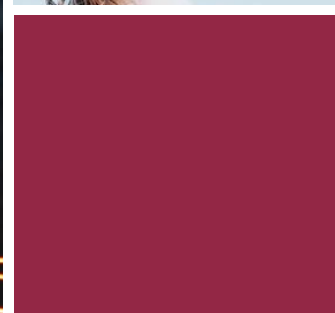
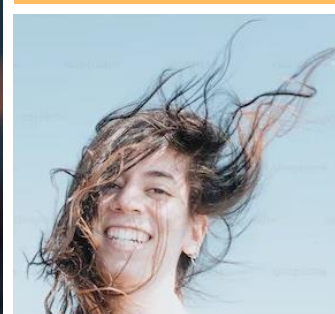


SÅ FÅR INDUSTRIEN TILLRÄCKLIGT MED EL TILL 2035 – BILAGOR

NEPP:S RAPPORT 2025:1133, OKTOBER 2025



Energiforsk



Profu

nepp

Effects of an improved utilization of the Swedish transmission grid

Energy systems modelling and analysis as part of the
Swedish NEPP project

1 Analysis of an improved utilization of the Swedish transmission grid

This analysis has been undertaken under the multidisciplinary research project North European Energy Perspective Project (NEPP), which examines the development of Sweden's energy system in a Nordic and European context.

Inspired by Norway's MaksGrid project¹, the analysis investigates the potential benefits of increasing Sweden's internal transmission capacity through automatic system controls, dynamic transmission limits, and risk-based operation & planning etc. The key question investigated is:

- *How would an improved grid utilization - leading to 25% increase in internal transmission capacities in Sweden by 2035 - impact capacity investments, electricity production, trade, electricity price levels, system costs, CO₂ emissions, and flexibility needs?*

The 25 % increase corresponds 0.8-2.0 GW additional transmission capacity between SE1-SE2, SE2-SE3, and SE3-SE4, depending on the connection. The study employs a 2x2 scenario matrix that varies two key parameters: the level of cross-border transmission expansion and the degree of internal transmission capacity (see Figure 1).

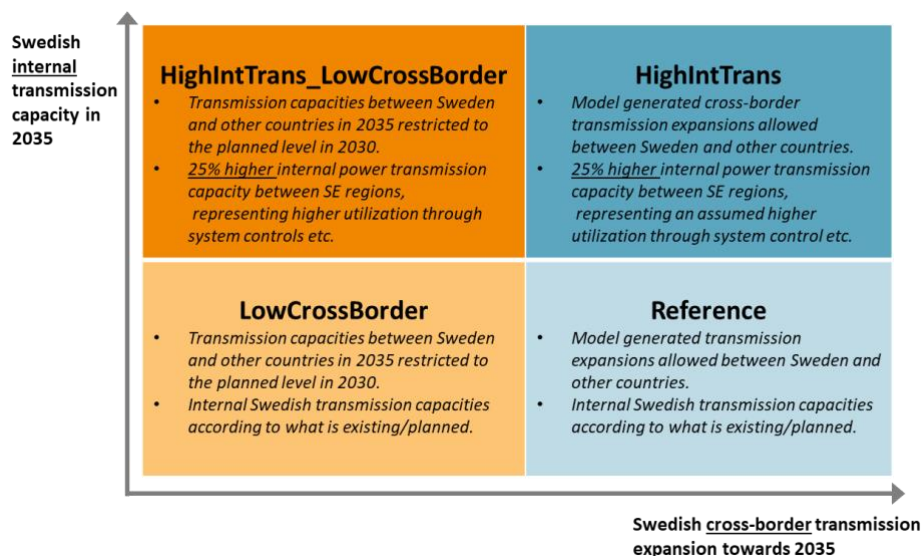


Figure 1. Scenario setup.

The effect of a higher internal transmission capacity in Sweden is analysed for the two different reference situations with low or high Swedish cross-border transmission expansion towards 2035 (vertical comparison in the matrix). As a first step, the effect of

¹ <https://www.dnv.com/news/maksgrid-project-aims-to-increase-utilization-of-norwegian-power-grid-by-25/>.

a more constrained cross-border transmission expansion is investigated by comparing scenarios horizontally in the matrix.

The scenarios are created as variations of the LowDemand scenario, developed previously in the NEPP project.

The energy systems model, Balmorel, is applied, which is a fundamental partial-equilibrium model finding least-cost solutions based on assumptions such as the development of demand, fuel prices, technology costs and characteristics, renewable resources, and other essential parameters. The model minimizes total costs of the European energy system and optimizes both capacity investments and the operation of the power system over the year.

1.1 REFERENCE SITUATION – INFLUENCE OF CROSS-BORDER EXPANSION

The LowCrossBorder scenario for 2035 is based on the current structure of the transmission network, including anticipated or planned reinforcements on selected interconnectors.. When allowing model generated cross-border transmission expansions, the connections to Finland, Denmark, and Germany are increased considerably and connections are established to Estonia and Latvia (Reference scenario), in particular as a means to integrating renewable energy technologies in Nordicc and Baltic Sea Region. In total, the cross-border transmission capacity is doubled from around 12 GW to 25 GW².

In the Reference scenario, Sweden is a net exporter of electricity in 2035, mainly to Finland, Denmark, and Norway (see Figure 2). The net export is however significantly lower, when assuming no further cross-border development than what is already existing/planned towards 2030 (around 20 TWh in the LowCrossBorder scenario vs. 28 TWh in the Reference scenario). The net export is particularly reduced to Finland and Denmark, when constraining the cross-border expansions.

The Swedish onshore wind power potentials are fully utilized in the Reference scenario, while the model points to an unutilized onshore wind power potential (around 1 GW in SE2) in the situation with limited cross-border transmission expansion. The following sections summarize the effects of an increased internal transmission capacity in Sweden.

1.2 EFFECTS ON POWER CAPACITIES, GENERATION AND CO₂ EMISSIONS

In the Reference scenario, 25 % higher internal transmission capacity does not lead to further domestic onshore wind power investments, since the potential is already fully utilized. Only moderately higher offshore wind investments are observed (0.3 GW).

² *Expresses the transmission capacity to/from Sweden. The transmission capacity is approximately the same level in each way.

In the LowCrossBorder scenario, the higher internal transmission capacity results in 1.0 GW higher onshore wind build-out, corresponding to full utilization of the remaining potential. The additional wind power build-out is in the same order of magnitude as the nominal increase in internal transmission capacity (0.8-2.0 GW). Swedish wind power generation is increased by 1.2 in Reference situation and 3.5 TWh in the LowCrossBorder scenario because of the higher internal transmission capacity. In both situations, Swedish gas turbine investments are modestly reduced (0.1-0.2 GW), corresponding to a 6-8 % reduction, due to higher wind power generation and more efficient utilization of peak resources across regions.

The need for gas-fired power generation in Europe is reduced by 0.4-0.8 TWh as result of increased RES build-out, reduced bottlenecks, and higher geographical smoothening of the RES generation. Gas-fired power generation is particularly reduced in countries to which Swedish export is increased. Consequently, European CO₂ emissions in 2035 are reduced by 0.1-0.3 Mt corresponding to a 0.1-0.2 % reduction. The need for gas-fired capacity in Europe is reduced (0.7-1.6 GW lower) since reduced bottlenecks in the Swedish internal grid means that peak power resource across countries can be utilized/shared more efficiently; and since the increased wind power generation and more geographical smoothened RES generation reduces the need for peak power capacity.

A higher internal transmission capacity in Sweden only modestly impacts other domestic flexibility investments. As mentioned, the need for gas turbine investments for power balancing is slightly reduced, whereas electrolysis investments are increased marginally by 2-3 % to enable a more flexible hydrogen production

1.3 EFFECTS ON ELECTRICITY TRADE

Sweden is a net exporter in 2035 in all four scenarios. The 25 % higher internal transmission capacity in Sweden increases the net export in both reference situations:

- by 0.7 TWh in the situation with high cross-border transmission development (Reference scenario) and
- by 3.0 TWh in under the constrained cross-border transmission development (LowCrossBorder scenario). The net export increase is higher in this case, because the additional wind power build-out is also higher.

In the Reference scenario, increasing the internal transmission capacity by 25%, leads to higher Swedish electricity exports to the high-power price regions, Germany and Denmark, while exports to the low-price regions, Finland and Norway, are reduced. This reflects that reduction of internal bottlenecks in the Swedish transmission grid can enable a more cost-efficient electricity trade with other countries. In the reference with low Swedish cross-border development, Swedish electricity export to particularly Norway, Denmark, and Germany is increased.

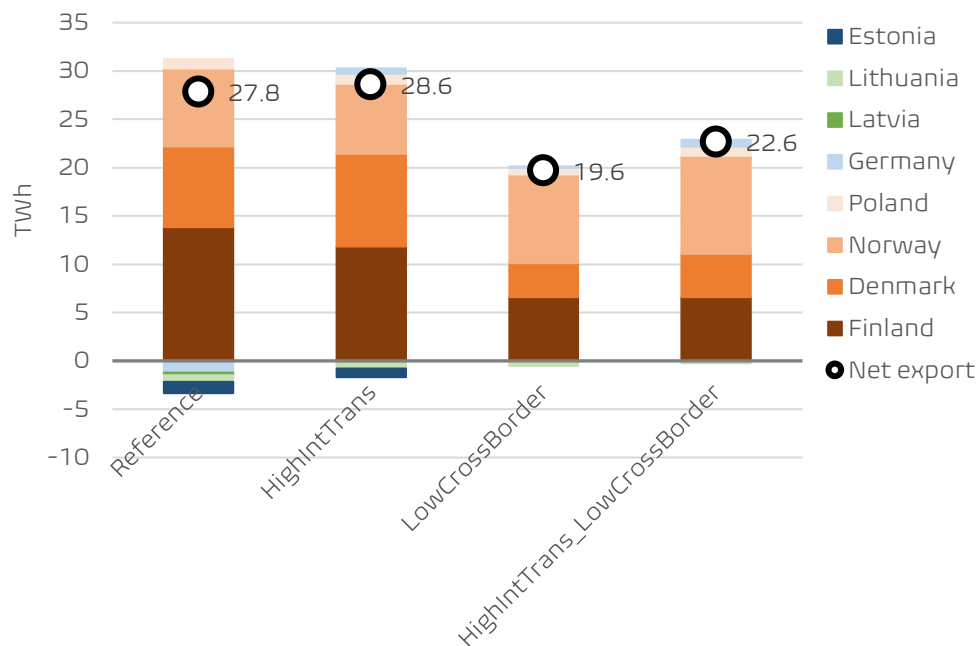


Figure 2. Sweden's net electricity export in 2035 in the scenarios analyzed.

1.4 EFFECTS ON ELECTRICITY PRICES

25 % higher internal transmission capacity in Sweden in 2035 leads to slightly more balanced electricity prices levels across Swedish power regions: small price increases (0.0-0.5 €/MWh) in the low-price regions (SE1, SE2) and small price reductions (0.4-1.6 €/MWh) in the high-price regions (SE3, SE4). Overall, the national electricity price level is reduced by 0.19-0.86 €/MWh (demand weighted average). This corresponds to a socio-economic benefit for the consumers of around 40-160 M€/year.

1.5 EFFECTS ON SYSTEM COSTS

The analysis suggest that 25 % higher internal transmission capacity can reduce Sweden's socio-economic system costs by around 150-200 M€/year in 2035. This is without considering costs for enabling the capacity increase. A significant part of the benefit goes to Swedish electricity consumers (40-160 M€/year).

The system benefit corresponds to around 38-50 M€/year per GW added internal transmission capacity (per capacity allowing the given transmission both ways) and is mainly comprised by an increased revenue from electricity trade with other countries, which greatly outweighs the cost for the increased domestic wind power expansion.

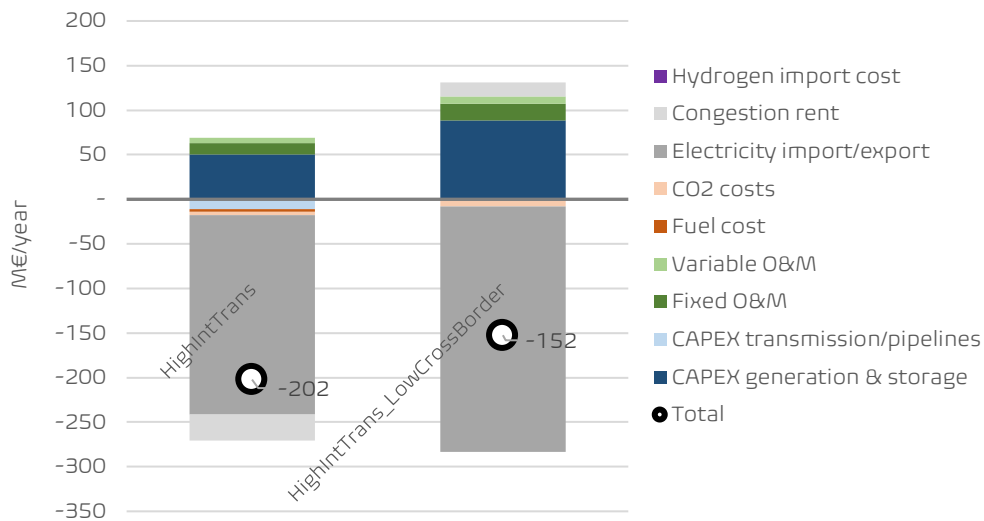


Figure 3. Change in system costs when increasing internal transmission capacity in Sweden by 25 %.
HighIntTrans scenario compared to Reference scenario and HighIntTrans_LowCrossBorder scenario compared to LowCrossBorder scenario

1.6 CONCLUSION AND DISCUSSION

The estimated system benefit of 38–50 M€ per GW per year is of the same order of magnitude as the annualized cost of a physical transmission capacity expansion. Enhancing transmission capacity through improved system operation—such as dynamic line ratings or advanced control strategies—is likely to be less costly than investing in new physical infrastructure. These results therefore indicate a net overall benefit from increasing the utilization of the Swedish transmission grid.

It should be noted that not all aspects are considered in the analysis. For instance, the applied energy model covers the spot market, while markets for ancillary services are not represented except for markets for reserve capacity. As such, potential benefits from more cost-efficient procurement of ancillary services in connection with the grid enhancements, are not considered in the analysis. Moreover, the analysis is made for a typical climate year, while the benefits of a more interconnected Swedish transmission grid can be larger under more challenging climate conditions (e.g. for dry, cold, and/or low wind years). Given these considerations, the socio-economic benefits are likely higher than estimated in this study.

Overall, the study indicates that an improved utilization of the Swedish transmission grid can be socio-economically beneficial and facilitate increased wind power build-out, higher net export, and modestly lower electricity price level in Sweden. On a European level, the improved Swedish grid utilization can reduce the need for gas-fired power capacity and generation and bring modest CO₂ reductions.

It is worth mentioning that results of energy system analyses are generally affected by uncertainties on the input data. For instance, the assumptions regarding

Analysis of power sufficiency under challenging situations

Energy systems modelling and analysis as part of the
Swedish NEPP project

PREPARED BY EA ENERGY ANALYSES FOR ENERGIFORSK

AUTHORS:

KARSTEN HEDEGAARD, ANANT ATUL VISARIA, ANDERS KOFOED-WIUFF.

1 Key messages

The analyses presented in this summary report were conducted by Ea Energy Analyses for Energiforsk as part of the North European Energy Perspective Project (NEPP). Within the NEPP "2035 Project," LowDemand and HighDemand scenarios investigate how Sweden can address the anticipated increase in electricity demand to support society's green transition and facilitate major industrial initiatives, particularly the production of green steel.

Building on the LowDemand and HighDemand scenarios additional analyses and simulations have been prepared to shed light on the following topics and questions:

- **Security of supply under challenging operation conditions:** *How does the Swedish electricity system perform in 2035 under challenging operation conditions such as long-term unfavourable weather or outages of major generation units and transmission lines?*
- **System costs and need for flexibility investments:** *How do system costs develop, how significant are the investments in flexibility measures and what benefits accrue from these investments?*
- **Consequences of delayed onshore buildout:** *What are the effects of a slower than expected build-out with onshore wind power in Southern Sweden?*
- **Dependency on neighboring countries:** *To what degree does the security of supply in Sweden depend on access to thermal generation capacity in continental Europe, notably Germany?*
- **Power transmission expansions:** *What is the need for expanding Sweden's interconnections and internal transmission grid towards 2035?*

The energy systems model, Balmorel, is applied, which is a fundamental partial-equilibrium model finding least-cost solutions based on assumptions such as the development of demand, fuel prices, technology costs and characteristics, renewable resources, and other essential parameters. The model minimizes total costs of the European energy system and optimizes both capacity investments and the operation of the power system over the year.

The methodology and key findings for each of the different focus areas are summarized in the following.

1.1 SECURITY OF SUPPLY UNDER CHALLENGING OPERATION CONDITIONS

This analysis investigates the effects of challenging climate conditions and outages on power system operation in the year 2035. The study emphasizes Sweden but also includes broader European impacts. The focus is on how low wind, low temperatures, dry conditions, and infrastructure outages affect electricity generation, consumption, and system flexibility under two demand scenarios: low and high electricity demand in Sweden. Two historical climate years were selected for analysis: 2010, representing a year with very low wind conditions across Northern Europe. 1996, representing a dry year with low hydro availability, especially in Sweden.

Both years are also characterized by below-normal temperatures, increasing heating demand.

Six scenarios are analyzed (see Table 1).

Table 1. Scenarios set up for the analysis of power sufficiency under challenging operation conditions.

Scenario	Demand	Climate year	Climate conditions	Outages
VLowWind_LD	Low	2010	Very low wind (SE: -17-18%*, EU: -3-11%**) Low temperature (heat demand in SE: +13%, EU: +8%)	-
DryLowWind_LD	Low	1996	Dry year (hydro generation in SE: -21%, EU: -8%) Low wind (SE: -11-18%***, EU: -2-5%****) Low temperature (heat demand in SE: +9%, EU: +10%)	-
DryLowWindOutages_LD	Low	1996		2 GW nuclear power outage in SE and SE-GE transmission line outages
VLowWind_HD	High	2010	<i>(practically same as the above)</i>	-
DryLowWind_HD	High	1996	<i>(practically same as the above)</i>	-
DryLowWindOutages_HD	High	1996		<i>(same as the above)</i>

*-18 % for onshore wind, -17 % for offshore wind. **-3 % for onshore wind, -11 % for offshore wind.

-18 % for onshore wind, -11 % for offshore wind. *-2 % for onshore wind, -5 % for offshore wind.

All percentages are given relative to the year 2014, which is the more conventional climate year applied in the reference (the numbers refer to the low demand simulations, the numbers are practically the same for the high demand cases).

SE: Sweden, GE: Germany, EU: the modelled European energy system.

For the European system, the climate year 2010 has the largest negative impact on the RES generation, while for Sweden, the climate year 1996 has the largest negative impact.

European-Level Impacts

The reductions in wind, solar, and hydro output lead to **lower electricity consumption for power-to-X processes and district heating**, as less surplus renewable electricity is available to power these applications.

Renewable-based hydrogen production in Europe becomes less competitive during these periods due to higher electricity costs, resulting in **increased hydrogen imports**. District heating systems exhibit **flexibility** by switching from **electricity-consuming technologies**—such as **heat pumps and electric boilers**—to **conventional fuel-based boilers**

or **combined heat and power (CHP) units**. This shift reduces the need for electricity in the heating sector during periods of system stress.

At the same time, **low temperatures increase the demand for heating**, leading to a general rise in electricity consumption for heat production — particularly in areas that still rely on electricity for heating. The net result is a **slight overall increase in total electricity demand**, though the composition of that demand shifts away from flexible, price-responsive sectors like power-to-X and toward more temperature-driven needs.

To balance the system under these conditions, the model shows a significant increase in **natural gas-fired generation**. Gas turbines compensate for reduced renewable output and for outages in nuclear capacity, increasing their average annual **full-load hours from about 1100 to 1500–1700** — a rise of **35–55%**. This highlights the growing role of natural gas turbines in system flexibility.

In 2035, the modelled CO₂ emissions from the European power system are at a low level due to the large share of non-fossil technologies in the power mix (above 90 %). The remaining CO₂ emissions (139-141 Mt in base scenarios) are thus predominantly comprised by natural gas fired units for power balancing. Therefore, European CO₂ emissions are increased proportionally to the increased natural gas-based generation (i.e. 35-55 %), when facing the challenging conditions. For Sweden, the expected use of natural gas in the domestic power mix in 2035 is expected to be particularly low and the CO₂ emissions thus also very low (1.1-1.3 Mt in base scenarios). Under the challenging operation conditions, the Swedish CO₂ emissions are increased by 0.4-2.6 Mt as a result of the higher gas fired generation. The CO₂ levels may be lower, as the analysis has not considered the possible addition of biomethane to the grid.

Sweden-Specific Impacts

In Sweden, the low domestic wind and hydro power generation under the poor weather conditions is mainly compensated for by increasing the electricity import, mainly from Germany and UK via Denmark (secondarily from the Baltic countries and Poland). This is enabled by

higher availability of dispatchable gas generation from Germany and Britain and somewhat stronger wind output in Germany, while wind output in Sweden and Norway is lower in the analyzed climate year. These dynamics highlight how Europe's interconnected system enhances flexibility, allowing one region's deficits to be balanced by surplus generation elsewhere. Disruptions at Swedish nuclear power plants and interconnectors result in further import increases. Overall, Sweden becomes a net importer of electricity in 2035 in most of the challenging conditions analyzed, as opposed to being a net exporter in the reference situation (LowDemand scenario).

As in the European case, Swedish district heating systems exhibit operational flexibility by switching from electricity-based heat supply (e.g. electric boilers and heat pumps) to conventional fuel-based boilers or CHP plants, thereby reducing electricity consumption when power is scarce. On the other hand, imports of hydrogen to Sweden have not been allowed in the modelling.

In Sweden average whole-sale electricity prices are considerably elevated in the climate year 2010 with very low wind and low temperatures (21-40 % increase) and in the dry climate year 1996 with also low wind and low temperatures (18-35% increase). In the case where power outages occur, electricity prices increase further (22-45% increase).

Under the different challenging operation conditions, up to 300 hours with very high Swedish power prices (around 160-340 €/MWh) are observed over the year, where power scarcity could occur if imports/peak capacity or flexible demand is not available. In the model, sufficient reserve capacity is assumed available (in Sweden and other countries), limiting how much the power price can increase in these challenging situations. However, if sufficient reserve capacity or price elastic demand is not available, the high power prices observed could become much higher and potentially reach the price cap of 3000 €/MWh. This would imply even higher increases of the average electricity price in the challenging operation conditions. Importantly, the modelling does not explicitly account for elastic demand response to very high prices, as incorporating such elastic behavior would require detailed sectoral data on price sensitivity, which is uncertain and highly context-dependent

Under conventional climate conditions, a need for 1.9-3.8 GW peak power capacity in 2035 is identified in Sweden, which is activated up to 340-360 hours over the year. The need for peak power capacity is significantly increased under the challenging conditions: 2.3-5.3 GW being activated under poor climate conditions and 6.4-7.7 GW being activated in the situation with both outages and poor climate conditions. Total generation from peak plants amounts to about 1 TWh per annum under poor climate conditions in the LowDemand scenario and about 5 TWh in the HighDemand scenario. A large portion of the peak capacity has very limited operation time even in years with poor weather conditions, and due to its limited or nonexistent operation time in typical weather years, the analyses indicate that only a modest portion of this capacity would be invested in under market conditions. The associated cost of providing peak capacity at this level would amount to around 90-180 M€/year (1.9-3.8 GW) under conventional conditions, 110-250 M€/year (2.3-5.3 GW) under challenging climate conditions, and 300-370 M€/year (6.4-7.7 GW) in the situation with outages and poor climate conditions¹.

The variability of the Swedish electricity prices is significantly increased under the challenging operation conditions. As such, the standard deviation² for electricity prices in Sweden's power region constituting the largest consumption centre (SE3) is increased from 30-31 €/MWh (mean of 64-71 €/MWh) in the conventional climate year to 41-50 €/MWh (mean of 83-98 €/MWh) under the challenging operation conditions.

1.2 SYSTEM COSTS AND NEED FOR FLEXIBILITY INVESTMENTS

Model optimized investments and system costs have been analyzed for the LowDemand and HighDemand scenario versus scenario variants, where investment in hydrogen storages is not included as an option in Sweden. Annualized socio-economic system costs for Sweden in 2035 are estimated in the different scenarios. The system costs comprise

¹ Assuming an investment cost of 0.67 M€/MW for peak power plants, based on the technology catalogue of the Danish Energy Agency, 2025 (<https://ens.dk/en/analyses-and-statistics/technology-catalogues>, data for Simple Cycle Gas turbines, Large), a real rate of 5 % and a lifetime of 25 years.

² The average distance of each data point from the mean. The standard deviation is generally considered the most useful and widely used measure of variability, especially when the data is approximately normally distributed.

annualized CAPEX for production, transmission and storage capacities, O&M costs, fuel costs, CO₂ costs, electricity import/export, and congestion rents.

The most important endogenous flexibility investments in the model cover power transmission lines, gas turbines, storages, electrolyzers, and electric boilers. Demand side flexibility such as flexibility in the classic demand, and in the electricity consumption for electric vehicles and individual heating is also optimized but based on exogenously defined capacities/demands. Power transmission investments are most significant followed by electrolyzers and gas turbines, and then hydrogen storages, heat storages, and electric boilers (see Table 2).

Table 2. Annualized costs of optimized flexibility investments in Sweden in 2035 across scenarios

Flexibility measure	Annualized investment cost relative to annualized CAPEX for all new units	Annualized investment cost relative to annualized system costs
Power transmission	6.8-13%	1.8-4.0%
Electrolysers	4.0-14%	1.1-4.4%
Gas turbines	2.7-9.0%	0.8-2.4%
Hydrogen storages	0.8-2.1%	0.3-0.6%
Heat storages	0.7-1.1%	0.2-0.3%
Electric boilers	0.1-0.3%	0.02-0.1%

The hydrogen storage investments in Sweden in 2035 (around 280-990 GWh) facilitate investments in a larger electrolysis capacity (2.9 GWe vs 2.1 GWe and 11.1 GWe vs 7.3 GWe in the LowDemand and HighDemand case, respectively), which is then being operated more flexibly. This represents a large flexible electricity demand. One of the system benefits of this is lowered peak power demands. Moreover, the modelling results indicate that hydrogen storages can reduce Sweden's electricity import by around 0.6-1.3 TWh and facilitate greater revenue from electricity exchange. Finally, the absence of hydrogen storages in Sweden would increase the average electricity price in SE1-SE3 by 0.8-6.6 €/MWh (2-12%).

The incremental investments in hydrogen storages and electrolyzers in Sweden in 2035 amount to around 84-347 M€/year, and this brings substantial net system benefit of around 106-587 M€/year (corresponding

to a net reduction of 1-4 %; also accounting for the hydrogen investments). A sensitivity analysis shows a net system benefit of 64-413 M€/year, even with a 50% increase in investment costs for hydrogen storage and electrolyzers. The modelling analysis thus suggests that hydrogen storages are economically beneficial, with system-wide savings outweighing the initial investment.

1.3 CONSEQUENCES OF DELAYED ONSHORE BUILDOUT

The consequences of a delayed onshore wind build-out in Sweden have been analyzed by setting up scenarios, where the build-out in 2035 corresponds to the estimated build-out potential in 2030. This corresponds to a 4.0 GW reduction in the Swedish onshore wind capacity in 2035 (15 TWh lower wind power generation). Two different scenario variants have been analyzed (for each of the two demand scenarios):

- **OnshoreDelay_Balanced:** Power system investments in Europe can be balanced in response to the delayed Swedish onshore wind build-out.
- **OnshoreDelay_Isolated:** All other capacities in Europe are assumed unchanged in connection with the delayed Swedish onshore wind build-out. This scenario represents the short-term consequences of an unexpected delay in onshore build-out.

The OnshoreDelay_Balanced scenarios show that investments in predominantly offshore wind (2.3-2.2 GW) and solar PV (1.9-3.3 GW) take place to compensate for the delayed onshore wind build out in Sweden³. The increase offshore wind investments mainly happen in Denmark and Germany, and for the LowDemand case also in Sweden, while the increased solar PV investments mainly occur in France, the Netherlands, and for the HighDemand case also in Sweden⁴. Overall, the delayed Swedish onshore wind build-out reduces the domestic RES capacity by 3.3 GW and 1.2 GW in the LowDemand and HighDemand scenario, respectively. In this scenario the total RES generation in Europe is only moderately reduced.

³ In addition, minor investments in onshore wind in other countries (0.1-0.2 GW) and up to 0.6 GW investments in gasturbines.

⁴ Moderately increased offshore wind and solar PV investments also occur in several other countries.

The OnshoreDelay_Isolated scenarios assume that all other capacities in Europe are unchanged, and as expected, the total RES generation reduced considerably. To compensate for this, gasfired generation is increased significantly (3-4 TWh), mainly in Germany, UK, and Poland. In the low demand development, a delayed Swedish onshore buildout will reduce Sweden's electricity net export by around 11-14 TWh and in a high demand development it increases the net electricity import by around 13-14 TWh.

The delayed buildout with onshore wind leads to increased electricity price levels in 2035 in all the Swedish power regions, approximately 3-6 €/MWh (4-10 % increase), when assuming no compensating capacity investments in the rest of Europe; and around 1-3 €/MWh (1-4 % increase), when assuming compensating investments in response to the delayed buildout. The variability of the Swedish electricity price is modestly reduced by the delayed buildout: the standard deviation is reduced by 0.1-1.4 €/MWh (0-5 %).

1.4 DEPENDENCY ON NEIGHBORING COUNTRIES

In this part of the project, it is analyzed how it affects the Swedish power system and power prices if the German gas fired capacity in 2035 is 20 GW lower (52 GW instead of the 72 GW identified in the investment optimization). The capacity reduction is modelled as an isolated change, i.e. without potential compensating investments in the rest of the system. The effect of the German capacity reduction is investigated for the LowDemand scenario and the variation of the LowDemand case with very low wind and low temperature (climate year 2010).

The analysed capacity change in Germany reduces gas fired power generation in Germany by around 22-31 TWh (depending on scenario). The main impact on power generation in Europe is an increase in gas fired generation in other countries, mainly UK, Italy, and the Netherlands, but also in e.g. Poland, France, and Spain. Additionally, modest increases in biomass/biogas-based power generation are observed in several countries and in the very low wind and low temperature situation, coal-based generation in Poland is also moderately increased.

The modelling results suggest that in the conventional climate year; the German capacity reduction does not imply further need for peak power capacity in Sweden in 2035; however, the peak power plants are activated more frequently (450 hours versus 340 hours in the base case).

Nevertheless, in the situation with very low wind and low temperature, the lower German gas power capacity results in a significantly increased need for Swedish peak power capacity, i.e. 5.8 GW versus 2.3 GW in the base case (in both situations being activated partly/fully up to 1900-2000 hours over the year).

The reduction in German gas fired capacity leads to moderately increased average electricity prices in Sweden, 1-3 €/MWh higher (1-4 % increase), depending on scenario and power region. As mentioned, this price increase could become higher if sufficient reserve capacity or flexible demand is not available to avoid power shortages.

1.5 POWER TRANSMISSION EXPANSIONS

The need for expansions of Sweden's power transmission capacities towards 2035, both interconnections and internal grids, is investigated in the scenarios where power system investments are optimized. This covers the LowDemand and HighDemand and the scenario variants without hydrogen storage investments with the delayed Swedish onshore buildout.

Across all scenarios, the modelling results suggest that it would be beneficial to expand the interconnections between SE3 and Denmark, Finland, and the Baltic countries. The optimization thus points to the following transmission investments towards 2035⁵: SE3-DK1 (1.5 GW), SE3-FI (1.5 GW), SE3-EE (1.1-1.4 GW) and SE3-LV (0.4-0.5 GW). The modelling also suggests expanding the interconnections from SE1 and SE1 for some of the scenarios: SE1-FI (0-1.5 GW) and SE2-FI (0-1.4 GW), where the largest need is observed in the low demand scenarios. In addition, transmission investments to offshore hubs are observed, e.g. to from SE4 to Kriegers Flak (0.6-2.2 GW), which can be utilized for power

⁵ In addition to the existing and planned transmission capacities according to TYNDP.

exchange with Germany and Denmark, as they are connected to the same hub in the scenarios.

When it comes to internal transmission grid expansions in Sweden, the optimization generally suggests stronger connections between SE3 and SE4 (0.9-1.5 GW) and for the low demand scenarios also between SE3 and SE2 (1.1-1.5 GW).



Ea Energy Analyses

Analysis of peak power capacity operation in challenging situations

*Energy systems modelling and analysis as
part of the Swedish NEPP project*

Prepared by Ea Energy Analyses, October 2025

nepp

 Energiforsk

A yellow bus is driving on a paved road that curves to the right. In the background, two large, light-colored industrial buildings with tall smokestacks are visible, partially obscured by a dense line of green trees. The sky is blue with some light clouds. A white text box is overlaid on the left side of the image.

Peak Power Operation in 2035 scenarios

Peak power resource need (SE)

- The need for peak power resources is significantly increased under the challenging conditions.
- Peak power resources are assumed provided by peak power plants but could also be demand-shut-downs.
- Peak power plants are here defined as oil/gas-based generators. In the challenging conditions these units are used in a significant number of hours for ensuring sufficient capacity in low-RES periods.

	Peak power capacity need (GW)	Investment costs for peak power plants (M€/year)*	Activation time (hours)**
LowDemand	1.9	90	336
LowDem_VLowWind_LowTemp	2.3	107	1914
LowDem_Dry_LowWind_LowTemp	3.8	181	1628
LowDem_Outages_Dry_LowWind_LowTemp	6.4	301	1805
HighDemand	3.8	179	357
HighDem_VLowWind_LowTemp	4.7	222	2351
HighDem_Dry_LowWind_LowTemp	5.3	250	1940
HighDem_Outages_Dry_LowWind_LowTemp	7.7	365	2489

*Assuming an investment cost of 0.67 M€/MW for peak power plants, based on the technology catalogue of the Danish Energy Agency, 2025 (<https://ens.dk/en/analyses-and-statistics/technology-catalogues>, data for Simple Cycle Gas turbines, Large), a real rate of 5 % and a lifetime of 25 years.

**Hours where all or part of the peak capacity is active.

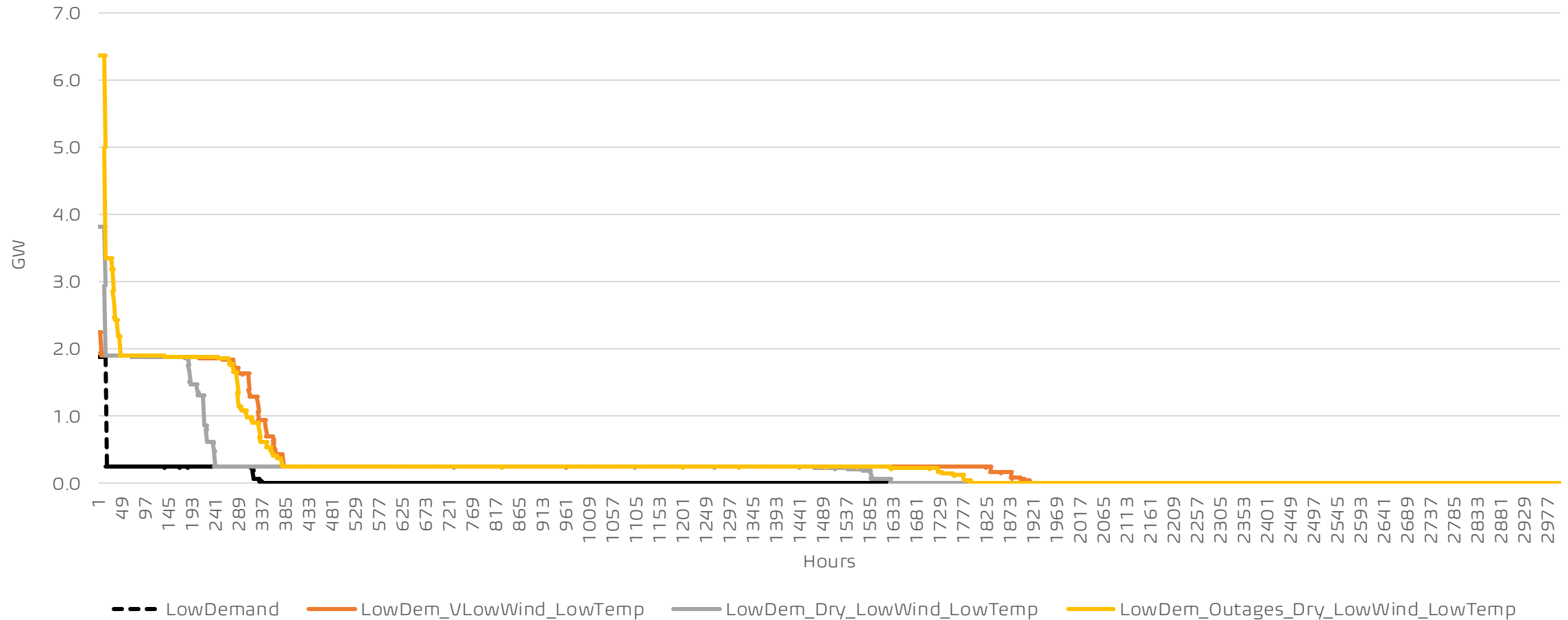
Peak power resource requirement (SE)

	LowDemand	LowDemand Low Wind	Low Demand Dry + Low Wind	LowDemand Dry + Low Wind + Outages	HighDemand	HighDemand Low Wind	High Demand Dry + Low Wind	HighDemand Dry + Low Wind + Outages
SE1					0.09	0.49	0.25	0.46
SE2								
SE3		0.36	1.93	4.46	2.48	2.97	3.56	5.98
SE4	2.03	2.03	2.03	2.03	2.03	2.03	2,03	2.03

- Peak power capacities are primarily needed in SE3 and SE4.
- In the high demand scenario, where industrial load in Northern Sweden increase markedly, we also see a capacity requirement in in SE1.

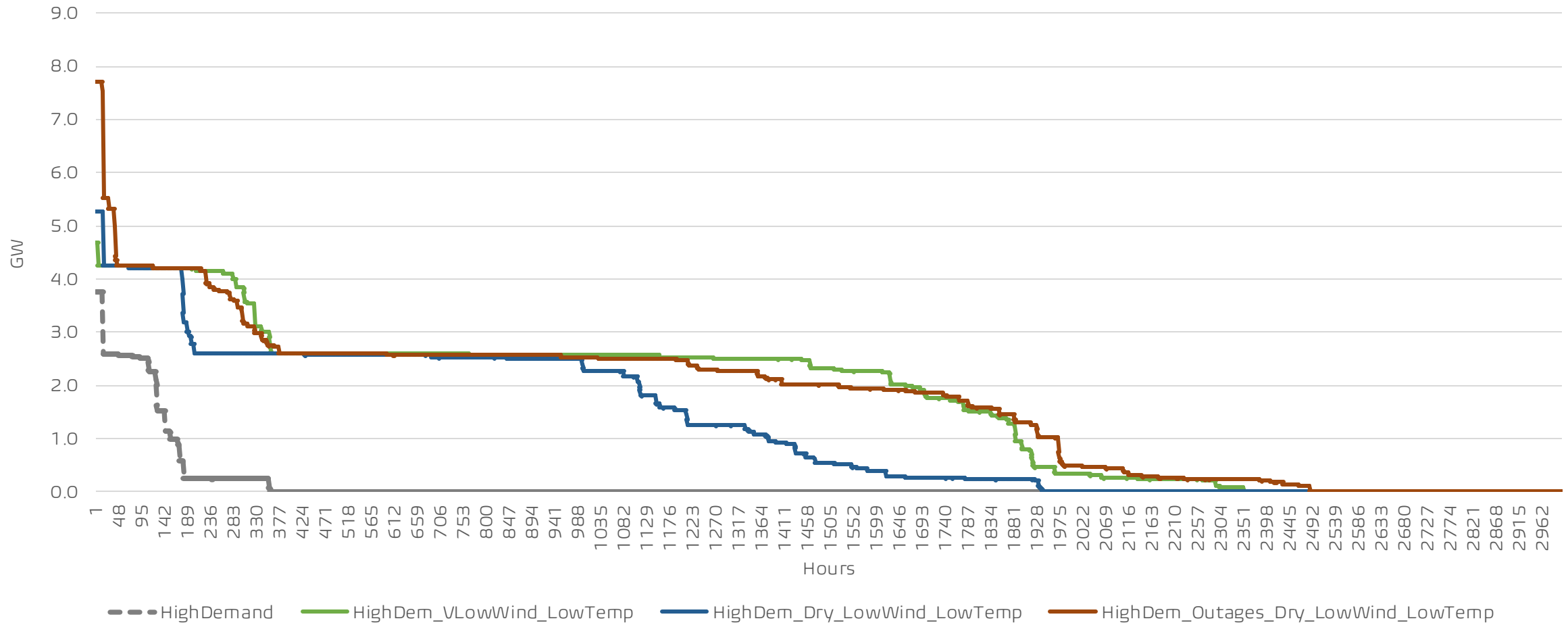
Peak power resource operation (SE) – Low Demand Scenarios

Duration curves for Peak power plants



Peak power resource operation (SE) – High Demand Scenarios

Duration curves for Peak power plants



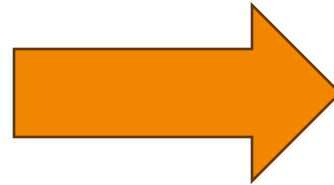
Peak power resource operation (SE)

Peak Capacity Operating Time	LowDemand	LowDemand Low Wind	Low Demand Dry + Low Wind	LowDemand Dry + Low Wind + Outages	HighDemand	HighDemand Low Wind	High Demand Dry + Low Wind	HighDemand Dry + Low Wind + Outages
0 - 250 MW	336	1914	1628	1805	357	2351	1940	2489
250 - 500 MW	181	1582	1263	1314	237	2134	1781	2229
500 - 750 MW	15	361	236	354	179	1920	1548	1982
750 - 1000 MW	15	344	222	330	171	1916	1434	1972
1000 - 1250 MW	15	328	217	304	152	1884	1378	1972
1250 - 1500 MW	15	326	217	287	142	1882	1329	1927
1500 - 1750 MW	15	309	188	285	142	1832	1209	1851
1750 - 2000 MW	15	277	186	276	125	1751	1147	1769
2000 - 2250 MW	0	4	14	44	125	1673	1113	1522
2250 - 2500 MW	0	4	14	39	123	1611	1081	1355
2500 - 2750 MW	0	0	14	32	107	1446	996	1189
2750 - 3000 MW	0	0	14	31	15	357	202	364
3000 - 3250 MW	0	0	13	30	15	355	191	325
3250 - 3500 MW	0	0	13	27	15	324	180	300
3500 - 3750 MW	0	0	13	14	15	324	179	290
3750 - 4000 MW	0	0	13	14	15	304	178	273
4000 - 4250 MW	0	0	0	14	0	287	178	225
4250 - 4500 MW	0	0	0	14	0	4	14	43
4500 - 4750 MW	0	0	0	14	0	4	14	39
4750 - 5000 MW	0	0	0	14	0	0	14	39
5000 - 5250 MW	0	0	0	14	0	0	14	38
5250 - 5500 MW	0	0	0	13	0	0	14	38
5500 - 5750 MW	0	0	0	13	0	0	0	25
5750 - 6000 MW	0	0	0	13	0	0	0	14
6000 - 6250 MW	0	0	0	13	0	0	0	14
6250 - 6500 MW	0	0	0	13	0	0	0	14
6500 - 6750 MW	0	0	0	0	0	0	0	14
6750 - 7000 MW	0	0	0	0	0	0	0	14
7000 - 7250 MW	0	0	0	0	0	0	0	14
7250 - 7500 MW	0	0	0	0	0	0	0	14
7500 - 7750 MW	0	0	0	0	0	0	0	14
7750 - 8000 MW	0	0	0	0	0	0	0	0

Peak power resource operation in average year (SE)

Based on the following probability estimates and the data in the previous slide, we derive the operating time of peak resources in an average expected years

Scenarios	Probability
LowDemand	63.0%
LowDemand Low Wind	2.5%
Low Demand Dry + Low Wind	2.5%
LowDemand Dry + Low Wind + Outages	2.0%
HighDemand	27.0%
HighDemand Low Wind	1.0%
High Demand Dry + Low Wind	1.0%
HighDemand Dry + Low Wind + Outages	1.0%



Peak Capacity Bands	Operating Time in Average Expected Year
0 - 250 MW	501
250 - 500 MW	337
500 - 750 MW	135
750 - 1000 MW	130
1000 - 1250 MW	123
1250 - 1500 MW	119
1500 - 1750 MW	115
1750 - 2000 MW	107
2000 - 2250 MW	79
2250 - 2500 MW	75
2500 - 2750 MW	67
2750 - 3000 MW	15
3000 - 3250 MW	14
3250 - 3500 MW	13
3500 - 3750 MW	13
3750 - 4000 MW	13
4000 - 4250 MW	8
4250 - 4500 MW	1
4500 - 4750 MW	1
4750 - 5000 MW	1
5000 - 5250 MW	1
5250 - 5500 MW	1
5500 - 5750 MW	1
5750 - 6000 MW	1
6000 - 6250 MW	1
6250 - 6500 MW	1
6500 - 6750 MW	1
6750 - 7000 MW	1
7000 - 7250 MW	1
7250 - 7500 MW	1
7500 - 7750 MW	1
7750 - 8000 MW	0

Risk and WACC in Peak Power Investments

- **Nature of the Risk**

- Peak power plants that operate in energy-only markets earn revenues mainly during scarcity hours when electricity prices spike. These hours are infrequent and highly uncertain, depending on weather, demand volatility, renewable output, and market design.
- Because income is concentrated in rare, unpredictable events, revenue streams are volatile, lumpy, and policy-sensitive. Small changes in market rules—such as price caps or reserve mechanisms—can drastically alter profitability.

- **Effect on WACC (Weighted Average Cost of Capital)**

Due to these risks, investors demand higher returns to compensate for uncertainty:

- Equity investors expect higher Internal Rates of Return (IRRs), typically 20–30% levered for merchant projects.
 - Lenders offer less debt or shorter tenors, pushing up the cost of capital mix.
- The **WACC increases** compared to baseload or contracted assets (which might sit near 6–8%), potentially rising up to **20%** for fully merchant peakers.

Peak power- Breakeven Analysis

- **Electricity price during scarcity events**
Peak power plants—typically oil or gas-fired units—earn revenue only when electricity prices are high. To recover their investment, they must operate enough hours at sufficiently high prices to cover both fixed and variable costs. The mini-analysis considers **three illustrative price levels** that represent different scarcity situations in the power market:
 1. **Demand Response (1,000 €/MWh):**
Assumes that flexible consumers start to reduce demand.
 2. **Price Ceiling (4,000 €/MWh):**
Represents the current **regulatory cap** on market prices in the energy-only market. This is the highest price generators can receive before interventions or market limits apply.
 3. **Involuntary Load Shedding – Value of Lost Load (10,000 €/MWh):**
Corresponds to **extreme scarcity**, when demand cannot be met and electricity supply to consumers is curtailed. The price level reflects the **economic value of avoided outages**, i.e., the “value of lost load.”
- **Impact of Financing Costs (WACC):**
A higher WACC reflects increased investor risk or uncertainty. As financing costs rise, plants must run for more hours per year to remain economically viable. For instance, at a 5% WACC and €4,000/MWh price, breakeven may occur at roughly **13 hours/year**, whereas at 20% WACC, the same plant would need about **37 hours/year** of operation.
- **Market Implication:**
While adding peak capacity may be **socially beneficial for system reliability**, it may not be **financially attractive for private investors** without additional revenue mechanisms or market reforms.

The table illustrates how the **required operating hours** of peak power plants depend on the **cost of capital (WACC)** and the **electricity price during scarcity events**.

Power price when peak resource is operating

Required utilization (hours/year)	Demand Response	Price Ceiling	Involuntary Load Shedding – Value of lost load
WACC	(1 000 €/MWh)	(4 000 €/MWh)	(10 000 €/MWh)
5%	68	13	5
10%	105	20	8
15%	148	28	11
20%	193	37	14

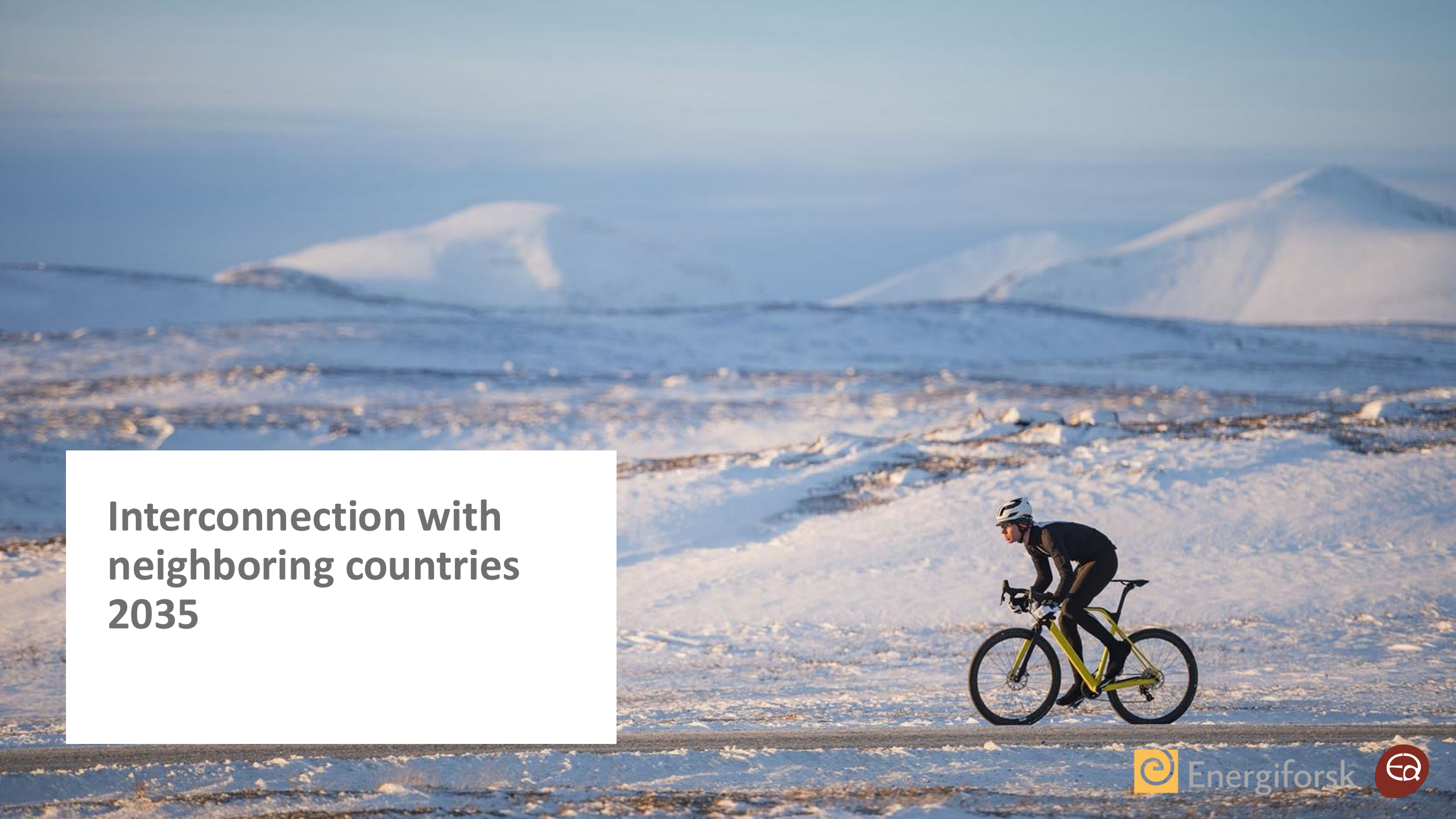
*Assuming an investment cost of 0.67 M€/MW for peak power plants, based on the technology catalogue of the Danish Energy Agency, 2025 (<https://ens.dk/en/analyses-and-statistics/technology-catalogues>, data for Simple Cycle Gas turbines, Large), an operation cost of 300 €/MWh and a lifetime of 25 years.

The analysis does not include fixed operation and maintenance (O&M) costs, which would add to the annual cost base of the units (roughly +15%-30% per annum) and therefore increase the required operating hours for economic viability. Similarly, potential additional revenues outside the energy only market — such as payments for providing ancillary services — are not considered. These simplifications mean that the calculated breakeven operating hours should be interpreted as indicative.

Peak power resource operation (SE)

Peak Capacity Bands	Operating Time in Average Expected Year		
0 - 250 MW	501	WACC – Required utilization (hours/year)	Demand Response (1 000 €/MWh)
250 - 500 MW	337		
500 - 750 MW	135	20%	193
750 - 1000 MW	130		
1000 - 1250 MW	123	WACC – Required utilization (hours/year)	Demand Response (1 000 €/MWh)
1250 - 1500 MW	119		
1500 - 1750 MW	115	5%	68
1750 - 2000 MW	107		
2000 - 2250 MW	79	WACC – Required utilization (hours/year)	VOLL (10 000 €/MWh)
2250 - 2500 MW	75		
2500 - 2750 MW	67	5%	5
2750 - 3000 MW	15		
3000 - 3250 MW	14	WACC – Required utilization (hours/year)	VOLL (10 000 €/MWh)
3250 - 3500 MW	13		
3500 - 3750 MW	13	5%	5
3750 - 4000 MW	13		
4000 - 4250 MW	8	WACC – Required utilization (hours/year)	VOLL (10 000 €/MWh)
4250 - 4500 MW	1		
4500 - 4750 MW	1	5%	5
4750 - 5000 MW	1		
5000 - 5250 MW	1	WACC – Required utilization (hours/year)	VOLL (10 000 €/MWh)
5250 - 5500 MW	1		
5500 - 5750 MW	1	5%	5
5750 - 6000 MW	1		
6000 - 6250 MW	1	WACC – Required utilization (hours/year)	VOLL (10 000 €/MWh)
6250 - 6500 MW	1		
6500 - 6750 MW	1	5%	5
6750 - 7000 MW	1		
7000 - 7250 MW	1	WACC – Required utilization (hours/year)	VOLL (10 000 €/MWh)
7250 - 7500 MW	1		
7500 - 7750 MW	1	5%	5
7750 - 8000 MW	0		

- Maintaining sufficient peak capacity is crucial from a system reliability and socio-economic perspective
- Under market conditions where investors face high financing costs (WACC = 20%), only the first few hundred megawatts of capacity would achieve sufficient operating hours to cover costs.
- Beyond this range, the expected utilization falls below the breakeven threshold, meaning these units would not be profitable without additional revenue mechanisms or policy support.
- From a socio-economic perspective about 2500 MW or perhaps more may prove beneficial.

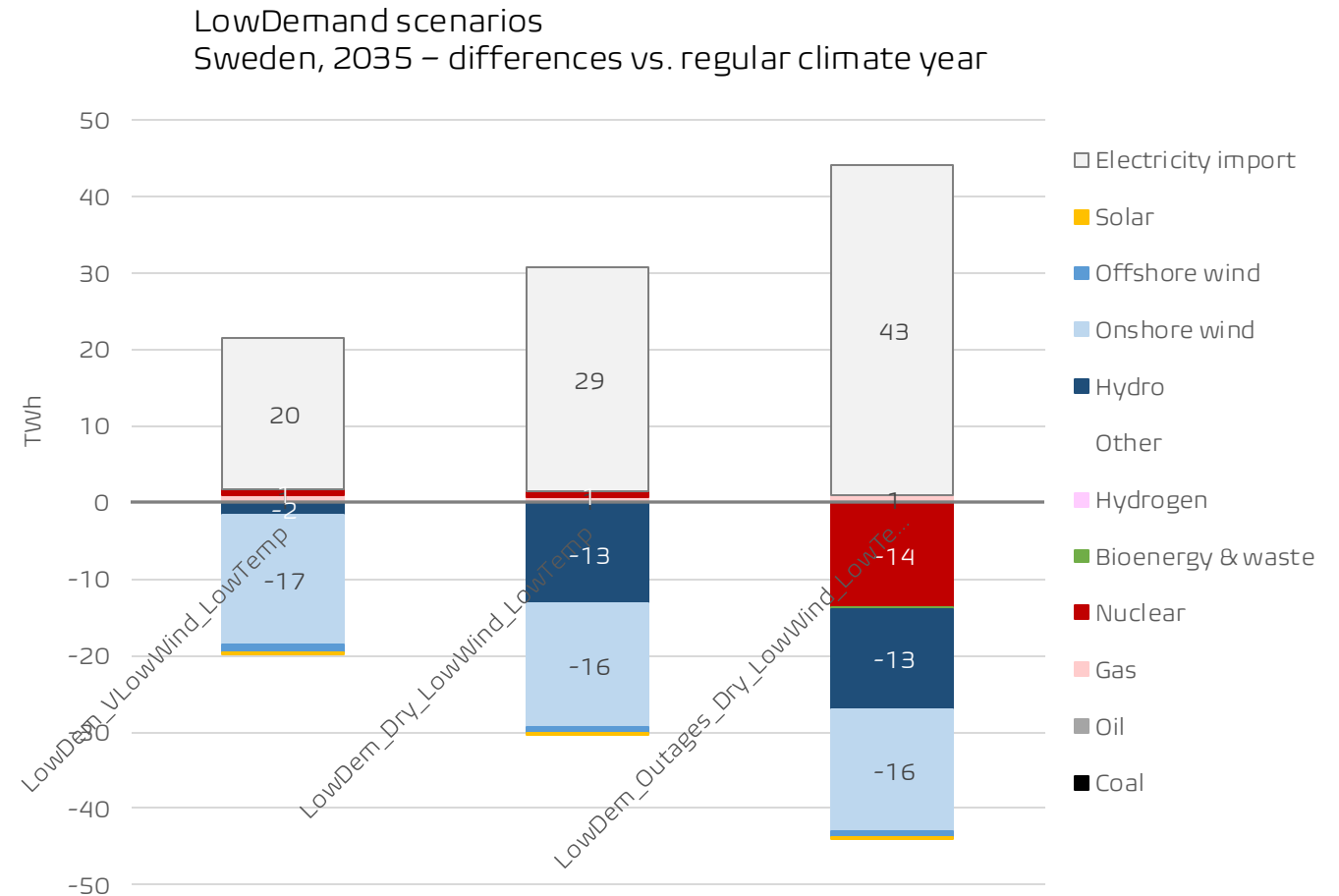


Interconnection with neighboring countries 2035

Effects of challenging climate conditions & outages on power system operation - Sweden

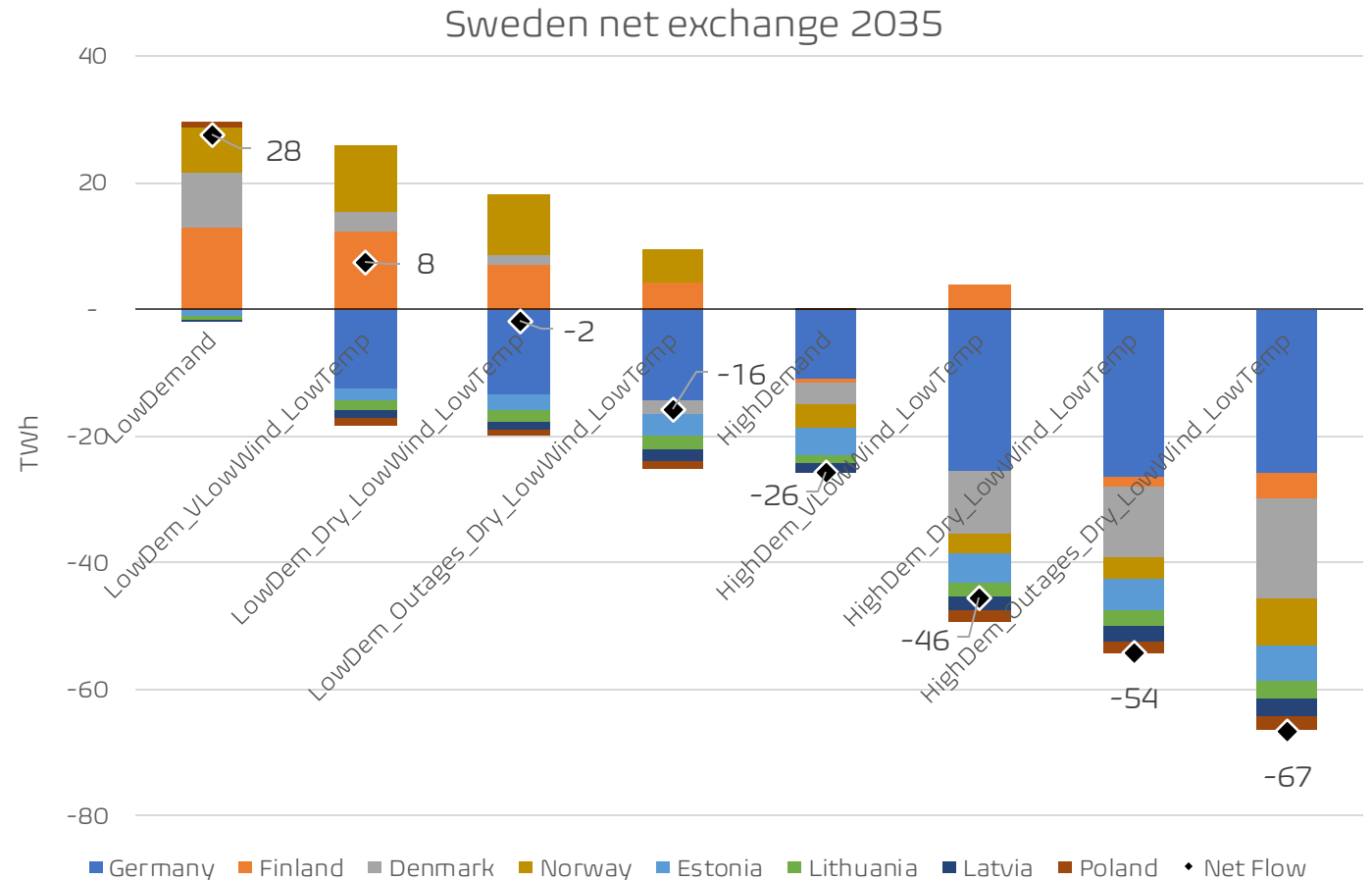
LowDemand scenarios

- To offset the decrease in power generation from wind and hydro sources due to difficult climate conditions, electricity imports rise significantly.
 - The primary source of these imports is Germany.
 - Additionally, Lithuania, Estonia, Latvia, and Poland contribute as secondary sources.
- Disruptions at nuclear power plants and interconnectors result in a further increase in imports.



Net electricity exchange between Sweden and connected countries

- Under challenging climate years, Sweden becomes a net importer of electricity in most scenarios, while being a net exporter in a conventional climate year (under LowDemand).
- The shortfall in Swedish generation is largely covered by increased imports from Germany and Great Britain (via DK).
- This is enabled by higher availability of dispatchable gas generation from Germany and Britain and stronger wind output in Germany, while wind output in Sweden and Norway declines.
- As a result, Germany shifts from being a net importer to a net exporter.
- These dynamics highlight how Europe's interconnected system enhances flexibility, allowing one region's deficits to be balanced by surplus generation elsewhere.



Sweden Export Situation

Hours	LowDemand	LowDemand Low Wind	Low Demand Dry + Low Wind	LowDemand Dry + Low Wind + Outages
Net Export	6828	4918	4003	2740
Net Import	1909	3819	4734	5997

Hours	HighDemand	HighDemand Low Wind	High Demand Dry + Low Wind	HighDemand Dry + Low Wind + Outages
Net Export	2480	1074	934	476
Net Import	6257	7663	7803	8261

Congestion rent of interconnection (LowDemand)

Interconnectors

Mill. €2024	LowDemand	LowDemand Low Wind	Low Demand Dry + Low Wind	LowDemand Dry + Low Wind + Outages
SE1 - NO4 (0.6 GW)	13	9	9	8
SE1 - FI (2.5 GW)	39	18	12	10
SE2 - NO4 (0.3 GW)	9	6	4	4
SE2 - FI (2.5 GW)	17	10	6	3
SE2 - NO3 (1 GW)	37	28	22	17
SE3 - LV (0.42 GW)	21	40	27	35
SE3 - EE (1.14 GW)	28	46	32	41
SE3 - FI (2.05 GW)	33	13	13	13
SE3 - NO1 (2.1 GW)	78	56	56	41
SE3 - DK1 (2.25 GW)	139	149	142	173
SE4 - DK2 (1.7 GW)	6	4	2	4
SE4 - LT (0.7 GW)	36	46	28	34
SE4 - PL (0.6 GW)	37	39	29	42
SE4 - DE (1.3 GW)	54	69	62	0
Total	546	534	444	425

- Bottleneck revenues on the interconnectors are used as an indicator of their value to the energy system.
- In strained weather years Nordic–Nordic congestion generally decline, mostly likely because North-South flows are relieved, while Baltic and Continental Europe links generally become relatively more valuable - except where outages limit transfer capacity.

Congestion rent of interconnection (LowDemand)

Internal connections

Mill. €2024	LowDemand	LowDemand Low Wind	Low Demand Dry + Low Wind	LowDemand Dry + Low Wind + Outages
SE1 - SE2 (3.3 GW)	21	14	6	4
SE2 - SE3 (9.5 GW)	149	42	26	37
SE3 - SE4 (7.54 GW)	262	297	274	270

- Interpretation: Lower wind reduces southbound bottlenecks from SE2 to SE3

Offshore hubs connections

Mill. €2024	LowDemand	LowDemand Low Wind	Low Demand Dry + Low Wind	LowDemand Dry + Low Wind + Outages
SE4 - Baltica (0.01 GW)	1	1	1	1
SE4 - DK_KF (0.58 GW)	11	15	12	18
SE4 - DE_KF (1.69 GW)	26	50	37	70
SE4 - BalEast (1.88 GW)	40	89	77	134
SE3 - FinnG (0.22 GW)	3	1	1	1
SE3 - GulfB (1.26 GW)	23	8	8	11
FinnG - GulfB (0.17 GW)	0	0	0	0
GulfB - FI (1.26 GW)	11	10	7	4

Congestion rent of interconnection (HighDemand)

Interconnectors

Mill. €2024	HighDemand	HighDemand Low Wind	High Demand Dry + Low Wind	HighDemand Dry + Low Wind + Outages
SE1 - NO4 (0.6 GW)	20	22	24	27
SE1 - FI (1.35 GW)	33	20	21	20
SE2 - NO4 (0.3 GW)	8	5	5	6
SE2 - FI (1.1 GW)	15	7	8	7
SE2 - NO3 (1 GW)	24	18	15	17
SE3 - LV (0.44 GW)	31	63	50	61
SE3 - FI (2.05 GW)	33	9	12	13
SE3 - EE (1.36 GW)	55	91	79	94
SE3 - NO1 (2.1 GW)	62	42	36	34
SE3 - DK1 (2.25 GW)	133	193	212	266
SE4 - DK2 (1.7 GW)	2	3	4	22
SE4 - PL (0.6 GW)	36	47	35	52
SE4 - LT (0.7 GW)	41	62	47	55
SE4 - DE (1.3 GW)	55	83	74	0
Total	549	665	621	673

- Under high-demand 2035 conditions, Sweden's interconnections generate more congestion rent under stress, driven by divergent weather sensitivities and transmission bottlenecks in southern and Baltic corridors.
- The country's balanced base case means scarcity in low-wind/dry years quickly translates into price divergence and increased congestion income, particularly on the links to DK1, DE, and the Baltics.
- Conversely, northern links weaken as shared hydro/wind deficits limit regional spreads.

Congestion rent of interconnection (HighDemand)

Internal connections

Mill. €2024	HighDemand	HighDemand Low Wind	High Demand Dry + Low Wind	HighDemand Dry + Low Wind + Outages
SE1 - SE2 (3.3 GW)	33	25	12	10
SE2 - SE3 (8 GW)	67	12	19	19
SE3 - SE4 (8 GW)	261	397	387	375

- Interpretation: SE3 – SE4 becomes more important to secure imports from the Baltics and continental Europe.

Offshore hubs connections

Mill. €2024	HighDemand	HighDemand Low Wind	High Demand Dry + Low Wind	HighDemand Dry + Low Wind + Outages
SE4 - Baltica (0.01 GW)	1	1	1	1
SE4 - DK_KF (1.21 GW)	18	28	24	43
SE4 - DE_KF (2.63 GW)	39	71	48	102
SE4 - BalEast (2.05 GW)	48	124	103	187
SE3 - FinnG (1.71 GW)	22	8	8	10
SE3 - GulfB (2.86 GW)	64	20	22	25
FinnG - GulfB (0.48 GW)	4	1	1	1
GulfB - FI (2.86 GW)	12	15	7	5

Sammanfattning: Behov och belastning i det framtida svenska elsystemet

Texten analyserar hur placeringen av ny elproduktion och kapaciteten i transmissionsnätet påverkar flaskhalsar och belastning i det svenska elsystemet. Studien visar att en strategisk fördelning av ny elproduktion, anpassad efter var ny efterfrågan uppstår och tillgänglig transmissionskapacitet, kan begränsa flaskhalsproblematik även utan ytterligare investeringar än redan planerade förstärkningar. Dock kan perioder med mycket hög belastning ändå uppstå, särskilt beroende på om ny kärnkraft byggs eller ej. Utan ny kärnkraft ökar belastningen mellan norra och södra Sverige, medan med ny kärnkraft ökar belastningen kring Stockholmsområdet.

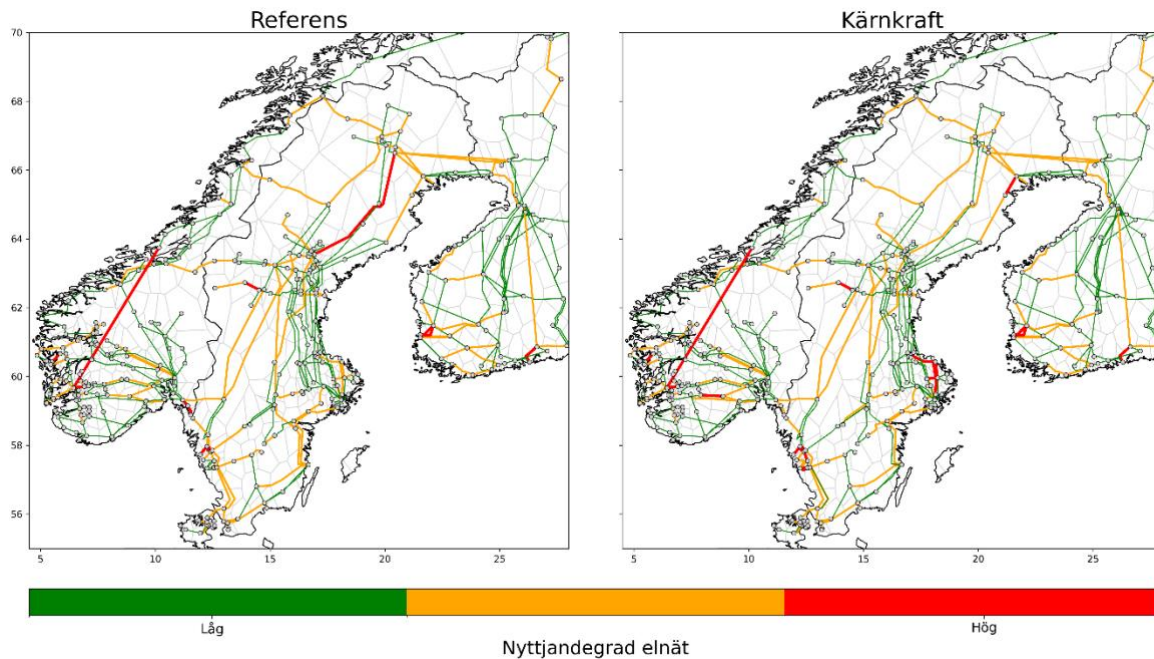
Placering av ny elproduktion styrs dock av fler faktorer i praktiken, exempelvis lokal acceptans, vilket kan leda till nya flaskhalsar och behov av ytterligare investeringar. Ett centralt tema är spänningshållning och kompensering av reaktiv effekt, som är avgörande för ett stabilt elnät. Reaktiv effekt måste regleras lokalt, vilket görs både kontinuerligt (med shuntreaktorer och shuntkondensatorer) och snabbt vid fel (av elproduktionsenheter). Elektrifieringen av industri och transporter förändrar både var el produceras och konsumeras, vilket ökar behovet av reaktiv effektkompensering. Beräkningar visar att behovet av kompensering ökar med 77–82 % i framtida scenarier jämfört med historiskt, men kostnaden ökar endast med 40–44 % eftersom mer av den billiga kompenseringen (shuntkondensatorer) används.

Sammanfattningsvis pekar studien på ökat behov av både teknisk och ekonomisk planering för att möta framtida krav på elnätet, särskilt i takt med elektrifieringen och förändringar i produktionsmixen.

En elektrifiering av transport och industrisektorn innebär en förändrad placering av både efterfrågan på el och elproduktion som tillkommer för att möta denna vilket kan leda till att nya flaskhalsar i elnätet uppstår samt att behovet av reaktiv effektkompensering för spänningshållningen i elnätet förändras. Figur 1 visar utnyttjningsgraden av transmissionsnätet i två möjliga framtidsfall med genomförd elektrifiering utan ("referens" till vänster) och med ("kärnkraft" till höger) ny kärnkraft. I båda fallen antas den befintliga elnätskapaciteten finnas kvar och förstärkas enligt planer från de Nordiska TSO:erna fram till 2040. Beräkningarna är gjorda med Chalmers nordiska modell EHUB med hög geografisk upplösning (Göransson et al. 2025).

Beräkningarna visar att genom en fördelning av ny elproduktion anpassad till lokalisering av ny efterfrågan på el samt transmissionsnätets kapacitet så kan flaskhalsproblematik begränsas trots att inga nya investeringar utöver planerade förstärkningar tillåts. Det bör dock poängteras att även om nyttjandegraden är på låg- och medelhög nivå så innebär det inte att det inte finns tillfällen med mycket hög belastning. Största skillnaden mellan fallen är mer belastning på överföring mellan norra och södra Sverige i fallet utan ny kärnkraft medan belastningen på transmissionsnätet runt Stockholmsområdet är större i fallet med ny kärnkraft.

I verkligheten styrs förstärkning av ny elproduktion av en rad ytterligare faktorer, inte minst begränsad acceptans, vilket kan orsaka flaskhalsproblematik och behov av investeringar i transmissionsnät utöver de redan planerade förstärkningarna.



Figur 1. Nyttjandegrad av transmissionsnätet i referensfallet och kärnkraftfallet. Källa: Göransson et al. 2025.

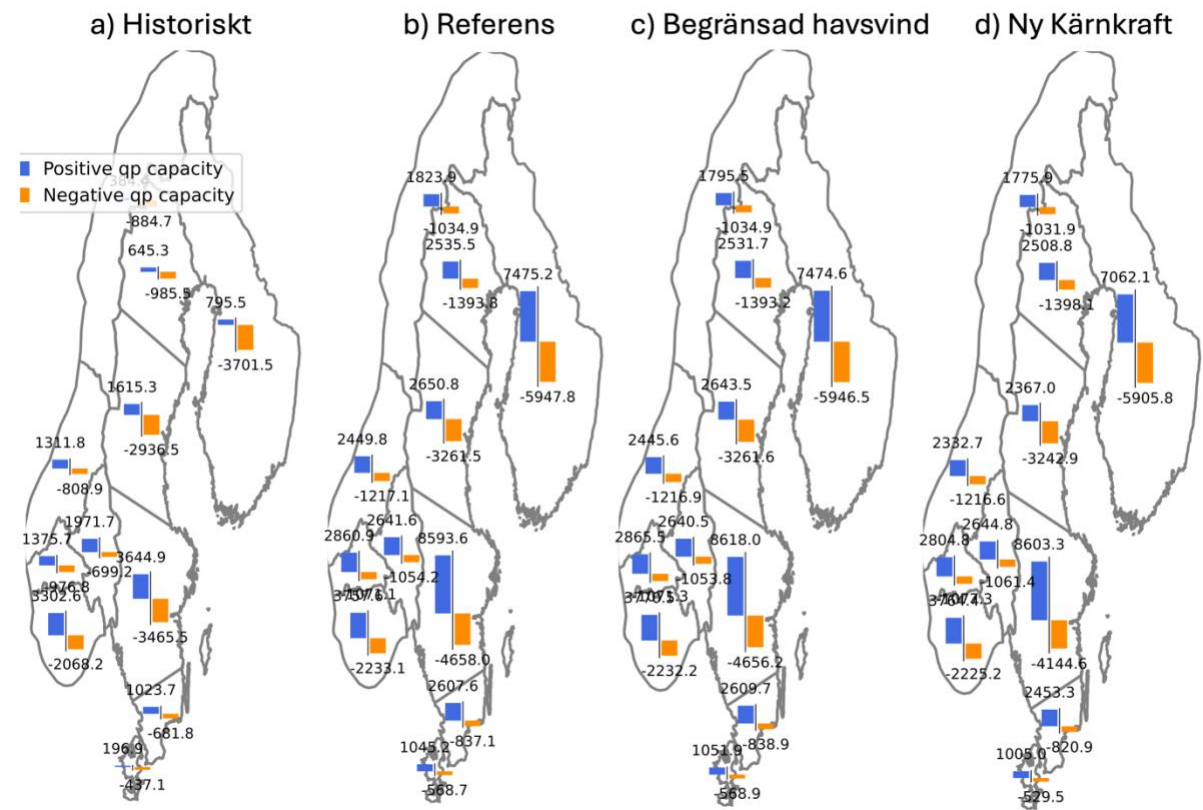
Spänningshållning är en grundläggande förmåga i ett fungerande elnät och styrs genom inmatning och uttag av reaktiv effekt. Reaktiv effekt kan inte överföras över stora avstånd så därför görs spänningsregleringen lokalt där den behövs. Det behövs en långsam och kontinuerlig justering av den reaktiva effekten vid stationärt tillstånd. För detta är det lämpligt att använda så kallade shuntreaktorer och shuntkondensatorer. Spänningsreglering kan också behövas plötsligt vid fel och görs då av elproduktionsenheter. Såväl synkront ansluten elproduktion som omriktaransluten elproduktion bidrar till den här dynamiska spänningsregleringen och förmågan att bidra regleras i nätkoden för anslutna produktionsenheter.

En orsak till behov av kompensering av reaktiv effekt är elöverföring över långa sträckor. I och med att lokalisering av både last och elproduktion ändras i samband med elektrifieringen av industri- och transportsektorerna så kommer även behoven av kompensering av reaktiv effekt att ändras.

Figur 2 visar det beräknade behovet av kompensering av reaktiv effekt i stationärt tillstånd historiskt (baserat på last- och produktionsdata från år 2022) samt för de tre basfallen i Chalmers beräkningar (Göransson et al. 2025) aggregerat på elomårdesnivå från elnätssimuleringsmodellen. “Referens” innebär att efterfrågan möts till lägsta kostnad medan “Begränsad havsvind” utesluter havsvind i södra Östersjön och “Ny kärnkraft” utesluter ny kärnkraft samt tvingar in 6 GW ny kärnkraft. Som figur 2 visar så ökar behovet av reaktiv effektkompensering i basfallen jämfört med det historiska. Framförallt ökar behovet av kompensering av positiv reaktiv effekt. Det här behovet uppstår vid hög belastning på långa transmissionsledningar. I och med elektrifieringen

ökar den totala mängden elproduktion och last mycket mer än överföringskapaciteten i transmissionsnätet och belastningen ökar. I och med att en stor del av elproduktionen som introduceras är väderberoende varierar belastningen över tid och den totala nyttjandegraden (se figur 1) är fortsatt medel till låg samtidigt som lasten vid de högsta belastningstillfällen är högre. Tabell 1 summerar de maximala behoven av inmatning och uttag av reaktiv effekt för de 400 noderna i elnätssimuleringsmodellen.

Shuntkondensatorer, som framför allt är det som ökar i de beräknade fallen jämfört med de historiska fallet, har en lägre kostnad än shuntreaktorer (se tabell i appendix) vilket håller nere kostnadsökningen för kompensering av reaktiv effekt (se figur 24). Medan det totala behovet av kompensering av reaktiv effekt ökar med 77-82% för de beräknade fallen så ökar kostnaden för kompensering bara med 40-44%.



Figur 2. Behov av reaktiveffektkompensering i MVar för ett historiskt år samt basfallen modellår 2050. Källa: Göransson et al. 2025

Tabell 1. Behov av reaktiveffektkompensering i det Nordiska elsystemet för ett historiskt år samt basfallen modellår 2050. Källa: Göransson et al. 2025

	Historiskt (2022)	Referens	Begränsad havsvind	Ny kärnkraft
Behov av reaktiv effektinmatning (Shuntkondensatorer) [MVar]	16 268	38 442	38 447	37 322
Behov av reaktivt effekttuttag (Shunt reaktorer) [MVar]	17 646	23 277	23 275	22 654

Sammanfattning av analysen kring extrema nettolastsituationer i det framtida elsystemet

I det framtida svenska elsystemet, särskilt med full elektrifiering av transport- och industrisektorer, uppstår ibland extrema nettolastperioder – korta och ovanliga tillfällen då efterfrågan på el som inte kan flyttas i tid är särskilt hög, medan produktionen från väderberoende källor är låg. Dessa situationer analyseras här utifrån en modell med en årsefterfrågan på 260 TWh, 40 GW vindkraft och 30 GW solel, och bedöms över 40 väderår (1980–2019).

Den grundläggande slutsatsen är att extrema nettolaster oftast hanteras mest kostnadseffektivt med lösningar som kräver låga investeringar, exempelvis gasturbiner, eftersom de sällan uppstår och har begränsad påverkan på produktionsmixens helhet. Vid beräkning av elsystemsammansättningen används Chalmers modeller baserade på väderåren 1991 och 1992, men en bredare analys över fler år visar att nettolastperiodernas amplitud minskar med uthålligheten; vanliga variationer är under 20 GW och varar högst 12 timmar, medan de mest extrema topparna når upp till 27 GW och inträffar väldigt sällan.

En viktig observation är att elsystemet behöver hantera nettolasttoppar som är cirka 3 GW högre än i investeringsmodellerna när man ser över en 40-årsperiod. Högsta efterfrågan på el som inte kan flyttas i tid uppgår till 29,5 GW och den högsta beräknade nettolasten är 27 GW. Flexibel styrning av exempelvis elbilar och individuella värmepumpar (vars effektuppgång är 3,4 GW respektive 5 GW) kan effektivt möta variationer med hög amplitud och kort uthållighet. Studien visar också att uppvärmning av villor kan pausas i flera timmar vid kalla perioder utan att komforten påverkas negativt, och att elbilar med större batterier kan skjuta upp laddningen utan att det påverkar transportmöjligheterna.

Industrins effektuttag, exempelvis genom ljusbågsugnar och pumpar, kan reduceras tillfälligt vid extrema toppar. Sammantaget innebär detta att behovet av ytterligare gasturbinkapacitet utöver de modellerade investeringarna är begränsat, eftersom flexibel efterfrågestyrning och befintliga resurser täcker de flesta extrema situationer.

Längs nettolastkurvans konturer finns dock några särskilt utmanande tillfällen; exempelvis en elefterfrågan på 17 GW under knappt tre dygn, där vattenkraft och kärnkraft traditionellt kunnat möta behoven. Efter kärnkraftens utfasning kan dock vattenkraften behöva kompletteras. För ovanliga men långvariga nettolasttoppar, såsom ett behov på 7 GW i 300 timmar (motsvarande ett energiunderskott på 2,1 TWh) eller 17 GW i 168 timmar (2,8 TWh), behövs låginvesteringslösningar med även låg energilagringsskostnad – gasturbiner med bränslelager framstår som lämpliga val.

Slutligen visar analysen att den övergripande nettolastprofilen är stabil över tid, och att sällsynta extrempåskott kan hanteras utan stora investeringar om rätt flexibilitetslösningar och lagringskapacitet finns tillgängliga. Detta bidrar till ett robust och kostnadseffektivt elsystem även vid en kraftigt elektrifierad framtid.

Variationerna i väderberoende elproduktion är i viss mån olika mellan olika år vilket innebär att det kan förekomma variationer som inte inkluderas i de väderår för vilka beräkningarna genomförts. Vid beräkningar av investeringar med ett fåtal väderår behöver dessa väderår representera variationer i väderberoende elproduktion med hänsyn taget till hur ofta olika variationer förekommer för att få en kostnadseffektiv elsystemsammansättning vilket innebär att mer extrema nettolastsituationer oftast inte representeras.

Eftersom extrema nettolastperioder förekommer sällan hanteras de mest kostnadseffektivt av åtgärder med låg investeringskostnad, så som gasturbiner, medan en hög rörlig kostnad är ett mindre problem. Det innebär också att kostnaden för att hantera extrema nettolastsituationer är liten jämfört med den totala kostnaden att möta efterfrågan på el och har begränsad påverkan på produktionsmixen som helhet. Huruvida det behövs extra kapacitet av gasturbiner utöver det som erhålls i beräkningen med investeringmodellerna för att hantera extrema nettolastperioder kan därför bedömas efter att elsystemsammansättningen beräknats.

Vid beräkning av elsystemsammansättningen används två olika väderår i Chalmers modeller, 1991 och 1992. I det här avsnittet analyserar vi variabiliteten i nettolast för ett stort antal väderår (1980-2019) med utgångspunkt i en elsystemsammansättning som motsvarar en fullständig elektrifiering av transport och industrisektorerna med en årsefterfrågan på el om 260 TWh och ca 40 GW vindkraft och 30 GW solex baserat på beräkningar att kostnadseffektivt möta den efterfrågan med Chalmers beräkningsmodell. Utifrån denna bedömer vi behovet av kompletterande investeringar utöver de som fås från investeringsmodellerna till följd av extrema nettolastsituationer.

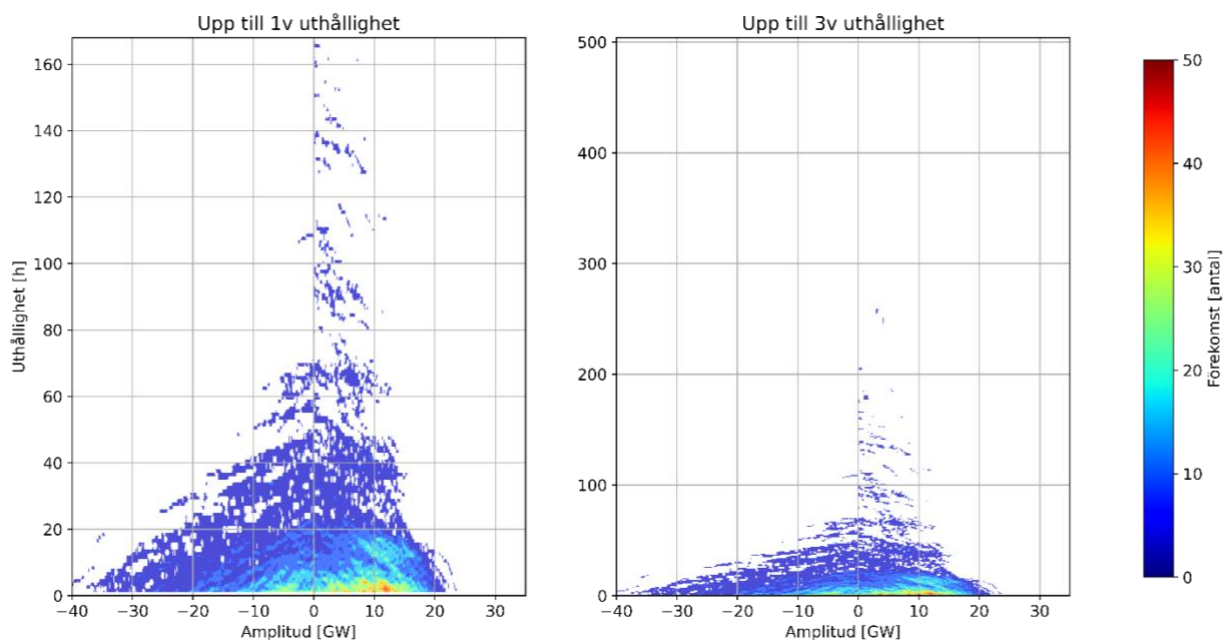
Variabilitet karakteriseras av sin amplitud, uthållighet och förekomst (Göransson 2023). Det är också dessa egenskaper som avgör hur variationerna kan hanteras kostnadseffektivt. Figur 1 visar nettolasten för väderår 1991-1992 i dessa tre dimensioner och för olika skalor (y-axeln) för uthålligheten; den vänstra 1 vecka (168 timmar) och den högra 3 veckor (500 timmar). Nettolasten motsvarar den efterfrågan som inte kan flyttas i tid reducerat med väderberoende elproduktion samma timme. Figuren till vänster visar att de vanligaste nettolastvariationerna (indikerat med temperaturskalan och täthet på punkter) är under 20 GW (skalan på x-axeln) och pågår ungefär högst 12 timmar (y-axeln). Vidare är det tydligt att amplituden (x-axeln) på nettolastvariationerna avtar med uthålligheten (y-axeln). Denna trend fortsätter också för längre tidsskalor vilket visas i bilden till höger med en y-axel motsvarande 3 veckor.

För att undersöka hur nettolasten för samma fall skulle se ut andra väderår har vi beräknat denna för åren 1980-2019 vilken visas i figur 2. Totala antalet förekomster ökar förstärkt när vi ökar antalet år vilket ger en fylligare nettolastprofil, liksom antalet förekomster som är 50 eller fler (rödmarkerade). Den övergripande formen på nettolasten är dock densamma som i figur 1, med en avtagande amplitud när uthålligheten ökar. Den yttre konturen på nettolastkurvan definierar vad elsystemet behöver klara av. För väderåren i beräkningarna (1991 och 1992) förekommer det nettolasttillfällen på upp till 24 GW men dessa tillfällen är korta och ovanliga (temperaturskalan). Nettolastperioder på 14 GW kan pågå i knappt tre dygn. Nettolastprofilen baserad på 40 års väderdata (figur 2) har en högsta effekt på 27 GW. Det kan jämföras med högsta nivån på efterfrågan på el som inte kan flyttas i tid (här antagen som historisk efterfrågan, direkt till industrin efter elektrifiering samt 70 % av elen till transportsektorn) för de 40 väderåren uppgår till 29,5 GW. Vi kan alltså behöva hantera nettolastsituationer som är 3 GW högre än för våra beräkningar inom en tidsperiod på 40 år.

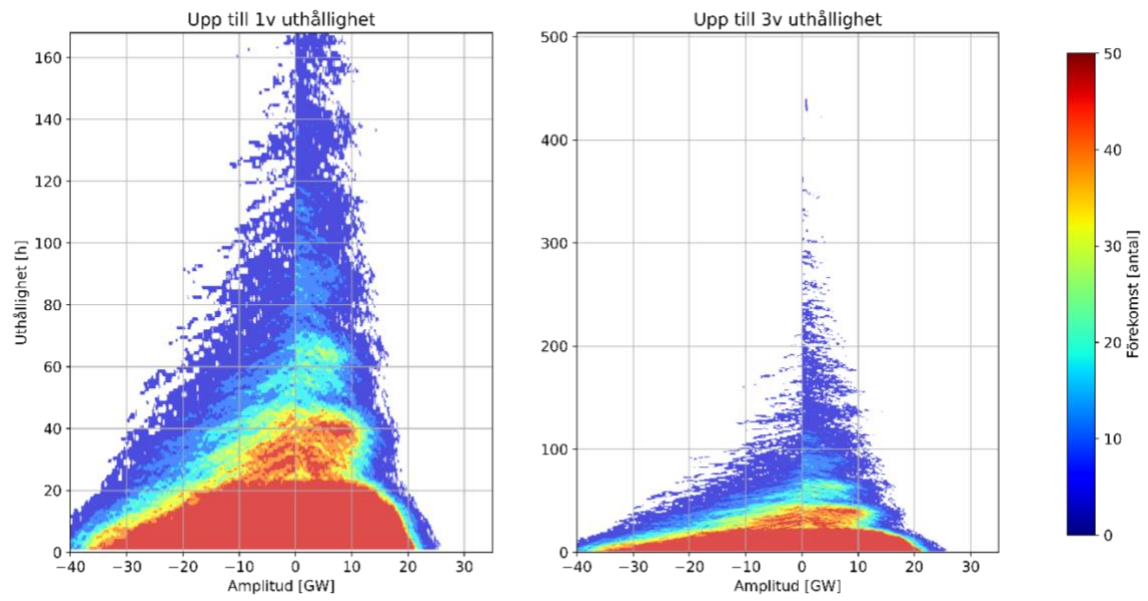
I Chalmers beräkningar ingår inte flexibel styrning av individuella värmepumpar och endast 30 % av elbilarna ladda flexibelt år 2050 (se metodavsnittet). Både styrning av elbilar och individuella värmepumpar passar bra för nettolastvariationer med hög amplitud men kort uthållighet. Studier har visat att uppvärmning av villor kan pausas 3 till 4 timmar när det är kallt ute utan att inverka menligt på inomhuskomforten (Spreitzhofer, 2018). Med allt större batterier i elbilarna kan också dessa vänta med att ladda utan att påverka möjligheten att möta transportbehovet. Den totala efterfrågan från elbilar i de undersökta fallen motsvarar en effekt på 3,4 GW medan kapaciteten hos individuella värmepumpar motsvarar en effekt på ca 5 GW. Utöver detta finns möjlighet att reducera effektuttaget i ljusbågsugnar, kvarnar, virkestorkar och pumpar inom industrin för enstaka tillfällen. Det bör därmed vara möjligt att möta efterfrågan även för nettolastperioder med än mer extrem amplitud än i de beräknade fallen utan tillägg av ytterligare gasturbinkapacitet.

Det finns också andra tillfällen längs med konturen på nettolastkurvan som kan vara utmanande för elsystemet. Till exempel indikerar både nettolasten för 10 år och 40 år förekomsten av en elefterfrågan på 17 GW under en period på knappt 3 dygn (72h). En nettolast på 17 GW med en uthållighet på flera dygn kan mötas av vattenkraft och befintlig kärnkraft. Efter utfasningen av befintlig kärnkraft (referensfallet och begränsad havsvindfallet efter år 2055) kan vattenkraften behöva kompletteras. Extrema nettolastvariationer med lång uthållighet kan åtgärdas kostnadseffektivt genom att de gasturbiner som finns i elsystemet kompletteras med bränslelager där storleken på lagret anpassas till uthålligheten av nettolastsituationen i enlighet med resultat från tidigare studier (Ullmark m.fl., 2025).

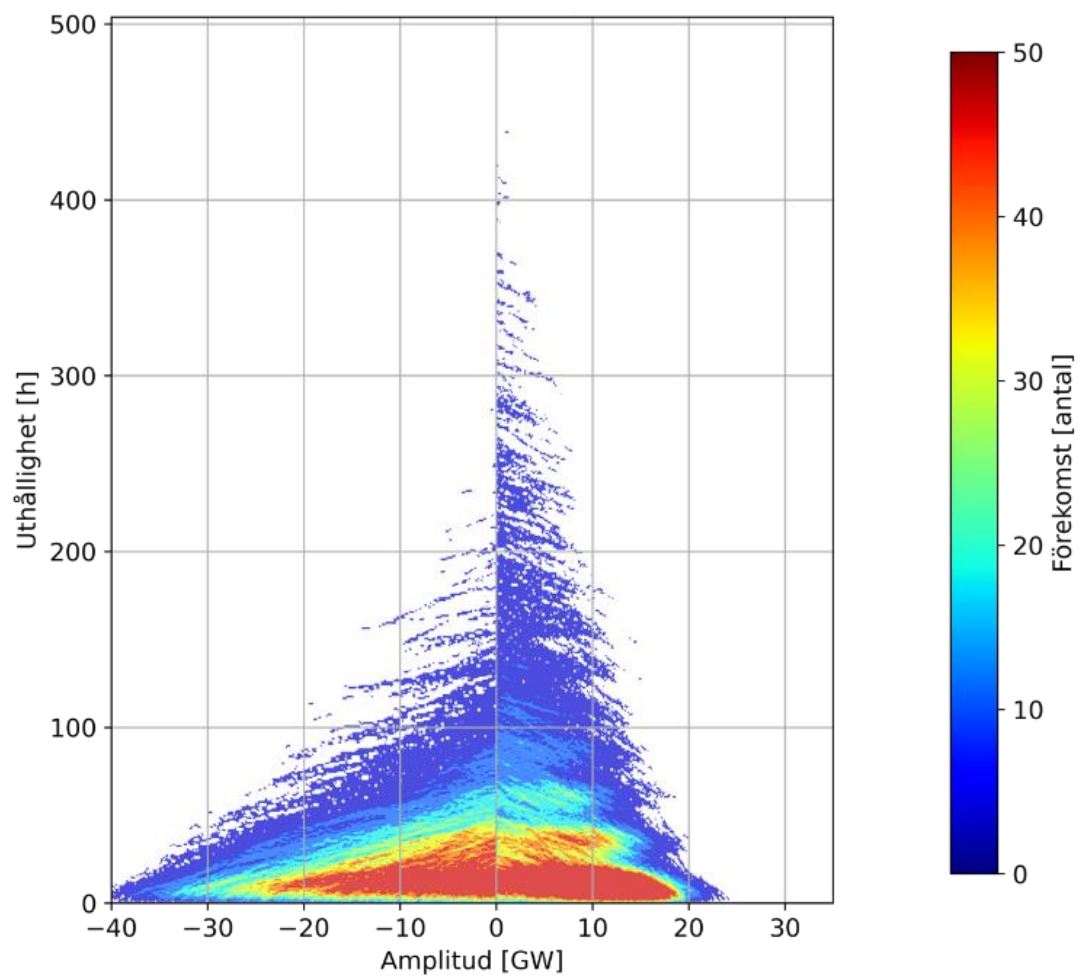
En del nettolasttillfällen kan avbrytas tillfälligt för att sedan återupptas. Om avbrottet är kortvarigt hinner inte lager återhämta sig. Figur 3 visar nettolasten för samma elsystem som i Figur 2 men nu med ett rullande medelvärde på 12 timmar för att fånga uthålliga nettolastvariationer av den typen som tyskarna refererar till som "Dunkelflaute". Utmaningen med den här typen av nettolastvariationer är att de har en kombination av amplitud och uthållighet som innebär ett energiunderskott för elsystemet vilket i bilden illustreras av den högra konturen. Två tillfällen som identifieras som särskilt utmanande; ett tillfälle med ett behov av upp till 7 GW i 300 timmar, alltså ett energiunderskott på 2,1 TWh och ett tillfälle med ett behov på 17 GW i 168 timmar, vilket motsvarar ett energiunderskott på 2,8 TWh. Räknar vi in möjligheten att använda befintliga vattenkraft för att möta nettolasten så kvarstår ett behov på 5,3 GW kapacitet och 0,8 TWh energiunderskott. Eftersom behoven uppstår mycket sällan (i storleksordningen en gång på 40 år) behöver den flexibilitetsåtgärd som hanterar behoven ha mycket låg investeringskostnad och låg kostnad för energilagring. Gasturbiner med bränslelager är därmed ett lämpligt val, där gasturbinkapaciteten också kan användas för att möta de kortvariga tillfällen av effektbrist som beskrevs i avsnittet ovan.



Figur 1. Nettolastprofil för väderår 1991 och 1992 som använts i investeringsmodellen. Källa: Göransson et al. 2025



Figur 2. Nettolastprofil för väderår 1980-2019. Källa: Göransson et al. 2025



Figur 3. Rullande 12 h medelvärde av nettolasten för väderår 1980-2019. Källa: Lisa Göransson, CTH.

Referenser

Göransson, L. (2023). Balancing Electricity Supply and Demand in a Carbon-Neutral Northern Europe. *Energies*, 16(8). <http://dx.doi.org/10.3390/en16083548>

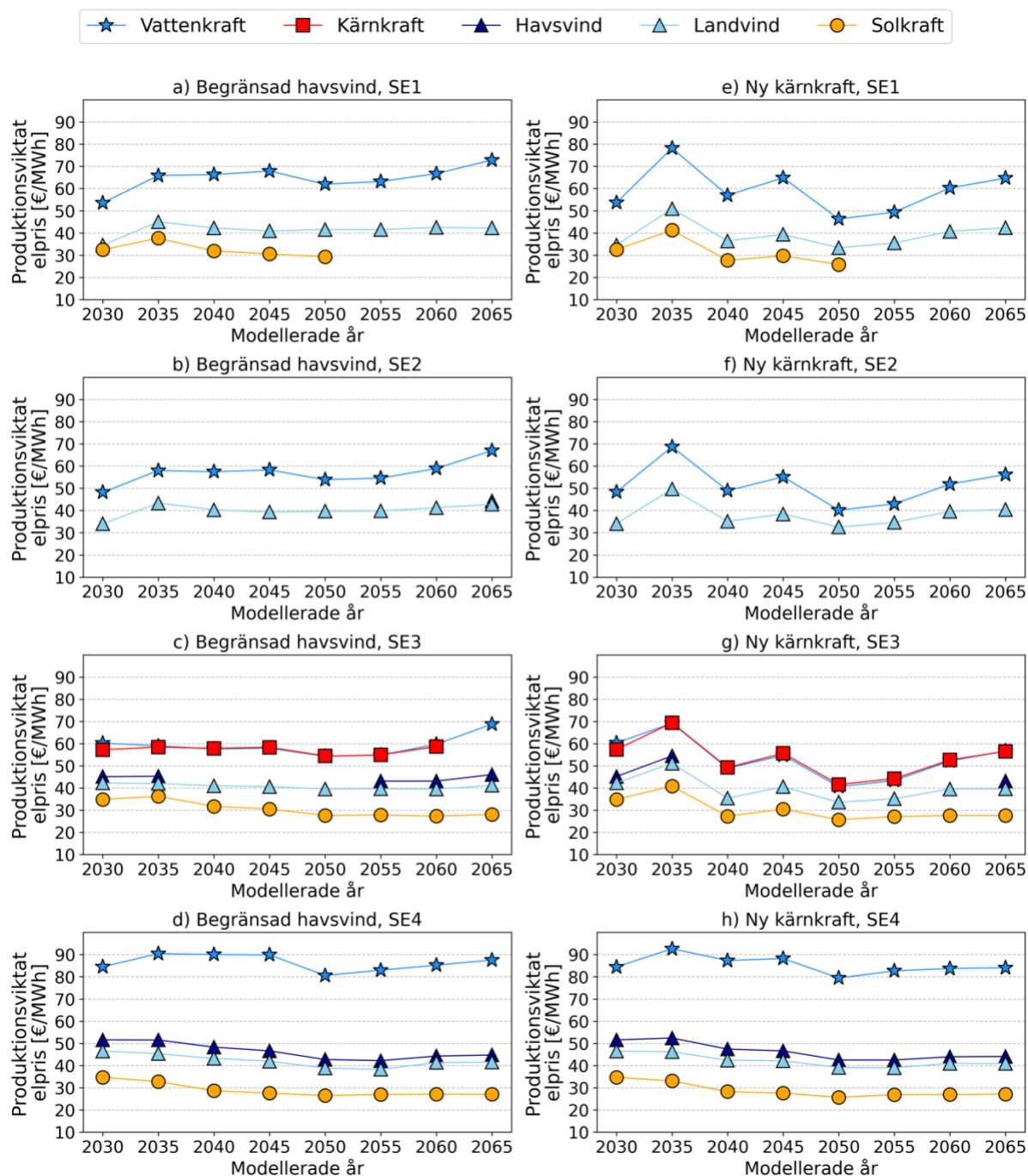
Tre elsystem som kan möta omställningen av industri- och transportsektorerna, Göransson, L., Johnsson, F., Öberg, S., Bertilsson, J., Khurmann, L., Chen, P., Rapport 2025, https://research.chalmers.se/publication/546563/file/546563_Fulltext.pdf

I norra Europa erbjuder landbaserad vindkraft el till lägst kostnad och en stor utbyggnad av vindkraft förväntas både i Sverige men även i grannländerna med kopplingar till vårt elnät. Med vindkraften kommer varierande elpriser vilket innebär att det upplevde elpriset för elproducenter beror på när man producerar el. Figur 1 visar produktionsviktat elpris för fem olika produktionstekniker för två av Chalmers beräknade fall. I båda fallen begränsas utbyggnaden av havsvind i södra Östersjön och den befintliga kärnkraften livstidsförlängs till 80 års livslängd. I fallet som benämns "ny kärnkraft" (till höger i figuren) krävs investeringar om minst 3 GW ny kärnkraft år 2040 och ytterligare 3 GW år 2050 medan kärnkraftinvesteringar är fria att tas om detta är kostnadseffektivt, och därmed uteblir, i fallet som benämns "begränsad havsvind" (till vänster i figuren).

I elsystem med stor andel vind- och solkraft blir elpriset lägre när dessa elproduktionstekniker ligger på höga produktionsnivåer vilket innebär att de upplever lägre elpriser än baslastproduktion som kärnkraft. Högst elpris upplever vattenkraften som flexibelt kan anpassa sin produktionsnivå efter behov. Gasturbiner, som bara producerar vid riktigt hög nettolast, upplever ett så pass högt produktionsviktat elpris att de ligger utanför skalan på y-axeln. Med ny kärnkraft i elsystemet blir det produktionsviktade elpriset lägre under en 10-årsperiod när kärnkraften kommit på plats. Det är framför allt elpriset upplevt av vattenkraften och kärnkraften som påverkas av ny kärnkraft. Det produktionsviktade elpriset som upplevs av kärnkraften under perioden blir så lågt som 40 EUR/MWh vilket innebär att en omfattande del av kärnkraftens intäkter, drygt 60 %, behöver komma från annat håll, t.ex. från ett prissäkringsavtal liknande det som föreslås av Dillén (2024) ofta benämnt CfD (efter engelskans Contract for Difference). Omräknat till den så kallade Levelized Cost of Electricity (LCOE¹) blir denna 91 EUR/MWh för kärnkraften. Detta innebär att det behövs ytterligare ett bidrag på 51 EUR/MWh för att kärnkraften ska täcka sina kostnader. Givet en årlig produktion på 41,1 TWh för de 6 GW kärnkraft som antas vara på plats till år 2050 blir det årliga underskottet 2000 M€ för denna investering under perioden 2047 till 2057, vilket motsvarar en extra kostnad om ca 8 EUR/MWh (c:a 8 öre/kWh) under samma period om den fördelas jämnt på varje konsumerad MWh el.

Kostnaden för livstidsförlängning av befintlig kärnkraft är inte inkluderad i beräkningarna, men med ett antagande om att investeringskostnaden för livstidsförlängning av ny kärnkraft motsvarar en fjärdedel av investeringskostnaden för ny kärnkraft och att livstiden för denna investering är 20 år blir LCOE för livstidsförlängd kärnkraft ca 56 EUR/MWh. Livstidsförlängd kärnkraft ser därmed ut att få sina kostnader täckta på den modellerade energy-only-marknaden med undantag för 5-årsperioderna runt åren 2040, 2050 och 2055 i fallet med ny kärnkraft.

¹ Levelized Cost Of Electricity är den annualiserade investeringskostnaden dividerat med årsproduktionen och adderat med den rörliga kostnaden. Investeringskostnad, 6181 €/2020/kW; fast driftskostnad, 123 €/2020/MW; rörlig kostnad, 12.1 €/2020/MWh_{el}; tillgänglighet, 82%; €/2024/€/2020, 1.22; annuitet, 0.05 (livslängd 60 år, ränta: 5%)



Figur 1. Produktionsviktat medelelpris utan (till vänster) och med (till höger) ny kärnkraft.
Källa: Göransson et al. 2025

Elförsörjning till 2035

Del 2, våren 2025

BIDRAG FRÅN QUANTIFIED CARBON AV

ANTON SÅMARK-ROTH

CARL HELLESEN

SEBASTIAN SVANSTRÖM

OSCAR LAGNELÖV

Innehåll

1	Svåra driftlägen och modellförståelse	7
1.1	Modellförståelse – svåra driftlägen	7
1.1.1	Två svåra driftfall med kortare tidsutdräkt	7
1.1.2	Driftfall januari 2009: Produktions- och förbrukningsmönster	8
1.1.3	Driftfall januari 1985: Produktions- och förbrukningsmönster	11
1.1.4	Driftfall 2002-Q4 med lång tidsutdräkt	13
1.1.5	Frågeställningar som besvaras	17
1.2	Hur utvecklas svåra driftlägen	18
1.2.1	Frågeställningar som besvaras	21
1.3	Hur säkerställs elsystem i balans	22
1.3.1	Frågeställningar som besvaras	24
2	Utbyggnad av kraftsystemet i otakt	25
2.1	Scenariobeskrivning	25
2.2	Fördröjd efterfrågan	28
2.3	Hög efterfrågan	29
2.4	Stopp för ny landvind i södra Sverige	32
2.5	Subventionerad havsvind med fördröjd efterfrågan	34
2.6	Uteblivna satsningar på vätgaslager	36
2.7	Frågeställningar som besvaras	37
3	Vätgasflexibilitets roll i subventionerade kraftsystem	38
3.1	Scenariodesign	38
3.2	Optimering av vätgasflexibilitet	40
3.3	Kraftsystem med subventionerad kärnkraft och havsvind	42
3.4	Optimerad vätgasinфраstruktur	44
3.5	Utbyggnadstakt för vätgaslager	46
3.6	Kostnad för flexibilitet	48
3.7	Totala systemkostnader	50
3.8	Sammanfattande analys – ”Kärn ++” vs ”vind ++”	51
3.9	Frågeställningar som besvaras	55
4	Referenslista	57

1 Svåra driftlägen och modellförståelse

Denna del syftar till att identifiera och analysera särskilt utmanande driftlägen i elsystemet, samt att utveckla förståelsen för hur modellen hanterar dessa situationer. Fokus ligger på att belysa systemets respons vid både kortvariga och långvariga perioder av ansträngning, utifrån simulerade driftfall baserade på historiska väderår. Analysen bygger vidare på de antaganden och modelleringsprinciper som presenterats i projektets första delrapport¹, och omfattar både produktionssidan och efterfrågefleksibilitetens roll i att hantera effekt- och energibrist. I den avslutande delen besvaras centrala frågeställningar kring prisbildning, systemkostnader och hur ett balanserat elsystem säkerställs under olika driftförutsättningar.

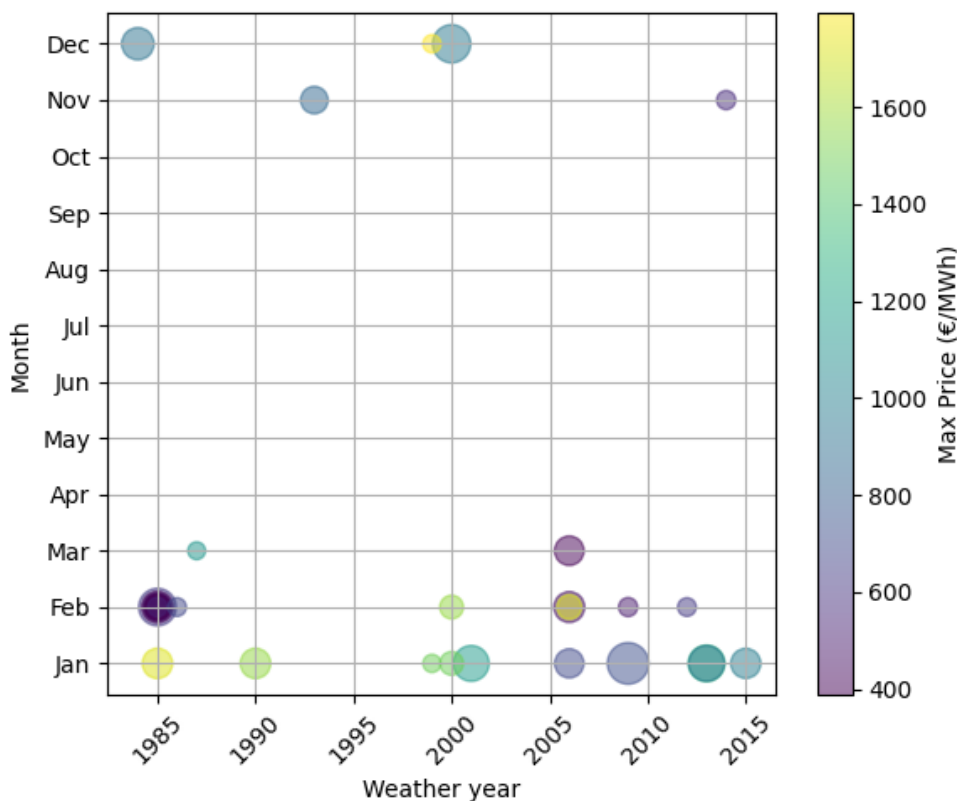
1.1 MODELLFÖRSTÅELSE – SVÅRA DRIFTLÄGEN

1.1.1 Två svåra driftfall med kortare tidsutdräkt

Svåra driftfall med *kortare tidsutdräkt* har identifierats genom simuleringar av elpriser för modellår 2035, baserat på 33 historiska väderår (1983–2015) och Quantified Carbons referensscenario². För prisområde SE3 har de 20 svåraste driftfallen extraherats och redovisas i Figur 1. Identifieringen bygger på antalet timmar över 99:e percentilen av timvisa elpriser.

¹ Energiforsk (2025), Så får industrin tillräckligt med el till 2035.

² Quantified Carbon (2025), Elprisprognos 2025-Q1.



Figur 1. De 20 svåraste driftfallen för historiskt väder i SE3 för simulerat modellår 2035, år (x-axel) och månad (y-axel). Storlek på cirkel representerar tidsutdräkt. Färgskalan presenterar maximala priset över extrempérioden.

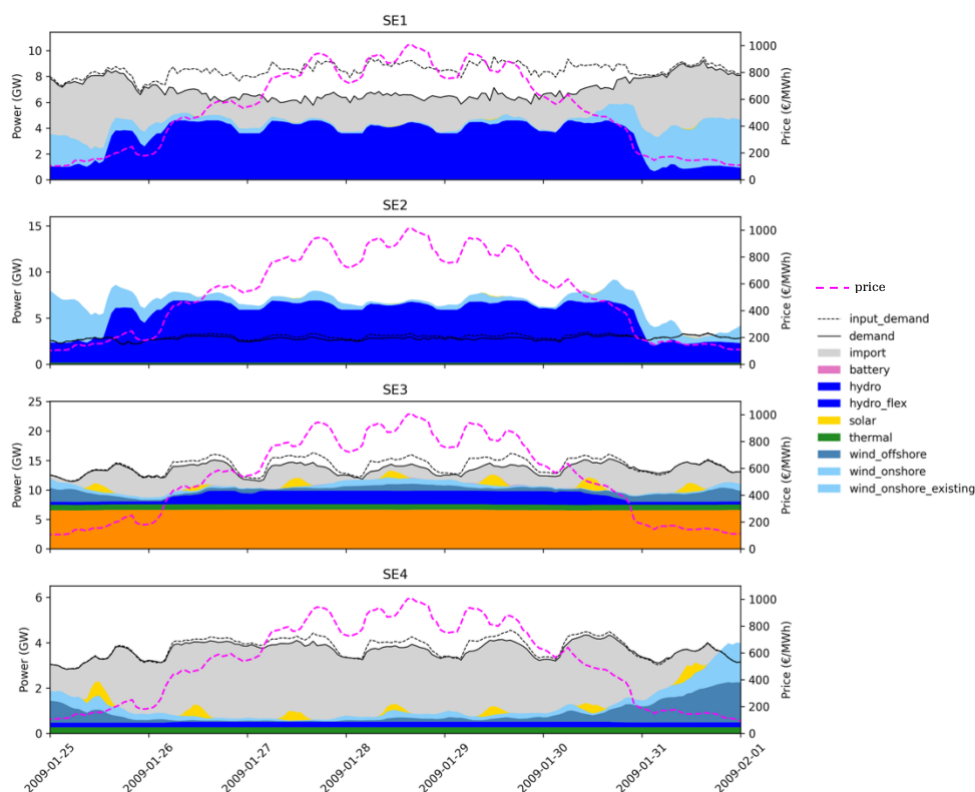
De svåraste fallen inträffar under vinterhalvåret (november till mars), då systemet är som mest belastat av den säsongsbetonade förbrukningsprofilen i Norden. Två specifika perioder har valts ut för vidare analys:

- Januari 2009 (~7 dagar)
- Januari 1985 (~1 dygn)

Dessa representerar svåra driftlägen med kortvarig ansträngning för elsystemet och beskrivs i mer detalj utifrån modelleringsresultat nedan.

1.1.2 Driftfall januari 2009: Produktions- och förbrukningsmönster

Ett av de mest extrema driftfallen med kort tidsutdräkt inträffar under en sjudagarsperiod i januari 2009 för vilket produktionsmönstret visas i Figur 22.



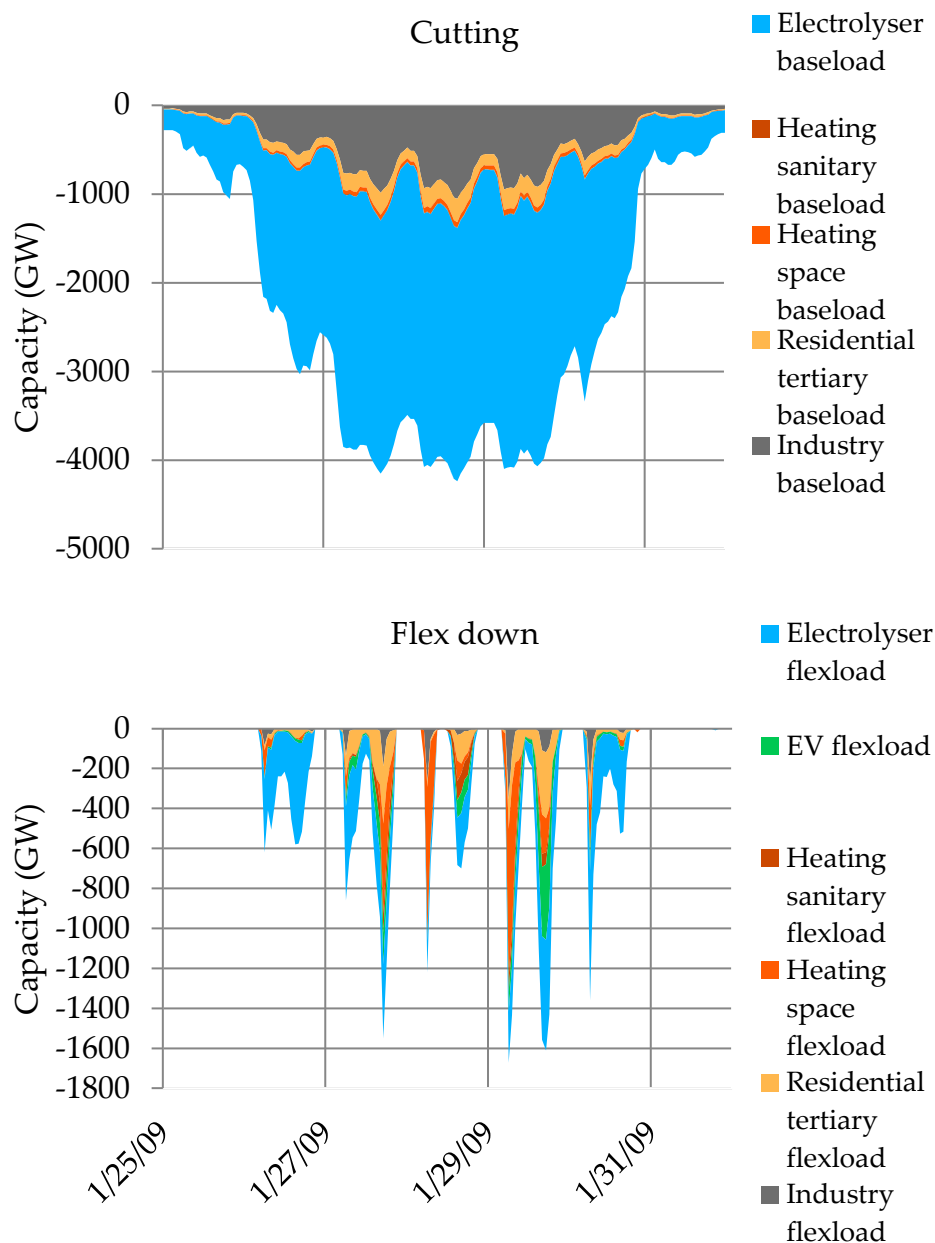
Figur 2. Timvist produktionsmönster för svenska elområden (vänster axel) över svårt driftfall januari 2009. Priser (streckad magenta linje) på höger axel. Modellår är 2035 och förbrukningsscenario är Hög.

Detta fall utmärker sig genom en kombination av låg vindkraftsproduktion i stora delar av Europa, men särskilt i Norden, och hög efterfrågan särskilt driven av låga temperaturer i kontinental Europa. Låg vindproduktion är särskilt tydligt för SE1 och SE2 i Figur 2. De sammanfallande förutsättningar leder till produktionsbrist och därmed snabbt stigande elpriser. Situationen är särskilt ansträngd i Sverige och Finland, där vi ser högst priser som toppar ut på runt 1000 €/MWh. Kontinentala Europa påverkas i mindre utsträckning och når priser på 250 €/MWh.

Under denna vecka producerar vattenkraften på maximal kapacitet vilket syns i de övre panelerna i figuren. Endast under enstaka dagstimmar kan viss avlastning ske genom kompletterande produktion från begränsad del solkraft. Under perioden ligger den svenska importen på cirka 3 GW.

Om förbrukningen innan flexibilitet (noterad "input_demand") jämförs med resulterande förbrukning efter flexibilitet (noterad "demand") så framträder en väsentlig skillnad över perioden med höga priser, särskilt för SE1. Detaljerade insikter för förbrukningsflexibilitet för detta svåra driftfall presenteras i Figur 3. Förbrukningsflexibilitet är indelad i två modellerade kategorier. "Cutting", även känt som *load shedding* representerar betald bortkoppling av last där det innebär en extra kostnad för konsumenten att dra ner på sin förbrukning. "Flex" representerar efterfrågefleksibilitet där lasten utan en extra kostnad kan flytta sin last en viss tid framåt eller bakåt om det finns tillräckligt stora prisskillnader som incitament. Det är värt att notera att all modellerad förbrukningsflexibilitet endast kan kopplas till kortsiktig priskänslighet och inkluderar inte permanenta nedstängningar av

industrier på grund av långsiktigt för höga priser. Detaljerad dokumentation av antaganden finns att tillgå i projektets första delrapport³.



Figur 3. Timvisa effektbidrag för förbrukning sammantaget för *hela Sverige* i högförbrukningsscenariot för modellår 2035 och för driftfallet januari 2009. Cutting, betald bortkoppling, presenteras i övre panel och Flex down, nedstyrning för efterfrågeflexibilitet, i bottenpanelen.

Resultaten för betald bortkoppling av last i Figur 3 visar att den bidrar stort till att avlasta systemet under den veckolånga perioden för det svåra driftfallet januari 2009. Totalt styrs en last på cirka 4 GW ner under flera dagar, där elektrolysörer och vätgasproduktionen står för det största bidraget på 2.85 GW men baslast i

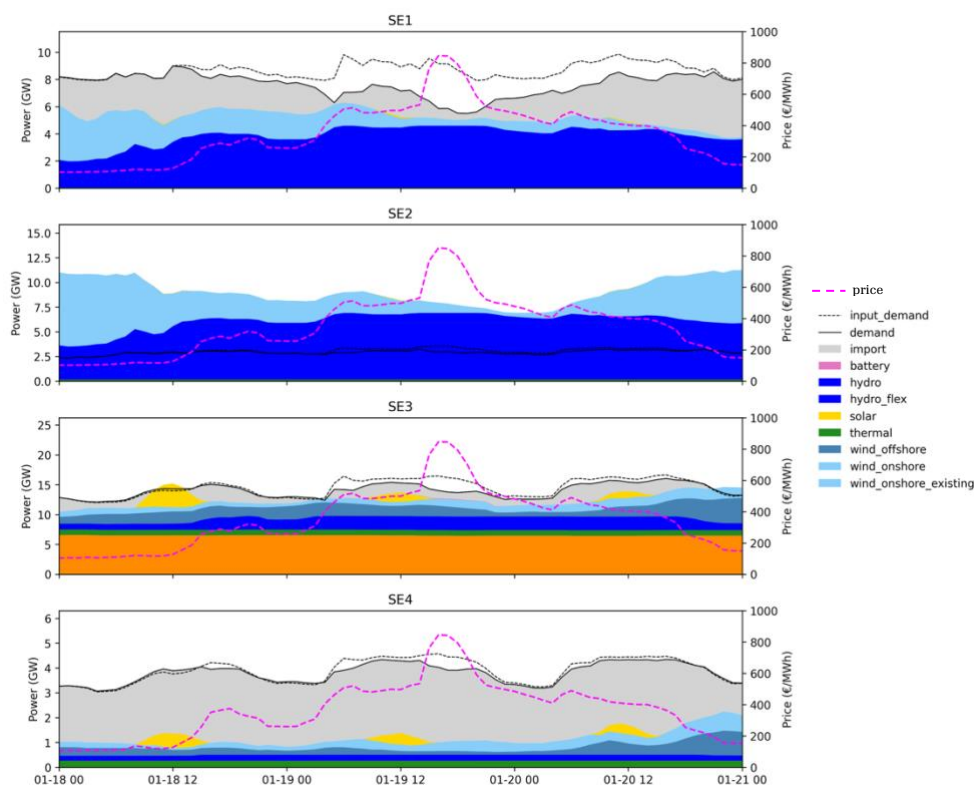
³ Energiforsk (2025), Så får industrin tillräckligt med el till 2035. Bilagor.

industrin även bidrar med ungefär 1 GW. 50% av vätgasproducenterna antas vara priskänsliga och hela denna andel drar stadigt ner sin elförbrukning då elpriset överstiger 50 €/MWh, cirka 4 €/kgH₂, vilket representerar bidraget på 2.85 GW. I praktiken behöver inte nedstyrningen av elektrolysörer betyda produktionsbortfall då det för en del aktörer är möjligt att byta bränsle för sin process, till exempelvis till naturgas. Med en överkapacitet på 20% finns det en total installerad kapacitet på 6.3 GW elektrolysörer år 2035 i Sverige i högförbrukningsscenariot.

Om vi vidare beaktar resultaten i Figur 3 för efterfrågeflexibilitet, ser vi att den har förmåga att avlasta i enstaka timmar lite här och där. Men på grund av att den maximala tiden som last kan flyttas på är 24 timmar, så har efterfrågeflexibilitet inte förmåga att mycket underlätta denna händelse som sträcker sig över en vecka. Ett nyckelantagande är att det endast finns vätgaslager med en tidsutdräkt på 24 timmar, vilket innebär att lasten "Electrolyser flexload" endast kan flytta sin last inom ett dygns tid.

1.1.3 Driftfall januari 1985: Produktions- och förbrukningsmönster

Driftfallet under januari 1985 har en kort tidsutdräkt på ungefär en dag. Produktionsmönstret för denna händelse presenteras i Figur 4.

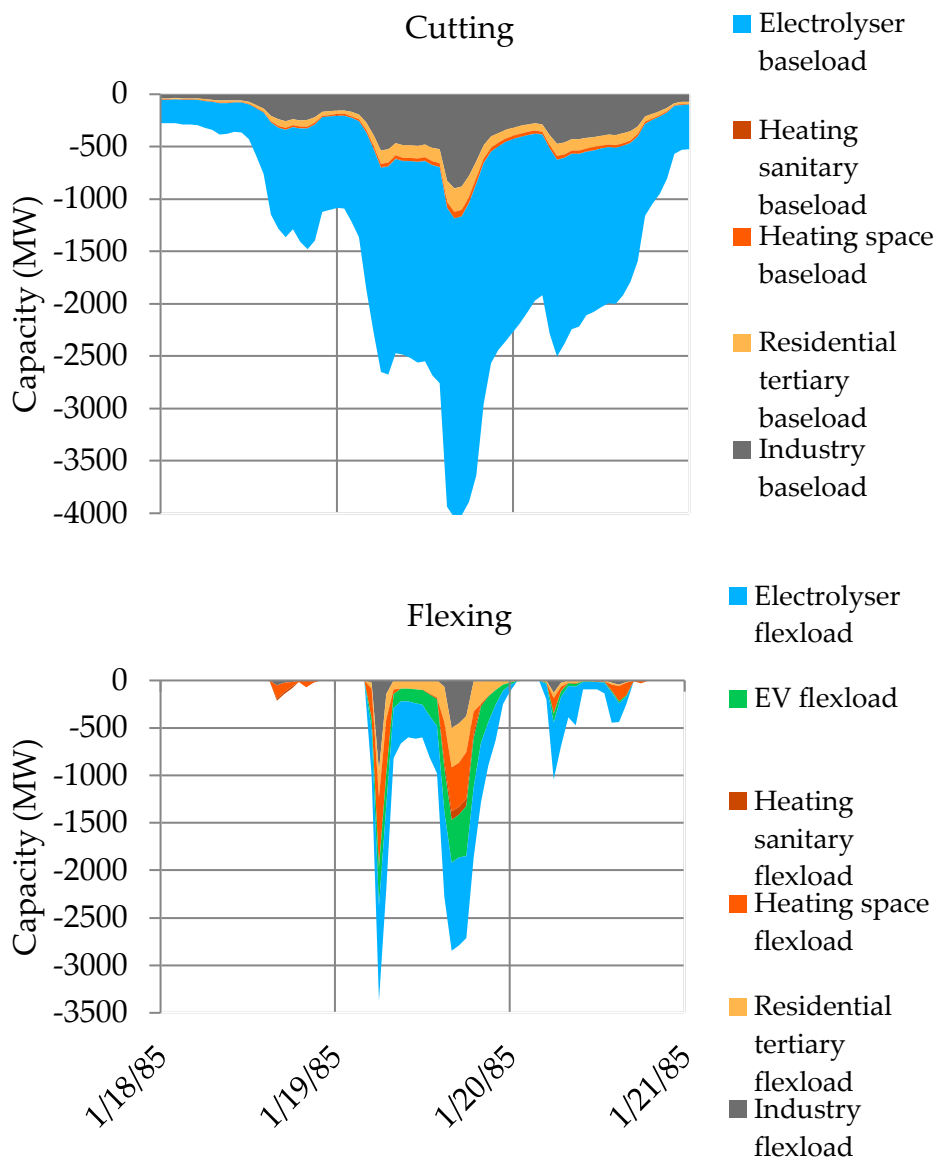


Figur 4. Timvist produktionsmönster för svenska elområden (vänster axel) över svårt driftfall januari 1985. Priser i magenta på höger axel. Modellår är 2035 och förbrukningsscenario är hög.

Likt det svåra driftfallet januari 2009 så bidrar låg vindkraftsproduktion till produktionsbrist. Det resulterar i en väldigt hög pristopp på nästan 1000 €/MWh 19 januari, kl 17, över hela Sverige. En viktig skillnad gentemot fallet januari 2009, i tillägg till att detta varar över en kortare period, är att denna händelse drivs i större

grad av produktionsbrist i kontinental Europa då vi ser höga priser över i princip hela modellen. Över dagen 19 januari observeras en balans mellan import/export för Sverige.

Förbrukningsmönstret för driftfallet januari 1985 presenteras i Figur 5.



Figur 5. Timvisa effektbidrag för förbrukning sammantaget för *hela Sverige* i högförbrukningsscenarioet för modellår år 2035 och för driftfallet januari 1985. Cutting, betald bortkoppling, presenteras i övre panel och flex down, nedstyrning för efterfrågefleksibilitet, i bottenpanelen.

När det gäller betald bortkoppling så observeras liknande respons i modellen som för driftfallet januari 2009. Alltså, primärt industriell baslast och elektrolysörer drar ner sin förbrukning som svar på de höga priserna. Om vi går till efterfrågefleksibilitet så framträder dock en viktig skillnad. Då tidsutdräkten för händelsen på cirka 24 timmar överensstämmer väl med hur lång tid framåt/bakåt som de olika aktörerna kan flytta sin last så bidrar efterfrågefleksibiliteten med stort

bidrag på den största pristoppen på nästan 3 GW totalt. Alla lastkategorier bidrar synkroniserat med ungefär lika mycket.

1.1.4 Driftfall 2002-Q4 med lång tidsutdräkt

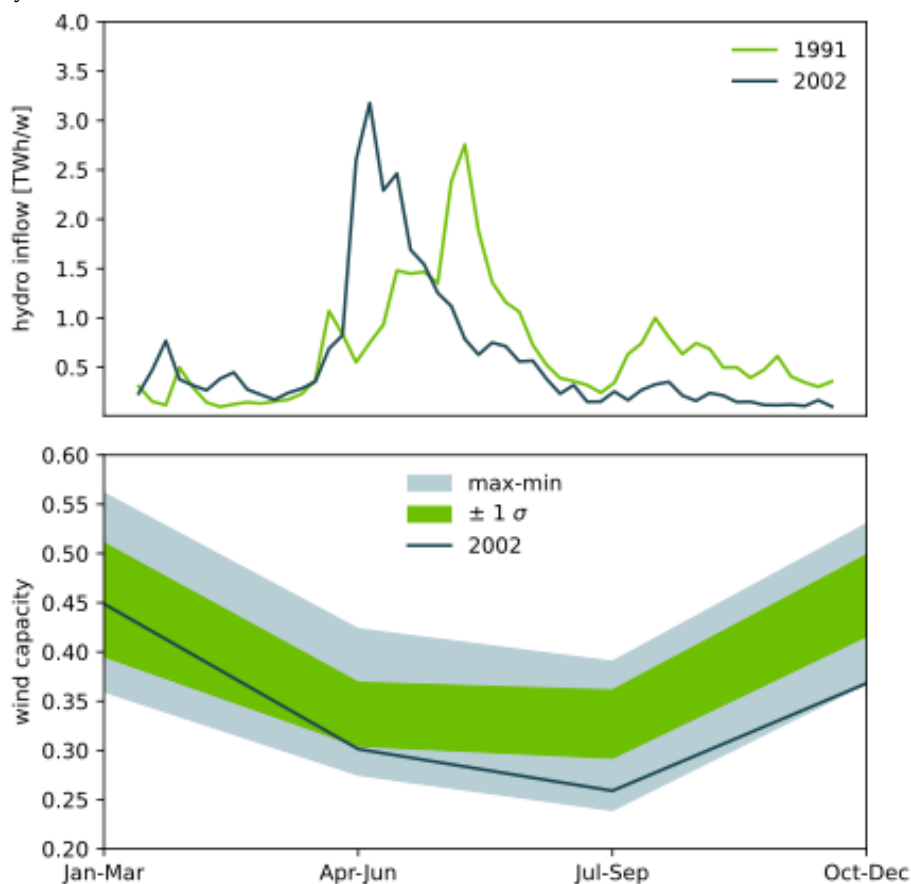
Svåra driftfall med *lång tidsutdräkt* har identifierats genom att analysera kvartalsvis korrelation mellan låg tillrinning till vattenkraften och låg vindkraftsproduktion i Norden. Följande vinterhalvår har identifierats i simuleringen som särskilt svåra: 1996–1997, 2010–2011, 2002–2003 samt 2003–2004. Detta indikerar på att denna typ av händelse kan ske cirka en gång var åttonde år.

I det fortsatta arbetet har kvartal 4 år 2002 valts som exempel för ett tredje svårt driftfall:

- 2002-Q4 (~3 månader)

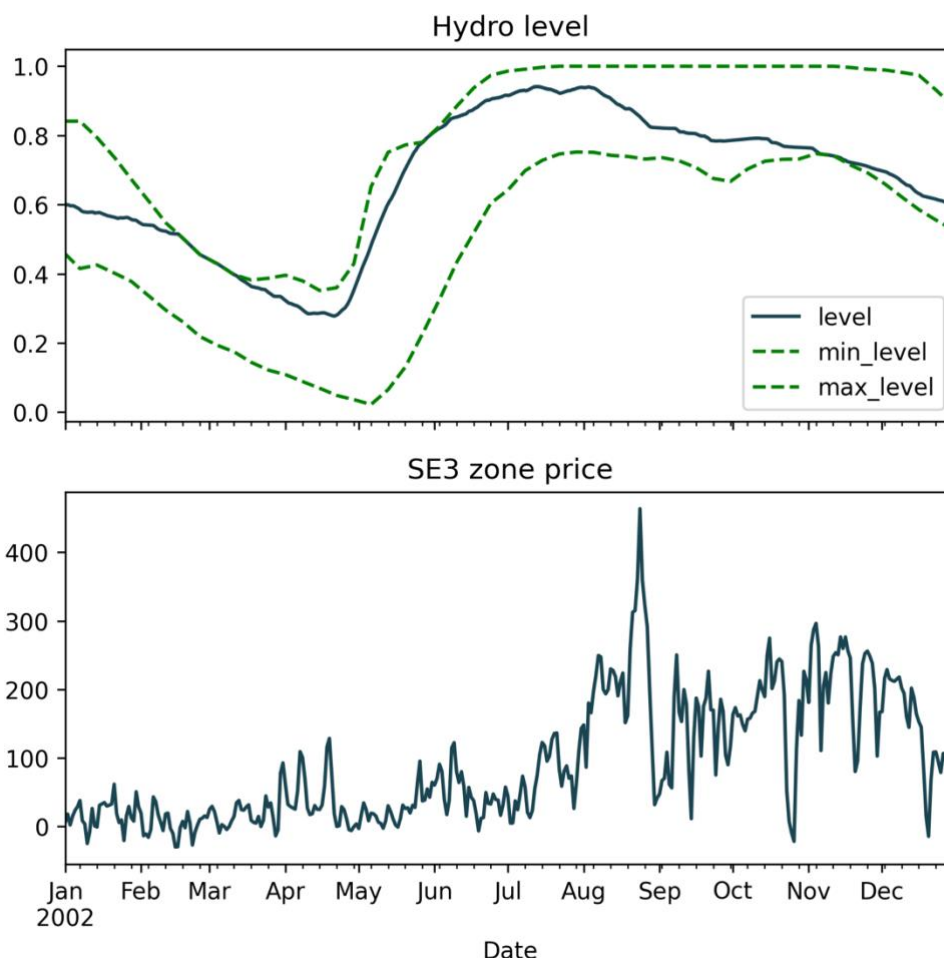
Figur 6 illustrerar hur tillrinning vattenkraft och vindkraftsproduktion för år 2002 förhåller sig mot andra väderår. Det som särskilt utmärker år 2002 är att den första halvan av året inte framstår som problematisk. I slutet av juni ligger vattenmagasinen sannolikt nära sina maximala nivåer. Svårigheterna uppstår i stället under andra halvan av väderåret, där flera ogynnsamma faktorer sammanfaller. Jämfört med genomsnittsår 1991 präglas 2002 av en tidig vårflod, följt av en ovanligt torr höst och vinter. Detta förvärras ytterligare av mycket låg vindkraftsproduktion under årets senare månader. Kombinationen av dessa faktorer leder till en tydlig bristsituation i elproduktionen som är utmanande för

elsystemet att hantera.



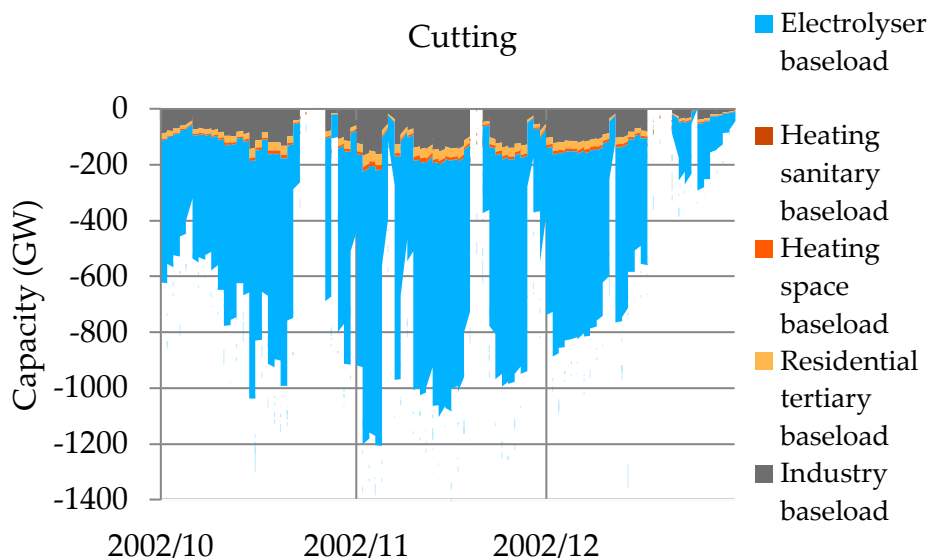
Figur 6. Jämförelse av tillrinning till vattenkraften (överst) och fördelning av landbaserad vindkraftsproduktion för samtliga väderår (nederst) med problemåret 2002 och referensväderår 1991 markerade.

Det tredje identifierade driftfallet skiljer sig från de tidigare genom att det inte är en renodlad effektbrist som definierar utmaningen, utan snarare en energibrist till följd av låga magasinvärden för vattenkraften. Elmarknadsmodellering med cGrid för vattenkraftsproduktion från magasin styrs av kortare prognoser för elpriser, vanligtvis på ca en månad, det vill säga med rullande uppdaterade vattenvärden. Samtidigt följer modellen begränsningar för minimi- och maximimagasinnivåer. Denna dynamik illustreras genom magasinivåer och resulterande elpriser i SE3 i Figur 7. Som ett resultat blir vattenkraftens bud relativt låga i början av året, vilket leder till att en stor del av inflödet utnyttjas tidigt. Senare under hösten, när tillrinningen är lägre än normalt och vindkraftsproduktionen låg, tvingas vattenkraft med magasin att buda till högre priser, vilket resulterar i fortsatt höga elpriser. Detta innebär att Sverige vänder sig till att handla el med en nettoimport på cirka 1000-2000 MW för fjärde kvartalet beroende på förbrukningsscenario. Även om situationen främst lyfts fram för budzon SE2 och SE3 och huvudsakligen fokuserar på Sverige, observeras liknande utmaningar för Norges vattenkraftsproduktion till följd av korrelerade väderförhållanden i Norden.



Figur 7. Simuleringsresultat för väderår 2002, inklusive magasinivåer i budzon SE2 (övre panel) och elpriser i budzon SE3 (nedre panel) i högförbrukningsscenariot för modellår år 2035.

Över det fjärde kvartalet observeras genomsnittspriser på 143 €/MWh och 174 €/MWh medan årsgenomsnitt ligger på 68 €/MWh och 92 €/MWh i låg- respektive högförbrukningsscenariot. Dessa nivåer kan jämföras med medel för faktiska priser år 2022 på 129 €/MWh som karakteriserades av energikrisens höga bränslepriser. Noterbart är att de höga priserna som erhålls i modellen endast drivs av vädervariationer då andra förhållanden hålls konstanta.



Figur 8. Timvisa effektbidrag för betald bortkoppling av förbrukning ("cutting") sammantaget för hela Sverige i högförbrukningsscenariot för modellår 2035 och för driftfallet 2002-Q4.

När det gäller efterfrågefleksibilitet är tidsutdräkten för denna händelse alldeles för lång för att det ska kunna överbrygga produktionsbristen. Precis som för de svåra driftfallen med kortare tidsutdräkt så spelar betald bortkoppling av last en roll. Sett över hela det fjärde kvartalet regleras förbrukningen i snitt ned med 700 MW vilket motsvarar cirka 1.5 TWh förlorad förbrukning i högförbrukningsscenariot. I likhet till energikrisens 2022 så riskerar händelser likt denna att skada industrins konkurrenskraft.

Hur kan dessa situationer hanteras? Låt oss beakta olika strategier:

1. Säsongslager för gasturbiner (t.ex. vätgas, biogas, naturgas):

Då bränslena är relativt kostsamma, skulle ingen av dessa gasturbinkraftverk sannolikt kunna bidra till att trycka ner priserna signifikant.

2. Överdimensionerat lager för industrins vätgas:

Subventionera in en överdimensionerad vätgaslagerkapacitet för industrin skulle möjliggöra en dämpning av höga priser genom att flytta last men inte lösa långvarig energibrist.

3. Överdimensionera vindproduktion:

Att generellt subventionera in en överproduktion av vind skulle sannolikt inte bidra i stor grad till lägre elpriser över denna period då dåliga vindförutsättningar är det som driver upp de höga priserna.

4. Kapacitetsmarknad:

En kapacitetsmarknad ger ersättning till planerbar produktionskapacitet för att finnas tillgänglig. Under perioden finns det gott om effekt att tillgå i systemet från vattenkraften. Händelsen karakteriseras inte av en effektbrist utan energibrist som en kapacitetsmarknad därför inte är direkt lämpad att lösa.

5. **Överdimensionering av planerbar fossilfri produktion:**

Detta skulle trycka ner priser men skulle också kunna medföra höga systemkostnader – särskilt om tekniker som kärnkraft inkluderas och följer de höga kostnadsnivåer som nyligen observerats i väst.

6. **Öka överföringskapacitet till kontinental-Europa:**

Detta alternativ skulle för den svåra perioden potentiellt innebära att större fossilkraft kan importeras. Höga CO₂-priser skulle dock höja marginalkostnaden för dessa kraftverk och inte kunna trycka ner priserna i Sverige väsentligt. Dessutom skulle en starkare koppling till kontinenten höja elpriserna generellt i Sverige vilket skulle minska konkurrenskraften under normala år.

7. **Bränslebyte industri:**

Under perioder med energibrist kan industriell elanvändning tillfälligt ersättas med andra energibärare, såsom biobränslen, naturgas eller fossila bränslen. Staten kan överväga att subventionera denna typ av bränsleredundans för att minska effekterna av tillfällig elbrist men behöver se till så att infrastruktur finns på plats.

8. **Elprisstöd:**

Likt som under energikrisen 2022 skulle staten kunna gå in med ett stöd om elpriset når förhöjda nivåer över en lång tidsperiod. För största effektivitet bör denna försäkring utvärderas och bestämmas i förtid så att industrin kan beakta det i deras kalkyler för investeringar.

1.1.5 Frågeställningar som besvaras

• **Identifiera svåra driftlägen med kortare och längre tidsutdräkt**

Tre särskilt utmanande driftlägen har identifierats, som representerar olika typer av påfrestningar för elsystemet beroende på tidsutdräkt och väderförhållanden.

Två av dessa inträffar under vintern och präglas av kortvariga men intensiva ansträngningar:

- Januari 1985 (~1 dygn)
- Januari 2009 (~7 dagar)

Båda kännetecknas av låg vindkraftsproduktion i kombination med hög efterfrågan, vilket resulterar i akuta effektbrister och kraftigt stigande elpriser under en begränsad period.

För att belysa ett svårare driftläge med längre varaktighet har även följande period valts ut:

- 2002–Q4 (~3 månader)

Till skillnad från de två tidigare exemplen handlar det här om en energibrist som byggs upp gradvis, till följd av låg tillrinning till vattenmagasinen och svag

vindkraftsproduktion under hösten och vintern. Resultatet blir en utdragen period med ansträngd energibalans och höga elpriser.

- **Hur hanteras effektfrågan från ett produktionsperspektiv i de svåra driftlägena?**

I de svåra driftlägena med kortare tidsutdräkt hanteras effektfrågan från produktionssidan främst genom att tillgänglig vattenkraft körs nära sin maximala kapacitet samt vid möjlighet så nyttjas import från grannländer. I driftläget med längre varaktighet 2002-Q4, begränsas i stället effektbidraget från vattenkraften av låga magasin och energibrist.

- **För de olika svåra driftlägena, vilken typ och hur mycket av den potential för förbrukningsflex som finns i era modeller utnyttjas?**

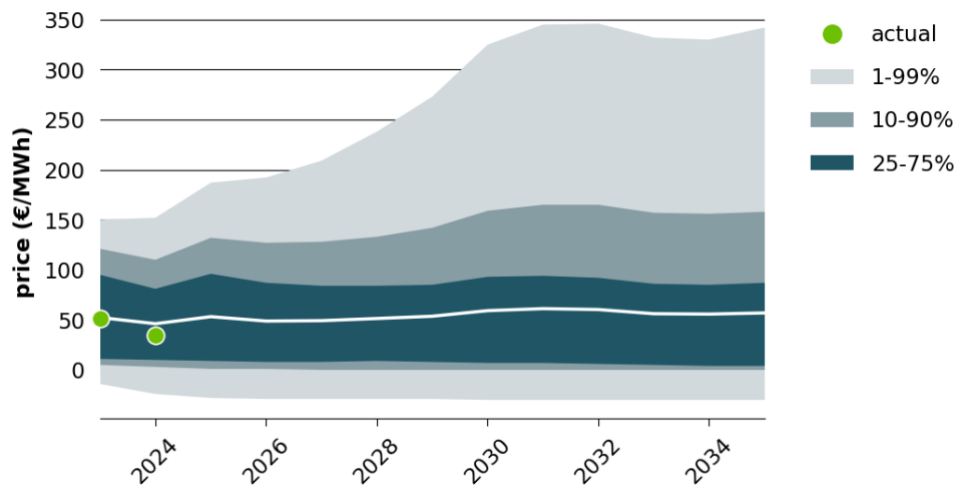
I samtliga svåra driftlägen utgör betald bortkoppling (priskänslig last som styr ner vid höga priser) ett avgörande bidrag till att avlasta elsystemet. Elektrolysörer och industriell baslast står för huvuddelen av denna respons. I driftfall med längre varaktighet, såsom januari 2009 (~7 dagar), reduceras förbrukningen med upp till 4 GW, där elektrolysörer bidrar med cirka 2.85 GW och industri med omkring 1 GW. För elektrolysörer motsvarar denna del av vätgasproduktionen det som i modellen antas vara priskänslig och kan styras ned vid elpriser över 50 €/MWh. I praktiken skulle viss nedstyrning ske utan produktionsbortfall genom bränslebyte till exempelvis naturgas.

Efterfrågefleksibilitet – som för modellår 2035 har maximal lastflytt inom 24 timmar – har marginell effekt i längre driftfall, där varaktigheten överskrider flexibilitetens räckvidd. Däremot har den stort genomslag i kortare händelser, som januari 1985 (~1 dygn), där upp till 3 GW flyttas temporärt under pristoppen. Här bidrar samtliga lastkategorier, inklusive elfordon och hushåll, med ungefär lika mycket.

I det långvariga fallet 2002–Q4 sker endast marginella bidrag från efterfrågefleksibilitet, men betald bortkoppling uppgår i genomsnitt till 700 MW över perioden, motsvarande cirka 1,5 TWh förlorad elanvändning. En sådan ihållande nedreglering skulle kunna innebära påtagliga risker för industrins konkurrenskraft.

1.2 HUR UTVECKLAS SVÅRA DRIFTLÄGEN

Simuleringsresultat från modellen av de 33 historiska väderåren (1983-2015) för visar att dagens kraftsystem är relativt robust mot extrema elpriser till följd av vädervariationer. En ökad sårbarhet i det svenska kraftsystemet för svårare driftfall under kommande decennier framträder genom att högre priser allt oftare observeras. Detta illustreras i Figur 9, där fördelningen av timvisa priser för SE3 redovisas över 33 väderår. Figuren visar hur övre percentilband på 99% successivt rör sig uppåt över modellåren fram till 2035, vilket tyder på ökande prisvariation och fler extrema pristoppar.

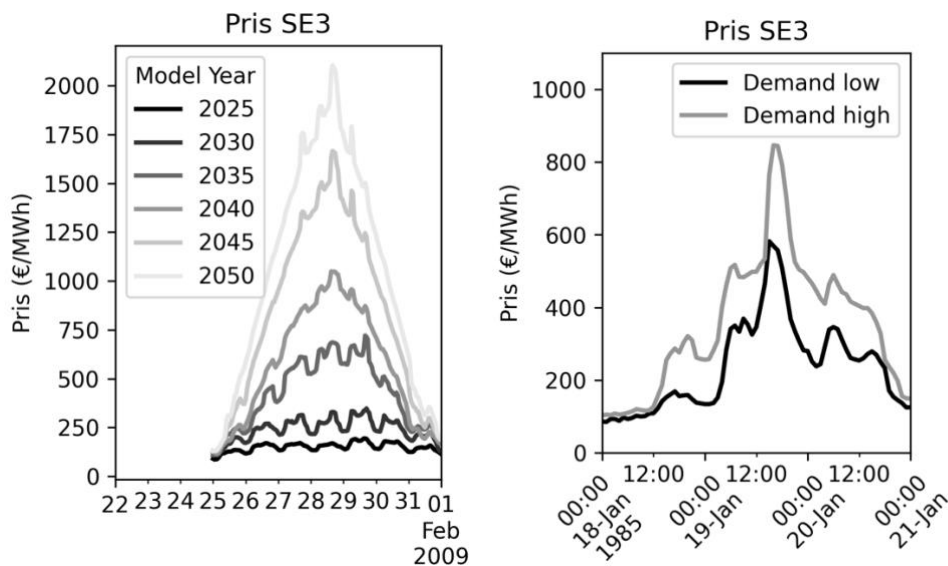


Figur 9. Fördelning av timvisa priser för SE3 över 33 väderår (1983-2015) där banden representerar olika percentilgrader. Genomsnittspris visas med vit linje, verkliga utfall med cirklar. Simuleringsdata baserat på Quantified Carbons referensscenario⁴.

För att få en bild på den sista höga percentilen, det vill säga de absolut högsta priserna fokuseras analysen i Figur 1010 på driftfallen i januari 2009 med avseende på modellår (vänster). Det framkommer att dagens kraftsystem har viss kapacitet att hantera den typen av ansträngda situationer. I framtida system, däremot, skärps utmaningarna markant då vi ser prisnivåer som successivt ökar från en toppnivå på cirka 600 €/MWh år 2035 till över 2000 €/MWh år 2050.

På motsvarande sätt för det svåra driftfallet januari 1985 (höger) i Figur 10 undersöks variation med avseende på förbrukningsscenario. Det är tydligt att sårbarheten förstärks i ett scenario med högre förbrukning vilket ju också är del till resultaten som funktion av modellår där förbrukning över Europa ökar successivt.

⁴ Quantified Carbon (2025), Elprisprognos 2025-Q1.



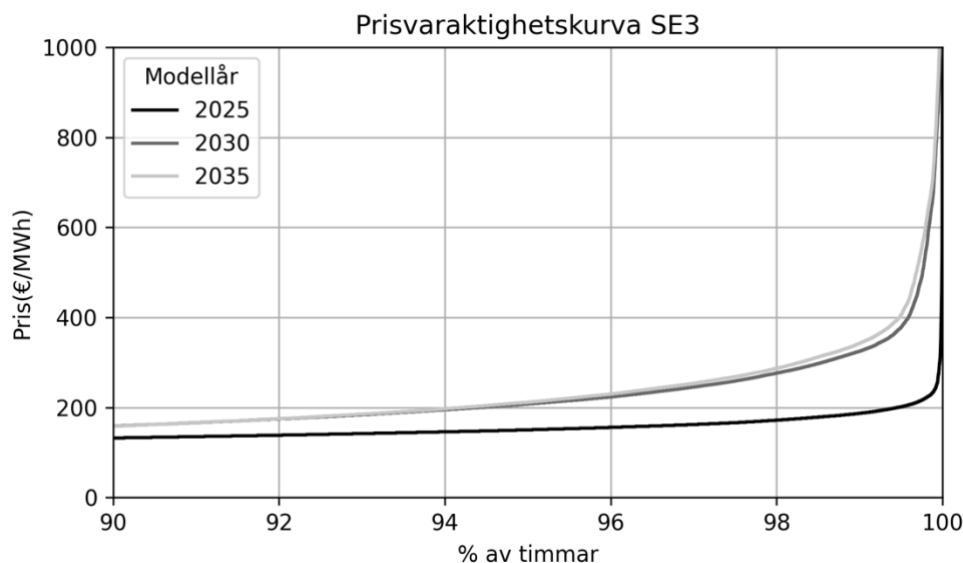
Figur 10. (Vänster) Timvis elpriser för driftfallet för januari 2009 och hur det utvecklas sett över modellår. Simuleringsdata baserat på Quantified Carbons referensscenario⁵. (Höger) Timvis elpriser för driftfallet för januari 1985 och hur det beror på förbrukningsscenario.

Med en växande andel variabel elproduktion ökar prisvolatiliteten i systemet, vilket i modellen leder till en tydlig förändring i varaktighetskurvan för timvisa priser som kan ses i figuren. De 10% högsta priserna i SE3 för tre modellår visas från varaktighetskurvas perspektiv i Figur 11. Det framgår att hela priskurvans svans skjuts uppåt mellan 2025 och 2035. Högsta nivåer beror på modellår och förbrukningsscenario, men ligger typiskt mellan 1500 och 2000 €/MWh för timpriser. Denna förändring är ett direkt resultat av en systemstruktur där tillgänglig effekt varierar mer än tidigare, vilket skapar fler timmar med extrempriiser.

Samtliga tre analyserade driftfall illustrerar typer av situationer som tenderar att skapa dessa höga priser. Exempel på utlösande faktorer inkluderar:

- Låg tillgänglig produktionseffekt, vilket i modellen leder till att priskänslig förbrukning styr ner och därmed sätter prisnivån.
- Låg tillrinning under längre perioder som medför att magasin ligger på lägsta tillåtna nivåer och vattenkraft pressar upp sina priser i budkurvan, vilket kan höja elpriserna väsentligt.
- Höga CO₂-priser, vilket gör att enheter som bränner fossila bränslen som kol och gas, särskilt de med lägre termisk verkningsgrad, budar in kring nivåer runt 150 €/MWh mot 200 €/MWh.

⁵ Quantified Carbon (2025), Elprisprognos 2025-Q1.



Figur 11. Varaktighetskurva för timvisa elpriser i SE3 över 33 väderår för tre modellår. De 10% högsta priserna fokuseras. Simuleringsdata baserat på Quantified Carbons referensscenario⁶.

1.2.1 Frågeställningar som besvaras

Generellt sätt så observeras liknande trender för de tre svåra driftfallen som belyses i detta arbete. Vi drar följande slutsatser och svar till frågeställningarna:

- **Hur utvecklas elpriserna och variabiliteten i svåra driftlägen?**

Båda variabiliteten och elprisnivån för svåra driftlägen ökar under de kommande årtionden. Redan från år 2030 finns det en betydligt större volatilitet som kopplas till mer förnybar energi i systemet medan ökad förbrukning även driver på högre priser. För ett exempelfall ser topprisnivåer som successivt ökar från hanterbara nivåer över 100 €/MWh idag till en toppnivå på cirka 600 €/MWh år 2035 till över 2000 €/MWh år 2050.

- **Hur höga är de högsta elpriserna i era modeller?**

Typiskt mellan 1500 och 2000 €/MWh.

- **Hur ser en detaljerad bild av vilka priser som modellerna genererar i intervallet 1 kr/kWh och uppåt och förklara varför det blir så höga priser**

Detta presenteras i Figur 11. Exempel på det som driver höga priser är brist på produktionseffekt, priskänslig förbrukning som styr ner, höga CO₂ priser samt längre perioder av låg tillrinning till vattenkraften.

⁶ Quantified Carbon (2025), Elprisprognos 2025-Q1.

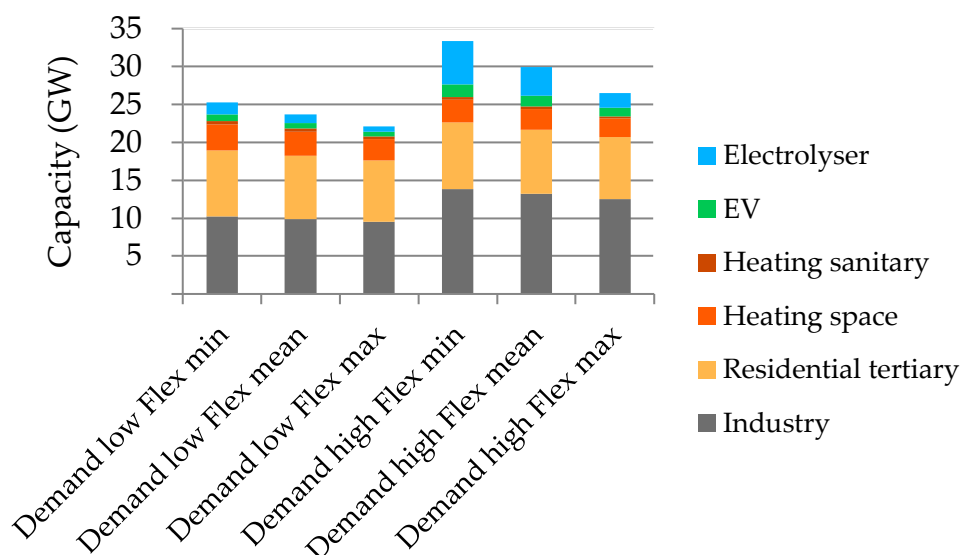
1.3 HUR SÄKERSTÄLLS ELSYSTEM I BALANS

För att undersöka hur det säkerställs att det svenska elsystemet är i balans har det svåra driftfallet för januari 1985, närmare bestämt kl 17 den 19 januari, fokuserats för modellår 2035. Detta mot bakgrunden att händelsen 1985 framkommer som en väl representativ dimensionerande händelse för effekt vid analys över 33 väderår. Med de antaganden för flexibilitet som gjorts för förbrukning finns det generellt väldigt god tillgång till effekt. Genom att variera tillgången till flexibilitet utvärderas hur känsligt resultatet är för dessa ingångsvärden. Tre nivåer för flexibilitet varierar:

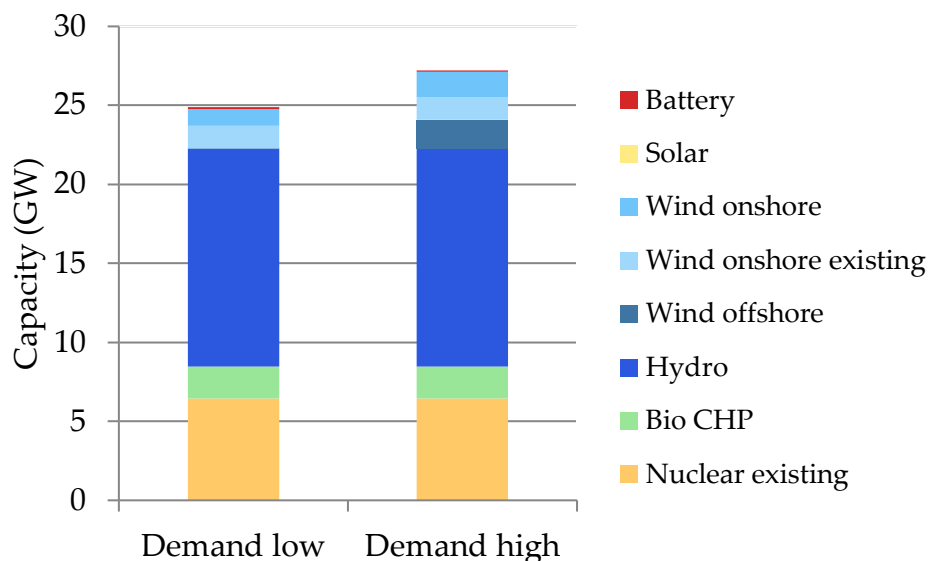
- "Flex max" innebär att all antagen förbrukningsflex finns att tillgå
- "Flex mean" innebär att hälften antagen förbrukningsflex finns att tillgå
- "Flex min" innebär att ingen förbrukningsflex finns att tillgå

Inte i något av fallen så antas att någon förbrukningsflex kan avkallas för nedreglering vid N-1 fel. Det vill säga att endast produktionskapacitet kan bidra till att hantera N-1 fel. Som dimensionerande fel används kärnkraftverk O3 på 1450 MW. Analysen utförs därutöver för de två olika förbrukningsscenarierna. Överföring mellan Sveriges elzoner antas kunna utföras inom ramen för installerad överföringskapacitet och import från utlandet antas vara 0.

Den resulterande förbrukningen efter flexibilitet, för vädret 19 januari kl 17, presenteras i Figur 12 för de sex olika scenarierna. Motsvarande figur för produktion ses i Figur 13. Systemets marginal erhålls enkelt som differensen mellan resulterande förbrukning och produktion med 1450 MW borttaget för produktionen.



Figur 12. Resulterande förbrukningskapacitet för hela Sverige uppdelat per kategori för de kombinerade två förbrukningsscenarierna och tre flexscenarierna för driftfallet januari 1985, timme 19 januari kl 17, modellår 2035.



Figur 13. Resulterande produktionskapacitet för hela Sverige uppdelat per kategori för de två förbrukningsscenarierna för driftfallet januari 1985, timme 19 januari kl 17, modellår 2035.

Erhållen marginal presenteras i den första kolumnen av Tabell 1. Det kan observeras att endast lågförbrukningsscenariot där all antagen flex finns att tillgå ("Demand Low Flex Max") är det enda scenario där installerad effekt är tillräcklig för att hantera N-1 fel med en marginal på 1.3 GW. Övriga scenarier uppvisar negativa marginaler från -300 MW i "Demand Low Flex Max" till -7.6 GW i "Demand High Flex Min". Detta representerar ett behov att komplettera med flexibilitetskapacitet.

Här antas endast att gasturbiner kan fylla denna kapacitet. Kolumn två i Tabell 1 redovisar nödvändig annuitetskostnad för att få denna kapacitet av gasturbiner på plats i de olika scenarierna, vilken ligger mellan 13 M€ i det lägsta och 374 M€ i det högsta fallet. Den sista kolumnen i Tabell 1 redovisar hur stor andel av de totala kostnaderna för systemets utbyggnad som gasturbinerna representerar. Resulterande nivåer ligger i för ingen tillgång till förbrukarflex ("Flex min") på 10% av den totala kostnaden. För lågt förbrukningsscenario i "Flex mean" uppgår kostnaderna endast till 2% jämfört med 6% i högförbrukningsscenariot.

Tabell 1. Resulterande marginal för de sex olika scenarierna introducerade i texten redovisas i första kolumnen. Nödvändiga annuitetskostnader i gasturbinskapacitet i andra kolumnen följt av hur stor andel av totala kostnader för utbyggnad av sol och vind som detta motsvarar från dagens till det modellerade systemet år 2035.

	Marginal med N-1 (GW)	Annuitetskostnad gasturbiner (M€)	Andel av totala kostnader
Demand low Flex min	-1.9	92	10%
Demand low Flex mean	-0.3	13	2%
Demand low Flex max	1.3	0	0%

	Marginal med N-1 (GW)	Annuitetskostnad gasturbiner (M€)	Andel av totala kostnader
Demand high Flex min	-7.6	374	10%
Demand high Flex mean	-4.2	206	6%
Demand high Flex max	-0.8	38	1%

1.3.1 Frågeställningar som besvaras

Baserat på denna analys så kan frågeställningarna relaterat till hur säkerställs ett elsystem i balans besvaras som följer:

- **Vad blir behovet av investeringar för ett energisystem 2035 som säkerställer ett elsystem i balans enligt de två efterfrågescenarierna?**

Under förutsättning att en stor andel av den efterfrågefleksibilitet som modellerats faktiskt realiserar, visar resultaten att det befintliga kraftsystemet endast behöver kompletteras marginellt i högförbrukningsscenariot – med omkring 800 MW ytterligare kapacitet. I lågförbrukningsscenariot klarar sig systemet utan behov av ytterligare investeringar i flexibel kapacitet. Om däremot endast hälften av den modellantagna efterfrågefleksibiliteten är tillgänglig, uppstår ett tydligare behov av investeringar. I detta fall behövs cirka 0,3 GW i lågförbrukningsscenariot och upp till 4,2 GW i högförbrukningsscenariot. I det mest konservativa antagandet, där förbrukarfleksibiliteten är starkt begränsad, ökar behovet av ny installerad produktionskapacitet till 1,9 GW respektive 7,6 GW i låg- respektive högförbrukningsscenariot.

- **Hur stora blir systemkostnaderna säkerställer ett elsystem i balans enligt de två efterfrågescenarierna och hur stora är dessa investeringar i relation till totalen?**

På systemnivå innebär detta att de årliga kostnaderna för att tillföra nödvändig kapacitet i form av gasturbiner varierar mellan 13 miljoner euro och 374 miljoner euro, beroende på tillgänglig efterfrågefleksibilitet och scenarioval. I det mest begränsade fallet – där efterfrågefleksen är minimal – motsvarar denna investering cirka 10 % av de totala produktionsrelaterade kostnaderna fram till 2035. I scenarier med högre tillgång till flexibilitet ligger motsvarande kostnadsandel på några enstaka procent.

2 Utbyggnad av kraftsystemet i otakt

2.1 SCENARIOBESKRIVNING

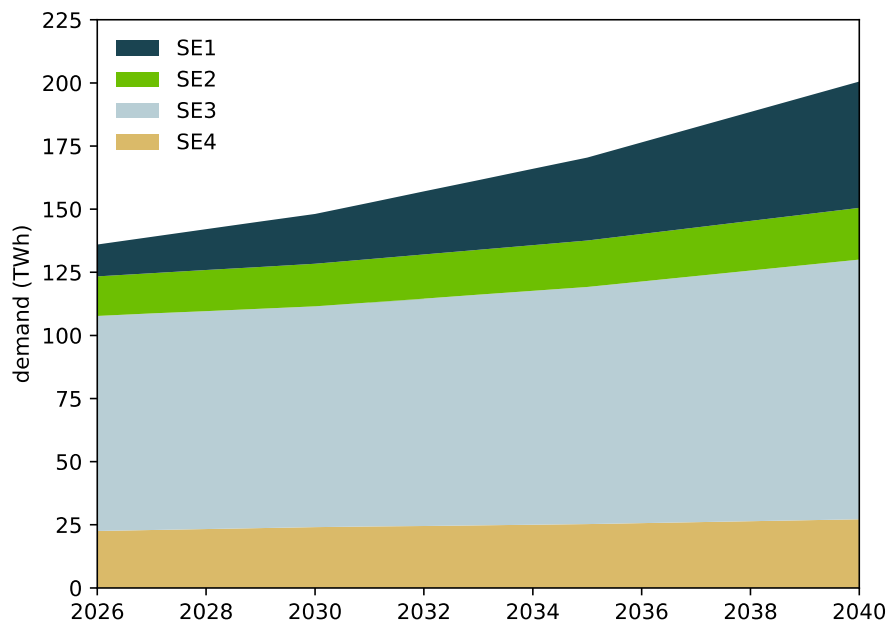


Figur 14. Illustration av svenska havsvindsprojekt. Godkända projekt är markerade med grönt, projekt under utredning med gult och avvisade projekt i rött. Källa Regeringskansliet

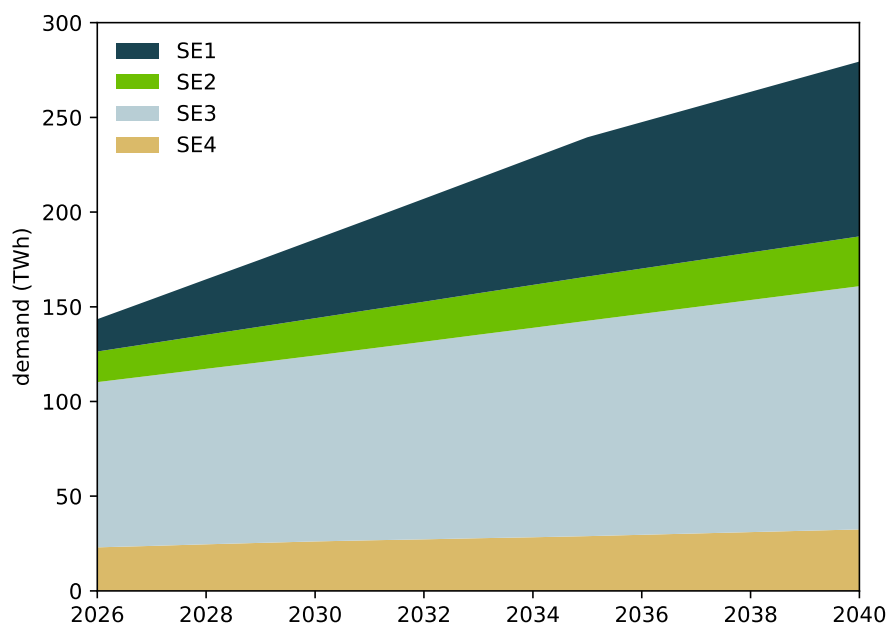
I det här arbetet har vi analyserat två huvudscenarier för efterfrågeutveckling i Sverige. Det första är ett **högscenari** som inkluderar en snabb elektrifiering av industrin samt produktion av vätgas för både fossilfri stålproduktion och tillverkning av elektrobränslen. Det motsvarar ett scenario där hela EU antas hela EU möta klimatmålen.

Det andra scenariot benämns **fördröjd efterfrågan** och inkluderar även det en elektrifiering av industri, transporter och viss tillverkning av elektrobränslen, men takten är långsammare. Här kan man dock inte räkna med att hela EU möter sina klimatmål på utsatt tid, även om Sverige som enskilt land gör det.

I Figur 15 och Figur 16 sammanfattas utvecklingen av efterfrågan i Sveriges nuvarande elområden. För högscenariot nås 200 TWh redan i början av 2030-talet medan det i scenariot fördröjd efterfrågan nås först 2040. För båda dessa scenarier görs en optimering av utbyggnaden av vindkraft och solkraft i Sverige. Den största skillnaden mellan scenarierna finns i SE1 och utgörs av vätgasproduktion med elektrolys.



Figur 15 Antagen förbrukningsökning i Sverige för scenariot Fördröjd efterfrågan.



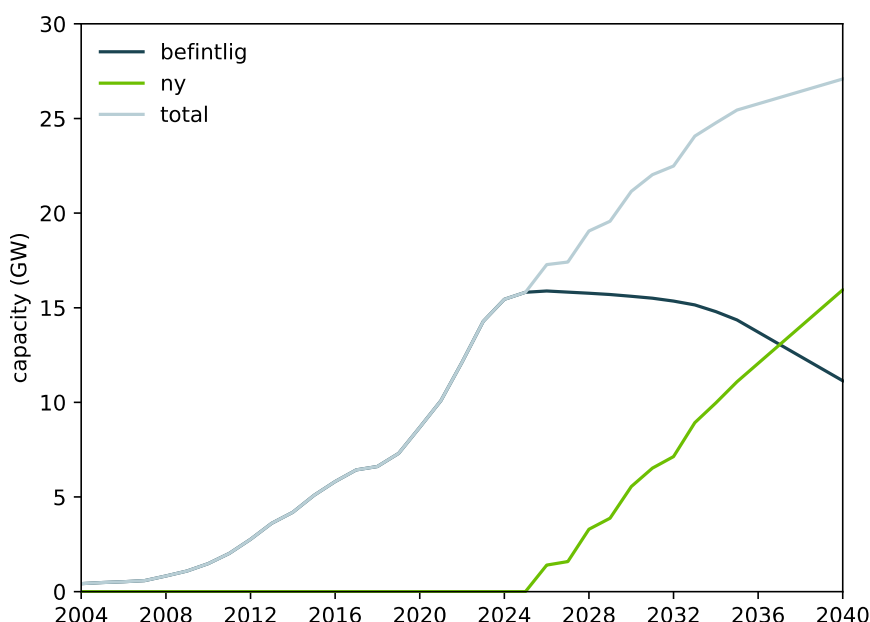
Figur 16 Antagen förbrukningsökning i Sverige för scenariot hög efterfrågan.

Maximal tillgänglig havsbaserad vindkraft baseras på de tillståndsgivna projekt som finns idag samt projekt på Västkusten som ännu ej är bedömda. Samtliga av

dessa antas få godkänt. Se Figur 14 för en överblick. I Tabell 2 visas en sammanfattning av vilka antaganden som gjorts för dessa projekt.

Tabell 2. Sammanfattning av antaganden för tillgänglig havsbaserad vindkraft

	Kapacitet	Teknik	Årtal i drift
Mareld	2500	Flytande	2035-2040
Vidar	2000	Flytande	2035
Poseidon	1400	Flytande	2034
Kattegatt Syd	1200	Fast	2032
Västvind	1000	Fast	2033
Galene	400	Fast	2031
Kriegers Flak	640	Fast	2030
Totalt	9140		



Figur 17. Total maximal kapacitet för landbaserad vindkraft i Sverige som antas i rapporten

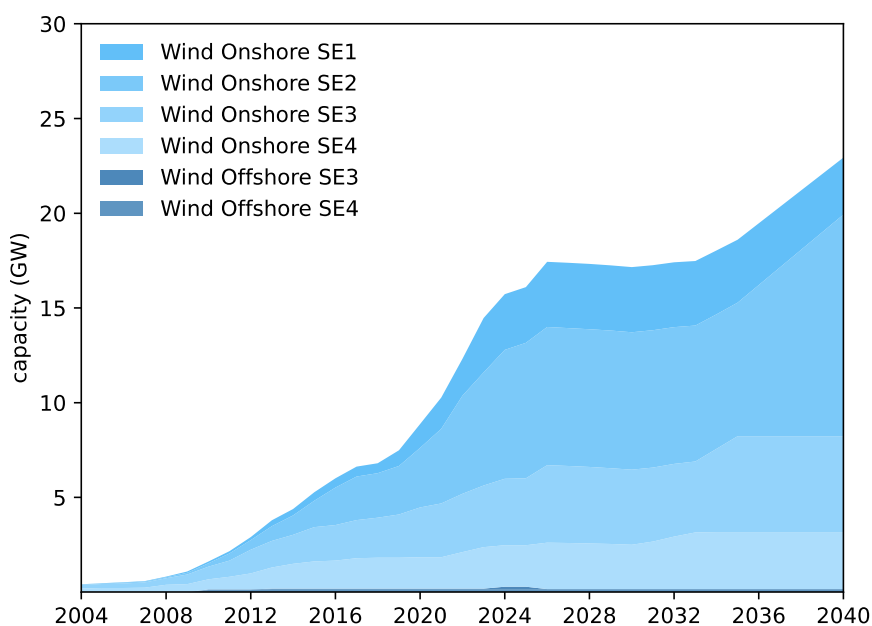
En sammanfattning av tillgänglig landbaserad vindkraft ges i Figur 17. Befintlig kapacitet antas fasas ut baserat på en antagen teknisk livslängd på 25 år. Antaganden för möjlig ny vindkraft till och med 2035 är baserade på publicerade projekt och till och med 2040 på en linjär extrapolation därifrån.

En utmaning för många scenarioanalyser, likt denna, är att de den optimeringsmodell som används antar en perfekt fungerande marknad med full transparens mellan samtliga aktörer. Verkligheten ser dock sällan ut så. Producenter kan avvakta med investeringsbeslut för att de är osäkra på prognoser om ökad förbrukning och konsumenter kan också avvakta för att de är osäkra på om ny produktion faktiskt kommer på plats i tid. Hinder på båda sidor behöver inte vara av rent finansiell karaktär utan kan också handla om miljöprövningar och lokal acceptans etc.

Vi har studerat i det här arbetet försökt utvärdera känsligheten för detta med scenarier som medvetet skapar ett system i otakt. Tre olika alternative scenarier har studerats. Dessa försöker fånga marknadens beteende när antingen produktion ökar mycket snabbare än konsumtionen och tvärtom. Utöver det analyserar vi ett scenario där flexibilitet i vätgasproduktion uteblir.

Slutligen skall det för samtliga resultat som presenteras i det här kapitlet poängteras att de inte är prognoser för troliga utfall utan resultat av de ingående antaganden som gjorts för de olika scenarierna inom ramen för detta projekt. Tillkommande efterfrågan är också exogena antaganden. För scenarier med höga resulterande priser är det inte troligt att en så hög efterfrågan skulle vara rimlig, men det är inte en analys som inkluderas här.

2.2 FÖRDRÖJD EFTERFRÅGAN



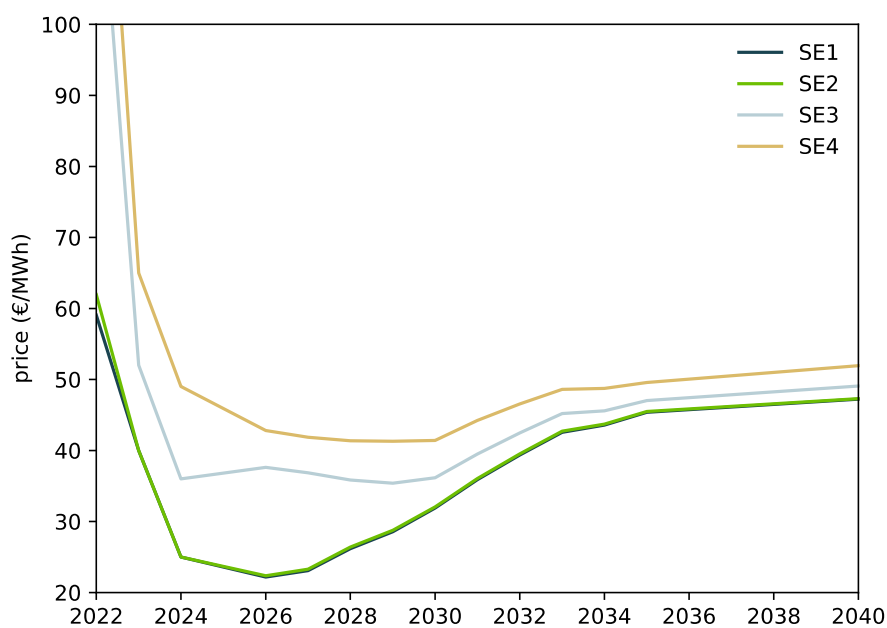
Figur 18. Utbyggnad av vindkraft i Sverige i scenariot fördröjd efterfrågan.

I Figur 18 visas utbyggnad av vindkraft i Sverige för scenariot fördröjd efterfrågan. Som kan ses stannar utbyggnaden av all ny vindkraft av under mitten av 2020-talet. Detta är en konsekvens av att Sverige idag har ett stort netto-överskott av elproduktion på årsbasis, ca 30 TWh för 2024. Det skapar generellt låga priser som inte motiverar utbyggnad av något kraftslag på marknadsmässiga grunder. Det är inte förrän i början av 2030-talet som förbrukningen i detta scenario kommer ikapp produktionsöverskottet.

I Figur 19 visas resulterande årsmedelpriser för väderåret 1991 för de fyra nuvarande elområdena i Sverige. Som en konsekvens av att konsumtionen

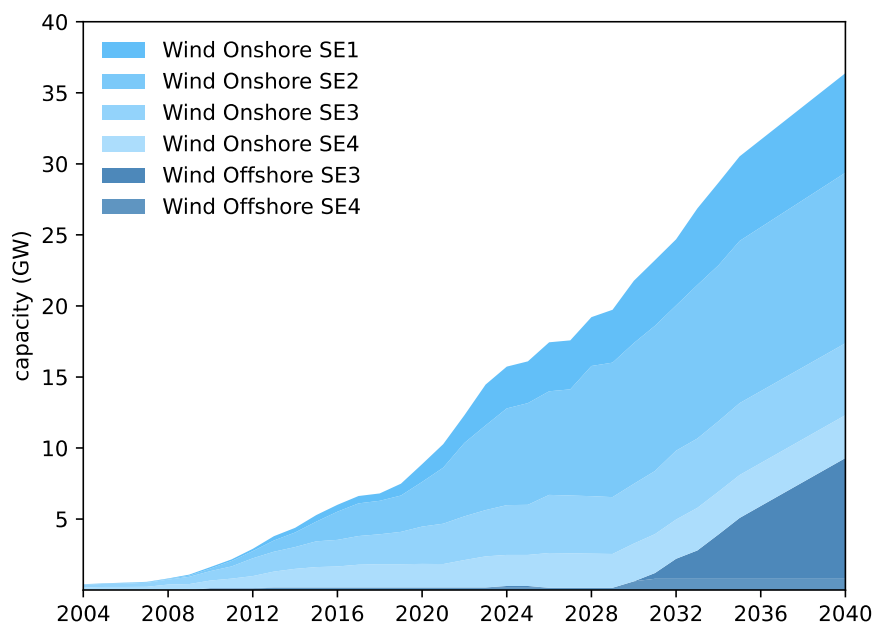
kommer i kapp överskottet ökar priserna i början av 2030-talet något och motiverar på nytt en utbyggnad av landbaserad vindkraft. Vidare konvergerar priserna i södra och norra Sverige då ny förbrukning koncentreras till SE1.

Det kan dock noteras att ingen havsbaserad vindkraft byggs ut då de antagna gränserna för den landbaserade täcker konsumtionsökningen. Utbyggnadstakten av ny landbaserad vind mellan 2035 och 2040 hamnar på 1.5 GW per år. Det är högt men inom ramen för vad som tidigare uppnåtts, exempelvis mellan 2020 och 2025.



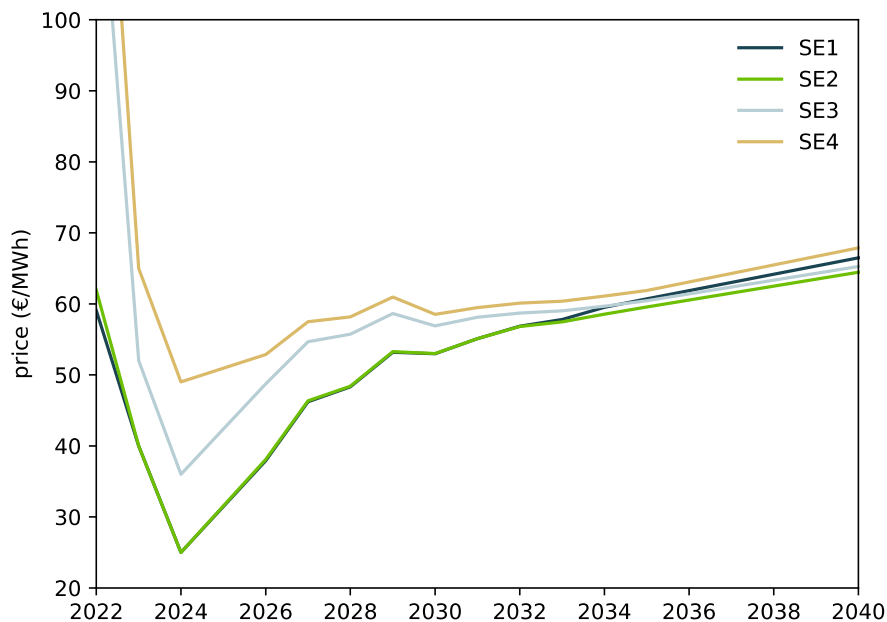
Figur 19. Genomsnittliga spotpriser för scenariot fördröjd efterfrågan. Kurvorna visar historiska priser till och med 2024 sammanfogade med modellerade priser från och med 2026.

2.3 HÖG EFTERFRÅGAN



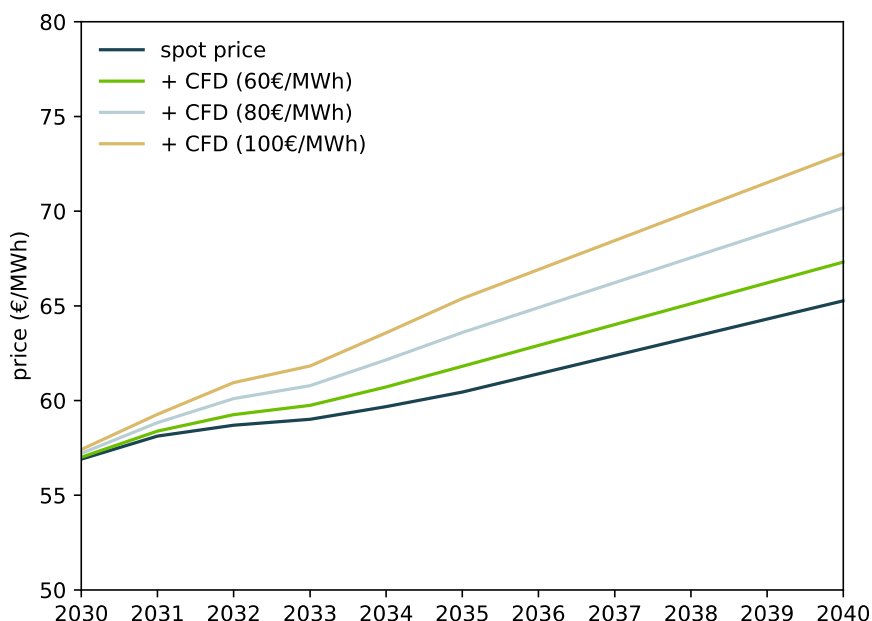
Figur 20. Utbyggnad av vindkraft i Sverige i scenariot hög efterfrågan.

I Figur 18 visas utbyggnad av vindkraft i Sverige för scenariot hög efterfrågan. Som kan ses ger den snabba ökningstakten av förbrukningen incitament att fortsätta bygga ut landbaserad vind redan under andra halvan av 2020-talet. Utbyggnaden når den högsta tillåtna enligt modellen och kombineras med havsbaserad vindkraft under 2030-talet när den tillåts. De resulterande genomsnittliga elpriserna visas i Figur 21 som kan ses ökar snabbt från dagens låga nivåer till värden som möjliggör nybyggnation.



Figur 21. Genomsnittliga spotpriser för scenariot hög efterfrågan. Kurvorna visar historiska priser till och med 2024 sammanfogade med modellerade priser från och med 2026.

I den här studien har generellt sett väldigt låga priser för havsbaserad vindkraft antagits. För parker som driftsätts under mitten av 2030-talet ligger fångade priser på ca 45€/MWh. Det är inte troligt att all havsbaserad vindkraft som behövs i detta scenario faktiskt skulle realiseras vid dessa priser, utan mer troligt är att någon form av stödsystem skulle behövas. Ett vanligt sådant i Europa är differenskontrakt, eller Contracts for Difference (CFD) som betalar mellanskillnaden mellan spotpriset och ett överenskommet strike price. I Figur 22 visas spotpriser för elområde SE3 och totalkostnad för el, inklusive subventioner till havsbaserad vindkraft, vid tre olika strike price på 60, 80 och 100 €/MWh. När totalkostnaden räknats fram fördelas subventionen jämt på all konsumerad el. Som kan ses ökar det slutkostnaden med mellan 2 och 10 €/MWh beroende på nivån på strike price.



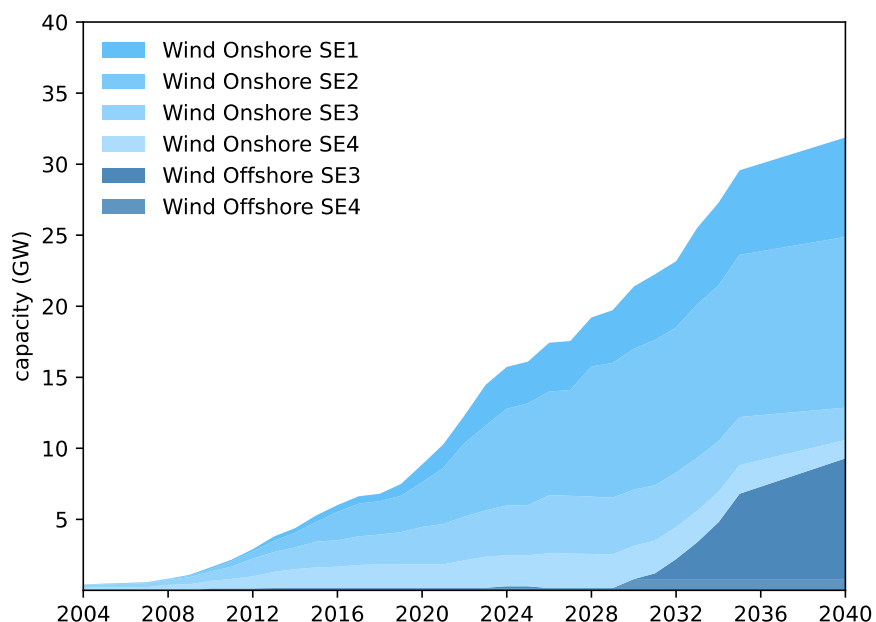
Figur 22. Spotpriser i SE3 inklusive extra kostnad för subventioner till havsvind genom differenskontrakt (CFD) på tre olika nivåer

2.4 STOPP FÖR NY LANDVIND I SÖDRA SVERIGE

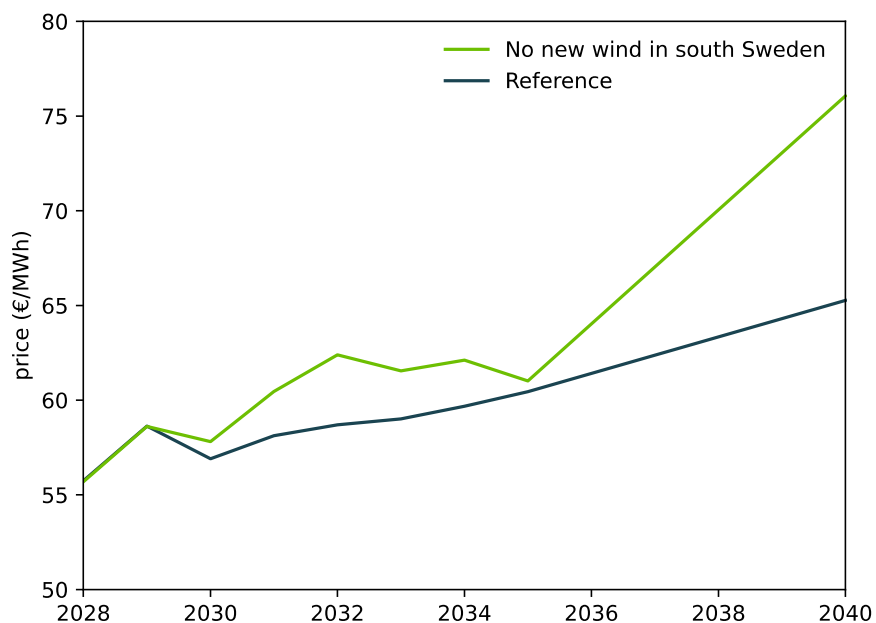
I detta alternativ-scenario stoppas all ny landvind i södra Sverige, dagens SE3 och SE4. Det antas ske på grund av lokalt motstånd som tex. resulterar i kommunala veton mot projekten. Det handlar alltså inte om problem med lönsamhet. Samtidigt antas efterfrågan på förbrukar-sidan öka enligt högscenariot. Övriga antaganden lämnas oförändrade.

Resultaterande utbyggnad av vindkraft visas i Figur 23. All ny landbaserad och havsbaserad vind som tillåts i modellen byggs ut. Då detta dock inte är tillräckligt för att tillgodose den ökande förbrukningen vänds dagens överskott till ett importbehov på ca 15 TWh/år. Det resulterar i högre priser jämfört med referensfallet då ny landvind tillåts i södra Sverige vilket sammanfattas i Figur 24

där en jämförelse görs. Vid slutet av 2030-talet kan man räkna med ca 10 €/MWh högre priser.



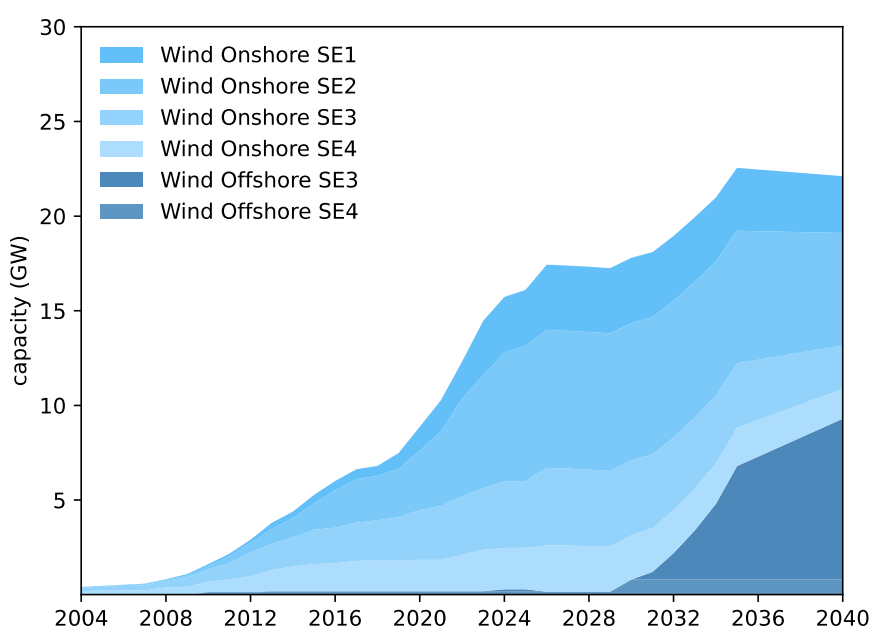
Figur 23. Kapaciteter för vindkraft i Sverige för scenariot utan ny landvind i Sverige



Figur 24. Modellerade spotpriser för scenariot utan ny landvind i södra Sverige jämfört med referensantaganden. Båda följer hög efterfrågan.

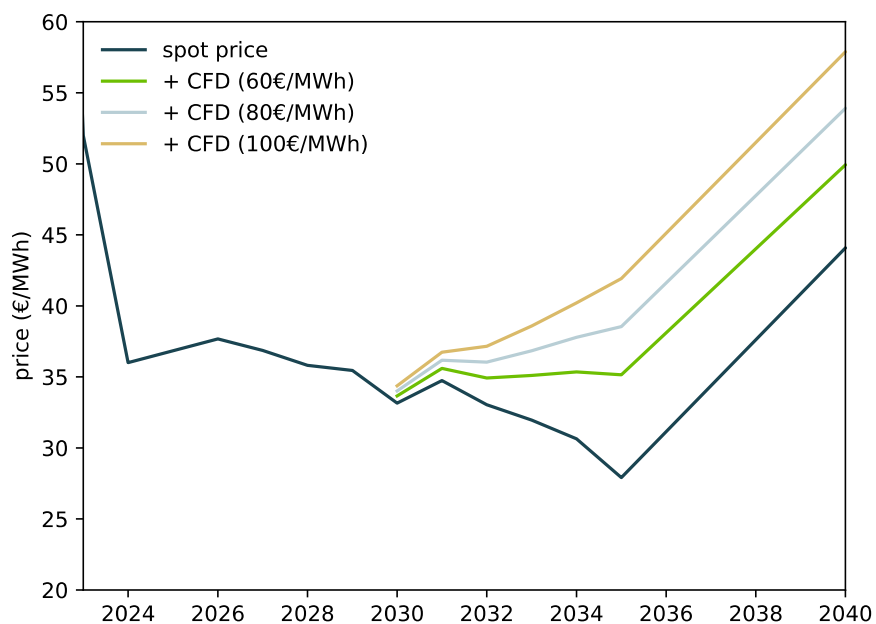
2.5 SUBVENTIONERAD HAVSVIND MED FÖRDRÖJD EFTERFRÅGAN

I detta scenario antas det att havsbaserad vindkraft byggs ut med subventioner via CFD:er för att täcka efterfrågan vid hög-scenariot. Dock materialiseras inte denna efterfrågan som istället följer låg-scenariot. Det resulterar i ett kraftigt överskott som toppar under 2035. Först 2040 nås balans mellan produktion och konsumtion som ett resultat av att befintlig landbaserad vindkraft pensioneras på grund av ålder. Ingen ny landbaserad vindkraft tillkommer efter 2026.

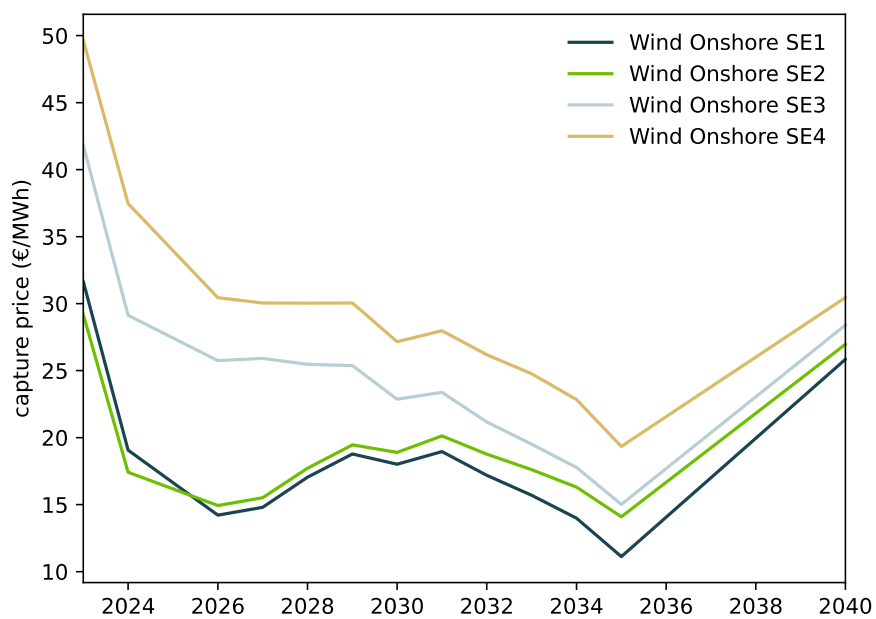


Figur 25 Kapaciteter för vindkraft i Sverige för scenariot med subventionerad havsbaserad vindkraft parat med fördröjd efterfrågan.

Bristen på ökad konsumtion sker inte på grund av höga elpriser utan av andra faktorer. I Figur 26 visas genomsnittliga elpriser i SE3 inklusive kostnader för subventioner till ny havsbaserad vindkraft med tre olika nivåer på *strike price* som beskrivits ovan. I Figur 27 visas genomsnittliga fångade för landbaserad vindkraft i samtliga befintliga elområden i Sverige. Under andra halvan av 2020-talet ökar priserna i norra Sverige något från dagens låga nivåer som en följd av ökad efterfrågan, men under 2030-talet kollapsar de fångade priserna igen då den kraftigt utbyggda havsbaserade vindkraften ej möts av någon ökad efterfrågan. Extra besvärligt blir det då den havsbaserade vindkraftens produktion tenderar till att korrelera med den landbaserade vilket genom kannibalisering trycker ner de fångade priserna. *Capture rate* för landbaserad vindkraft blir som lägst under 2035 på mellan 40% och 50% av spot priserna.

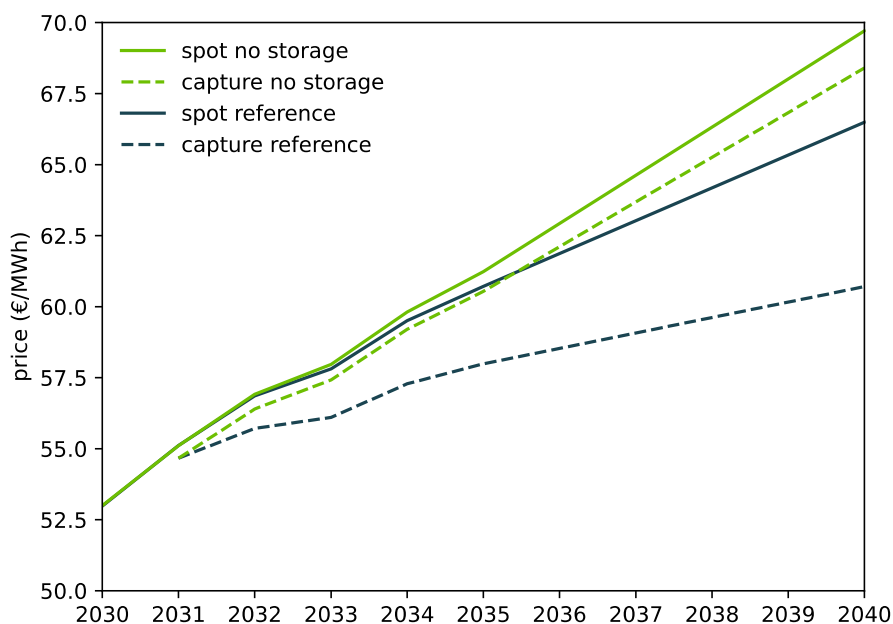


Figur 26. Genomsnittliga priser i SE3 för scenariot subventionerad havsvind med fördröjd efterfrågan. Kurvorna visar historiska priser till och med 2024 sammanfogade med modellerade priser från och med 2026.



Figur 27. Fångade priser för befintlig landvind under scenariot subventionerad havsvind och fördröjd efterfrågan. Kurvorna visar historiska priser till och med 2024 sammanfogade med modellerade priser från och med 2026

2.6 UTEBLIVNA SATSNINGAR PÅ VÄTGASLAGER



Figur 28. Spotpriser och fångade priser för vätgaselektrolys i SE1 för scenarierna hög efterfrågan och hög efterfrågan med uteblivna vätgaslager

I detta scenario undersöks effekten av uteblivna satsningar på vätgaslager för att jämna ut variabiliteten i vindkraft. I huvud-scenarierna antas vätgasproduktion vara kopplade till ett lager som gradvis når en större kapacitet. När vätgas först börjar produceras i större skala i slutet av 2020-talet antas inget lager finnas tillgängligt utan all vätgas måste produceras i direkt anslutning till konsumtionen. Andelen av vätgasproduktionen som kan buffras antas sedan öka och nå ca 60% vid 2040. Storleken på lagret räcker då för att buffra ca tre dygns förbrukning. Notera att dessa siffror är lägre än som presenteras senare för optimeringar av driften vid 2050. Det beror på att ett fullskaligt vätgas lager inte kan antas byggas redan till 2040.

I alternativ-scenariot antas endast begränsade lager, motsvarande några timmars förbrukning, finnas tillgängliga även till 2040. Resultatande elpriser jämfört med huvud-scenariot presenteras i Figur 28. I heldragna linjer visas genomsnittliga marknadspriser och i streckade linjer visas fångade priser för elektrolysen. För marknadspriserna på el ses en ökning om ca 3€/MWh då vätgasproduktionen inte längre kan anpassas efter tillgänglig vindkraft. Större skillnad ses i de fångade priserna för elektrolysen som blir ca 10€/MWh högre.

Det kan noteras här att skillnaden mellan huvud-scenariot med vätgaslager och alternativt-scenariot utan vätgaslager växer allteftersom en större andel av vätgasproduktionen antas ske med ett lager som erbjuder buffringsmöjligheter. I

ett mer slutligt system som presenteras senare i denna rapport blir skillnaden ännu större.

2.7 FRÅGESTÄLLNINGAR SOM BESVARAS

I detta kapitel har vi tittat på frågeställningar om vad som händer om kraftsystemet inte byggs ut i takt med förbrukningen. Som jämförelse har vi tittat på hur systemet beter sig under optimala förutsättningar, när både produktion och förbrukning matchar perfekt. Det motsvarar en 100% perfekt marknad, med full transparens mellan samtliga aktörer. Det råder heller inga osäkerheter om byggtider för olika projekt utan modellen har från början exakt information om när olika projekt driftstartas ifall den vill investera i dem.

I det första exemplet jämför vi med ett antaget stopp för ny landvind i södra Sverige. Detta antas inte ske av ekonomiska skäl, utan är ett resultat av svårigheter att driva igenom projekt. Exempelvis kan kommunala veton stoppa byggen i ett sent skede. Resultatet blir att om förbrukningen trots detta ökar enligt hög-scenariot fås mycket höga elpriser. Troligen är dessa priser för höga för att motivera en så hög efterfrågan. Scenariot får därför betraktas som ganska orealistiskt, men just denna koppling har inte modellerats vidare. Det visar dock på riskerna som nya elintensiva konsumenter tar vid investeringsbeslut.

I det andra exemplet ser vi på det motsatta fallet, att ny produktion i form av havsbaserad vindkraft byggs med subventioner i väntan på ny förbrukning enligt hög-scenariot. Dock materialiseras inte förbrukningen i den takt som antas utan den ökar endast enligt det fördröjda scenariot. Resultatet blir mycket låga priser. Framför allt blir de fångade priserna för befintlig vindkraft extremt låga. Vid 2035 bottnar de i norra Sverige på strax över 10 €/MWh. Troligen är detta inte en nivå där den produktionen kan upprätthållas, utan det är troligt att mycket befintlig produktion pensioneras i förtid vilket skulle leda till högre priser än som antyds här. Även detta scenario är därför relativt orealistiskt. Det är dock heller inget som studeras vidare här. Det visar dock på riskerna som uppstår när man tillför mycket ny produktion genom subventioner och inte på marknadsmässiga villkor.

Slutligen studeras fallet då inga större lager för vätgasproduktionen byggs ut. Den del av industrin som förväntas använda vätgas är idag mycket tveksam till att bygga ut större lager, även om de i en samhällsekonomisk analys är mycket lönsamma. Lager skulle i sådana fall kunna byggas ut med statliga subventioner istället. Industrierna köper då vätgas från lagren istället för att bygga ut produktionskapaciteten själva. I det fall inga lager realiseras, men behovet av vätgas ändå antas ligga i nivå med hög-scenariot, ökar de fångade priserna för elektrolysörer med dryga 10 €/MWh. Likt för tidigare resonemang ovan är det inte troligt att dessa industrier skulle realiseras med så höga el-priser, varför även det får ses som ett orealistiskt scenario. Men det belyser problematiken med att planera för ett elsystem med stor vätgasproduktion från elektrolysörer. Ett större lager måste troligen komma på plats, och är industrin själv inte villig att bygga detta måste någon annan kliva in.

3 Vätgasflexibilitets roll i subventionerade kraftsystem

I denna del undersöks vilken roll flexibilitet i form av styrbara elektrolysörer och vätgaslager kan spela för uppbyggnaden av det svenska kraftsystemet i ett långsiktigt perspektiv mot år 2050. Analysen fokuserar på att belysa vad ett aktivt statligt stöd skulle kunna innebära – både för att möjliggöra flexibilitet i vätgasproduktionen och hur denna flexibilitet påverkas av olika teknikval i kraftsystemet. Särskilt jämförs effekter och kostnader av att subventionera havsbaserad vindkraft, i kontrast till ett system där ny kärnkraft ges stöd. Syftet är också att ge en första uppfattning om hur marknadsdrivna investeringar skiljer sig från en situation där staten agerar mer aktivt i att forma systemets utformning och incitamentsstruktur.

3.1 SCENARIODESIGN

Analysen tar utgångspunkt i högförbrukningsscenariot som utvecklats i detta projekt. Ett långsiktigt perspektiv tas med fokus på modellår 2050 då Sveriges årsförbrukning ligger på cirka 330 TWh. Vätgasproduktion för stålindustrin i norra Sverige i elområde SE1 med en årsförbrukning på 63 TWh ligger i fokus för att undersöka rollen av flexibilitet.

Två kraftsystemvägar jämförs:

- “Kärn ++”: Kärnkraftstungt svenskt kraftsystem där kärnkraftstekniken subventioneras in.
- “Vind ++”: Vinddominerat svenskt kraftsystem där havsbaserad vindkraft subventioneras in.

Dessa två systemvarianter kombineras med tre olika scenarier för flexibilitet hos vätgasproducenterna i SE1:

- “No flex”: Ingen flexibilitet – elektrolysörerna körs som baslast.
- “H2 Ref”: Elektrolysörer, vätgaslager och kompressorer dimensioneras utefter projicerade kostnader.
- “H2 ++”: Ett scenario där elektrolysörer och lager är subventionerade och systemet tillförs därmed större flexibilitet jämfört med “H2 Ref”.

Totalt innebär detta att sex olika scenarier utvärderas. Scenarierna har valts ut för att skapa tydliga kontraster och därmed bäst belysa hur olika teknikval och flexibilitetsnivåer påverkar kraftsystemets utformning och funktion.

Modelleringsmetodiken bygger på en kombination av Quantified Carbon’s egenutvecklade verktyg: cGrid för elmarknadsmodellering och Opti för optimering

för vätgasflexibilitet. Denna typ av verktygskoppling har använts och beskrivits i tidigare studier^{7,8} men utvecklas även i denna rapport.

Till skillnad från övriga delar i denna rapport så används för denna del modellmetodik och antaganden ur den av Quantified Carbon nyligen publicerade rapporten "Kraftsystem robust för 300 TWh"⁹.

Det fångade priset för vätgasproducenter har använts som nyckelriktlinje i modifierade antaganden för "Vind ++" scenarierna med havsbaserad vindkraft.

I "Vind ++" scenarierna har antagna kostnader för havsbaserad vindkraft justerats för att möjliggöra en betydande subvention som gör att en stor mängd havsvindproduktion expanderar för att trycka ner elpriser. Kostnadsnivå har kombinerats med ytterligare expansion av transmissionsnätet i "Vind ++" scenarierna så att en tillräcklig produktion når SE1 och undviker fränkoppling av priser som annars stiger betydligt högre än övriga zoner. Tabell presenterar antagna överföringskapaciteter där de skiljer sig från "Kraftsystem robust för 300 TWh"¹⁰.

Tabell 3 presenterar beräknade värden för "levelised cost of energy" (LCOE) för havsvind och kärnkraft med avseende på scenario. Systemet dimensioneras för kostnadsnivån i "Subvention" vilken vidare därför också sätter förutsättningar på elmarknaden. Referensnivån representerar den kostnad som antas realiseras för all den kapacitet som installeras fram till 2050. Därför beräknas systemkostnad och kostnad för subvention med avseende på denna nivå. Ytterligare två mer konservativa nivåer inkluderas även i analysen för att få känsla på konsekvenser om högre produktionskostnader än referensnivån materialiseras.

Tabell 3. Beräknade "levelised cost of electricity" för ingångsvärden för havsbaserad vindkraft och kärnkraft.

	Scenario	Havsvind	Kärnkraft
LCOE (€/MWh)	Subvention	40	58
	Referens	72	74
	Konservativ-1	88	93
	Konservativ-2	100	120

Tabell 4. Antagna överföringskapaciteter som skiljer sig från "Kraftsystem robust för 300 TWh"¹¹ i "Vind ++" jämfört med oförändrade antaganden i "Kärn ++".

	Linje	Kärn ++	Vind ++
Överföringskapacitet (GW)	SE1-SE2	8300	10300
	SE2-SE3	9300	10300

⁷ Qvist Consulting Ltd (2022), Scenarioanalys 2050, 290 TWh.

⁸ Quantified Carbon (2023), Nordic Power Systems for a Competitive and Sustainable Economy.

⁹ Quantified Carbon (2025), Kraftsystem robust för 300 TWh.

¹⁰ Quantified Carbon (2025), Kraftsystem robust för 300 TWh.

¹¹ Quantified Carbon (2025), Kraftsystem robust för 300 TWh.

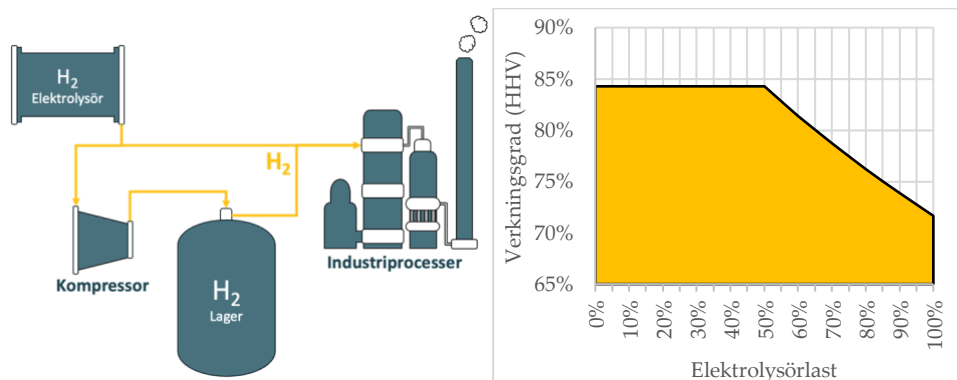
Linje	Kärn ++	Vind ++
SE1-FI	3000	4000

3.2 OPTIMERING AV VÄTGASFLEXIBILITET

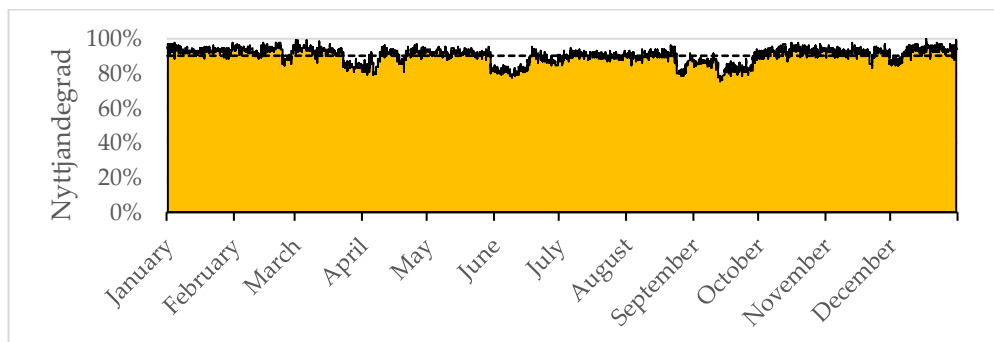
För att avgöra hur stora investeringar i flexibilitet för vätgasproduktion som är motiverat för industrin används QC:s interna industrioptimeringskod "opti". Detta verktyg kopplar en linjär modell av vätgasproduktion, lagring och konsumtion i SE1 till QC:s elmarknadsmodell "cGrid". Notera att flexibiliteten är optimerad för att minimera kostnaden för industrin och inte för kraftsystemet som helhet, vilket ämnar ge realistiska investeringsbeslut på aktörnivå.

Modellen i denna studie består av elektrolysörer, vätgaslager, lagerkompressorer och elnätanslutning. En grafisk representation av vätgasflöden i modellen visas i Figur 14. I denna studie en byggnadskostnad antagits på 1700 €/kW för elektrolysörerna, 80 €/kg-H₂ för vätgaslagret och 700 €/kW för lagerkompressorerna. Det har också antagits att elnätansluten kostar 10 €/kW samt att en elnätstariff kostar 5 €/MWh. För mer detaljer på antagande se tillhörande presentation.

Modellen tar hänsyn till aspekter som vanligtvis är utmanande att integrera i modeller som utför full systemoptimering. T.ex. så är elektrolysörernas verkningsgrad högre då de körs på partial-last än när de kör på topp-last. I denna studie har vi antagit att de lägst kan köra på 50% last men då använder 15 % mindre energi per kg vätgas (se Figur 29). Under 50% last så stängs individuella moduler av för att uppnå önskad produktion. På grund av denna förbättring av verkningsgraden så kan totala energibehovet för vätgas avvika från 63 TWh/år, vilket motsvarar vätgaskonsumtionen i SE1 för det höga förbrukningsscenario som används här. Vi har också antagit en icke-konstant behovskurva för vätgas med en nyttjandegrad på 90% i medel (se Figur 30). Med en variabel behovskurva så kan lagret användas för att flytta behov från perioder med högre behov till perioder med lägre, vilket ökar lagrets värde.



Figur 29: Grafisk representation av vätgasflödena i modellen (vänster). Elektrolysörernas verkningsgrad som en funktion av last (höger).



Figur 30: Nyttjandegrad av vätgaskonsumtion under året. Streckad linje motsvarar medel i nyttjandegrad.

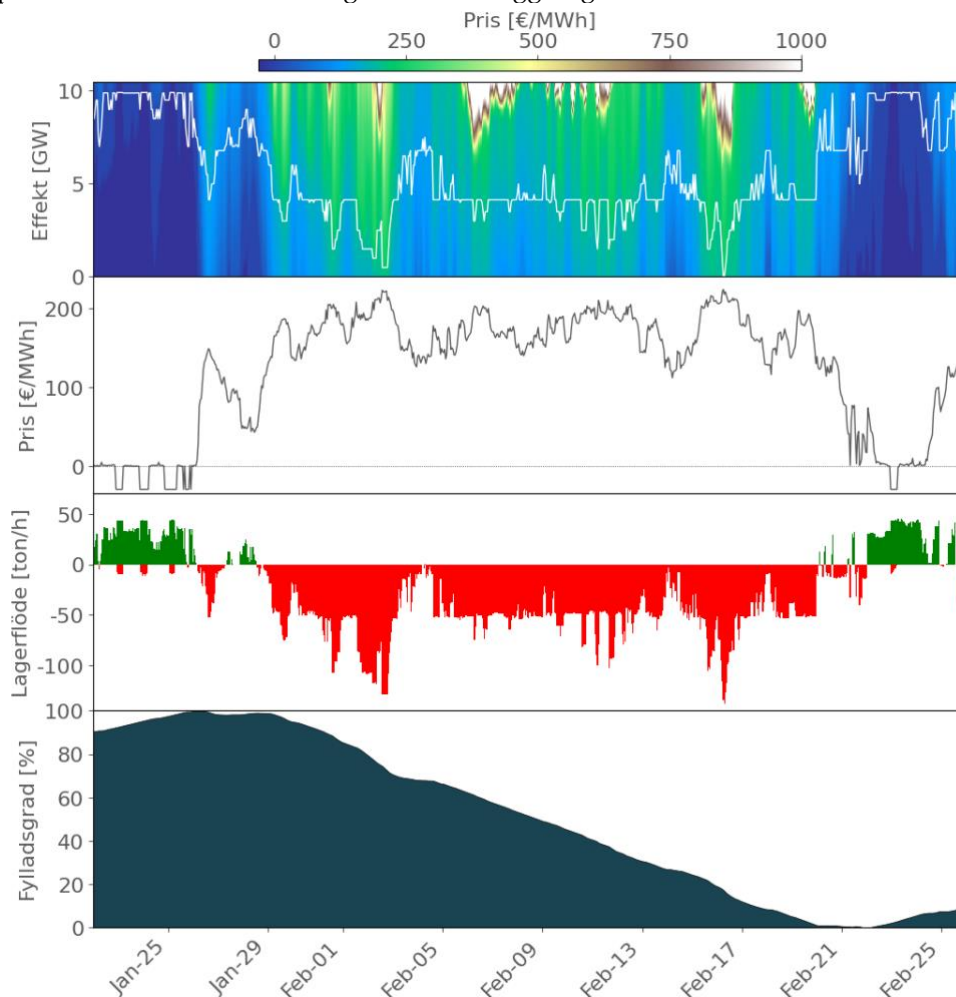
Vätgasanläggningens dimensionering (elektrolysör, kompressor och lagerstorlek) och drift optimeras samtidigt mot investering och underhållskostnader samt elpriser med målfunktionen att minimera kostnaden för vätgasen. Optimeringen tar hänsyn till effektuttagets påverkan på elpriset, det vill säga, hur mycket elpriset stiger som svar på elektrolysörerna och andra komponenters effektbehov.

Figur 31 illustrerar hur en optimal drift av vätgaslager mot elmarknaden sker i praktiken. Övre panel i **Figur 16** visar "elpristerrängen", effektuttaget och resulterande elpriser för en vintermånad med höga elpriser för väderåret 1991. Elpristerrängens färger kan läsas enligt en traditionell höjdkarta där vitt/brunt indikerar bergstoppar (höga elpriser) och blått indikerar djupa sjöar och hav (låga elpriser). Den vita linjen indikerar optimalt effektuttag för vätgasproduktion. Den näst översta panelen av **Figur 31** visar resulterande elpriser för det optimala effektuttaget. Den tredje grafen av **Figur 31** visar flöden in (grön) och ut (röd) från vätgaslagret. Den fjärde grafen visar fyllnadsgraden på lagret under perioden. Alla grafer visar samma tidsperiod.

Perioden påbörjas och avslutad med väldigt låga elpriser, ibland negativa elpriser, trots att elektrolysörerna kör på maxeffekt och vätgaslagret fylls aktivt med kompressorerna. Perioden påbörjas också med ett fullt lager den 25:e Januari men avslutas med ett tomt lager den 21:a Februari, detta trots att vätgaslagret endast har en kapacitet på runt 10 dagar av medelkonsumtion. Detta kan ske eftersom elektrolysörer endast reducerar sitt effektbehov genom att köra på partial-last under majoriteten av perioden.

Genom att reducera effektuttaget så sänks elpriset till närmare 200 €/MWh under hela perioden, elektrolysörerna blir mer effektiva och, viktigast av allt, vätgaslagret räcker under en dubbelt så lång period. Detta visar varför det är viktigt att ta

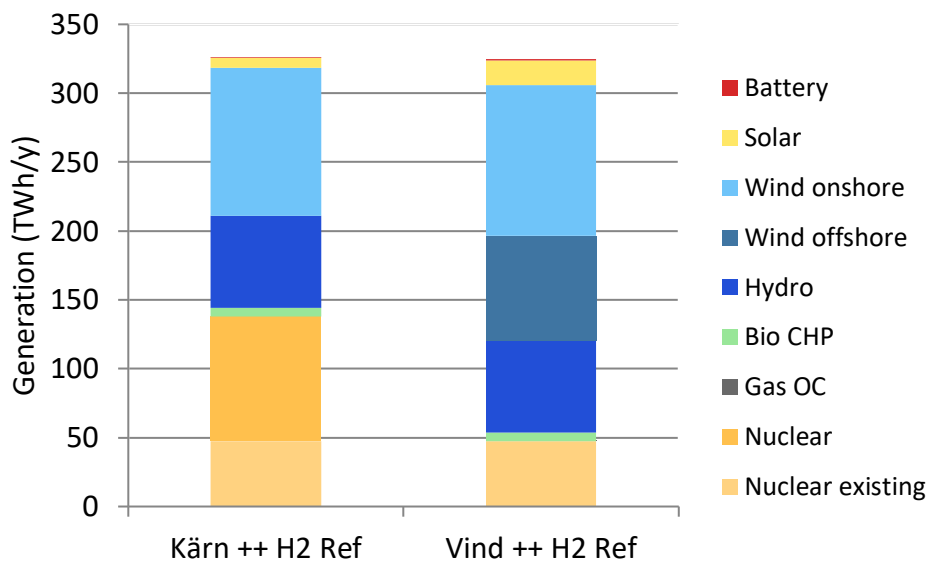
hänsyn till effekter som elpriselasticitet och verkningsgrad hos elektrolysörerna på partial-last för dimensioneringen av en anläggning.



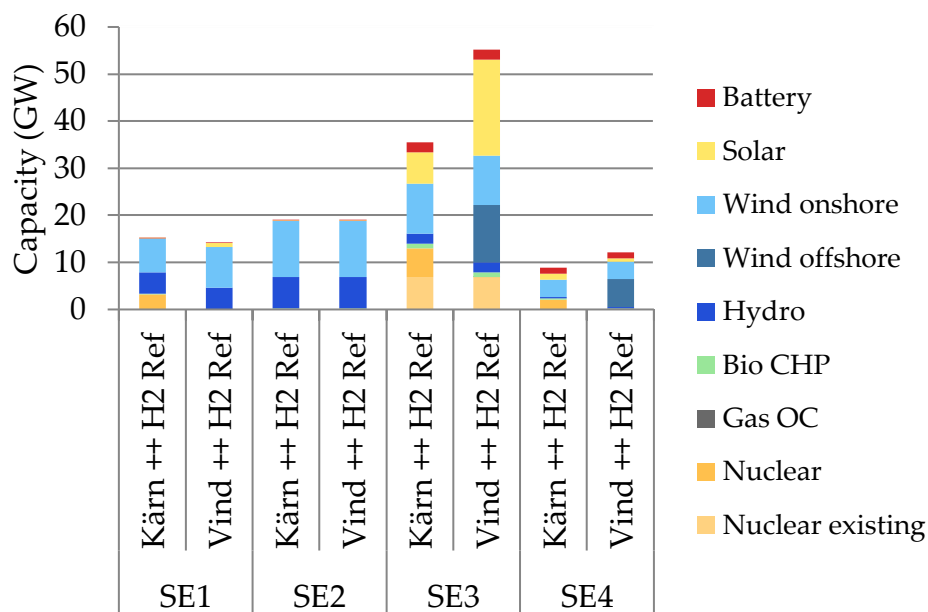
Figur 31: Interaktion mellan elmarknad och vätgaslager under en period med höga elpriser vintern 2050 för väderåret 1991, för scenariot Kärn++. (Överst) Färgkarta som illustrerar "elpristerrängen" för varje timme och effektuttag, den vita linjen indikerar optimalt effektuttag. (Näst överst) Resultande elpris från optimalt effektuttag. (Näst nederst) Flöden in och ut från vätgaslagret under perioden. (Nederst) fyllnadsgraden på lagret.

3.3 KRAFTSYSTEM MED SUBVENTIONERAD KÄRNKRAFT OCH HAVSVIND

Med bas i den flexibilitet som optimerats genom kopplingen till Opti (beskrivs i följande avsnitt 3.4) presenteras här de kraftsystem som dimensioneras i elmarknadsmodellen cGrid. I Figur 32 visas årsproduktion i de centrala scenarierna "Kärn ++ H2 Ref" och "Vind ++ H2 Ref" medan installerad kapacitet per elområde ges i Figur 33.



Figur 32. Årsproduktion i Sverige 2050 för huvudscenarier och referensväderår 1991 uppdelat per teknik.



Figur 33. Installerad kapacitet i de olika svenska elområdena uppdelat på huvudscenario samt teknik.

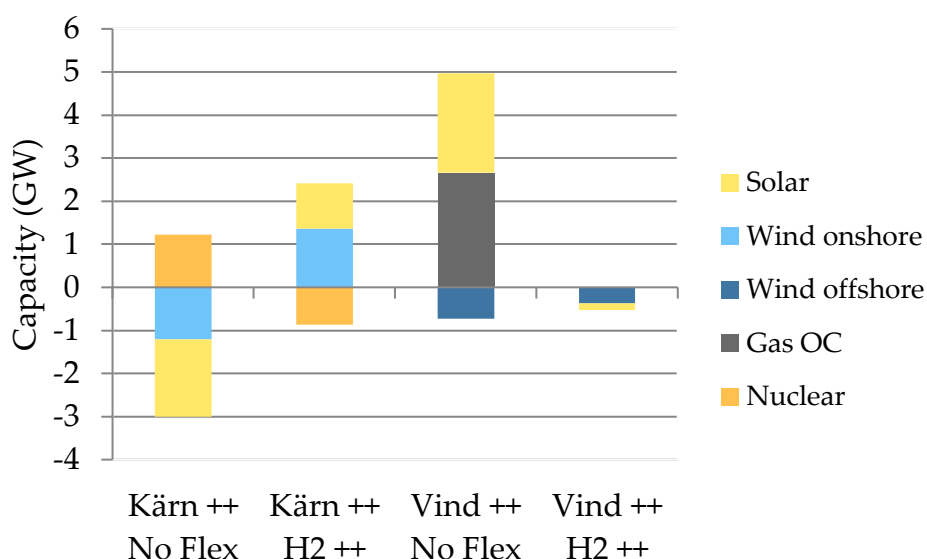
Båda scenarierna har i princip lika stor utbyggd kapacitet landvind på 33 GW vilken uppgår till 33% av årsproduktionen 2050 för referensväderår 1991.

Scenariot "Kärn ++ H2 Ref" karakteriseras av en stor utbyggnad ny kärnkraft på totalt 11.5 GW fördelad med 3.3 GW, 6.1 GW och 2.1 GW i SE1, SE3 respektive SE4. Ny och existerande kärnkraft står för 42% av årsproduktionen för referensväderåret. "Kärn ++ H2 Ref" kompletteras med cirka 8 GW solkraft och 3.6 GW batterier.

Scenariot "Vind ++ H2 Ref" domineras av vindkraft där havsbaserad vindkraft tillkommer med en totalt installerad kapacitet på 18 GW fördelad på 12 GW i SE3 och 6 GW i SE4 och årsproduktion som är 23% av totalen för referensväderår 1991.

Sett från dagens förutsättningar med avslag för projekt i SE3 och SE4 är det svårt att nå denna nivå vilket innebär att villkoren för utvecklingen i detta scenario för år 2050 har ändrats jämfört med idag. Därutöver kompletteras "Vind ++ H2 Ref" med runt 22 GW solkraft och 3.6 GW batterier.

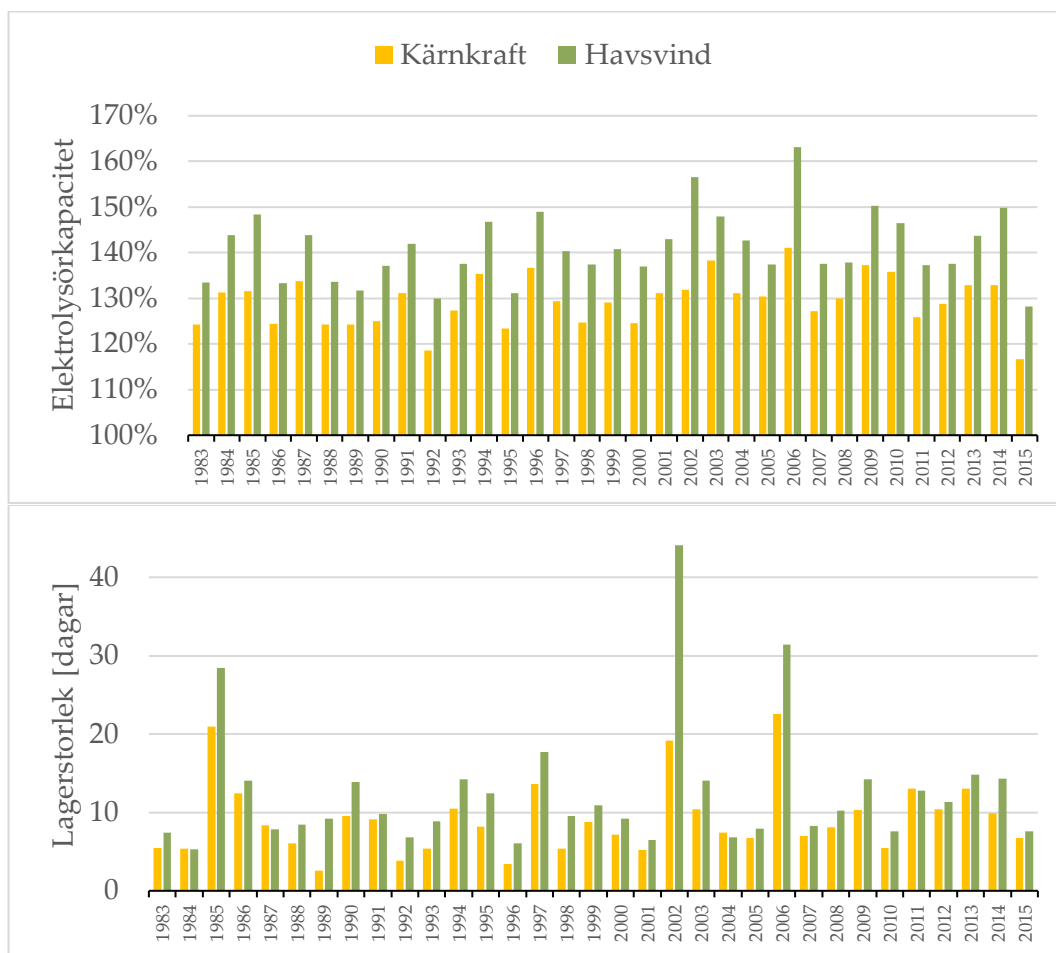
För de scenarier då tillgänglig flexibilitet varierar i vätgasproduktionen i SE1 erhålls som förväntat snarlika system, men ändå tydliga skillnader vilka presenteras i Figur 34. Som förväntat ersätts en del sol och vind med mer kärnkraft i scenariot utan flex och vice versa för "Kärn ++ H2 ++", det scenario med subventionerad förstärkt vätgasflex. I scenariot "Vind ++ No Flex" ersätts en viss del havsbaserad vindkraft med en väsentlig del solkraft, men även med planerbar kapacitet i form av gasturbiner. Installerad kapacitet för gasturbinerna uppgår till 2.7 GW och kan direkt härledas till en brist på flexibilitet i systemet. Solkraft värderas högre för system där flexibilitet har kortare varaktighet. Resultaten i scenariot "Vind ++ H2 ++" indikerar att med större vätgasflexibilitet kan systemet dimensioneras med något mindre del produktion, då resterande produktion kan tas tillvara på bättre.



Figur 34. Skillnad i installerad kapacitet för hela Sverige jämfört med "H2 Ref" scenarierna för Kärn++ och Vind++.

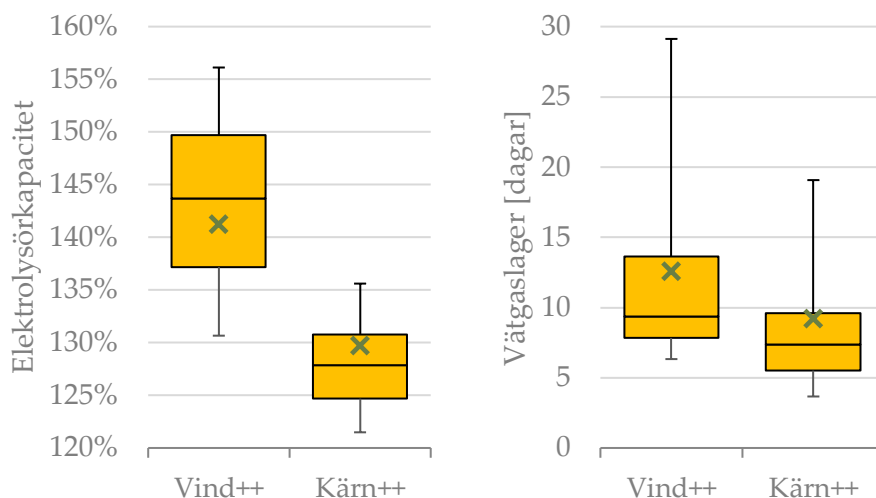
3.4 OPTIMERAD VÄTGASINFRASTRUKTUR

Figur 35 visar optimal elektrolysörkapacitet och vätgaslager relativt medelbehovet av vätgas för 33 olika väderår (1983-2015) för energisystem med stor andel av kärnkraft (Kärn++) eller av havsbaserad vindkraft (Vind++). Medeleffekten varierar mellan 6.6 - 6.9 GW, maxeffekten mellan 8.9 - 12.3 GW med ett årligt kraftbehov på 61.7 - 64.3 TWh. För samtliga väderår är optimal elektrolyskapacitet högre för scenariot "Vind ++" jämfört med scenariot "Kärn ++". För samtliga väderår observeras för "Vind ++" att optimal vätgaslagerkapacitet är i linje med, eller större än "Kärn ++". Detta indikerar att kostnaden för flexibilitet i industrin kommer att bli större för ett kraftsystem som subventionerar in havsvind än ett som subventionerar in kärnkraft.



Figur 35: Optimal installerad kapacitet för elektrolysörer (överst) och vätgaslager (underst) relativt medelbehovet av vätgas för 33 olika väderår (1983-2015) för ett energisystem med fokus på kärnkraft (Kärn++) och ett med fokus på havsvindkraft (Vind++).

Figur 36 visar ett boxdiagram av optimal installerad kapacitet för elektrolysörer och vätgaslager relativt till medelbehovet av vätgas för de två kraftsystemen. Här framkommer det tydligare att "Vind ++" kräver betydligt mer flexibilitet än "Kärn ++". För optimal elektrolysörkapacitet så ligger 1:a kvartilen för "Vind ++" över 95% percentilen för "Kärn ++". Optimal lagerkapacitet är inte lika extrem men medianåret för "Vind ++" ligger fortfarande i linje med 3:e kvartilen för "Kärn ++".



Figur 36: Boxdiagram för av optimal installerad elektrolysörkapacitet och vätgaslager relativt till medelbehovet av vätgas för de två olika kraftsystemen. Boxen representerar segmenten 25–50% och 50–75%, medan strecken representerar respektive 5–25% samt 75–95%.

Industriaktörer har typiskt som utgångspunkt att de dimensionerar sina anläggningar utifrån medelvärdet av den optimala kapaciteten för alla väderår. Detta då det medför en bättre dimensionering för extremår än att utgå från, t.ex. medianåret. Vi har därför utgått ifrån medelvärdet av kapacitet för fallet utan subvention av flexibilitet (H₂ Ref, **Tabell 5**).

Ifall flexibilitet skulle subventioneras så skulle en motivering vara att det bidrar till en motståndskraftigare industri och elsystem. Målet är i så fall att flexibiliteten anpassas för att hantera de mer extrema åren, vilket vi har valt att se som 95 % percentilen av den optimala kapaciteten (H₂ ++, **Tabell 5**). Industrin kan då förvänta sig lägre elpriser under ett normalår samtidigt som de har större säkerhet att klara sig igenom svårare år. Likaså kan samhället förvänta sig lägre elpriser både under normalår men speciellt under svårare år.

Tabell 5: Installerad kapacitet för elektrolysör och vätgaslager relativt medelbehovet för vätgas i de olika scenarierna.

	Kärn++ H2 Ref	Kärn++ H2 ++	Vind++ H2 Ref	Vind++ H2++
Elektrolysörkapacitet	130 %	138 %	141 %	153 %
Vätgaslager [dagar]	9.2	19.9	12.6	29.6

3.5 UTBYGGNADSTAKT FÖR VÄTGASLAGER

Sverige har inga eller väldigt få geologiska formationer som lämpar sig för storskalig vätgaslagring (saltkaverner), vilket gäller speciellt för norra Sverige och Finland. För södra Sverige, speciellt västkusten, finns potentiellt möjligheten att ansluta till saltkaverner i Danmark.

För att få storskalig vätgaslagring på plats så behöver man för norra Sverige och Finland konstruera belagda bergrum, mer känt som "lined rock cavern" (LRC), där ett bergrum sprängs ut ur berggrunden på över 100 meters djup. Väggarna täcks sedan av armerad betong och ett svetsat lager av stålplåtar så det blir gastätt. När lagret sedan trycksätts så är det vikten av omgivande berg som står emot gastrycket, medan väggarna fungerar som en gastät stålballong.

Som teknik har LRC:s mycket gemensamt med kärnkraft. Tekniken är mogen, ett lager för naturgas byggdes i Halland under slutet på 1990-talet men inget har byggts sedan dess¹². Det råder därför viss osäkerhet angående byggnadstid, speciellt när det kommer till kompetenstillgång och kunskapsfrågor. Ett utvecklingsarbete för vätgaslager har genomförts av Hybrit i Luleå, där ett småskaligt (≈ 2 ton H_2) pilotlager för vätgas har testats sedan 2022¹³. Resultaten av detta utvecklingsarbete skall nu omsättas till ett fullskaligt vätgaslager (≈ 1000 ton H_2) av LKAB för deras omställning i Gällivare. Ifall tillståndsarbete och konstruktion av denna anläggning påbörjades idag så skulle det första lagret kunna vara i drift tidigast under början på 2030-talet (naturgaslagret Skallen tog 4 år att bygga)¹⁴. Enligt andra källor bedöms etableringen av underjordiska vätgaslager ta ca 5 år, med en total projekttid på 9-12 år¹⁵.

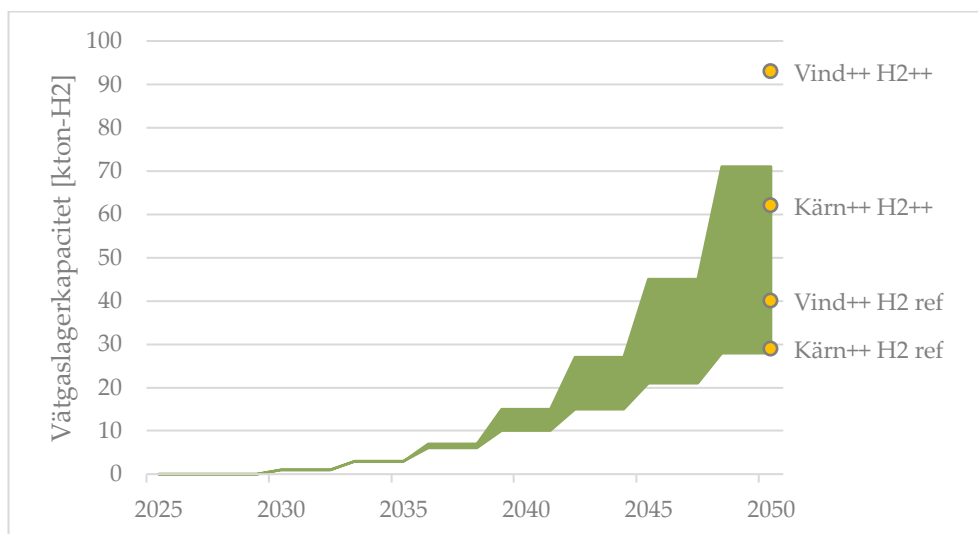
För att uppskatta hur realistiska vätgaslagerkapaciteten i de scenarier som undersöks i detta arbete så har vi tagit fram ett intervall för rimlig kavernutbyggnadstakt, se Figur 37. Dessa börjar identiskt, med en lagerkavern år 2030 följt av två lagerkaverner 3 år senare (2033), vilket antas vara konstruktionstiden för en kavern. Som lägsta rimliga utbyggnadstakt så har vi antagit en linjär utbyggnad, att vart tredje år så byggs ytterligare en lagerkavern (1, 2, 3, 4, 5, 6... lager kan byggas vart tredje år) genom kontinuerlig men konstant utbildning av personal och inköp av maskiner. Som högsta rimliga utbyggnadstakt så har vi antagit att det utbyggnadstakten stiger med två lagerkaverner vart tredje år (1, 2, 4, 8, 12, 18, 26... lager).

¹² Johansson, Jan. (2014). Storage of highly compressed gases in underground Lined Rock Caverns – More than 10 years of experience

¹³ HYBRIT (2025) Lagring av fossilfris vätgas i inklädda bergrumslager redo för industrialisering

¹⁴ Johansson, Jan. (2014). Storage of highly compressed gases in underground Lined Rock Caverns – More than 10 years of experience

¹⁵ IVL Svenska Miljöinstitutet & Profu (2025) Ledtider för att bygga ut det svenska elsystemet



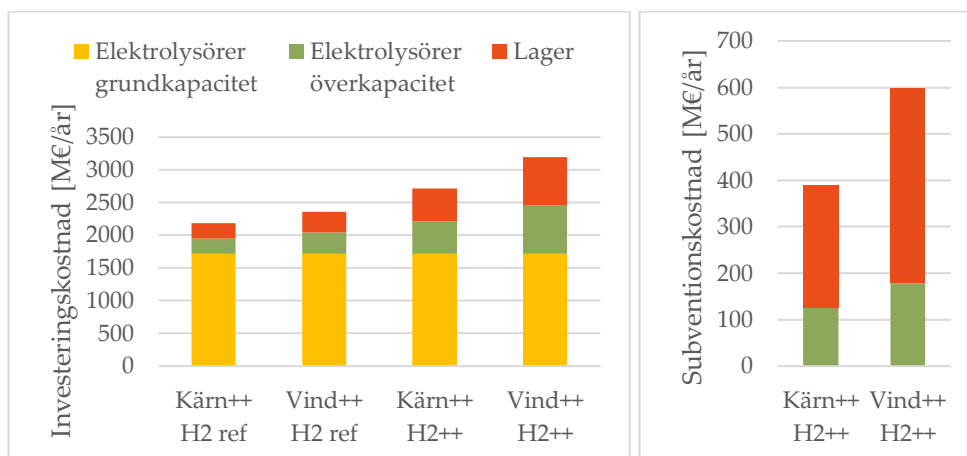
Figur 37: Intervall för rimlig utbyggnadstakt av vätgaslager jämfört med de olika scenarierna.

Om vi jämför utbyggnadstakten som krävs för de olika scenarierna så ligger "Kärn ++ Ref." i linje med en konservativ utbyggnadstakt medan "Vind ++ Ref." kräver något snabbare, men fortfarande konservativ, utbyggnad. För de subventionerade scenarierna så ligger "Kärn ++ H2 ++" i linje med en stigande utbyggnadstakt. "Vind ++ H2 ++" ligger däremot långt över det rimliga intervallet och skulle kräva en exponentiell utbyggnadstakt av lagerkapacitet. Utifrån detta så skulle vi säga att lagerkapaciteten för referensscenarierna ska vara möjligt att bygga ut innan 2050 men de subventionerade scenarierna ("H2 ++") kommer att vara utmanande att uppnå, speciellt för ett kraftsystem baserat på havsvind i "Vind ++".

I alla scenarion kommer snabb utbyggnad krävas. Även mest de mest ambitiösa utbyggnadsvolymer och med en kort byggtid visar Figur 37 ändå svårigheterna med att nå de lagringsvolymerna som skulle krävas, om inte utbyggnaden börjar snart.

3.6 KOSTNAD FÖR FLEXIBILITET

Figur 38 visar investeringskostnad per år för elektrolysörer (fördelat på grundkapacitet och överkapacitet) och vätgaslager samt årliga subventionskostnader för de två subventionerade scenarierna (H2 ++). Kostnaden för flexibilitet är större i scenariot "Vind ++" än i "Kärn ++", vilket huvudsakligen är drivet av högre elpriser och mer volatilitet på marknaden. För de subventionerade scenarierna ("H2 ++") har vi antagit att samtliga investeringskostnader av den tillkommande flexibiliteten (skillnaden mellan "H2 Ref" och "H2 ++") täcks av statsstöd men driftkostnader täcks av industrin. I detta fall är kostnaden för subventioner närmare 50% högre i "Vind ++" scenariot jämfört med "Kärn ++".



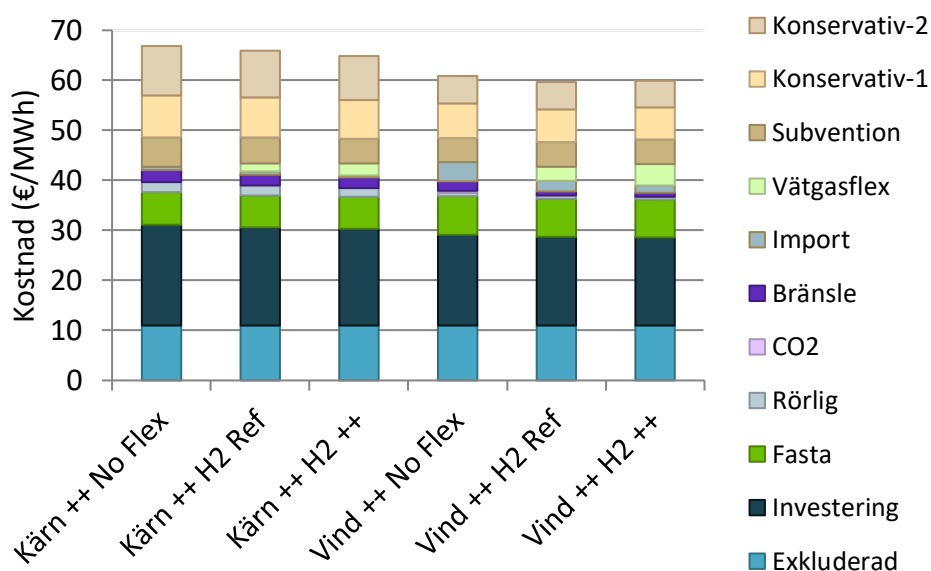
Figur 38: Annualiserad investeringskostnad för de fyra scenarierna (vänster) och årlig subventionskostnad för H2++ scenarierna (höger).

3.7 TOTALA SYSTEMKOSTNADER

Figur 39 presenterar en detaljerad bild av systemkostnad för alla sex olika kraftsystemscenarier studerade i denna rapport och följer i grunden metodiken i tidigare publicerad rapport¹⁶.

Systemkostnader är årliga, "levelised", kostnader, vilket innebär att investeringskostnaderna sprids jämnt över teknikens ekonomiska livslängd. Totala systemkostnader presenteras normaliserade på årsförbrukning av 330 TWh med följande kostnadstyper i grunden:

- Rörlig: Rörliga kostnader inkluderar både drifts- och underhållskostnader (O&M)
- Bränsle och CO₂: Representerar bränsle och kostnader för utsläppsrätter
- Investering: Representerar enbart investeringskostnader
- Fasta: Fasta kostnader representerar fasta O&M.
- Exkluderad: Kostnader utanför optimering rör primärt återinvestering och underhållskostnader för den befintliga vattenkraften och utvecklingen av nätinfrastuktur.
- Import: Importkostnader relaterar till nettokostnad för import av el på grund av handel med elområden utanför Sverige. För scenarier med nettoexportintäkt uppvisas detta som en negativ post i systemkostnaden.



Figur 39. Total systemkostnad normaliserad på årsförbrukning uppdelad per kostnadstyp för kraftsystemscenarier.

¹⁶ Quantified Carbon (2025), Kraftsystem robust för 300 TWh.

Därutöver introduceras ytterligare kostnadsposter i detta arbete:

- Vätgasflex: Kostnad för överkapacitet i elektrolysörer och hela vätgaslagret, se föregående avsnitt 3.6.
- Subvention: Subventionskostnader för kärnkraft och havsbaserad vindkraft för att nå referenskostnader (subvention av flexibilitet faller under vätgasflex).
- Konservativ-1 och Konservativ-2: Subventionskostnader för att nå mer konservativa kostnadsnivåer för kärnkraft och havsbaserad vindkraft.

Om resulterande systemkostnader beaktas så framträder det föga förvånande att kostnadsnivåer för "Kärn ++" scenarierna ligger väldigt nära varandra och detsamma för "Vind ++" för sig. Mer överraskande är att vid jämförelse mellan "Kärn ++" och "Vind ++" så ligger systemkostnader på helt jämförbara nivåer efter tillägg för vätgasflexibilitet och subventioner till referensnivån (inklusive post "Subvention"). Det är primärt då de mest konservativa kostnaderna antas som "Kärn ++" framträder som dyrare.

Om vi tittar på detaljer ser vi att för "Kärn ++" scenarierna så ligger kostnaden på liknande nivå, inklusive vätgasflex där större importkostnader och kapitalkostnader för större installerad kapacitet av kärnkraft för "Kärn ++ No Flex" kompenseras med större kostnader för vätgasflex i övriga scenarier. Då vi inkluderar subventioner blir "Kärn ++ No Flex" något på dyrare grund av mer kärnkraft.

En detaljanalys för "Vind ++" scenarierna ger liknande insikter som för "Kärn ++" scenarierna. Importkostnaderna för scenariot "Vind ++ No Flex" står för en betydande andel av totala kostnader vilket tillsammans med större installerad produktion gör att detta system uppvisar högst systemkostnader.

3.8 SAMMANFATTANDE ANALYS – "KÄRN ++" VS "VIND ++"

Följande sammanfattande analys bygger på den metodik som utvecklats till rapporten "Kraftsystem robust för 300 TWh" ¹⁷. Analysen bygger på att jämföra kvantifierade parametrar som representerar:

- Självförsörjningsgrad (importkostnad och gaskonsumtion)
- Ekonomisk konkurrenskraft (systemkostnad, elpris och volatilitet)
- Miljö- och klimatpåverkan (livscykelutsläpp, landanvändning och materialanvändning)
- Driftsäkerhet (planerbarhet och effektuttag)

Särskilt för denna studie har tre parametrar lagts till:

- Subventionskostnad: representerar subvention för flex för vätgasproducenter samt kärnkraft och havsbaserad vindkraft, kostnadsposterna "vätgasflex" och "subvention" i Figur 39.

¹⁷ Quantified Carbon (2025), Kraftsystem robust för 300 TWh.

- Fångat pris vätgas: representerar det volymviktade priset som vätgasproducenter ser i SE1 (capture price) för referensväderår 1991.
- Fångat pris landvind: representerar det volymviktade priset som landbaserad vindkraft ser i SE1 (capture price) för referensväderår 1991.
- Nätutbyggnad: representerar skillnad i utbyggt transmissionsnät mellan elområden.

Dessa parametrar relaterar till detta arbetes fokus på flexibilitet och vilka potentiella marknadskonsekvenser vätgasproducenters förbrukningsflex har.

En huvudinsikt från analysen är att de totala systemkostnaderna är på liknande nivå för scenarierna "Kärn ++" och "Vind ++". Detta understryker behovet av att utvärdera scenarierna utifrån fler dimensioner än kostnad. Vid antagna produktionskostnader enligt referensnivåer uppvisar scenarierna även jämförbara nivåer på de totala subventionskostnaderna – både för elproduktion och flexibilitet i form av vätgas.

Om vi beaktar den observerade elprisnivån för SE1 så erhålls lägre priser i "Kärn ++". För "Vind ++" scenarierna sticker scenariot "Vind ++ No Flex" ut med högst prisnivå i SE1 då bristen på flexibilitet gör att kablarna mättas i allt högre grad som i sin tur gör att zonen ej priskopplar till omgivande zoner (lokal effektbrist). Med högre flexibilitet i SE1 trycks elpriset ner i scenarierna "Vind ++ H2 Ref" och "Vind ++ H2 ++" men ligger fortfarande högre än i "Kärn ++" scenarierna. Överlag innebär detta att elprisnivån är fördelaktigt låg, även för industri utan flexibilitet, i "Kärn ++" scenarierna.

Som en nyckelparameter presenteras det fångade priset för vätgas för de olika scenarierna vilken direkt styr priset för producerad vätgas och relaterar till dessa industriers konkurrenskraft. Från dessa resultat observeras att för "H2 Ref" och "H2 ++" scenarierna så erhålls liknande nivåer för "Kärn ++" och "Vind ++". Även om genomsnittspriset är högre i "Vind ++" kan vätgasproducenterna ta hävstång från en större flexibilitet för att dämpa högre priser och högre volatilitet.

Fångat pris för landvind indikerar på hur förhållandena ser ut för producenterna givet den varierande grad av flexibilitet som finns att tillgå i SE1 i de olika scenarierna. Här observeras lägre nivåer i "Kärn ++" scenarierna vilket indikerar på att det finns risker associerade med lönsamhet för kraftslag som inte subventioneras in, här landvind. Riskerna får betecknas som lägre i "Vind ++" scenarierna här då generellt sett högre elpriser gör att landvind ser högre intjäningsförmåga i SE1. Noterbart är dock att situationen är jämförbar i övriga svenska elområden mellan "Kärn ++" och "Vind ++" och att dessa utmaningar primärt observeras i SE1.

Tabell 6. Sammanställda resultat som rankar parametrar som mäter konkurrenskraft för de sex kraftsystemscenarierna för år 2050. Rankningen är färgkodad från ljus till mörkt. De kvantifierade parametrarna beskrivs i texten här och i tidigare publicerad rapport¹⁸.

Parameter	Kärn ++ No Flex	Kärn ++ H2 Ref	Kärn ++ H2 ++	Vind ++ No Flex	Vind ++ H2 Ref	Vind ++ H2 ++
Systemkostnad (€/MWh)	48.6	48.7	48.3	48.4	47.7	48.2
Kostnad vätgasflex (€/MWh)	0	1.63	2.5	0	2.8	4.3
Subventionskostnad produktion (€/MWh)	5.9	5.3	4.9	4.8	5.0	4.9
Elprisnivå i SE1 (€/MWh)	55	56	56	70	65	64
Fångat pris vätgas i SE1 (€/MWh)	55	48	43	70	48	43
Fångat pris landvind i SE1 (€/MWh)	33	35	36	42	41	42
Prisvolatilitet jämfört med idag	+14%			+32%		

När det gäller övriga aspekter utöver konkurrenskraft, det vill säga, självförsörjningsgrad, infrastrukturberoende, miljö- & klimatpåverkan samt driftsäkerhet uppvisar de kärnkraftssubventionerade systemen i "Kärn ++" överlag fördelar jämfört med vindkraftssubventionerade systemen i "Vind ++".

Noterbart är att en större utbyggnad av transmissionsnätet har antagits för "Vind ++" scenarierna för att möjliggöra en effektiv överföring till det förbrukningstunga elområdet SE1.

Tabell 7. Vidare sammanställda resultat som rankar parametrar som mäter självförsörjningsgrad, infrastrukturberoende, miljö- & klimatpåverkan samt driftsäkerhet för de sex kraftsystemscenarierna för år 2050. Rankningen är färgkodad från ljus till mörkt. De kvantifierade parametrarna beskrivs i tidigare publicerad rapport¹⁹.

Parameter	Kärn ++ No Flex	Kärn ++ H2 Ref	Kärn ++ H2 ++	Vind ++ No Flex	Vind ++ H2 Ref	Vind ++ H2 ++
Gaskonsumtion andel av 2023	0	0	0	8.5	0	0

¹⁸ Quantified Carbon (2025), Kraftsystem robust för 300 TWh.

¹⁹ Quantified Carbon (2025), Kraftsystem robust för 300 TWh.

Importkostnad (€/MWh)	0.73	0.65	0.43	3.9	2.2	1.5
Nätutbyggnad	Lägre			Högre		
Livscykelutsläpp för växthusgaser (g CO ₂ eq/kWh)	9.7	9.7	9.8	18	11	11
Landanvändning (km ² · 10 ³)	4.7	4.9	5.1	5.2	5.2	5.2
Användning kritiska material (kt)	470	490	510	740	720	720
Möjligt effektuttag (GW) jämfört med idag	7.6	6.8	6.3	3.6	1.7	1.7
Planerbar kapacitet (GW) jämfört med idag	12.7	11.5	10.6	2.7	0	0

I en övergripande jämförelse kan även följande insikter fås:

- Ett vindkraftsdominerat system utan vätgasflexibilitet, "Vind ++ No Flex", uppvisar generellt sett sämre egenskaper än övriga scenarier vilket tyder på ett icke önskvärt scenario. På motsvarande sätt uppvisar "Kärn ++" scenarierna inte en lika stor känslighet på variation i tillgänglig flexibilitet.
- Vätgasflexibilitet framträder som värdefullt i både "Kärn ++" och "Vind ++" scenarier med lägre elpriser generellt men även lägre vätgaskostnader och bättre intjäningsförmåga för annan produktion.
- De scenarier med subventionerad vätgasflex, betecknade "H2 ++", visar upp egenskaper som i mångt och mycket överensstämmer med det scenario med lite mindre flex "H2 Ref". Detta är ganska logiskt då antagna ökade investeringar i "H2 ++" jämfört med "H2 Ref" relaterar till hur extrema perioder ska hanteras.

För vidare studier kan det vara intressant att beakta på ett djupare plan vätgaskostnader sett över alla väderår, hur man ska se på svåra perioder, såsom de som diskuteras i avsnitt 1, från ett investerings- och driftperspektiv.

3.9 FRÅGESTÄLLNINGAR SOM BESVARAS

- **Vilken roll har vätgasflexibilitet i ett långsiktigt perspektiv som omfattar system och aktörer?**

I ett långsiktigt perspektiv visar våra resultat på att flexibilitet i vätgasproduktion är i högsta grad värdefullt. Från ett aktörsperspektiv så sänker en ökad flexibilitet vätgaskostnaden och ökar konkurrenskraft för industrin men även bättre intjäningsförmåga för produktion såsom landvind. På ett systemperspektiv bidrar vätgasflexibiliteten till lägre elpriser generellt. Noterbart är att vätgasflexibilitet ger tydliga fördelar i både ett mer kärnkraftstungt kraftsystem som "Kärn ++" liksom det mer vindkraftsdominerade "Vind ++".

- **Hur stora investeringar i överkapacitet i elektrolysörer och lagring krävs enligt modellen för ett kraftsystem baserat på vindkraft eller kärnkraft?**

Vi har optimerat vätgasinfrastrukturen i SE1, inklusive elektrolysörer, vätgaslager och elnätsanslutningarna för ett kraftsystem med subventionerad havsvind (Vind++) och ett med subventionerad kärnkraft (Kärn++). Vi har funnit att kraftsystem baserat på vindkraft kräver ungefär 50% större investeringar i flexibilitet något större än för ett system baserat på kärnkraft. Specifikt sätt så blir elektrolysörerna ungefär 10 % större och vätgaslagret 36 – 48 % större. Detta gäller både för "H2 ref" och "H2++". De investeringar flexibilitet är som är företagsekonomiskt motiverade är:

- Kärnkraft (Kärn++): 30 % överkapacitet, 9.2 dagars lager
- Havsvind (Vind++) % överkapacitet, 12.6 dagars lager

Vi bedömer att dessa investeringar är möjliga utifrån en rimlig utbyggnadstakt av vätgaslager.

- **Hur påverkas kostnader och investeringar i flexibilitet om investeringen sker på samhällsekonomisk nivå istället för en företagsekonomisk nivå?**

Vi har antagit att det är motiverat att på en samhällsekonomisk nivå att dimensionera vätgassystemet så att det kan hantera de svårare väderåren (definierat som 95% percentilen). Detta leder till följande investeringar i flexibilitet:

- Kärnkraft (Kärn++): 38 % överkapacitet, 19.9 dagars lager
- Havsvind (Vind++): 53 % överkapacitet, 29.6 dagars lager

Subventionskostnaden för motsvarar ungefär 400 M€/år för "Kärn++" och 600 M€/år för "Vind++". Vi bedömer den lagerkapacitet som krävs är extremt optimistisk för "Kärn++" och närmast omöjlig för "Vind++".

- **Hur stora är investeringarna i gasturbiner med mycket låg nyttjandegrad?**

Endast ett scenario, "Vind ++ No Flex", där vätgasflexibilitet saknas i SE1, investerar i gasturbiner på den modellerade energy-only marknaden för referensväderåret 1991.

- **Hur jämförs en framtidsväg där havsbaserad vindkraft subventioneras, i kontrast till ett system där ny kärnkraft ges stöd, i relation till olika nivåer av vätgasflexibilitet?**

Analysen visar att de totala systemkostnaderna är likvärdiga för scenarierna "Vind ++" där havsbaserad vindkraft subventioneras in och "Kärn ++" där kärnkraft subventioneras in. Även subventionskostnaderna, som inkluderar stöd till produktion och vätgasflexibilitet, uppvisar liknande nivåer mellan de två systemvägarna vid referensantaganden. Detta nyckelresultat tydliggör behovet av att utvärdera systemvägarna utifrån fler dimensioner än kostnad.

Elpriserna i SE1 är generellt lägre i "Kärn ++"-scenarierna, vilket gynnar baslastindustri. I "Vind ++ No Flex" leder brist på flexibilitet till flaskhalsar och högre elpriser i SE1. När flexibilitet tillförs (i "H2 Ref" och "H2 ++") pressas priserna ner, men förblir högre än i kärnkraftsscenarierna. Däremot, för vätgasproducenter uppvisar det volymvägda elpriset – det så kallade "fångade priset" – direkt jämförbara nivåer mellan "Kärn ++" och "Vind ++" om flexibilitet finns tillgänglig, trots att medelpriset är högre i vindscenarierna.

För landbaserad vindkraft visar analysen att det fångade priset är lägre i "Kärn ++", vilket indikerar en högre lönsamhetsrisk i dessa scenarier. I "Vind ++" är elpriserna generellt högre, vilket gynnar intäktsmöjligheterna. Denna skillnad är dock främst lokaliserad till SE1.

När det gäller övriga systemaspekter – som självförsörjningsgrad, miljö- och klimatpåverkan samt driftsäkerhet – visar "Kärn ++"-scenarierna överlag fördelar. För infrastruktur kräver vidare "Vind ++"-scenarierna en mer omfattande utbyggnad av transmissionsnätet för att kunna överföra el effektivt till det konsumtionstunga SE1.