

Till vilket elpris som helst?

Bedömning av effekterna på den nordiska elmarknaden av satsningarna på fossilfritt stål i Norrland

Författare: Ekon.dr David Sundén



Skandinaviska
Policyinstitutet

Om Skandinaviska Policyinstitutet

Skandinaviska Policyinstitutet (SPI) är en icke vinstdrivande och politiskt oberoende forsknings- och public policy-organisation. SPI bedriver forskning, granskning och utvärdering av public policy. Syftet är att stärka näringslivets långsiktiga förmåga till policyutformning, med förankring i forskning och samhällsintressen, samt därmed vara till gagn för svensk konkurrenskraft. Målet är att framställa välgrundade och forskningsförankrade underlag med hög relevans för beslutsfattande, opinionsbildning och policyutformning.



Till vilket elpris som helst?

Bedömning av effekterna på den
nordiska elmarknaden av satsningarna
på fossilfritt stål i Norrland

Författare: Ekon.dr David Sundén

Om författaren

David Sundén är disputerad nationalekonom från Handelshögskolan i Stockholm. David arbetar med att analysera marknader utifrån ett nationalekonomiskt perspektiv. Det handlar bland annat om bedömningar av de samhällsekonomiska och offentligfinansiella effekterna av marknadsregleringar och teknikomställningar.

David har bland annat arbetat som rådgivare åt det tyska och det svenska finansdepartement. Han har på uppdrag skrivit samhällsekonomiska analyser åt exempelvis Nordiska Ministerrådet, Konkurrensverket och Expertgruppen för Studier i Offentlig ekonomi. Vissa av hans rapporter finns tillgängliga offentligt och handlar bland annat om optimal reglering av spel-, alkohol och tobaksmarknaderna.

Ekon.dr David Sundén
Lakeville
Förseppsgatan 5
120 61 Stockholm
Tel: +46 72-323 36 99
Epost: david.sunden@lakevilleconsulting.se

Innehållsförteckning

Förord	6
Sammanfattning	8
Executive Summary	11
1 Inledning	14
2 Elmarknaden till 2030	18
2.1 Förutsättningar för analysen	18
2.2 Grundscenario 2023	19
2.2.1 Förutsättningar för Grundscenario 2023	19
2.2.2 Resultat för Grundscenario 2023	19
2.3 Scenario 2030	22
2.3.1 Förutsättningar för Scenario 2030	22
2.3.2 Resultat för Scenario 2030	23
2.4 Sammantagen bedömning fram till 2030	25
3 LKAB och elmarknaden bortom 2030	29
3.1 Förutsättningar för analysen	29
3.2 Scenario – högre överföringskapacitet	30
3.3 Scenario – vad krävs?	32
3.4 Sammantagen bedömning efter 2030	33
Referenser	35



Förord

Aktiv industripolitik upplever idag en global renässans – runt om i världen sker idag omfattande satsningar. Politiken drivs dels av den hållbarhetsagenda som pekar på behovet av omställning mot mer hållbara produktionsmetoder, dels av en många gånger uttalad önskan om att även stärka berörda regioners och nationers konkurrenskraft. I USA är Inflation Reduction Act ett exempel på en industripolitik som kommer att få konsekvenser långt utanför USA:s gränser. Likaså planerar och genomför EU och Sverige egna industripolitiska satsningar vars effekter är svåra att överblicka och därmed i behov av forskning och analys.

I Sverige utmärker sig särskilt de industripolitiska satsningarna i Norrland. För Sveriges vidkommande är dessa av en aldrig tidigare skådad omfattning. Omställningen av svensk stålindustri till fossilfria produktionsmetoder kommer under lång tid att få betydande konsekvenser för miljö, konkurrenskraft, ekonomi och samhället i stort. Konsekvenserna är dock högst osäkra och satsningarna är behäftade med betydande ekonomiska, tekniska och sociala risker. Under ledning av professor Magnus Henrekson publicerar policyinstitutet ett flertal rapporter som på olika sätt belyser dessa osäkra konsekvenser och risker.

Denna rapport, författad av ekon. dr David Sundén, är den andra i serien och har gjorts inom ramen för forsknings- och utredningsprojektet "Samhällsekonomiska effekter av att producera fossilfritt stål i norra Sverige". I projektet görs en såväl företagsekonomisk som samhällsekonomisk bedömning av satsningarna på att producera fossilfritt stål i norra Sverige. Det görs genom att systematiskt sammanställa företagens planer och bedöma dem utifrån ett tekniskt, marknadsekonomiskt och samhällsligt perspektiv.

Projektet finansieras via ett ramanslag från Marianne och Marcus Wallenbergs Stiftelse till Institutet för Näringslivsforskning, genom bidrag från Stiftelsen tekn. doktor Ernst Wehtjes fond och Axel och Margaret Ax:son Johnsons stiftelse för allmännyttiga ändamål samt en bred krets av privatpersoner såsom Rune Andersson, Mats Arnhög, Lars Backsell, Carl Bennet, Christer Gardell, Anders Lindström, Sven Salén och ytterligare fem entreprenörer och företagsledare som önskar förbli anonyma.

Rapportförfattaren ansvarar själv för analyser, metodval, slutsatser och rekommendationer som presenteras i rapporten. Dessa delas inte nödvändigtvis av Skandinaviska Policyinstitutet och dess företrädare.

Malmö i januari 2024

Johan Eklund, professor
Vd Skandinaviska Policyinstitutet

Magnus Henrekson, professor
Projektansvarig



Sammanfattning

LKAB, SSAB, H2 Green Steel (H2GS) och Fertiberia planerar produktion av järnsvamp, stål, ammoniak och konstgödsel i elområde SE1 i norra Norrland som 2026 kräver cirka 20 TWh el. I företagens planer för 2030 är elbehovet fördubblat till cirka 40 TWh el. År 2050 har behoven mer än fördubblats ytterligare en gång till cirka 90 TWh el.

Företagens planer till 2026 får stora realekonomiska effekter

Om företagens planer till 2026 realiseras, utan motsvarande ökning av elproduktionen med 20 TWh, kommer elpriserna att stiga kraftigt i samtliga elområden i Norden. För Norden som helhet kan priset förväntas öka med 77 procent. I de danska elområdena, vilka ligger längst bort från norra Norrland, kan elpriserna förväntas stiga med upp till 40 procent. Elkonsumenterna i Norrbottens län kan förvänta sig att elpriset stiger med upp till 176 procent.

Välfärdseffekten för Nordens elkonsumenter – hushåll, företag och offentlig sektor – blir 92 miljarder kronor i förlorat konsumentöverskott årligen. De största förlorarna är de norska elkonsumenterna som går miste om cirka 34 miljarder svenska kronor i konsumentöverskott per år.¹ De svenska elkonsumenterna förlorar cirka 31 miljarder kronor i konsumentöverskott per år. Det förlorade överskottet omfördelas till största delen till elproducenterna.

Omfattningen av det förlorade konsumentöverskottet kan förstås i relation till LKAB:s investering som uppges vara i intervallet 150 till 400 miljarder kronor och med H2GS angivna investering på 60 miljarder kronor.

De investerade företagen kan förvänta sig att möta ett elpris på som lägst 82 öre per kWh 2026. En sådan prisnivå innebär att LKAB:s fossilfria järnsvamp kommer att kosta minst 90 procent mer än konkurrenternas järnsvamp tillverkad från naturgas. Nivån innebär även att H2GS fossilfria stål blir som minst 40 procent dyrare än konkurrenternas stål utan koldioxidkompensation. Det blir som minst tio procent dyrare än konkurrenternas dyraste stål med koldioxidkompensation.

¹ Konsumentöverskottet är skillnaden mellan vad konsumenter är villiga att betala som mest för en vara och vad de faktiskt betalar. Det mäter den välfärd som uppstår när konsumenterna betalar mindre än vad de vore villiga att betala.



Även med utbyggd produktionskapacitet blir elmarknaden en begränsning

Fram till 2030 finns möjligheter att bygga ut produktionskapaciteten. Adderas kapacitet som kan generera upp till 70 TWh extra el till det nordiska elsystemet blir påverkan på elpriserna inte lika stora. Det genomsnittliga nordiska elpriset kan trots detta förväntas fördubblas. Elpriserna i elområde SE1 och närliggande områden ökar än mer. I SE1 och NO4 kan en fyrdubbling av elpriset förväntas medan en fördubbling kan förväntas i Finland.

Problematiken som företagen drabbas av är att överföringen från södra Sverige till elområde SE1 slår i kapacitetstaket när efterfrågan ökar. Av detta följer snabbt stigande elpriser som gör fossil elproduktion i Finland och i elområde NO4 i norra Norge lönsam. När överföringskapaciteten från dessa områden också slår i taken stiger priserna än snabbare.

Elkonsumenterna i Finland, NO4 och SE1 är de som påverkas mest av satsningarna i SE1 genom minskat konsumentöverskott. I Finland förlorar elkonsumenterna 30 miljarder kronor årligen. I Norges elområde NO4 minskar konsumentöverskottet med 19 miljarder kronor. Elkonsumenterna i SE1 förlorar 9 miljarder kronor per år. Sammanlagt för hela Norden minskar konsumentöverskottet med knappt 61 miljarder kronor.

LKAB, SSAB, H2GS och Fertiberia kan förvänta sig ett elpris på som minst 118 öre per kWh. En sådan nivå på elpriset innebär att LKAB:s och H2GS järnsvamp och stål kommer att vara så dyra att de inte går att sälja.

Förutsättningarna blir inte bättre efter 2030

Efter 2030 finns större möjligheter att öka både överföringskapaciteten till och produktionskapaciteten i elområde SE1. Vad som händer efter 2030 är spekulativt och prognoser för 2050 visar på ökning i det svenska elbehovet på upp till 140 procent jämfört med i dag.

Om alltför stora prisökningar i elområde SE1 ska kunna undvikas, ger en grov uppskattning att det behövs ett produktionstillskott på minst 42 TWh till 2050 i elområde SE1 enbart för att täcka LKAB:s behov på 70 TWh. Detta är dessutom i tillägg till 70 TWh extra produktionskapacitet i hela Norden och att inga andra efterfrågeökningar sker. Alternativt krävs att överföringskapaciteten till SE1 ökar med cirka 140 procent jämfört med i dag.

Oavsett vilken typ av kapacitet som byggs ut, överföring eller produktion, krävs mycket stora investeringar som troligtvis inte är de politiskt mest viktiga, samhällsekonomiskt mest lönsamma eller företagsekonomiskt mest intressanta för elproducenterna.

Planerna är överambitiösa och orealistiska

Ur ett elmarknadsperspektiv kommer LKAB:s, H2GS och Fertiberias sammantagna satsningar i norra Norrland inte att kunna realiseras med lönsamhet vare sig på kort sikt till 2026 eller på längre sikt till 2030 eller senare.

Satsningarnas svaga förmåga att generera lönsamhet kan enklast förstås mot de undanträngningseffekter de skapar på grund av sin storlek – den i dagsläget billiga elen i norra Norrland har lockat till sig alltför stora investeringar. Företagens myopiska investeringskalkyler verkar inte ha tagit höjd för att de egna investeringarna, eller de övriga bolagens satsningar, är så pass omfattande att de har stor påverkan på elmarknaden. Genomförs alla investeringar enligt plan kommer elpriserna att stiga så mycket att satsningarna blir olönsamma. Med nödvändighet måste därför ett eller flera av bolagen antingen tvingas backa från sina planer eller fallera.

Executive Summary

LKAB, SSAB, H2 Green Steel (H2GS) and Fertiberia are planning to produce sponge iron, steel, ammonia, and fertilizers in bidding zone SE1 in northern Norrland, which will require approximately 20 TWh of electricity by 2026. In the companies' plans for 2030, their combined electricity demand will have doubled to around 40 TWh. By 2050, their needs will have more than doubled once more to approximately 90 TWh of electricity.

The companies' plans for 2026 will have significant real economic effects

If the companies' plans for 2026 are realized without a corresponding increase in electricity production by 20 TWh, electricity prices will rise sharply in all bidding zones in the Nordic region. For the Nordic region, the price is expected to increase by 77 percent. In the Danish bidding zones, farthest from northern Norrland, electricity prices are expected to rise by up to 40 percent. Electricity consumers in Norrbotten County can expect electricity prices to increase by up to 176 percent.

The welfare effect for electricity consumers in the Nordic region – households, businesses, and the public sector – will result in an annual loss of SEK 92 billion in consumer surplus. The biggest losers are the Norwegian electricity consumers, who will miss out on approximately SEK 34 billion in consumer surplus per year. Swedish electricity consumers will lose about SEK 31 billion in consumer surplus per year. The lost surplus is primarily redistributed to electricity producers.

The magnitude of the lost consumer surplus can be understood in relation to LKAB's investment, which is estimated to be in the range of SEK 150 to 400 billion and H2GS's stated investment of 60 billion SEK.

The investing companies can expect to face an electricity price of at least 80 dollars per MWh in 2026. Such a price level means that LKAB's fossil-free sponge iron will cost at least 90 percent more than competitors' sponge iron produced from natural gas. The level also means that H2GS's fossil-free steel will be at least 40 percent more expensive than their competitors' steel without carbon compensation. It will be at least ten percent more expensive than their competitors' most expensive steel with carbon dioxide compensation.



The electricity market remains a limitation even with expanded capacity

Until 2030, there are opportunities to expand production capacity. If additional capacity capable of generating up to 70 TWh of extra electricity is added to the Nordic power system, the impact on electricity prices will not be as significant. However, the average Nordic electricity price can still be expected to double. The electricity prices in bidding zone SE1 and neighboring zones will increase even more. In SE1 and NO4, the electricity price is expected to quadruple, while in Finland, it is expected to double.

The challenge faced by the companies is that the transfer of electricity from southern Sweden to bidding zone SE1 reaches its capacity limit as demand increases. This quickly leads to rising electricity prices, making fossil fuel electricity production profitable in Finland and in bidding zone NO4 in northern Norway. When the transmission capacity from these areas also reaches its limit, prices increase even faster.

Electricity consumers in Finland, NO4, and SE1 are the most affected by the investments in SE1, resulting in a reduction in consumer surplus. Finnish electricity consumers lose SEK 30 billion annually. In Norway's bidding zone NO4, the consumer surplus decreases by SEK 19 billion. Electricity consumers in SE1 lose SEK 9 billion per year. In total, the consumer surplus decreases by almost SEK 61 billion for the entire Nordic region.

LKAB, SSAB, H2GS, and Fertiberia can expect an electricity price of at least 110 dollar per MWh. Such a price level means that LKAB's and H2GS's sponge iron and steel will be so expensive to produce that the products cannot be sold.

The conditions do not improve after 2030

After 2030, there are greater opportunities to increase both the transmission capacity to and the production capacity in bidding zone SE1. What happens after 2030 is speculative, and forecasts for 2050 show increases in Swedish electricity demand of up to 140 percent compared to today.

A rough estimate suggests that a production increase of at least 42 TWh is needed by 2050 in bidding zone SE1 alone to cover LKAB's 70 TWh needs, if significant price increases are to be avoided in the area. This also presupposes an additional 70 TWh of production capacity in the entire Nordic region and no other demand increases in the Nordic region. Alternatively, it would require an approximately 140 percent increase in transmission capacity to SE1 compared to today.

Regardless of the type of capacity expansion, whether in terms of transmission or production, it requires very large investments that are unlikely to be politically prioritized, economically beneficial for society or financially attractive for the electricity producers.

The plans are overly ambitious and unrealistic

From an electricity market perspective, the combined investments of LKAB, H2GS, and Fertiberia in Norrland cannot be realized profitably – neither in the short term until 2026 nor in the longer term until 2030 or later.

The weak profitability-generating capacity of these investments can be understood by the displacement effects they create due to their size. The currently cheap electricity in northern Norrland has attracted investments that are too large. The companies' myopic investment calculations do not seem to have considered that their own investments, or the investments of other companies, are so extensive that they have a significant impact on the electricity market. If all investments are carried out according to plan, electricity prices will rise too much for the investments to be profitable. Therefore, one or more of the companies must either be forced to back down from their plans or face bankruptcy.

1 Inledning

SSAB, LKAB och H2 Green Steel (H2GS) har aviserat stora satsningar på produktion av vad som marknadsförs som fossilfritt stål i norra Norrland. Bolagen satsar på en och samma typ av teknik: produktion av järnsvamp med hjälp av vätgas som sedan omvandlas till stål i ljusbågsugnar. LKAB avser dessutom att vertikalt integrera hela sin verksamhet nedströms och ställa om verksamheten från att tillverka järnmalmspellets till att tillverka järnsvamp. Omställningen och utbyggnaden innebär en synnerligen stor ökning av efterfrågan på fossilfri el i elområde SE1 för att kunna producera den stora mängd vätgas som behövs.

Trots projektens omfattning har inget av bolagen redovisat någon bedömning av eller strategi för hur elbehoven ska kunna täckas. Vad gäller LKAB i samarbete med Vattenfall är detta synnerligen anmärkningsvärt eftersom båda bolagen ägs av staten och deras planer är så omfattande att de kommer att få betydande effekter på hela det svenska samhället.

Elbehovet i Norrland

I dagsläget har fyra stora aktörer aviserat elintensiv produktion i norra Norrland – mer specifikt i elområde SE1. LKAB planerar produktion av järnsvamp i Malmberget och Kiruna. De uppger ett tillkommande behov av fem TWh 2026 och 20 TWh 2030 i Malmberget. Efter 2030 avser de även att påbörja järnsvampstillverkning i Kiruna. LKAB har aviserat att deras behov av el därmed ökar till 50 TWh 2040 och 70 TWh 2050; se tabell 1.

Tabell 1: Aviserad ökad efterfrågan på el i elområde SE1 från fyra stora aktörer

TWh

Bolag	2026	2030	2040	2050
LKAB	5,0	20,0	50,0	70,0
SSAB	0	1	1	1
H2 Green Steel	10	13–17	13–17	13–17
Fertiberia	4–5	4–5	4–5	4–5
Summa	19–20	38–43	68–73	88–93

Källa: Egna beräkningar och LKAB (2022), H2 Green Steel (2023) och SVT (2022).

SSAB avser att ställa om hela sin produktion av stål från traditionell tillverkning via masugnar till stål via ljusbågsugnar. SSAB har meddelat att de 2024 ska besluta om Luleå eller Brahestad ska ställas om först. SSAB:s tillkommande behov av el i elområde SE1 blir som mest en TWh om de lägger en ljusbågsugn i Luleå.

H2GS har aviserat ett elbehov på tio TWh 2026 för sin stålproduktion i Boden. Därefter uppger de att de behöver mellan 13 och 17 TWh när produktionen är fullt utbyggd 2030.

Fertiberia har aviserat att de ska starta fossilfri produktion av konstgödsel och ammoniak i Luleå 2026. De uppskattar elbehovet till mellan fyra och fem TWh.

Den totala ökningen i efterfrågan på el i elområde SE1 från enbart dessa fyra industrisatsningar uppgår till cirka 20 TWh 2026. År 2030 har behovet fördubblats till cirka 40 TWh. Till 2050 har de aviserade behoven mer än fördubblats ytterligare och uppgår till cirka 90 TWh. LKAB står för cirka 80 procent av den aviserade ökade efterfrågan.

Det ökade elbehovet i Sverige

Utöver dessa fyra industrisatsningar prognosticeras även stora efterfrågeökningar på el generellt i Sverige. Prognoser av Energimyndigheten, Svenska kraftnät och Energiföretagen indikerar en sammantagen efterfrågeökning på upp till 200 TWh 2050, se tabell 2. Det är en ökning med 140 procent jämfört med idag.

Tabell 2: Prognosticerade ökning i efterfrågan på el i Sverige

TWh

	2025	2030	2040	2050
Energimyndigheten (2023)	10–16	45–63	105–153	130–215
Svenska kraftnät (2021)	6	13–46	28–124	43–157
Energiföretagen (2023)	40	90	140	195

Källa: Energimyndigheten (2023), Svenska kraftnät (2021) och Energiföretagen (2023).

Prognoserna är naturligtvis mycket osäkra. Exempelvis är Svenska kraftnäts prognos från 2021 baserad på vad företagen då aviserat och inkluderar därför inte flera av de senare meddelade behoven i Norrland.² Det betyder att den prisbild som Svenska kraftnät redovisade 2021 troligtvis är underskattad. De uppger att priset på el i elområde SE1 kommer att ligga mellan 25 och 41 öre under perioden 2025 och 2045.³ I Svenska kraftnäts uppdaterade kortsiktiga marknadsanalys 2022 har priset justerats upp till 82 öre 2027.⁴

² Exempelvis LKAB:s och H2GS fulla behov och Fertiberias investeringsplaner.

³ Svenska kraftnät (2021).

⁴ Svenska kraftnät (2022).

Inget av företagen har kommunicerat hur lönsamheten i investeringarna beräknats. I synnerhet har inga uppgifter publicerats offentligt om vilka maximala elpriser som investeringarna förutsätter för att lönsamheten ska vara positiv. Vad gäller det statligt ägda LKAB:s investeringar är detta anmärkningsvärt eftersom investeringarna kan få betydande konsekvenser för de offentliga finanserna och därmed för skattebetalarna.

Syfte och frågeställningar

De aviserade investeringarna i Norrland är så omfattande att de kommer att få effekter på hela den nordiska elmarknaden. Exempelvis produceras knappt 30 TWh i elområde SE1 årligen, varav drygt två tredjedelar överfördes till andra elområden och resten konsumerades inom området. Med 40 TWh extra behov 2030 behöver SE1 importera minst 20 TWh från övriga områden om inte produktionen byggs ut i området.

Det finns för närvarande inga analyser av hur en sådan utveckling påverkar den nordiska elmarknaden och priset på el i elsystemet. Frågan är synnerligen viktig i och med att de stora extra aviserade behoven – på både kort och lång sikt – är svåra att möta med en utbyggnad av elproduktionen och överföringskapaciteterna i samma takt som behoven ökar. Läggs de prognosticerade behoven från andra sektorer till blir det synnerligen svårt att balansera utbud och efterfråga utan, och i värsta fall avsevärt, högre elpriser som följd.

Syftet med denna rapport är således att utvärdera hur det ökade elbehov som aviserats för att tillverka fossilfritt stål i Norrland påverkar den nordiska elmarknaden. Mer konkret är frågeställningarna:

1. Hur påverkas elpriserna i Nordens elområden givet de aviserade behoven av el i elområde SE1?
2. Är de aviserade behoven realistiska även om produktionen av el byggs ut?
3. Vilka egenskaper hos det nordiska elsystemet begränsar investeringarna i Norrland?

Metod

Denna rapport bygger på simuleringar av det nordiska elsystemet genomförda av professor Afzal Siddiqui på Institutionen för data- och systemvetenskap vid Stockholms universitet.⁵ Simuleringarna utgår från att efterfrågan på el i elområde SE1 stegvis ökar till en årlig elförbrukning på 70 TWh. Efterfrågeökningarna balanseras i olika scenarier med ett ökat utbud av fossilfri el i form av havsbaserad vindkraft på 70 TWh, samt extra utbyggnad av havsbaserad vindkraft i elområde SE1. Resultaten av simuleringarna är ett antal

⁵ Modellen beräknar jämvikten för Nordens samtliga elområden endogen, med exogena statistiska antaganden om handel med övriga Europa. Beräkningarna sker givet produktionskapacitet och produktionskostnad efter produktionsenhet, efterfrågan per elområde, överföringskapaciteter mellan elområden samt andra parametrar såsom koldioxidpris och ett stort antal andra parametrar.



ekonomiska mått – däribland genomsnittligt elpris, konsument- och producentöverskott och koldioxidutsläpp.

I simuleringarna har alla antaganden medvetet gjorts så att de underlättar för investeringarna att lyckas – det innebär att förutsättningarna för investeringarna är ur ett elmarknadsperspektiv de allra bästa. En mer detaljerad beskrivning av simuleringsmodellen, antaganden och förutsättningar finns i Hassanzadeh m.fl. (2023).

Om att förutspå den framtida elmarknaden

På kort sikt fram till 2030 är möjligheterna till storskalig utbyggnad av elproduktion och överföringskapaciteter relativt begränsad både i SE1 och övriga Norden. På sikt kan naturligtvis utbudet och överföringen ökas kraftigt, vilket visat sig vara möjligt historiskt. Det kräver dock politiska åtgärder och tydliga signaler från såväl politik som marknadspriser att stora investeringar i elproduktion är rimligt riskfyllda och har tillräckligt hög lönsamhet.

Samtidigt är stora delar av de aviserade planerna i Norrland än så länge enbart planer. Vissa av planerna är redan försenade – exempelvis har H2GS anmält att de satta produktionsplanerna till 2026 inte kommer att nås, vilket troligtvis även senarelägger företagets övriga planer.⁶ LKAB:s planer för järnsvampsproduktion i Malmberget verkar dessutom kunna bli försenade. Enligt egen uppgift har de exempelvis än så länge enbart nått till milstolpen där de ansökt om att få köpa mark på vilken de eventuellt kan bygga anläggningar för vätgasproduktion.⁷

De beräkningar som redovisas här gör därför inte anspråk på att vara en prognos för utvecklingen av den framtida elmarknaden. Målet är i stället att ge en bild av hur elmarknaden reagerar givet att efterfrågan på el ökar enligt de aviserade behoven och hur dessa behov realistiskt kan mötas.

⁶ H2 Green Steel (2023).

⁷ LKAB (2023).

2 Elmarknaden till 2030

För att utvärdera effekterna på elmarknaden fram till 2030 genomförs ett antal simuleringar av den nordiska elmarknaden. Utvärderingen innehåller av självklara skäl osäkerheter. Det beror inte minst på företagens egna uppgivna osäkerheter i planerna, de långa tidshorisonterna och oklarheterna kring vilka investeringar i utbyggnaden av elproduktion som kommer att realiseras. Utvärderingen ska därför inte ses som en prognos av marknadsutvecklingen utan som en ansats för att pedagogiskt visa hur elmarknaden och elpriserna kommer att reagera och förklara varför.

2.1 Förutsättningar för analysen

Generellt gäller att alla antaganden som görs är så fördelaktiga som möjligt för att investeringarna ska kunna lyckas. Antagandena har medvetet gjorts för att ge bästa möjliga förutsättningar för så låga ökningar i elpriserna och så små effekter som möjligt på elmarknaden i övrigt.

Exempelvis ges både LKAB och H2GS full flexibilitet att producera vätgas och köpa el när de vill. Produktionsanläggningarna antas alltså kunna köpa el när det passar dem bäst och under de timmar, dagar och månader som elen är billigast. Dessutom tas enbart elpriset exklusive nätavgifter med i värderingen av den slutgiltiga kostnaden för el – det betyder att investeringarna bara behöver betala för elen, inte för att få elen "transporterad" till sig. I tillägg antas de senaste årens höga elpriser med starka variationer vara en temporär störning. Elpriserna i utgångsläget baseras i stället på 2018 års förutsättningar på den nordiska elmarknaden. Avslutningsvis diskuteras hur dessa antaganden påverkar analysen.

Utvärderingen av efterfrågeökningen till 2030 görs inom ramen för två scenarier. Ett scenario baserat på 2023 års förutsättningar på elmarknaden och ett scenario baserat på en framtida elmarknad 2030 med en högre produktionskapacitet. Inom ramen för varje scenario görs ett antal simuleringar där varje simulering motsvarar olika ökningar i efterfrågan på el i elområde SE1.

2.2 Grundscenario 2023

2.2.1 Förutsättningar för Grundscenario 2023

Detta scenario är avsett att undersöka hur dagens elmarknad skulle reagera givet att efterfrågan på el ökar enligt de aviserade planerna i Norrland redan i dag. Priserna på el under 2022 och 2023 var höga och volatila jämfört med historiska utfall. För att inte det nuvarande osäkra läget ska driva resultaten i beräkningarna används i stället förutsättningarna på 2018 års elmarknad men uppdaterad till 2023.⁸ Förutsättningarna för scenariot är:

1. Utgår från förutsättningarna på 2018 års elmarknad.
2. Priset på utsläppsrätter för koldioxid är 100 euro per ton.⁹
3. Sol- och vindkraftskapaciteten är den dubbla jämfört med 2018.
4. Kärnkraftskapaciteten för Olkiluoto läggs till jämfört med 2018.
5. Kärnkraftskapacitet för Ringhals dras bort jämfört med 2018.¹⁰
6. Inga efterfrågeökningar på el sker förutom de aviserade i elområde SE1.

Med dessa antaganden kan de priser som redovisas i detta scenario därför tolkas som vad som skulle gälla givet 2018 års bränslepriser men med 2023 års elutbud.

2.2.2 Resultat för Grundscenario 2023

I tabell 3 redovisas elpriserna i de nordiska elområdena givet olika ökningarna i efterfrågan på el i elområde SE1.¹¹

Utan efterfrågeökningar blir elpriserna lägre än uppmätt i utgångsläget

Utan efterfrågeökningar i SE1 blir det genomsnittliga priset i det nordiska elsystemet drygt 33 öre per kWh under 2023, se tabell 3. Det kan jämföras med de faktiska genomsnittliga utfallen på 48 öre per kWh under 2018, 150 öre under 2022 och 62 öre under 2023.¹²

⁸ Mer specifikt antas a) sol- och vindkraftskapaciteten tredubblas jämfört med 2018, b) tillkommande havsbaserad vindkraftskapacitet som är lika stor som den landbaserade 2018 men med 50 procent högre kapacitetsfaktor.

⁹ Nivån på koldioxidpriset påverkar produktionskostnaden för el från fossila produktionsanläggningar. Ett högre pris på koldioxid innebär att elpriset blir högre om de fossila anläggningarna tvingas tas i bruk.

¹⁰ Reaktor 1 och 2 vid Ringhals stängdes under 2019 och 2020.

¹¹ Ökningen i efterfrågan redovisas i steg om sju TWh, vilket i stora drag motsvarar mängden el som krävs för att driva produktionen i en järnsvampsanläggning. LKAB:s efterfrågan på el kan därför förväntas öka i steg om sju TWh i takt med att de bygger ut sin produktionskapacitet av järnsvamp.

¹² Nordpool (2023).

I elområde SE1 blir elpriset 29 öre. Det kan jämföras med att det faktiska priset i snitt var 48 öre per kWh under 2018, 65 öre under 2022 och 44 öre under 2023.¹³

Antagandena för beräkningarna är således generösa då utgångsläget – innan efterfrågeökningarna i SE1 – startar med betydligt lägre elpriser än vad som faktiskt gäller och har varit fallet.

Tabell 3: Elpriser efter elområde i Grundscenario 2023

Öre per kWh

Elområde	Ökning av efterfrågan på el i SE1 (TWh)							
	0	7	14	21	28	35	42	49
DK1	28,6	29,8	36,9	40,8	44,5	45,8	45,9	45,9
DK2	38,3	40,2	48,0	52,9	57,2	58,6	58,6	58,6
FI	54,6	57,7	68,4	83,7	94,0	105,3	108,5	108,8
NO1	30,4	27,8	30,4	33,8	35,6	36,3	36,3	36,3
NO2	29,4	30,7	40,6	46,0	51,3	53,4	53,4	53,4
NO3	29,4	38,3	62,1	82,1	96,4	102,1	102,2	102,2
NO4	29,4	35,9	55,3	106,0	126,5	135,4	135,6	135,6
NO5	29,4	20,5	13,2	13,3	11,3	10,7	10,7	10,7
SE1	29,4	35,3	53,6	81,2	98,3	117,5	136,1	588,6
SE2	29,4	34,7	51,9	59,6	69,5	73,3	73,3	73,3
SE3	33,5	35,4	45,8	51,6	57,6	59,8	59,8	59,8
SE4	38,9	41,1	50,7	56,7	61,8	63,6	63,6	63,6
Norden	33,4	36,0	46,4	59,0	67,0	71,8	73,7	111,4

Källa: Egna beräkningar.

Effekter till 2026 med 20 TWh högre efterfrågan på el i SE1

Om alla aviserade planer i Norrland realiseras till 2026 ökar efterfrågan på el med cirka 20 TWh i elområde SE1. Det leder till att priset i elområdet stiger till drygt 81 öre per kWh, se tabell 3. Detta ligger i linje med Svenska kraftnäts (2022) bedömning att elpriset i området kan förväntas stiga till 82 öre 2027.

¹³ Nordpool (2023).

Det genomsnittliga nordiska elpriset ökar från 33 till knappt 60 öre per kWh, eller med 77 procent. Genomgående påverkas priset dramatiskt i alla elområden och elpriserna till och med i Danmark kan förväntas stiga med cirka 40 procent.

Välfärdsförlusten från investeringarnas negativa påverkan på det nordiska elsystemet är relativt begränsad; cirka åtta miljarder kronor årligen. Däremot är fördelningseffekterna omfattande mätt som minskat konsumentöverskott för hushåll, näringsliv och offentlig sektor, se tabell 4.¹⁴ Konsumentöverskottet minskar med 91 miljarder kronor för hela Norden per år, vilket till största delen omfördelas till elproducenterna. De största förlorarna är de norska elkonsumenterna – hushåll, näringsliv och offentlig sektor – som går miste om cirka 34 miljarder svenska kronor i konsumentöverskott per år. Norra Norge i elområdena NO3 och NO4 drabbas särskilt hårt. De svenska elkonsumenterna förlorar cirka 31 miljarder kronor i konsumentöverskott per år, främst i elområde SE3.

Tabell 4: Välfärdseffekter för Grundscenario 2023

Miljarder kronor

Mått	Ökning av efterfrågan på el i SE1 (TWh)							
	0	7	14	21	28	35	42	49
Välfärd	0,0	-2,0	-4,4	-8,5	-13,2	-18,4	-22,7	-46,8
Konsumentöverskott	0,0	-8,8	-49,9	-92,1	-120,8	-138,6	-143,4	-168,0
Producentöverskott	0,0	7,6	49,1	90,9	121,4	141,1	147,8	243,7

Källa: Egna beräkningar.

Priseffekter till 2030 med 40 TWh högre efterfrågan på el i SE1

Om alla investeringsplaner i norra Norrland till och med 2030 realiseras ökar efterfrågan på el i elområdet med mellan 38 och 43 TWh. Utan tillkommande nettoproduktion leder det i stora drag till en fyrdubbling av elpriset i elområde SE1 till cirka 130 öre per kWh, se tabell 3. Det nordiska elpriset fördubblas och priserna i Danmark ökar med cirka 60 procent.

De höga priserna medför stora omfördelningseffekter och konsumentöverskottet minskar med cirka 140 miljarder kronor för hela Norden. De svenska elkonsumenterna är de största förlorarna och tappar över 50 miljarder i konsumentöverskott.

¹⁴ Konsumentöverskott är ett välfärdsåtgång som mäter skillnaden mellan vad konsumenterna är villiga att betala som mest för en vara och vad de faktiskt betalar. Överskottet är den välfärd som skapas när konsumenterna betalar mindre än vad de egentligen är villiga att betala.

Koldioxidutsläppen ökar kraftigt

Priset på utsläppsrättigheter antas vara 100 euro per ton. Det gör att de fossila produktionsanläggningarna i princip står oanvända och att CO₂-utsläppen från det nordiska elsystemet är mycket låga i utgångsläget. I takt med att efterfrågan på el i Norrland ökar blir fossil el både lönsam och nödvändig för att balansera elsystemet. Den fossila elproduktionen ökar dessutom i allt snabbare takt när efterfrågan i elområde SE1 stiger. Den fossila produktionen ökar framför allt i elområde fyra i Norge (NO4) och i Finland, och leder i värsta fall till åtta miljoner ton CO₂-utsläpp. Det innebär en ökning av CO₂-utsläppen i Finland, Norge, Sverige och Danmark med drygt fem procent.

Den ökade fossila inblandningen är en direkt konsekvens av investeringarna i SE1 och kan härledas till LKAB:s, H2GS och Fertiberias investeringar som syftar till fossilfri produktion av järnsvamp, stål och konstgödsel.

2.3 Scenario 2030

2.3.1 Förutsättningar för Scenario 2030

Detta scenario är avsett att undersöka elmarknadsresponsen på en framtida nordisk elmarknad som är identisk med den i *Grundscenario 2023* men med högre installerad produktionskapacitet som kan generera upp till 70 TWh extra el. Den ökade kapaciteten utgörs av utökad fossilfri el från sol- och vindkraft som fördelas ut i de nordiska elområdena i proportion till dagens fördelning.¹⁵ Förutsättningarna kan sammanfattas som:

1. Utgår från förutsättningarna på 2018 års elmarknad.
2. Priset på koldioxid är 100 euro per ton.
3. Sol- och vindkraftskapaciteten är den tredubbla jämfört med 2018.
4. Tillkommande havsbaserad vindkraft är lika stor som den landbaserade 2018 men med 50 procents högre kapacitetsfaktor.
5. Kärnkraftskapaciteten för Olkiluoto läggs till jämfört med 2018.
6. Kärnkraftskapacitet vid Ringhals dras bort jämfört med 2018.
7. Inga efterfrågeökningar på el sker förutom de aviserade i elområde SE1.

Resultaten och priserna som redovisas i detta scenario ska tolkas som vad som skulle gälla givet 2018 års bränslepriser och 2023 med tillägg för produktionskapacitet motsvarande 70 TWh i det nordiska elsystemet. Scenariot innebär således ur ett elmarknadsperspektiv mycket goda förutsättningar för de aviserade investeringarna att lyckas.

¹⁵ Mer specifikt antas a) sol- och vindkraftskapaciteten tredubblas jämfört med 2018, b) tillkommande havsbaserad vindkraftskapacitet som är lika stor som den landbaserade 2018 men med 50 procent högre kapacitetsfaktor.

2.3.2 Resultat för Scenario 2030

I tabell 5 redovisas de resulterande elpriserna i Scenario 2030 givet olika ökningarna i efterfrågan på el i elområde SE1.

Utan efterfrågeökningar blir elpriserna lägre än uppmätt

Det genomsnittliga nordiska elpriset i utgångsläget – innan efterfrågan på el i elområde SE1 antas öka – är drygt 23 öre per kWh. Den prisnivån gäller i de flesta elområden med några få undantag. Priserna i utgångsläget är cirka hälften av vad priserna var 2018. De antagna utgångspriserna är dessutom cirka 20 respektive 50 procent av 2022 och 2023 års faktiska priser. Antagandena för beräkningarna är således betydligt generösare i utgångsläget än i det tidigare scenariot.

Tabell 5: Elpriser efter elområde i Scenario 2030

Öre per kWh

Elområde	Ökning av efterfrågan på el i SE1 (TWh)							
	0	7	14	21	28	35	42	49
FI	35,8	35,8	35,8	37,0	42,2	54,2	70,2	72,3
NO3	23,1	23,1	23,1	27,3	38,0	57,6	65,3	65,3
NO4	23,1	23,1	23,1	25,9	44,7	102,1	126,5	126,5
SE1	23,1	23,1	23,1	25,6	36,4	64,8	117,5	385,1
SE2	23,1	23,1	23,1	25,3	29,2	32,7	34,3	34,3
SE3	24,7	24,7	24,7	24,9	25,4	26,0	26,4	26,4
SE4	23,2	23,2	23,2	23,6	24,4	25,7	26,0	26,0
Norden	23,4	23,4	23,4	23,7	26,6	35,7	43,9	66,4

Källa: Egna beräkningar.

Priseffekterna är isolerade till vissa elområden

Givet att investeringarna i elområde SE1 realiserar fram till 2030 ökar efterfrågan med upp till 43 TWh. Trots den högre produktionskapaciteten i elsystemet fördubblas det genomsnittliga nordiska elpriset från 23 till 44 öre per kWh, se tabell 5. Elpriserna i elområde SE1 och närliggande områden ökar än mer. I SE1 ökar priset till 118 öre, i NO4 ökar priset till 126 öre och i Finland fördubblas elpriset till 70 öre.

Att just SE1 och dess angränsande elområden påverkas mest beror dels på att fossil elproduktion blir nödvändig för att balansera systemet, dels på att överföringskapaciteten

till SE1 är begränsad. Detta framgår av att efterfrågeökningar upp till 21 TWh i SE1 i stort sett inte påverkar elpriserna överhuvudtaget. För att täcka efterfrågeökningar större än 22 TWh i SE1 behöver alltmer fossil produktion i NO4 och Finland startas upp samtidigt som överföringen till SE1 slår i kapacitetstaket under allt fler av dygnets timmar.

De norra delarna av Norden är de stora förlorarna

Elkonsumenterna i Finland, NO4 och SE1 är de som påverkas mest av satsningarna i SE1. I takt med att en högre efterfrågan på el i SE1 driver upp elpriserna minskar även konsumentöverskottet, se tabell 6. I Finland minskar konsumentöverskottet med 30 miljarder kronor (eller 2,7 miljarder euro). I NO4 minskar överskottet med 19 miljarder kronor (eller 18 miljarder NOK). För de svenska elkonsumenterna i SE1 leder de högre elpriserna till en välfärd förlust på cirka nio miljarder kronor per år. Totalt för hela Norden kan konsumentöverskottet förväntas minska med knappt 61 miljarder kronor, se tabell 6.

Tabell 6: Välfärdseffekter för Scenario 2030

Miljarder kronor

	Ökning av efterfrågan på el i SE1 (TWh)							
	0	7	14	21	28	35	42	49
Välfärd	0,0	-1,6	-3,2	-4,9	-7,0	-10,4	-15,4	-27,1
Konsumentöverskott	0,0	0,0	0,0	-1,0	-10,0	-36,6	-60,6	-81,1
Producentöverskott	0,0	0,0	0,0	0,8	9,5	37,2	67,3	133,5

Källa: Egna beräkningar.

Även koldioxidutsläppen från elsystemet ökar

På samma sätt som i *Grundscenario 2023* ökar koldioxidutsläppen. Ökningen blir inte lika stor eftersom elsystemet har extra fossilfri produktionskapacitet motsvarande 70 TWh. Den fossila produktionen ökar framför allt i elområde NO4 och i Finland, och leder som mest till 1,4 miljoner ton CO₂-utsläpp. Ökningen i koldioxidutsläppen kan – såsom tidigare – helt knytas till företagens planerade fossilfria produktion.

2.4 Sammantagen bedömning fram till 2030

Den övre gränsen för att investeringar i produktion av järnsvamp och stål ska vara lönsamma uppges vara cirka 60 öre per kWh.¹⁶ Med stor säkerhet behöver elpriset vara betydligt lägre än 60 öre.¹⁷ Exempelvis uppger Johansson och Kriström (2022) att H2GS investering först blir lönsam vid ett pris på el, inklusive överföringsavgifter, under 17 öre per kWh om det fossilfria stålet inte betingar någon prispremie. Om H2GS fossilfria stål ger en prispremie på 14 procent kan elpriset som mest vara 36 öre per kWh. I Sundén (2024) visas att LKAB:s järnsvamp kan bli konkurrenskraftig först vid en elkostnad inklusive nätavgifter under 40 öre per kWh. Det förutsätter samtidigt att konkurrenterna klimatkompenserar för sina utsläpp till ett pris på 190 dollar per ton koldioxid.

Investeringarna riskerar bli olönsamma redan 2026

I *Grundscenario 2023* stiger elpriset till nivåer över 80 öre per kWh när efterfrågan på el i elområde SE1 ökar med de aviserade 21 TWh. Det betyder att priserna i elområde SE1 redan 2026 är så pass höga att LKAB:s och H2GS satsningar inte kan bli lönsamma. LKAB:s fossilfria järnsvamp kommer då att kosta minst 90 procent mer än konkurrenternas järnsvamp tillverkad från naturgas. H2GS fossilfria stål blir som minst 40 procent dyrare än konkurrenternas stål utan koldioxidkompensation och minst tio procent dyrare än konkurrenternas dyraste stål med koldioxidkompensation.

Om alla aviserade investeringar fram till 2030 trots allt genomförs kräver produktionen av järnsvamp, stål och konstgödsel 43 TWh. En så stor ökning i efterfrågan leder till ett elpris i elområde SE1 på i genomsnitt 136 öre per kWh.

Efterfrågan kan maximalt öka med 14 TWh i elområde SE1

Ett kontrafaktiskt pedagogiskt exempel kan visa på vad som krävs för att investeringarna överhuvudtaget ska kunna bli lönsamma utifrån ett elmarknadsperspektiv. Givet att ett elpris på maximalt 50 öre per kWh gör investeringarna lönsamma får efterfrågan på el i SE1 inte öka mer än 14 TWh i *Grundscenario 2023*. Det motsvarar grovt sett H2GS elbehov för sin produktion av fossilfritt stål 2030. All realiserad tillkommande efterfrågan på el från LKAB, SSAB och Fertiberia riskerar med andra ord att göra alla satsningar olönsamma eftersom de kommer att driva upp priset på el alltför mycket.

¹⁶ Exempelvis International Energy Agency (2020) och Material Economics (2019).

¹⁷ Sundén (2024).

Mer el i systemet kan inte rädda lönsamheten

I *Grundscenario 2023* antas ingen tillkommande elproduktion överhuvudtaget. Priserna som redovisas kan således sägas vara de högsta möjliga och resultaten en beskrivning av det sämsta möjliga utfallet på elmarknaden för företagens investeringar i Norrland.

I *Scenario 2030* adderas därför 70 TWh fossilfri elproduktion till elsystemet. Trots detta tillägg ökar elpriserna i SE1 på ett sätt som gör att investeringarnas lönsamhet snabbt urholkas när efterfrågan på el ökar i SE1. Givet att alla företagens planer realiseras till 2030 blir elpriset inte mycket lägre än i *Grundscenario 2023*. Genomsnittspriset blir 118 öre per kWh, vilket återigen är dubbelt så högt som den nivå som behövs för att investeringarna överhuvudtaget ska kunna bli lönsamma. Trots att förutsättningarna i *Scenario 2030* är de allra bästa kan således investeringarna inte bli lönsamma om alla planer realiseras.

Problematiken som företagen drabbas av är att efterfrågan är så pass stor att överföringen till SE1 från södra Sverige slår i kapacitetstaket när efterfrågan ökar. När detta sker blir fossil elproduktion i Finland och NO4 lönsam och nödvändig. När överföringskapaciteten till SE1 från Finland och Norge även når sina kapacitetstak leder detta till mycket snabbt stigande elpriser i elområde SE1.

Om 50 öre per kWh är brytpunkten för att satsningarna ska vara lönsamma kan efterfrågan på el i elområde SE1 inte öka mer än 32 TWh till 2030. Så blir alltså fallet även om 70 TWh skulle tillföras det nordiska elsystemet till 2030.

Övriga elkonsumenter är de stora förlorarna

De stora förlorarna om investeringarna tvingas igenom utan tillräcklig samtida utbyggnad av elproduktionen är övriga elkonsumenter – hushåll, näringsliv och offentlig sektor. Främst drabbas elkonsumenterna i elområdena SE1, NO4 och Finland. Om investeringarna i Norrbottens län genomförs enligt plan och utbyggnaden av produktionskapacitet inte håller samma takt drabbas även konsumenterna i övriga elområden i Norden. I sämsta fall riskerar elpriserna i de svenska elområdena SE2–SE4 öka med mellan 40 och 100 procent redan till 2026. Till och med så långt bort från SE1 som i Danmark riskerar priserna att öka med upp till 40 procent och detta enbart till följd av ökad efterfrågan i SE1. Tillkommer ytterligare efterfrågan riskerar prishöjningarna bli ännu högre.

Konsumentöverskottet faller med stigande priser

Med högre priser faller konsumentöverskottet. Genomförs investeringarna i Norrbottens län fullt ut enligt plan fram till 2030 förlorar de nordiska elkonsumenterna mellan 60 och 140 miljarder kronor per år. Det ska ställas mot att H2GS avser att investera 60 miljarder kronor och LKAB avser investera mellan 150 och 400 miljarder kronor. Med andra ord motsvarar ett enda års förlust i konsumentöverskott som minst mer än hela H2GS hela investering. Det kan även ställas i relation till de 200–250 miljarder kronor i

samhällsekonomisk förlust som Johansson och Kriström (2022) beräknar att enbart H2GS investeringar leder till.

Undanträngningar genom överinvesteringar

Givet att företagens alla investeringsplaner fram till 2030 realiserar blir elpriserna i båda scenarierna så pass höga att produktionskostnaderna blir så höga att varken den fossilfria järnsvampen eller det fossilfria stålet går att sälja med vinst. Detta kan enklast beskrivas som att företagens satsningar skapar undanträngningseffekter eftersom företagens investeringskalkyler varken tar höjd för vare sig hur de egna eller de andra företagens investeringar påverkar elpriserna. Den i dagsläget billiga och fossilfria elen i SE1 kan således sägas locka till sig alltför omfattande investeringar för att de alla ska kunna bli lönsamma. I stället blir ingen av dem lönsam.

Konsekvensen av detta myopiska beteende är att LKAB:s, H2GS och Fertiberias investeringar redan från 2026 drabbas av sådana undanträngningseffekter. Sammantaget överinvesterar företagen i produktion av järnsvamp, stål och konstgödsel som kräver mer el än vad som finns tillgängligt till de låga priser som krävs för lönsamhet. Om investeringarna genomförs enligt plan och priserna blir så höga som redovisas här leder detta med nödvändighet till att ett eller flera av bolagen måste backa från sina planer alternativt fallera.

Nätavgifterna kommer utgöra en betydande kostnad

Det är oklart hur stora investeringar i elnät som krävs, vilket gör det svårt att bedöma vad som är en rimlig nätavgift. Därför adderas inte några nätavgifter till de beräknade elpriserna. Stora elkonsumenter kan i allmänhet förhandla fram bättre villkor än små. Om LKAB:s och H2GS planer realiserar kommer bolagen att vara bland de absolut största på den nordiska elmarknaden och bör därmed kunna få relativt fördelaktiga affärsvillkor. Samtidigt kommer nätavgifterna oaktat detta att utgöra en betydande andel av produktionskostnaderna. Exempelvis innebär en nätavgift på låga sex öre per kWh en kostnad på upp till en miljard årligen för H2GS när produktionen är fullt utbyggd.¹⁸

Även om det är oklart hur stora nätavgifterna blir visar beräkningarna att industrisatsningarna är mycket svåra att få lönsamma. Med tillägg för nätavgifter på elpriset blir det än svårare att uppnå lönsamhet.

¹⁸ Nätavgifterna kan också komma att bli betydligt högre. I januari 2024 anger t.ex. Vattenfall ett normalpris för nätavgiften på 34 öre per kWh (<https://www.vattenfalleldistribution.se/kund-i-elnatet/elratspriser/elnatspriser-och-avtalsvillkor/>). Om denna nätavgift skulle bli aktuell för H2GS så skulle det innebära en årlig kostnad på ca fem miljarder.

Tidigare låga elpriser kan mycket väl vara strukturellt högre i framtiden

De el- och bränslepriser som gällde 2018 var betydligt lägre än i dag och det är synnerligen osäkert vilka priser som kommer att gälla framöver. Med en ökad efterfrågan på fossilfri el i Sverige, Norden och Europa är det troligt att elpriserna strukturellt kommer att vara högre i framtiden, och betydligt högre än de som antas i utgångsläget i de två scenarierna. Högre utgångspriser redan innan de stora efterfrågeökningarna innebär att elpriserna kan bli än högre än de som beräknats här.

Övrig efterfrågan kommer ta delar av den utökade elproduktionen i anspråk

Antagandet om att övriga delar i samhället inte kommer att öka sin efterfrågan på el är orealistiskt. Det stora flertalet prognoser visar på betydande ökningar även när industri-satsningarna i Norrland exkluderats. Flera prognoser visar även att stora nyinvesteringar är nödvändiga enbart för att upprätthålla den nuvarande kapaciteten i elsystemet. Ett tillägg med 70 TWh produktionskapacitet i hela det nordiska systemet ska således ses som ett nettotillägg till systemet – dvs. efter alla andra investeringar och en ökad efterfrågan från andra delar av samhället.

Ett nettotillägg på 70 TWh motsvarar 50 procent av dagens svenska elanvändning. Trots detta extraordinärt stora tillägg räcker elsystemet inte till för att täcka de planerade elbehoven i Norrbottens län utan kraftiga prisökningar i flera av de nordiska elområdena.

Antagandet om full elflexibilitet är synnerligen generöst

Utöver detta antas även att de tre företagen kan konsumera el när det passar dem som bäst. Antaganden om full elflexibilitet kan sägas motsvara att alla företag har tillgång till ett oändligt vätgaslager som de kan fylla och använda sig av efter behov. I sin extrem innebär det exempelvis att LKAB kan förlägga all sin produktion av vätgas till första halvåret om priserna då är som lägst. Därefter kan bolaget använda sig av denna vätgas under andra halvåret – inklusive att täcka elbehovet för alla andra anläggningar som krävs för att tillverka järnsvamp. Denna fulla flexibilitet är naturligtvis orealistisk och kräver synnerligen stora vätgaslager och en överföringskapacitet till anläggningarna som kan matcha produktionsbehovet när det är som störst.

Trots detta mycket starka antagande till investeringarnas fördel blir det genomsnittliga elpriset högt. Orsaken är att LKAB, H2GS och de övriga storkonsumenterna på grund av sin storlek blir prissättande på marknaden när de väl köper den el de behöver. I verkligheten kommer bolagens elanvändning att begränsas av både vätgasanläggningarnas och elnätets kapacitet och de låga elpriser som redovisas här kan därför inte nås.



3 LKAB och elmarknaden bortom 2030

LKAB har aviserat ett tillkommande elbehov på upp till 70 TWh till 2050, vilket främst ska användas till att tillverka järnsvamp. En sådan efterfrågeökning i elområde SE1 är inte möjlig att möta – varken med dagens elsystem (enligt *Grundscenario 2023*) eller med en ökad produktionskapacitet som bidrar med 70 TWh (enligt *Scenario 2030*).

Bortom 2030 finns möjligheter att anpassa elsystemet genom att bygga ut överföringskapaciteten till elområde SE1 och/eller bygga ut den fossilfria produktionskapaciteten i elområde SE1. Det minskar behovet av fossil el och ger större möjligheter att föra över fossilfri el från andra elområden.

För att utvärdera effekterna på elmarknaden efter 2030 genomförs ett antal simuleringar av den nordiska elmarknaden där överföringskapaciteten till elområde SE1 ökar, alternativt att produktionskapaciteten i elområde SE1 byggs ut.

3.1 Förutsättningar för analysen

I denna analys beaktas enbart LKAB:s aviserade efterfrågeökning på el. De övriga aviserade behoven antas vara helt och hållet tillfredsställda utan konsekvenser på elmarknaden och elpriserna. Det innebär att H2GS, Fertiberias och SSAB:s efterfrågan på upp till 23 TWh antas antingen vara till fullo mötta alternativt aldrig blivit realiserade. Detta för att helt renodla effekterna av LKAB:s satsning. Givet analysen i tidigare avsnitt ger det synnerligen goda förutsättningar för LKAB:s investeringsplaner att kunna lyckas.

Utvärderingen av LKAB:s efterfrågan på el görs inom ramen för två scenarier. Det första scenariot är baserat på *Scenario 2030*, dvs. dagens nordiska elsystem med extra produktionskapacitet som kan bidra med 70 TWh. I tillägg till detta antas att överföringskapaciteten till SE1 är högre, alternativt att produktionskapaciteten i SE1 är högre. Det ger möjligheter att värdera hur pass realistiska LKAB:s planer är separat och utan påverkan från andra planerade investeringar.

Det andra scenariot utgår även det från *Scenario 2030*. Efterfrågan på el från LKAB antas dock vara konstant 70 TWh högre. I stället varieras överföringskapaciteten till, alternativt produktionskapaciteten i, elområde SE1 för att kunna uppskatta vad som krävs för att LKAB:s planer ska ha en praktisk möjlighet att lyckas utifrån ett elmarknadsperspektiv.



Ökningen i efterfrågan redovisas i steg om sju TWh, vilket i stora drag motsvarar mängden el som krävs för att driva produktionen i en järnsvampsanläggning. LKAB:s efterfrågan på el kan därför förväntas öka i tio steg om sju TWh i takt med att de bygger ut sin produktionskapacitet av järnsvamp.

3.2 Scenario – högre överföringskapacitet

Detta scenario är avsett att undersöka elmarknadsresponsen på en framtida nordisk elmarknad som är identisk med den i *Grundscenario 2030*, men med tillägg för en högre överföringskapacitet till, alternativt högre produktionskapacitet i, elområde SE1.

Om överföringskapaciteterna mellan elområdena ändras i simuleringsmodellen måste även modellen kalibreras om. Det är ett stort arbete som inte är genomförbart inom ramen för detta projekt. Förändringar i överföringskapacitet mellan elområden kan ändå approximativt simuleras genom att förlägga produktionskapacitet i det område vartill en ökad överföring önskas.

För att approximera effekterna av en rimligt högre ökad överföringskapacitet förläggs därför fem GW extra havsbaserad vindkraftskapacitet i SE1.¹⁹ Det motsvarar en ökad överföringskapacitet till SE1 med upp till 60 procent jämfört med dagens kapacitet.²⁰ Alternativt kan detta ses som en extra produktionskapacitet enbart i SE1 som kan bidra med 17,5 TWh. Förutsättningarna för scenariot kan sammanfattas som:

1. Utgår från förutsättningarna på 2018 års elmarknad.
2. Priset på koldioxid är 100 euro per ton.
3. Sol- och vindkraftskapaciteten är den tredubbla jämfört med 2018.
4. Tillkommande havsbaserad vindkraft är lika stor som den landbaserade 2018 men med 50 procent högre kapacitetsfaktor.
5. Produktionskapaciteten i SE1 utökas med fem GW havsbaserad vindkraft med en kapacitetsfaktor som är 100 procent högre än installerad kapacitet 2018.
6. Kärnkraftskapaciteten för Olkiluoto läggs till jämfört med 2018.
7. Kärnkraftskapacitet vid Ringhals dras bort jämfört med 2018.
8. Inga efterfrågeökningar på el sker förutom LKAB:s aviserade i SE1.

¹⁹ För att göra vindkraften synnerligen tillgänglig antas den ha kapacitetsfaktor som är 100 procent högre än vad som gällde för vindkraftverken 2018.

²⁰ De tillkommande fem GW genererar 17,5 TWh, jämfört med den maximalt möjliga överföringen in till SE1 som är knappt 30 TWh. Den tillkommande havsbaserade vindkraften i SE1 kan då grovt likställas med en ökning i överföringskapaciteten med knappt 60 procent.

Till 2040 planerar LKAB produktion av järnsvamp som kräver 50 TWh el. Till 2050 avser LKAB att ytterligare utöka produktionen av järnsvamp, vilket kräver 70 TWh el. Den extra effekten på fem GW i SE1 kompenserar för att överföringen till SE1 i tidigare scenarier slår i kapacitetstaket.

LKAB:s planer över 50 TWh är svåra att nå

En högre efterfrågan upp till cirka 49 TWh är möjlig att nå i detta generösa scenario utan alltför allvarliga effekter på vare sig elpriser eller konsumentöverskott, se tabell 7. Det motsvarar cirka sju järnsvampsanläggningar. Stiger LKAB:s efterfrågan däremot över 49 TWh når det genomsnittliga elpriset i elområde SE1 nivåer som nästintill med säkerhet gör LKAB:s investeringar i järnsvampstillverkning olönsamma. Elpriset blir exempelvis i snitt 77 öre per kWh i elområde SE1 om efterfrågan ökar med 56 TWh (= åtta järnsvampsanläggningar), se tabell 7. Dessutom leder de stigande priserna till att konsumentöverskottet minskar kraftigt i elområdena NO4 och SE1.

Tabell 7: Elpriser efter elområde i Scenario – högre överföringskapacitet

Öre per kWh

Elområde	Ökning av efterfrågan på el i SE1 (TWh)			
	49	56	63	70
FI	44,3	55,4	68,4	68,4
NO3	46,1	68,0	68,2	68,2
NO4	57,5	121,4	126,5	126,5
SE1	44,0	76,9	166,9	656,3
SE2	32,3	36,3	36,0	36,0
SE3	25,4	25,8	26,0	26,0
SE4	24,1	25,0	25,1	25,1
Norden	28,1	38,0	47,3	88,1

Källa: Egna beräkningar.

3.3 Scenario – vad krävs?

I ett sista scenario ställs frågan hur mycket produktions- eller överföringskapacitet som krävs för att LKAB:s aviserade produktionsplaner ska kunna realiseras. Scenariot utgår från *Scenario 2030*, men den extra efterfrågan på el i elområde sätts till LKAB:s maximala behov 2050 – dvs. 70 TWh (eller tio järnsvampsanläggningar). Dessutom antas som tidigare en extra produktionskapacitet i hela elsystemet som kan bidra med 70 TWh.

I stället för att beräkna utfallen på elmarknaden för olika nivåer på efterfrågan, varieras den extra produktionskapaciteten i elområde SE1. Det görs genom att öka mängden installerad havsbaserad vindkraft i steg om två GW.²¹ På detta sätt går det att hitta en brytpunkt och villkor för när LKAB:s maximala efterfrågan kan mötas utan allt för negativa effekter på elmarknaden. Valet av steg om två GW motiveras av att det motsvarar behovet från en järnsvampsanläggning. Sammanfattningsvis är förutsättningarna för scenariot:

1. Utgår från förutsättningarna på 2018 års elmarknad.
2. Priset på koldioxid är 100 euro per ton.
3. Sol- och vindkraftskapaciteten är den tredubbla jämfört med 2018.
4. Tillkommande havsbaserad vindkraft är lika stor som den landbaserade 2018 men med 50 procents högre kapacitetsfaktor.
5. Den extra efterfrågan på el i SE1 är 70 TWh.
6. Produktionskapaciteten i SE1 utökas i steg om två GW havsbaserad vindkraft med en kapacitetsfaktor som är 100 procent högre än installerad kapacitet 2018.
7. Kärnkraftskapaciteten för Olkiluoto läggs till jämfört med 2018.
8. Kärnkraftskapacitet vid Ringhals dras bort jämfört med 2018.
9. Inga efterfrågeökningar sker förutom i elområde SE1.

Resultat för *Scenario – vad krävs?*

Enligt Sundén (2024) krävs ett elpris på som högst 40 öre per kWh för att LKAB:s järnsvamp ska vara konkurrenskraftigt. För att nå den nivån behöver som minst tolv GW havsbaserad vindkraft tillföras elområde SE1. Det genomsnittliga elpriset blir då drygt 34 öre per kWh, se tabell 7. Tolv GW motsvarar att överföringskapaciteten till SE1 förstärks med nästan 140 procent jämfört med idag.²²

²¹ För att göra vindkraften synnerligen tillgänglig antas återigen att den har en kapacitetsfaktor som är 100 procent högre än vad som gällde för vindkraftverken 2018.

²² De tillkommande tio GW genererar 42 TWh, jämfört med den maximalt möjliga överföringen in till SE1 på knappt 30 TWh. Den tillkommande havsbaserade vindkraften i SE1 kan då grovt likställas med en ökning i överföringskapaciteten med knappt 120 procent.

Tabell 8: Elpriser efter elområde i Scenario – vad krävs?

Öre per kWh

Elområde	Ökning av produktionskapaciteten i SE1 (GW)				
	5	6	8	10	12
FI	68,4	68,4	66,4	50,9	40,1
NO3	68,2	68,2	68,2	59,6	40,0
NO4	126,5	126,5	126,5	93,5	37,2
SE1	656,3	414,4	117,5	62,2	34,2
SE2	36,0	36,0	36,0	35,3	31,5
SE3	26,0	26,0	26,0	25,7	25,2
SE4	25,1	25,1	25,1	24,8	23,7
Norden	88,1	67,9	43,0	33,6	24,9

Källa: Egna beräkningar.

3.4 Sammantagen bedömning efter 2030

LKAB:s planer är överambitiösa och orealistiska

Resultaten från Scenario – högre överföringskapacitet kan sammanfattas som att det inte räcker med en 60-procentig förstärkning av överföringskapaciteten till elområde SE1 för att LKAB:s planer till 2050 ska kunna realiseras. Alternativt kan resultaten tolkas som att en ökad produktionskapacitet som bidrar med 17,5 TWh extra i elområde SE1 inte heller är tillräckligt.

Detta gäller trots att LKAB i kalkylen ges fullt utrymme att utan konkurrens ta all extra produktionskapacitet i anspråk – sammantaget 87,5 TWh i hela det nordiska elsystemet. Problematiken för LKAB är begränsningarna i överföringskapacitet till SE1. Det leder till att elpriserna stiger kraftigt när överföringen under allt fler timmar slår i kapacitetstaken. När detta sker blir fossil elproduktion i Finland och framför allt i NO4 lönsam och nödvändig. Priserna stiger då än mer, vilket drabbar LKAB i form av undanträngningseffekter och alla övriga elkonsumenter i dessa elområden hårt.

Att LKAB:s planer drabbas av undanträngningseffekter till följd av sina egna investeringar visar att planerna är kraftigt överambitiösa. De analyser som ligger till grund för bolagets planer verkar inte ha tagit höjd för att LKAB:s exceptionellt omfattande investeringar får betydande påverkan på elmarknaden.



LKAB kan som mest realisera 70 procent av planerad produktion

Under bästa tänkbara förutsättningar kan LKAB:s planer till 2040 realiseras. Det skulle innebära att de kan producera järnsvamp i en mängd som maximalt motsvarar cirka 70 procent av den planerade, vilket motsvarar sju järnsvampsanläggningar.

För att detta ska vara möjligt krävs att mycket starka antaganden är uppfyllda:

- att ingen extra efterfrågan konkurrerar om den extra fossilfria elen – varken i Norden eller i elområde SE1,
- minst fem GW extra installerad effekt i SE1 alternativt 60 procent högre installerad överföringskapacitet till SE1 samt
- att LKAB inte betalar några nätavgifter.

Den diskussion som fördes i tidigare avsnitt om hur antagandena påverkar de beräknade elpriserna gäller även här. Antagandet om full elflexibilitet för LKAB med så stor efterfrågan är naturligtvis helt orealistiskt. Sammantaget leder detta till att de beräknade priserna högst sannolikt är grovt underskattade.

För att LKAB ska kunna realisera sina produktionsplaner fullt ut krävs en utbyggnad av 12 GW havsbaserad vindkraft i elområde SE1 – det motsvarar ungefär 42 TWh. En sådan omfattande kapacitetsutbyggnad kräver mycket stora investeringar till mycket hög risk. Givet att LKAB:s planer inte realiseras blir det svårt att hitta alternativ användning för så mycket el i Norrland och de närliggande elområdena om överföringskapaciteten till södra Sverige inte byggs ut kraftigt. Till detta kommer att om mer el än i dag ska kunna föras söderut så förutsätter det en betydande utbyggnad av den planerbara kraften i Sydsverige. Det är inte enbart en fråga om brist på kablar utan om att man för att kunna ta emot el utifrån måste ha tillräcklig egen produktion.

Referenser

- Energiföretagen (2023), "Sveriges elbehov 2045 – Hur stänger vi gapet?", Energiföretagen.
- Energimyndigheten (2023), "Scenarier över Sveriges energisystem 2023 – Med fokus på elektrifieringen 2050", Energimyndigheten.
- H2 Green Steel (2023), "Frågor och svar – H2greensteel – Information från H2 Green Steel", BODENXT: <https://bodenxt.se/h2gs/fragor-och-svar/>.
- Hassanzadeh Moghimi, F., Ek Fälth, H., Reichenberg, L. & Siddiqui, A. S. (2023), "Climate Policy and Strategic Operations in a Hydro-Thermal Power System", *Energy Journal*, publicerad online.
- International Energy Agency (2020), "Iron and Steel Technology Roadmap – Towards More Sustainable Steelmaking", International Energy Agency.
- Johansson, P. och Kriström, B. (2022), "Paying a Premium for 'Green Steel': Paying for an Illusion?", *Journal of Benefit-Cost Analysis*, vol. , nr 3, s. 383–393.
- LKAB (2020), "Up to 3,000 new jobs and major investment in Malmfälten", LKAB: <https://lkab.com/en/news/up-to-3000-new-jobs-and-major-investment-in-malmfalten/>.
- LKAB (2022), "Snabbare takt och högre mål i LKAB:s omställning mot en hållbar framtid", LKAB: <https://lkab.com/press/snabbare-takt-och-hogre-mal-i-lkabs-omstallning-mot-en-hallbar-framtid/>.
- LKAB (2023), "LKAB ansöker om markköp i Porjus", LKAB: <https://lkab.com/nyheter/lkab-ansoker-om-markkop-i-porjus/>.
- Material Economics (2019), "Industrial Transformation 2050 – Pathways to Net-Zero Emissions from EU Heavy Industry", Stockholm.
- Nordpool (2023), "Day-ahead prices", Nordpool Group: <https://www.nordpoolgroup.com/en/Market-data1/Dayahead/Area-Prices/ALL1/Monthly/?view=table>.
- Sundén, D. (2024), "Lönsam eller kostsam? – Lönsamhetsbedömning av de svenska satsningarna på fossilfritt stål i Norrland", Skandinaviska Policyinstitutet, Malmö.
- Svenska kraftnät (2021), "Långsiktig marknadsanalys 2021 – Scenarier för elsystemets utveckling fram till 2050", Svenska kraftnät, Sundbyberg.



Svenska kraftnät (2022), "Kortsiktig marknadsanalys 2022 – Analys av kraftsystemet 2023-2027", Svenska kraftnät, Sundbyberg.

SVT (2022), "Spansk industrijätte bygger stor fabrik gör konstgödsel i Luleå", SVT Nyheter, 13 juni, <https://www.svt.se/nyheter/lokalt/norrbotten/gron-el-lockar-spanskt-industrijatte-till-lulea>.



