från SE2 till södra Sverige.

[§] Den prognostiserade lasten utgår från scenariot "elektrifiering planerbart" i Svenska Kraftnäts LMA.

I modellen har det använts en solprofil enligt¹⁴. Vindprofiler har baserats på produktionsdata som tillhandahållits av OX2. Med realistiska sol- och vindprofiler täcks perioder med lite sol- och vindproduktion in samtidigt som förbrukningen är hög. Energiflödena i systemet kan beskrivas grafiskt enligt Bild 1.

I modellen kan el från sol- och vindkraft lagras dels i batterier, dels i form av e-bränsle. E-bränsleproduktionen sker i två steg, produktionen av vätgas i en elektrolysör och omvandling till e-metanol med addering av biogen CO₂. E-metanol används till re-elektrifiering i gasturbiner, vilket då i princip utgör en tidskjuten elproduktion från sol- och vindkraft. Det skulle även vara möjligt att använda vätgasen direkt i turbinerna, men valet av e-metanol i modellen gjordes då detta bränsle har stora kostnadsfördelar från ett lagringsperspektiv i jämförelse med vätgas.

Optimeringen består dels i att dimensionera systemet i form av installerad effekt eller lagringskapacitet för de olika teknologierna, dels i att styra systemet på ett optimalt sätt i varje given tidpunkt med syfte att minimera Levelized Cost of Electricity (LCOE). Optimeringen är utförd med hjälp av programvara baserat på över ett års förbrukning med timupplösning för lasten enligt Graf 2, sol- och vindprofiler enligt Graf 3 samt övriga ingångsvärden.



Graf 3: Kapacitetsfaktorer över året för sol och (landbaserad) vind**

** Grafen visar även den negativa korrelation som vind kombinerat med sol får.

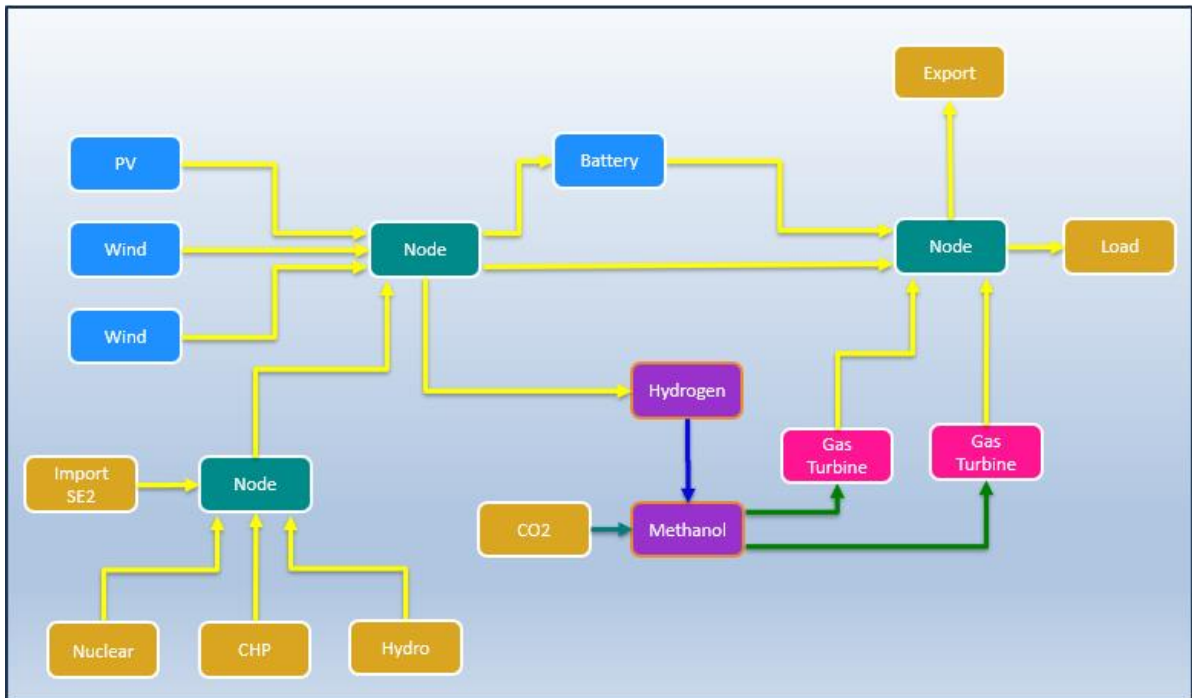


Bild 1: Grafisk systembeskrivning som visar på energiflödena i systemet. Blå rutor är produktion och lagring av sol och vindkraft som är producerad inom systemets gränser (SE3, SE4). Orangea rutor symboliserar den elektricitet som är producerad inom systemets gränser från befintlig kärnkraft, kraftvärme och vattenkraft, samt import från SE2. De orangea rutor till höger i bilden visar slutanvändarna i form av export från systemet och den last som systemet är dimensionerat för. Biogen CO2 är också en orange ruta och i det här systemet blandas den med vätgas och blir metanol. De båda lila rutorna med vätgas och metanol symboliserar tillverkning och lagring av bränsle till turbiner. De rosa rutor symboliserar fossilfria gasturbiner; en för kombicykel och en för öppen cykel.

6 Analys och resultat

Under detta avsnitt redovisas de resultat som framkommit i optimeringen av elsystemet i SE3 och SE4. Tabellerna visar sammanställningen av de kraftslag / energilagring som modellen har använt sig av samt olika nyckeltal för systemet.

System LCOE	0,54 SEK / kWh
System CAPEX	431,5 MDR SEK
Last	142,3 TWh
Export	0,9 TWh
Import	15,9 TWh
Curtailement	0,0 TWh
CO2 Utsläpp (scope 1 + 2)	0,0 kton

Tabell 2: Nyckeltal för det optimerade systemet

Kraftslag / energilagring	Effekt (MW)	Lagring (GWh)	Kapacitetsfaktor AC (%)	Investering (MDR SEK) ^{††}	Produktion (TWh / år)
Havsbaserad vind	7 000	-	53,3	210	32,7
Landbaserad vind	8 500	-	34,1	119	25,4
Sol	12 000		13,6	76,2	14,3
Batterilager	1 400	5,9	-	13,9	
Elektrolysörer	110		36,9	1,4	
Vätgaslager	-	0,5		0,08	
E-metanolsyntes	50		42,7	0,68	
Metanollager ^{††}	-	166		0,16	
Gasturbiner i öppen cykel	1 333		0,6	10	0,07
Gasturbiner i kombicykel	0	-	0	0	0

Tabell 3: Optimerad installation av förnybar energi och energilagringlösningar

^{††} Antagen SEK/EUR-kurs = 10

^{††} För årlig lagringsprofil, se Graf 6

Tabell 33 visar att alla förnybara kraftslag har slagit i det specificerade taket. Med andra ord skulle systemkostnaden kunna sänkas ytterligare om mer förnybar elproduktion kan installeras. I detta skede i den här rapporten har gasturbiner av kombicykeltyp inte varit konkurrenskraftiga och därför inte valts med i det optimerade systemet (vilket beror på rapportens avgränsningar, kapitel 4.1). Däremot har ungefär 1,3 GW gasturbiner i öppen cykel tagits med. Dessa är inte lika effektiva, men betydligt billigare. I den optimerade driftsprofilen kan man se att de används under några få timmar om året och därmed blir inte effektiviteten lika viktig. Det ska dock nämnas att den här slutsatsen är kraftigt beroende på vilket system man analyserar. Minskad överföringskapacitet och mer förnybar energi gynnar vanligtvis gasturbiner i kombicykel.

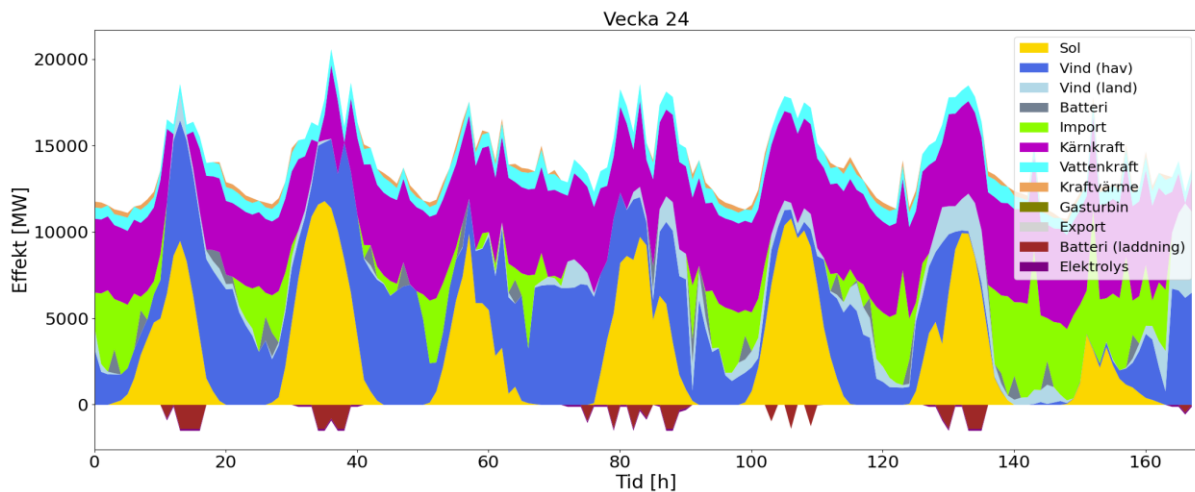
Vätgaslagret är mycket litet jämfört med metanollagret. Detta beror på att vätgaslager är relativt dyra och inte speciellt lämpliga för långtidslagring (månader) av energi. I det här fallet används det mest som ett buffertlager för metanolproduktion.

Kraftslag	Max effekt (MW)	Årlig energimängd (TWh)
Import från SE2	8100	15,9
Existerande kärnkraft SE3	6932	38,9
Existerande vattenkraft (SE3 + SE4)	2230	13,4
Existerande Kraftvärme (SE3 + SE4)	1770	3,0

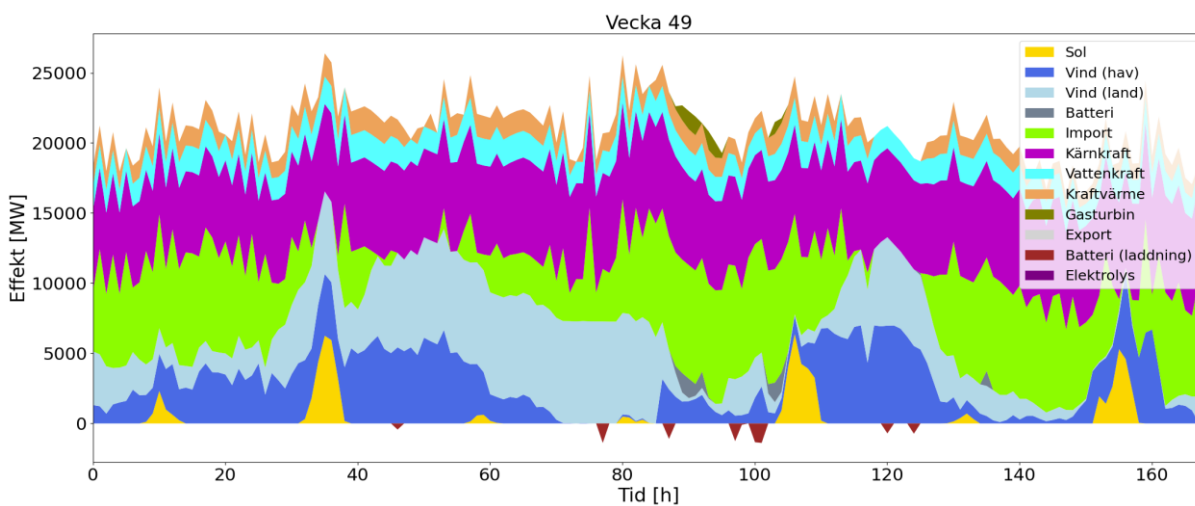
Tabell 4: Utnyttjande av existerande kraftslag

Tabell 44 visar hur de existerande kraftslagen utnyttjas. Det är intressant att notera att mängden import från SE2 är mindre än 16 TWh per år. Detta är ungefär 30 TWh per år mindre än idag¹⁵. Det ska dock nämnas att en del av dagens energiflöde troligtvis går på export till utlandet. Trots det kan vi hävda att en stor del energi frigörs för de gröna industrisatsningarna i norr med vår lösning.

Graf 4 och Graf 5 visar hur den optimerade elproduktionsmixen ser ut under en typisk vecka på sommaren, respektive vintern – för att illustrera att systemet klarar av tider när dagens elsystem kan vara ansträngt.

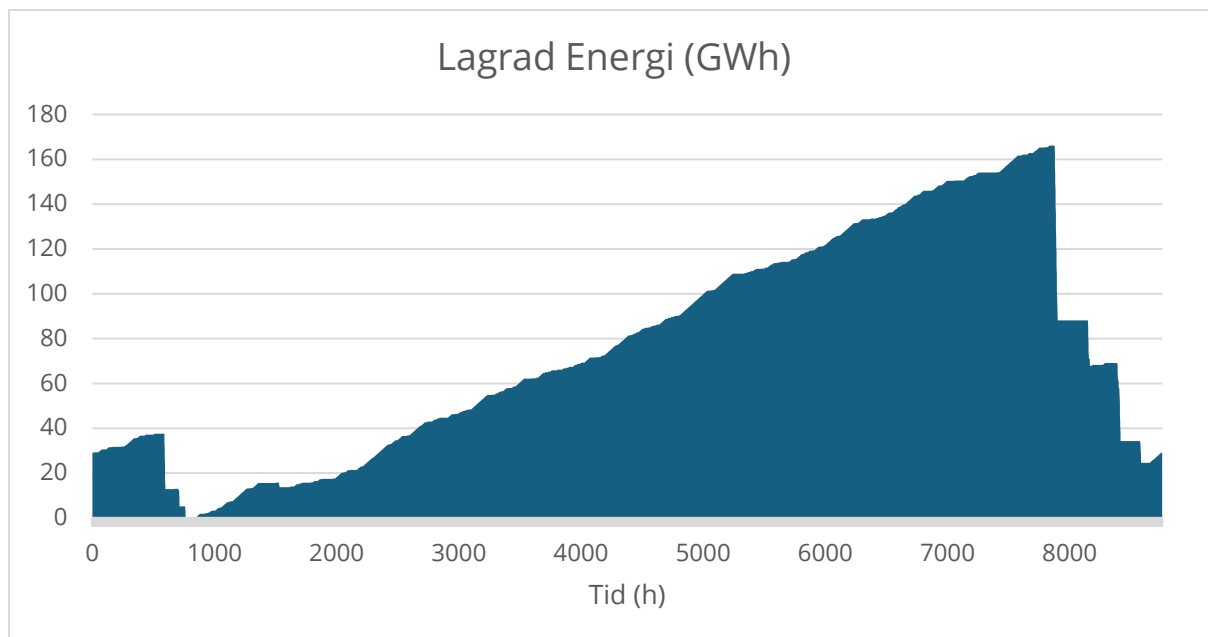


Graf 4: Elproduktionsmix för en vecka i juni



Graf 5: Elproduktionsmix för en vecka i december

Graf 6 visar den årliga lagringsprofilen för metanollagret. Där illustreras hur lagret byggs upp under tider med mycket förnybar elproduktion och sedan används vid några få effekttoppar, vanligtvis under vinterhalvåret.

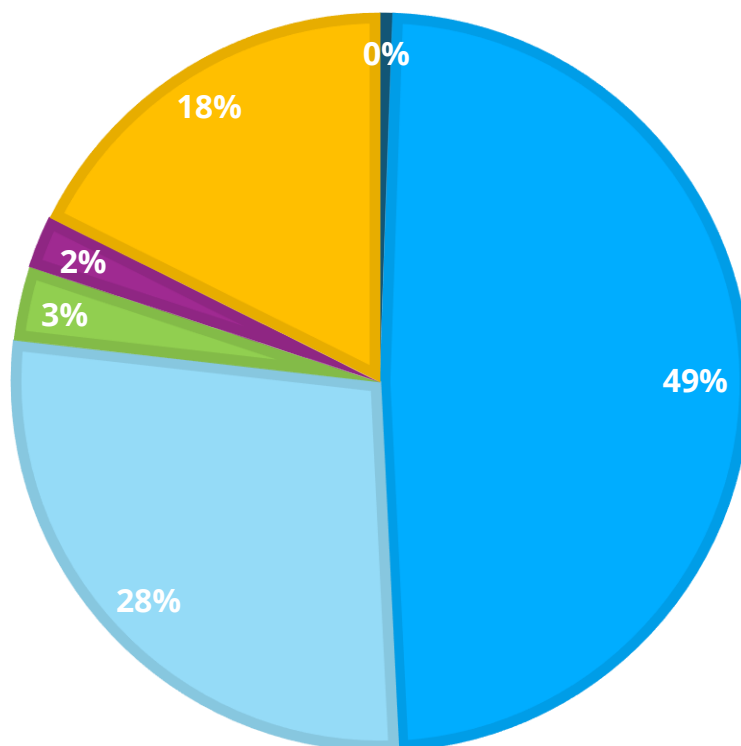


Graf 6: Årlig lagringsprofil för metanollager.

Graf 7 visar investeringskostnaderna för energisystemet fördelar sig. Det är tydligt att den absolut största delen av investeringen används för utbyggnaden av förnybar energi. Batterier utgör ytterligare ungefär 3 procent. Långtidslagring av energi och gasturbiner utgör nästan en försumbar andel. Det ska dock noteras att endast ett år har simulerats i den här rapporten. Över längre perioder kan mer extrema kombinationer av väder och förbrukning förekomma. Detta kan hanteras genom att öka både andelen långtidslagring av energi samt antalet gasturbiner i systemet. Det framgår tydligt av Graf 7 att även en mångdubbling av dessa teknologier skulle ha en relativt liten påverkan på systemkostnaden.

INVESTERINGSKOSTNAD

■ Vätgas+Metanol ■ Vind (hav) ■ Vind(land) ■ Batteri ■ Gasturbiner ■ Sol



Graf 7: Fördelning av investeringskostnader på systemnivå

Det har redan nämnts att olika kraftslag idag ofta ställs mot varandra i debatten. Detsamma gäller för olika energilagringssystem där exempelvis batterier ofta ställs mot vätgas. Men i den optimerade lösningen förekommer flera olika kraftslag och energilagringssystem (batterier, vätgas, metanol). Eftersom en viktig utgångspunkt för den här rapporten var ett teknikneutralt tillvägagångssätt kommer endast kostnadseffektiva teknologier ingå i systemet. Varje kraftslag och energilagringssystem har sina egna styrkor och svagheter, men om man kombinerar dem på ett smart sätt och ser till hela systemet så kan helheten bli större än summan av delarna.

7 Slutsatser

Resultaten i den här rapporten kan konstatera att det skulle vara fullt möjligt att snabbt bygga produktion för att möta den prognostiserade ökningen av elanvändning och effekt till början av 2030-talet. Med hög säkerhet går detta att åstadkomma med förnybara kraftslag kombinerat med befintliga lagringsteknologier till en låg systemkostnad som medför minskat tekniskt- och ekonomisk risk för samhället.

Analysen visar att systemkostnaden sjunker ju mer sol- och vindkraft som kan installeras. Det som ger störst effekt på kort sikt är landbaserad vindkraft.

Det går även att säkerställa effekttillräcklighet i de mest extrema situationerna. Detta kan göras modulariserat där produktions- och lagringsresurser placeras i strategiska knutpunkter eller hos storkonsumenter, vilket i sin tur ger stora fördelar ur säkerhetspolitisk synvinkel.

En modulär lösning är dessutom lämpad att bygga ut i etapper i takt med att behovet ökar. Denna möjlighet erbjuder samtidigt en flexibilitet i det fall att förutsättningar ändras eller behoven snabbt ökar.

Rapporten visar att det går att göra det med befintlig teknik på kort tid, med realistiska, eller t.o.m. konservativa antaganden. Systemet skulle också förmodligen kunna förbättra och utöka förmågan för dagens ödrift och dödnätsstart.

Det är samtidigt inte ett orimligt antagande att säkerhetspolitik kommer att hamna högre upp på dagordningen framöver och det modulära och decentraliserade system föreslås i den här rapporten har stora fördelar ur den aspekten.

Rapporten visar att den uppskattade kostnaden för systemet är ca 430 miljarder kronor. Huruvida varje enskild investering skulle vara lönsam för den enskilda investeraren är dock inte föremål för den här rapporten. Det är till exempel viktigt att ha insikten att vätgasturbinerna i normalfallet inte utgör en primär kraftkälla utan i stället möjliggör återelektrifiering av sol- och vindenergi och således endast ingår som en komponent i den nödvändiga lösningen för långtidslagring.

Med en utbyggnad av denna kombination av fossilfria kraftslag och lagringsteknologier i SE3 och SE4 frigörs energi i norr, upp till 30 TWh, för de gröna industrisatsningarna eftersom södra Sverige blir betydligt mer självförsörjande. I ett extremfall skulle det dessutom vara möjligt att klara behovet inom landet, utan att vara beroende av import utifrån.

7.1 Uppmaningar till politiken:

Med den här rapporten vill våra organisationer som alla är verksamma inom energibranschen visa på att det är fullt möjligt att möta en stor ökad förbrukning på väldigt kort tid samtidigt som vi gör det på ett kostnadseffektivt sätt. Vi anser inte att polariseringen inom energidebatten gynnar Sverige på något sätt men att det nu är bråttom att sätta fart på utbyggnaden. All teknik som skulle behövas finns redan idag och är väl beprövad. Det är framför allt politiken som nu alla väntar på.

Vi vill därför skicka med dessa uppmaningar till politiken för att så snabbt som möjligt säkra fortsatt svensk konkurrenskraft och för att vi ska nå våra klimatmål:

- Politiken måste förbättra investeringsklimatet och riva hinder för utbyggnad av ny produktion och lagringskapacitet.
- Denna rapport har visat att det finns alla möjligheter att möta det ökade elbehovet i södra Sverige med förnybar energiproduktion. Det som nu krävs är en nationell målsättning för förnybar energi för att få trygghet både för investerare, producenter och användare.
- Målen och utbyggnadstakten behöver nogra följas upp för att säkra att rätt incitament finns på plats för så att utbyggnaden håller jämn takt med behoven.
- En utveckling av balansmarknader, stödtjänstmarknaden, kapacitetsmarknad och ökade incitament för en användarflexibilitet kommer också att krävas på sikt.

Samtliga länder som just nu befinner sig mitt inne i omställningsresan möter liknande utmaningar, om än i olika faser och med olika förutsättningar. Det tidigare kraftsystemet byggdes med centraliserade produktionsanläggningar som oftast var placerade nära städer och skulle transportera el över stora områden. Det nya elsystemet bygger snarare på en mer decentraliserad utformning där produktion förläggs över hela landet, både nära tätbefolkade områden och långt där ifrån. Vi är på väg in i ett nytt elsystem och det kommer krävas allt av alla för att säkerställa att vi klarar av det.

Med den här rapporten vill vi ge vårt bidrag.

Referenser

1. Energimyndigheten, 2023, "Scenarier över Sveriges energisystem 2023":
<https://www.energimyndigheten.se/nyhetsarkiv/2023/energimyndighetens-scenarier- visar--stora-forandringar-i-det-svenska-energisystemet/>
2. IEA, 2021, "Net Zero by 2050 - A Roadmap for the Global Energy Sector":
<https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>
3. Regeringens proposition 2023/24:105 "Energipolitikens långsiktiga inriktning":
<https://www.regeringen.se/contentassets/2fd0739890d8484b8129d3c0e678f24d/energipolitikens-langsiktiga-inriktning-prop.-202324105.pdf>
4. Svenska Kraftnät, Svk 2023/2960 "En bedömning av resurstillräckligheten för svensk elförsörjning": https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2024/en-bedomning-av-resurstillrackligheten-for-svensk-elforsorjning_slutrapport.pdf
5. Svenska Kraftnät, 2024/1927 " Kraftbalansen på den svenska elmarknaden, rapport 2024": <https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2024/kraftbalansen-pa-den-svenska-elmarknaden-rapport-2024.pdf>
6. Tidningen Energi, 2024, "Elbrist gör att kemiföretag skjuter upp investeringar":
<https://www.energi.se/artiklar/2024/april-2024/elbristen-gor-att-kemiforetag-skjuter-upp-investeringar/>
7. DI, 2024, "Sverige behöver en kraftfull utbyggnad av elsystemet – nu":
<https://www.di.se/debatt/debatt-sverige-behover-en-kraftfull-utbyggnad-av-elsystemet-nu/>
8. DN, 2023, "Svenskt näringsliv kräver högre tempo för vindkraften":
<https://www.dn.se/ekonomi/svenskt-naringsliv-kraver-hogre-tempo-for-vindkraften/>
9. Bearbetat statistik från Energimyndighetens statistikdatabas, (hämtad 2024):
<https://pxexternal.energimyndigheten.se/pxweb/sv/%C3%85rlig%20energibalans/>

10. Svenska kraftnät, 2024, "Långsiktig marknadsanalys": <https://www.svk.se/om-oss/rapporter-och-remissvar/langsiktig-marknadsanalys/>
11. Energimyndigheten, Svenska Kraftnät, Energimarknadsinspektionen, 2023, "Myndighetsgemensam uppföljning av samhällets elektrifiering": <https://www.energimyndigheten.se/klimat--miljo/sveriges-elektrifiering/uppdrag-inom-elektrifieringen/myndighetsgemensam-uppfoljning-av-samhallets-elektrifiering/>
12. Svenska Kraftnät, 2024, "Nätutvecklingsplan 2024–2033": https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2023/svk_natutveckling_2024-2033.pdf
13. Svenska Kraftnät, SvK 2023/2960 "En bedömning av resurstillräckligheten för svensk elförsörjning", sid: 51: https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2024/en-bedomning-av-resurstillrackligheten-for-svensk-elforsorjning_slutrapport.pdf
14. Europakommissionen, SARA Solar Radiation (hämtad 2024): https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis/pvgis-data-download/sarah-solar-radiation_en
15. Svenska Kraftnät, 2022, "Kortsiktig marknadsanalys": <https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2022/kortsiktig-marknadsanalys-2022.pdf>

Bilaga 1: Teknoekonomisk indata för optimering

Tabell 5 visar de finansiella antaganden som har gjorts.

Ekonomisk horisont	40 år
Inflation	2 %
WACC (Nominell)	7,20 %
WACC (Reell)	5,20 %

Tabell 5: Finansiella antaganden

Tabell 6 visar de antaganden som gjorts för de förnybara kraftslagen som använts i modellen, baserat på OX2 och Svensk Vindenergis kunskap gällande land- och havsbaserad vindkraft.

	Sol	Landbaserad vind	Havsbaserad vind
Specifik CAPEX	6 350 SEK / (kW AC)	14 000 SEK / kW	30 000 SEK / kW
Specifik OPEX	2 % av CAPEX / år	1,2 % av CAPEX / år	4 % av CAPEX / år
Livslängd	40 år	35 år	35 år

Tabell 6: Förnybar elproduktion

Tabell 7 visar antaganden gällande energilagring i form av batterier, vätgas och metanol. Uppskattningarna för batterilagring bygger på öppna data från OX2. För övriga lager har öppna data använts.

	Batteri	Vätgas	Metanol
Specifik CAPEX (laddning)	2 000 SEK / kW	-	-
Specifik CAPEX (lagring)	1 900 SEK / kWh	150 SEK / kWh	1 SEK / kWh
Specifik OPEX (laddning)	0,3 % av CAPEX / år	0 % av CAPEX / år	0 % av CAPEX / år
Specifik OPEX (lagring)	0,3 % av CAPEX / år	0 % av CAPEX / år	0 % av CAPEX / år
Effektivitet (laddning)	92 %	-	-
Effektivitet (urladdning)	92 %	-	-
Livslängd	15 år	40 år	40 år

Tabell 7: Energilagring

Tabell 8 redovisar antagna investeringskostnader och driftkostnader för vätgasproduktion samt elektrisk effektivitet och livslängd. Antagandena bygger på data från Siemens Energy.

Specifik CAPEX	13 000 SEK / kW
Specifik OPEX	1,5 % av CAPEX / år
Elektrisk effektivitet (kompression till 100 bar)	56 %
Livslängd	40 år

Tabell 8: Vätgasproduktion (PEM)

Tabell 9 visar antagandena för metanolproduktion och bygger på inhämtade uppgifter från OX2.

Specifik CAPEX	14 000 SEK / kW
Specifik OPEX	3 % av CAPEX / år
Kemisk effektivitet (från H₂)	91 %
Livslängd	40 år

Tabell 9: Metanolproduktion

Tabell 10 och 11 redogör för investeringskostnader och driftkostnader för gasturbiner (öppen- respektive kombicykel) samt effektivitet och livslängd. Datan är inhämtad från Siemens Energy.

Specifik CAPEX	7 500 SEK / kW
Specifik OPEX	0,7 % av CAPEX / år
Elektrisk effektivitet	39 %
Livslängd	40 år

Tabell 10: Gasturbin (öppen cykel)

Specifik CAPEX	11 000 SEK / kW
Specifik OPEX	0,7 % av CAPEX / år
Elektrisk effektivitet	56 %
Livslängd	40 år

Tabell 11: Gasturbin (kombicykel)



FörNUbart
24/7

Svensk Vindenergi
OX2
Siemens Energy

Publicerad: Sommaren 2024