

SÅ FÅR INDUSTRIEN TILLRÄCKLIGT MED EL TILL 2035

Delresultat från modellering av hur
elsystemet i Sverige kan utvecklas innan
ny kärnkraft kan finnas på plats

Bilaga 1-4
Forskargruppernas modellresultat



Bilaga 1

Resultat från Chalmers

Omställningen av Sveriges energisystem -Preliminära resultat

Simon Öberg, Lisa Göransson, Filip Johnsson, Energiteknik, Chalmers
2025-02-26

Övergripande slutsatser

Landbaserad **vindkraft** kan möta efterfrågan på el till lägst kostnad och vi behöver dubblera årsproduktionen från vindkraft från dagens 50 TWh/år till 100 TWh/år år 2035 för att möta den ökande efterfrågan på el. Det är möjligt om vi fortsätter med samma utbyggnadstakt som vi sett för landbaserad vindkraft under 2021-2023, vilket ska ses som en stor utmaning givet de få projekt som beviljats tillstånd de senaste två åren.

Livstidsförlängning av befintlig **kärnkraft** är också ett kostnadseffektivt sätt att möta efterfrågan på el, medan ny kärnkraft enligt beräkningarna ökar kostnaden att möta efterfrågan på el för samhället med 1050-1810 MEUR/år från år 2050 när 6 GW ny kärnkraft är på plats och 60 år framåt (3,5-7 EUR/MWh om kostnaden fördelas lika över hela Sveriges elkonsumtion) där den högre siffra gäller för grundfallen medan den lägre siffran gäller för känslighetsanalys med kraftig ökning av efterfrågan på el efter 2035 och utan livstidsförlängning av befintlig kärnkraft.

Solel får enligt beräkningarna en större roll i elsystemet över tid, och blir viktig inte minst som komplement till vindkraft under längre lågvindperioder sommartid samt lokalt där flaskhalsproblematik uppstår i elnätet.

År 2035 når vi i beräkningarna 50 % väderberoende elproduktion i Sverige. Samtidigt förväntas våra grannländer, som också har utmärkta vindförhållanden, fortsätta att bygga vindkraft. Som konsekvens får vi ett mer varierande värde på el vilket, i rent principiellt på en energy-only-marknad bör stimulera investeringar i flexibilitet. Variationerna hanteras mest kostnadseffektivt med en kombination av **vattenkraft och flexibilitet på efterfrågesidan**. Investeringar i vätgas- och värmelager, med tillhörande överkapacitet i elektrolysörer och värmepumpar är kostnadseffektivt i södra Sverige redan år 2035 men blir relevant även i norra Sverige framåt år 2045. Batterier får en viktig roll i att hantera återkommande variationer med uthållighet på ett fåtal timmar samt variationer inom timmen. Gasturbiner hanterar variationer som inträffar sällan.

Förutsättningar

Minimering av investerings- och rörliga kostnader för att möta efterfrågan på el, fjärrvärme och vätgas för norra Europa under perioden 2030-2065

Tid: 2030-2065

Nedslag vart 5:e år för två väderår (1991 & 1992)

730x2 kronologiska tidskulster för investeringar följt av tim-dispatch

Scope: Norra Europa

Import/export möjligt motsvarande dagens elnätscapacitet + planerade förstärkningar till 2040

Tekniker: Produktion och lagring

5 vindklasser på land/till havs representerar variationer i resurs inom varje region

Kostnader från danska energistyrelsen och rapporten "Finansiering och riskdelning vid investeringar i ny kärnkraft"

Kostnad för koldioxidutsläpp 200 EUR/ton 2035, 400 EUR/ton 2050

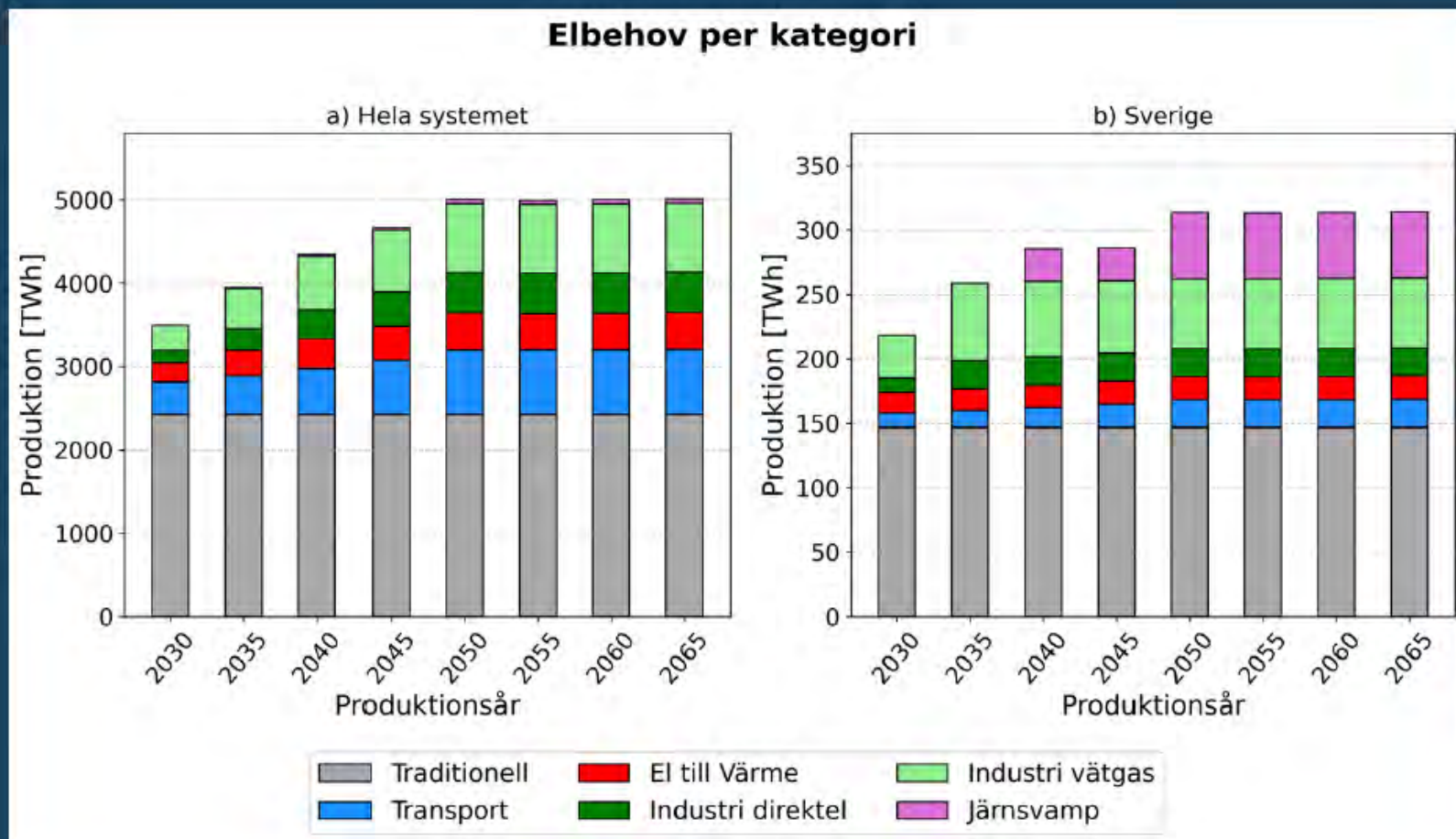


Efterfrågan på el

I beräkningarna antas att industrisektorn helt ställt om från fossila bränslen genom direkt och indirektelektrifiering till 2035 i Sverige och till 2050 i Europa.

Järnsvamp för export ingår inte i huvudfallen.

Det innebär ett elbehov i Sverige på 260TWh/år från 2035 och framåt.



Tre huvudfall

1. **Referens.** Inget krav på ny kärnkraft i Sverige (men ny kärnkraft tillåts från 2040). Investeringar i havsvind i södra Östersjön (elområde SE3 och SE4) tillåts inte vilket innebär en övre gräns på 6 GW havsvind i SE3 och 2 GW i SE4. Den övre gränsen motsvarar en situation där samtliga projekt på västkusten får tillstånd att byggas.
2. **Havsvind.** Motsvarar referensfallet med skillnaden att havsvind tillåts i södra Östersjön.
3. **Kärnkraft.** Minst 3 GW ny kärnkraft i Sverige 2040 och ytterligare 3 GW ny kärnkraft 2050. Precis som i referensfallet tillåts inte investeringar i havsvind i södra Östersjön.

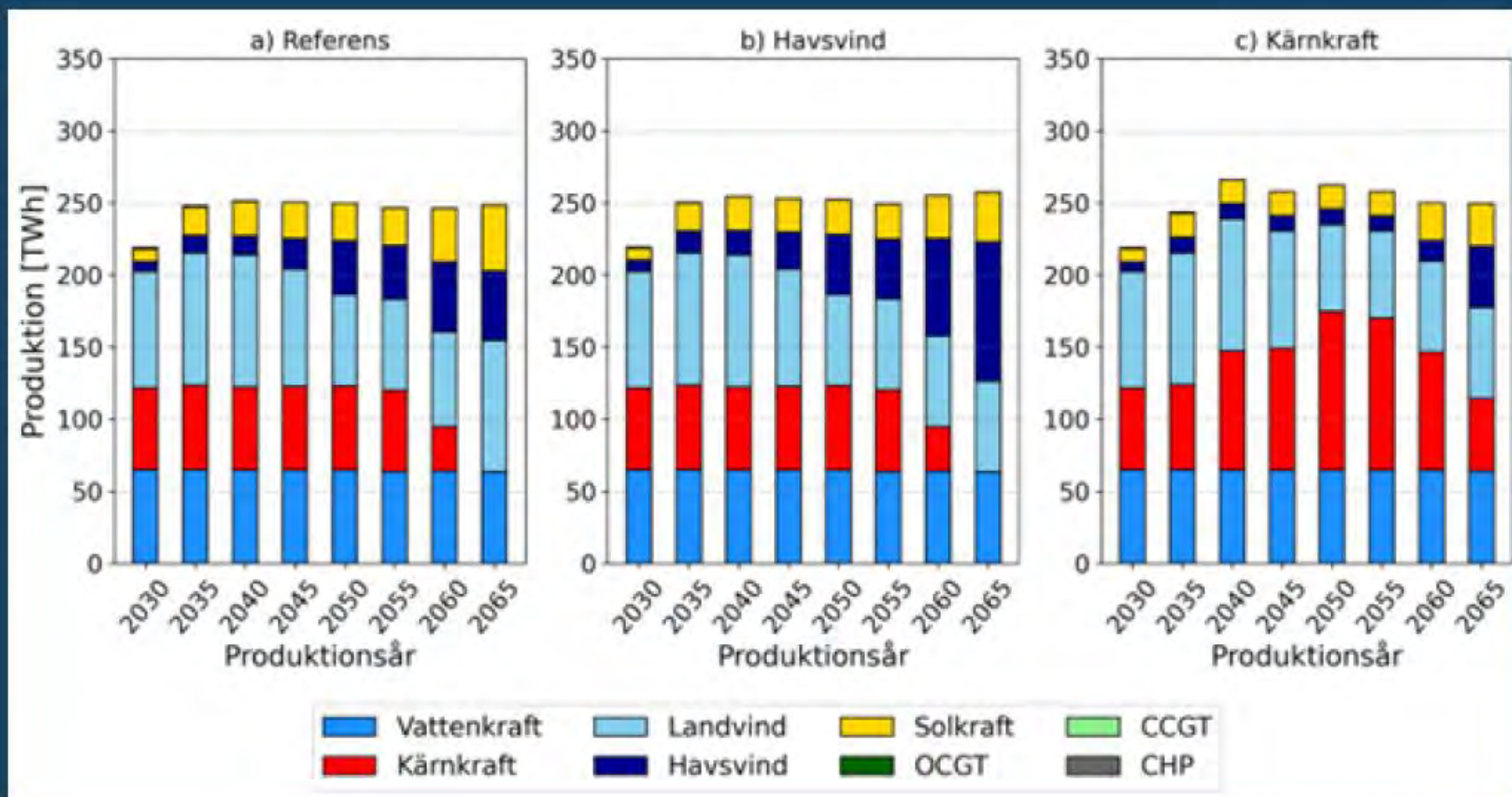
I samtliga huvudfall antar vi att befintlig kärnkraft livstidsförlängs med 20 år till totalt 80 års livslängd.

Produktionsmix

Beräkningarna ger en fördubbling av landbaserad vindkraft i Sverige till 2035, från 50 till 100 TWh/år.

Den totala elproduktionsnivån i Sverige är ungefär den samma med och utan ny kärnkraft. Ny kärnkraft ersätter investeringar i havsvind och solexel i Sverige.

Till 2035 möts 50 % av efterfrågan på el med vindkraft och solexel. Det motiverar investeringar i flexibilitet. Vätgas- och värmelager är kostandseffektivt i södra Sverige till 2035, i norra Sverige till 2045.



Kostnader

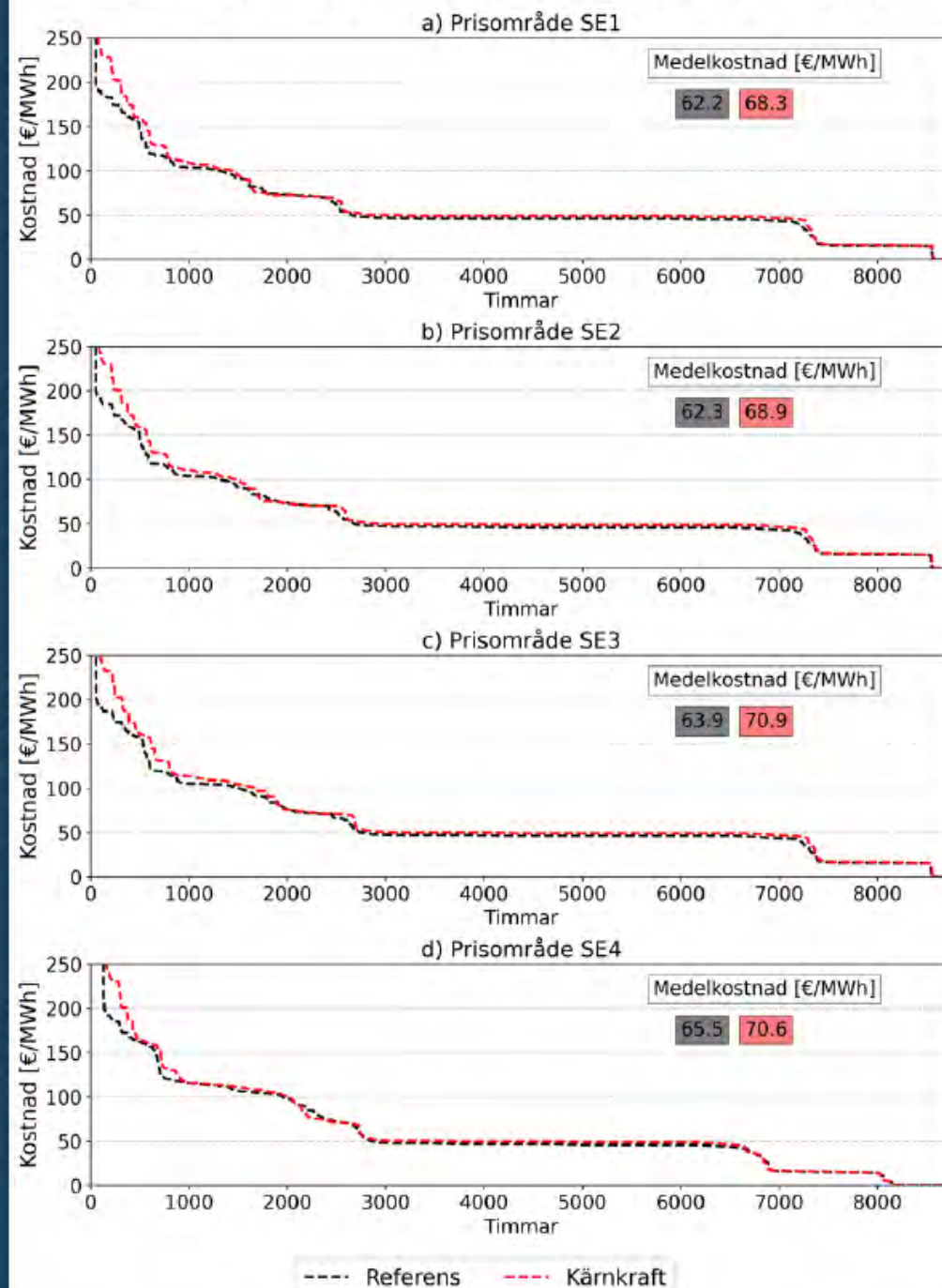
Varierande elpriser redan 2035 med 1000h över 100 EUR/MWh

Elpriset är känsligt för överskott/underskott i produktion. 3 GW ny kärnkraft 2040 och ytterligare 3 GW 2050 föregås av perioder med underskott i elproduktion i väntan på ny kärnkraft, vilket innebär ett högre elpris i kärnkraftsfallet om 5-7 EUR/MWh 2035 jämfört med fallet utan ny kärnkraft. När den nya kärnkraften kommer på plats får vi istället ett överskott i elproduktion vilket innebär lägre elpriser om 10-20 EUR/MWh vid 2050.

Den totala kostanden för samhället att möta efterfrågan på el, fjärrvärme och vätgas är högre i fallet med ny kärnkraft jämfört med ett fall utan ny kärnkraft. Den extra kostnad för samhället med ny kärnkraft motsvarar +1810 MEUR/år vilket motsvarar +38 EUR för varje MWh ny kärnkraft eller +7 EUR för varje MWh konsumerad.

Kostnaderna inkluderar produktion och lagring för att möta efterfrågan på el, värme och vätgas varje timme. Fallen behöver följas upp med mer detaljerade elnätsanalyser för att ge en komplett bild av de investeringar som krävs. Sådana analyser genomförs under våren.

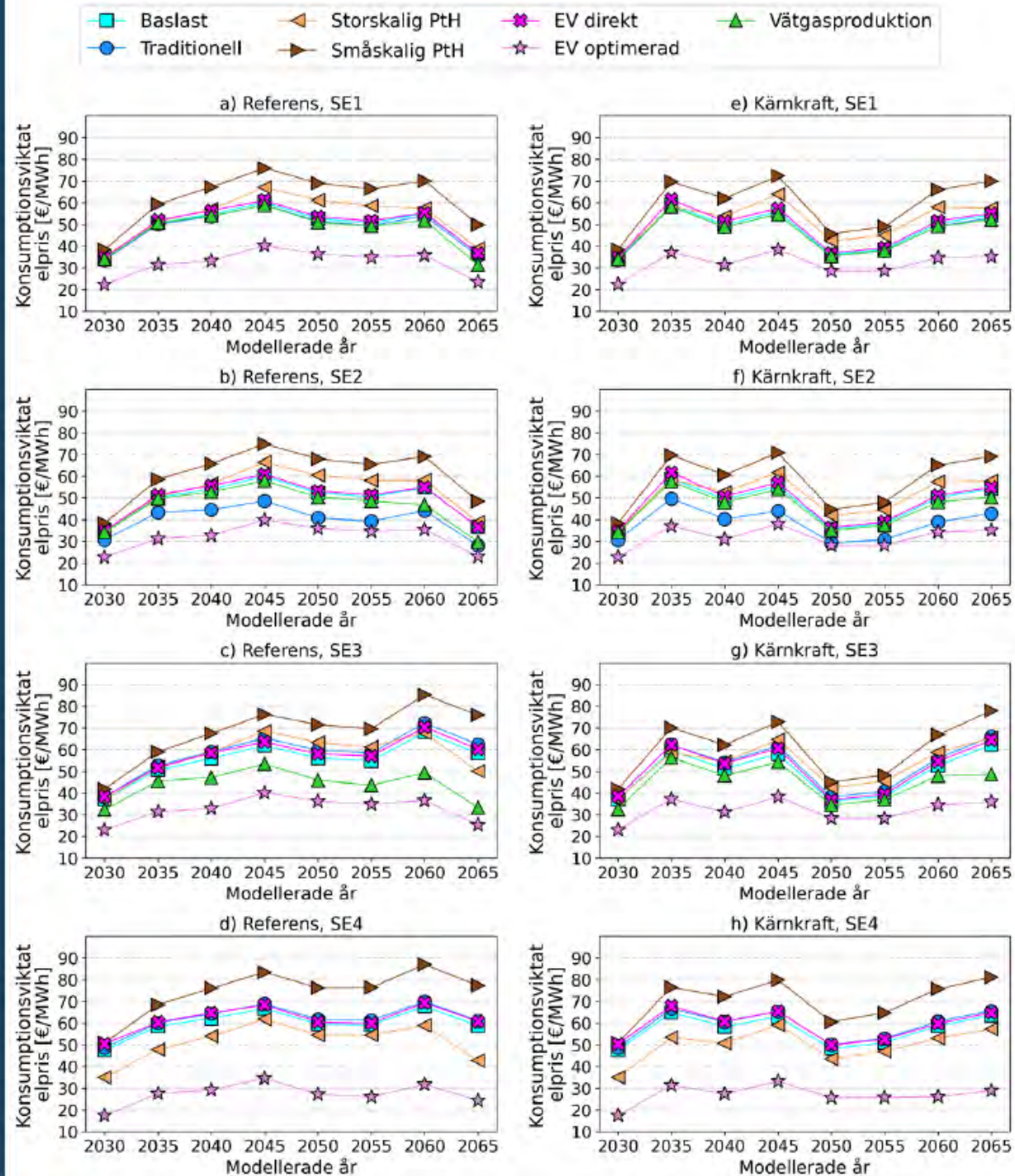
Marginalkostnad för el 2035 - förlängd livstid för kärnkraft



Elpris för olika konsumenter

Med ett varierande elpris upplever olika elkonsumenter olika elpriser. El för värmeproduktion har högst pris eftersom den efterfrågan är förlagd till vintern då elpriset i allmänhet är högre. Storskaliga värmepumpar (PtH) har ett lägre elpris än småskaliga eftersom dom kan skjutas mer flexibelt i tid tack vare möjligheten att investera i storskaliga värmelager i fjärrvärmesystemet. El för flexibel elbilsladdning och vätgasproduktion upplever lägst elpriser tack vare möjlighet till flexibilitet.

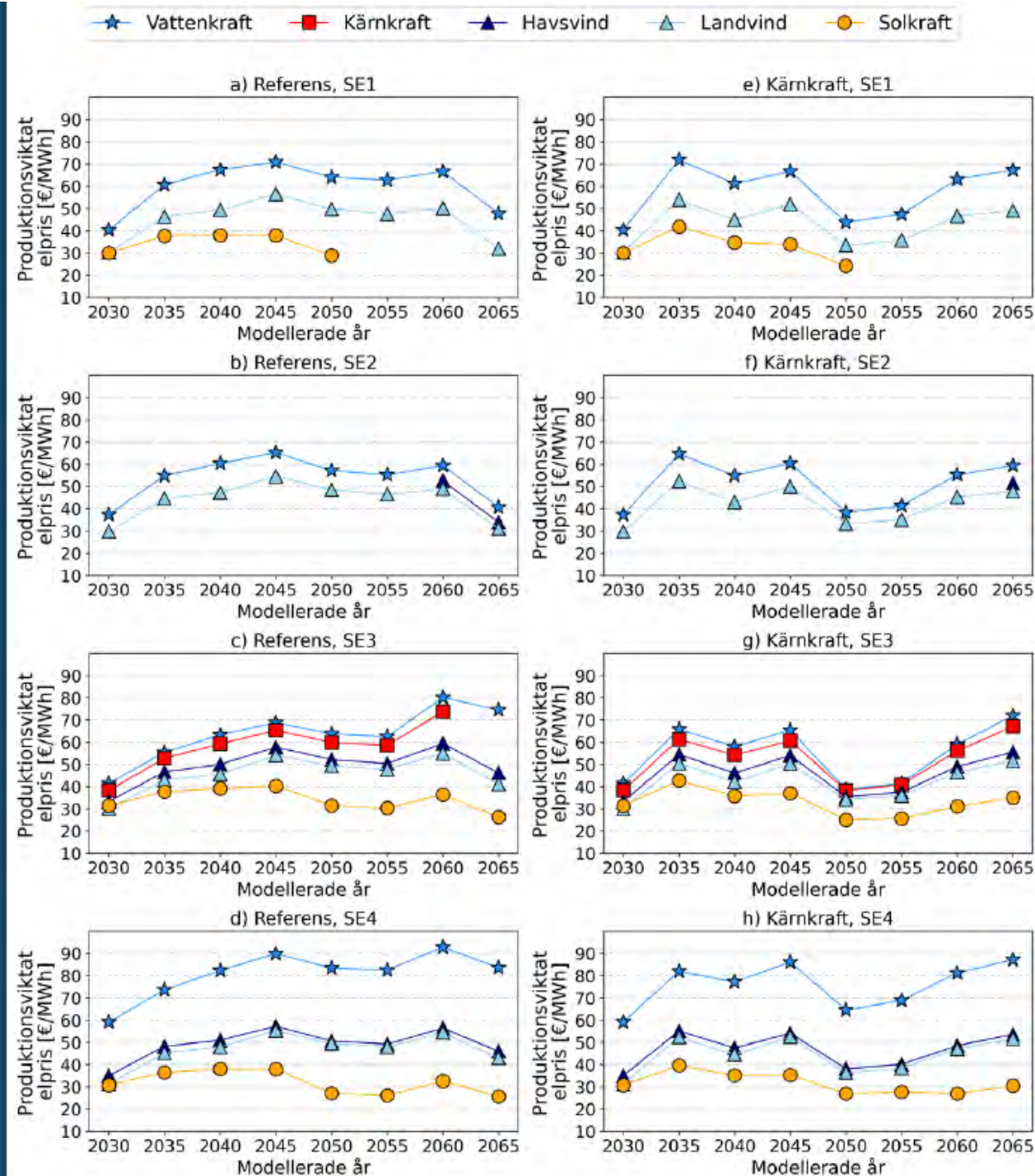
Med kärnkraft upplever konsumenterna en snabbare uppgång av elpriset, som i båda fallen är som högst runt 2045, vilket sedan följs av ca 10 år med låga elpriser när ny kärnkraft kommit på plats som konsekvens av ett överskott av produktionskapacitet. Överskottet hämmar nyinvesteringar och 2065 är elpriset åter på samma nivå i de båda fallen.



Elpris upplevt av olika producenter

Även elpriserna som upplevs av producenter är olika när elpriset varierar. Elpriset är generellt lägre vid god tillgång på sol- och vindkraftsproduktion vilket innebär att dessa tekniker upplever ett lägre elpris än vattenkraft som kan anpassa sin produktion till efterfrågan.

Mest betalt för sin el får den flexibla vattenkraften, följt av kärnkraft som producerar alla timmar. Lägst betalt får solen vars produktion är koncentrerad till ca 1000h/år. Skillnaden är störst i de södra elområdena och i referensfallet. I kärnkraftsfallet upplever samtliga kraftslag relativt låga elpriser under en tioårsperiod när ny kärnkraft kommit på plats.



Investeringscykler

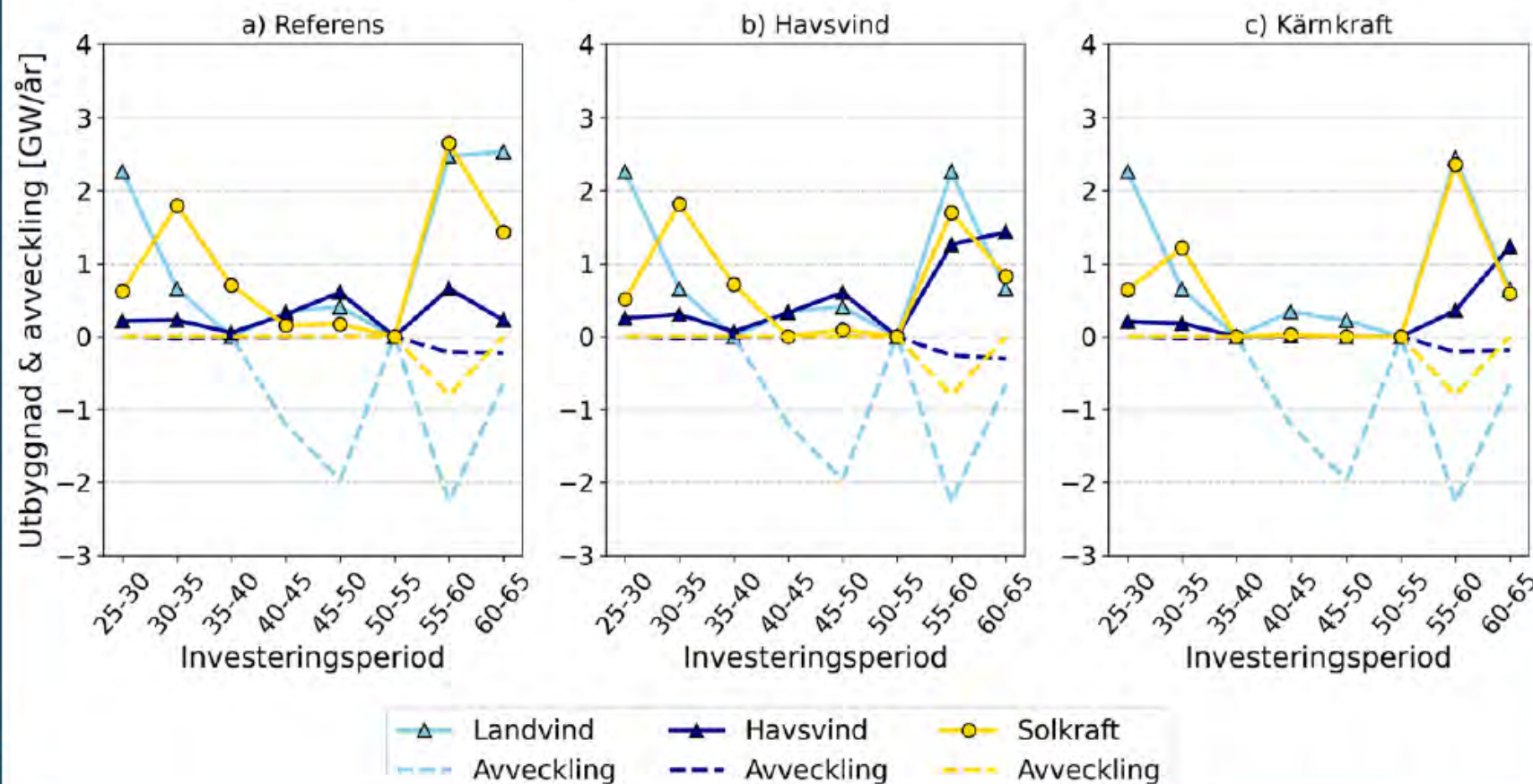
Beräkningarna indikerar två investeringstoppar då mycket elproduktion behöver komma på plats på kort tid. Den första toppen är en följd av industrins efterfrågan på el som kommer in i systemet under perioden 2030-2035. Den andra toppen uppstår när den vindkraft som möter den första investeringstoppen sedan går i pension.

Investeringsstopparna kan skapa utmaningar för tillståndsmyndigheter och lokala entreprenörer som får en mycket ojämn arbetsfördelning. Om livstidsförlängning av befintlig kärnkraft uteblir eller satsningen på export av järnsvamp realiserar så blir utbyggnadstakten högre men mer jämnt fördelad.



CHALMERS

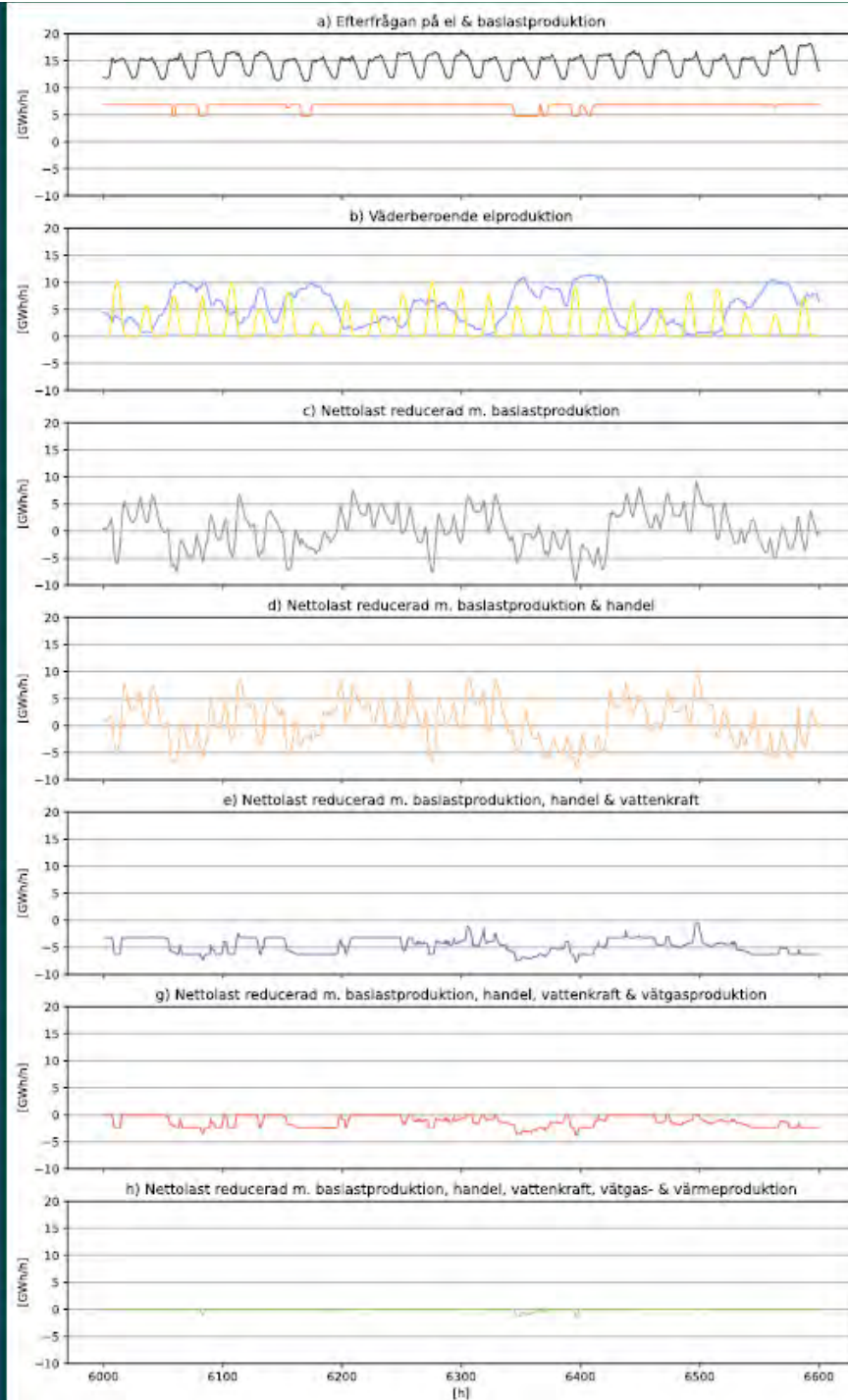
Utbyggnadstakt - förlängd livstid för kärnkraft



Möta efterfrågan varje timme

Genom att kombinera vindkraft och solel, som i viss mån kompletterar varandra, med flexibilitet i vattenkraft, vätgasproduktion och värmeproduktion kan efterfrågan på el mötas varje timme.

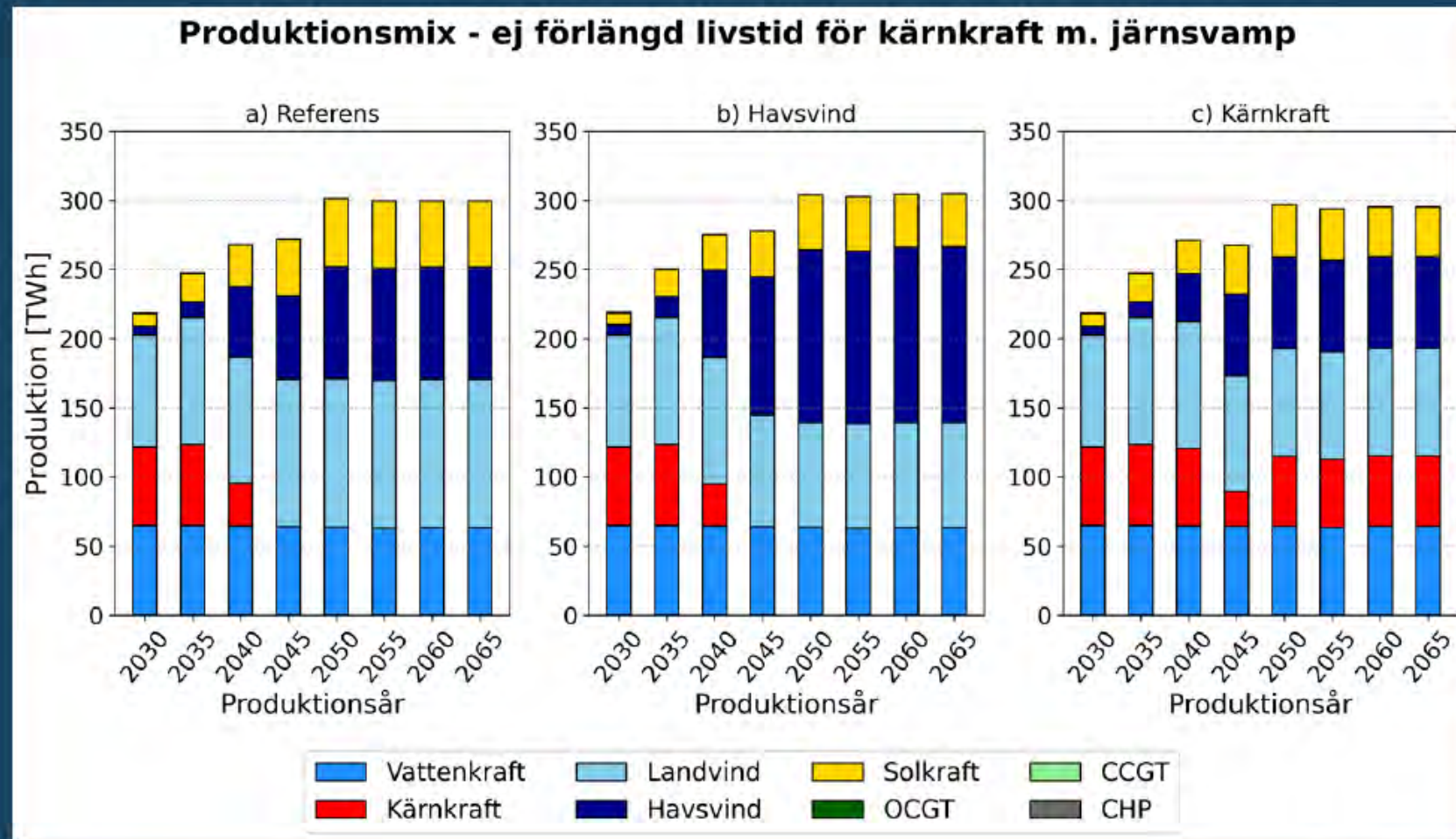
Investeringar i överkapacitet i elektrolysörer och värmepumpar samt i vätgaslagring och värmelager drivs av ett varierande värde av el på energy-only marknaden. I beräkningarna kompletteras energy-only marknaden av en effektreserv som tas i bruk vid elpriser över 850 EUR/MWh, vilket motsvarar LCOE för en gasturbin med 50 fullasttimmar som drivs med biogas med ett biomassapris på 40 EUR/MWh. Effektreserven motiverar investeringar i 3 GW gasturbiner i elområde SE3 och 1 GW i elområde SE4 i referensfallet år 2035. Dessa gasturbiner är även en kostnadseffektiv lösning för längre perioder med låg vindkraftsproduktion som förekommer mycket sällan, t.ex. vart 30:e år.



Produktionsmix –känslighetsanalys

Med det kraftiga behov av ny elproduktion som en satsning på järnmalmsreduktion tillsammans med en avveckling av befintlig kärnkraft innebär så vore det av stort värde för samhället om begränsningen på havsvindutbyggnad i södra Östersjön hävs.

Kostnaden att möta efterfrågan på el i Sverige är 640 MEUR/år lägre om havsvindutbyggnad i södra Östersjön tillåts (2 EUR/MWh om jämnt fördelad över de 300 TWh som konsumeras) jämfört med referensfallet. Men trots behovet av ny elproduktion innebär ny kärnkraft en ökad kostnad att möta efterfrågan på el i Sverige även i detta fall. Ny kärnkraft ökar kostnaden med 1040 MEUR/år (3,5 EUR/MWh om jämnt fördelad över de 300 TWh som konsumeras) jämfört med referensfallet.





CHALMERS

Bilaga 2

Resultat från EA Energianalyse



Ea Energy Analyses

FINAL DRAFT
European Power System Scenarios
with a focus on Sweden

Prepared for NEPP by Ea Energianalyse

February 2025

nepp

 Energiforsk

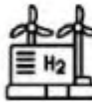
Table of content



Introduction & Summary of key results



Analysis results



Appendix 1: Further results



Appendix 2: Methodology and data

Introduction

This slide material has been produced by Ea Energy Analyses A/S for Energiforsk. The analyses aim is to provide a foundation for analyses in the "2035 Project" on how energy supply can meet increasing electricity demand, especially in the light of major industrial projects and the society's green transition.

Key questions analysed

- How can the electricity system develop up towards 2035 and 2045 given different scenarios for electricity demand, and considering whether new nuclear power is available/not available after 2035?
- What investments in electricity generation and transmission grid are required, and how large are they?
- What is the total system cost associated with the modelled system as a whole?

Future work – the following questions will be analysed starting in spring 2025

- How is the stability of the electricity system ensured in different scenarios?
 - How are the critical capabilities ("boundary conditions") that the electricity system must meet in our modelled scenarios addressed?
 - What is the cost of the technical measures required to ensure that the boundary conditions are met?

General note

Ea Energy Analyses A/S considers the information and opinions in this report to be of sound quality, however, parties using this report should rely on their own judgment when making use of the information. Forecasts are by their nature highly uncertain and based on internal and external assumptions on future developments for which actual outcomes will differ.

Ea Energy Analyses A/S does not accept liability for any losses suffered, whether direct or consequential, resulting from any reliance on the herein contained analysis.

Energiforsk has the right of use for the delivered product within its organizations. However, this report and related deliveries may not be published or otherwise disclosed to any third party without prior agreement with Ea Energy Analyses A/S.



Summary of key results

- In a **low demand** scenario, the future increase in Swedish electricity demand towards 2045 can be met almost exclusive by onshore wind, if utilizing the full onshore wind potential (36 GW in 2045). And Sweden can keep the role as net exporter of electricity.
- In a **high demand** scenario, additional generation is needed from offshore wind, solar PV, and significant electricity imports. In this case, Sweden becomes a net electricity importer from 2035.
- With a **nuclear expansion** in the high demand scenario, the need for solar PV, offshore wind investments, and import is reduced, and Sweden can reclaim its position as net exporter of electricity in 2045.
- Across the scenarios, the following accumulated **investments** towards 2045 are identified:
 - Onshore wind: 36 GW in all scenarios (onshore potential fully utilised).
 - Offshore wind: 3.2-9.1 GW depending on demand and nuclear expansion.
 - Solar PV: 5-26 GW depending on demand and nuclear expansion.
- In the scenarios, Investments in power **transmission** towards 2035 between Sweden and other countries comprise:
 - Interconnections with SE3: 1.5 GW to DK_W, 1.5 GW to FI_R, 1.1-1.4 to EE_R, and 0.4 GW to LV_R.
 - Interconnections with SE1: 0.4-1.5 GW to FI_R
 - Interconnections with SE2: 0-1.4 GW to FI_R
- In 2045, most of these interconnections are expanded further; and in addition, transmission capacities are built between DE_NW and SE4. Internal transmission lines in Sweden area also expanded.
- A **nuclear expansion** after 2035 (2.5 GW from 2040, 6 GW from 2045).
 - increases **socio-economic system costs** with around 600-1000 MEUR/year. The system cost increase corresponds to **2-3 EUR/MWh** when levelled out on the total Swedish electricity end-use consumption in 2045. This reflects the subsidy level needed for new nuclear in Sweden; which may be implemented e.g. a CfD, access to cheap financing, or a combination. Note, that the system modelling does not include costs for ancillary services apart from balancing reserves and strategic reserves.
 - reduces the average **whole-sale electricity price** with 5 EUR/MWh in SE3 (the region of its placement) and reduces it with 2-3 EUR/MWh in the other Swedish power regions (potential cost of support for new nuclear power is not included in the whole-sale prices).
 - moderately **reduces capture prices** for offshore and onshore wind (2 EUR/MWh in 2045).

Approach to power market modelling

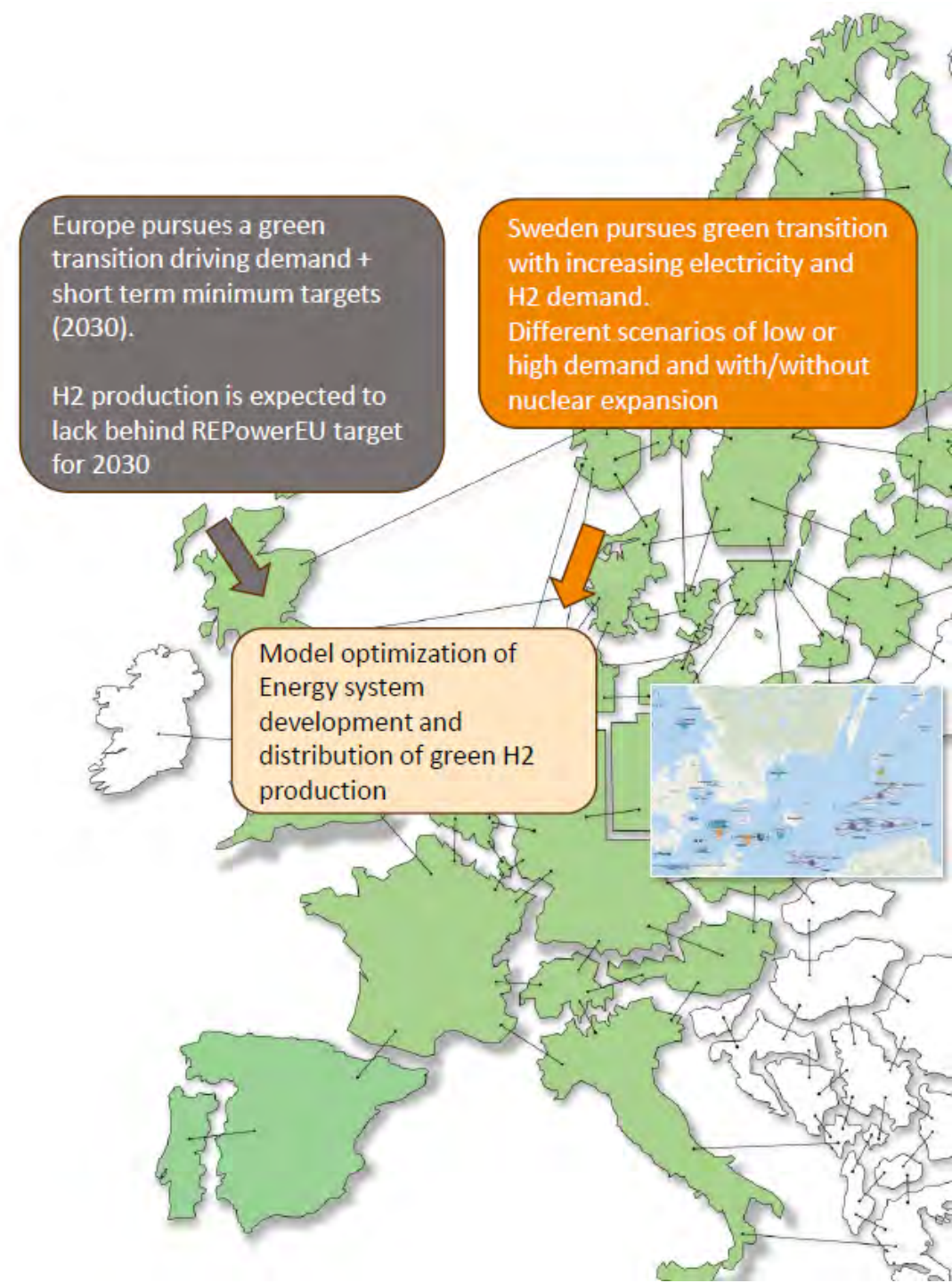
Europe pursues a **net zero energy system in 2050**, which drives energy demand and short-term targets. Important sources are

- ENTSO-E's Global Ambition scenario for electricity demand (TYNDP2022)
- ENTSO-E's National trends scenario for short term targets towards + selected adjustments (TYNDP2022)
- ENTSO-E's projects towards 2030 for transmission system development
- The European Commissions REPower Europe strategy for hydrogen demand
 - 2030 hydrogen production expected to lack behind REPowerEU target

Technology scope

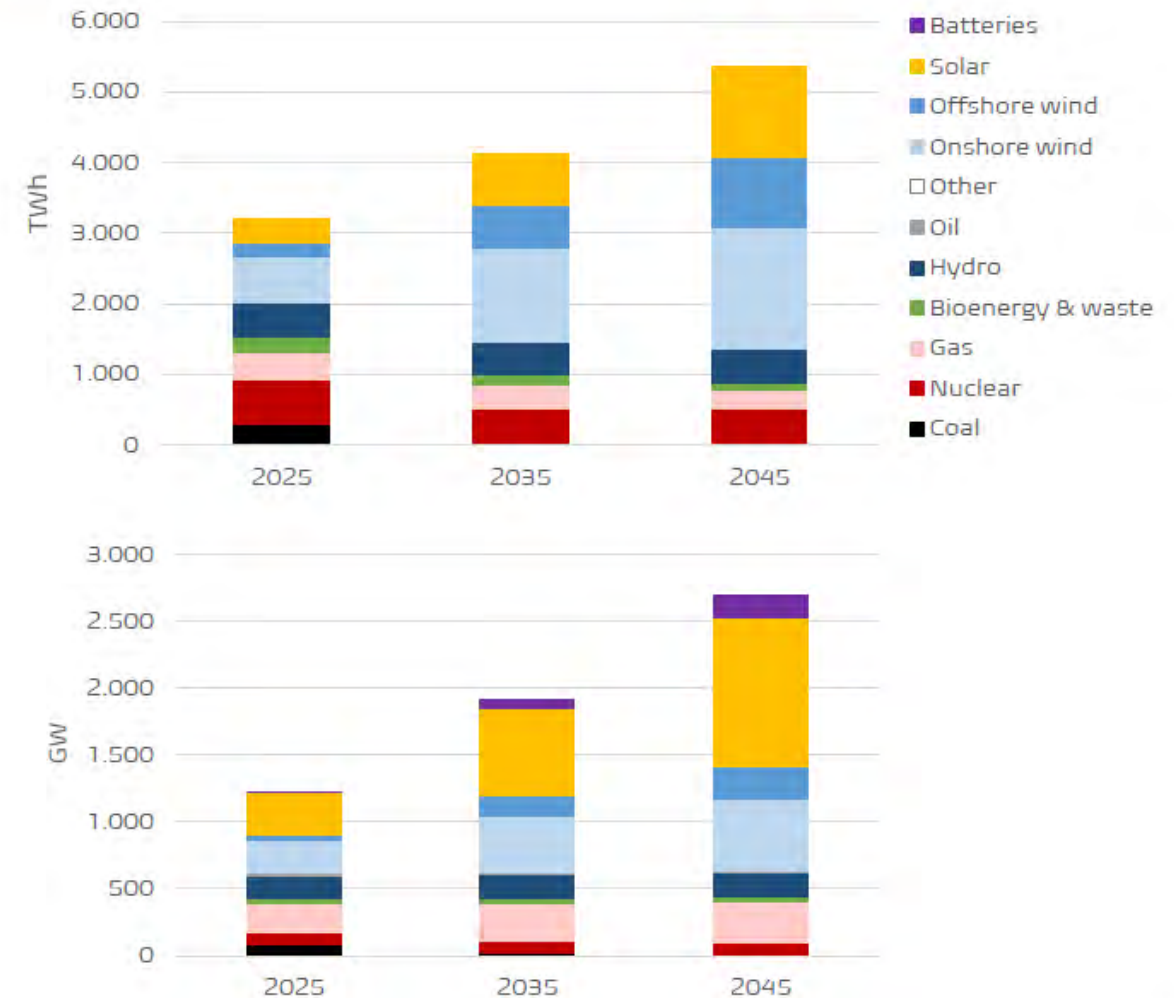
- Power generation technologies, transmission capacity between bidding zones, district heating, hydrogen production and related infrastructure
- Offshore wind with close to site level detail
- General Technology data based on Danish Energy Agency technology catalogue. Offshore wind costs raised by 25% to reflect industry perceptions.

Electricity **tariffs and taxes** on fossil fuels in Sweden are not included. The transition away from fossil fuels is in the model driven by the EU-ETS system.



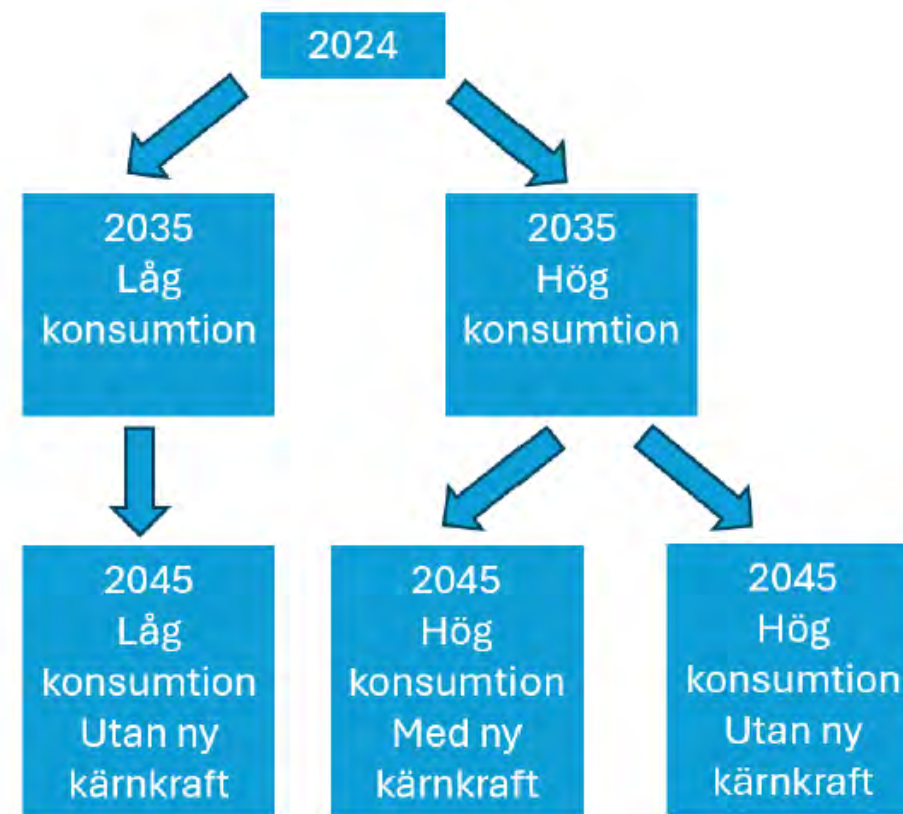
Electricity generation and power capacity in Europe

- Solar and wind energy is replacing coal and gas generation as well as supplying the additional demand from electrification.
- Variable renewable energy share increases considerably from 2025 to 2045.
- Note, we still see substantial gas power generation 2035 and 2045
 - Most likely a results of low gas price assumptions (20 €/MWh by 2020 at HHV)
 - Not in line with EU climate targets – questionably if 500 TWh of biogas/green gas can be procured sustainably



Scenario terminology

- **LowDemand**
 - Low demand development (electricity and hydrogen)
- **HighDemand**
 - High demand development (electricity and hydrogen)
- **HighDemand_NUC**
 - High demand development (electricity and hydrogen)
 - New Nuclear generation capacity
 - +2.5 GW by 2040
 - +6.0 GW by 2045
- **Simulation years:**
 - Investment optimisation: 2025, 2035, and 2045
 - Hourly operation simulation: 2035 and 2045



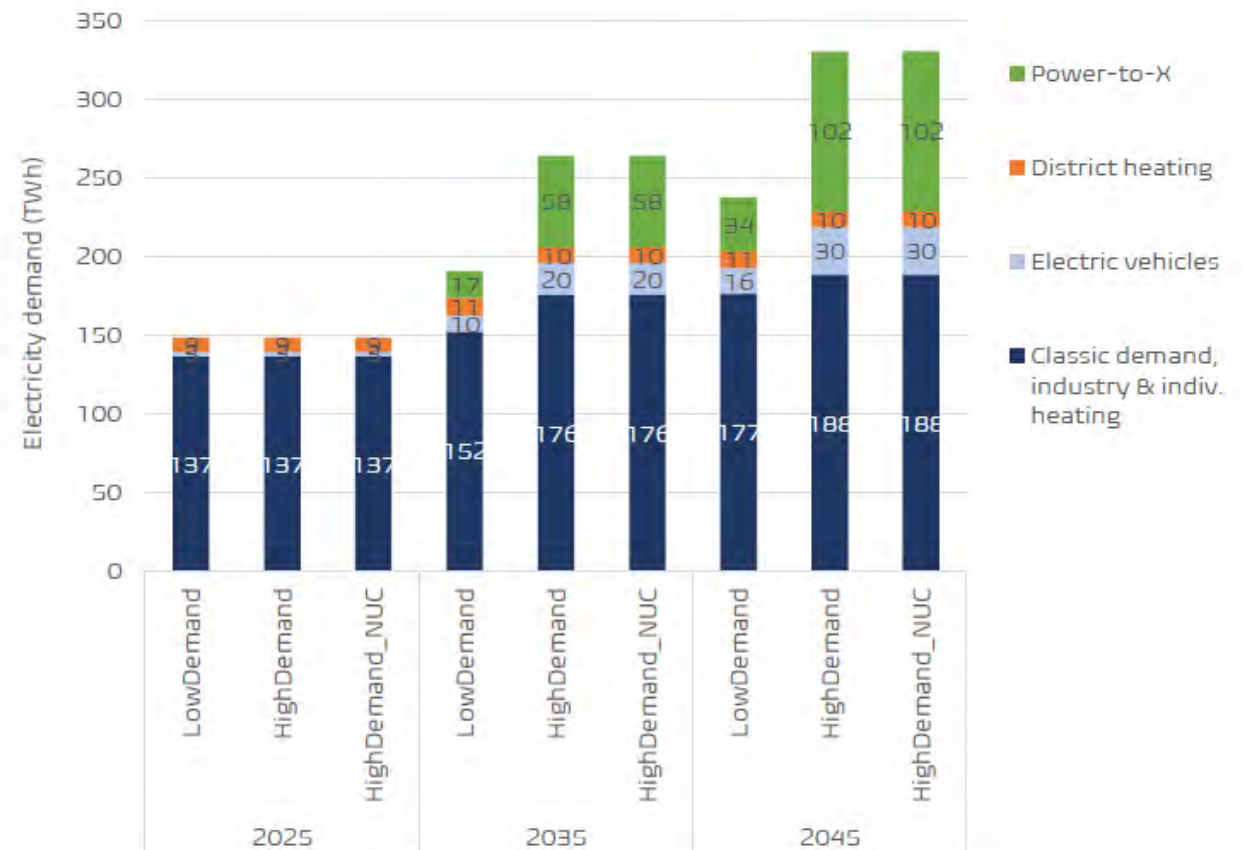
The applied investment optimisation is based on myopic foresight, i.e. the conditions in the investment year. As such, it does not take in to account future capacity and price developments.

It is possible to run the Balmorel model with perfect foresight covering future years. This is however a heavier setup with significantly longer model run times.

Investment results for 2025 are not necessarily an expression of realistic investments for this year.

Swedish electricity demand projection

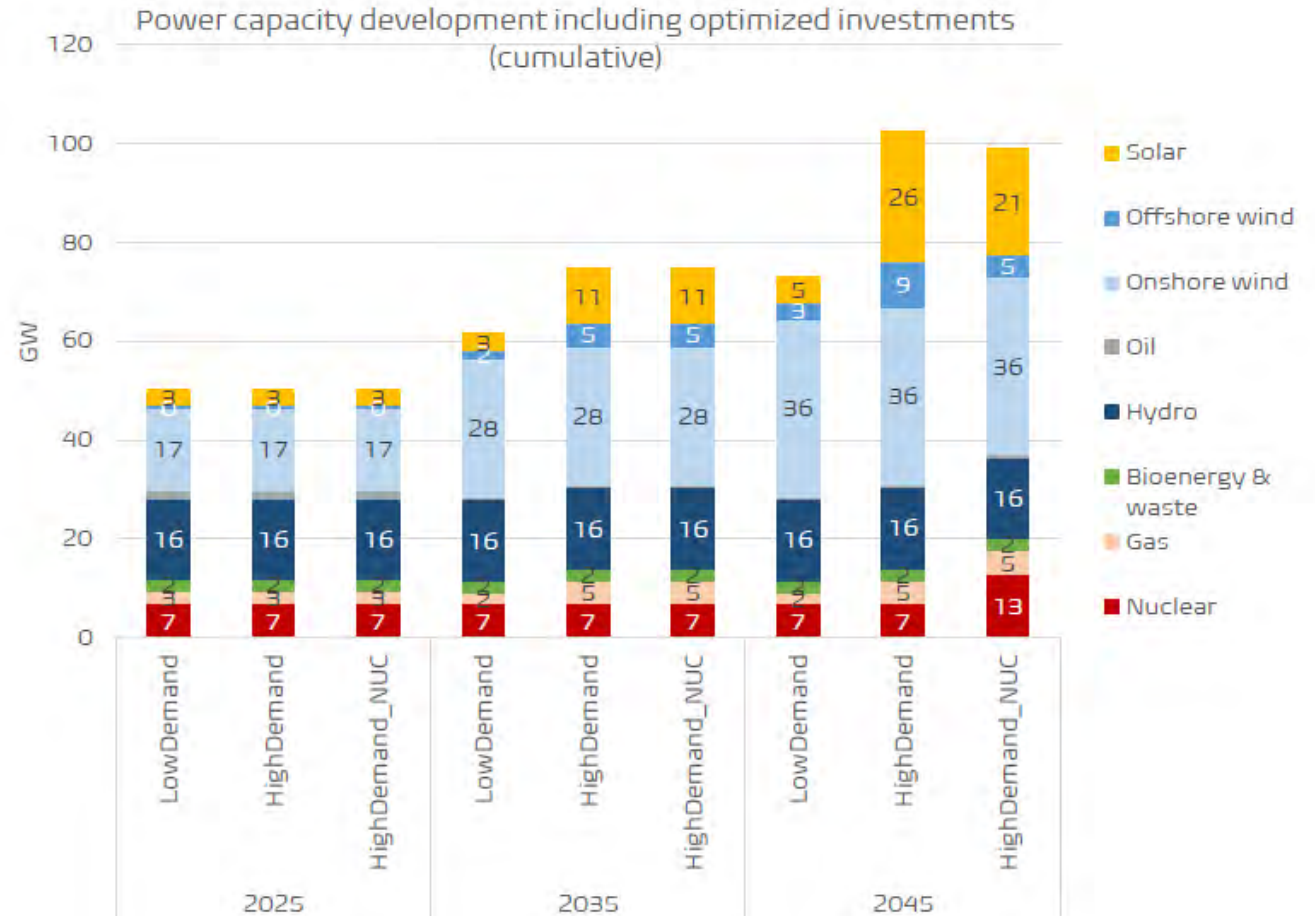
- Scenarios with Low/high electricity demand for Sweden towards 2045
- Based on demand data from Energimyndigheten/Profu
- Hydrogen demand in Sweden is assumed satisfied by Swedish hydrogen production alone
 - Import/export of hydrogen between Sweden and other countries is excluded
- Electricity for district heating is based on model optimisation
 - in the model, where taxes/tariffs on fossil fuels in Sweden are excluded, electricity for district heating becomes more attractive than with the current regulation
 - the same applies for gas-fired CPH



Gross demands, i.e. incl. transmission and distribution grid loss (5 % grid loss in total)
Power-to-X: An electrolysis efficiency (alkaline) of 61 % in 2035 and 67 % in 2045 is applied in the model.

Power capacity in Sweden

- From Low to high demand:
 - A shift from low to high electricity demand mainly increases Swedish solar PV and offshore wind investments.
 - Secondly, it increases gas power investments to supplement the variable RES generation.
 - The Swedish onshore wind potential is already fully utilised and thus investments are unaffected.
- Addition of nuclear capacity
 - Displaces solar PV and offshore wind investments in 2045



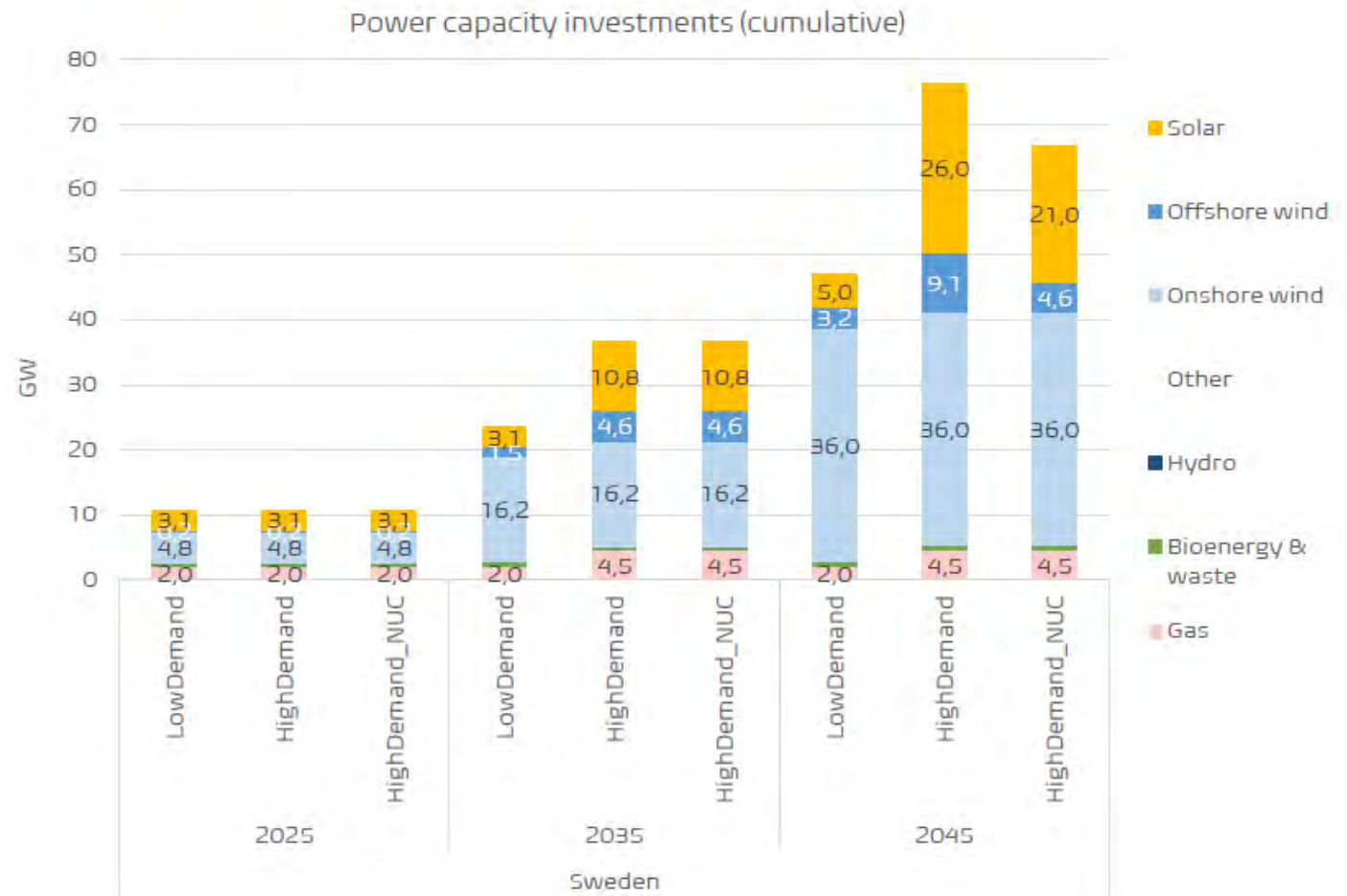
Investments in power capacity in Sweden

Swedish investments in power capacity towards 2045 mainly comprise onshore wind, solar PV and offshore wind for bulk electricity generation.

Accumulated RES investments towards 2045:

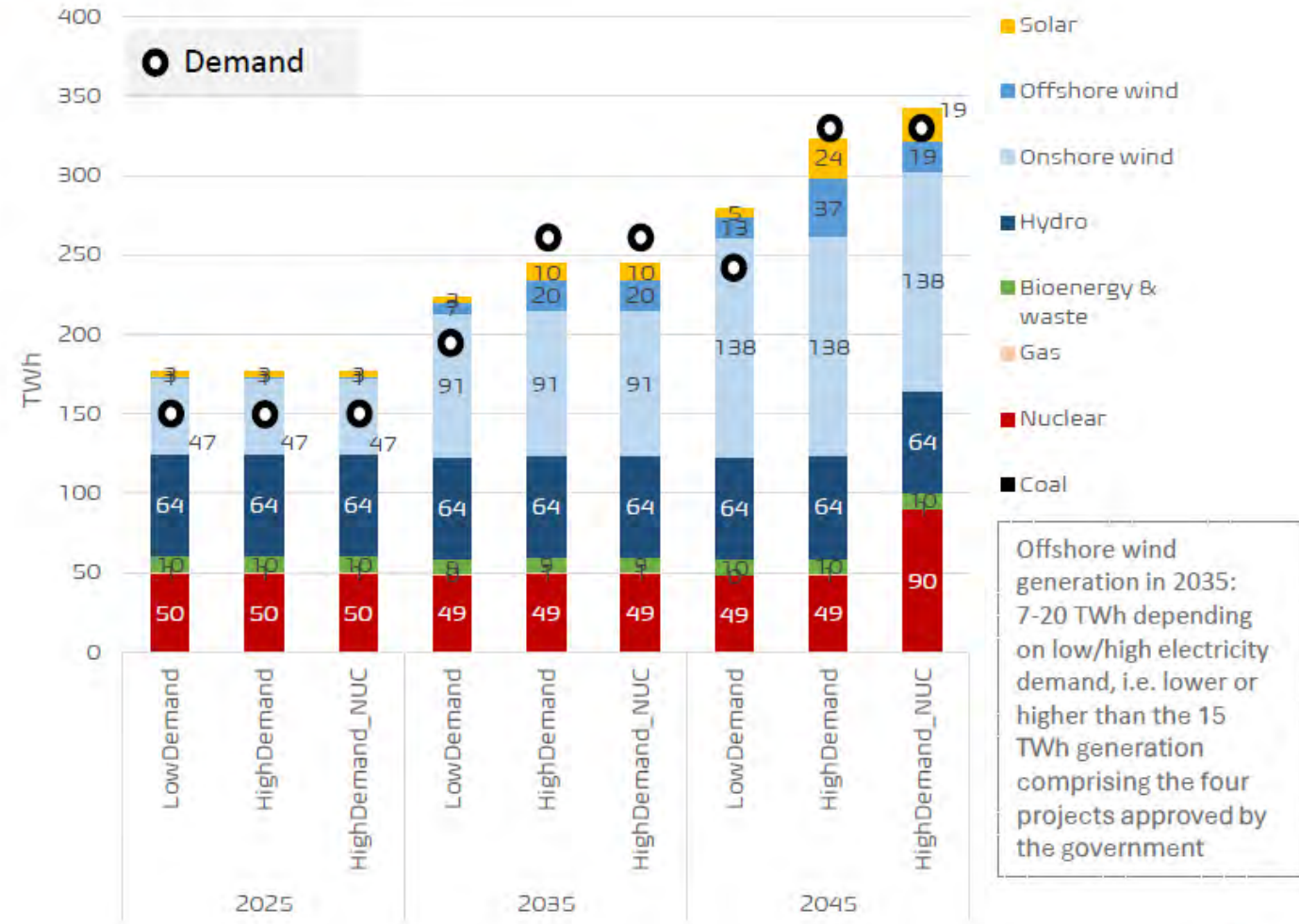
- **Solar PV:** 5-26 GW depending on the electricity demand. Investments reduced by 5 GW in the case of NUC expansion and high demand.
- **Offshore wind:** 3.2-9.1 GW depending on the electricity demand. Investments reduced by 4.5 GW in the case of NUC expansion and high demand.
- **Onshore wind:** Onshore potential utilized in all scenarios, i.e. not difference in investments.

Investments in 2-4.5 GW new gas capacity occur for balancing the variable generation in the system.



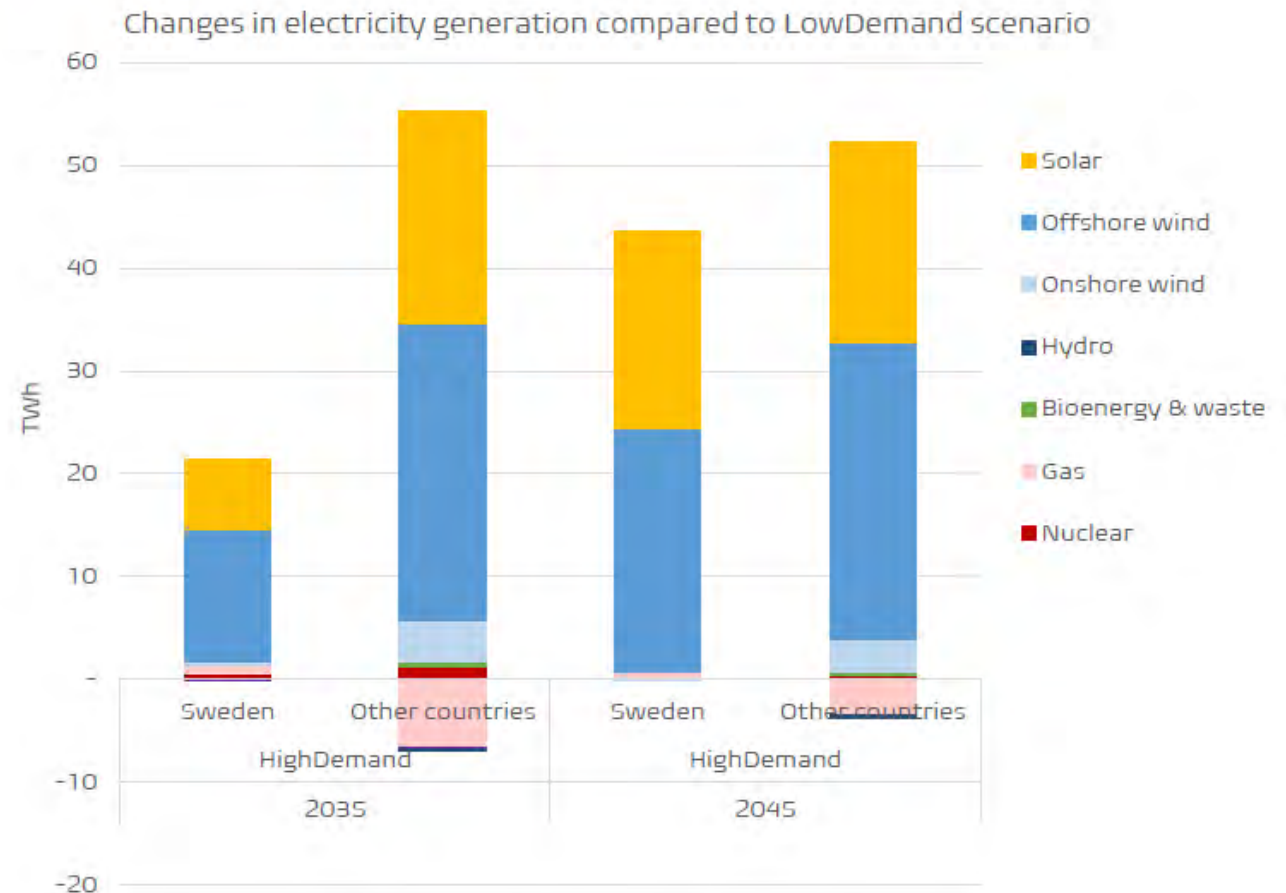
Power generation Sweden

- Low demand scenario:
 - Increase in demand from 2025 to 2035 is met almost exclusive by onshore wind.
 - Full onshore wind deployment utilized by 2035 and 2045.
 - Sweden is an electricity net exporter in all years.
- High demand scenario
 - Additional demand is met by offshore wind, solar PV, and significant imports.
 - Sweden goes from being a net electricity exporter to being a net importer, when shifting to the high demand scenario.
- High demand with new nuclear
 - Nuclear generation increased by about 41 TWh by 2045.
 - Consequently, Sweden becomes a net exporter of electricity.



Changes in power generation – from low to high demand

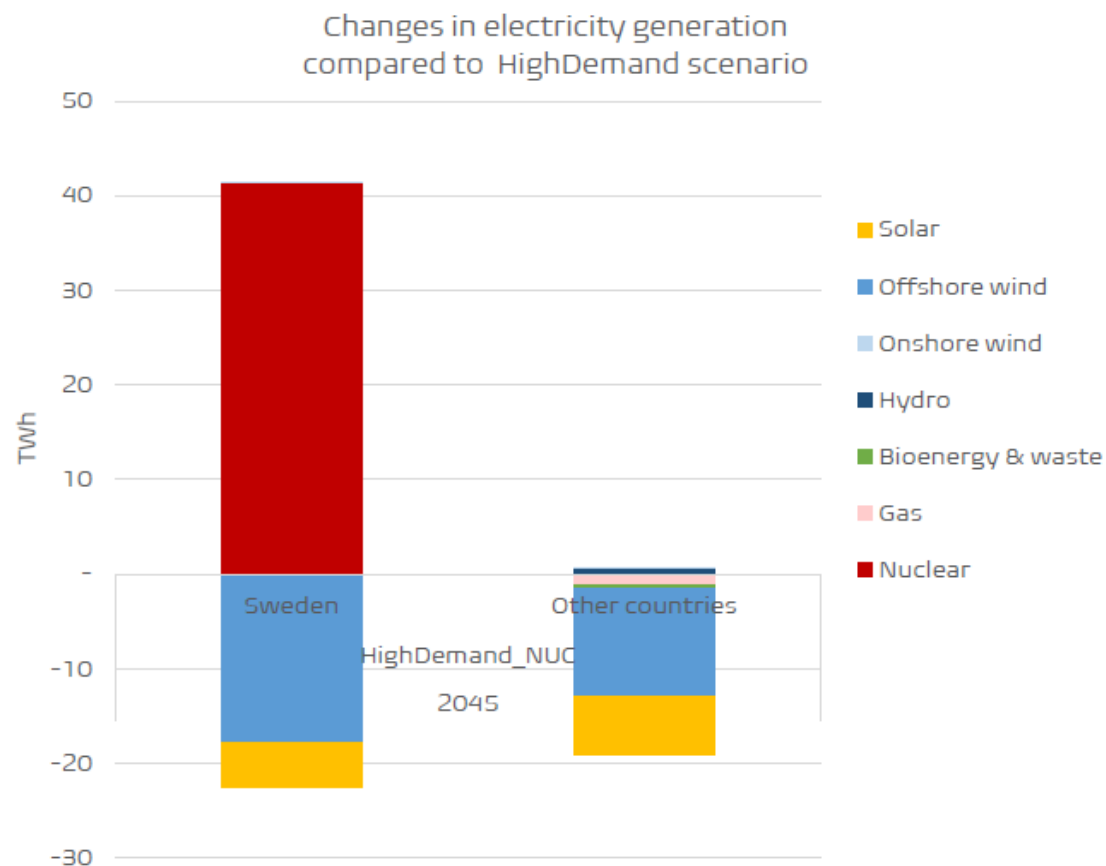
- The additional Swedish electricity demand, from the low to high demand scenario, is mainly met by increased offshore wind and solar PV generation
 - In Sweden as well as in and other countries exporting to Sweden
- Onshore wind potentials are already practically utilised in 2035 and 2045 in all the countries in the LowDemand scenario.
 - However, Germany has some unutilised onshore potential, which explains the increase in onshore wind generation
- The increased RES generation pushes out moderate amounts of gas-based generation



Changes in power generation

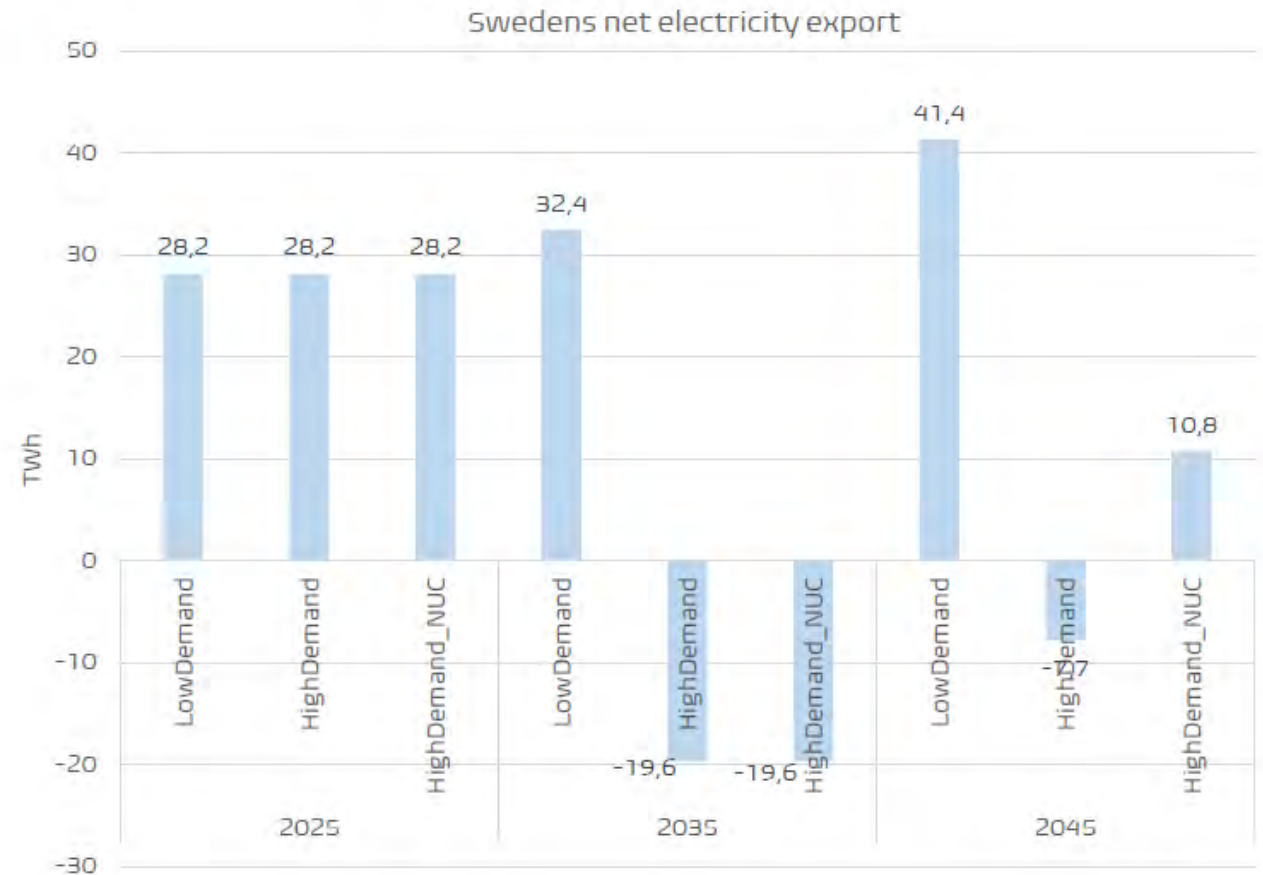
– when adding nuclear capacity in Sweden

- The addition of new Swedish nuclear capacity mainly displaces offshore wind and solar PV generation in Sweden and other countries.



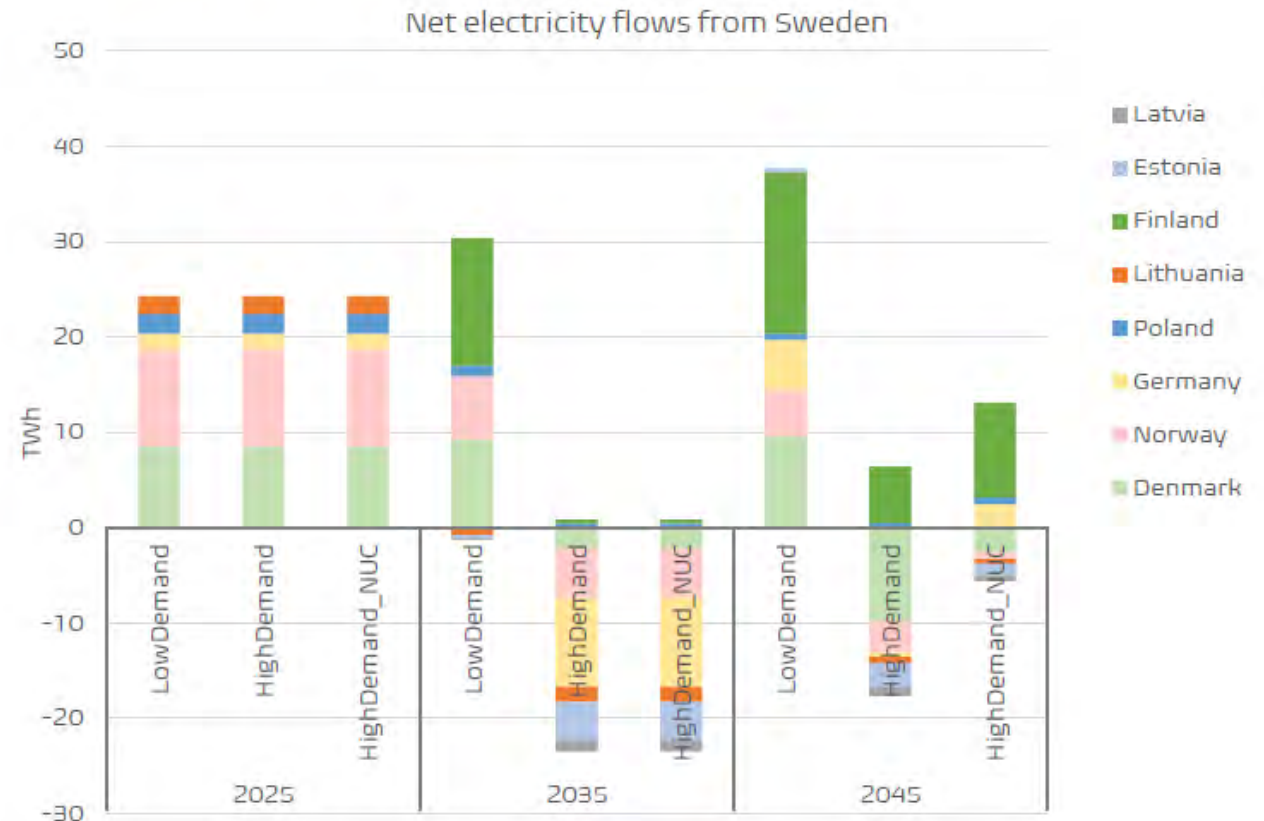
Swedish electricity export & import

- From 2025 to 2045 Sweden transforms from being a **net exporter** of electricity to becoming a **net importer** in case of high electricity demand and no nuclear expansion
- A **nuclear expansion** (6.0 GW in 2045) results upholds Sweden's role as a net exporter, although the export is lower due the high demand.
- If Sweden's electricity demand develops as in the low demand scenario, Sweden is still a net exporter.

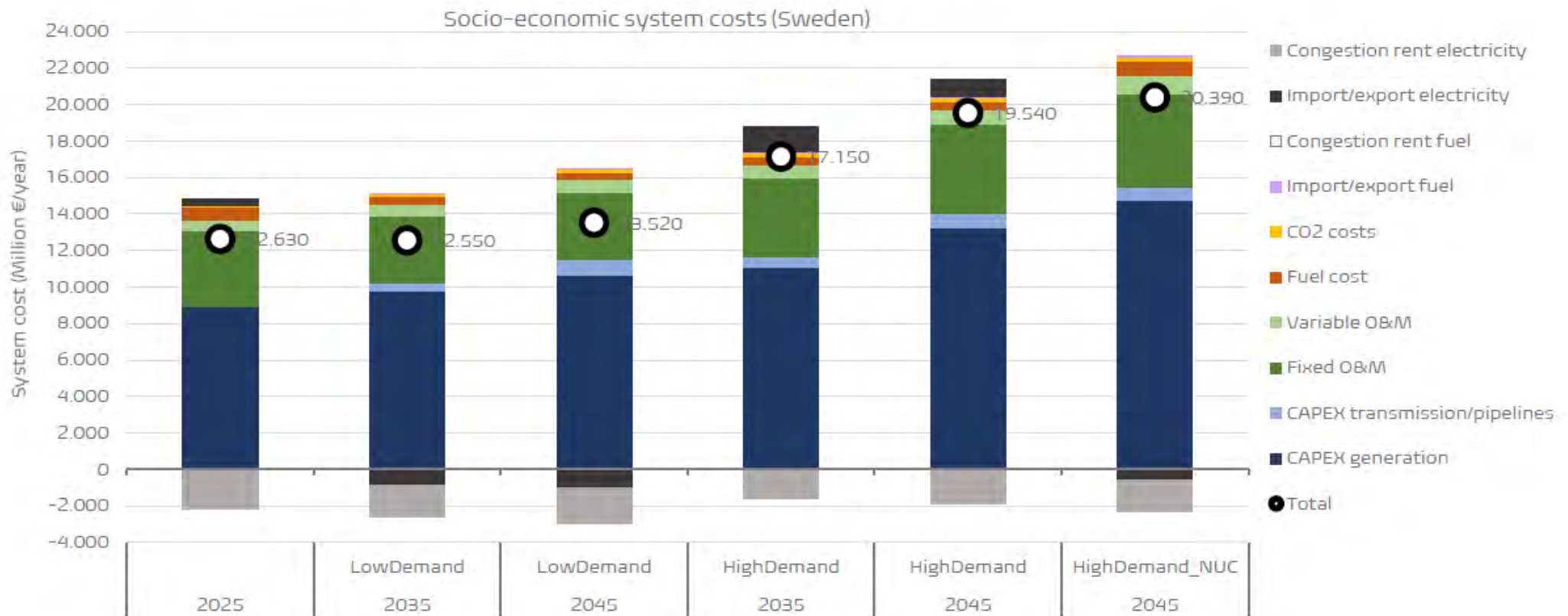


Swedish electricity import/export

- In the scenarios, Sweden has a significant electricity exchange with particularly
 - Finland, Germany, Denmark, and Norway
- ...and more moderate electricity exchange with
 - Poland, Lithuania, and Latvia
- A shift from low to high electricity demand changes the net direction of the exchange
 - E.g. Sweden's exchange with Denmark, Norway, and Germany changes from net export to net import.
- With the nuclear expansion in 2045, Sweden remains its role as an overall net exporter.



System costs for Sweden



- Total systems costs increase over the period and are obviously higher for the high demand scenario compared to the low demand scenario

How the nuclear expansion affects system costs

The added new Swedish nuclear capacity in 2045 overall increases socio-economic system costs with around **620-850 MEUR/year** depending on the assumed technical lifetime of the plant (40 or 60 years).

The construction period is significantly longer for nuclear than for wind and solar, which comprise the main competing investments in the optimisation. If including interest during construction for nuclear (7 years., 5 % real interest rate) and if neglecting this cost element for wind and solar PV due the relatively short construction period, the system cost increase is **760-1000 MEUR/year**.

The system cost increase corresponds to **2-3 EUR/MWh** when levelled out on the total Swedish electricity end-use consumption in 2045*. This reflects the subsidy level needed for new nuclear in Sweden; which may be implemented e.g. through a CfD or access to cheap financing.

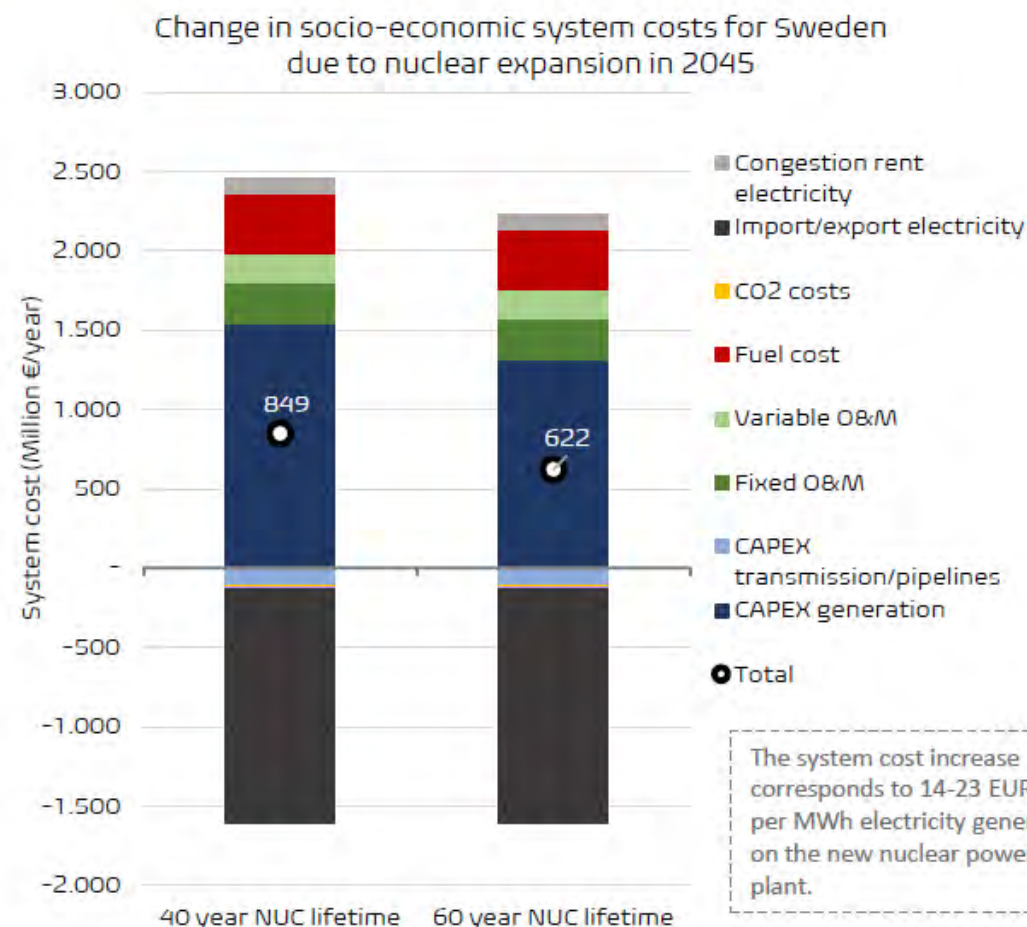
Note, that the system modelling does not include costs for ancillary services apart from balancing reserves and strategic reserves.

Cost data assumed for nuclear expansion

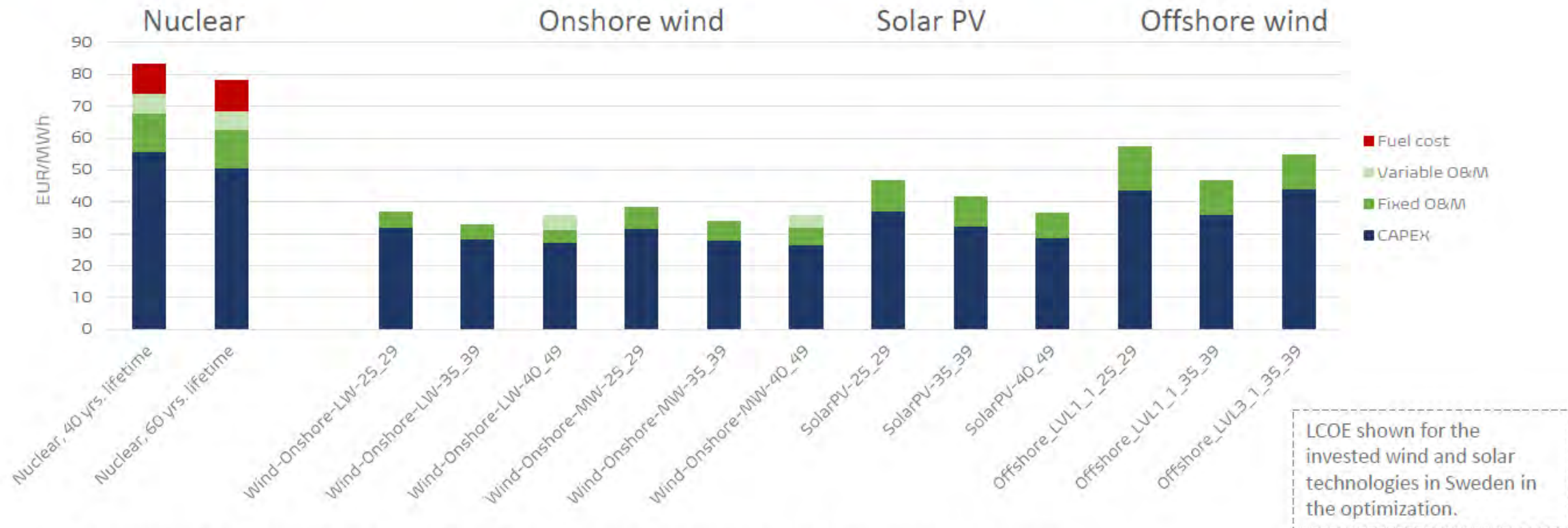
	Unit	Value
CAPEX	MEUR/MW	6.94
CAPEX incl. interest rate during construction	MEUR/MW	7.38
Fixed O&M	MEUR/MW/yr	0.087
Var O&M	EUR/MWh	6.1
Capacity in 2045	MW	6000

Source: <https://www.regeringen.se/rattsliga-dokument/departementsserien-och-promemorior/2024/08/finansiering-och-riskdelning-vid-investeringar-i-ny-karnkraft/>

For investments in the rest of the energy system, an economic lifetime of 25 years is assumed for all production and storage units; and 40 year for transmission investments. 5 % real interest rate is applied.



LCOE comparison: Nuclear vs. wind & solar

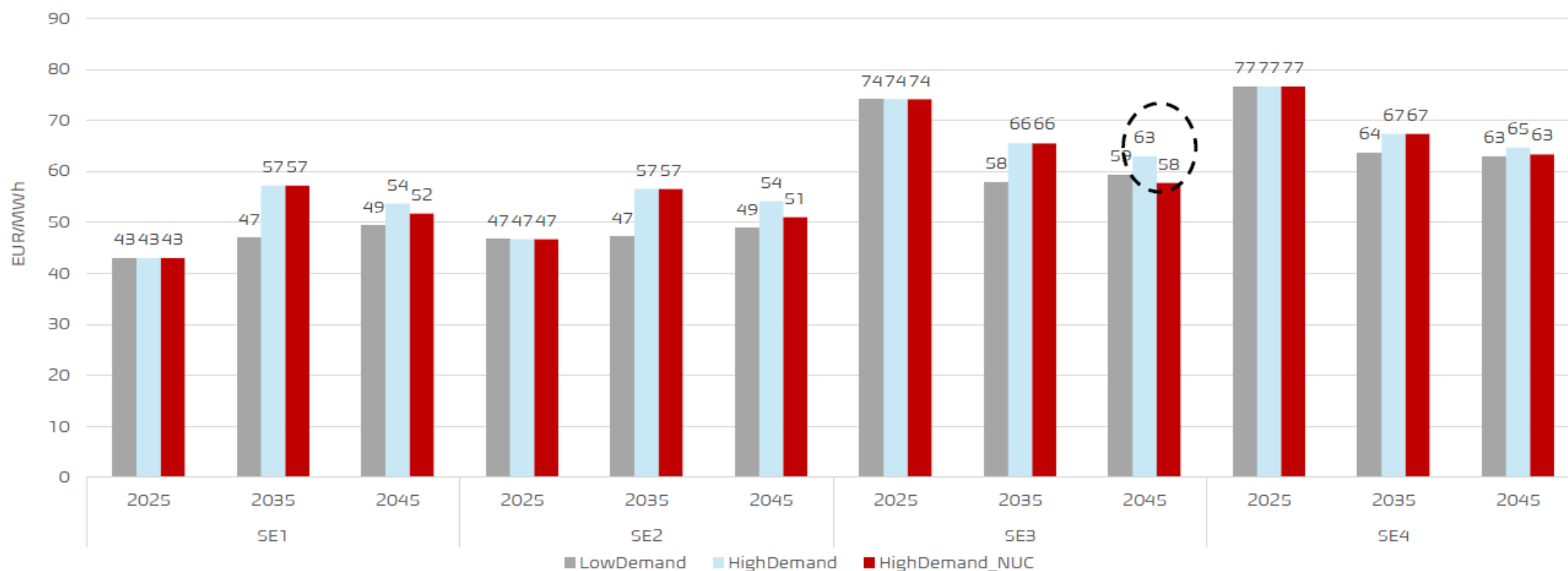


- LCOE for nuclear considerably higher than for the wind & solar PV invested in Sweden
- Capture prices however also significantly higher for nuclear
- Difference in nuclear's capture prices and LCOE corresponds to the system cost increase (14-20 EUR/MWh)

Average whole-sale electricity prices in Sweden

The added new Swedish nuclear capacity reduces the average whole-sale electricity price by **5 EUR/MWh** in SE3 (the region of the nuclear plan) and reduces it by **2-3 EUR/MWh** in the other Swedish power regions.

Potential cost of support for new nuclear power through CfD's or access to cheap financing is not included in the whole-sale prices.



Average electricity prices 2035

High Demand Scenario 2035

- Average prices in Northern Scandinavia are the lowest in Europe.
- Important bottlenecks between:
 - SE2 and SE3
 - SE4 and PL
 - SE1 and FI



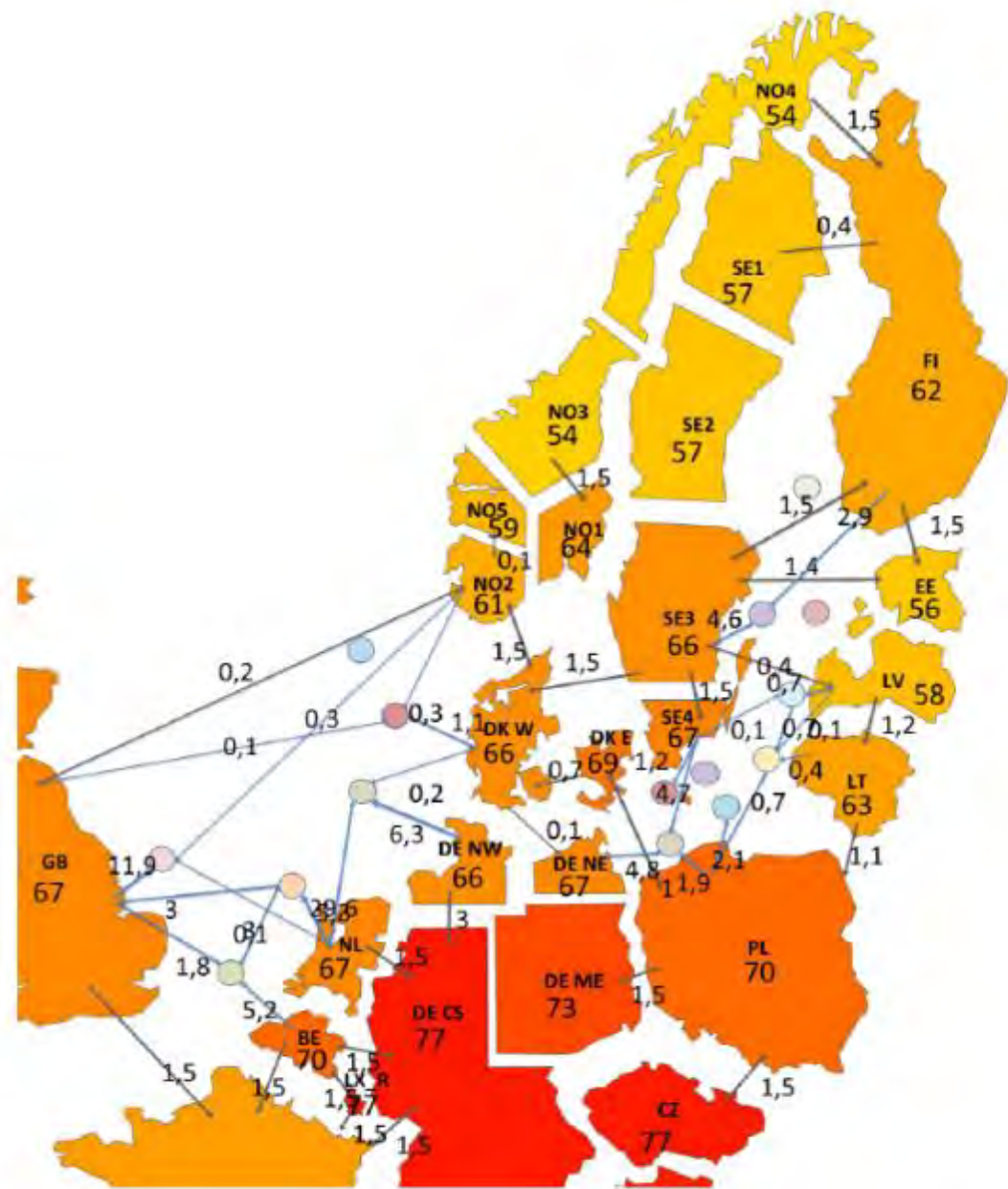
Power transmission investments, 2035

High Demand Scenario

Accumulated transmission investments towards 2035.

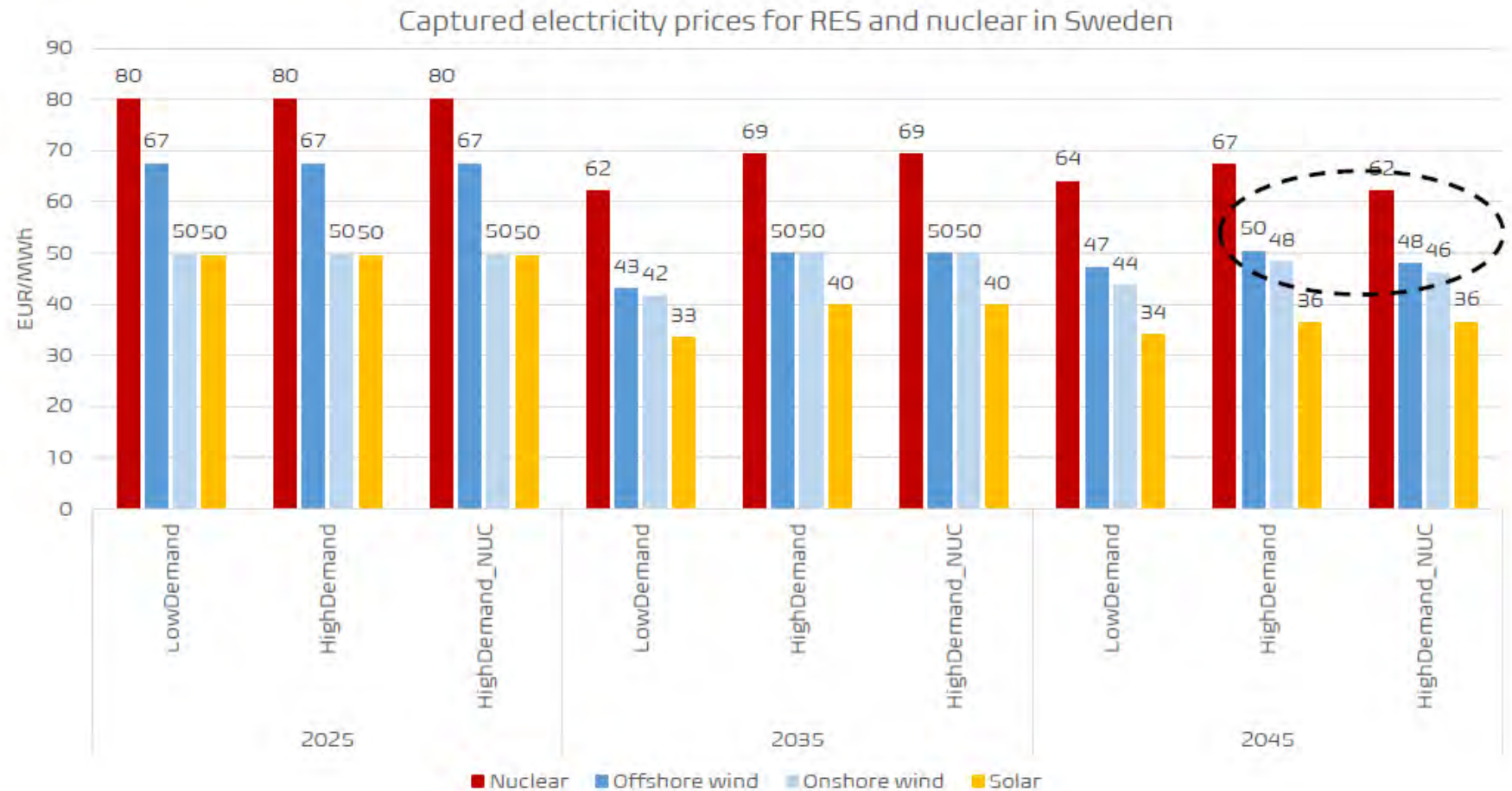
- Transmission investments between SE and other countries:
 - DK_W and SE3
 - FI and SE3 + SE1
 - EE_R and SE3
 - LV_R and SE3
- Internal transmission investments in SE between:
 - SE3 and SE4
- And transmission investments between other countries, e.g. DK_W and NO2 which facilitate further flow to/from SE
- Various offshore wind hub transmission investments.

The specific transmission investments are also given in Appendix in excel format.



Capture prices for RES and nuclear

- As expected, capture prices are higher for nuclear than wind and solar, due to the dispatchability of nuclear.
- The nuclear expansion in 2045 results in moderately reduced capture prices for offshore and onshore wind: around 2 EUR/MWh lower.



Capture prices relative to the average wholesale power price in the same bidding zone



Appendix 1: Further Results

CO₂ emissions

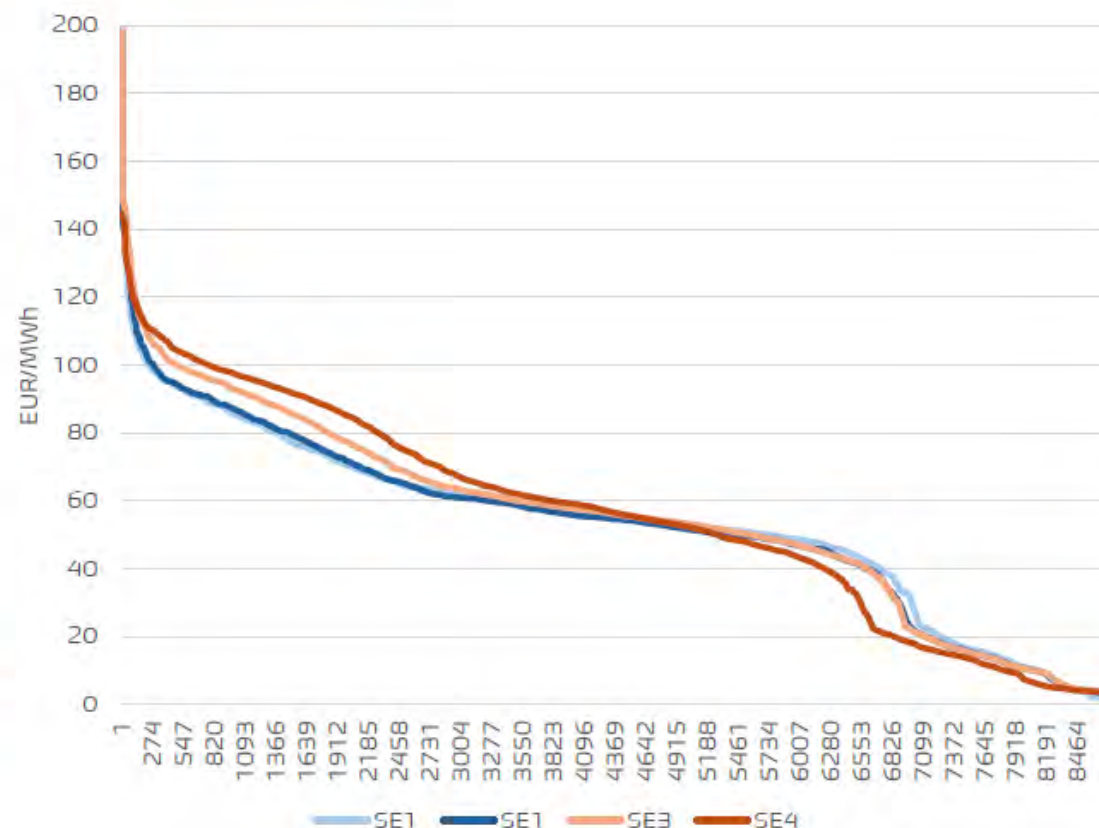
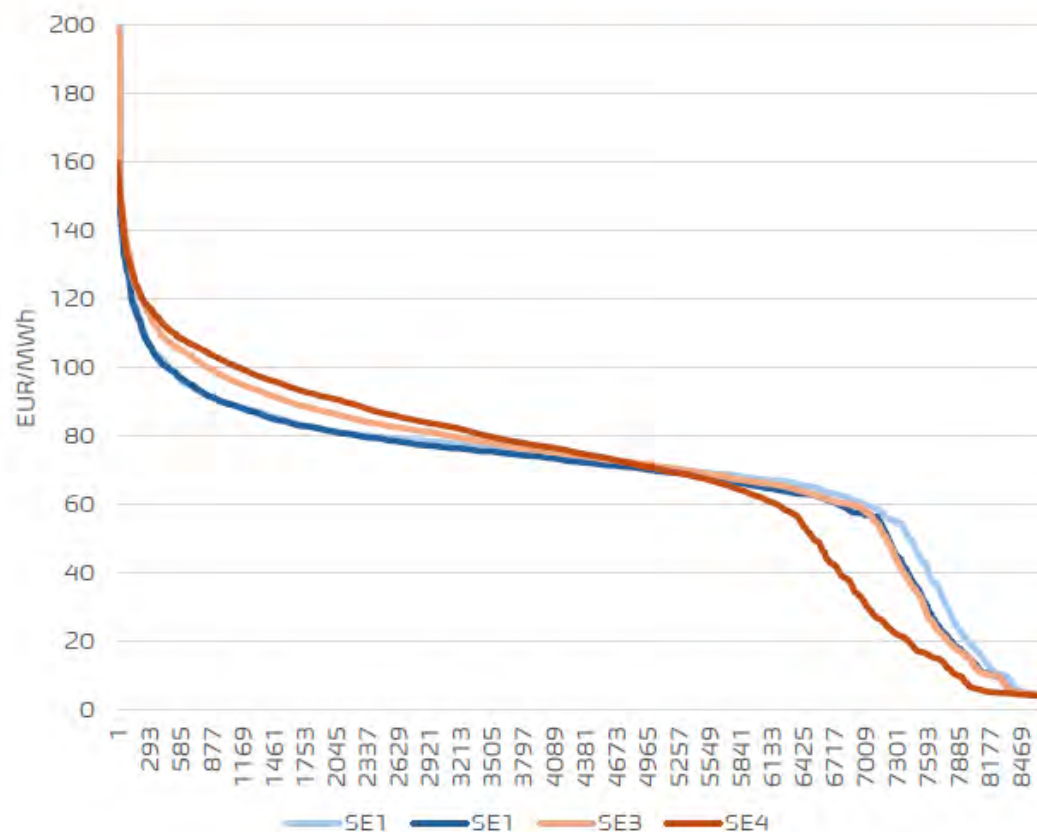
- Swedish CO₂ emissions from electricity and district heat generation are low and mainly stem from waste incineration.
- For the European system:
 - CO₂ emissions are reduced considerably from 2025 to 2035 due to the phase out of coal, resulting from RES deployment and political goals.
 - From 2035 to 2045, moderate reduction in gas-based CO₂ emissions due to the further RES deployment.

CO₂ emission targets are not included in the optimisation.



Electricity price duration curves

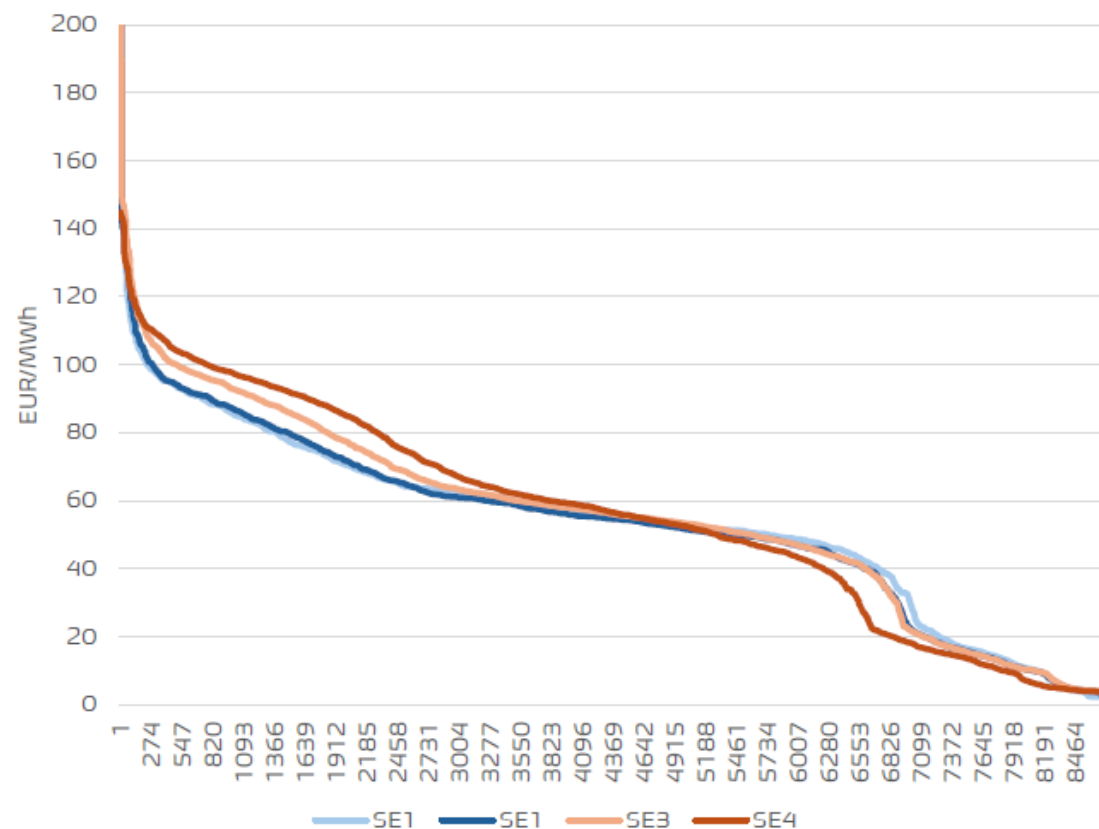
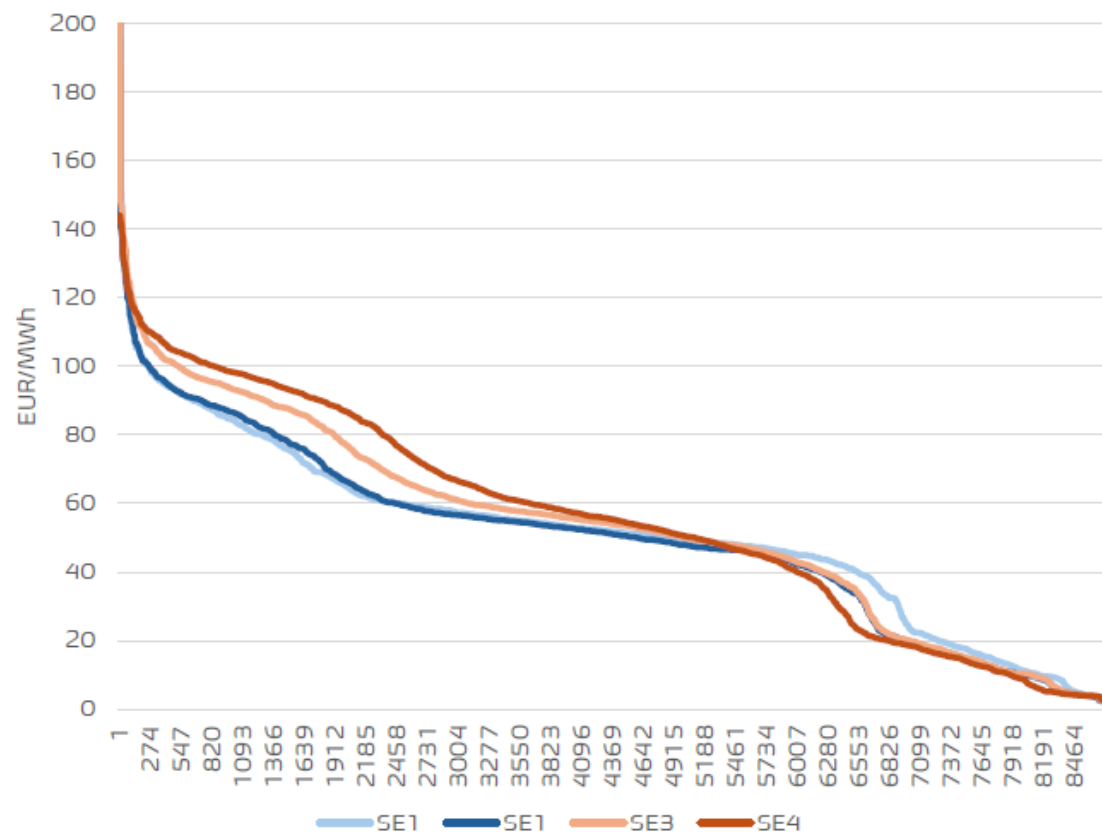
HighDemand scenario, 2035 and 2045



Results from simulation with hourly time resolution (optimisation of operation)

Electricity price duration curves

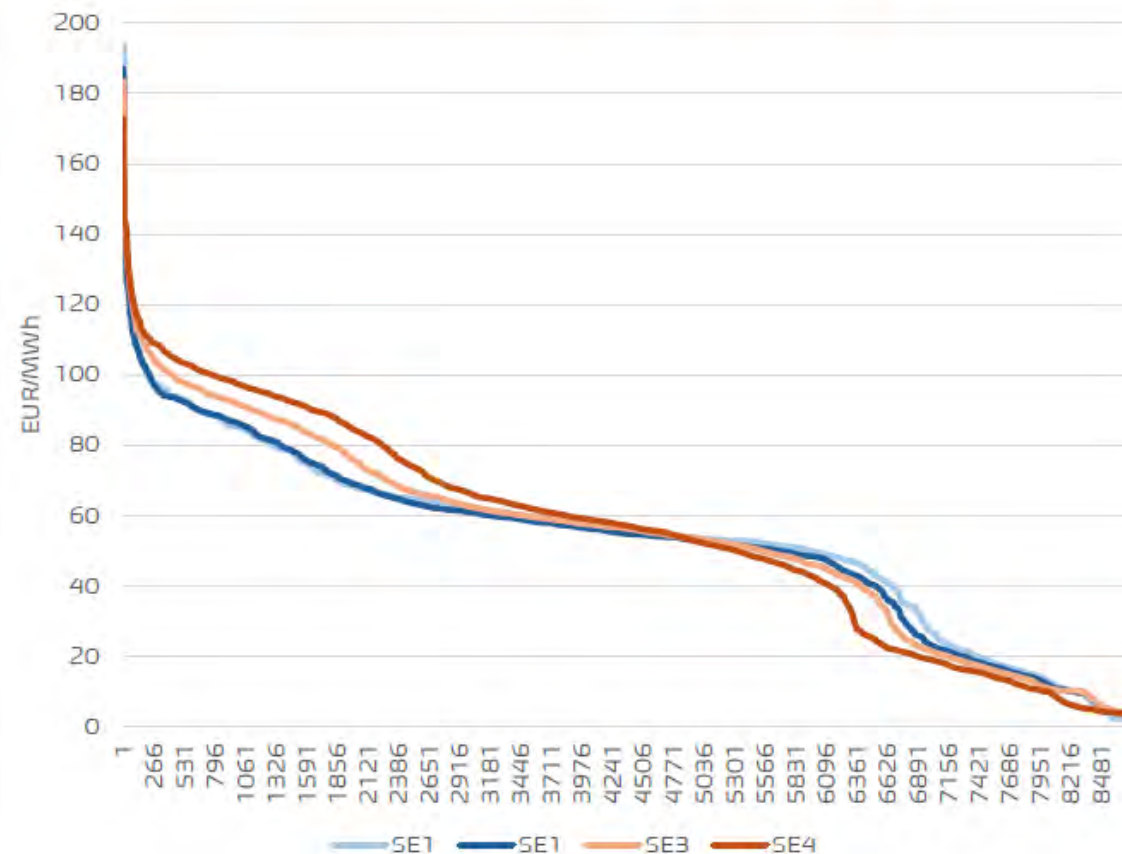
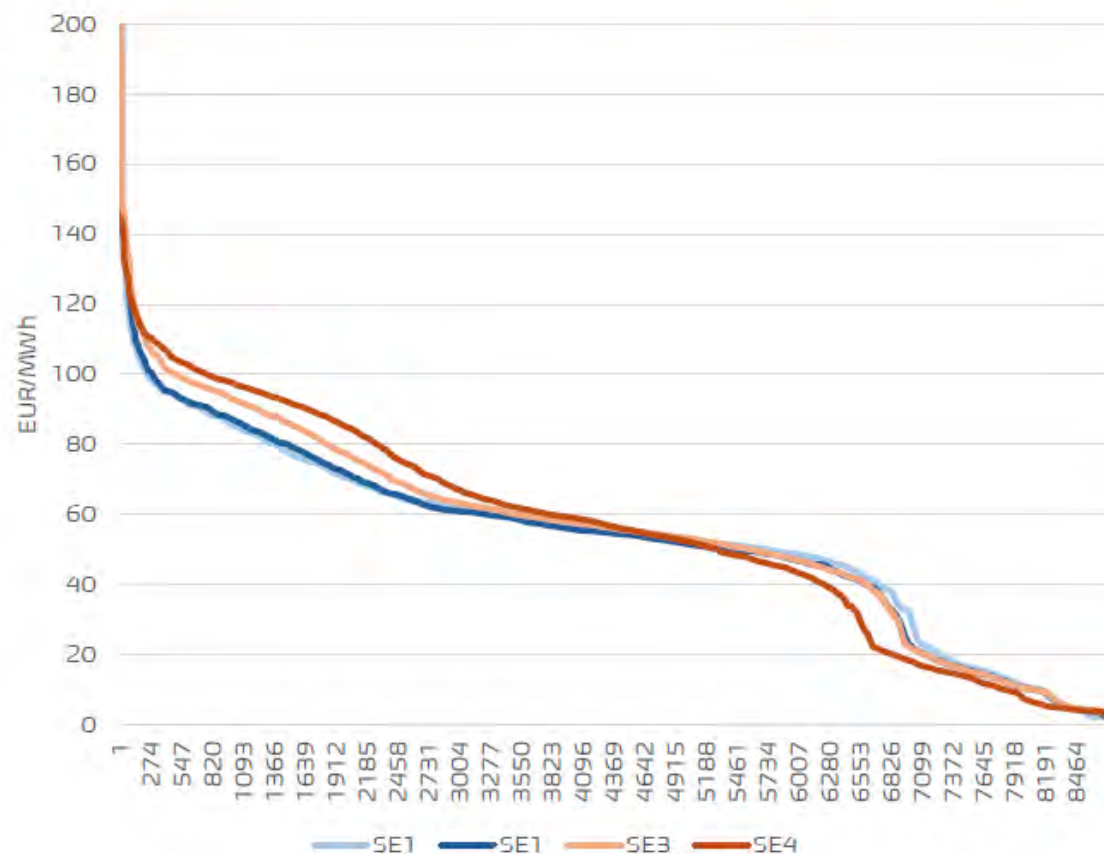
LowDemand vs HighDemand scenario, 2045



Results from simulation with hourly time resolution (optimisation of operation)

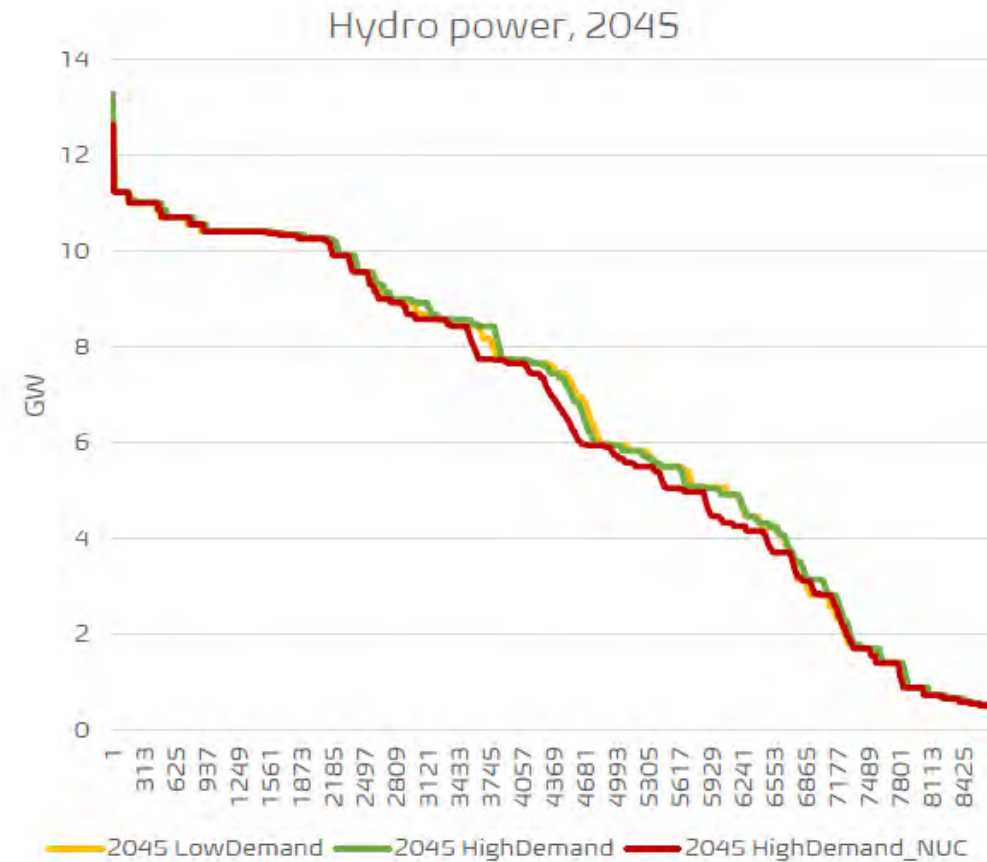
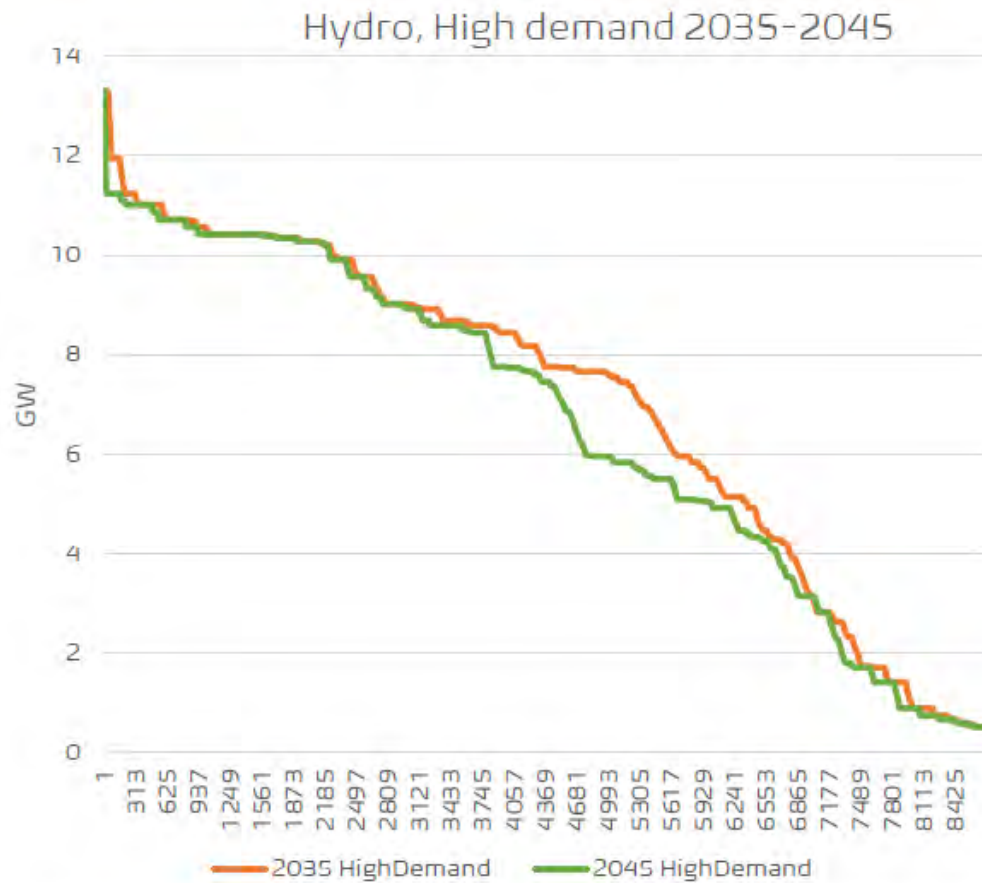
Electricity price duration curves

HighDemand vs. HighDemand_NUC scenario, 2045



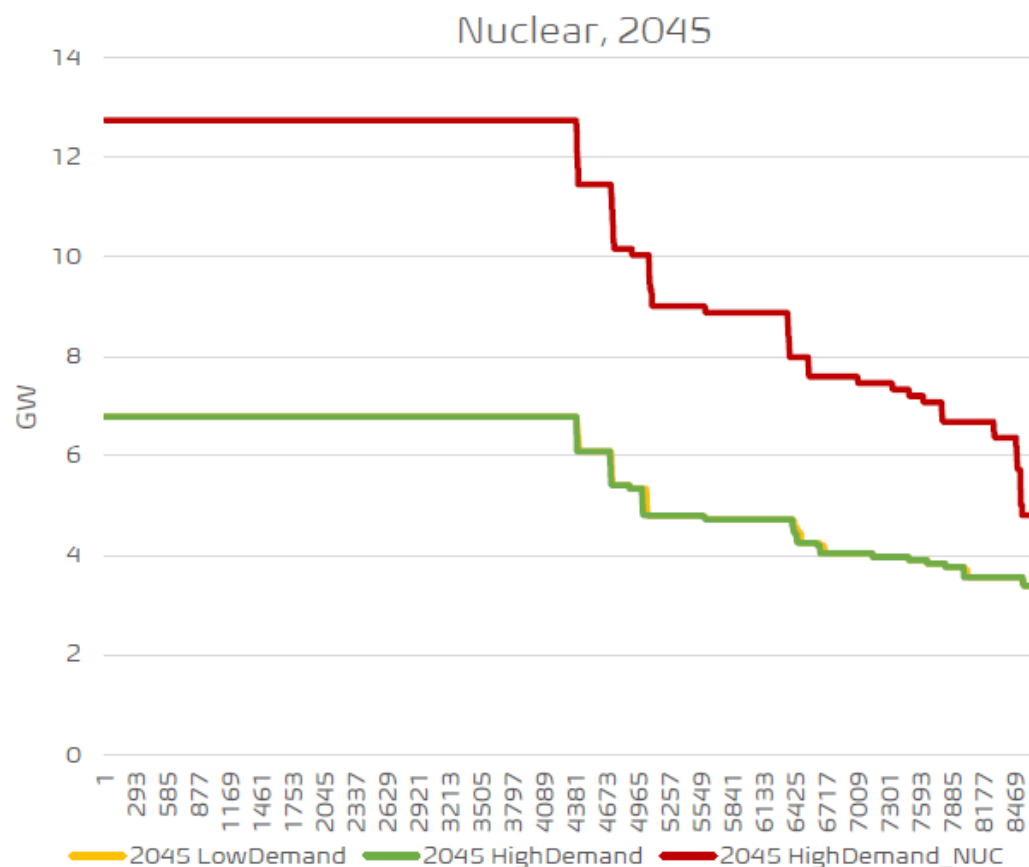
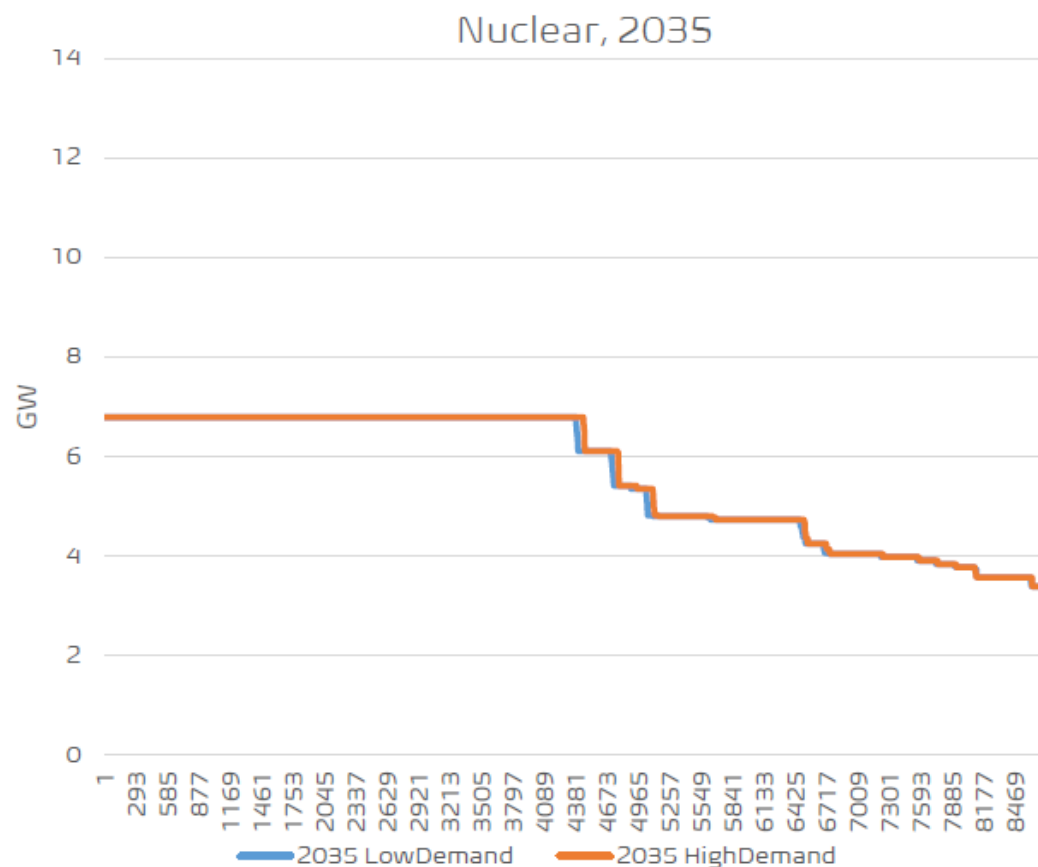
Results from simulation with hourly time resolution (optimisation of operation)

Hydro power generation, duration curves



Results from simulation with hourly time resolution (optimisation of operation)

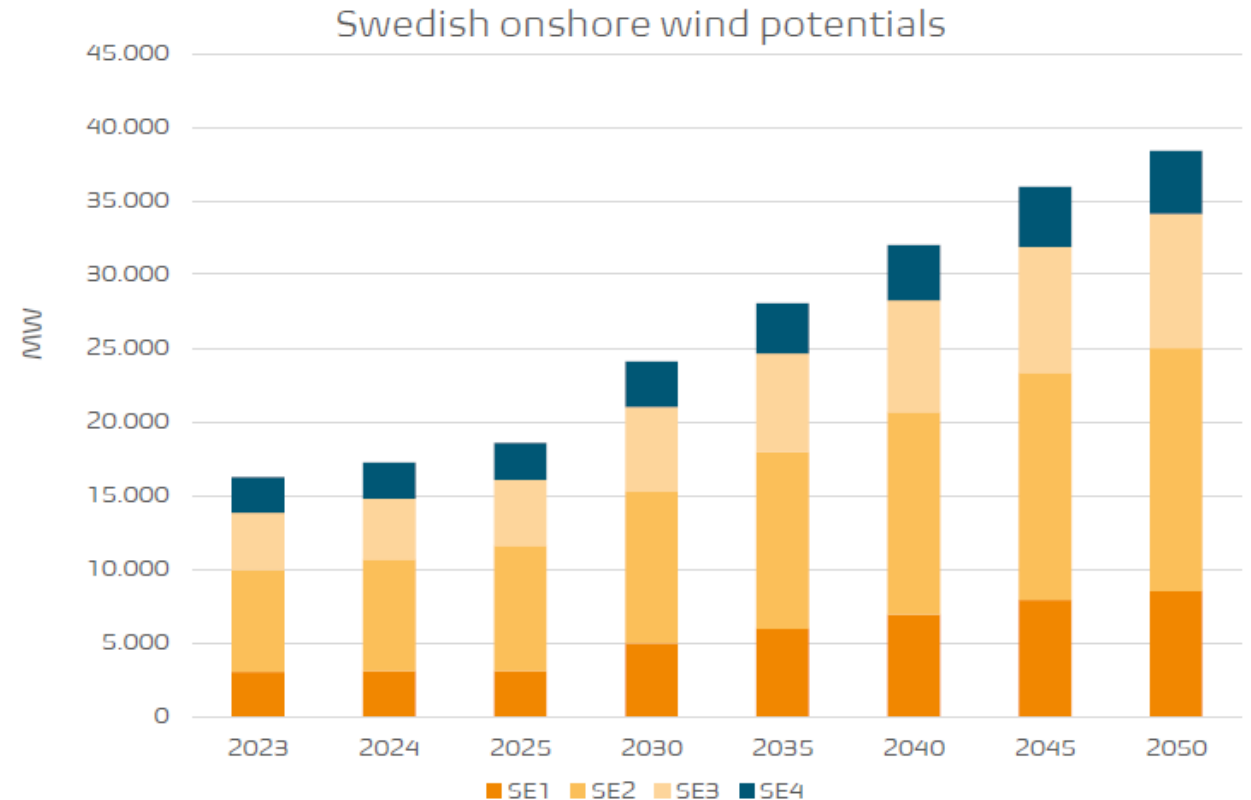
Nuclear power generation, duration curves



Results from simulation with hourly time resolution (optimisation of operation)

Onshore RES potentials

- **Solar PV and onshore wind:** National/regional potentials are applied. While the onshore wind potentials are in many cases fully utilized, the solar PV potentials are typically not fully utilized. As such, the solar PV potentials are generally not so influential on the optimisation.
- **Swedish** onshore wind potentials are based on Report 2024 Q1 from the Swedish Wind Energy Association (<https://swedishwindenergy.com/>)
- **Biomass:** Local biomass resources such as straw, wood waste and biogas, are restricted to regional or national biomass potentials. Internationally traded biomass resources (wood pellets and wood chips) are constrained for Europe as a whole.



Source: Report 2024 Q1 from <https://swedishwindenergy.com/>

Average electricity prices 2045

High Demand Scenario 2035

- Average prices in Northern Scandinavia are the lowest in Europe.
- Important bottlenecks between:
 - SE2 and SE3
 - SE4 and PL
 - SE1 and FI



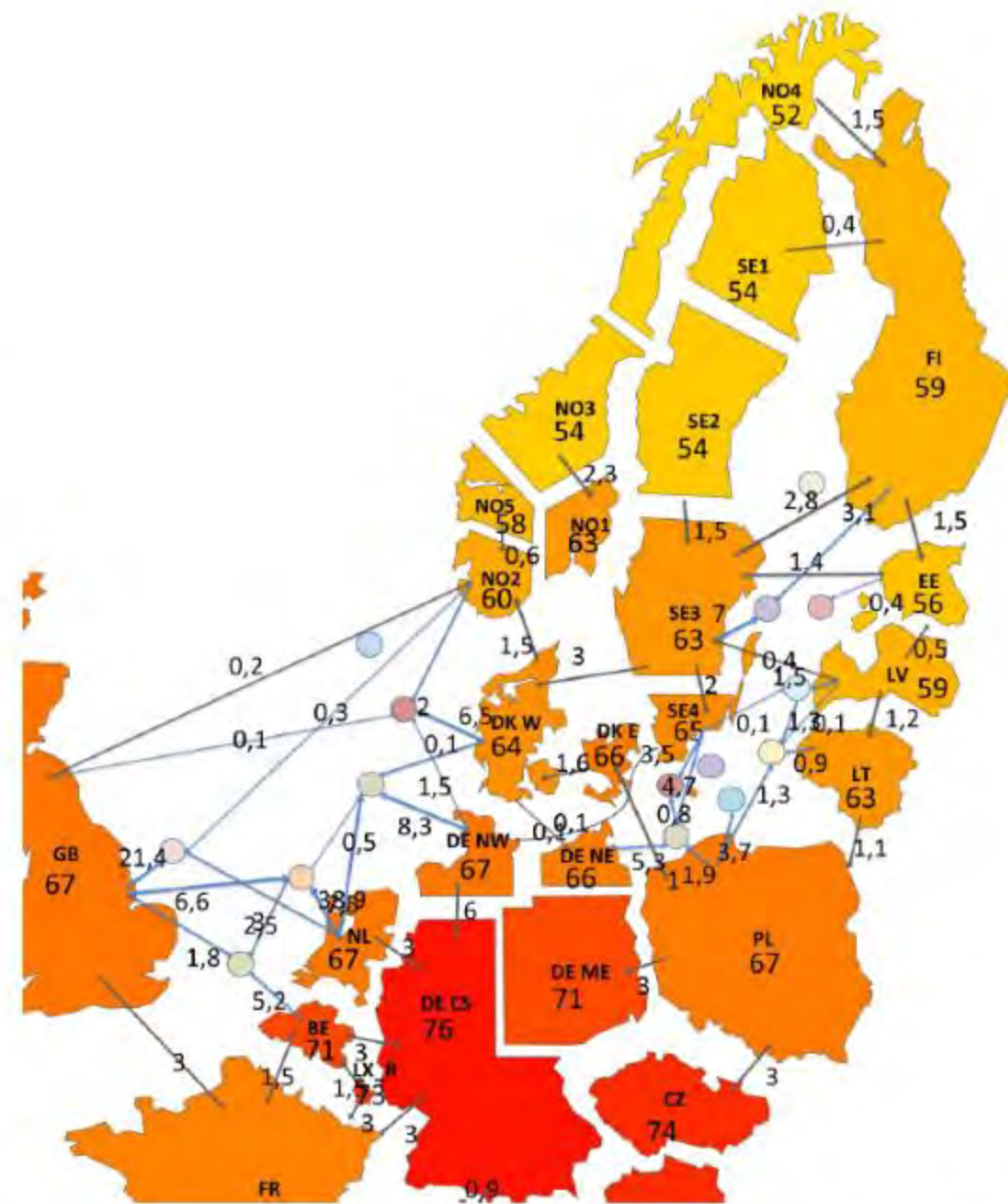
Power transmission investments, 2045

High Demand Scenario

Accumulated transmission investments towards 2045.

- Transmission investments between SE and other countries:
 - DK_W and SE3
 - FI and SE3 + SE1
 - EE_R and SE3
 - LV_R and SE3
- Internal transmission investments in SE between:
 - SE2 and SE3
 - SE3 and SE4
- And transmission investments between other countries, e.g. DK_W and NO2 which facilitate further flow to/from SE.
- Various offshore wind hub transmission investments.

The specific transmission investments are also given in Appendix in excel format.

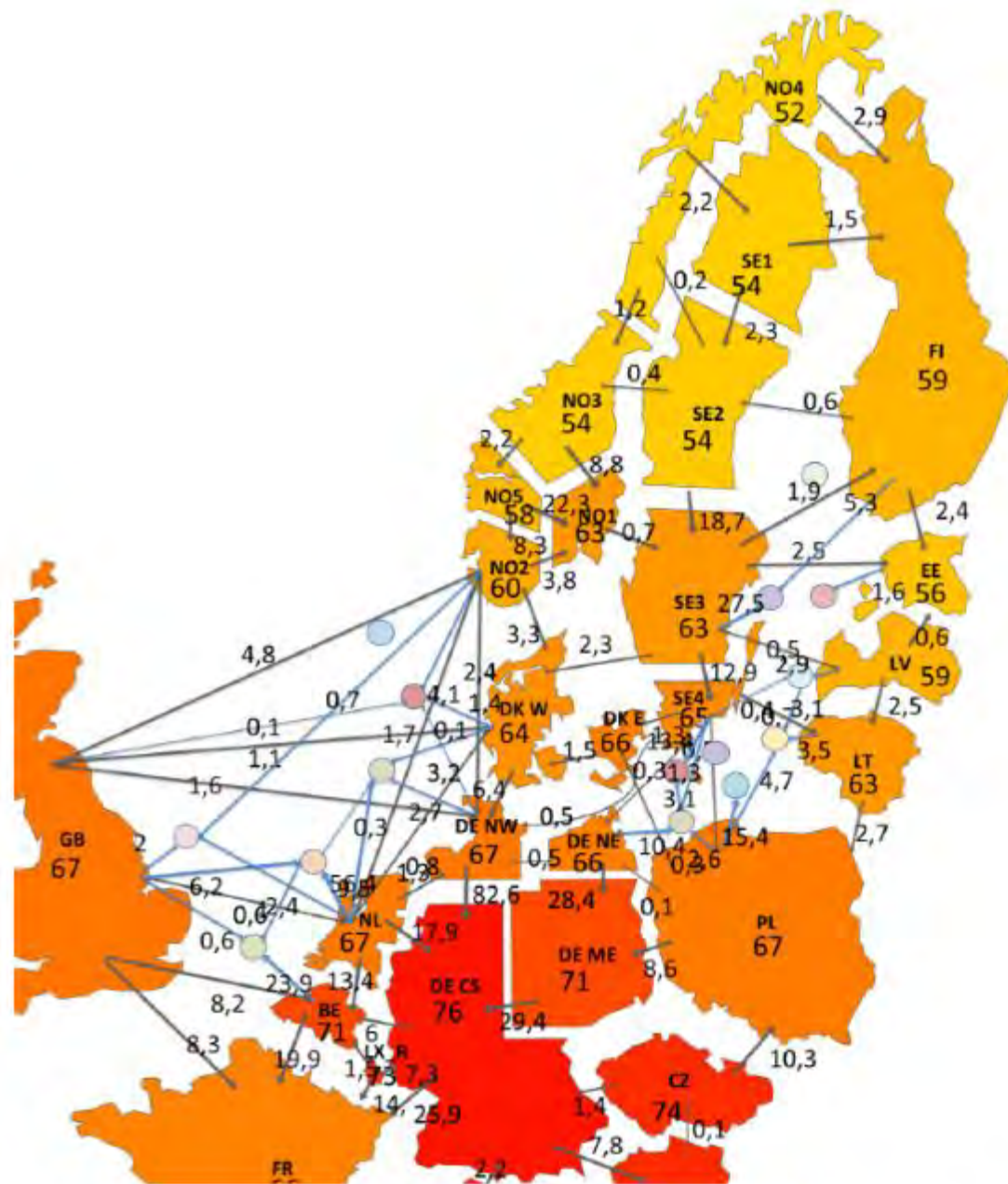


Electricity transmission net flows, 2045

High Demand Scenario, 2045

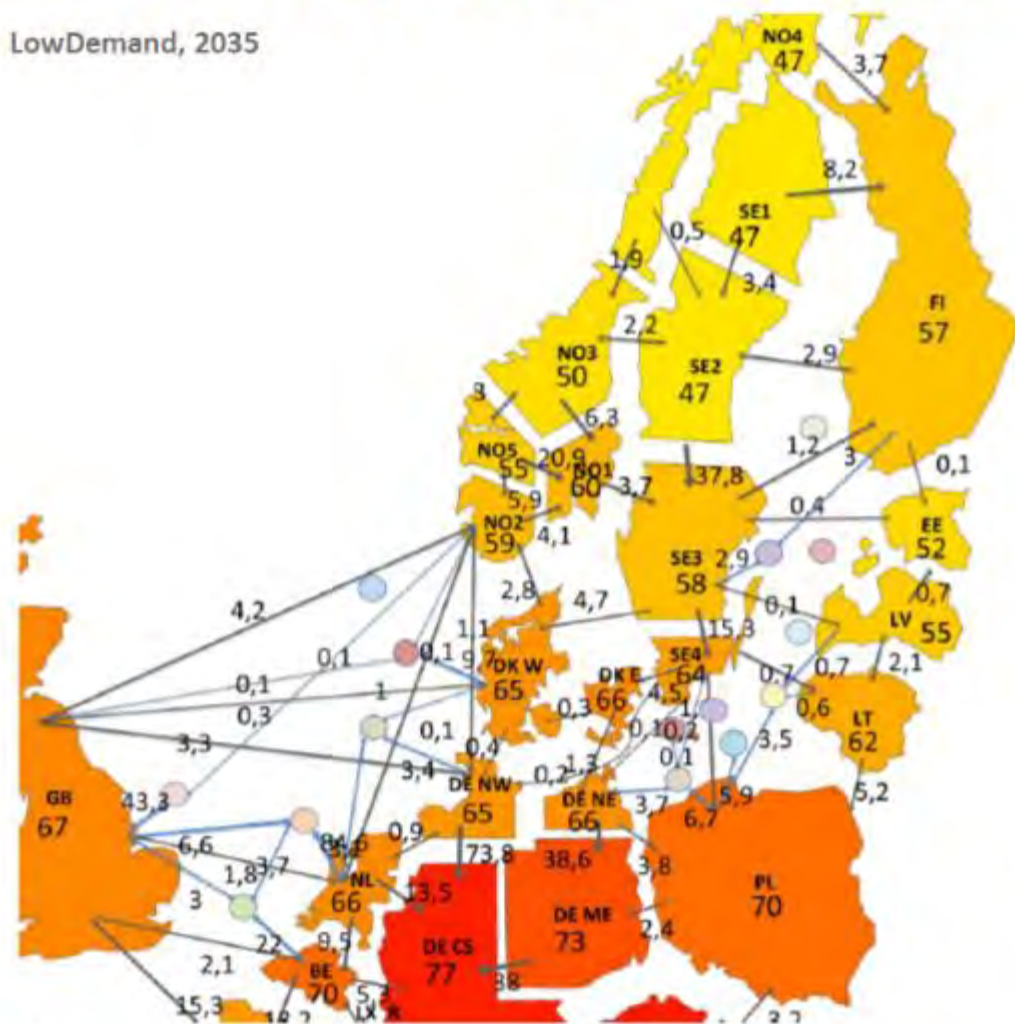
Examples of electricity flows from other countries to Sweden:

- From NO4 to SE1 and SE2
- From NO1 to SE3
- From DK_W through NO2 and NO1
- From FI to SE2

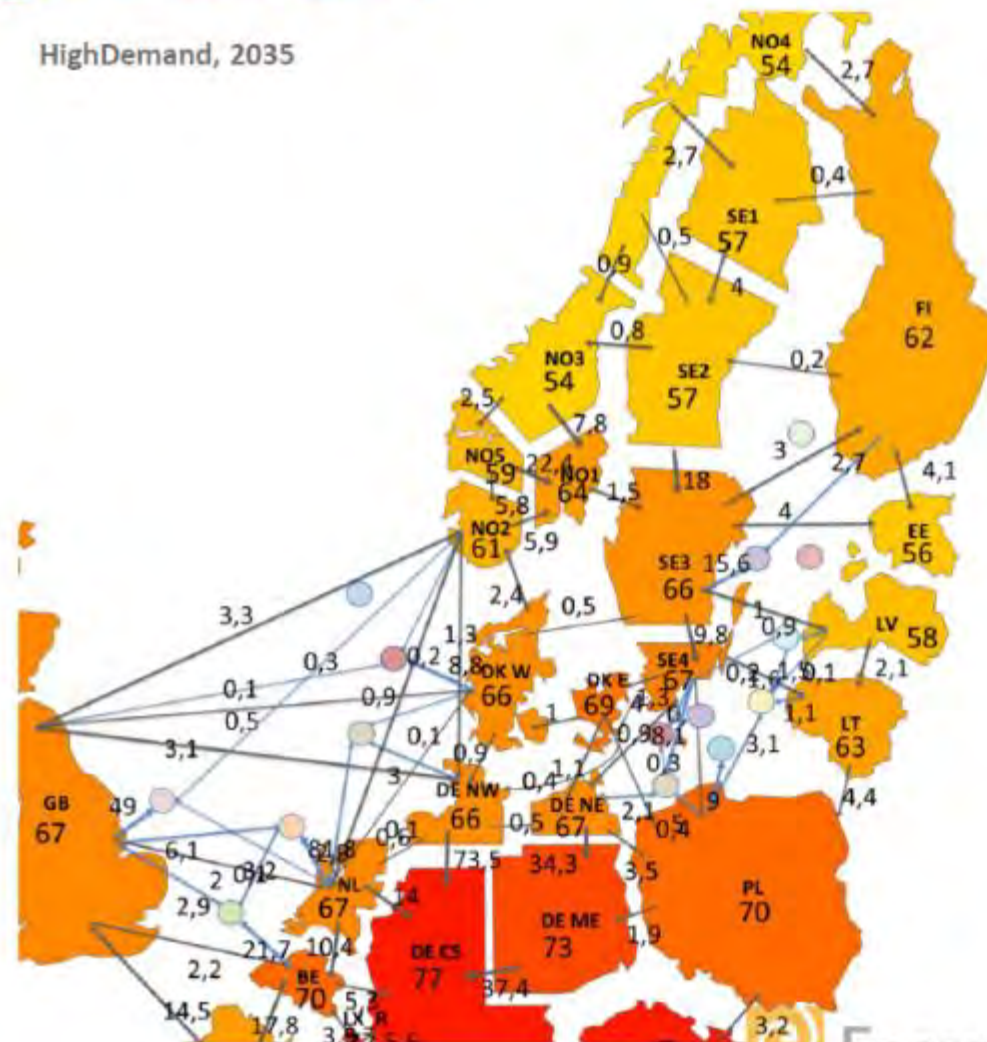


Electricity transmission net flows, 2035 – low vs high demand

LowDemand, 2035



HighDemand, 2035



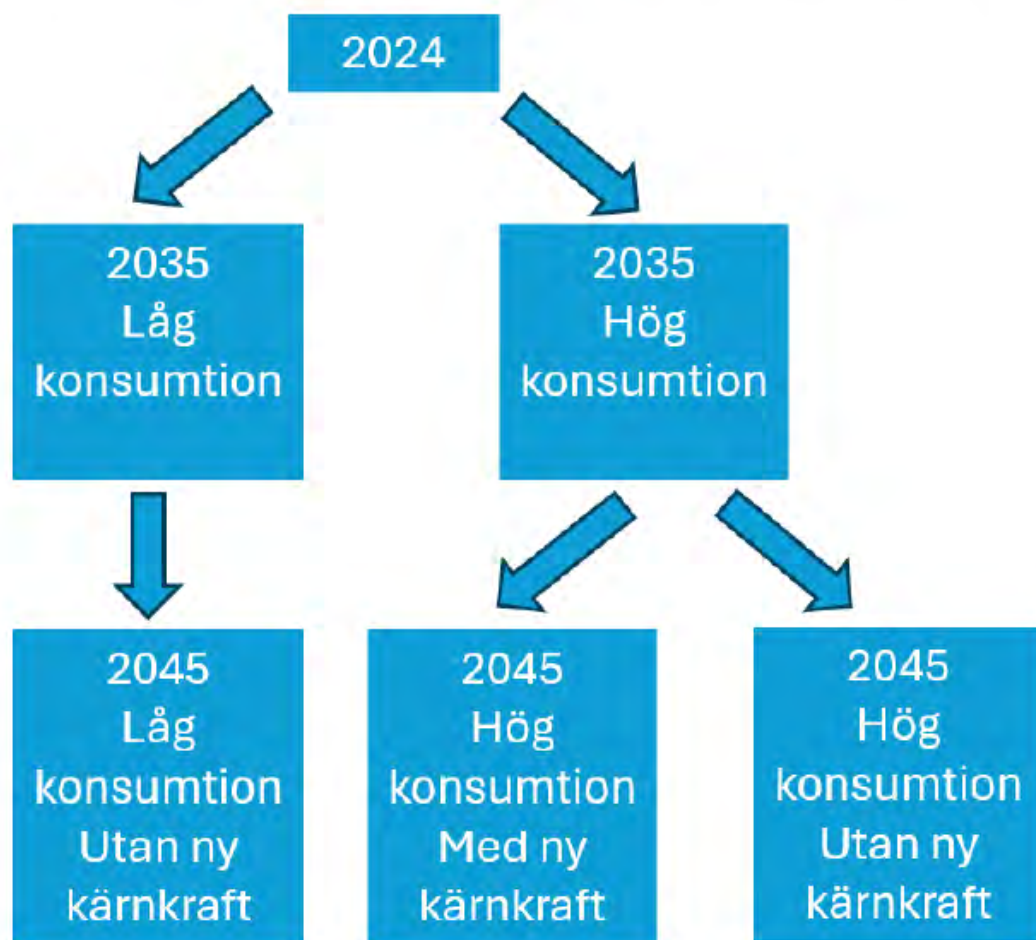
Investment costs of transmission capacity within Sweden

- Investments in transmission capacity
 - The model permits investments in new transmission capacity, which must be supported by price variations between bidding zones on a time-segment basis. This investment framework establishes a limit on the extent of price disparities that can arise between regions.
 - Even in cases where average annual price differences are minimal, transmission investments can still be significant if there are notable hourly price fluctuations.
 - A limit has been set on the amount of transmission capacity that can be added during each five-year period to ensure a realistic development path.
- Investment in transmission lines connecting Swedish regions are permitted starting in 2035.
- The projected costs for investments in transmission lines between the Swedish bidding zones are as follows:
 - 0.960 M€/MW in 2035
 - 0.914 M€/MW in 2045
- This same cost structure for transmission capacity investments applies uniformly across all three sections.
- The stated costs reflect the expense associated with reinforcing the network using a 300 km long DC-based cable solution, which includes DC/AC converter stations. It is important to note that generalized cost estimates for transmission investments are utilized throughout the entire model area. Furthermore, cable prices have experienced significant volatility in recent years. The actual expenses for reinforcing the transmission network will be influenced by specific conditions. If the establishment of new overhead lines (OH lines) is allowed in Sweden, the investment costs could be considerably lowered.



Appendix 2: Methodology and data

Objective and modelling approach



The aim is to provide a foundation for analyses in the "2035 Project" on how energy supply can meet increasing electricity demand, particularly due to large industrial projects and the green transition.

The energy system modeling in the 2035 Project will involve four to five modeling groups examining the development of Sweden's electricity supply up to 2035 under two electricity consumption scenarios.

The modeling will also account for developments beyond 2035, considering to scenarios with and without new nuclear power.

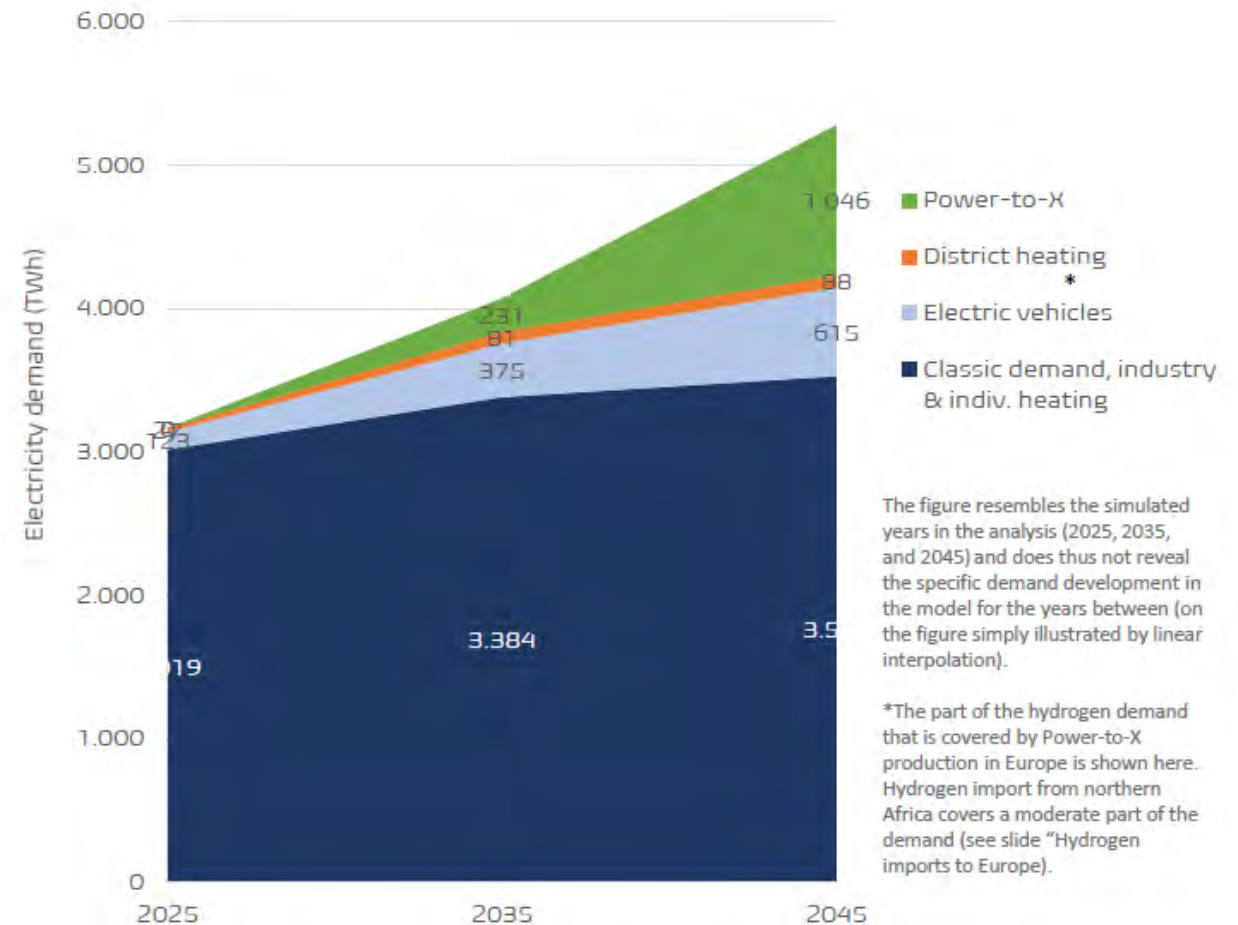
Illustration of the scenario setup

Electricity demand in Europe

The current energy market situation is expected to increase electrification ambitions and is a major factor for the demand increase towards 2030.

The following sources are used for demand projections:

- Hydrogen demand.
 - REPowerEU has been developed in the wake of Russia's invasion of Ukraine and assumes 10 mill. ton domestic hydrogen production in the EU already by 2030. Considering that only a very limited number of projects have reached FID, only 20% of the target is expected to be fulfilled by 2030.
 - The EU Commission MIX-scenario have been used for the long-term hydrogen demand. The TYNDP Global Ambition scenario has been used as distributed key between countries.
- TYNDP's Global Ambition scenario for the development of total demand for classic demand, electric vehicles and individual heating
- Electricity use for district heating is subject to model optimisation



Demand categories and related flexibility

Demand category	Description	Flexibility	Associated cost
Classic	Classic electricity demand mainly for households, the industry and service sector. Contains demand types not explicitly covered under the other categories.	The share of the classic demand that is flexible is assumed to increase gradually from 0% in 2020 to 3% in 2030 and 10% in 2050 (pct. of average hourly demand). The flexible demand can be moved in time with up to 2 hours by paying an activation price. This demand includes industry that also have flexibility to move production to low price hours.	Two main cost levels. 50% of flexibility activated at a cost of 15 €/MWh, 50% of flexibility activated at a cost of 30 €/MWh. This means that flexibility will be activated at this price difference.
Electric vehicles	Demand includes all electricity for road transport . Initial profile is based on charging patterns matching transport demand (Estimated for individual countries based on empirical data from Norway)	The share of vehicles participating in flexible charging is assumed to increase gradually from 20% in 2020 to 35% in 2030 and 65% in 2050. This demand can be move the planned charging by up to 4 hours . Thus, the modelling accounts for smart charging but not Vehicle-to-grid solutions. The EV flexibility considers driving patterns and ready-to-drive constraints.	Flexibility activated at a cost of 15 €/MWh.
Individual heating	Includes electricity consumption for space heating in buildings , which is modelled as heat demand. The demand is supplied by heat pumps, direct heating, and electric boilers.	Flexible heat generation by adjustments to initial demand profile. Approximately 35 % of the heat demand in 2030 increasing is considered flexible; increasing gradually to 60 % in 2050. The flexible demand can be moved 2 hours .	Flexibility activated at a cost of 10 €/MWh.
District heating	Electricity for district heating is based on model optimization. Heat pumps, storage and electric boilers are among the options to supply the district heating demand. Other options are fuel based district heating generation from heat only boilers or CHP.	Flexibility consists of the option to fulfill the heat demand by electricity or other heat generation, depending on the power prices	Investment and operational cost for electric boilers or heat pumps included. Using alternative options for heat generation yields additional cost.
Power-to-X	Electricity for PtX is included based on the demand for e-gasses, e-liquids and hydrogen given in EU commission scenarios. Modelled as electricity consuming generation facilities (electrolysers).	Model optimised hydrogen storages can be installed to enable flexible use of electrolysers, while demand is modelled constant.	Investment and operational cost for electrolysers and cavern storages included. If profitable, storages can be installed to move portions of the demand, hence providing further flexibility to the system.

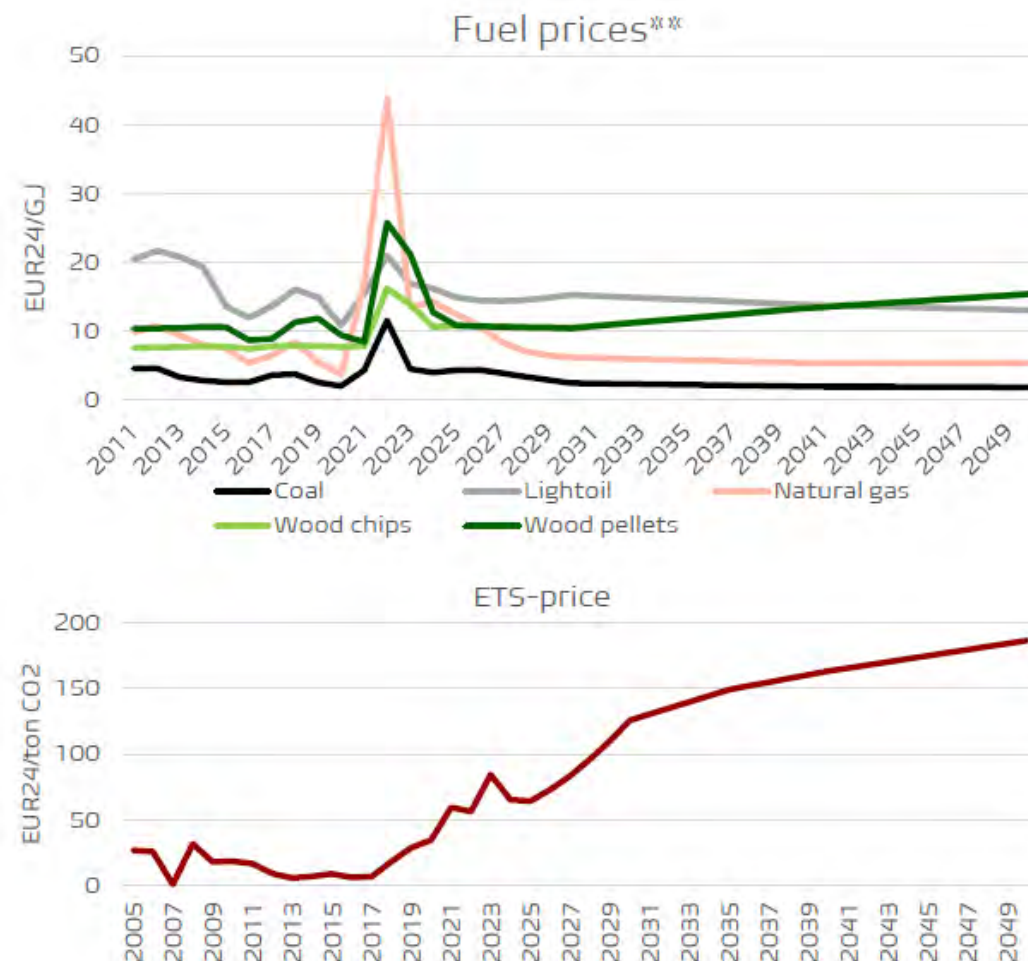
Fuel and CO₂ prices

Fuel prices

- Futures are applied for short term forecasting
- Long term, prices are expected to converge to long term equilibrium prices in 2030
 - IEA World Energy Outlook 2024 , Announced Pledges scenario
 - Natural gas: LNG import price (Japan).
- Note that the IEA foresees that the EU natural gas CIF price drops to just above 20 EUR/MWh already by 2030 (HHV*)

CO₂-prices

- Forward prices until and including 2026.
- Long term. Prices expected to converge to Announced Pledges scenario from WEO2024 in 2030 and onwards.
- This implies a steep increase from the current price level of 60-70 EUR/ton to about 150 EUR/ton by 2035 and 175 EUR/ton by 2045



Power transmission capacities

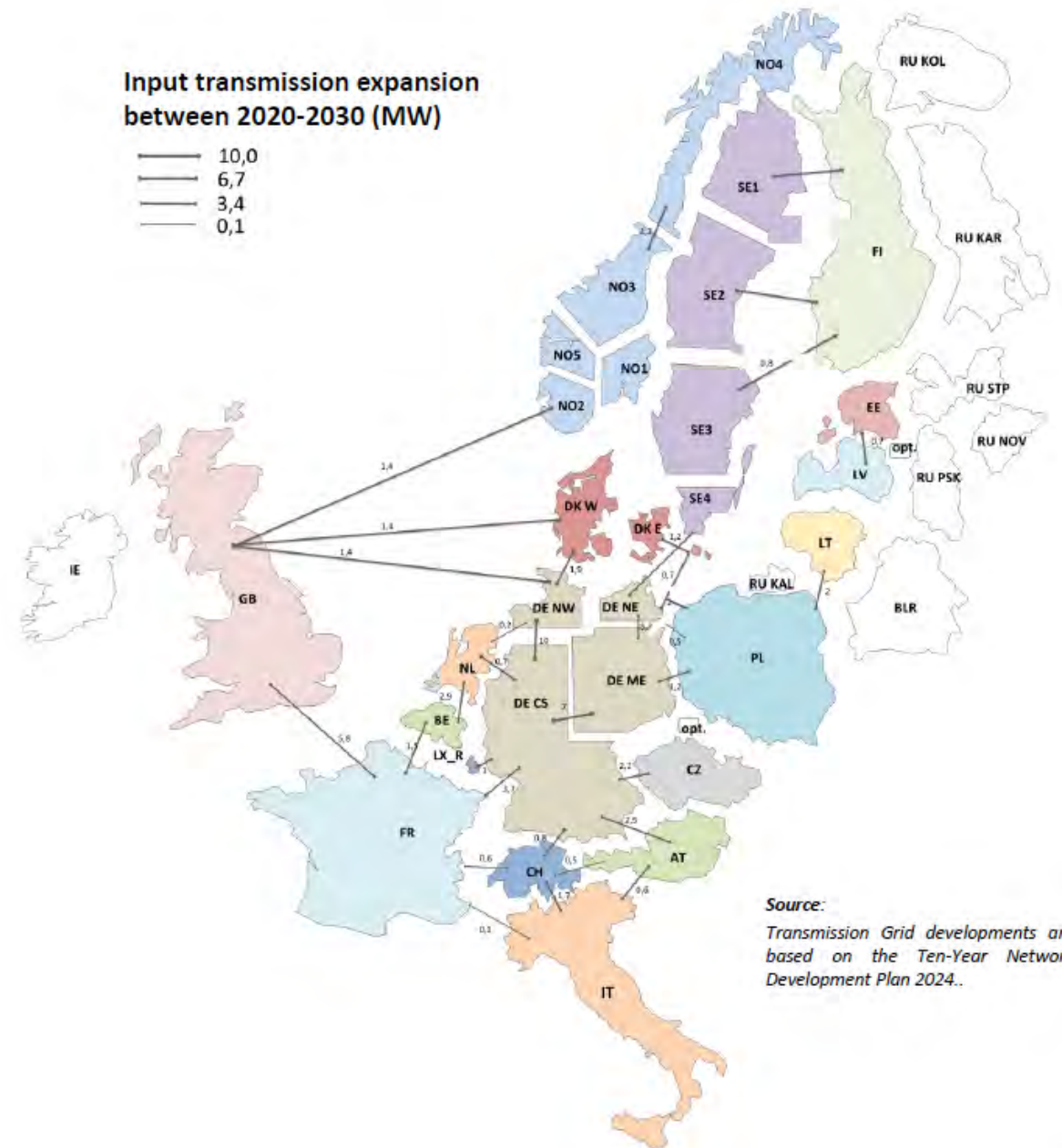
- Transmission grid expansion based on TYNDP 2024 until 2030. After 2030, transmission expansion is subject to model optimization.

Overall development

- Between 2020 and 2030 the transmission system is expanded exogenously by 55% according to ENTSO-E's plans. Between 2030 and 2040, further buildout is subject to model optimization and restricted to maximum 750 MW per transmission corridor per 5 years.
- German internal grid: based on the TSOs' grid development plan (NEP2017), scenario B.
- Germany is represented by four electricity regions to reflect physical bottlenecks in the grid.

Significant changes for Denmark

- Viking Link: 1.4 GW (DK-GB) by 2023
- Baltic Energy Island (2029): Adding 1.2 GW to Baltic Energy Island and 2 GW transmission capacity between Baltic Energy Island and Germany
- North Sea Energy Island: Adding 2 GW transmission to Belgium by 2035
- *Note: The planned Hansa PowerBridge linking SE4 with Germany is not included in the simulations by 2030.*



Source:
Transmission Grid developments are based on the Ten-Year Network Development Plan 2024..

Electricity generation sources and restrictions

- A series of technologies are available for the model to utilise and generate electricity towards serving all exogenous and endogenous demands. Some of the **main categories** are:
 - Coal, lignite, natural gas, hydro, nuclear, offshore wind, onshore wind, solar PV (onshore), biomass, hydrogen, other renewables and other non-renewables.
- **Existing and firmly planned** installed capacities are defined in the model on a regional basis for each modelled year. For thermal power plants, different vintages are applied to reflect anticipated efficiencies and operating costs. Natural gas capacities are furthermore split to CCGT and OCGT technologies. For onshore wind and solar PV capacities, 50% of the scenario data for 2030 are assumed to be of older technology with corresponding lower capacity factors, while the remaining 50% are based on technology assumptions for 2025-2030
- **Nuclear** power capacities are exogenously defined through to 2050 and not subject to model optimisation, as they are heavily dependent on national policies. Coal and lignite contribution in the electricity mix is disallowed from 2040 and on, while natural gas usage is disallowed from 2050. Existing natural gas units can get retrofitted into hydrogen based G2P units.
- **Hydro power capacities** are exogenously defined through to 2050 and not subject to model optimisation, as they are heavily dependent on national policies and local topological conditions.
 - For the case of Sweden, the hydro power capacity is projected to be unchanged towards 2045.
- In parallel, the model has the opportunity to optimise system dispatch via various **flexibility measures** such as:
 - Electric storage (batteries), pumped hydro, hydrogen storage (underground type) and of course the aforementioned flexible types of demand.

Fuel allowed for power generation	2030	2040	2050
Coal	Yes	No	No
Lignite	Yes	No	No
Natural gas	Yes	Yes	No

Model restrictions in on fuel use for power generation



Baltimore energy system modelling tool

Model developed to support technical and policy analyses of power systems.

Optimization of economical dispatch and capacity expansion solution for the represented energy system.

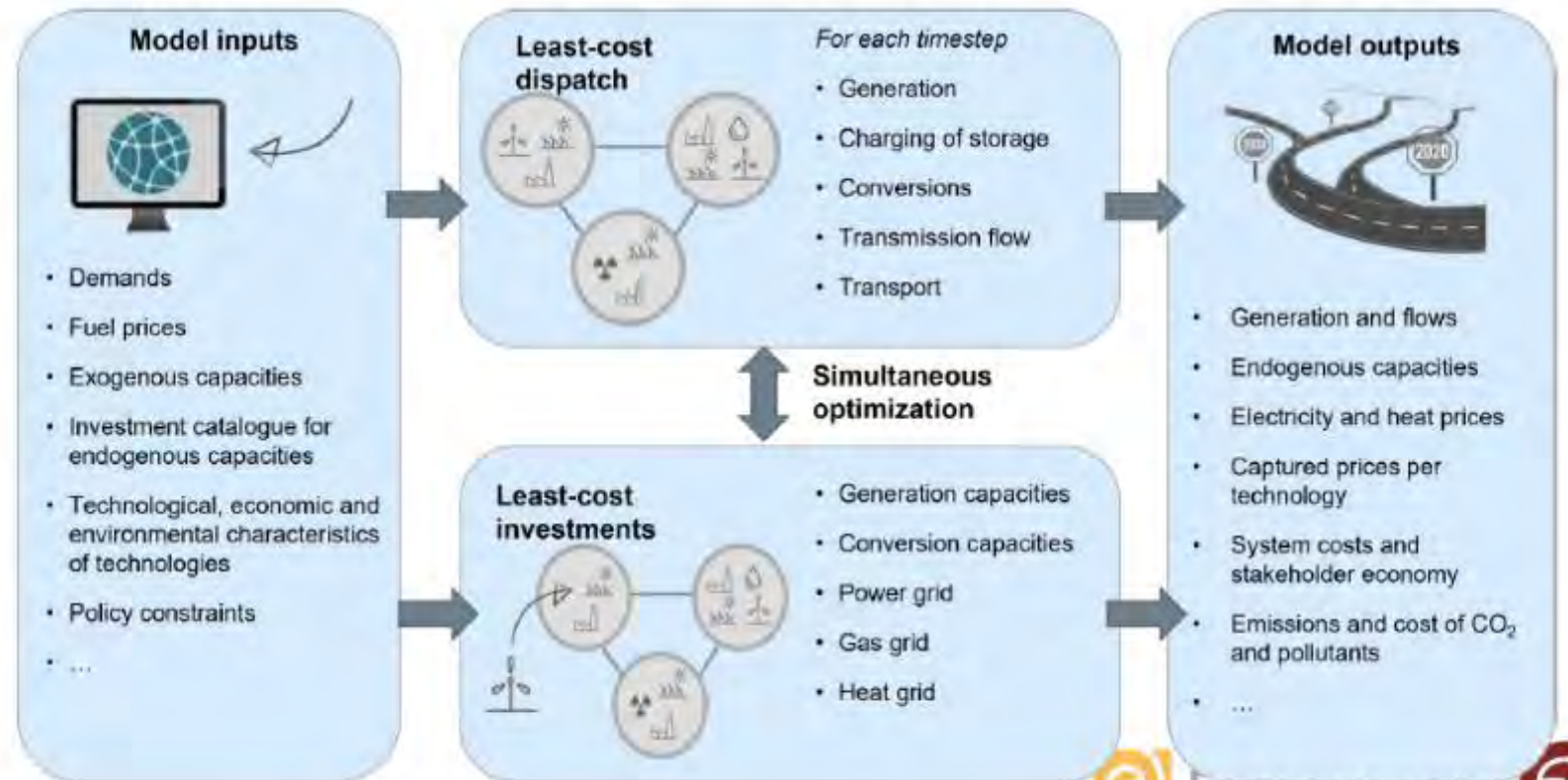
Characteristics: open-source, customizable, scalable, transparent

Baltimore is a fundamental partial-equilibrium model of the power and district heating system. The model finds least-cost solutions based on assumptions such as the development of fuel prices, demand development, technology costs and characteristics, renewable resources and other essential parameters.

The model is capable of **simultaneous investment and dispatch optimisation**, showing optimal solutions for **power generation and interconnector capacity, dispatch, transmission flow and electricity prices**.

A more detailed description of the Baltimore model can be found at:

https://www.ea-energianalyse.dk/wp-content/uploads/2020/06/Baltimore_UserGuide.pdf



Model dimensions

Main evaluation measures

- Power prices and market values
- Generation & capacity balances
- CO₂ and pollutant emissions
- Socio-economic system costs

Temporal scope

- Selected optimization years
- Time aggregated investment optimization (26 seasons with 12 timesteps in each)
- Hourly dispatch optimization (52 seasons with 168 timesteps in each)

Geographical scope

- Nordics (bidding zones)
- Germany (4 regions)
- Baltics
- Central Europe, UK, Italy, Spain, and Portugal

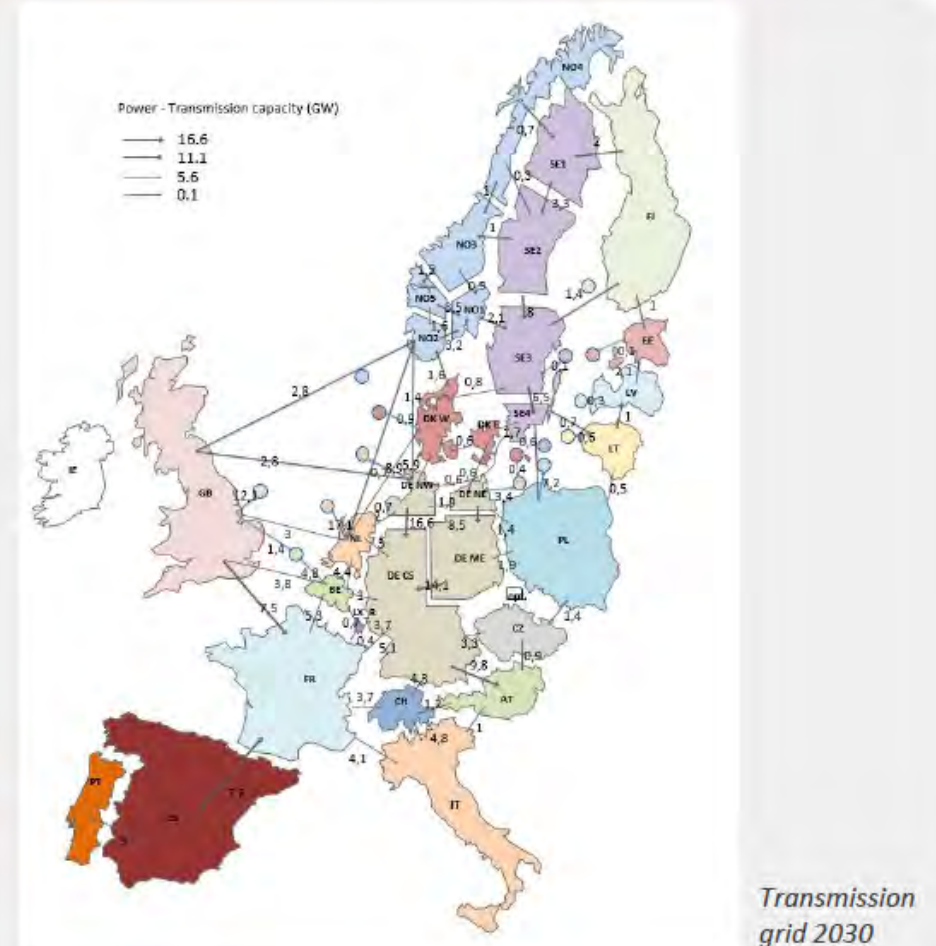


Representation of the international power market

Modelling power transmission and price areas

Development in the international and interconnected power and energy system has significant implications on the development in any singular price area.

- The analysis includes calculations in the regions shown in color on the map. The included countries are hereafter called the 'Entire system'.
- Individual countries are subdivided into regions, between which the most significant power transmission congestions occur.
- In the Nord Pool countries, these regions coincide with the price zones in Nord Pool.
- The German power market has one price zone (together with Austria), in spite of congestions in the internal grid. In the model however, Germany consists of four price zones interconnected by transmission links. The model takes the internal bottlenecks into account in order to have a better representation of the actual operation of the German power system.

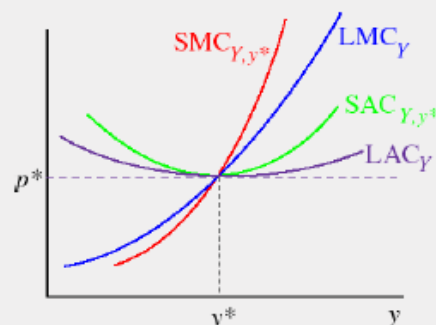


Electricity price and marginal production costs

Balmorel output includes marginal values of each of the many constraints in the model. The marginal value of the equation ensuring that power supply is equal to power demand in each power price regions at each point in time, can be interpreted as the wholesale electricity market price. This relies on the assumption of perfect competition. The level derives from the equilibrium with the marginal production costs, which emulates market actors' incentive for bidding in the market, as well as the market clearing mechanism.

If the model is allowed to make new investments, the prices which arise satisfy equilibrium conditions with the long-run marginal costs of the capacity installed by the model. Thereby, at certain times the prices will exceed the short-run marginal costs.

Model result interpretation



Calculations with investments

- Power prices in equilibrium with long-run marginal costs of production.

Calculations with given capacities

- Power prices in equilibrium with short-run marginal costs of production in at any time.

In a market with adequate demand response or sufficient variable cost intensive technology options, the long-run and short-run marginal costs converge towards the same equilibrium.

Investment runs to hourly prices

- Power prices in model runs without endogenous investments are typically lower than runs with endogenous investments, assuming the generation capacity mix is the same. Thereby, it is possible to get model results with lower prices, but with the same overall costs.
- Model determined investments in generation and/or transmission capacity can be transferred to a model without endogenous investments. The two models will result in the same dispatch and only slightly different power prices all else being equal.
- Endogenous investments are computationally taxing and therefore it is a common approach to determine the capacity mix first using an aggregate representative representation of time and transfer the capacity mix to an hourly simulation without investments.

Hydro power

Hydro power reservoirs work as an energy storage. Bidding of hydro generation capacity depends on the expectations for future earnings possibilities, which thereby creates an equilibrium over time.

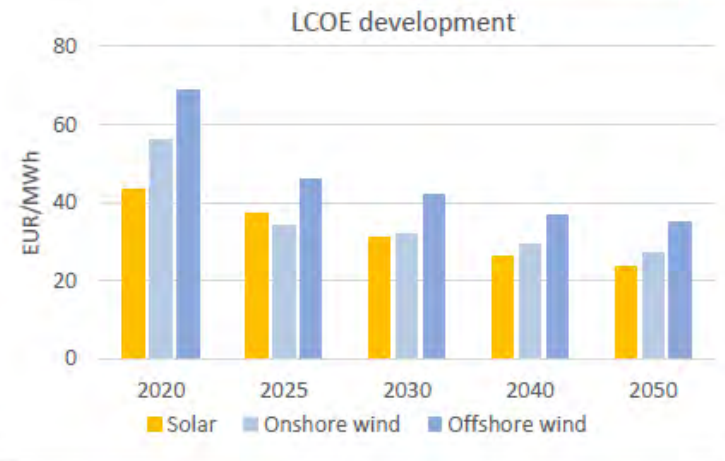
Linkage options for investment and hourly simulations:

- Fixed generation quantity: The price equilibrium for hydro determined in the investment run is shifted. This may consequentially yield a price which cannot be said to represent the long-run equilibrium expectation.
- Fixed bidding prices for hydro power: This may result in minor changes in hydro power output, but the prices are more in line with the long-run equilibrium.

Variable renewable generation

Generation profiles from wind and solar power influence power price patterns and captured prices – depending on generator type and geography

- **Generation profiles** for wind and solar power are based on reanalysis-weather data, ensuring consistency across the modelling region
- Wind turbine and solar panel **technology developments** and their effect on generation profiles are considered
- Future offshore deployment in different countries is based on **site-specific modelling** and includes national plans
- Potential for buildout of onshore wind and solar PV is **dependent on local conditions and public acceptance**, and therefore subject to significant uncertainty, which a pure technical modelling of resource potentials would not account for.
- Cost data for new power plants, including RE generators, is based on the Danish Energy Agency's technology data. EUR 67,000 is added per MW of solar and onshore wind to cover the costs of reinforcing distribution grids.



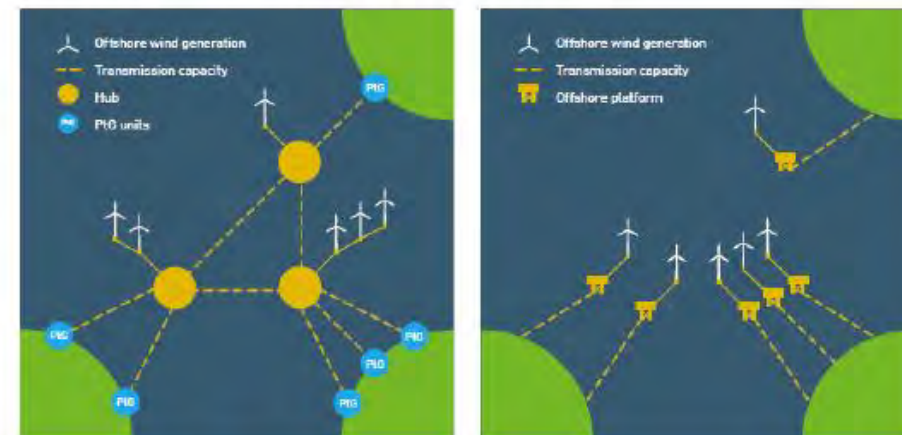
Based on new technology catalogue material for offshore wind currently in hearing, the investments costs for offshore wind have been increased with 25%. I.e. the LCOE for offshore applied in the analysis is around 25 % higher than on the figure.

Offshore wind modelling

- The Balmorel model holds information on sites for offshore wind including, depth, distances, capacity potentials and wind resources. Main information for sources are the 4C Offshore database, earlier work for the European commission on potentials in the Baltic Sea (BEMIP) and the MERRA2 dataset for wind resources. As existing databases on specific sites have not mapped the full offshore potential, which might be utilized towards 2050, information on specific sites is combined with estimates on total potentials from the JRC ENSPRESO database, by scaling potentials at known sites to reach the total potentials in a wider region.
- Existing and firmly planned offshore sites towards 2030 are defined exogenously, but the model can invest in additional offshore wind towards 2030 and 2050. The model will invest in capacity in offshore areas that are economically profitable, so that revenue will match annual investment and operational costs. Similar to sites in the North Sea and the Baltic Sea illustrated on the right, potential (with lower accuracy) are also defined for the Mediterranean Sea and the Atlantic Sea.
- These offshore areas can either be connected radially or in a meshed grid. For example, Danish offshore hubs can be connected to other offshore hubs in UK and the Netherlands, or directly to said countries. For computational reasons, number of potential combinations of potential connections needs to be limited.
- For Denmark, the first two Energy Islands at Bornholm and in the North Sea are defined exogenously. The energy island at Bornholm, is defined with 3 GW wind turbines with 2 GW transmission to Germany and 1,2 GW to Denmark in 2030. For energy island west, we assume 3 GW offshore wind with 2 GW electrical transmission to Belgium and 1,4 GW to Denmark in 2035. The model is able to invest in further offshore wind capacity including energy Islands with transmission to both Denmark and neighbouring countries.
- Generation profiles are based on wind speeds and assumptions for aggregated power curves for future wind farms. (see also upcoming slides regarding meso-scale wake effects).
- A number of potential offshore sites in the Baltic Sea (near SE3 and SE4) have been excluded based on the recent rejection of these offshore sites caused by security concerns of the Swedish military (offshore wind farms in inappropriate locations negatively affect defense capabilities).



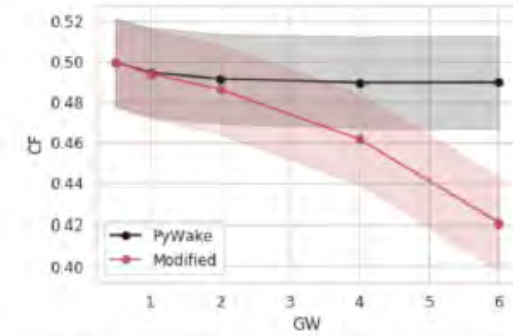
Offshore sites in the North Sea and the Baltic Sea



Meshed connections vs radial. Source for illustration: North Sea Wind Power Hub

Meso-scale wake effects

- Inspiration for level of meso-scale wake losses is based on publications by the Technical University of Denmark This is called meso-scale wake effects.
- Marginal losses up to 33% - even excluding region wide impacts. Estimates uncertain.
- Model implementation
 - To account for wake effects, we can only reduce the production of new sites, since we cannot modify the production of existing sites that may experience wake effects from the commissioning of nearby sites
 - The production loss from wake effects in new sites are determined by the marginal loss of adding capacity, as shown in the table.
 - The underlying assumption is that new sites will have to compensate nearby sites and thus essentially pay for the wake effects.



DTU-estimates for meso-scale wake effects within a cluster (Does not include region wide-impacts). See reference a)

Figure 2. The difference between the microscale wake (PyWake) results and the modified wake results, where the wake losses are scaled using mesoscale wake results (Modified), on offshore energy hub wind generation capacity factors (CFs) in the Baltic Sea.

GW	CF %	Marginal CF %	Loss %	Marginal loss %
0	50%			
1	50%	50%	1%	1%
2	49%	48%	2%	4%
4	46%	44%	8%	13%
6	42%	34%	16%	33%

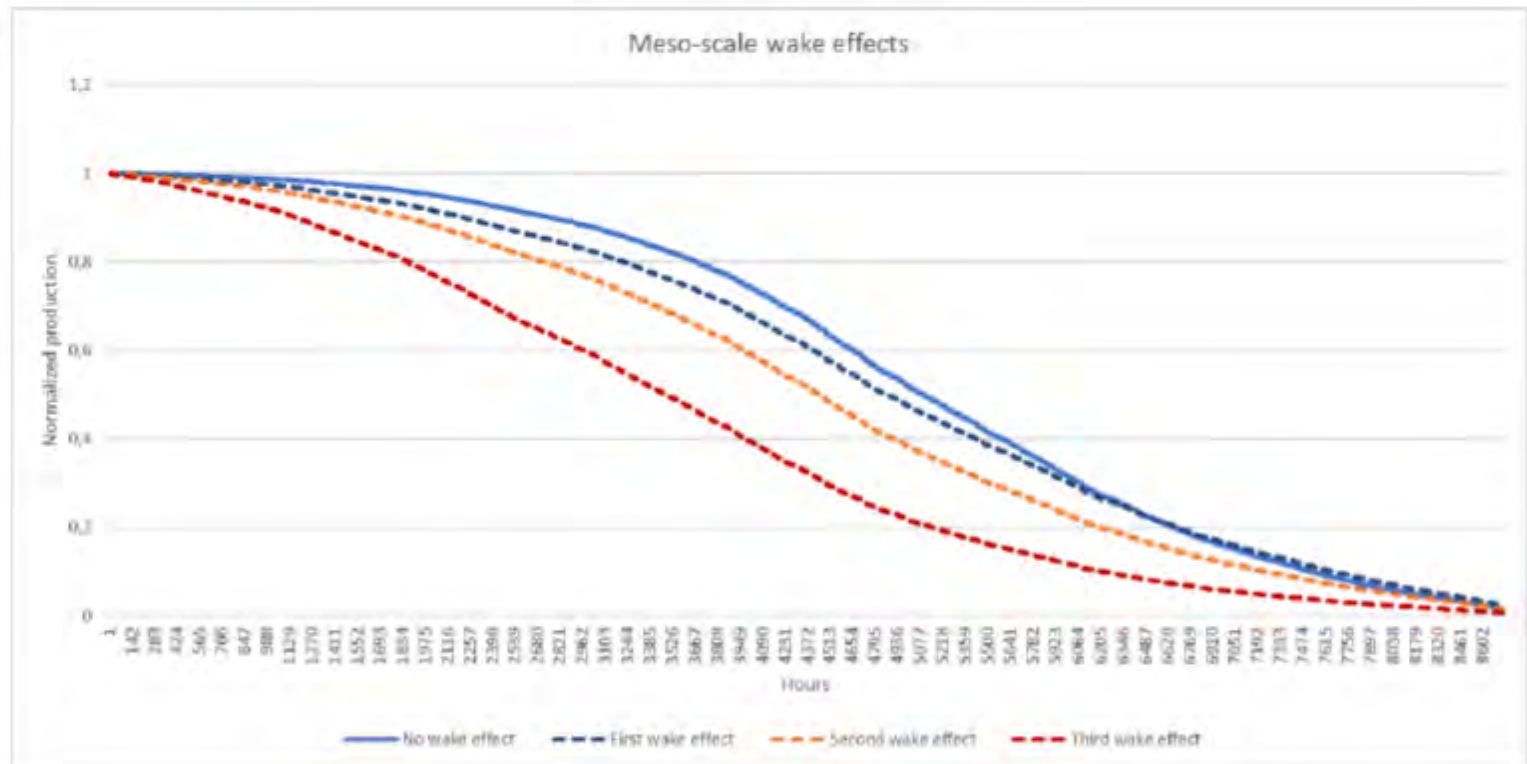
Hub potential	15%	35%	35%	15%
Loss on marginal wind	0%	4%	13%	33%

Model implementation

* a) Offshore energy hubs: Cost-effectiveness in the Baltic Sea energy system towards 2050 (2022), Koivisto, Matti Juhani; Kanelias, Polyneikis; Pedersen, Rasmus Bo Bramstoft; Koduvere, Hardi; Murcia Leon, Juan Pablo
 b) Agora Energiewende, Agora Verkehrswende, Technical University of Denmark and Max-Planck-Institute for Biogeochemistry (2020): Making the Most of Offshore Wind: Re-Evaluating the Potential of Offshore Wind in the German North Sea.
 c) Simulations of wind generation profiles carried out by the Technical University of Denmark for the NSWPH.
 DTU has not provided direct inputs to model simulations and the evaluation of estimated wake effects is Ea's assessment and actual impacts are uncertain.

Implementation of meso-scale wake effects

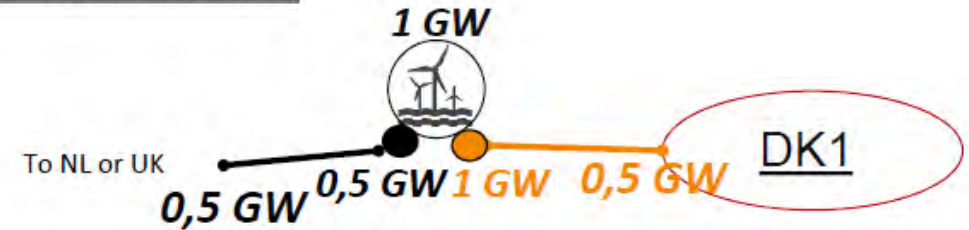
- This graph shows the implemented meso-scale wake effects on the generation duration curve for an offshore site.
- The first 15% of potential at any site do not include meso-scale wake effect.
 - The next 35% will have 4% lower FLH (First wake effect).
 - The next 35% will have 13% lower FLH (Second wake effect)
 - The last 15% will have 33% lower FLH (Third wake effect)



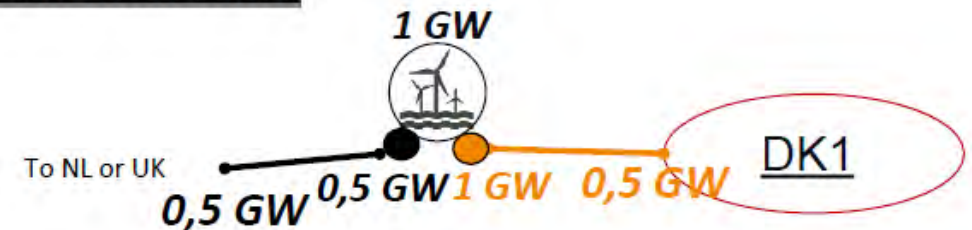
Interconnection of offshore wind

- Sites that are up to 50 km from shore can be AC connected.
- These AC connected sites can also connect to other countries via HVDC connections, as distances are very long. However, if they do so, they must pay for a new HVDC platform and substation. The size of the AC substation cannot be reduced (modeling wise), but the cable to the home country can (but does not have to)

<50 km from shore

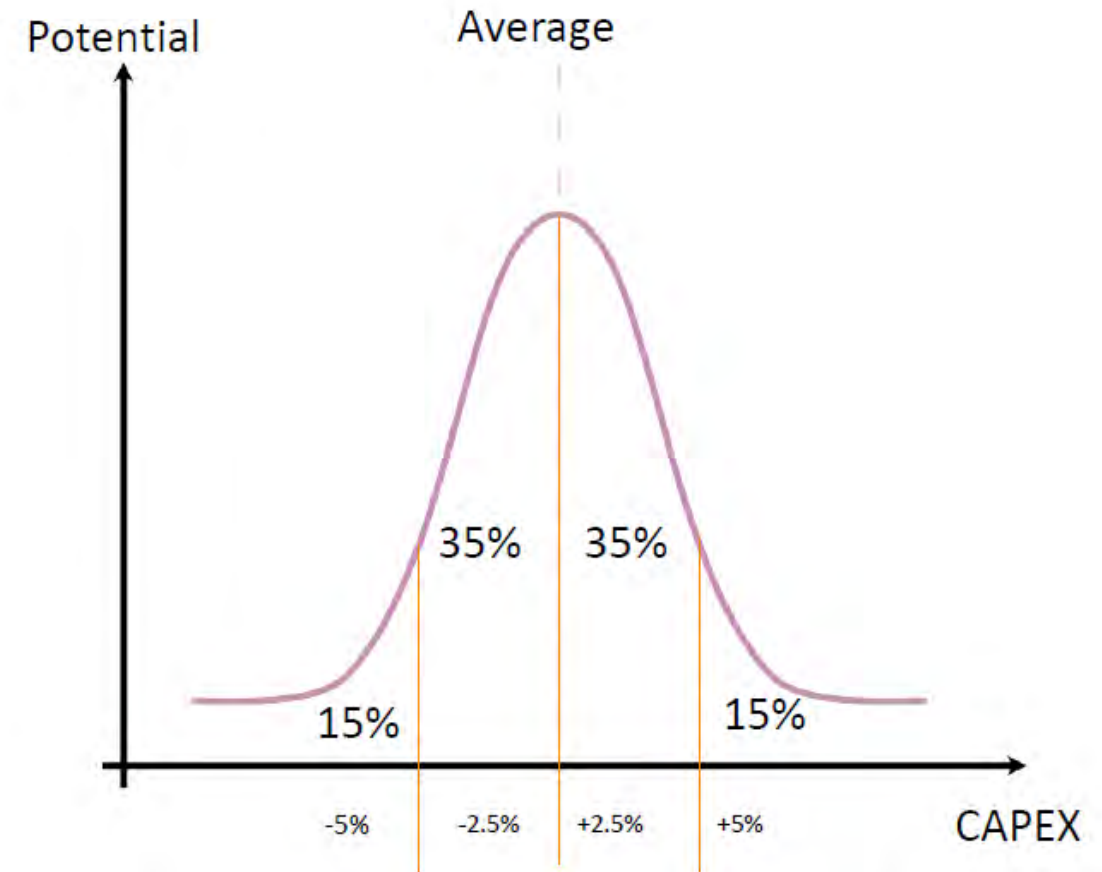


>50 km from shore

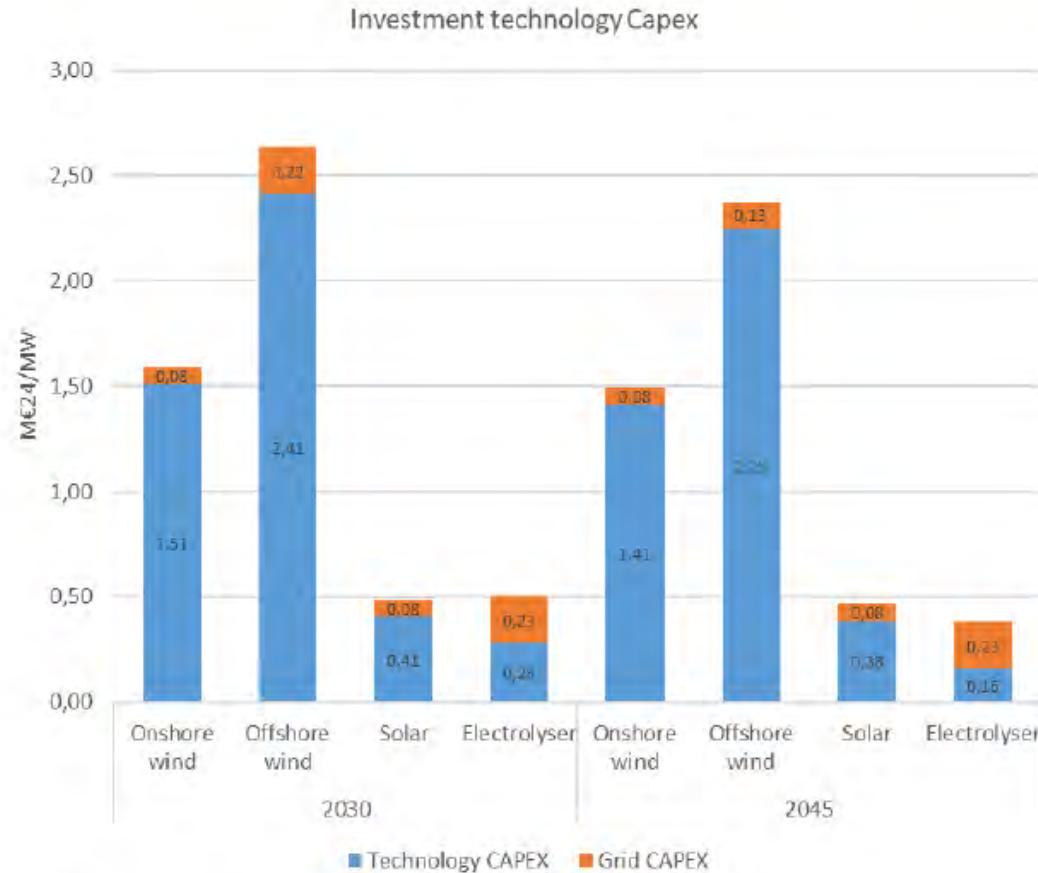


CAPEX differentiation within site

- Each site is split in four different costs and potentials, which vary around the central estimate for CAPEX. OPEX is assumed unchanged
 - 15% of potential at each site has a 5% cost reduction
 - 35% of potential at each site has a 2,5% cost reduction
 - 35% of potential at each site has a 2,5% cost increase
 - 15% of potential at each site has a 5% cost increase



Technology investment costs



* Average over all technology types installed in the year.

Technology data for investment options are generally based on the Danish Technology Catalogues (<https://ens.dk/service/teknologikataloger>).

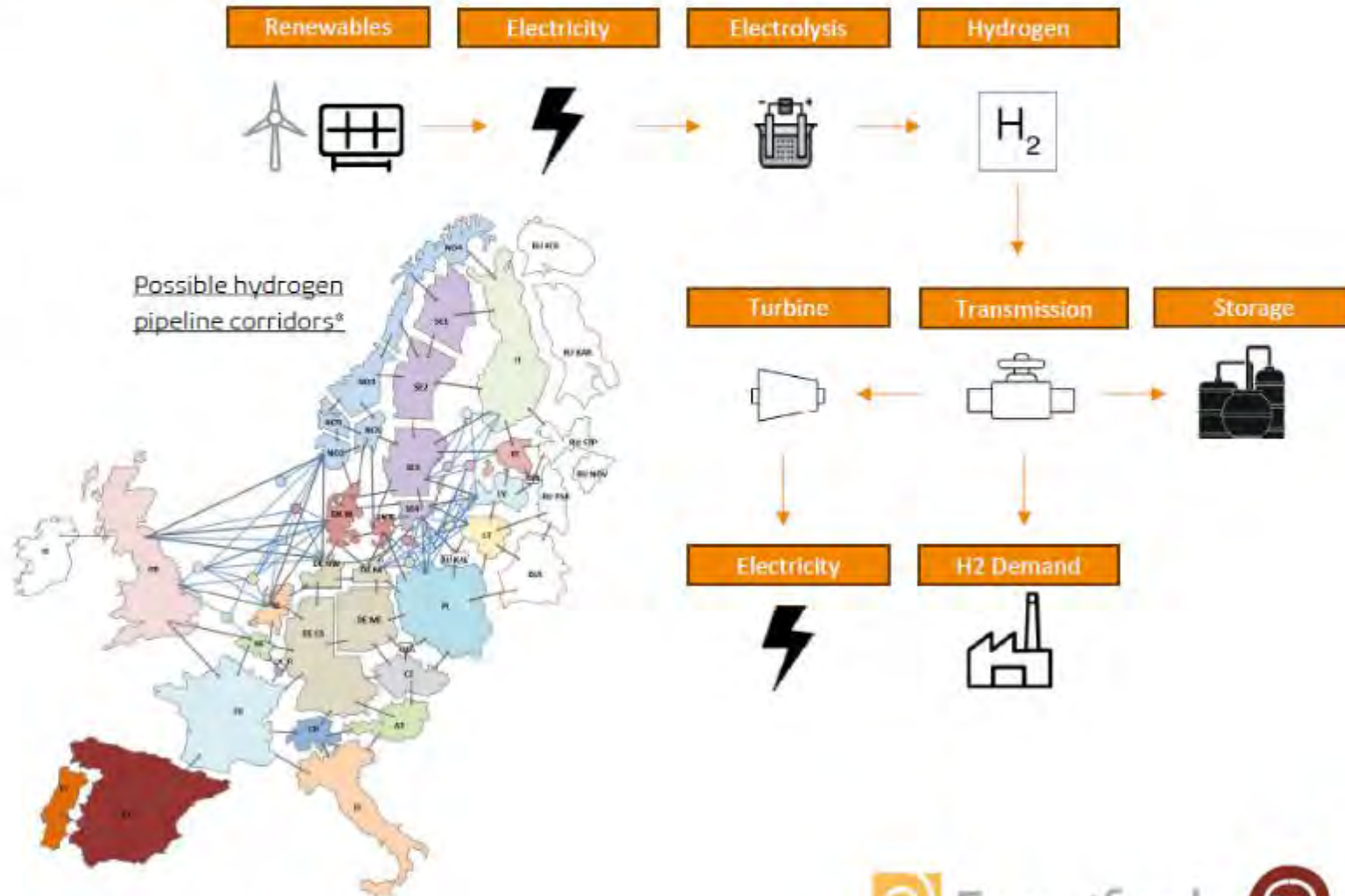
Based on new catalogue material for offshore wind currently in hearing, the investments costs for offshore wind have been increased with 25%.

Opex	2030	2045
Technology FO&M (kEUR24/MW/y)		
Onshore wind	29.58	19.21
Offshore wind	61.09	43.78
Solar	9.81	9.81
Electrolyser	36.03	28.6
Electrolyser (grid investments)	4.41	4.41
Technology VO&M (kEUR24/MWh)		
Onshore wind	3.15	2.07
Offshore wind	5.18	3.96
Solar	0	0
Electrolyser	0	0

* Average over all technology types installed in the year.

Hydrogen cycle

- The model operates with a full hydrogen cycle, meaning the model has to build power capacity to produce electricity, which can be used to produce hydrogen, which can then be used for fueling hydrogen G2P turbines or supply hydrogen demand.
- This means that increasing the need for hydrogen for electricity generation to balance the system, will increase the electricity demand for hydrogen production as well.
- Costs of storage and transportation is also included.
- The potential hydrogen pipeline corridors typically included in the optimisation as investment options are shown on the figure.
- *For this analysis, Swedish hydrogen demand is assumed covered by hydrogen production in Sweden alone. Therefore, the possibility of hydrogen pipelines between Sweden and other countries has been excluded as an option in the optimisation.

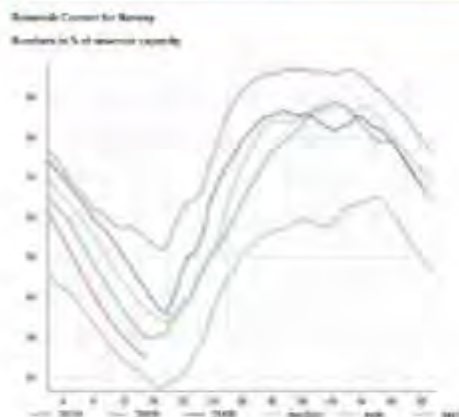


Hydro power modelling

Hydro power with seasonal storage



Hydro Power



The figures presented in 3 represent the total revenue capacity. The total revenue capacity is 62.17548. $F = 10.14$ (2014) $F = 10.14$ (2015). $F = 10.14$ (2016).

Source: <http://www.irs.gov/irm/part1/irm101/01b010101.html>

Characteristics and modelling

The second type of hydro power is the hydro plant with seasonal storage. This shares characteristics with the hydro-run-of-river type, but with added flexibility.

Resource data are required for this technology type:

- Full load hours over a year (WTRRSFLH)
- Variation of inflow by season (WTRRSVAR_S)

The technology additionally has the standard economic characteristics:

- Fixed O&M costs
- Variable O&M costs
- Investment costs

The storage option works so that any hydro inflow which flows into the system in a given season is either used or stored for future seasons. If there is a surplus of hydro, the storage level for the next week will be higher than the previous week.

Operational constraints can additionally be applied to the reservoir with the parameter *HYRSDS* which importantly is shared by all hydro-with-storage generation capacity within a particular area. These constraints include:

- Maximum volume of the reservoir (*HYRSDRSMAX*) – Seasonal, expressed as % of annual generation
- Minimum level permitted in storage (*HYRSDRSMAX*) – Seasonal, expressed as % of annual generation
- Minimum level of generation on hydro plants (*HYRSDGMIN*) – Seasonal, expressed as % of generation capacity

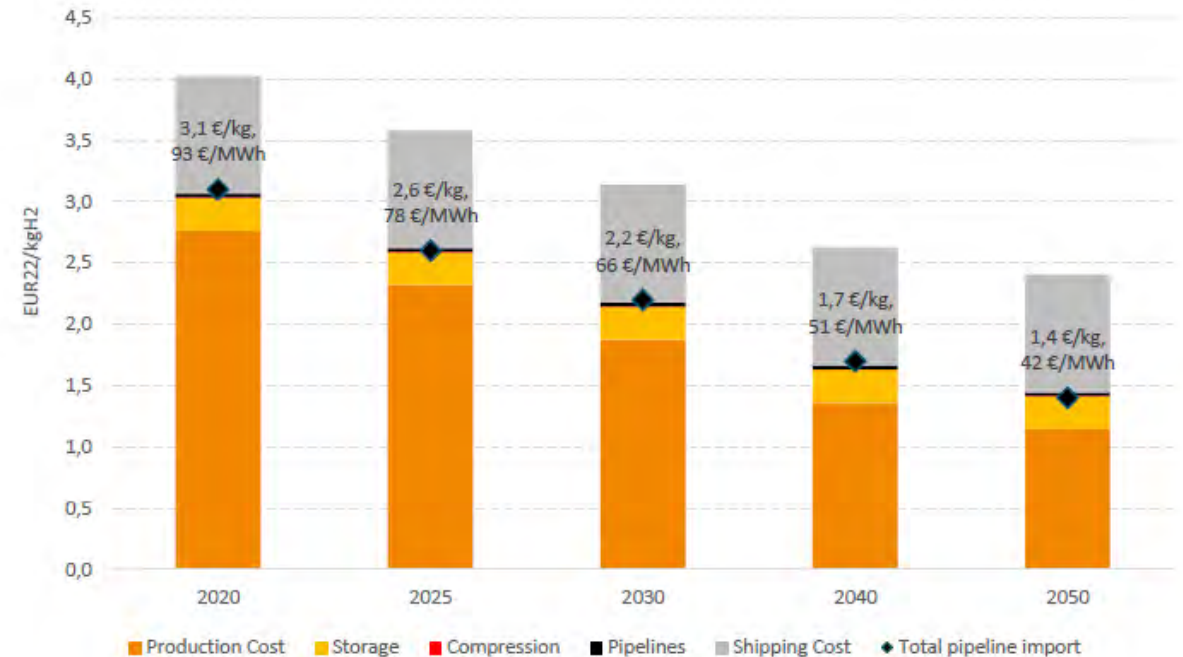
As hydro generation is uncertain and the model is deterministic a risk premium can also be applied to the use of hydro in a particular season. This can be viewed as a top down calibration and can be calculated on the basis of historical electricity prices.

Hydrogen imports to Europe

- The model has the option to import hydrogen through two pipelines from North Africa. These two pipelines has a maximum capacity of around 8 mtons/year from 2040.
- Additionally, each ocean connected bidding zone can import hydrogen through shipping at a higher price.
- H2 prices shown to the right are based on a calculation using standalone solar PV in Morocco to produce hydrogen. Pipeline import price is around 2,2 EUR22/Kg hydrogen in 2030, decreased to 1,4 EUR22/kg in 2050. The shipping price has the added shipping cost on top.



Pipelines are located between Morocco and Spain and Tunisia and Italy



Bilaga 3

Resultat från Profu



Elförsörjning till 2035

- Modellresultat från 1a etappen

Februari, 2025

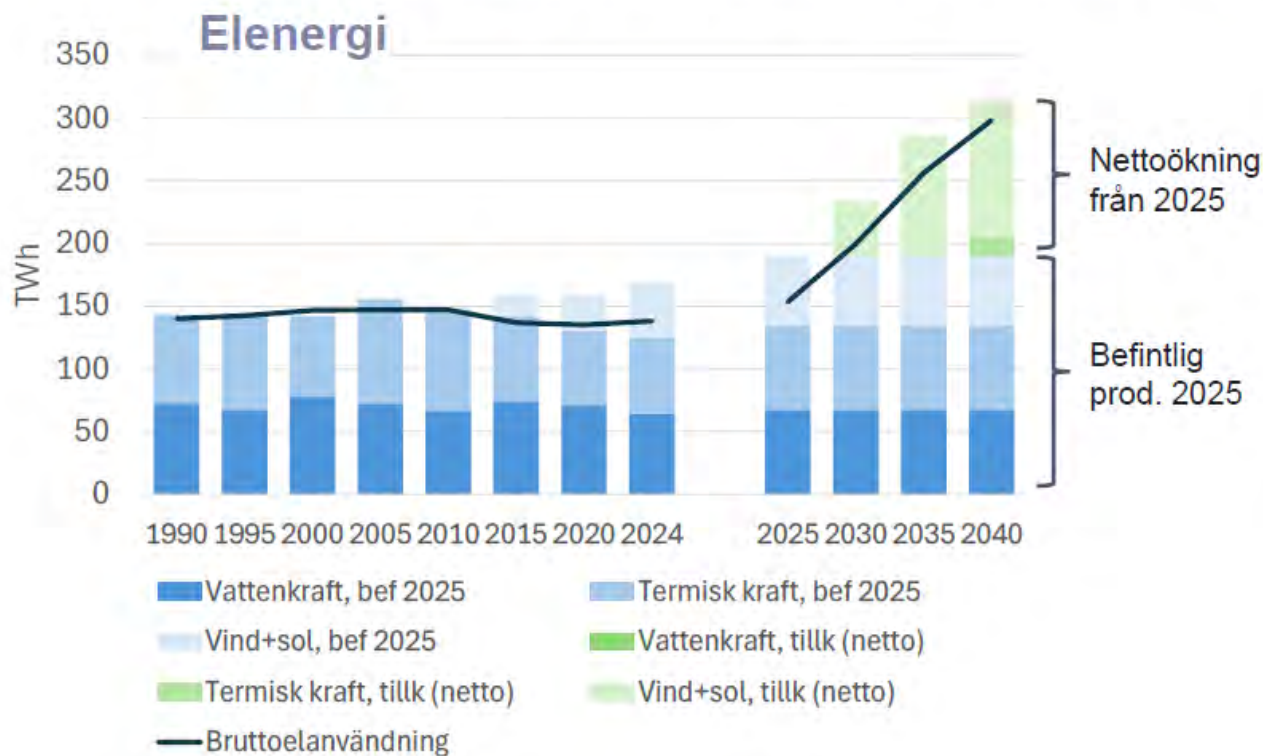
Syfte

- Syftet med denna studie är att med utgångspunkt från energisystemmodellering analysera den långsiktiga utvecklingen av det svenska elsystemet under kommande tioårsperiod, det vill säga till 2035.
- Av särskilt intresse är om skeendena till dess kan påverkas av huruvida ny kärnkraft ger ett signifikant bidrag till elförsörjningen *efter* 2035 eller ej. Detta och andra omvärldsförutsättningar innebär att analysen stäcker sig bortom 2035, även om elsystemet runt 2035 står i fokus.
- I analysen ingår såväl den långsiktiga utvecklingen över flera år som mer detaljerade nedslag på timnivå inom ett specifikt år.
- Den analys som redovisas i denna rapport utgör en del i ett större analysarbete som involverar ytterligare tre modellgrupper (Chalmers, EA Energianalyse och QC).
- Det som redovisas i denna rapport avser endast analysresultat som Profu har tagit fram och sammanställt.

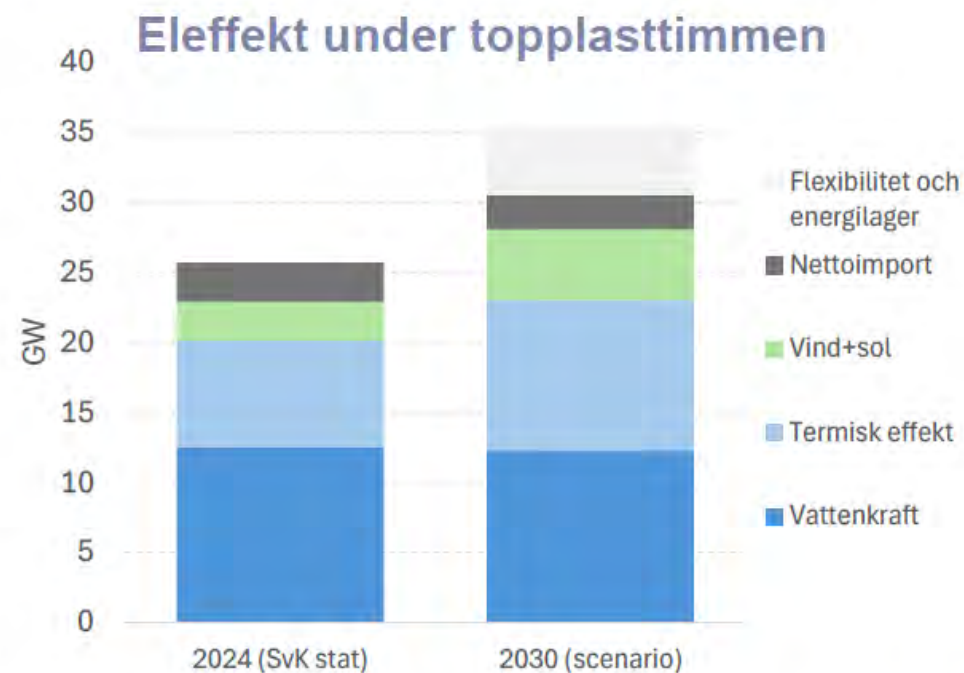
Sammanfattning

Sammanfattning: Elenergi- och eleffektbalansen i Sverige

Viktig förutsättning: Högelscenario och "normalårsförhållanden"



- Landbaserad vindkraft (och solel) tillkommer till 2035
- Ny kärnkraft och havsbaserad vind får betydelse först efter 2035
- Årlig positiv nettobalans



- Efterfrågan på effekt ökar med växande efterfrågan på elenergi
- Finns viss "underutnyttjad" effekt i kraftvärme+mottryck
- Visst tillkommande bidrag från gasturbiner
- Flexibilitet och energilager (batterier) ger ett viktigt och växande bidrag
- Sannolikt stor och väderberoende variation på effektbidraget från vindkraft
- Utmanande med elbalansen under längre perioder med låg tillgång till vindkraft

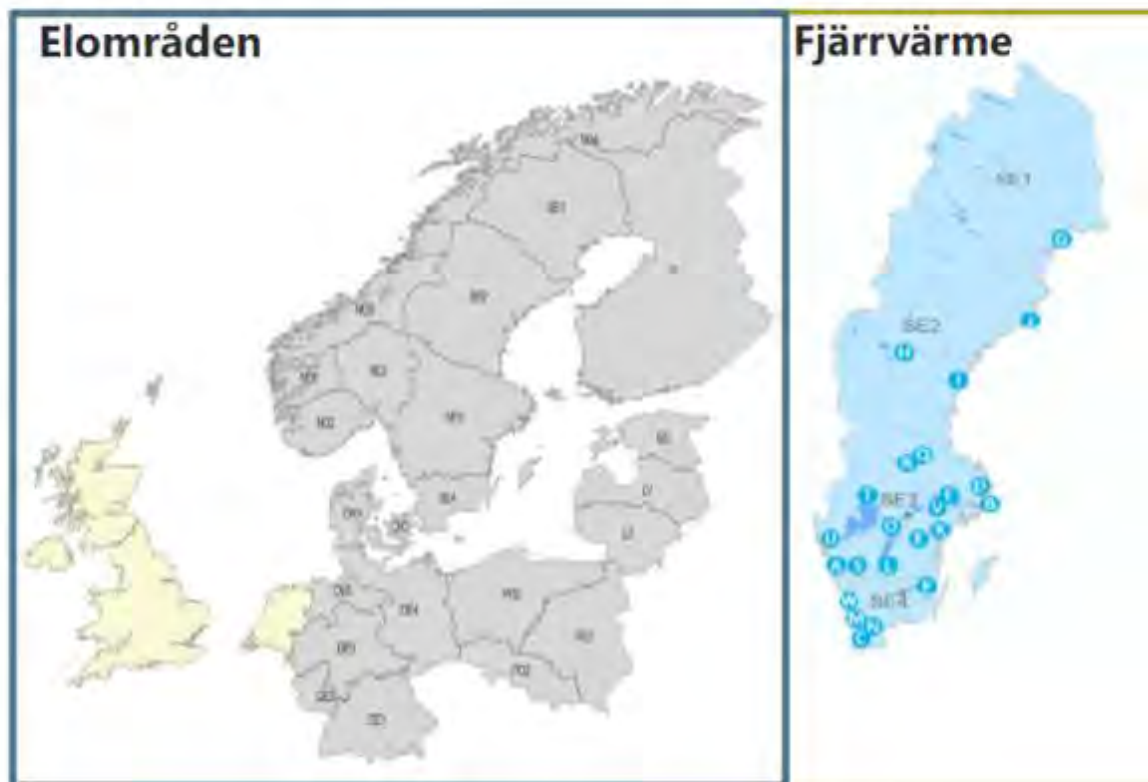
Sammanfattning: övriga observationer

- Ett **högelscenario** (i linje med de tidigare SKGS-scenarierna) fordrar **mycket stora investeringar** (i vindkraft) till 2035, inte minst i SE1. Bortom 2035 växer betydelsen av ny kärnkraft och havsbaserad vindkraft.
- Ett **lågelsscenario**, där flera av de aviserade planerna skjuts på framtiden eller skrinläggs men där elefterfrågan ändå antas växa, medför liten eller ingen efterfrågan på ny kärnkraft och havsbaserad vindkraft givet att landbaserad vindkraft tillåts fortsätta expandera.
- **Ny kärnkrafts** vara eller icke-vara från och med 2040 har **liten påverkan på utbyggnaden** till 2035 i ett systemeffektivt perspektiv.
- **Efterfrågefleksibilitet (DSM), batterier** (och gasturbiner) bidrar till den kortsiktiga **effektbalanseringen** plus vattenkraft och termisk kraft
 - Tradeoff mellan gasturbiner, batterier och DSM. Gasturbiner har fördelen att vara uthålliga (och bistå med robusthet vid störningar/avbrott av ett slag som DSM inte kan) men kan orsaka icke önskvärda utsläpp beroende av bränsle.
- Den **långsiktiga (dygn-veckor) balanseringen** görs av vattenkraft och planerbar termisk kraft plus vätgasfleksibilitet (först efter 2035).
 - Denna balansering utgör sannolikt en större utmaning än den kortsiktiga i ett 2035-perspektiv (jmf "Dunkelflaute").
- **Elpriserna** jämnas ut mellan elområdena till följd av växande elefterfrågan i norr och fortsatta investeringar i överföringssnitten.
 - I ett "högelscenario" kan elpriserna bli högst i SE1 som dessutom i ökad grad priskopplar till Finland, som är ett underskottsområde.
 - SE4 ökar långsiktigt priskopplingen och drar "nytta" av den omfattande perioden med låga priser i Tyskland under sommarhalvåret och att norra Sverige sätter ett "tak" för höga priser under vinterhalvåret.
 - Det som sker i våra grannländer kommer att få ytterligare ökad betydelse för elprisbilden i Sverige.
- Mycket **stor påverkan på elprisbilden** om utbyggnaden och efterfrågeökningen inte sker i "balans" → betydande prisrisk för såväl producenter som konsumenter.
 - Svårt med en sådan "balans" för storskaliga transformativa projekt på både efterfråge- som tillförselsidan.

Metod och beräknings- förutsättningar

Modellmetod

- Sammansättning och drift av det framtida energi- och elsystemet analyseras med två modellverktyg som samkörs med varandra.
- TIMES-NORDIC
 - Energisystemmodell för analys av den långsiktiga utvecklingen från idag till 2050.
 - Omfattar *hela* energisystemet i Sverige och el- och fjärrvärmesektorerna i Nordeuropa.
 - Optimeringsmodell som minimerar systemkostnaderna över den totala modellerade perioden givet randvillkor av teknisk, politisk, ekonomisk, resursmässig eller miljömässig art.
 - Resulterar i en systemsammansättning var 5:e år.
- EPOD
 - Energisystemmodell för optimering av driften, timme för timme, av el- och fjärrvärmesystemet i Sverige och elsystemet för resterande regioner under ett år.
 - Fångar produktionsflexibilitet, efterfrågefleksibilitet, lagring etc.
 - Allokerar investeringar till elområden både endogent och exogent. Kan hantera Tyskland/Polen som ett elområde vardera eller indelat i flera möjliga elområden (se karta).
 - Modellen ger bland annat resultat för elpriser, elproduktion, elöverföring mellan regioner och länder, utsläpp av CO₂.



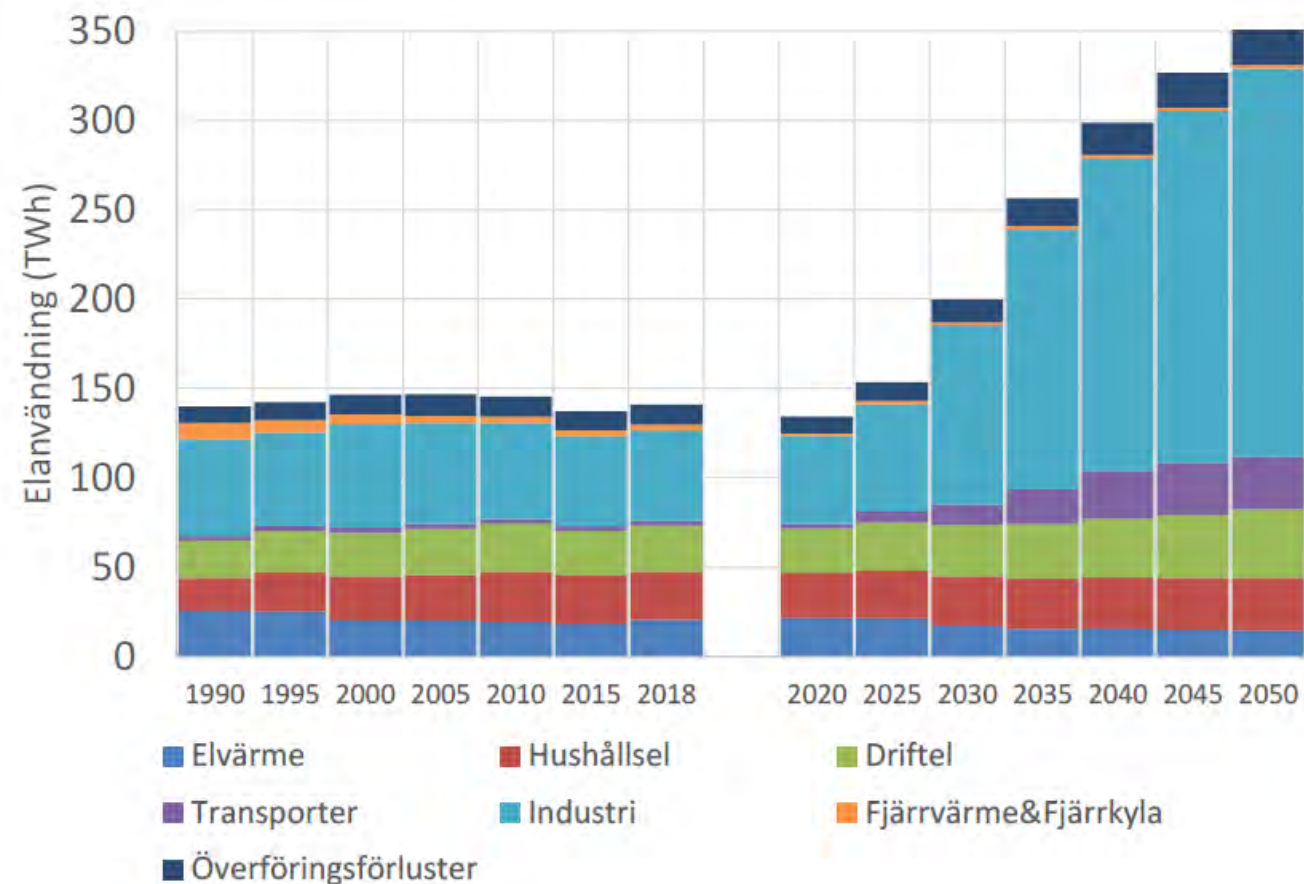
Viktiga beräkningsförutsättningar

- allmänt

- Stigande ETS-priser över tid till följd av ökad stringens i klimatpolitiken (ca 90 EUR/t 2030 och 150 EUR/t 2040).
- ETS-2-systemet omfattas av modellbeskrivningen plus en rad andra klimatpolitiska styrmedel inom transportsektorn. Dessutom energi- och koldioxidskatter som påverkar värmesektorn och transportsektorn.
- En ökande konkurrens om bioråvara för olika energiändamål (el- och fjärrvärmeförsörjning, industri och transportsektor). Detta medför stigande biobränslepriser över tid (ett beräkningsresultat).
- Omfattning och takt i elektrifieringen inom industrin är en scenariodimension som skiljer sig mellan scenarierna. Detta är i huvudsak ett exogent antagande i modellberäkningen och baseras bland annat på det arbete som Profu genomför tillsammans med SKGS och som berör en översikt över de olika industriella elektrifieringsprojekten som pågår eller planeras. En viss priskänslighet för industriell elanvändning finns i modellen och avser produktionen av processvärme som även kan ske på annat sätt än via el.
- En omfattande elektrifiering även inom transportsektorn som är ett beräkningsresultat till följd av olika antaganden avseende trafikarbete, teknikutveckling, styrmedel, bränsleprisutveckling med mera.
- Elförbrukningen inom övriga delar av energisystemet är dels ett modellresultat (elbaserad uppvärmning), dels ett exogent antagande (hushållsel och driftel).
- Efterfrågefleksibilitet, det vill säga förmågan att flytta (men ej att avstå) delar av elförbrukningen i tid, antas växa över tid och berör främst elfordon, el till uppvärmning men även el till olika apparater. Graden av efterfrågefleksibilitet är ett exogent antagande medan batterikapacitet, vätgaslager (som medför en flexibel vätgasanvändning) och el till processvärme är exempel på flexibilitet som beräknas endogent i modellanalysen.
- Resultaten i denna rapport beaktar endast "normalårsförhållanden". Nepp avser arbeta vidare med analyser avseende år med större utmaningar.
- Även i Sveriges grannländer antas elefterfrågan stiga avsevärt.
- *En mer detaljerad översikt över viktiga beräkningsförutsättningar redovisas i NEPP-rapporten "NEPPS inledande Högelscenarier – Baserade på "Energimyndighetens högelscenario")*

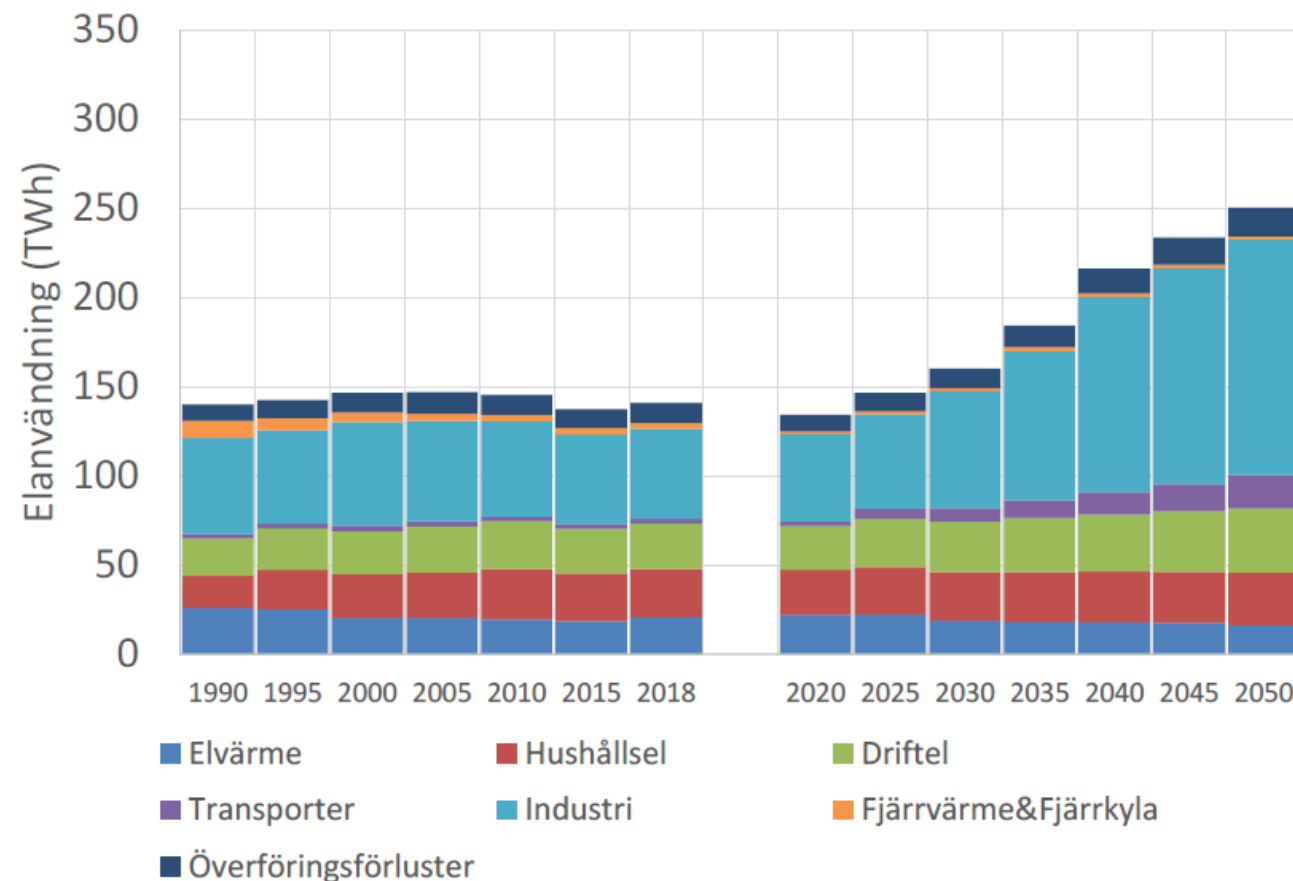
Omvärldscenario: HÖGEL-scenario

- Mycket omfattande elektrifiering som i stor utsträckning motsvarar de industriprojekt som aviserats under de två senaste åren.
- Det innebär därmed att den befintliga industrin i Sverige lyckas med en omställning mot fossilfrihet till 2045 samtidigt som det sker omfattande investeringar i ny fossilfri industriproduktion.
- I detta scenario räknar vi dock inte med vad det skulle innebära att ställa om råvaran/feedstocken inom raffinaderi- och kemisektorn.
- Vidare innebär HÖGEL-scenariot att export av direktreducerat järn (järnsvamp) sker från och med 2040, att en rad elektro-bränslesatsningar blir av, att skogsindustrin fortsätter att utvecklas, åtminstone tre batterifabriker etableras till 2030 och att gruvindustrin expanderar ytterligare jämfört med idag.
- Scenariovariant: ett alternativt HÖGEL-scenario där investeringar i ny kärnkraft inte tillåts



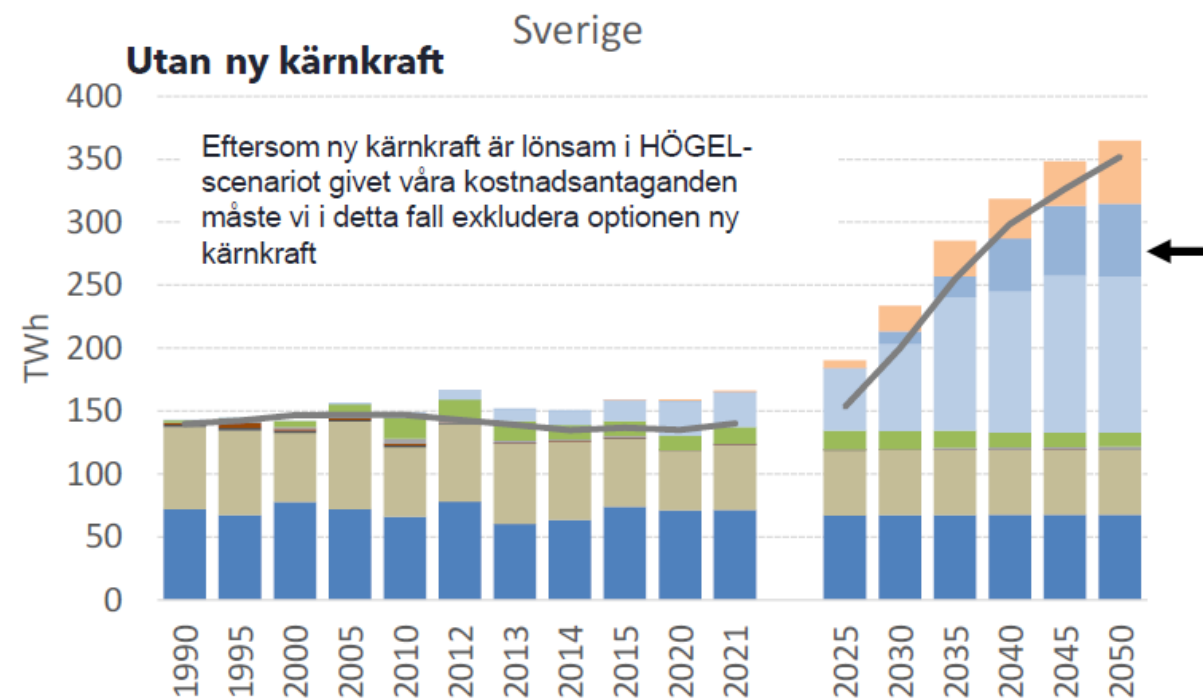
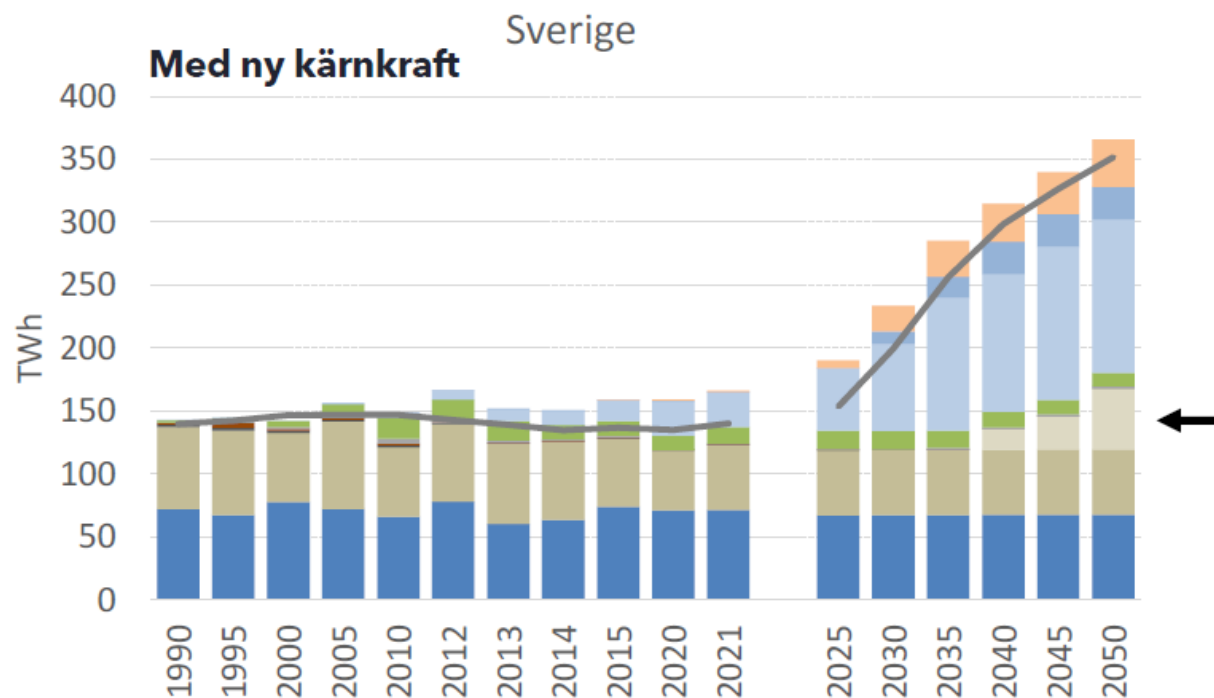
Omvärldscenario: LÅGEL-scenario

- Långsammare elektrifiering inom främst industrin där flera projekt skjuts på framtiden eller inte blir av alls (jämfört med HÖGEL-scenariot).
- I LÅGEL-scenariot räknar vi inte med någon industriell nyetablering i Sverige utöver STEGRA i Boden och den batterifabrik som redan finns på plats i Skellefteå.
- LKAB antas framställa järnsvamp för nationell stålproduktion men ej för export.(motsvarande HYBRIT-projektet)
- Dessutom antar vi i detta scenario att kemiindustrin inte ställer om (eller att det går betydligt långsammare än planerat) och att gruvindustrin inte expanderar på samma sätt som i HÖGEL-scenariot.
- Tillväxten i det industriella vätgasbehovet antas återfinnas enbart inom järn- och stålindustrin.
- Inom delar av transportsektorn antar vi att biodrivmedel spelar en större roll än i HÖGEL-scenariot, som i högre grad utmärks av elfordon.
- Även om LÅGEL-scenariot utgår från en klart lägre elefterfrågan än HÖGEL-scenariot är det icke desto mindre frågan om en utveckling där elefterfrågan ökar markant och därmed väsentligt avviker från de senaste decenniernas trend med en stagnerade efterfrågan på el,
- Scenariovariant: ett alternativt LÅGEL-scenario där investeringar i ny kärnkraft tvingas in från och med 2040,

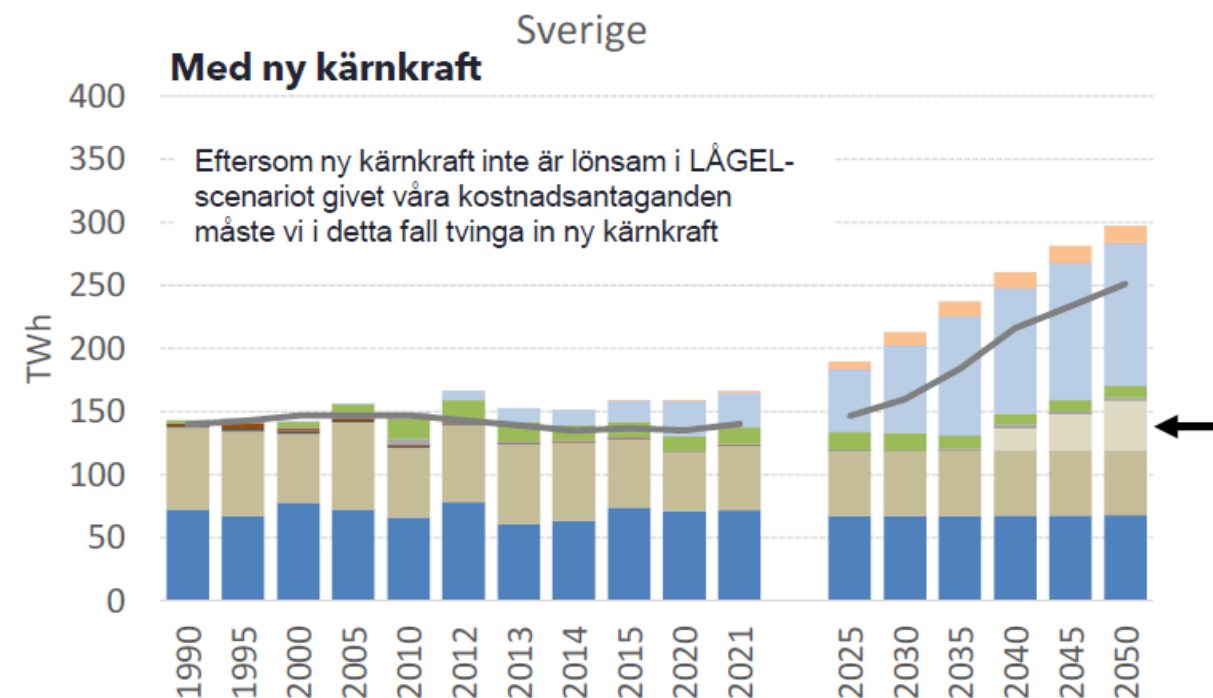
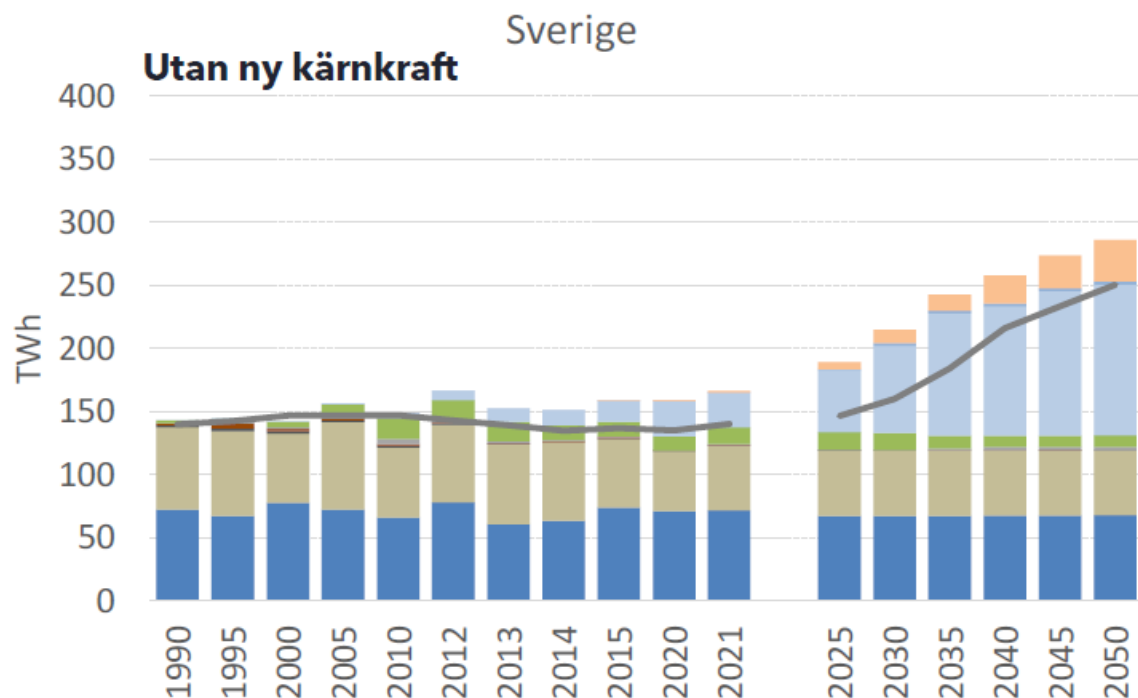


Modellresultat: elförsörjningen

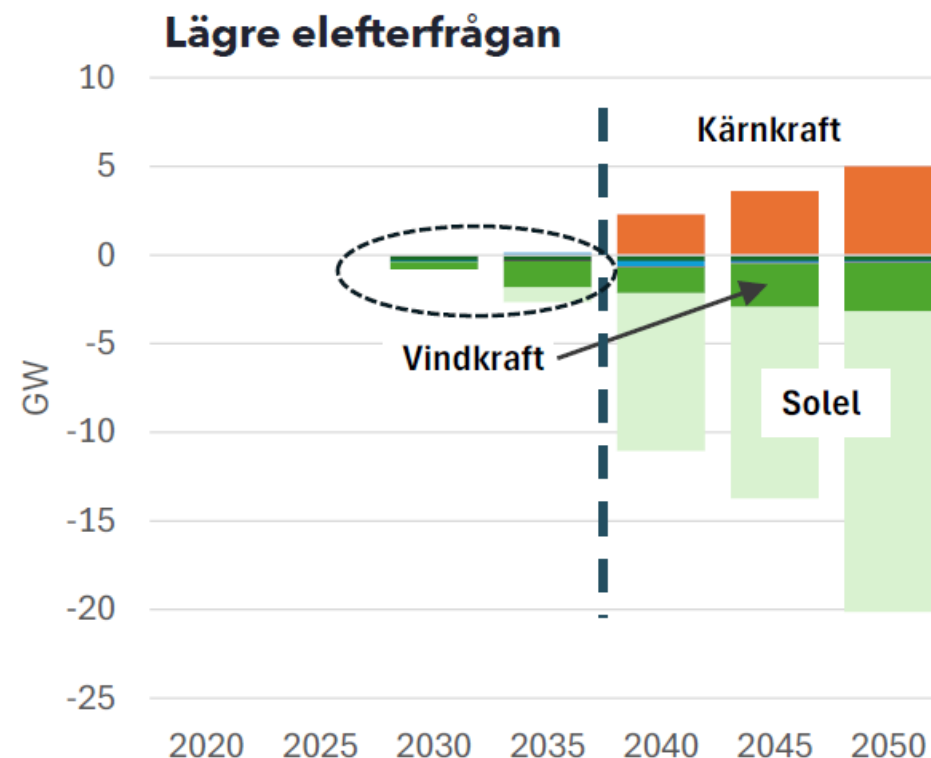
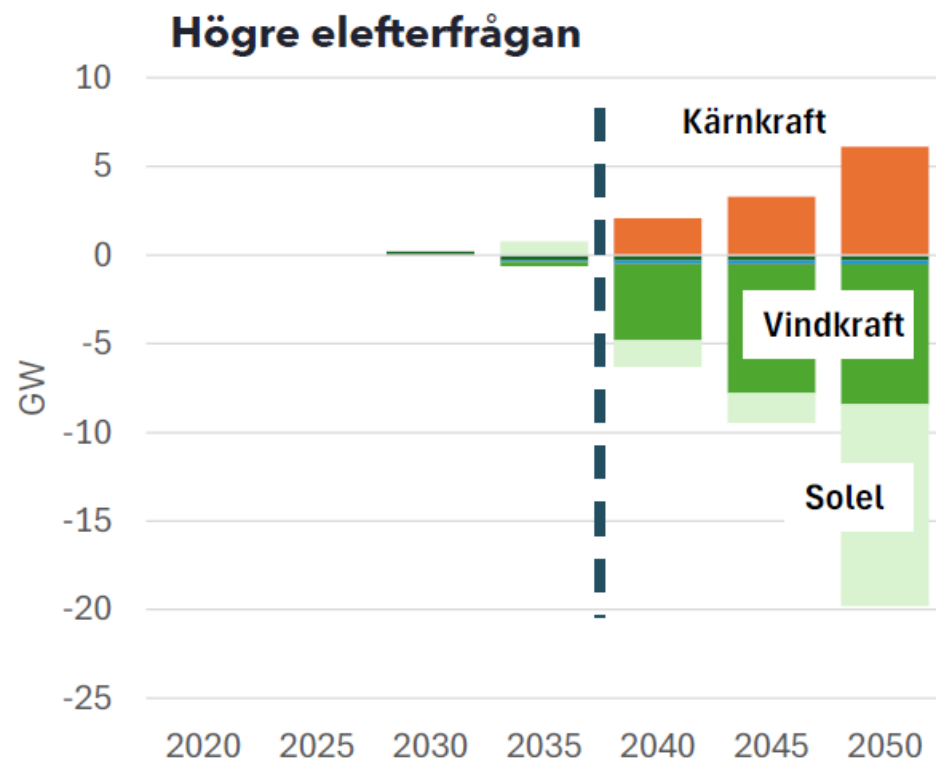
Elproduktionen i Sverige: HÖGEL-scenariot



Elproduktionen i Sverige: LÅGEL-scenariot

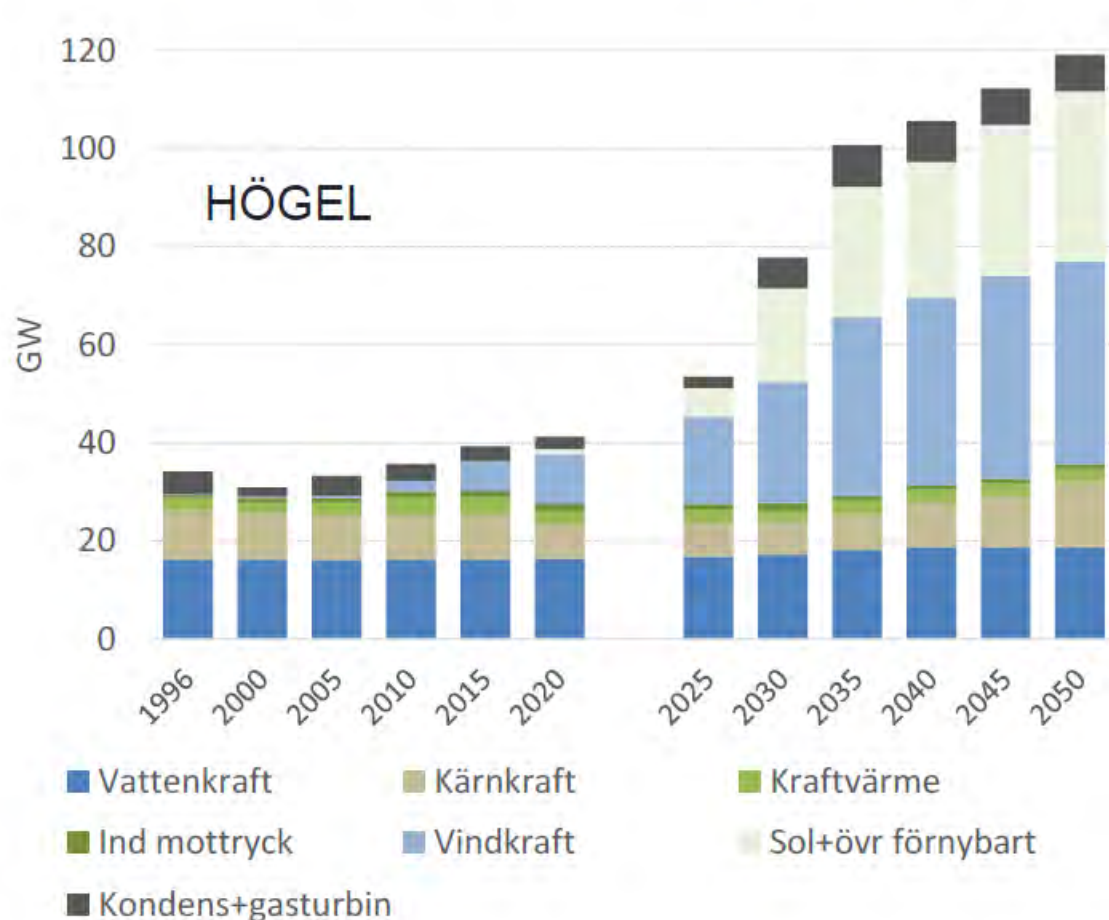


Vilka investeringar uteblir till följd av ny kärnkraft? 🌳 Profu

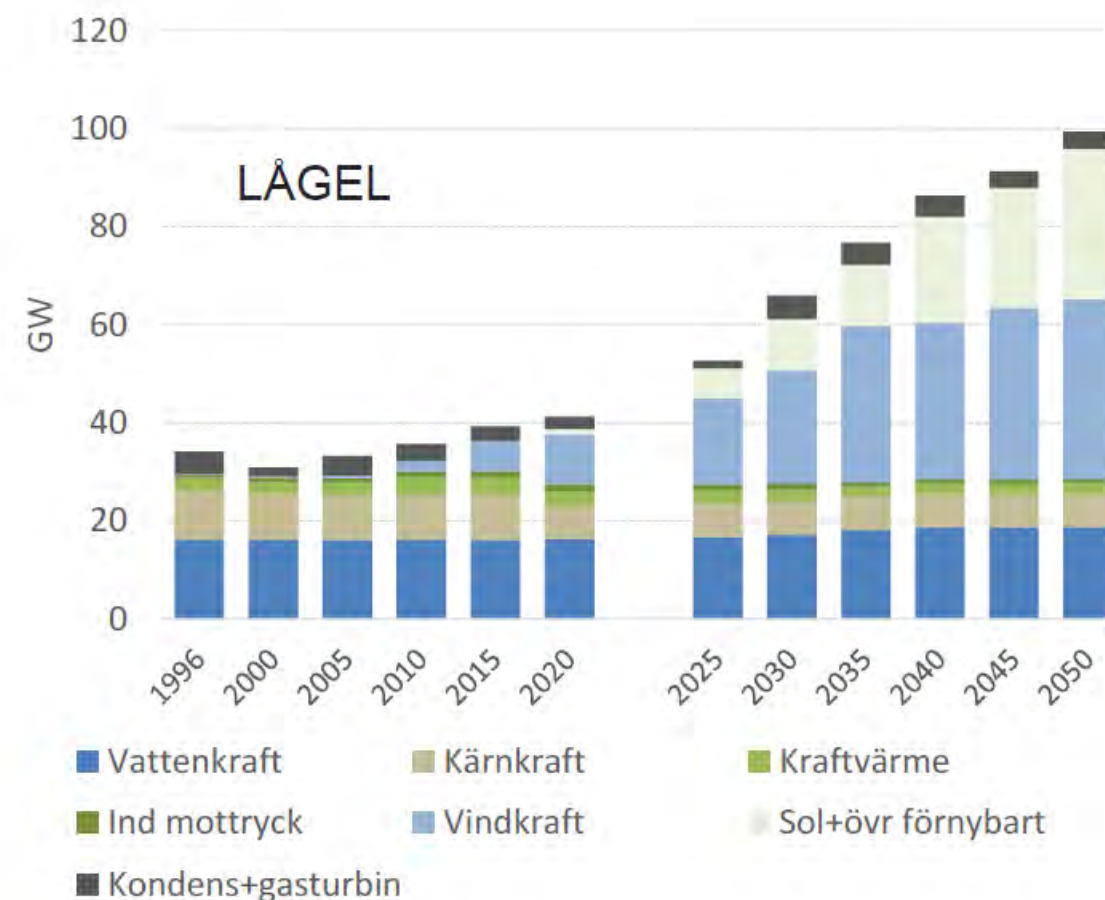


- Diagrammen visar skillnaden i installerad effekt mellan ett fall med ny kärnkraft och ett fall utan ny kärnkraft (avser Sverige; mindre effekter kan även ske utanför landets gränser).
- Det är framförallt när ny KK är på plats som investeringar i vind och sol uteblir.
- Under perioden *fram till* att ny KK är på plats påverkas investeringar endast i begränsad omfattning men mer vid lägre elefterfrågeutvecklingar. Detta är ett *systemeffektivt* resultat, men kan naturligtvis få större konsekvenser för verklighetens *aktörer*.
 - Eftersom en stor del av elefterfrågan är given har modellverket mycket begränsade möjligheter att reagera på efterfrågesidan som svar på förändrade förutsättningar för ny kärnkraft i respektive scenario. Effekterna av om ny kärnkraft finns på plats 2040 eller inte kan därmed vara något underskattade i det avseendet.

Installerad eleffekt



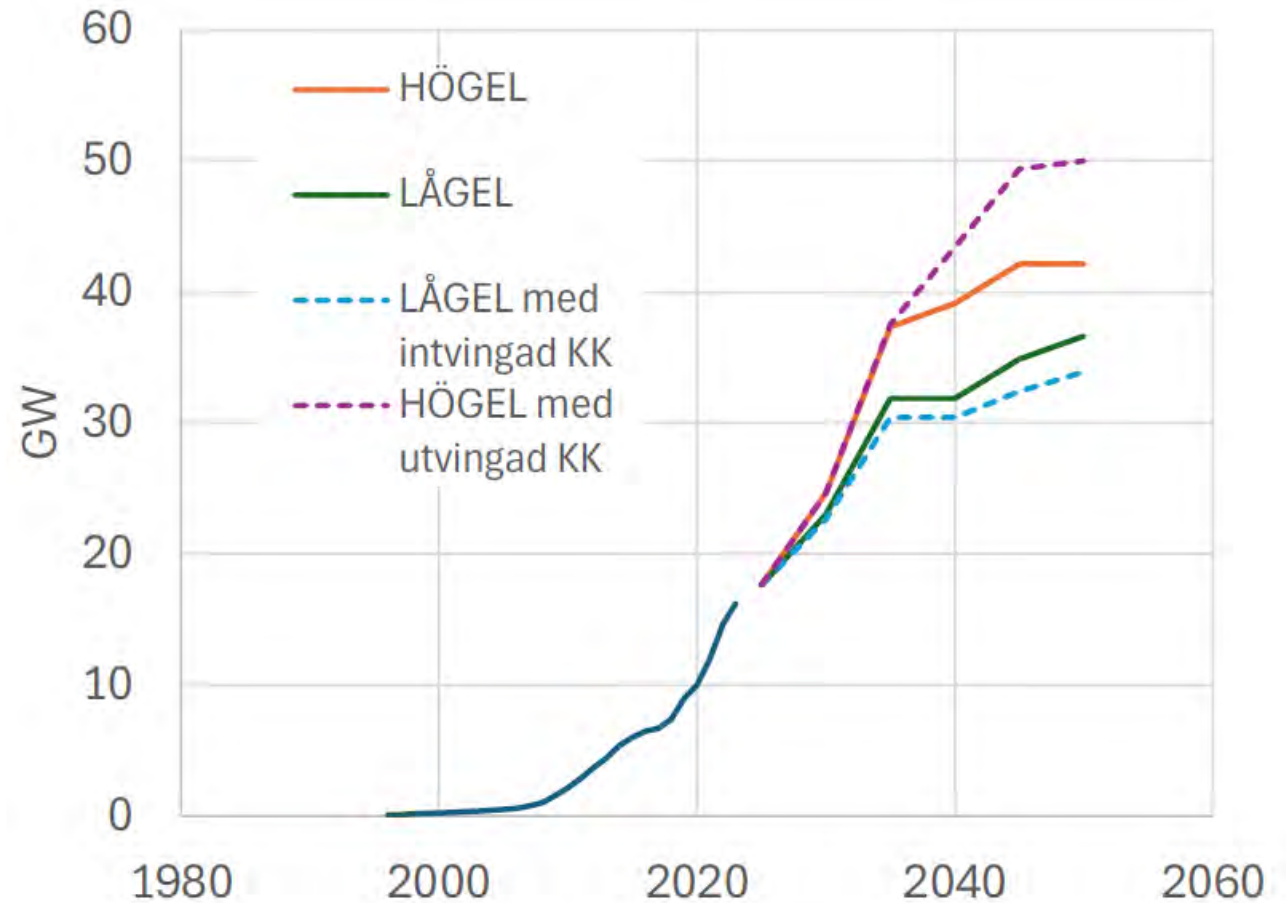
- Ny kärnkraft år 2040
- Havsbaserad vindkraft 2030
- Ca 36 GW vindkraft, 26 GW sol, 8 GW gasturbiner, ca 10 GWh stat batterier år 2035



- Ingen ny KK
- Ingen havsbaserad vindkraft
- Ca 32 GW vindkraft, 12 GW sol, 4 GW gasturbiner, ca 8 GWh stat batterier år 2035

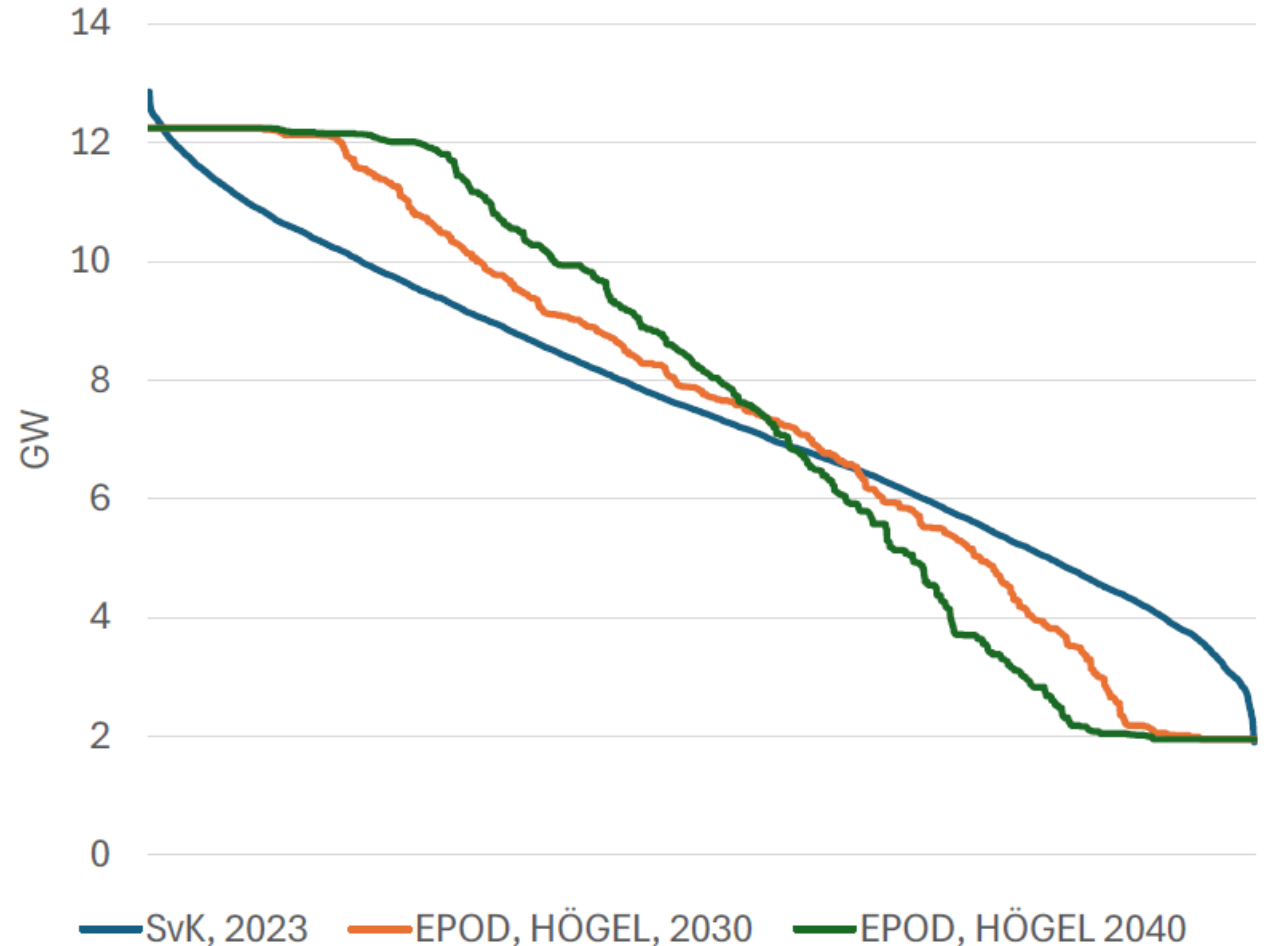
Vindkraftsutbyggnad i HÖGEL- och LÅGEL-scenarierna

- Diagrammet visar utvecklingen för installerad kapacitet för vindkraft (både på land och till havs).
- De senaste fyra-fem årens utveckling ser ut att fortsätta i HÖGEL-scenariot fram till 2035 (något lägre utbyggnadstempo i LÅGEL-scenariot).
 - Detta förutsätter fortsatt investeringsvilja något som inte riktigt motsvaras av det aktuella läget (vid utgången av 2024) där Svensk Vindenergi flaggat för en viss nedgång i den senaste tidens turbinbeställningar.
- Särskilt i HÖGEL-scenariot förutsätts att en stor del av den tillkommande vindkraftskapaciteten hamnar i SE1 för att undvika alltför höga elpriser givet den omfattande elektrifieringen som antas i det scenariot.
 - År 2035 antar vi att knappt 9 GW vindkraft finns i SE1 jämfört med dagens (utgången av 2024) ca 3 GW.
- Efter det att ny kärnkraft antas finnas på plats i de två scenarierna fås effekter på den fortsatta utbyggnaden av vindkraft.
 - På lång sikt konkurrerar ny kärnkraft med havsbaserad vindkraft.



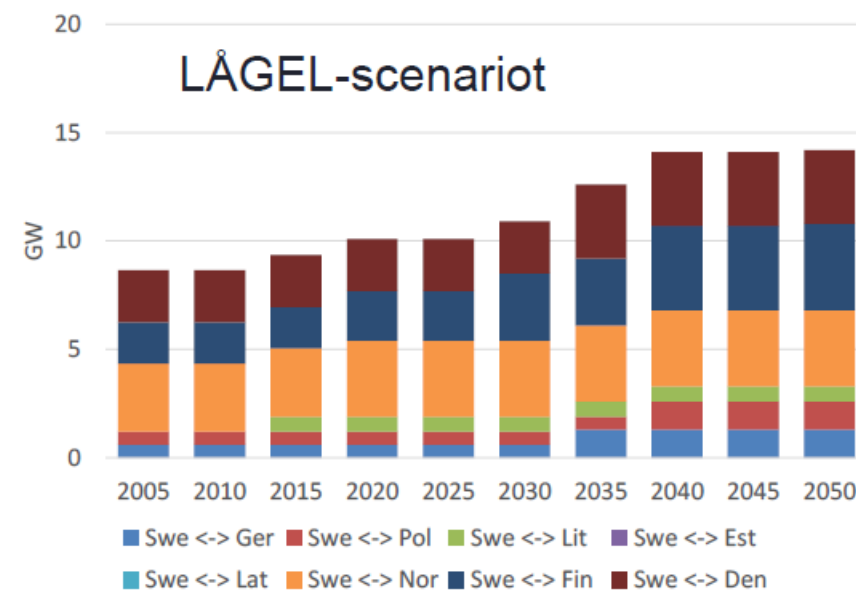
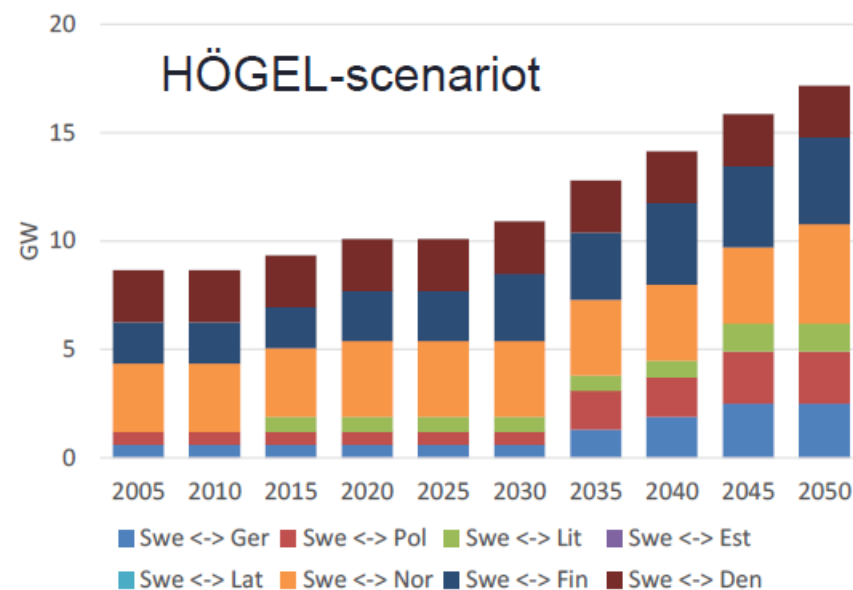
Vattenkraftens förändrade produktionsmönster för att hantera vindkraftsvariationer - vad är möjligt? Profu

- Vattenkraften körs i ökande omfattning i längre perioder på hög effekt respektive låg effekt
 - För att hantera vindkraftens variationer
 - Denna förändring i produktionsmönster ökar över tid trots att mer flexibilitet tillkommer (vätgasflex)
- Vattenkraften begränsas i modellbeskrivningen av olika typer av rampvillkor m a p hastighet för effektregering och frekvens, det vill säga hur ofta effektregering kan ske
- Ingen tydlig modellstrukturell bias då vi testkört historiska år och sett god överensstämmelse med verkligt utfall. Frågan är om vattenkraften i verkligheten kan förändra sitt produktionsmönster på det sätt som indikeras i modellanalysen



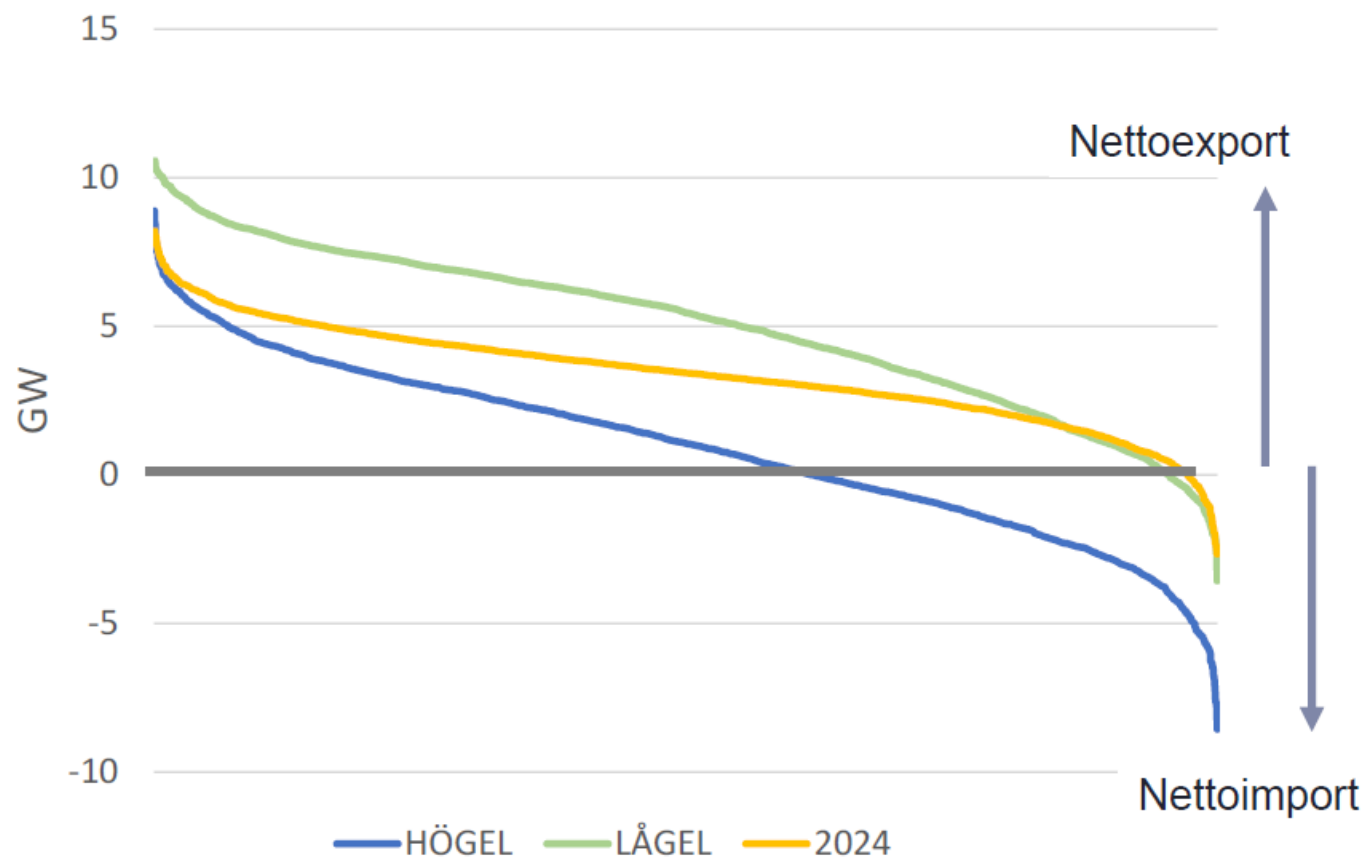
Utbyggnaden av elöverföring mellan Sverige och grannländerna

- Drivkrafterna för elöverföring mellan Sverige och grannländerna styrs av elprisskillnader
- Från och med modellår 2030 antas Aurora-förbindelsen mellan Sverige och Finland vara i full drift
- I övrigt är det främst mellan Sverige och Kontinentaleuropa som förstärkning av överföringskapaciteten sker
- Modellresultaten som visas här bygger på TIMES-NORDIC som beskriver Sverige som ett enda elområde

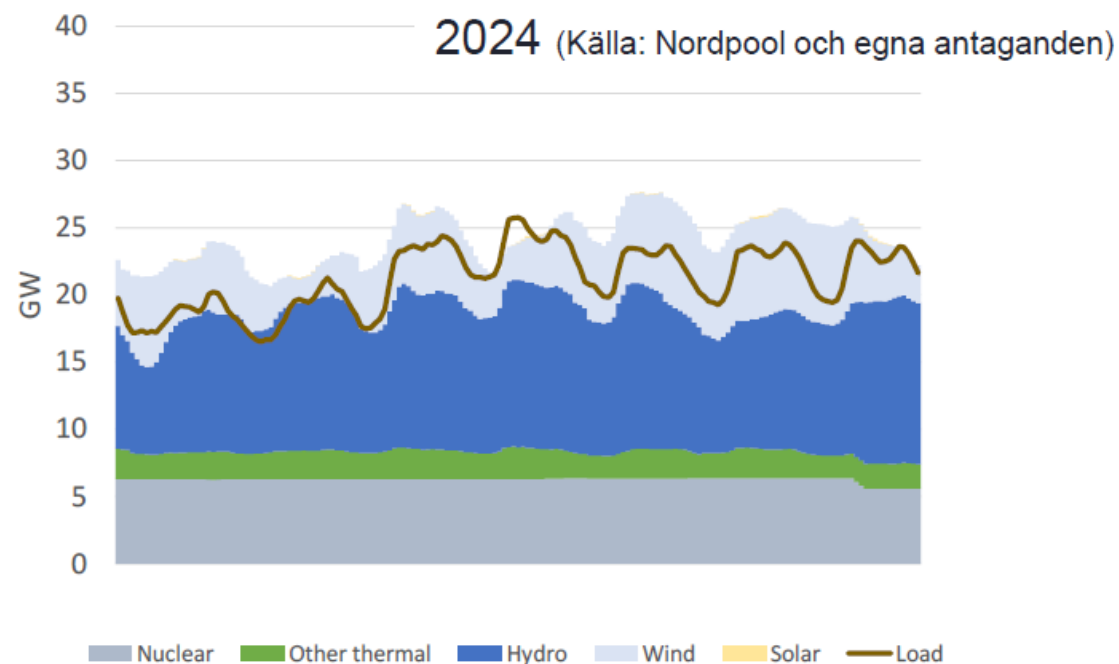
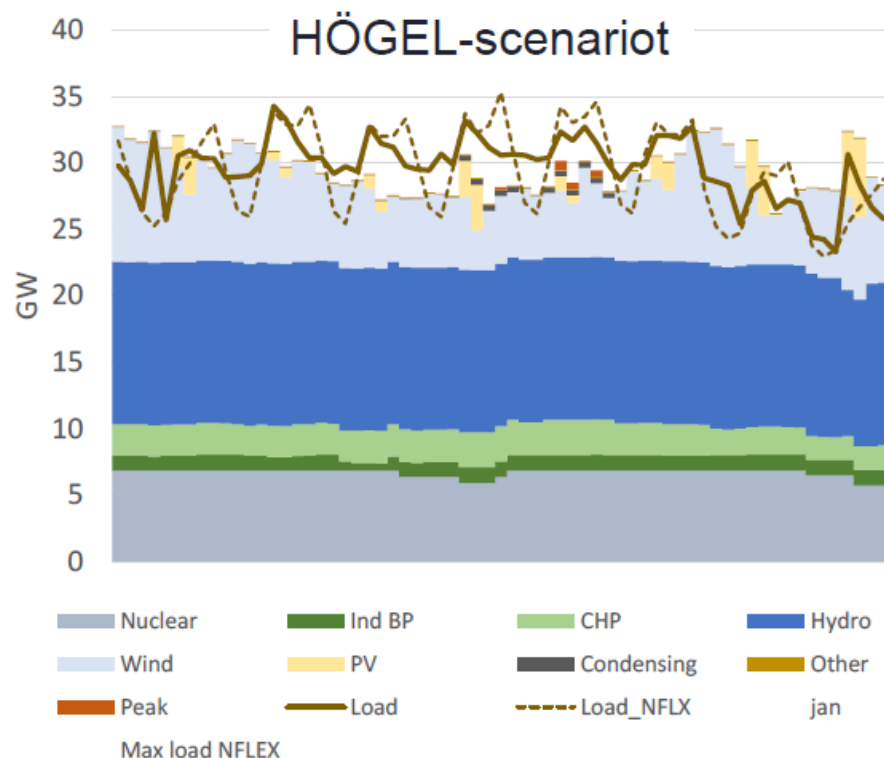


Nettoexport av el från Sverige

- Diagrammet visar den beräknade (EPOD) nettoexporter från Sverige till grannländerna i HÖGEL- och LÅGEL-scenarierna för år 2035. Dessutom redovisas det faktiska utfallet under 2024 (Nordpool).
- I LÅGEL-scenariot nettoexporterar Sverige under lika stor andel av året som 2024. Nettoexporten är dock sammantaget större, ca 40 TWh. Aurorakabeln mellan Sverige och Finland tillkommer till 2035, liksom ytterligare förstärkningar till Kontinentaleuropa plus att vi antar full tillgänglighet till utlandsförbindelserna. Viktigt att poängtera dessutom är att grannländernas elefterfrågan *inte* skiljer sig mellan LÅGEL- och HÖGEL-scenarierna.
- I HÖGEL-scenariot däremot nettoimporterar Sverige el under en betydande del av året, knappt 40%. Under en liten andel av året är importen mycket hög, över 5 GW.
- Mellan elområdena i Sverige kan nettoexporten och nettoimporten se väldigt olika ut.

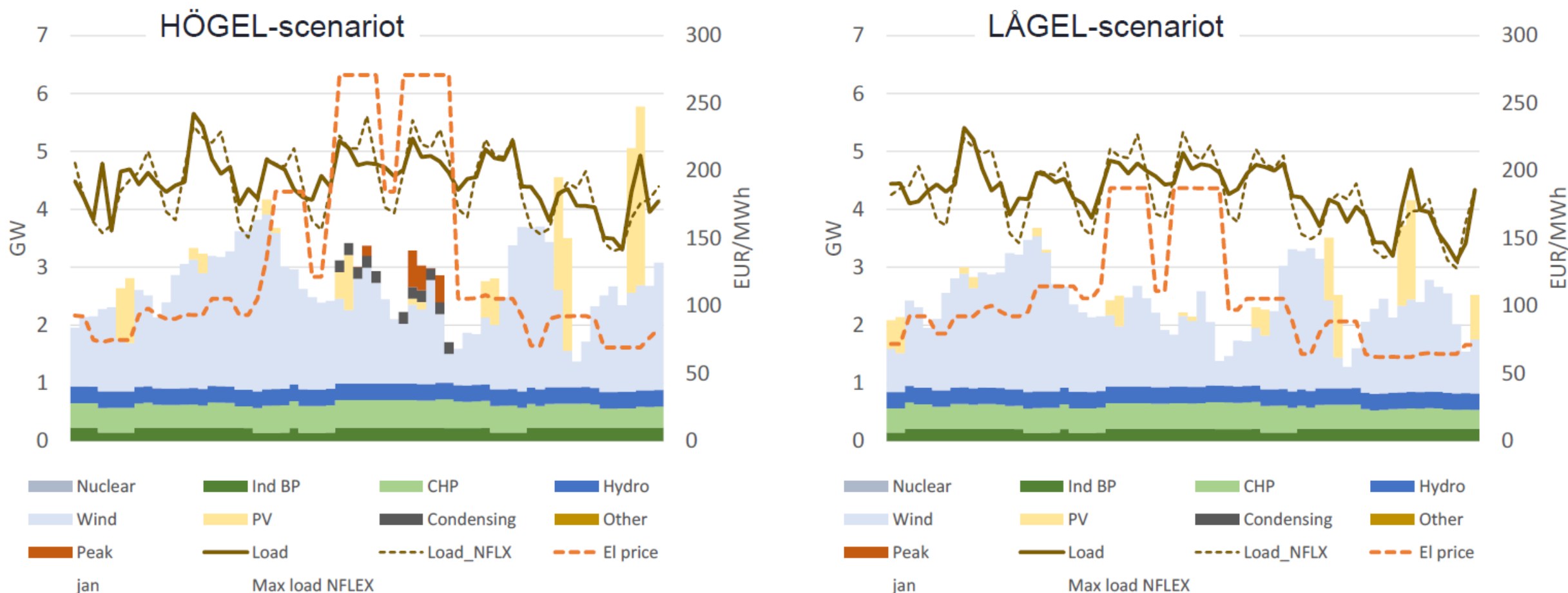


Nationell eleffektbalans under timmen med maximal efterfrågan, 2030 vs 2024



- Diagrammen visar veckan som omger timmen med störst "underliggande" efterfrågan ("Load_NFLX", till vänster) år 2030 respektive det verkliga utfallet under 2024 (till höger, Källa: Nordpool och egna antaganden). Maxtimmen uppträder mitt i respektive diagram.
- Under maxtimmen ger de planerbara kraftslagen ett mycket viktigt bidrag inklusive relativt små effektbidrag från gasturbiner (som byggs för att vara tillgängliga för elmarknaden; se "Peak" i diagrammet till vänster).
- Dessutom bidrar batterier och efterfrågeflexibilitet med i storleksordningen 4-5 GW till den aktuella timmen och i just detta scenarioexempel.
- Importen under den aktuella timmen och veckan som omsluter den är periodvis betydande. Det skiljer sig därmed från det verkliga utfallet 2024 för motsvarande period där importen var mycket begränsad.
- Vindkraftens installerade kapacitet år 2030 uppgår till ca 24 GW varav ca 5 GW är tillgängliga under den aktuella timmen och i just detta scenarioexempel/väderår.
- Den modellberäknade vattenkraftsproduktionen för 2030 avviker signifikant från dagens produktionsprofil vilket bland annat beror på att den beräknade vattenkraften i större utsträckning anpassar sin produktion till vindkraftens varierande produktion på dygns- och veckoskala (se mer om detta i tidigare avsnitt) och att efterfrågan är så pass hög att vattenkraften periodvis körs som "baslast".

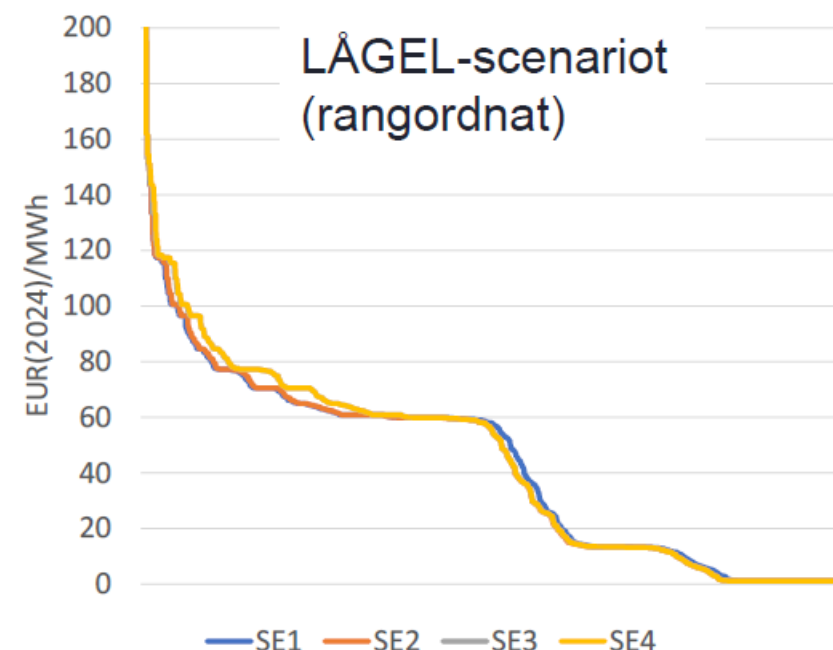
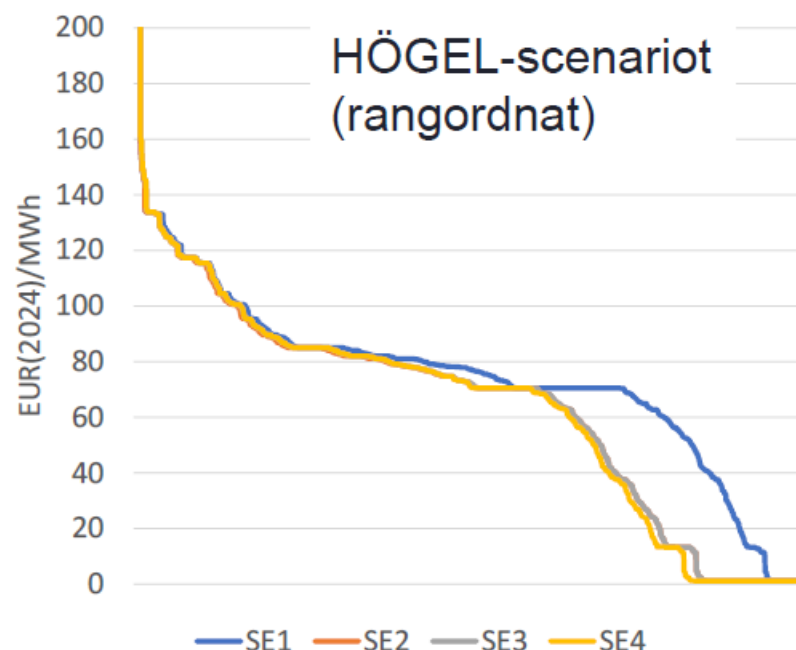
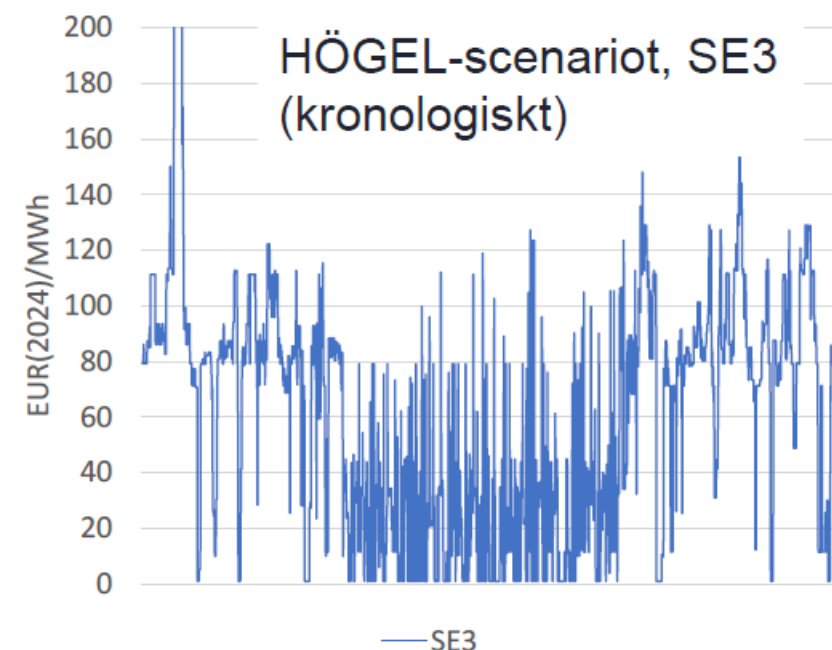
Regionalt exempel (SE4) på eleffektbalansen under timmen med maximal elefterfrågan, 2030



Diagrammen visar veckan som omger timmen med störst "underliggande" efterfrågan ("Load_NFLX"). Maxtimmen uppträder mitt i respektive diagram. Under timmen med störst "underliggande" efterfrågan är elpriserna mycket höga i framförallt HÖGEL-scenariot. Knappt hälften av bruttoelförbrukningen tillgodoses med intern produktion, resten måste importeras från antingen SE3 eller från grannländerna. I HÖGEL-scenariot producerar även gasturbiner som antas vara tillgängliga för elmarknaden ("Peak"). Ett viktigt bidrag till eleffektbalansen ger också efterfrågefleksibilitet, i detta fall ca 1 GW (skillnaden mellan "Load" som är den resulterande effektuttaget och "Load_NFLX" som är effektuttaget utan efterfrågefleksibilitet)

Modellresultat: elpriser

Elpriser, 2035

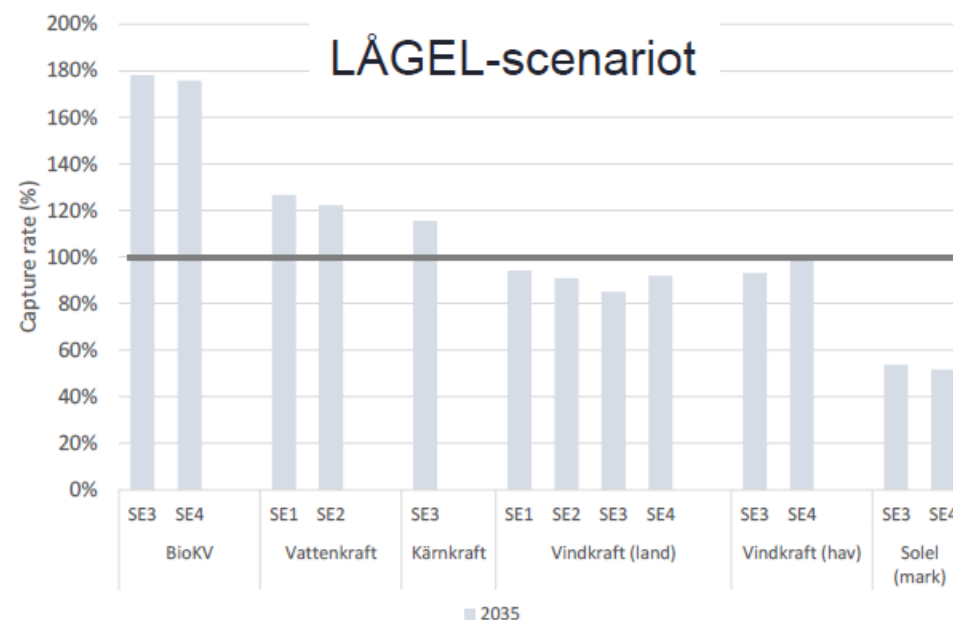
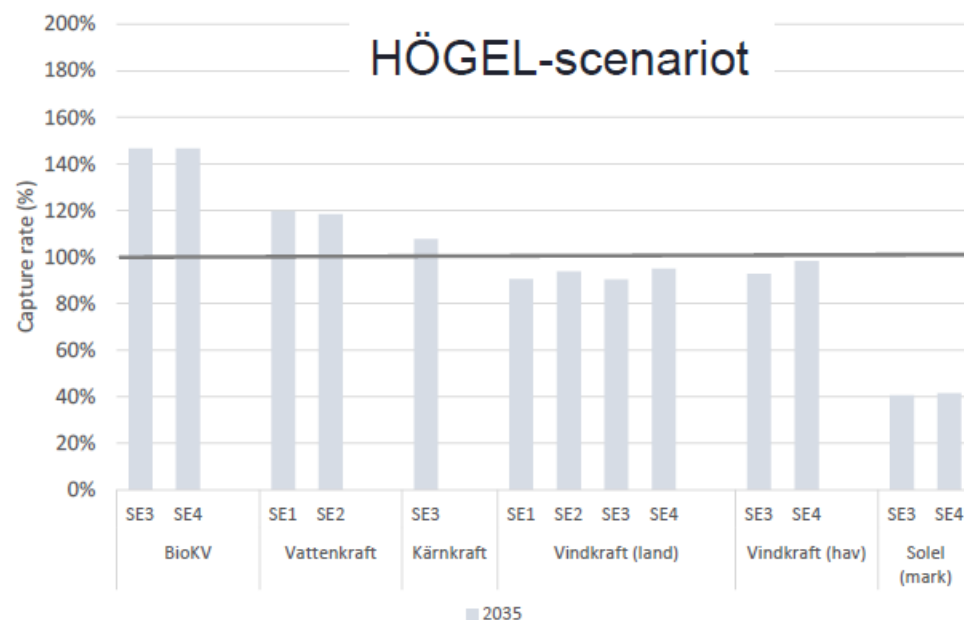


- Diagrammen visar det timvis beräknade elpriset i SE3 från januari till december i HÖGEL-scenariot (vänster), de beräknade elpriserna i respektive elområde rangordnade efter fallande storlek under året i HÖGEL-scenariot (mitten) och i LÅGEL-scenariot (höger).
- På nästa sida kommenteras innehållet i diagrammen.

Elpriset: kortfattade kommentarer

- Årsgenomsnittspriserna för 2035 ligger på ca 60-75 EUR/MWh i HÖGEL-scenariot och ca 40-45 EUR/MWh i LÅGEL-scenariot, beroende på elområde.
- Elprisskillnaden mellan elområdena minskar till 2035 på grund av:
 - Förstärkning i områdessnitten (mellan SE2 och SE3 enligt SvKs nätutvecklingsplan).
 - Tillkommande elefterfrågan framförallt i norr (SE1).
 - Elproduktionen byggs ut även i söder (solel och landbaserad vindkraft till 2035, därefter även havsbaserad vindkraft och kärnkraft i HÖGEL-scenariot).
 - En växande andel flexibilitet (energilagring och efterfrågefleksibilitet) bidrar till prisutjämning över tid men även över rum, det vill säga mellan olika prisområden/regioner.
 - SE4 påverkas även framgent relativt sett mer av de kontinentala priserna. En stor del av sommarhalvåret är dock priserna mycket låga till följd av den omfattande utbyggnationen av solel inte minst i Tyskland → andelen lågelpristimmar är flest i SE4 men även andelen högpristimmar.
- I HÖGEL-scenariot sticker elpriserna i SE1 ut som jämförelsevis höga. Skälet är den markanta ökningen i elanvändning i elområdet, närmare bestämt med en faktor på drygt 6 jämfört med användningen 2024. Dessutom priskopplar SE1 periodvis till Finland som här fortsatt antas vara ett underskottsområde bland annat till följd av en kraftigt stigande elefterfrågan på samma sätt som i andra regioner. I LÅGEL-scenariot, däremot, är elpriset i SE1 (och SE2) lägst av de fyra elområdena (små skillnader dock).
- Två motriktade krafter som antas växa över tid och som har betydelse för prisvariabiliteten inom ett år:
 - Andelen väderberoende elproduktion som ökar prisvariabiliteten, allt annat lika.
 - Penetrationen av efterfrågefleksibilitet och energilagring som dämpar prisvariabiliteten, allt annat lika.
- Vi påminner om att vi endast har analyserat normalårsförhållanden. I verkligheten kan årliga variationer i väder (och andra faktorer) ge upphov till betydande variationer i elpris, dels periodvis inom ett år, dels årsvis.

"Capture rate" för olika kraftslag, 2035



- Diagrammen visar ett urval av olika kraftslags "capture rates" i olika elområden. Vissa kombinationer av kraftslag och elområden har avsiktligt utelämnats av relevansskäl och för att öka läsbarheten i figurena.
- "Capture rate" är ett mått på intjäningsförmågan för ett kraftslag och definieras som kvoten mellan två tal (det årliga genomsnittet för det erhållna elpriset för ett visst kraftslag och det årliga aritmetiska medelvärdet för elpriset) för ett givet kraftslag. "Capture rate" har därmed inget direkt samband med det generella elpriset ("capture rate" kan alltså vara lägre för ett visst kraftslag i ett scenario där elpriserna generellt är högre).
- Framställningen ovan är förenklad och visar typiska förhållanden. För enskilda anläggningar kan förhållandena se annorlunda ut. Även modellbeskrivningen är mer komplex än vad som visas här och omfattar i flera fall ett flertal olika teknikklasser inom samma kraftslag med sinsemellan olika prestanda.
- Planerbara kraftslag har genomgående "capture rates" på >100% medan väderberoende kraftslag ligger på <100%.
- För att få en mer komplett bild av olika kraftslags "capture rates" bör man även beakta fler år. Även om vissa kraftslag har en "capture rate" på över 100% kan investeringar utebli av andra skäl såsom antaganden om långa ledtider (som exempelvis för ny kärnkraft där vi antar att detta först kommer in efter 2035 givet att det är lönsamt).
- Fler kommentarer och observationer ges på nästa sida.

"Capture rate": kommentarer

- **Vindkraft:** Beräknad "capture rate" på typiskt 85-90% för landbaserad vindkraft, beroende på år och elområde, vilket är högre än de faktiska värdena på senare år. Det beror bland annat på vårt antagande om att vattenkraften till viss del kan anpassas till den framtida variabiliteten i vindkraftsproduktionen. "Perfect foresight", det vill säga modellverktyget har fullständig kunskap om förändringar och variabilitet över modellåret och kan därför optimera produktionen på bästa tänkbara sätt, är en annan förklaring. En förändrad vindkraftsflotta med en växande andel lågvindsturbiner (vilket vi antar i denna studie) som producerar mer vid låga vindhastigheter och mindre vid höga vindhastigheter jämfört med "konventionella" turbiner, är en tredje förklaring till relativt höga "capture rates" för vindkraft. Även en växande andel flexibilitet, vid sidan om vattenkraften, i elsystemet kan bidra positivt till vindkraftens "capture rate", förutsatt att flexibiliteten verkar på en tidsskala som sammanfaller med vindkraftens variationer, det vill säga typiskt över flera dygn.
- **Solel:** genomgående låg capture rate", typiskt mellan 40% och 50% beroende på elområde och scenario, som beror på mycket hög samvariation (med andra solelsinvesteringar inte minst utomlands) och en snabbt växande andel solel i elmixen. Solcellsinvesteringar torde i ökande grad kombineras med investeringar i batterier vilket (tydligt) förbättrar intjäningsförmågan och "capture rate" (men också medför ökade kostnader). En ökande andel inomdygnsflexibilitet över tid kommer alltså att gagna solelens intjäningsförmåga. Solelsinvesteringar är dock relativt billiga varför solel har större tålighet mot låg intjäningsförmåga jämfört med andra kraftslag.
- **Kraftvärme** drar nytta av de generellt sett högre elpriserna under uppvärmningssäsongen vilket lyfter kraftvärmens "capture rate". Andelen timmar med låga elpriser under vinterhalvåret tenderar dock att öka i beräkningarna i takt med att andelen vindkraft ökar
- **Kärnkraft** har typiskt mycket långa utnyttjningstider ("baslast") och har därför en "capture rate" som ligger nära (strax över) 100%. En "capture rate" på klart över 100% kan alltså vara en signal om att utnyttjningstiden minskar, vilket kan vara utmanande för en kapitalintensiv teknik. (En "capture rate" på nära 100% för en teknik innebär dock inte per automatik att tekniken kör som baslastproduktion utan det kan handla om tillfälligheter)
- **Vattenkraften** har med sin mycket goda reglerförmåga möjlighet att optimera elproduktionen efter elpriset och erhåller därför en tämligen hög intjäning och en hög "capture rate".
- Intjäningsförmågan och "capture rate" är ena sidan av myntet. För att göra en komplett lönsamhetsbedömning måste även kostnadssidan tas med i kalkylen. I en framtid med en allt större andel väderberoende elproduktion kan planerbar termisk effekt komma att uppvisa minskande utnyttjningstider (på grund av att perioder med mycket låga elpriser ökar). Samtidigt kan "spillet" i väderberoende elproduktion öka av samma skäl vilket också inverkar negativt på utnyttjningstiderna. Detta bör beaktas i en lönsamhetskalkyl, vilket också är fallet i de modellanalyser som vi genomfört inom denna studie. Vi väljer dock inte att lyfta lönsamheten för olika kraftslag mer i detalj i denna framställning..

Avslutande reflektioner

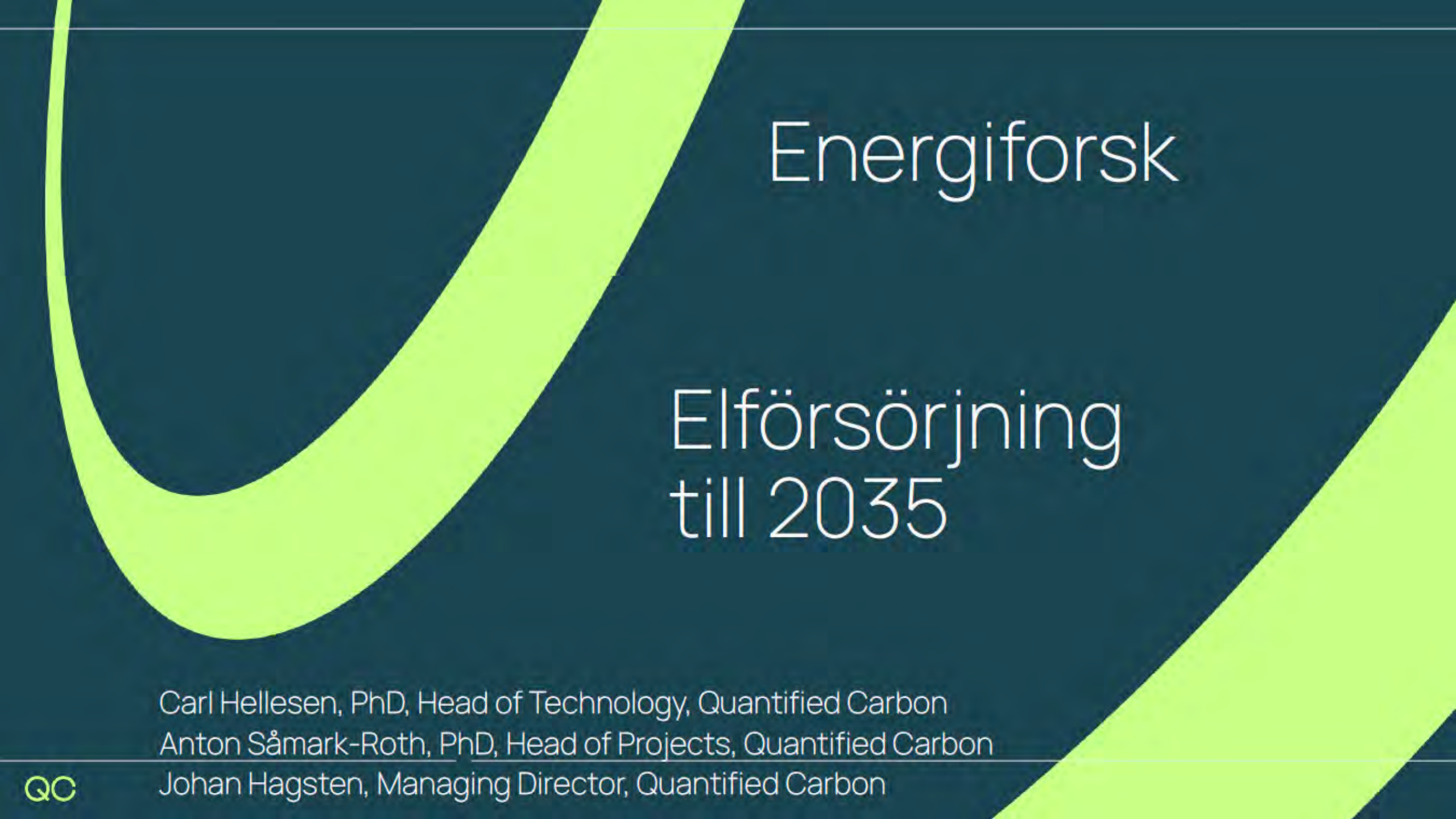
- Ett HÖGEL-scenario motsvarande en omfattande elektrifiering av framför allt industrin fordrar mycket omfattande investeringar i elproduktion. Detta gäller inte minst regionalt i SE1 under förutsättning att elefterfrågan där blir mer än 6 gånger så hög som idag och att elpriserna inte stiger till nivåer över 80 EUR/MWh i årssnitt. Det i sin tur förutsätter en massiv utbyggnad av landbaserad vindkraft till 2035, då detta sannolikt är det enda kraftslag som kan byggas ut så snabbt och på så kort tid. Även om SE1 är ett geografiskt mycket stort område kommer en massiv utbyggnad av landbaserad vindkraft i SE1 (och på andra håll i landet) troligen att hamna i konflikt med andra markvärden.
- Den mycket omfattande elektrifieringen i HÖGEL-scenariot fordrar även stora investeringar i eleffekt med hög tillgänglighet för att hantera perioder då tillgången till variabla (väderberoende) kraftslag understiger inhemsk efterfrågan på el. För den mer kortsiktiga eleffektbalanseringen, typiskt inom ett dygn, bidrar batterier, efterfrågefleksibilitet och gasturbiner vid sidan om de mer traditionella planerbara kraftslagen som vattenkraft, kärnkraft och kraftvärme. För balansering på längre tidsskala, typiskt dygn eller veckor, bidrar vattenkraft och andra planerbara produktionsslag och, på längre sikt bortom 2035, även vätgaslager. Osäkerheten kring vätgaslager är dock stor. Dessutom bidrar även import och export av el till effektbalansering på olika tidsskalor.
- Ett scenario med klart lägre, men icke desto mindre tydligt stigande, elefterfrågan ("LÅGEL-scenariot") medför en väsentligt lägre ansträngning på elsystemet med avseende på investeringar i både produktion och nät samt bättre förutsättningar för att elpriserna ska vara "tilltalande" för olika konsumentgrupper. Å andra sidan blir de klimatpolitiska målen svårare att nå och man måste i ökande grad utnyttja andra klimatåtgärder som exempelvis en omfattande övergång till biobränslen och större satsningar på negativa utsläpp och olika typer av effektiviseringar.
- Det är högst troligt att en mer väderberoende elförsörjning blir **mer exponerad för årliga variationer** och ökar därmed även variationen i utnyttjningen av icke-väderberoende elproduktion. En djupare analys av olika väderårs effekt på elförsörjningen är påtänkt som en uppföljning av den analys som redovisats här.



Profu

Bilaga 4

Resultat från Quantified Carbon



Energiforsk

Elförsörjning till 2035

Carl Hellesen, PhD, Head of Technology, Quantified Carbon

Anton Sårmark-Roth, PhD, Head of Projects, Quantified Carbon

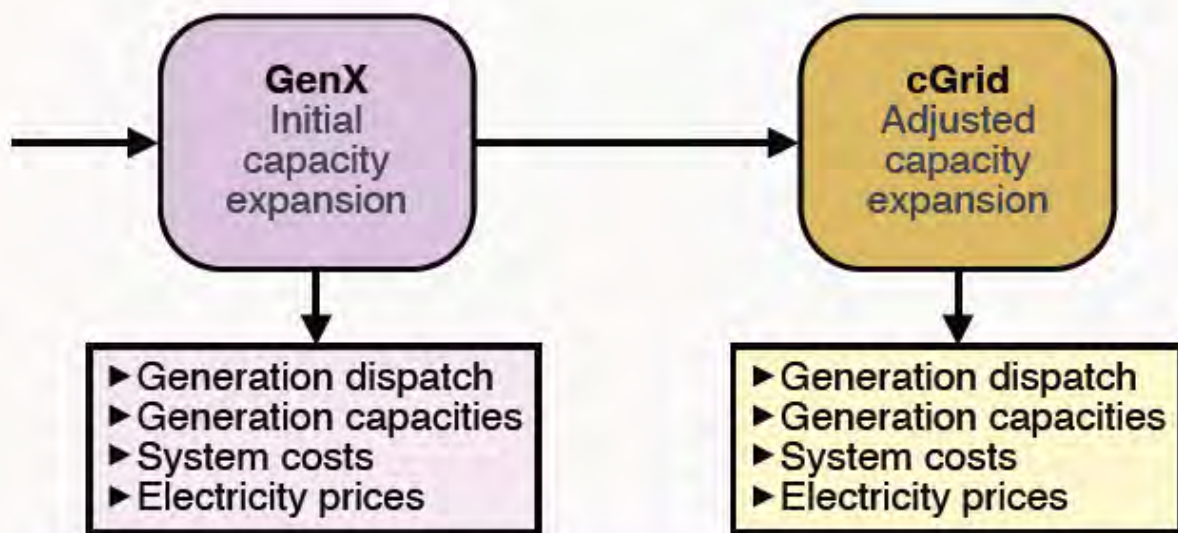
Johan Hagsten, Managing Director, Quantified Carbon

Objective

The objective of this analysis is to conduct step-by-step annual modelling of the Swedish power system from 2025 to 2035, as well as for 2040, under six main scenarios that encompass three levels of demand growth and two variants with and without new nuclear power development after 2035. The study aims to:

- **Identify Key Technologies:** Focus on the roles of onshore wind, offshore wind, and solar power in capacity expansion through 2035, providing insights into their contribution to meeting future energy demands.
- **Electricity Market Dynamics:** Leverage the high annual granularity until 2035 of the study to explore electricity market development, including trends in producer and consumer prices, and address challenges related to market stability and competitiveness.
- **Nuclear Path Dependency:** Perform expansion optimisation for 2040 to incorporate path dependencies by stepping backward and analysing the implications of nuclear power development on the electricity market's evolution.
- **Weather Variability Insights:** Subject key model years to weather variations using data from 33 historical weather years, highlighting increasing system volatility and identifying the most challenging market conditions for the evolving Swedish power system.

Methodology - integrated approach



GenX:

- A configurable power system capacity expansion model for studying low-carbon energy futures.
- Perfect-foresight linear cost optimisation
- MIT Energy Initiative and Princeton University ZERO lab.
- Open source: <https://github.com/GenXProject/GenX>

cGrid:

- QC-developed non-linear iterative electricity market modelling tool.
- Dispatch based on short-term price projections for storage and flexible resources
- Tailored bidding of hydro reservoir power

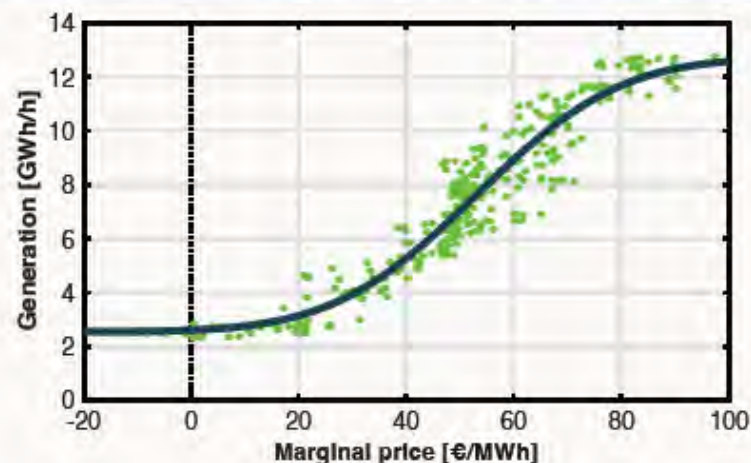
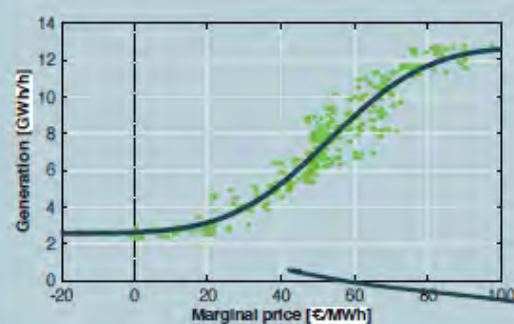


Figure. Fitted soft step function for total gas-fired power generation in Germany for two weeks.

› **Framework aims to leverage complementary strengths of GenX and cGrid.**

cGrid – Electricity Market Modelling Methodology



- Includes non-linear bidding responses like soft-step functions.
- Iterative price matching between demand and supply

Outer Loop: Iterative Price Feedback

Initialise electricity market

Simulate market clearing via the inner loop.



Update bidding patterns based on price feedback (e.g., storage, hydro).

Update capacity expansion

Outputs

- Generation dispatch
- Generation capacity
- Market prices
- System costs

Convergence after ~100 iterations

Inner Loop: Market Clearing

- Iterate prices.
- Match supply, demand, and trade.

Outputs

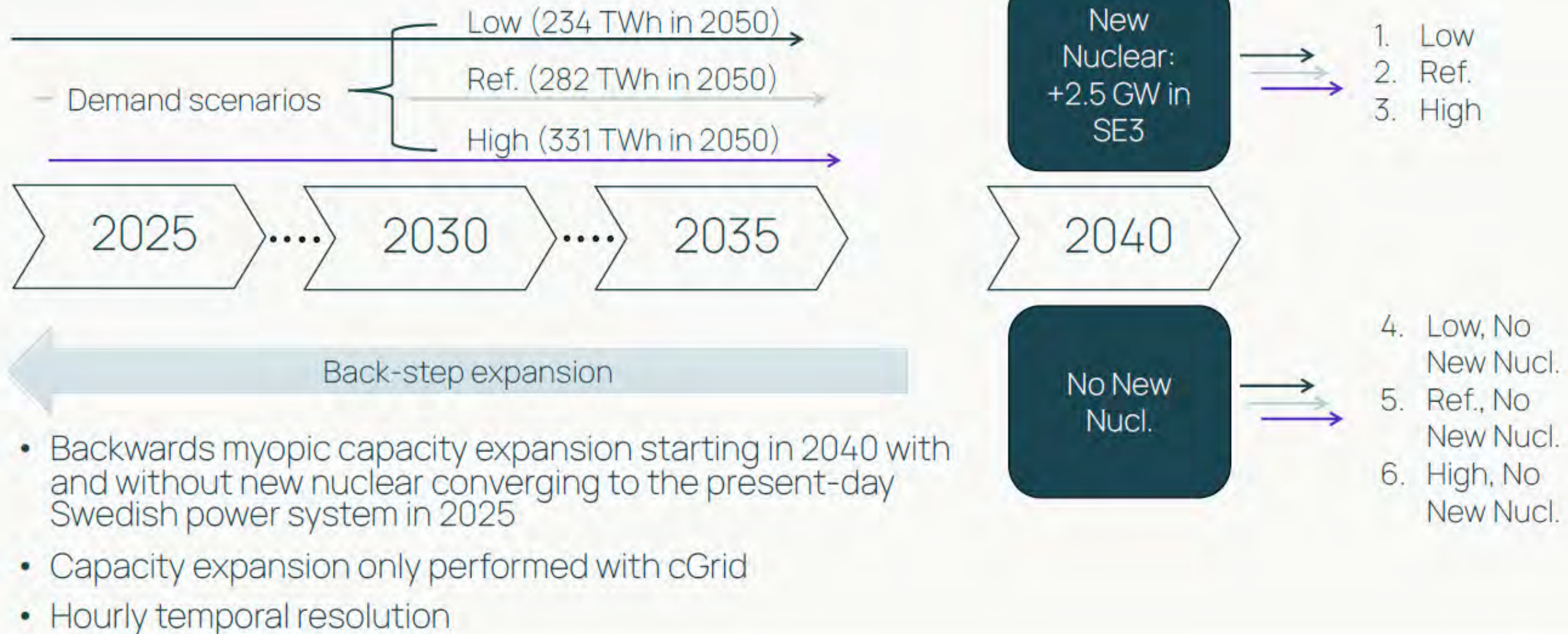
- Generation dispatch
- Market prices

cGrid combines advanced bidding methodologies with iterative price feedback to deliver realistic power system analysis while maintaining computational efficiency. Unlike linear tools, which are optimised for greenfield capacity expansion, cGrid excels in performing adjusted expansions and capturing real-world market behaviours through limited intra-annual foresight and 10x speed.

Note: For simplified market models, the results from the GenX linear optimisation tool converges with cGrid outcomes for both market clearing and capacity expansion.

Expansion methodology and scenarios

6 scenarios



Transmission capacity

- The directionally dependent maximum transmission capacity for the lines included in the modelling for 2035 is presented in Figure. The basis has been the TYNDP-2022 regional investment plan for the Baltic Sea region¹.
- The assumed development has been complemented with national TSO plans as well as political influences:
 - Notably, Hansa PowerBridge has not been included.
- A hydrogen pipeline between SE1 and SE2 has been implemented to equalise prices between the two regions.
 - To reflect the development of the hydrogen pipeline, the transmission capacity between SE1 and SE2 has been increased by 5 GW.
- Grid expansion is not included endogenously.

Figure. Geographical scope of bidding zones included in the model and the transmission capacities in 2035.



Methodology - geography

- Regions outside Sweden are optimised solely for dispatch and complete investment and dispatch optimisation performed for SE1-4.
- The Swedish power system, being relatively small, is significantly affected by the evolution of future power systems in neighbouring countries.
- Our optimisation methodology is guided by a philosophy that prioritises alignment with the geopolitical energy policy landscape, emphasising that each country retains sovereignty over decisions regarding the development of its power system. Consequently, neighbouring regions to Sweden are kept fixed across all modelled scenarios, ensuring that Swedish decisions directly reflect their domestic impact without influencing the evolution of neighbouring systems. For instance, the decision to expand onshore wind in Sweden or to halt such expansion will not affect neighbouring countries, nor will the absence of nuclear power development in Sweden trigger its construction in Finland or other adjacent regions.
- The capacity expansion for regions outside Sweden is set by a reference scenario described in the next 2 slides.

Figure. Geographical scope of bidding zones included in the model and how they are treated in the optimisation.



Note: The zones NO125 and BT represents an aggregate of NO1, NO2 and NO5 the Baltic zones, respectively.

Reference scenario – Projected Electricity Market Development

The development of the present-day and projected electricity markets across the bidding zones included in the model is assessed separately for each time frame, ensuring a realistic and dynamic representation of the market's evolution.

Existing market: 2025



- A well-validated starting system ensures electricity market modelling well-grounded in reality
- Installed generation and transmission capacity is determined based on national/European organisations and TSO data.
- Benchmarking is performed on parameters including:
 - Price average and duration curve
 - Capture rates
 - Hydro dispatch

Reference sources: 2026-2035



The near-term 10-year future electricity market development is primarily constructed based on reference sources:

- Political energy policy pathways, e.g., nuclear phase-out
- Credible reports by national and European organisations and TSOs for projected development of generation, transmission capacity and demand-side flexibility.
- Exception is planned expansion of offshore wind with CfDs

Capacity expansion: 2036-

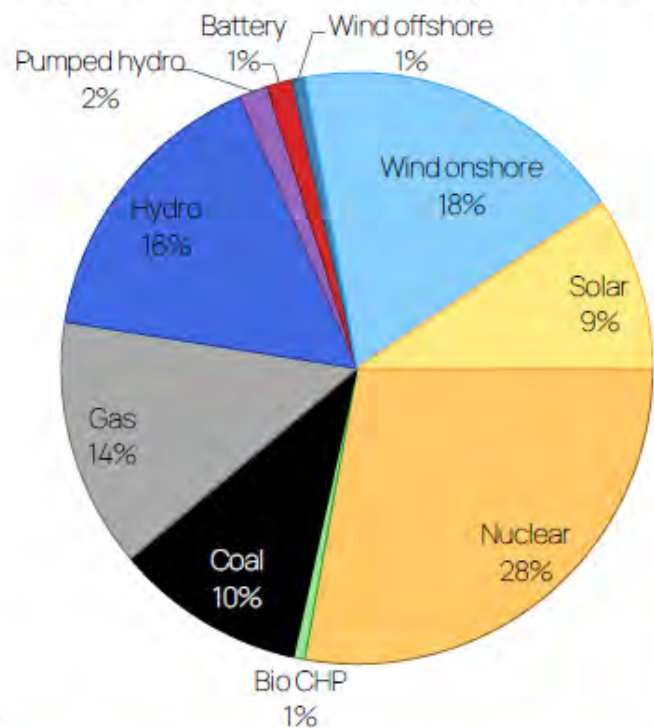


The long-term future electricity market development is based on a capacity expansion procedure starting with the state in 2035. The procedure incorporates projections and assumptions on several parameters including:

- Technology availability
- Technology cost projections
- Land-based constraints for onshore wind
- Commodity prices
- CO₂ prices
- Demand-side flexibility
- Hydrogen sector coupling

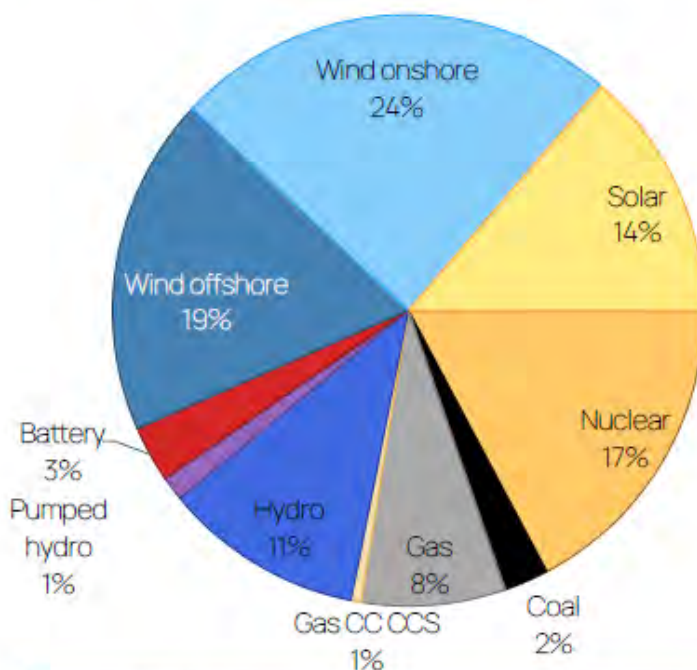
Pathway to 2050 outside Sweden

Figure: Share of annual generation by technology for electricity zones outside Sweden across three different model years.



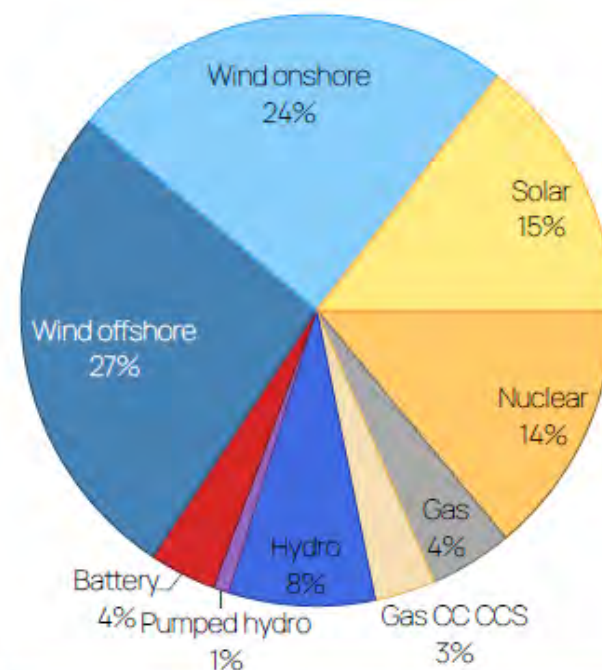
2024 – Abundant dispatchable power

- Electricity mix dominated by dispatchable sources covering almost 70% of annual generation
- Wind and solar merely at 28%



2035 – Massive increase of wind and solar

- Massive expansion of wind and solar reaching 57%
- CfDs enable large expansion of offshore wind
- Significant coal and nuclear phase-out
- Increasingly flexible demand side (primarily EV and heating)



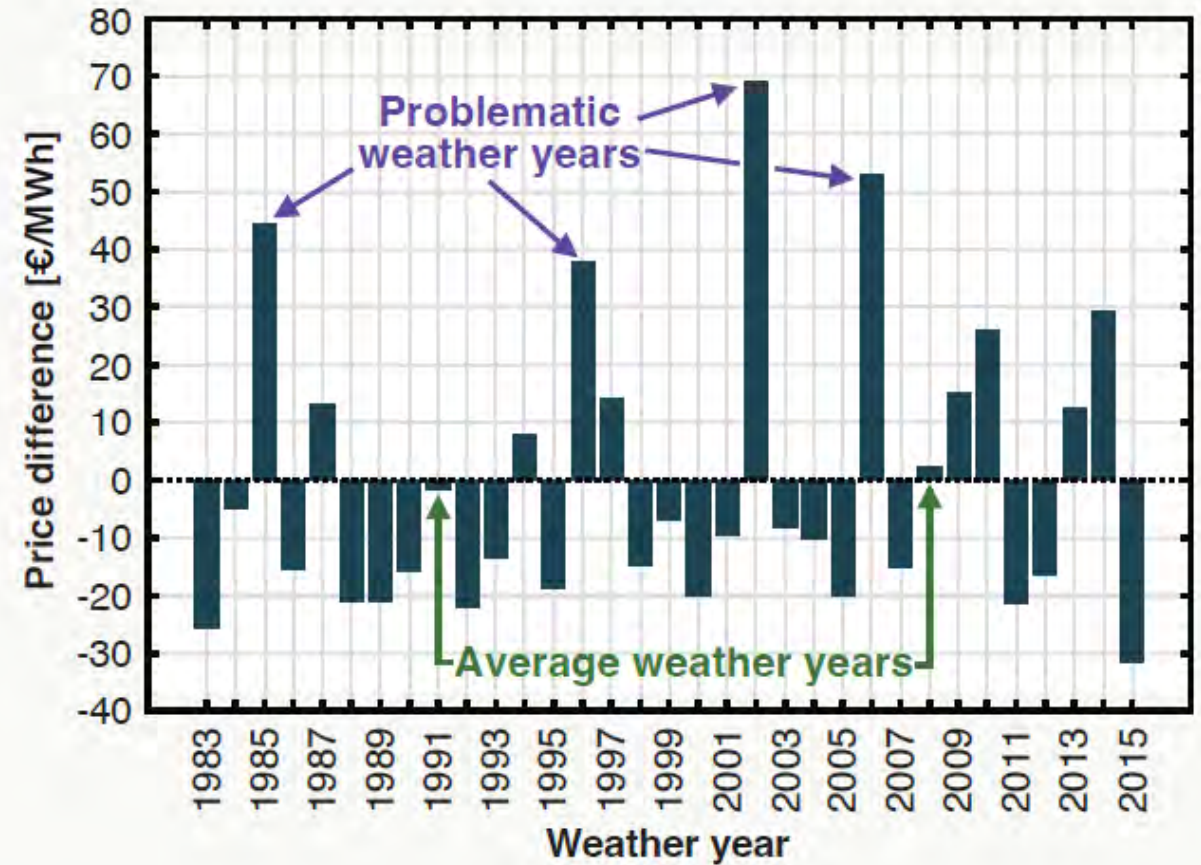
2050 – decarbonised power sector

- Electricity system mix achieving ~95-99% emission reduction compared to 1990 levels driven by ~250 €/tCO₂
- Flexibility provided by battery, open-cycle natural gas turbines and flexible demand (EV, heating, H₂)

Reference weather year

- The current study performs the capacity expansion on a reference weather year, reflecting typical market conditions.
- The relative deviation in yearly average electricity prices across bidding zones was analysed.
- The year with the smallest deviation, 1991, was identified as the reference weather year, and is employed in the current study.
- Notably, years 1985, 1996, 2002, and 2006 exhibit challenging conditions and the highest average electricity prices.

Figure. Relative deviation of yearly modelled electricity prices across 33 weather years, averaged for all European bidding zones.



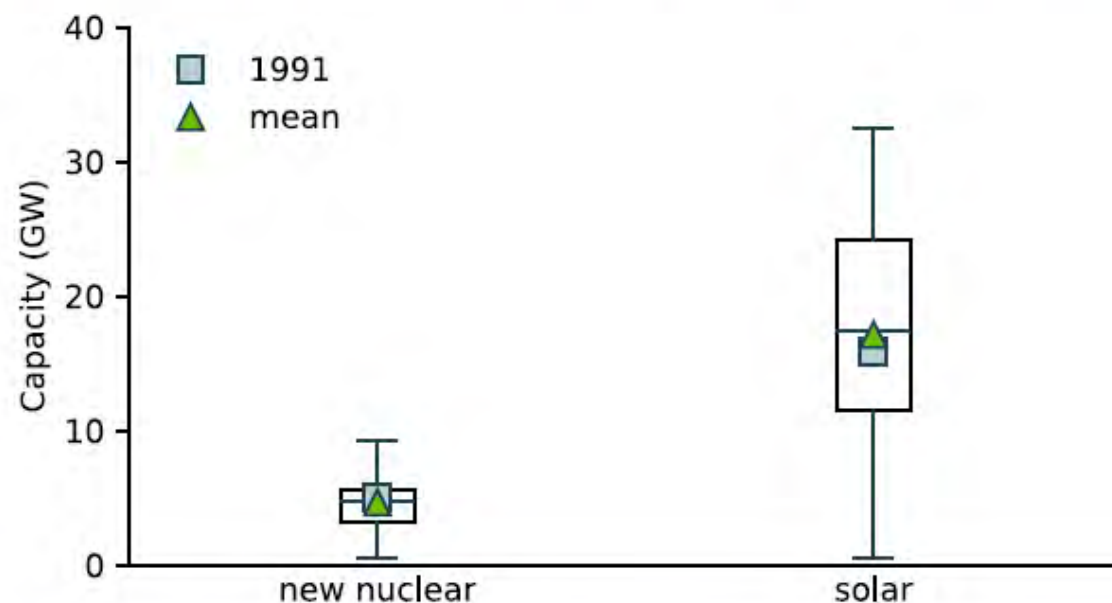
Expansion for multiple weather years

- For capacity expansion optimisation, aside from cost assumptions, the choice of weather year is one of the most critical parameters!

In an example simulation of Sweden, the following variation was observed with weather year:

- Nuclear capacity ranges from ~0 to ~10 GW
- Solar capacity ranges from ~0 to ~35 GW
- The expansion for weather year 1991 aligns well with the average expansion across all weather years, supporting the selection of 1991 as the reference weather year.

Figure. Distribution of optimal installed capacity for each individual weather year's expansion of new nuclear and solar power in Sweden for the model year 2050.



Cost assumptions – technologies and fuels

- All costs and prices are presented in **EUR2023**.
- The economic lifetime is assumed to be the same as the technical lifetime.
- Linear interpolation is applied for model years not specified in the provided sources.

Table. Prices in €/MWh_{th} assumed for primary **fuels** and **CO₂** emissions in €/tCO₂ based on [WEO 2024](#) "Announced Pledges" scenario.

	Natural gas	Hard Coal	CO ₂
2024	38	15	70
2030	19	7.2	124
2035	18	6.5	147
2040	16	5.8	161
2050	16	5.4	184

Table. Cost assumptions for **new** build of primary technologies and the **year 2030** based on central scenario in [energistyrelsen.dk](#).

	Solar PV	Wind Onshore	Wind Offshore Fixed	Gas open cycle (OC)	Nuclear ⁴
WACC (%)	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0
Economic lifetime (yr)	40	30	30	30	60
Investment cost (€/kW)	450	1350	2110	550	7000
Fixed OM (€/kW/yr)	11	19	46	9.7	70
Variable OM (€/MWh)	–	2.3	4.6	5.6	7.0
Fuel (€/MWh) ¹	–	–	–	110	4.9
Capacity factor (%) ²	11	38	50	10	90
LCOE (€/MWh) ³	39	35	46	170	68

¹ Represents fuel costs per MWh electricity generated. Values include costs for direct and indirect emissions based on the CO₂ price projection.

² Values prior to model results as the average of 33 weather years. Does not account for economic and grid-related technical curtailment. Methodology for solar and wind production profiles is described in Section 1.1 in [Supplemental Material](#). For high-marginal cost thermal power plants this represents an estimate.

³ LCOE calculations based on input assumptions, see Section 2.6.7 in [Supplemental Material](#) for calculation methodology..

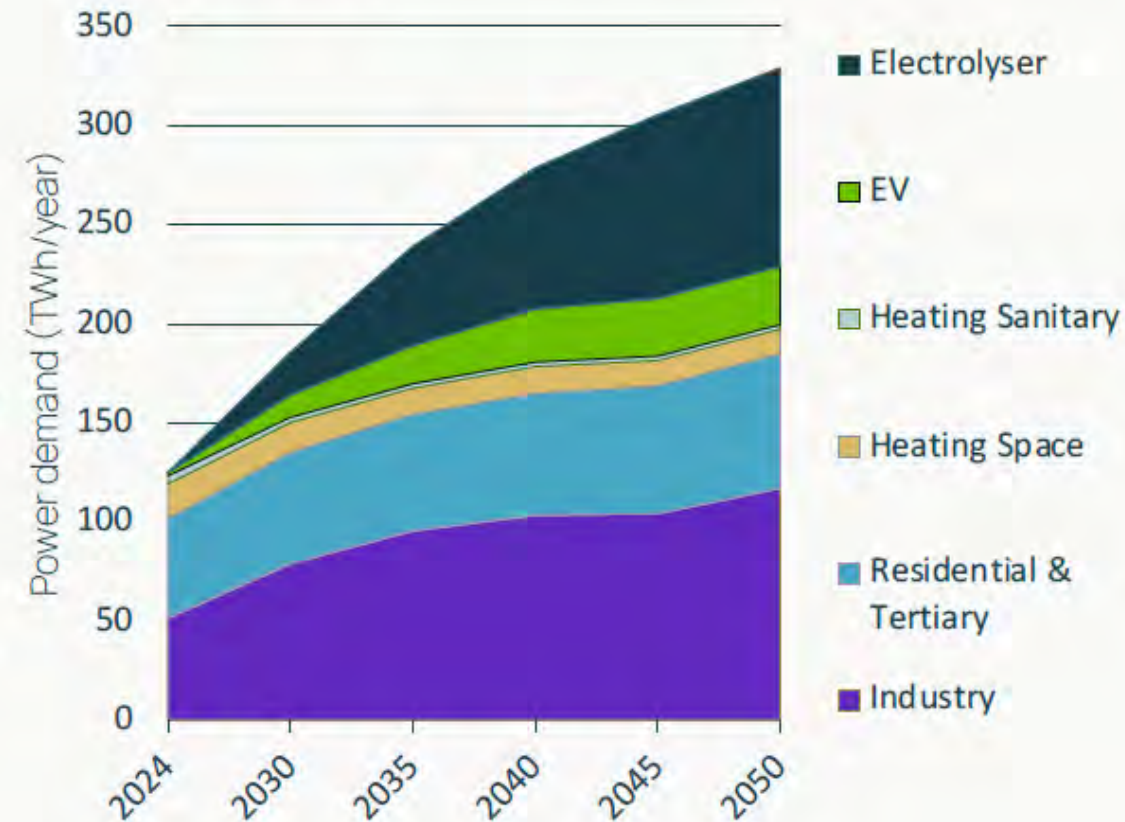
⁴ Assumptions for new nuclear based on [OC analysis](#).

Demand and flexibility

6 different demand categories with specific assumptions for:

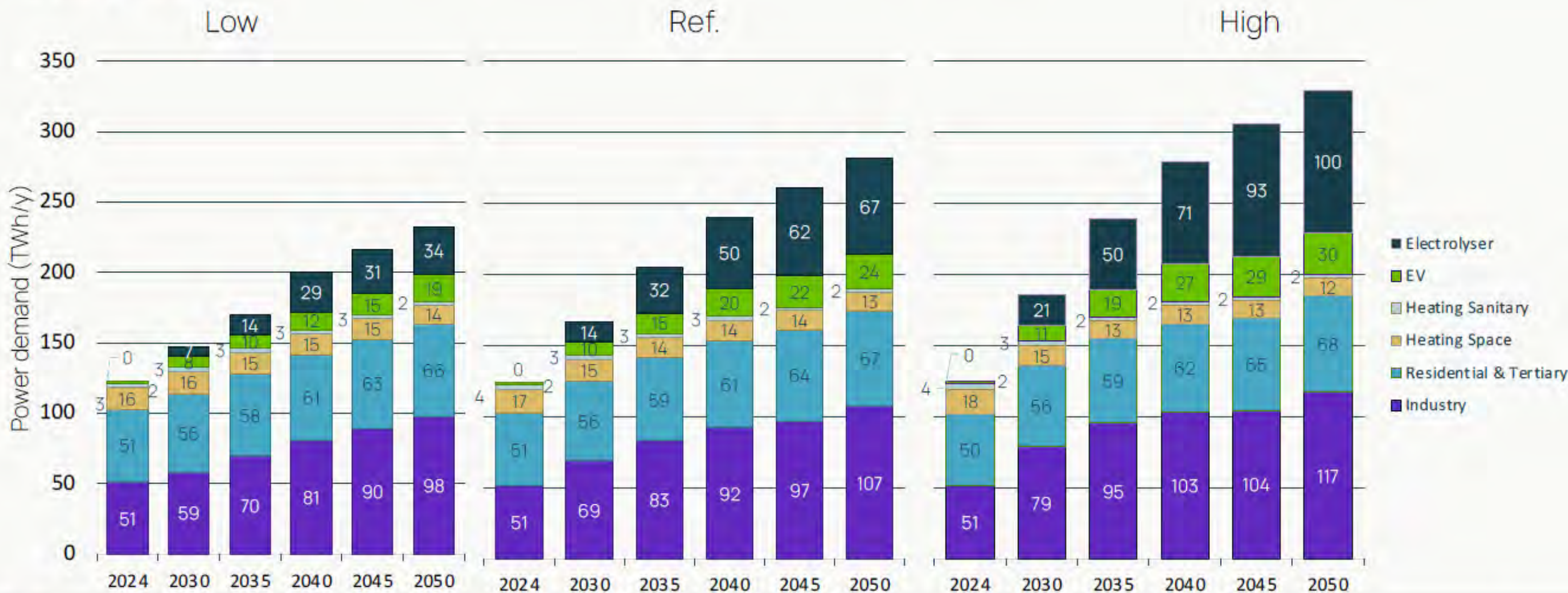
- Total annual consumption
- Load profile
- Shifting flexibility:
 - Share of demand eligible for flexibility: A portion of demand can shift its load, such as EV charging during off-peak hours.
 - Maximum instantaneous consumption: The upper limit of flexible demand at any given moment is constrained by infrastructure and operational factors.
 - Load shifting window: Time range (hours) within which consumption can be moved forward or backward without impacting operations, e.g., industrial batch processes or heating system adjustments.
- Cutting flexibility:
 - Share of demand applicable: The proportion of demand that can be (temporary) curtailed during price spikes, such as industrial operations with built-in downtime buffers.
 - Price sensitivity: Demand cutting is triggered when electricity prices exceed certain thresholds.

Figure. Demand projection in High scenario by year and demand category.



Demand scenarios

Scenarios are based on Profu demand data designated for the current project. Ref. is a pure average of Low and High scenarios.



Demand categories and flexibility

Category	Description	Shifting flexibility	Cutting flexibility
Residential & Tertiary	Representing households and tertiary activities (administration, shops, offices, education), but potentially further sectors such as farming and construction. Demand growth assumed to equal energy efficiency measures. Diurnal and weekday profile, based on observed load data per country.	Residential and tertiary demand flexibility is primarily enabled by smart appliances and home storage solutions. Adoption depends heavily on incentives, here assumed 5%. Flexible loads can be shifted within a 4-hour time window.	Up to 10% of demand can be reduced during peak stress periods (1000 €/MWh), assuming active participation in demand-response programs and dynamic pricing schemes.
EV	Representing demand for EVs (neither trains nor goods). The used EV demand profile combines a diverse mix of EV user groups with different types of potential flexibility. Light-duty (charging ~1/week), Medium-duty (~1/day) and Heavy-duty (~several/day and limited flexibility)	EV charging is designed to fit within the grid's capacity, allowing for adjustments in charging times throughout the day to balance supply and demand. A daily flexibility window of up to 24 hours is assumed, representing an aggregate of diverse user behaviours.	No cutting flexibility is assumed for EVs. This reflects the priority given to ensuring uninterrupted charging, which is critical for maintaining transport reliability and user satisfaction.
Space heating	Representing demand for heat pumps and electric heating using a weather-dependent profile.	Demand can shift up to 10% above maximum observed levels, with adjustments possible within a 4-hour window. Flexibility is limited in cold weather but increases under warmer conditions.	Allows for up to 10% demand reductions during peak stress periods (1000 €/MWh), balancing grid needs without compromising essential services.
Sanitary heating	Representing demand for sanitary heating with growth coupled to space heating and a diurnal profile.	Allows up to 200% upward flexibility, supported by storage capacity, with a 12-hour adjustment window to manage diurnal price variations.	
Industry	Representing demand for manufacturing, chemicals, steel, aluminium, glass, etc. Data centres also included here. Flat profile.	Industrial demand flexibility is estimated based on FfE's study of German industry. A 50% flexible share is assumed, with demand reducible to 80% of maximum load and shiftable within a 12-hour window.	Curtailment is capped at 5% (1000 €/MWh) to limit disruptions to operations.
Electrolyser	Representing hydrogen production fulfilling demand outside electricity sector, i.e., excluding demand for regeneration of electricity with hydrogen gas turbines. Flat profile.	Electrolyser flexibility assumes a moderate expansion of hydrogen infrastructure, including pipelines and storage starting in 2035. Flexibility gradually increases as electrolysers are integrated into the system with modest overcapacity. A 20% electrolyser overcapacity along with increasing flexible share to 80% and storage duration to 12 days by 2050 are assumed.	Demand reduction occurs within the price range of (~[2, 5] €/kgH ₂), though this reliance diminishes as storage capabilities expand.

Demand profiles and flexibility

Figure. Example demand profiles by category as indicated in each panel. The base and flex areas represent demand segments where cutting and shifting flexibility are applied, respectively. The dashed line indicates the maximum capacity increase allowed for demand.

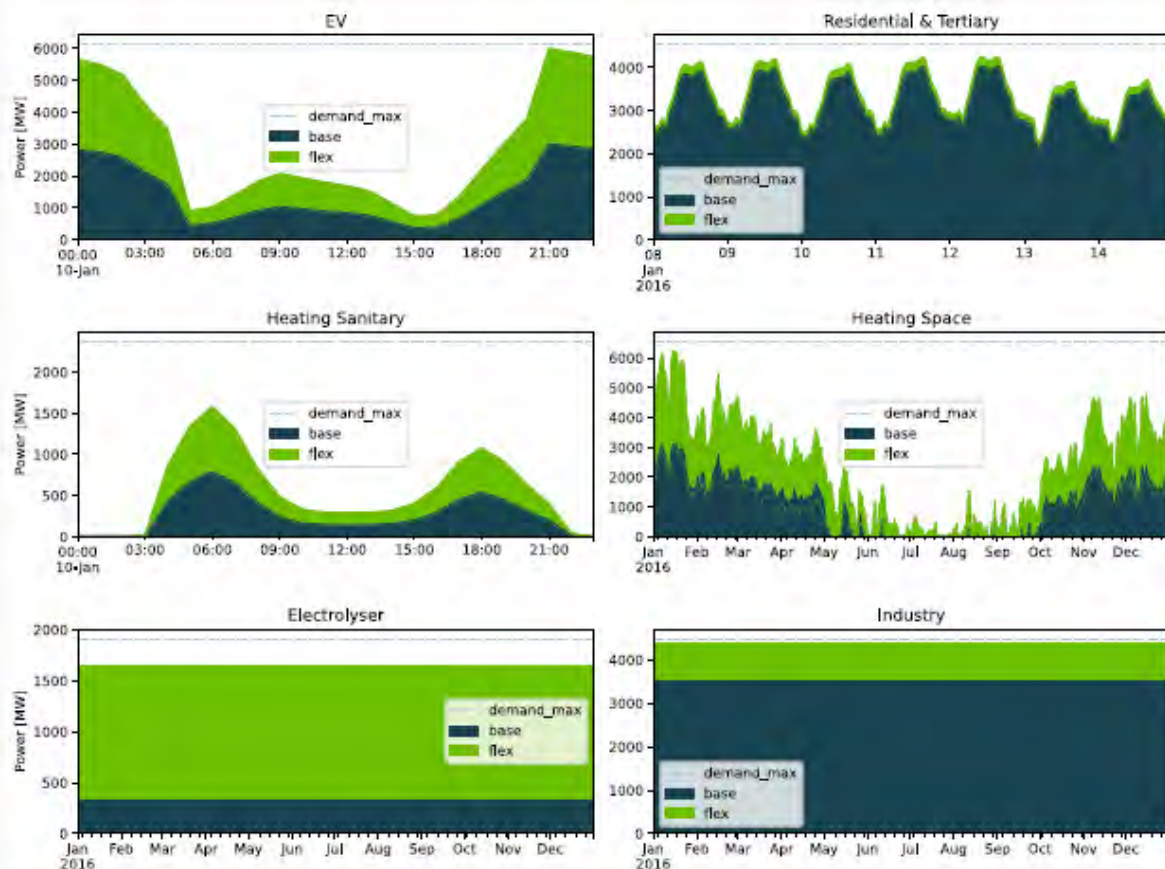


Table. Assumed flexible share of demand by category and model year. Linear growth is assumed.

CATEGORY	FLEXIBLE SHARE					
	2025	2030	2035	2040	2045	2050
RESIDENTIAL & TERTIARY	0%	5%				
EV	0%	20%				
SPACE HEATING	0%	20%				
SANITARY HEATING	0%	20%				
INDUSTRY	0%	20%				
	2025	2030	2035	2040	2045	2050
ELECTROLYSER	0%	0%	50%	60%	70%	80%

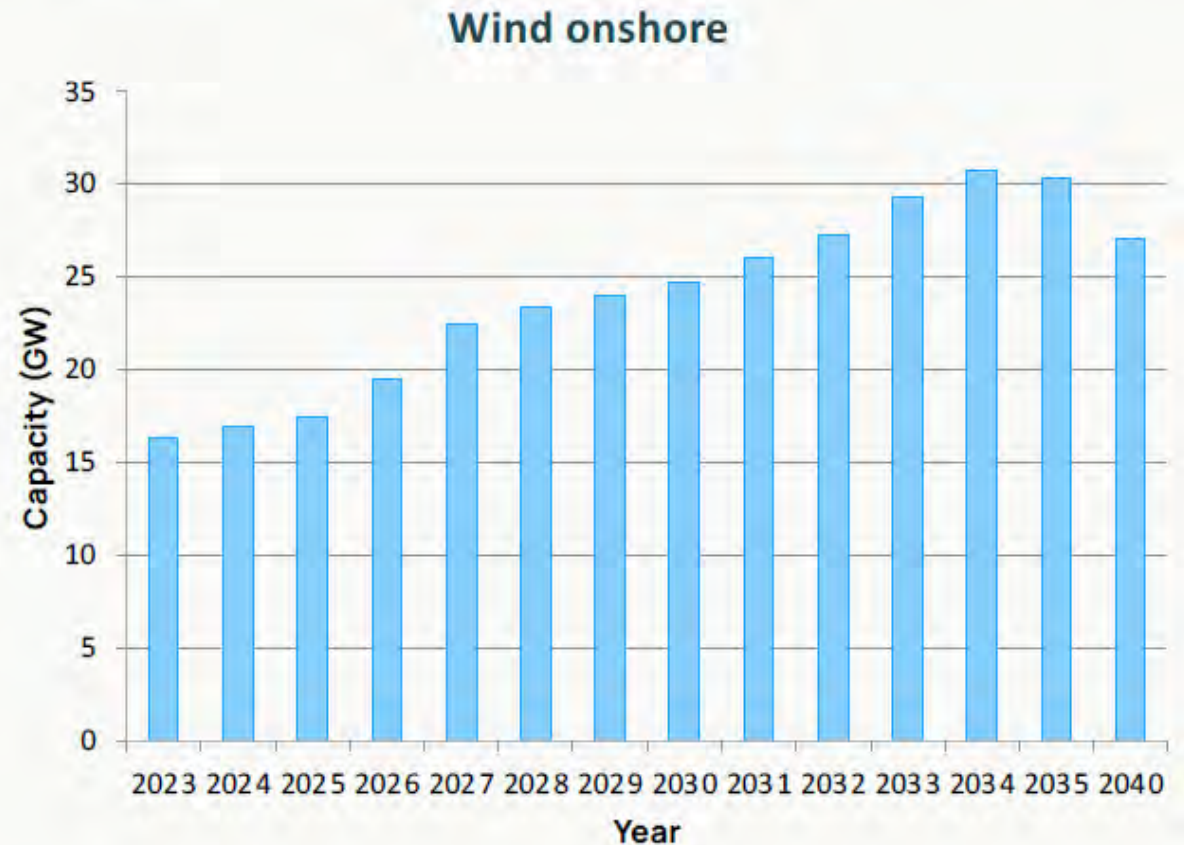
Treatment of existing generation capacity

- Hydro:
 - The existing Swedish hydro power, which was mostly built in the 1950s–80s, is assumed to continue to be in operation in all modelling cases with an assumed installed capacity (based on highest observed power output in recent years) of 4.56 GW, 6.73 GW, 2.29 GW and 0.24 GW in SE1, SE2, SE3 and SE4, respectively.
 - Details on modelling methodology to be published¹.
- Bio CHP:
 - Sweden's combined heat and power fleet is assumed to continue to be in operation with reinvestments such that the current installed production capacity with an average annual generation of around 7 TWh is conserved throughout all modelling cases.
 - The power plants are modelled must-run with a "weather-aware" production profile based on an average across recent years.
- Nuclear:
 - The existing Swedish nuclear fleet with an assumed total installed capacity of 6.85 GW, not including the recent power up-rating, remains in all modelled scenarios.
 - This fleet is modelled as must-run following a production profile representing an average of recent years operations and an availability of around 85%.

Expansion of onshore wind

- The current installed capacity for onshore wind power in Sweden amounts to 16.3 GW¹.
- Expansion follows a constraint that represents:
 - All projects in the pipeline materialise.
 - No projects not yet proposed are included.
- Decommissioning of existing wind farms is considered, but repowering is not, which explains a decline from 2034 to 2040.
- No restrictions on the expansion of **offshore wind** has been accounted for.

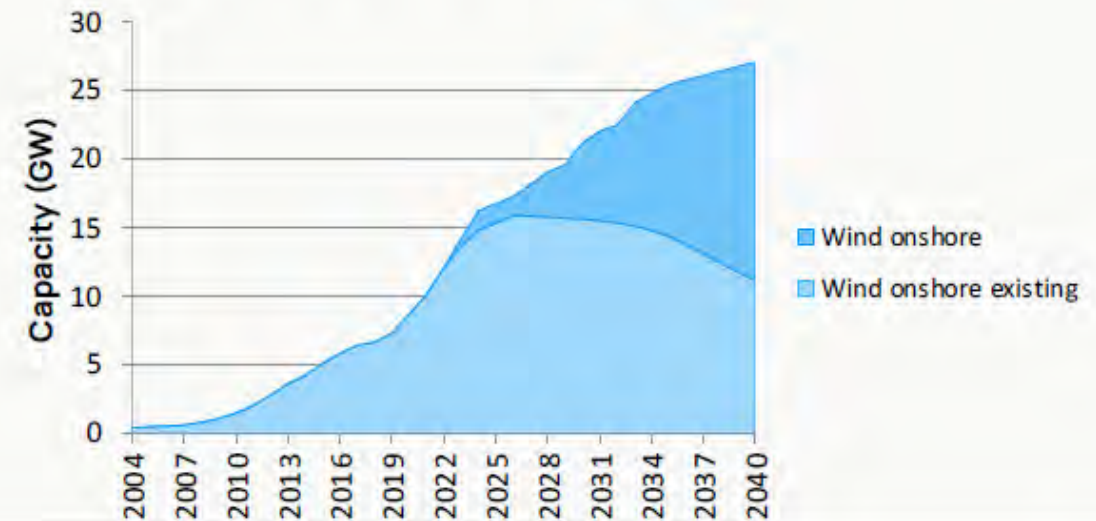
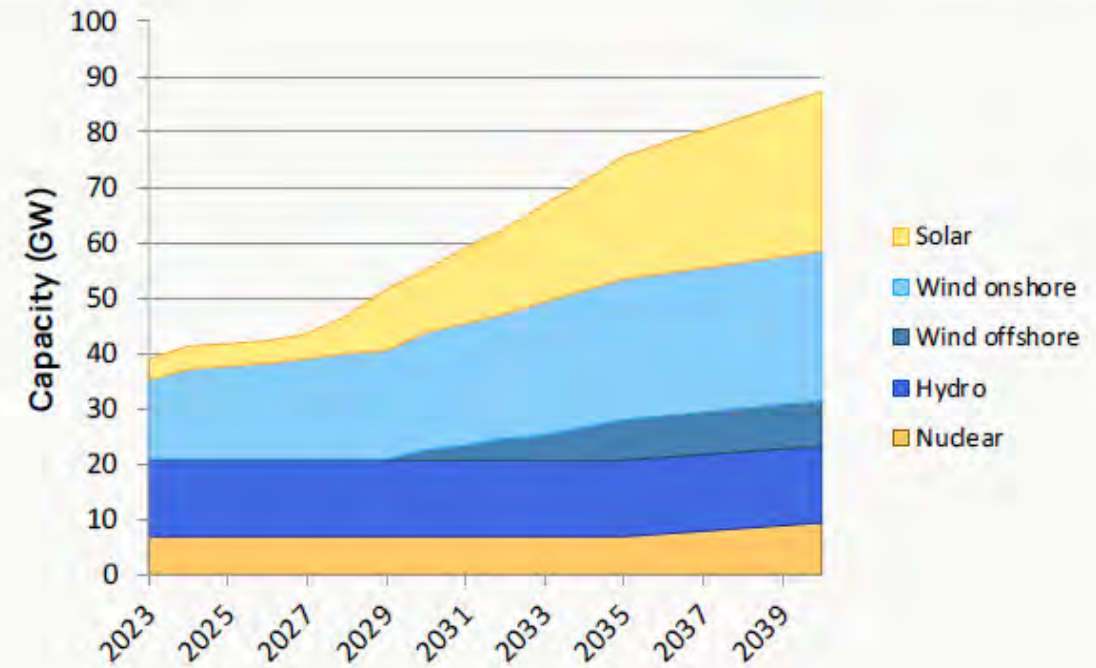
Figure: Maximum installed capacity of onshore wind across Sweden.



1. [Svensk Vindenergi \(2024\), Statistik och prognos, första kvartalet 2024.](#)

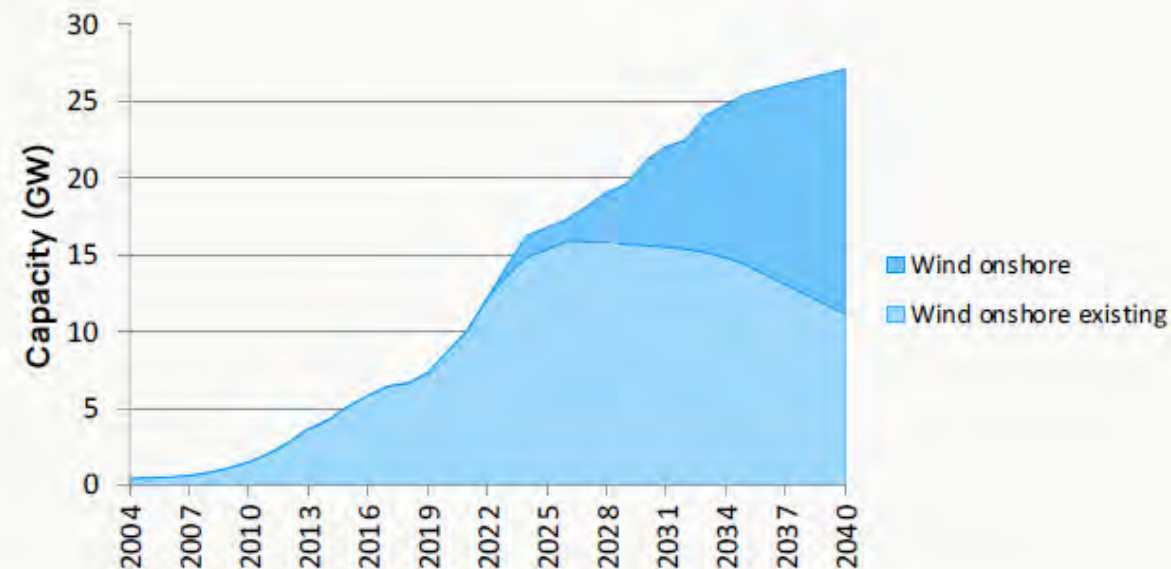
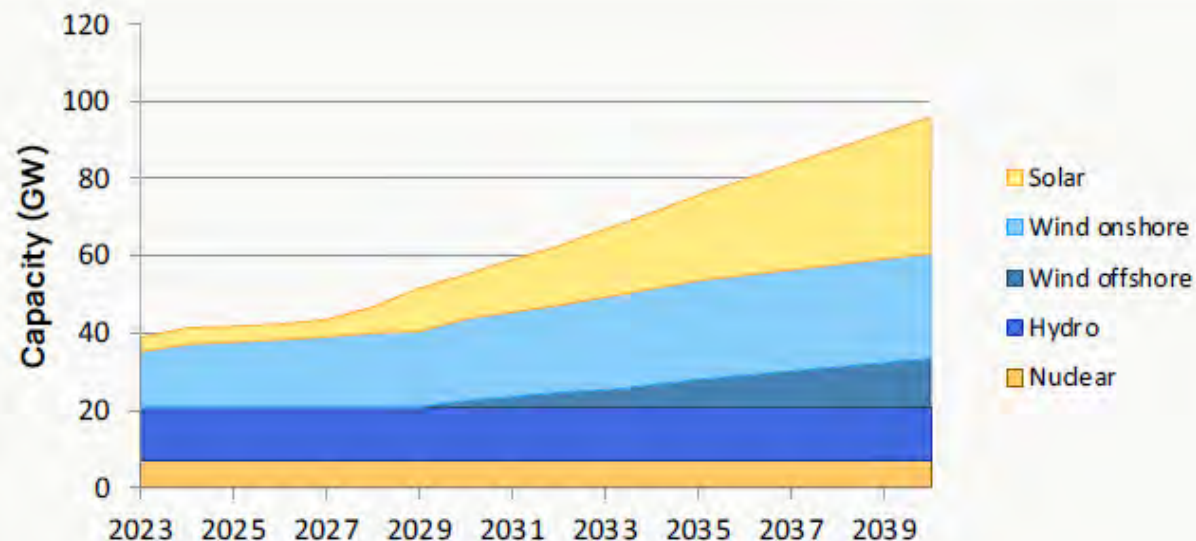
Expansion, ny kärnkraft och högelscenario

- Ökad last fram till 2035 täcks främst av landbaserad vind som ser maximal utbyggnad och därefter av ny solkraft
- Havsbaserad vindkraft tillkommer under 2030-talet



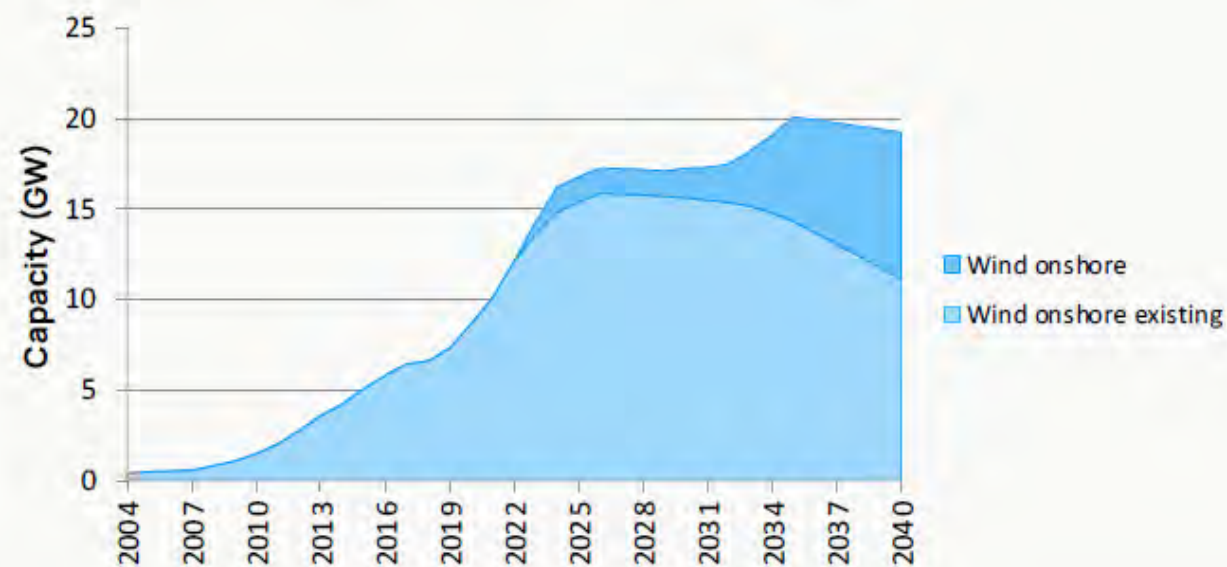
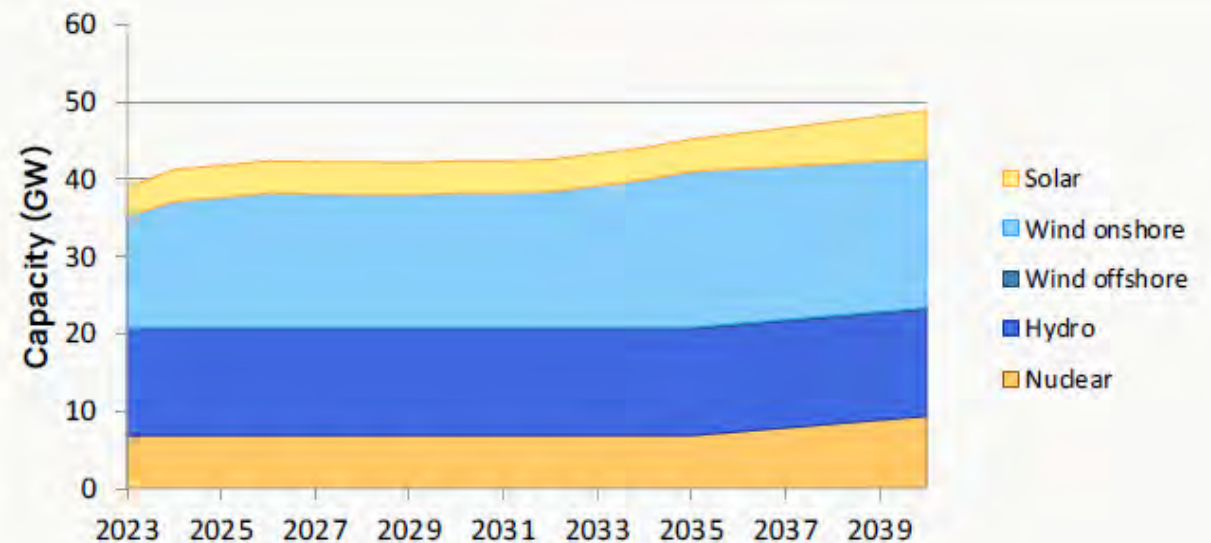
Expansion, ingen ny kärnkraft och högelscenario

- Ökad last fram till 2035 täcks främst av landbaserad vind som ser maximal utbyggnad och därefter av ny solkraft
- Havsbaserad vindkraft ersätter ny kärnkraft jämfört med ny kärnkraftscenariot



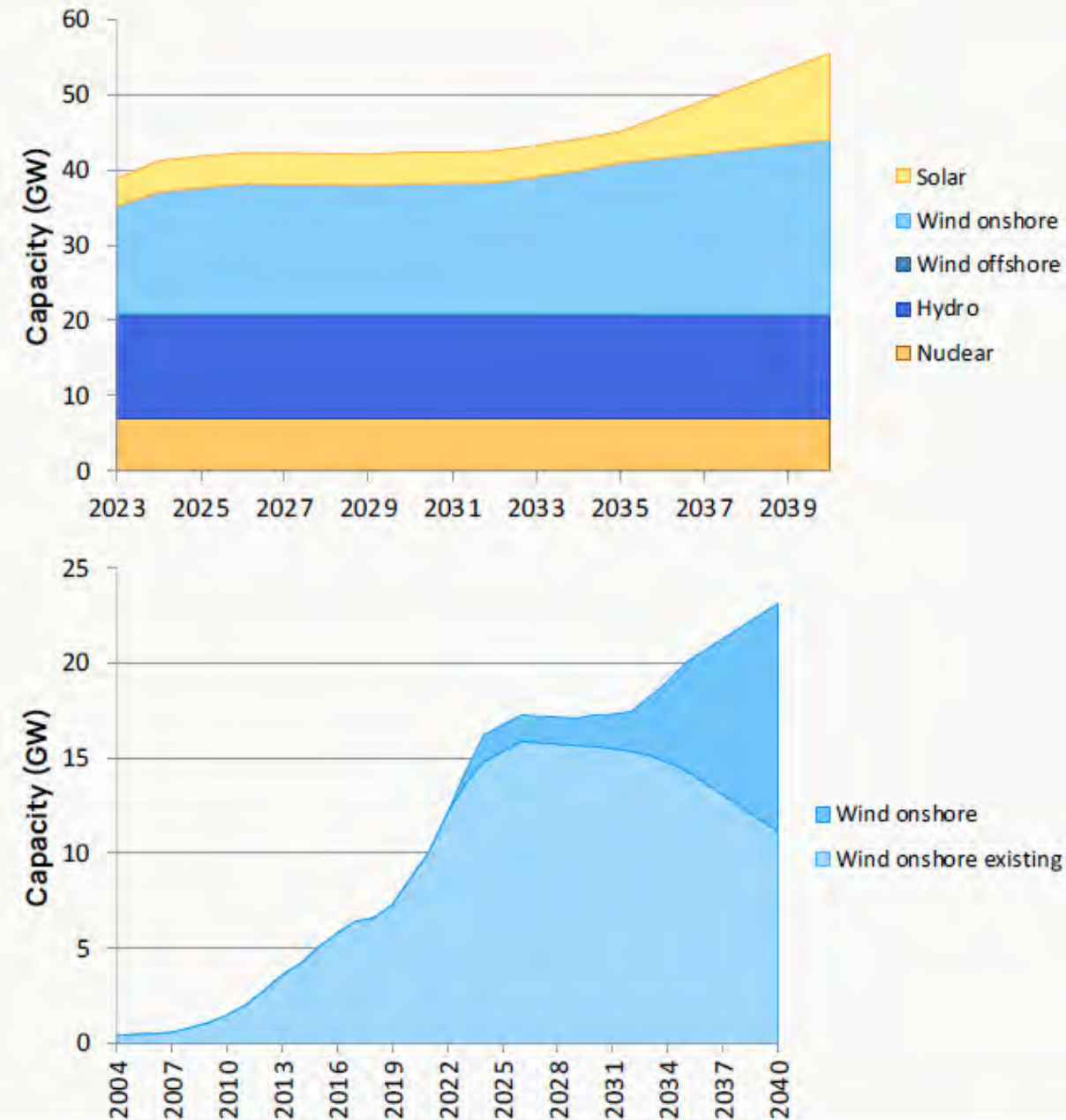
Expansion, ingen ny kärnkraft och lågelscenario

- Inget behov av ny produktion under andra halvan av 20-talet
- Befintligt överskott räcker
- Överskottet "tar slut" under 30-talet och täcks av landbaserad vind och ny kärnkraft
- Havsbaserad vindkraft uteblir helt



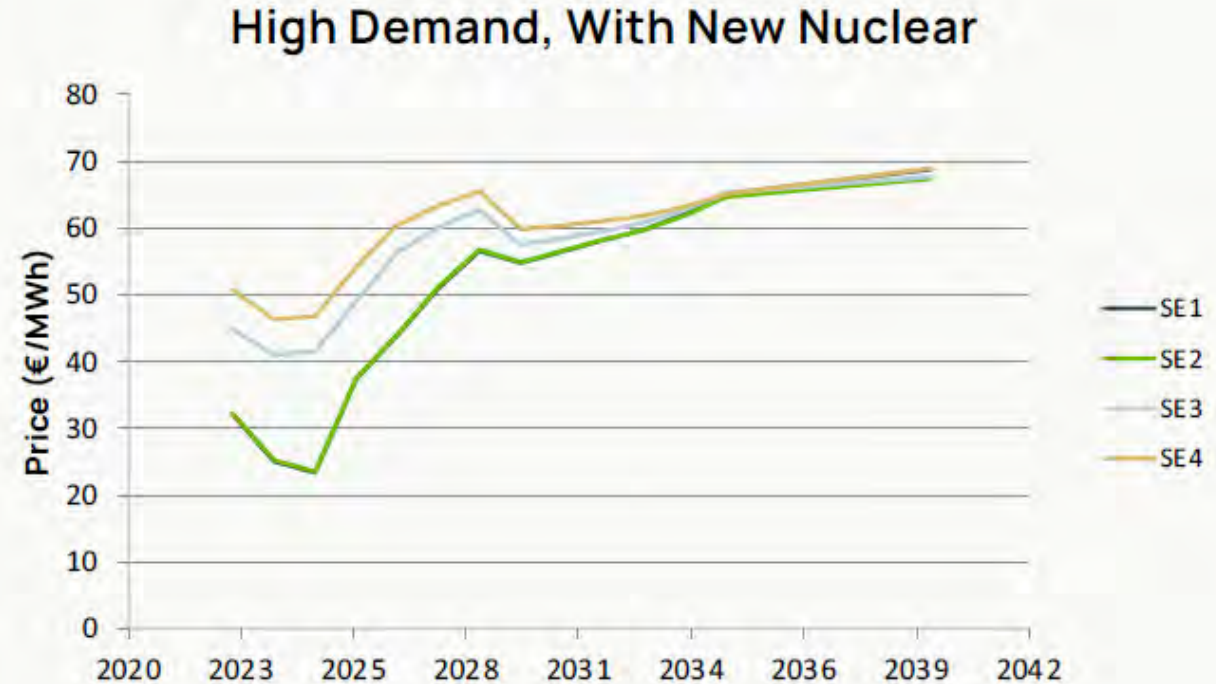
Expansion, ingen ny kärnkraft och lågelscenario

- Inget behov av ny produktion under andra halvan av 20-talet
- Befintligt överskott räcker
- Överskottet "tar slut" under 30-talet och täcks av landbaserad vind
- Havsbaserad vindkraft uteblir helt



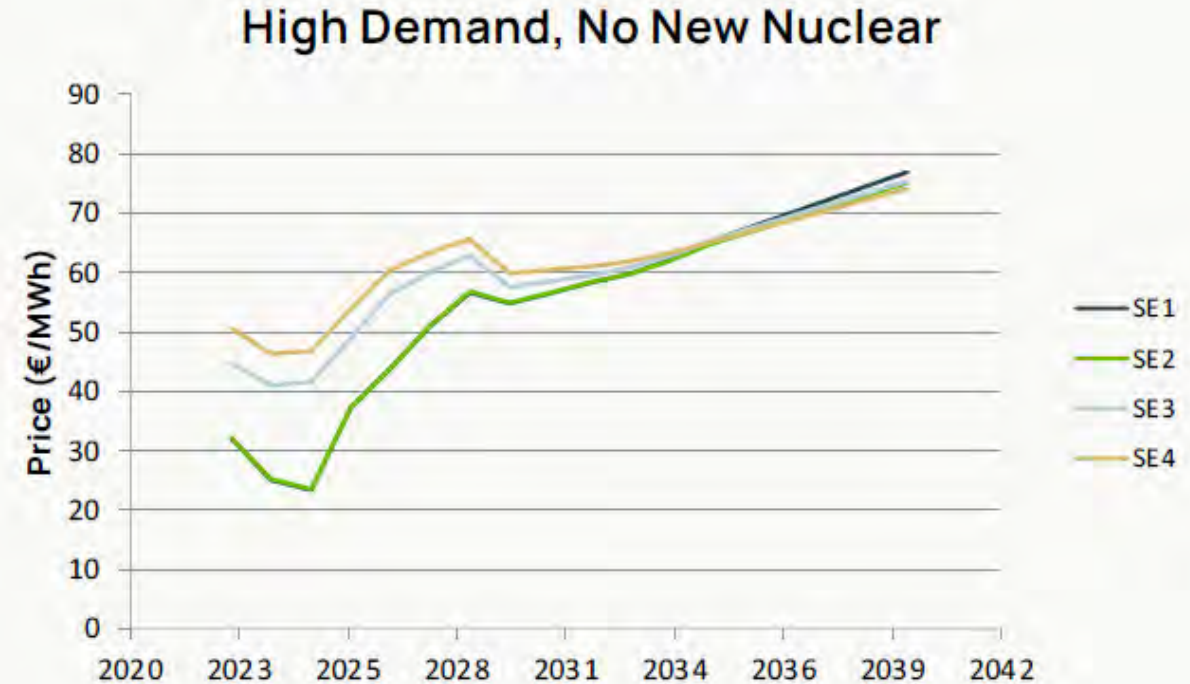
Priser, ny kärnkraft och högelscenario

- Priserna stiger med ca 20 € under andra halvan av 20-talet för att möjliggöra snabb expansion av ny kraft
- Planar ut under 30-talet
- Norra och södra Sverige konvergerar på 30-talet



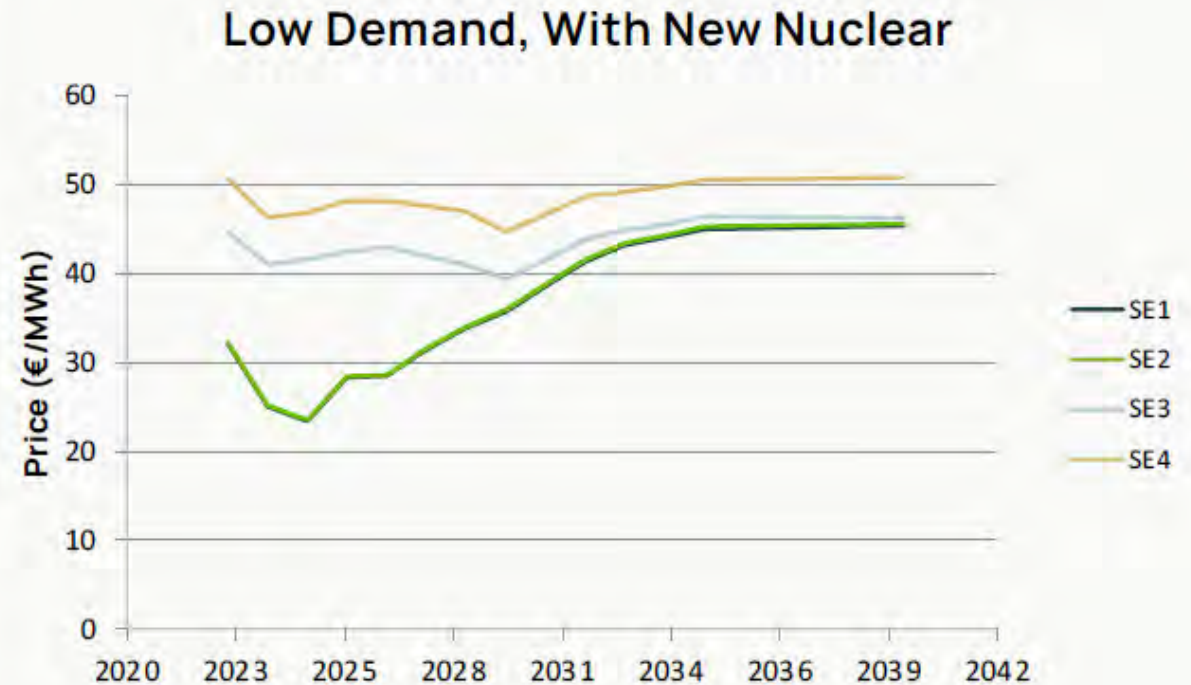
Priser, ingen ny kärnkraft och högelscenario

- Priserna stiger med ca 20 € under andra halvan av 20-talet för att möjliggöra snabb expansion av ny kraft
- Fortsätter stiga under 30-talet
- Norra och södra Sverige konvergerar på 30-talet



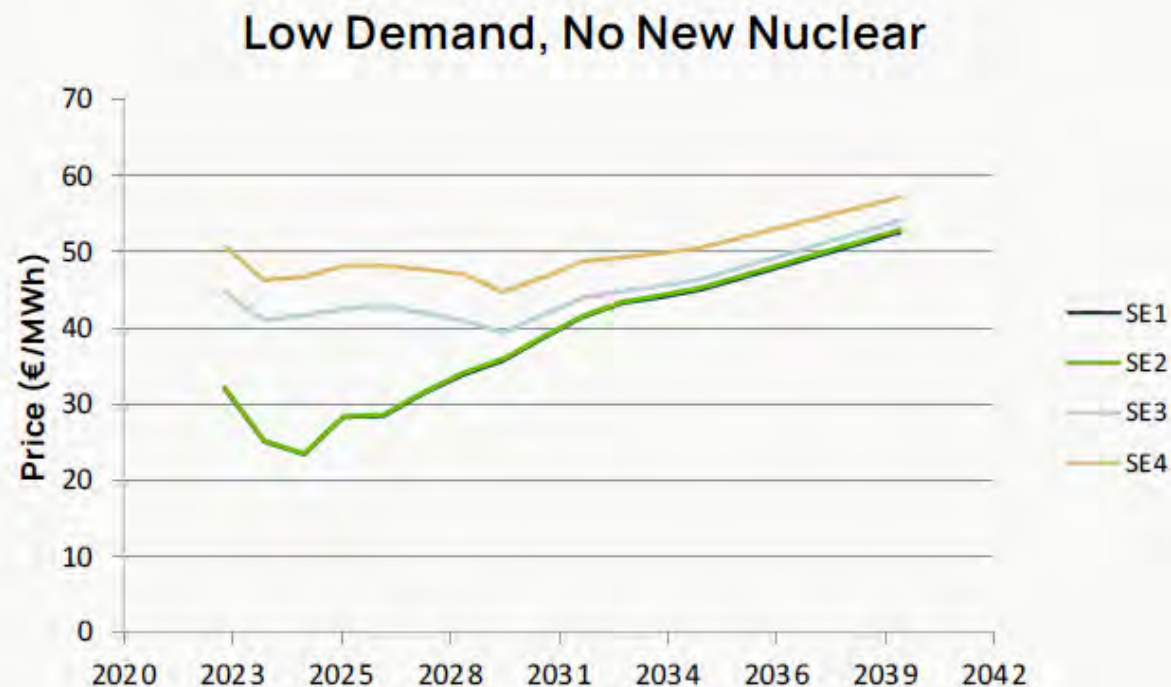
Priser, ny kärnkraft och lågelscenario

- Priserna stiger med ca 20 € i norra Sverige under andra halvan av 20-talet
- Planar ut direkt i södra Sverige
- Norra och södra Sverige konvergerar på 30-talet



Priser, ingen ny kärnkraft och lågelscenario

- Priserna stiger med ca 20 € i norra Sverige under andra halvan av 20-talet
- Planar ut direkt i södra Sverige
- Norra och södra Sverige konvergerar på 30-talet
- Priserna fortsätter öka långsamt under 30-talet



Sammanfattning av resultat

- Två förbrukningsscenarier, **låg** och **hög**:
 - Motsvarande förbrukning 2050: **234** och **331 TWh**
- Med eller utan ny kärnkraft 2040 har inte så stor effekt till och med 2035
 - **Priser närmast identiska**
- På kort sikt ser vi risk för brist på efterfrågan
 - Låg-scenariot **klarar sig med befintligt överskott**, ingen utbyggnad behövs förrän 2035
 - Risk för låga priser kring 2030 om kontinenten fortsätter bygga ut förnybar produktion
- Hög-scenariot bygger landvind i motsvarande takt som genomsnittet för senaste 15 åren
 - Havsvind behövs för hög-scenariot från 2030
 - Frågetecken kring kostnaden för havsvind (här ca 42 €/MWh)
- Ny kärnkraft vid 2040 sänker priserna med ca **1-9 €/MWh**
 - Kostnaden för subventionen ca **0.5-2.5 €/MWh**

Så får industrin tillräckligt med el till 2035

Delresultat från modellering av hur elsystemet i Sverige kan utvecklas innan ny kärnkraft kan finnas på plats.

Modellering av fyra olika grupper av forskare och experter på energisystemmodellering från Chalmers, EA Energianalyse, Profu och Quantified Carbon.

