QVIST CONSULTING

# Kraftsamling Elförsörjning

# *Scenarioanalys*

**Dr Staffan Qvist**

*staffanq@gmail.com*

***2020/09/10***

SVENSKT NÄRINGSLIV

# Ett arbete av

**Projektledare**

Dr Staffan Qvist

QVIST CONSULTING

**Modellering**

Professor Jesse Jenkins

PRINCETON UNIVERSITY

HARVARD UNIVERSITY

**Modellering**

Dr Nestor Sepulveda

Massachusetts Institute of Technology

**Stort tack till**

**En mycket stor mängd extremt generösa externa experter på *alla* aspekter av det svenska kraftsystemet som hjälpt detta arbete**

# Innehåll

1. Kraftsystemets utveckling
   - Kort historik — 1920-2020
   - Vad krävs för en fossilfri ekonomi?
   - “Femte etappen”: 2020-2045
2. Modellering & Optimering
   - Målsättning för analysen
   - Upplägg
   - Principer (kostnad & värde)
3. Sammanfattande resultat

# Rapporter

## Modellering av svensk elförsörjning

Teknisk underlagsrapport

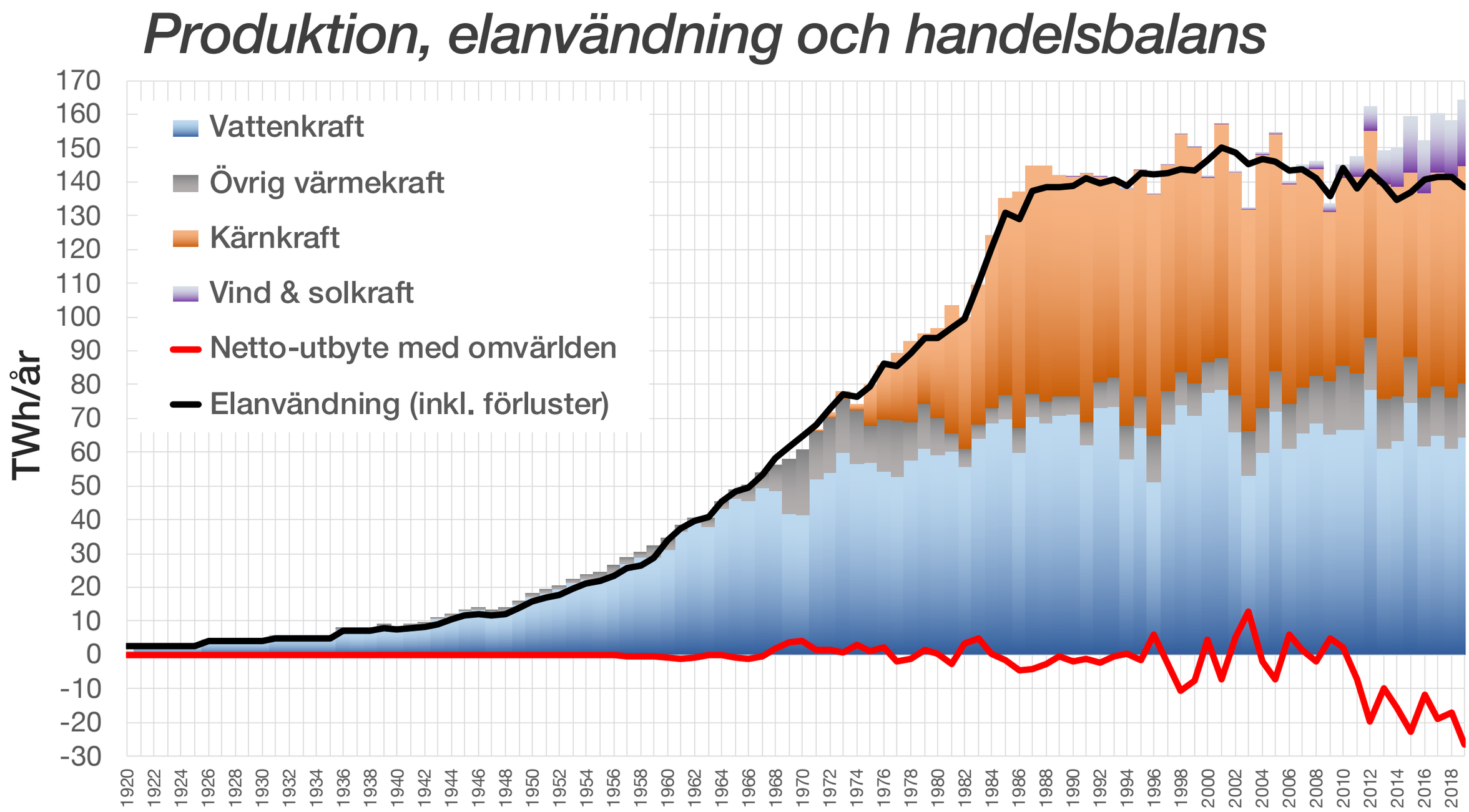
- Metodik och ingångsvärden
- Modelleringsverktyg
- Inga resultat
- 160 sidor

## KRAFTSAMLING ELFÖRSÖRJNING

*Långsiktig Scenarioanalys*

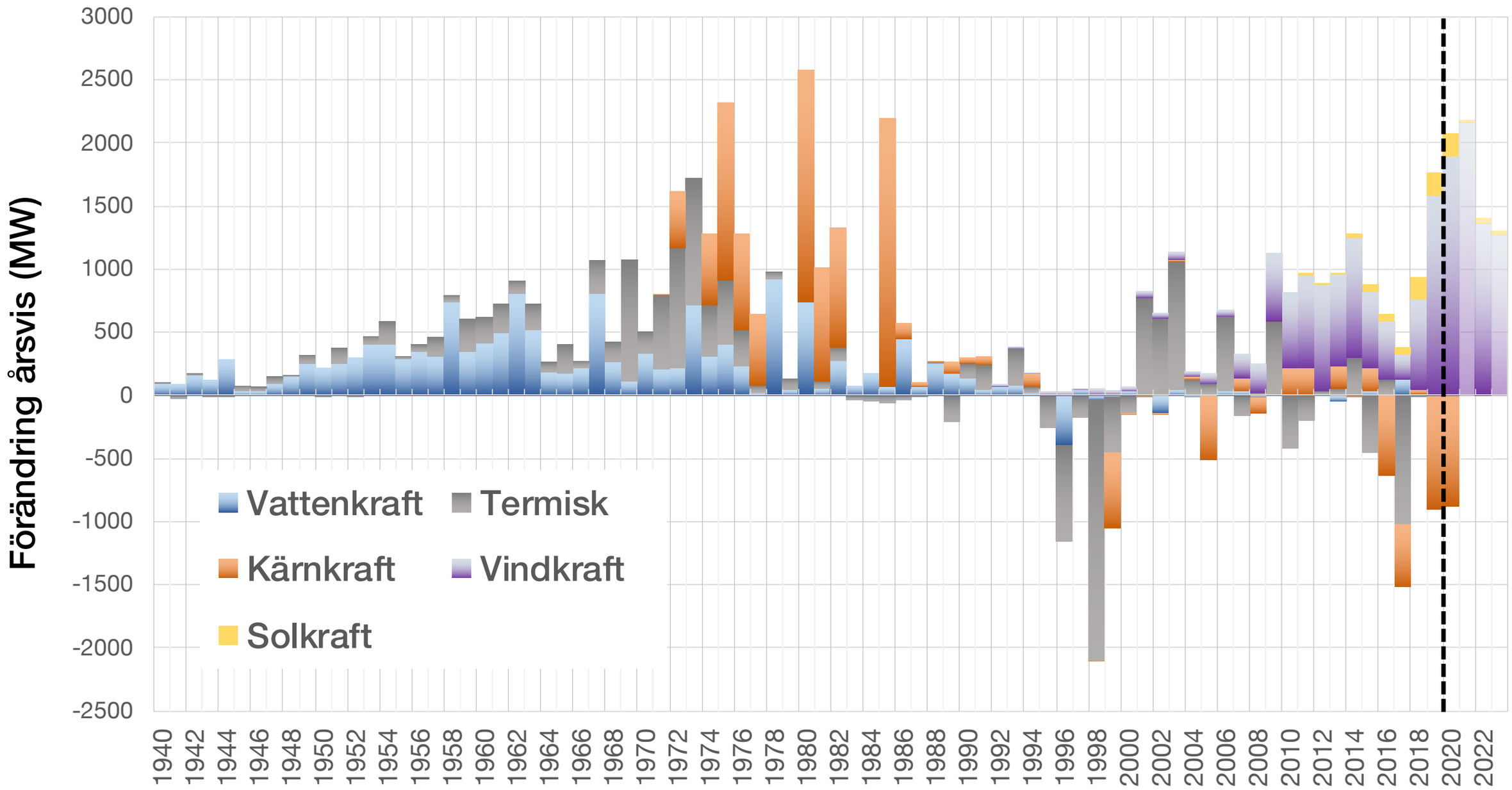
- Intro till det som står i underlag
- Resultat + Analys
- 104 sidor

# Kraftsystemet 1920-2020

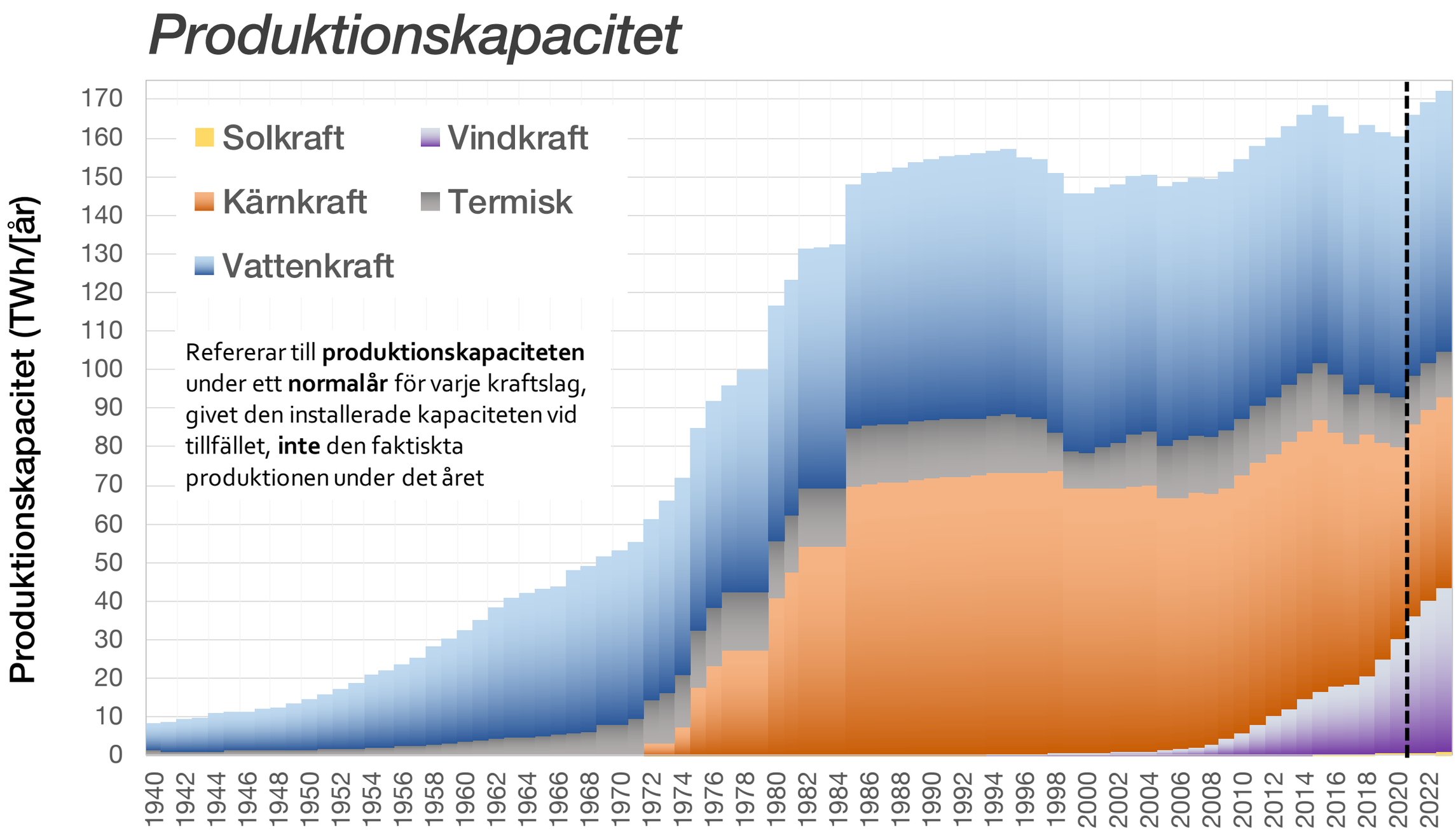


# Kraftsystemet 1920-2020

## *Tillägg och avveckling*



# Kraftsystemet 1920-2020

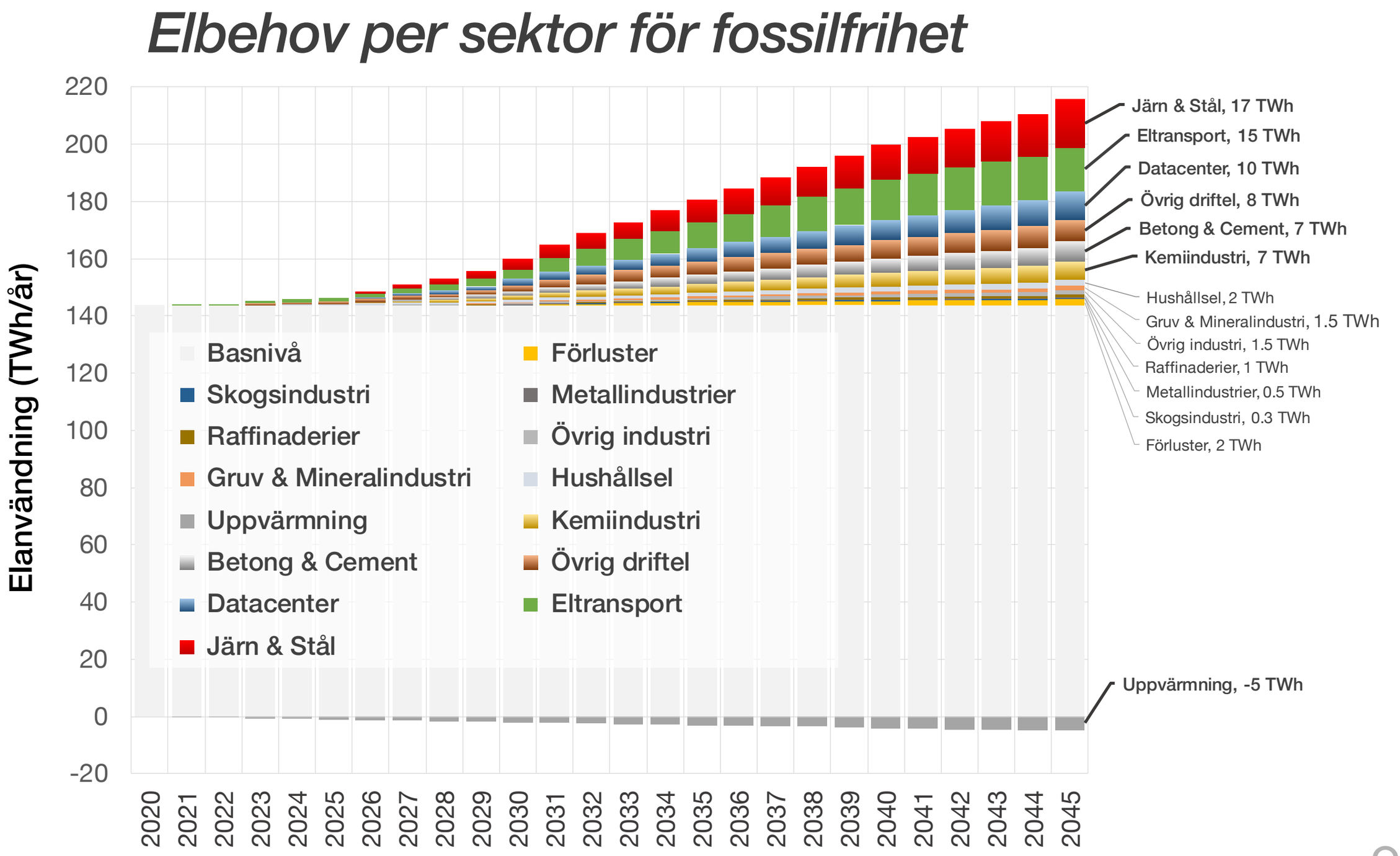



QC LTD

# Krav för en fossilfri ekonomi

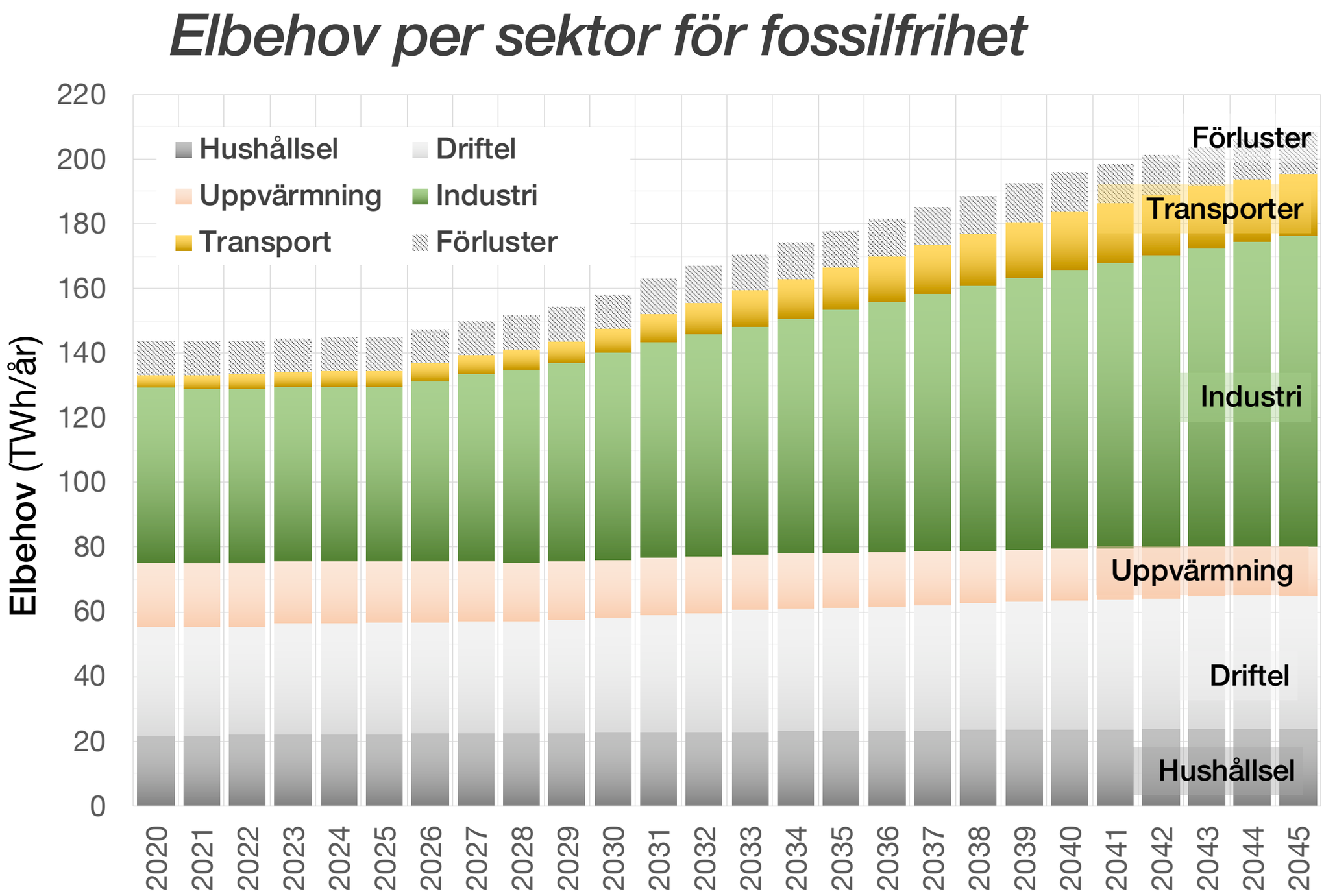
***Det modellerade framtida elbehovet har sammanställts från tidigare arbeten***

# Krav för en fossilfri ekonomi




QC LTD

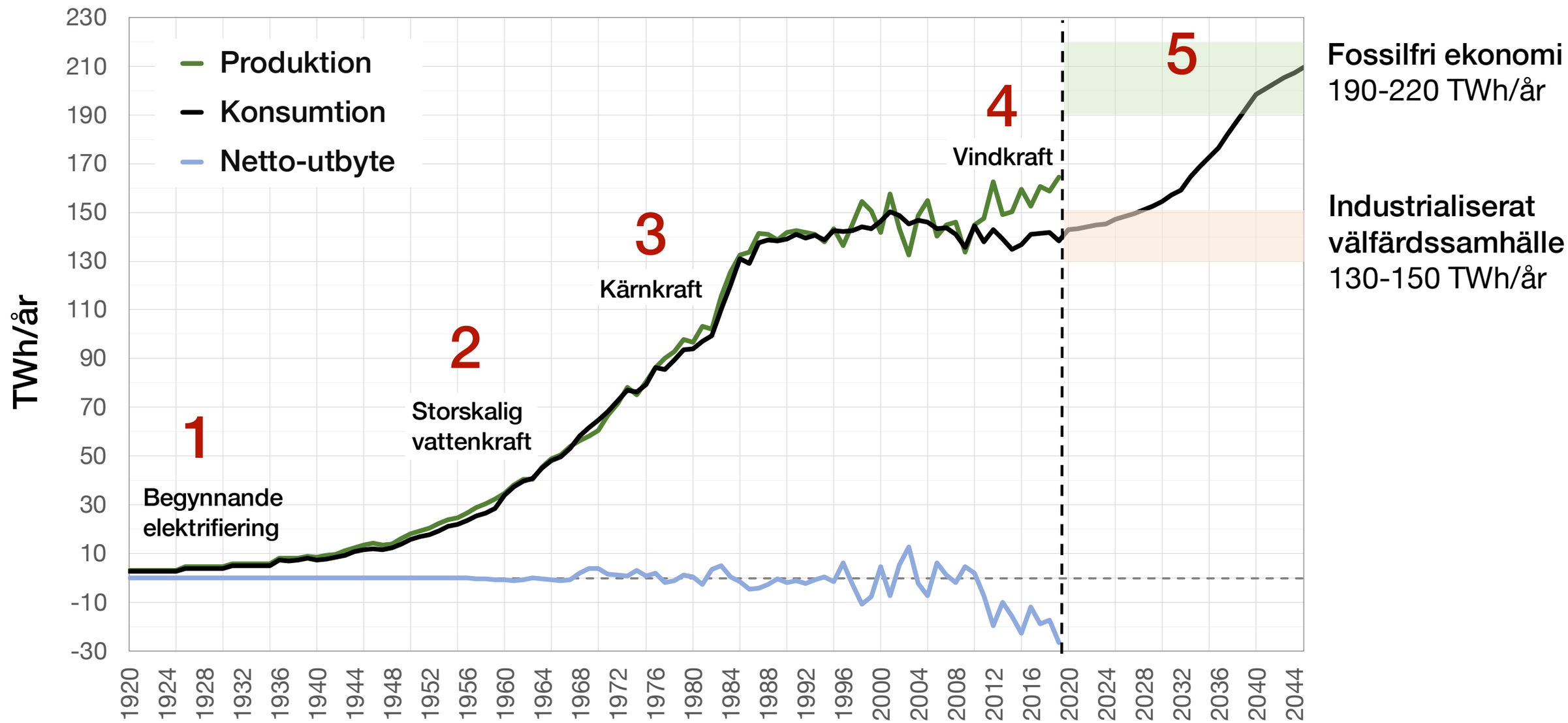
# Krav för en fossilfri ekonomi




QC LTD

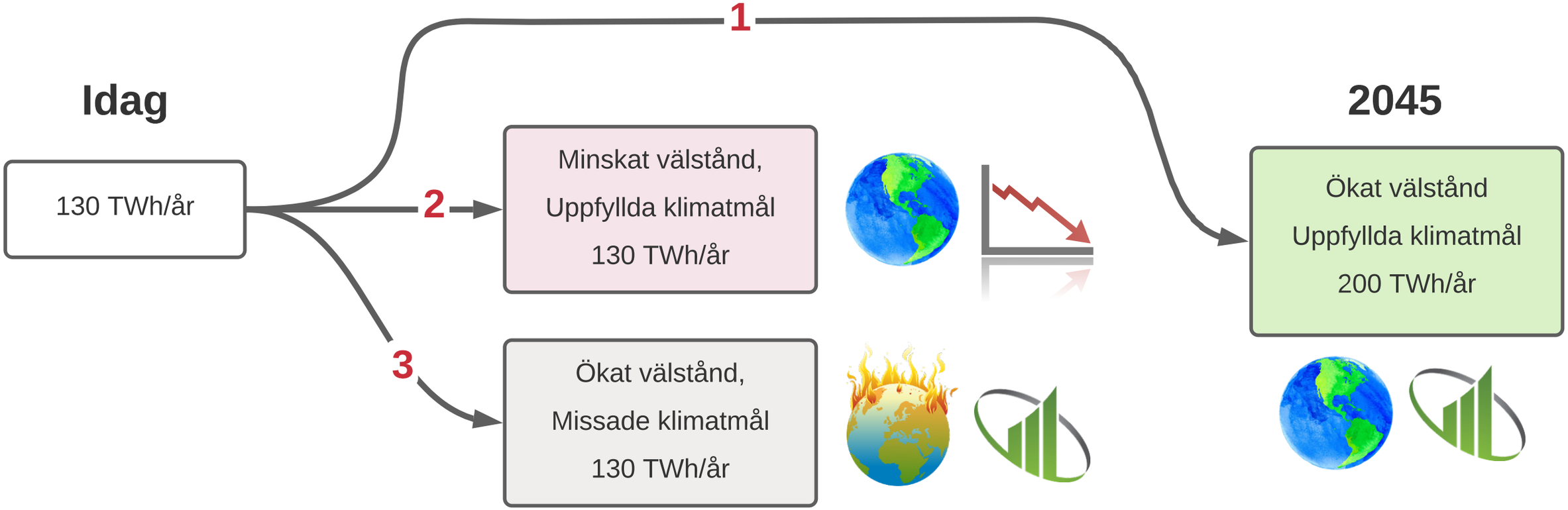
# Fem etapper

*Övergången till en fossilfri ekonomi (2020-2045) utgör det svenska kraftsystemets femte etapp*

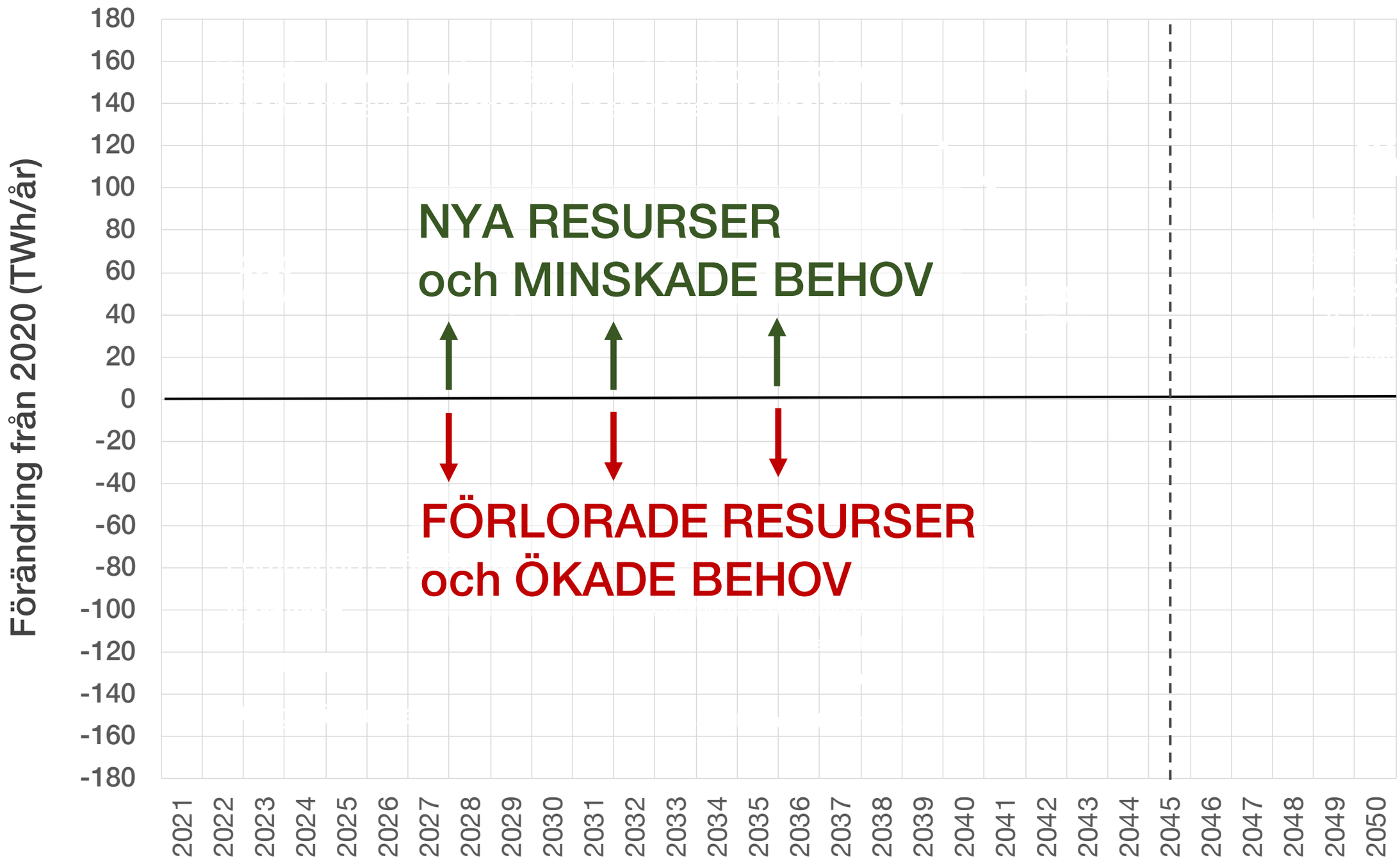


# Sveriges vägval

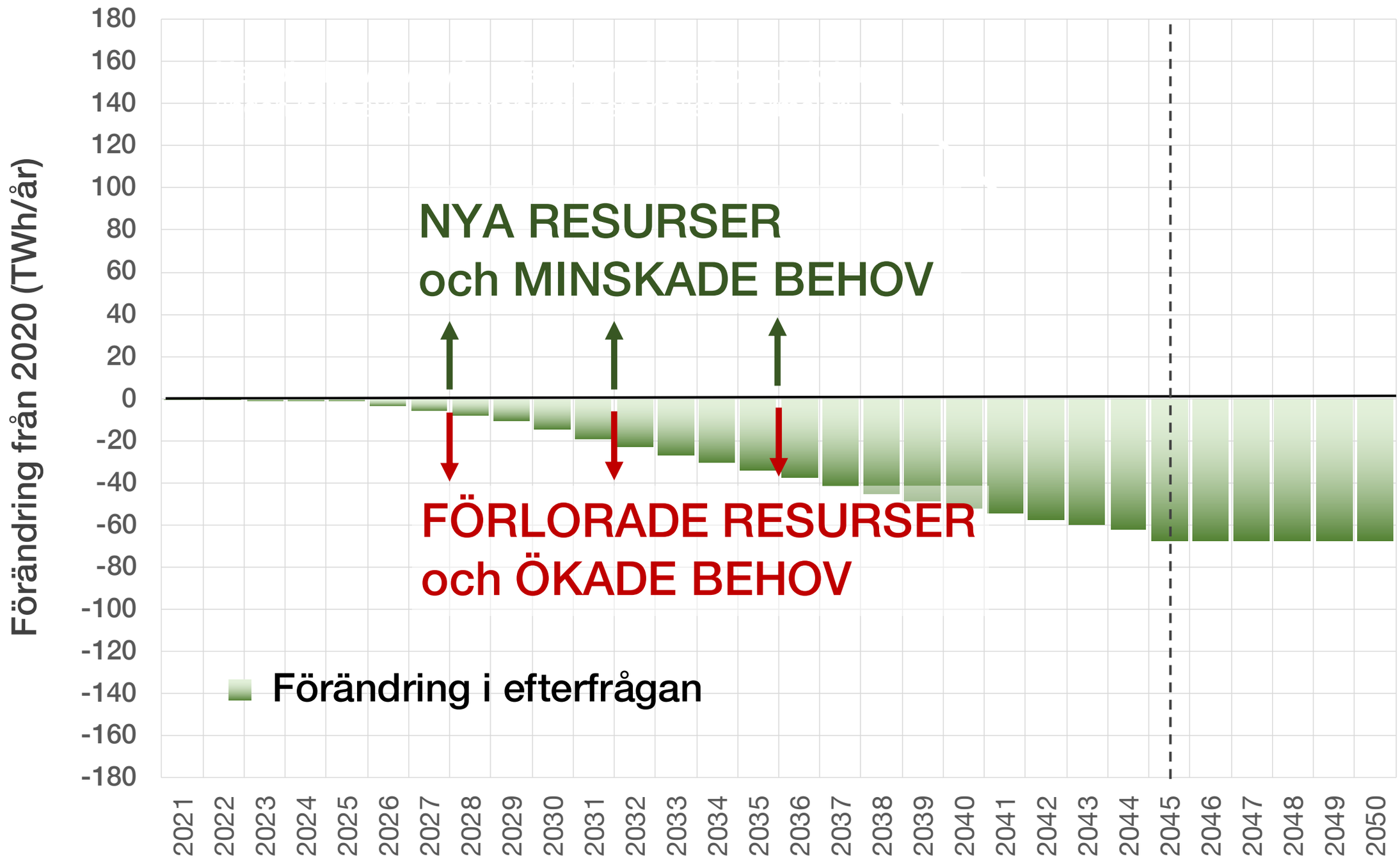
Ökad efterfrågan från 130 till 200 TWh/år är **<u>inte en prognos</u>** utan ett *<u>beräknat behov</u>* för att på ett kostnadseffektivt sätt uppnå en fossilfri ekonomi *med* bibehållet välstånd!



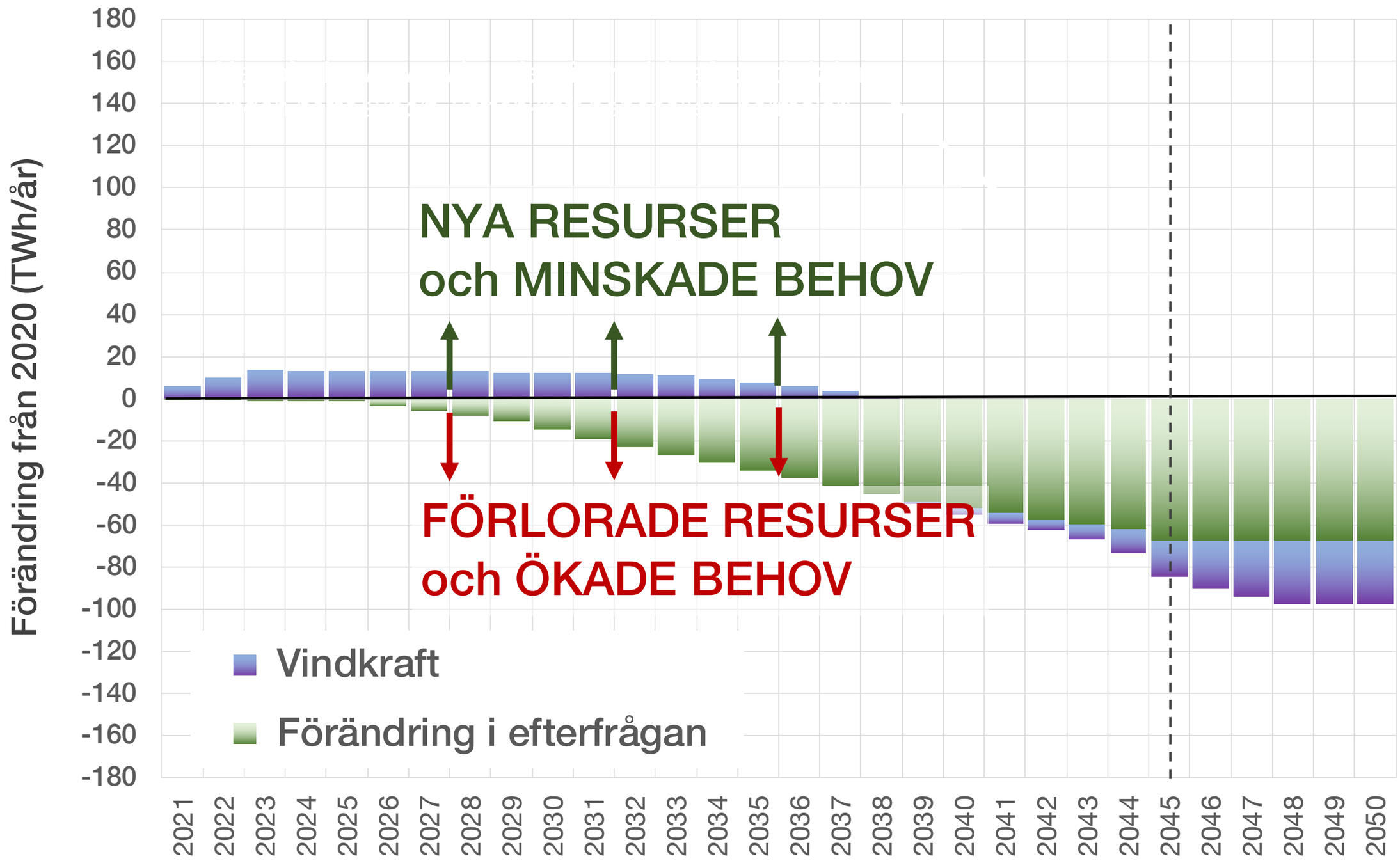
# Den femte etappen



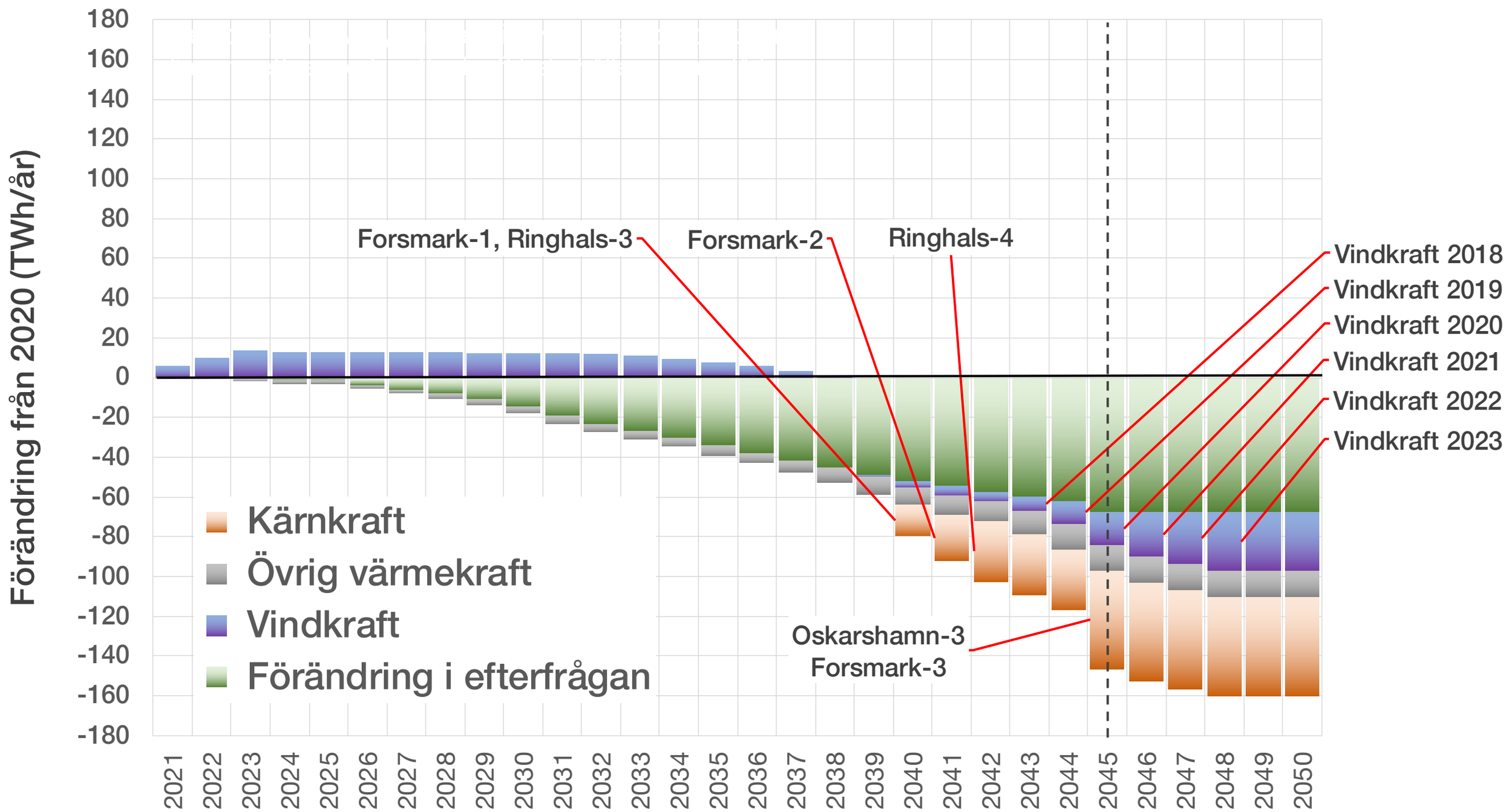
# Den femte etappen



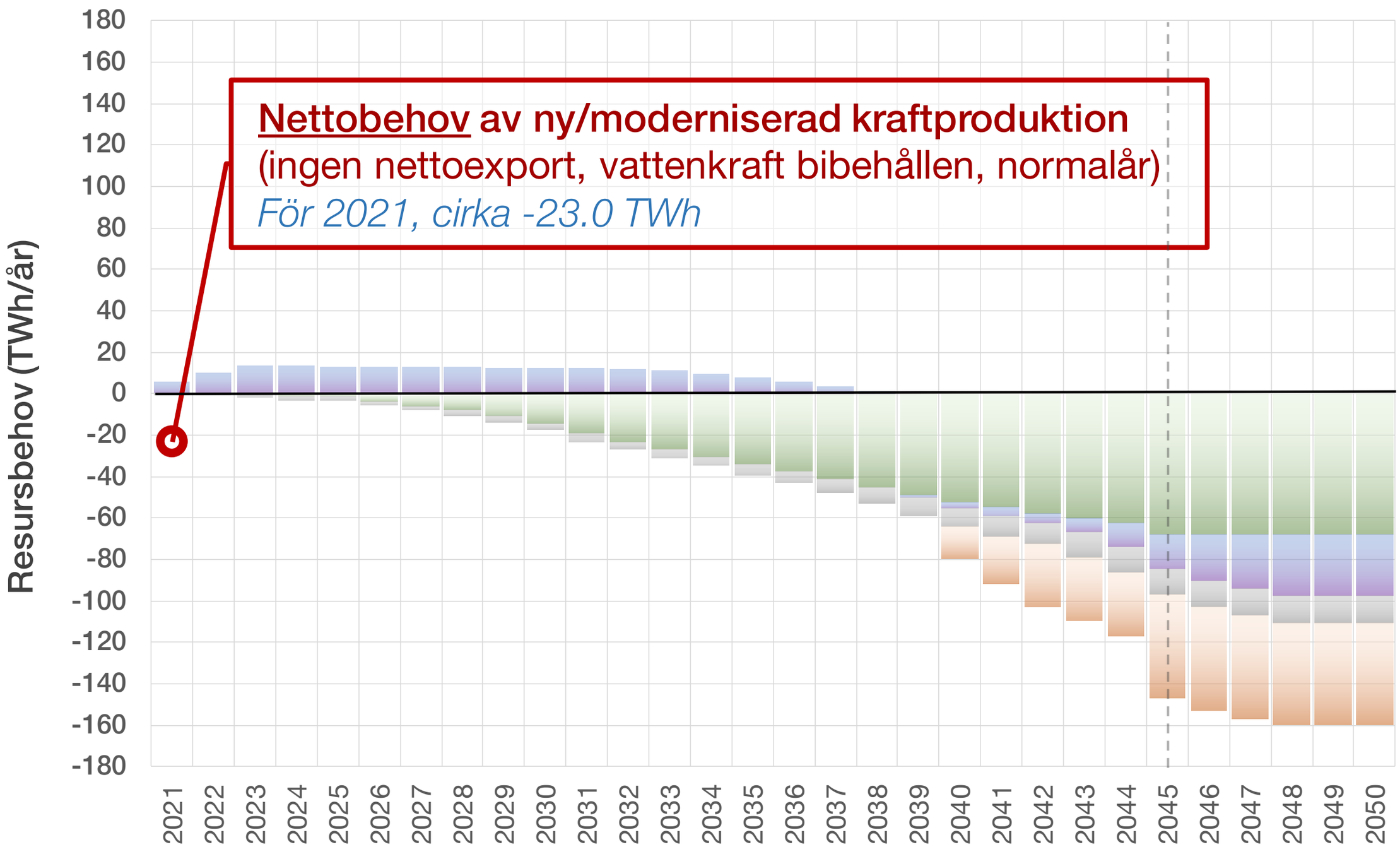
# Den femte etappen



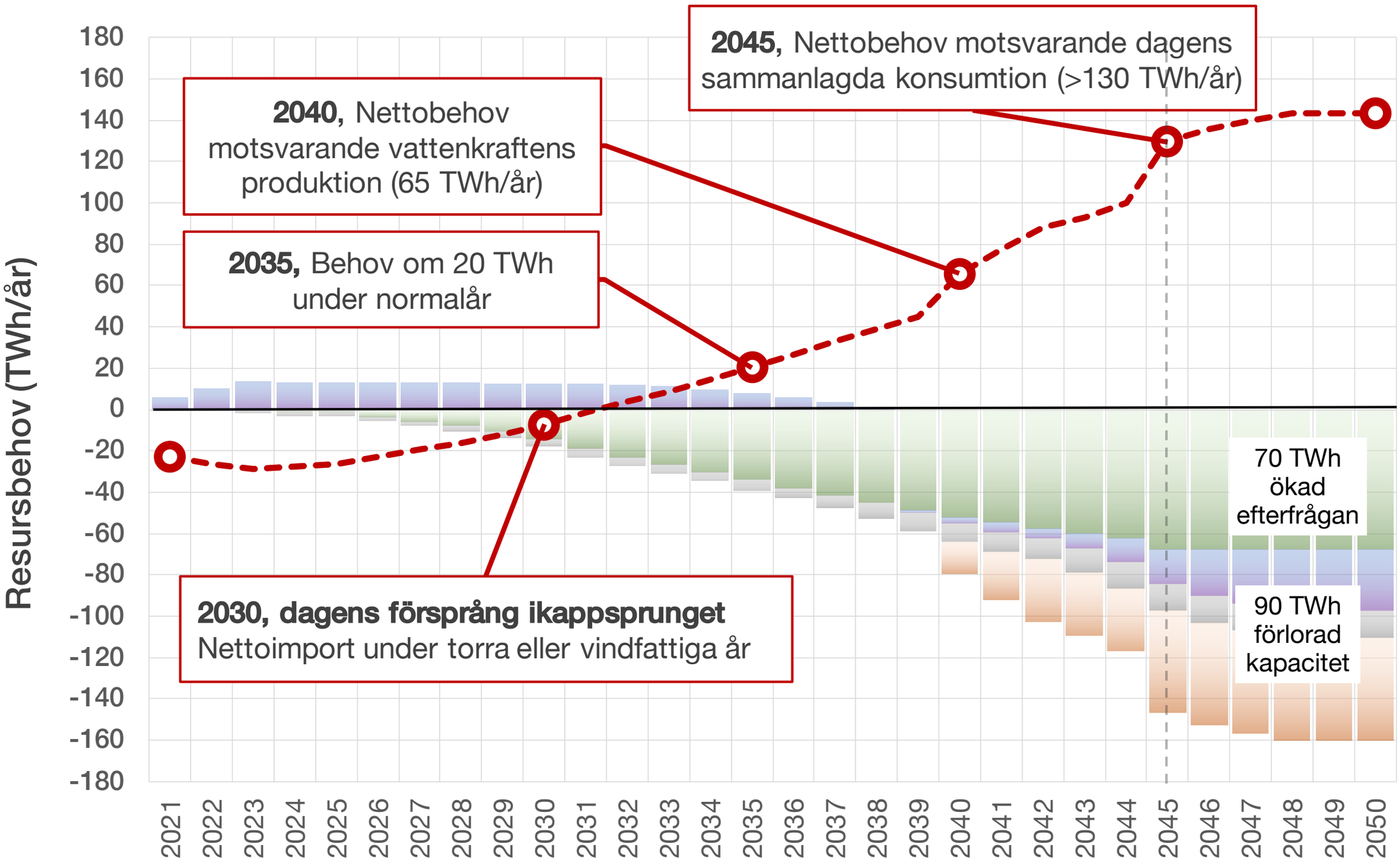
# Den femte etappen



# Den femte etappen



# Den femte etappen



# Studiens målsättning

**Frågeställning:**

**“Hur ser ett kostnadsoptimalt kraftsystem ut år 2045 som möjliggör att Sverige ska kunna övergå till ett fossilfritt samhälle med bästa möjliga konkurrenskraft?”**

**Metod:**

**Utifrån grundläggande ingångsvärden, beräkna det *kostnadsoptimala system*** (lägst kombinerad investering och driftkostnad) **som förser elbehovet varje timme över året utan $CO_2$-utsläpp.**

*“All models are wrong, some are useful”*

# Teknikalternativ

## Produktion

- Vattenkraft, existerande
- Vattenkraft, effektutbyggnad
- Vindkraft, land
- Vindkraft, hav
- Solkraft
- Kärnkraft, konventionell
- Kärnkraft, SMR
- Kärnkraft, driftförlängning
- Naturgas med $CO_2$-infångning
- Biogas
- Biokombigas
- Biokondens
- Biokraftvärme

***Inkluderad i samtliga fall***

***Inkluderad i specialfall***

## Lagring

- Pumpad vattenkraft
- Batterier
- Vätgas + lagring + turbin

## Elnät

- Inhemsk förstärkning
- Internationella förbindelser

# Verktyg - GenX

- GenX (The Optimal Electricity **Gen**eration e**X**pansion Model) har utvecklats vid MIT,  Harvard och Princeton sedan 2014.
- Används för identifiera kraftsystemsupplägg med lägsta totala kostnader
- Har vidareutvecklats för denna studie för att kunna modellera svenska förhållanden
- Sverige behandlas geografiskt på elområdesnivå med timvis tidsupplösning, både med och utan internationell elhandel

**Enhanced Decision Support for a Changing Electricity Landscape:**

The GenX Configurable Electricity Resource Capacity Expansion Model

An MIT Energy Initiative Working Paper
Revision 1.0
November 27, 2017

Jesse D. Jenkins[*,†]

Nestor A. Sepulveda[*,†,‡]

[*]These authors contributed equally to this work

[†]Institute for Data, Systems, and Society, Massachusetts Institute of Technology

[‡]Department of Nuclear Science and Engineering, Massachusetts Institute of Technology

MIT Energy Initiative, 77 Massachusetts Ave., Cambridge, MA 02139, USA

MITei MIT Energy Initiative

MITEI-WP-2017-10

# Skillnad mot andra studier

**Kostnadsoptimeringen sker från grunden**
Inga “ansatta” scenarion med en viss mängd el från kraftslagen X, Y och Z

**Sverige som optimeringsområde**
Ingen sam-optimering av investeringar över stora områden som Norden, Nordeuropa eller hela Europa. Antaganden, inte optimering, styr andra länder.

**Polluter-pays principen**
Alla $CO_2$-utsläpp som är orsakade av Sveriges elkonsumtion, även fossil kraftimport på marginalen, räknas som svenska utsläpp

**Mål-år istället för år-för-år**
Timingen av investeringar år för år fram till 2045 har inte beräknats, enbart det kostnadsoptimala systemet för år 2045

**Ingen sektorkoppling med värmeförsörjningen**
Enbart kraftsystemet är modellerat och optimerat

# Vad avgör vad som är med?

## KOSTNAD

*Investeringskostnad [kr/kW]*

*Fasta kostnader [kr/kW/år]*

*Rörliga kostnader (ink. bränsle) [kr/kWh]*

# Vad avgör vad som är med?

## KOSTNAD

*Investeringskostnad [kr/kW]*

*Fasta kostnader [kr/kW/år]*

*Rörliga kostnader (ink. bränsle) [kr/kWh]*

## VÄRDE

*Korrelation med elbehov*

*Planerbarhet*

*Korrelation med annan produktion (inkl. import)*

*Flexibilitet (max. ±%/min, lägstanivå %)*

*~~Bidrag till systemtjänster~~*

# Vad avgör vad som är med?

## KOSTNAD

*Investeringskostnad [kr/kW]*

*Fasta kostnader [kr/kW/år]*

*Rörliga kostnader (ink. bränsle) [kr/kWh]*

## VÄRDE

*Korrelation med elbehov*

*Planerbarhet*

*Korrelation med annan produktion (inkl. import)*

*Flexibilitet (max. ±%/min, lägstanivå %)*

*~~Bidrag till systemtjänster~~*

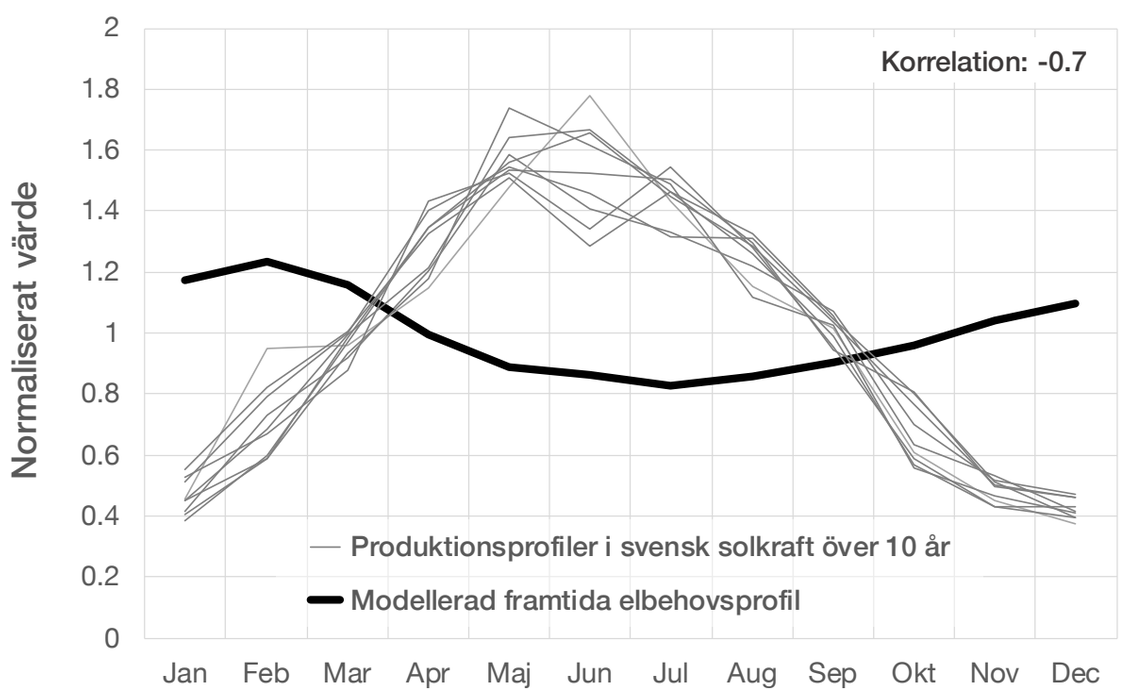
## MERKOSTNADER

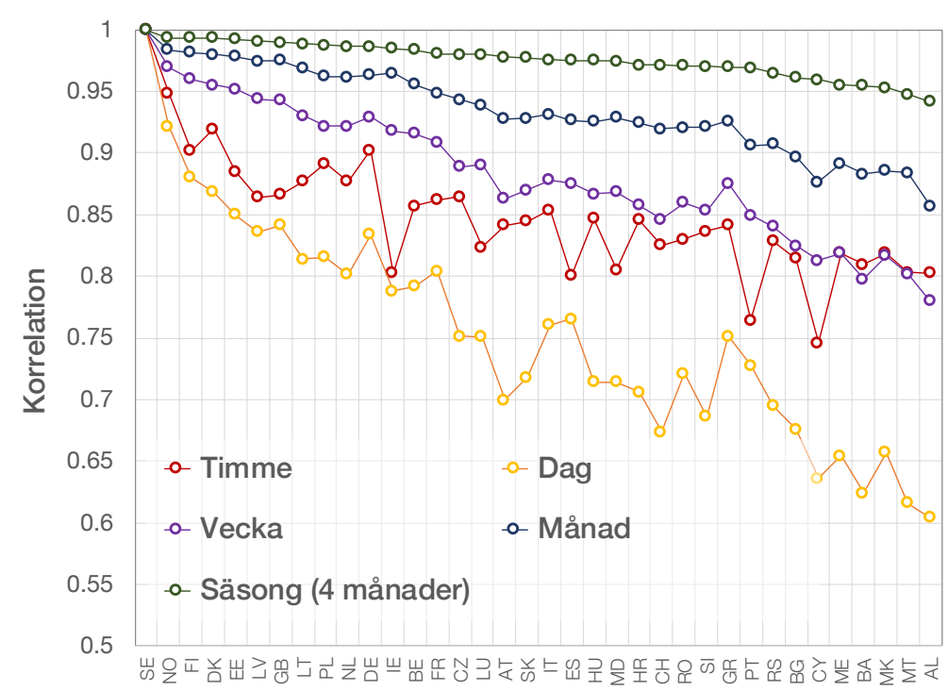
*~~Nätkostnader~~*

*~~Systemtjänster~~*

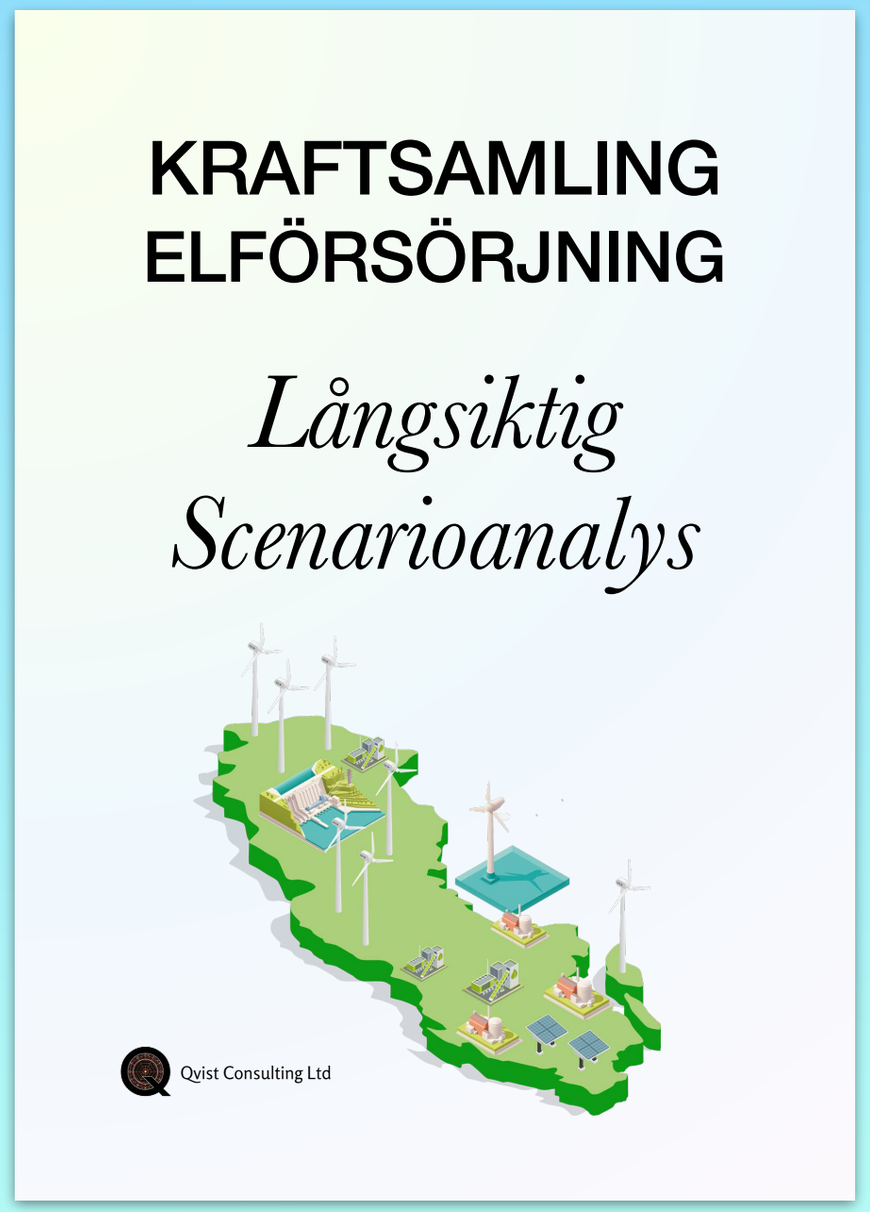
# Exempel kostnad/värde: Solkraft i Sverige

- Negativt korrelerad med elbehov (säsong), positivt korrelerat med importerad solkraft = Producerar lite när behovet är högt, mycket när behovet är lågt och när grannländer också producerar mycket
- Lågt (eller noll) bidrag under effekttoppar på vintern (systemet måste klara sig *helt* utan solkraft, och gör så med låg marginalkostnad)
- Framtida k*ostnad* kan vara låg, men eftersom *värdet* (i Sverige!) är lågt så sänker investeringar i solkraft inte systemkostnaden



# *RESULTAT*


KRAFTSAMLING
ELFÖRSÖRJNING
Långsiktig
Scenarioanalys
Qvist Consulting Ltd

# Scenarier

## Tre scenariefamiljer:

1. Teknikneutralt (TN)
2. Ingen driftförlängd kärnkraft (NN)
3. 100% förnybart (F)

## Variationer inom scenarier

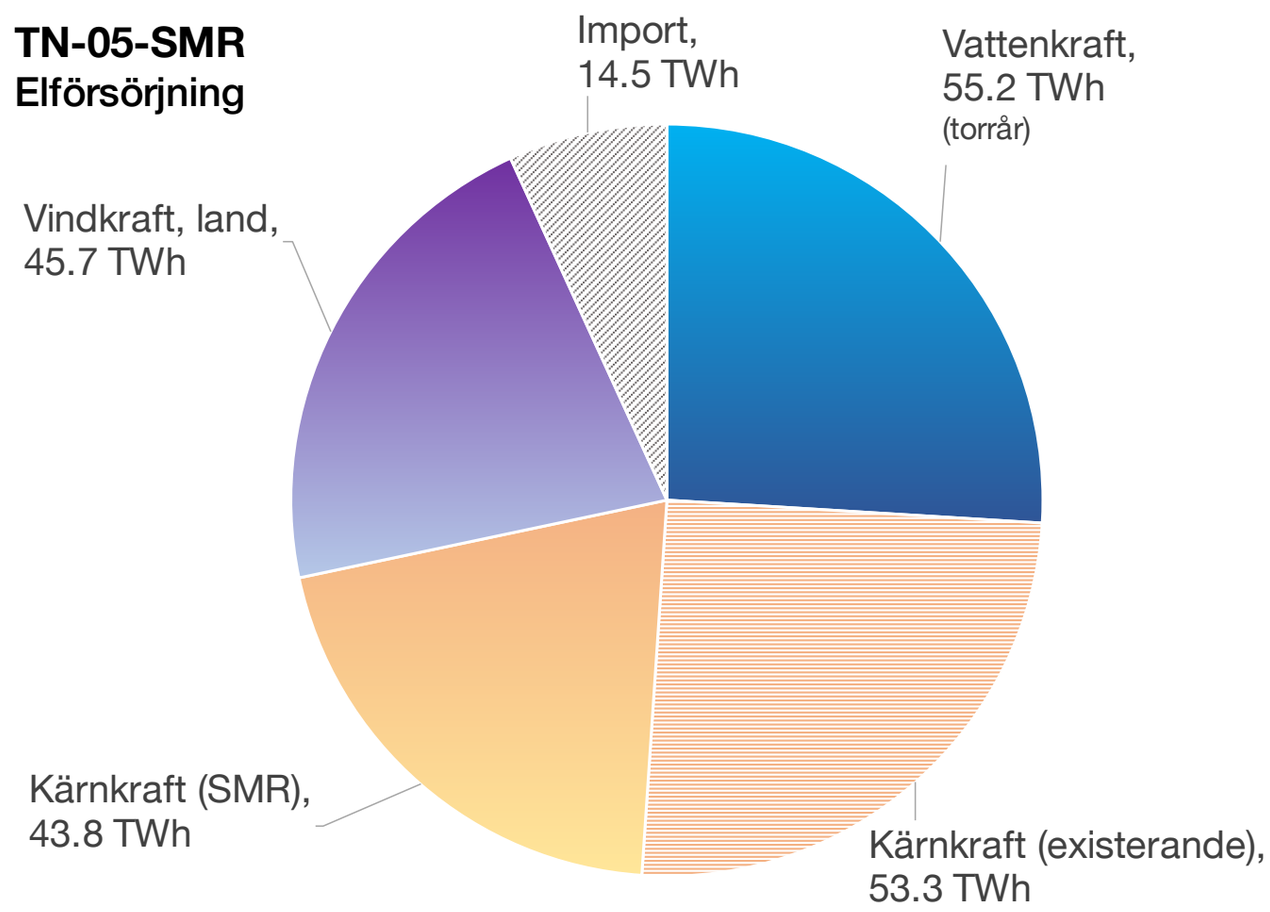
- Kostnadsutveckling för kraftslag och lagring
- Kalkylränta
- Handelsförhållanden
- Efterfrågeflexibilitet

# Teknikneutrala resultat

- **På årsbasis:** 1/3 vattenkraft, 1/3 vindkraft, 1/3 kärnkraft
- Stor expansion av framförallt landbaserad vindkraft
- All existerande kärnkraft driftförlängd, ny kärnkraft läggs till
- Biokraftvärme kvar i systemet på basis av värmeunderlag
- Ingen solkraft, ingen naturgas med $CO_2$-infångning
- Resultatet *robust* mot skillnader i ingångsvärden

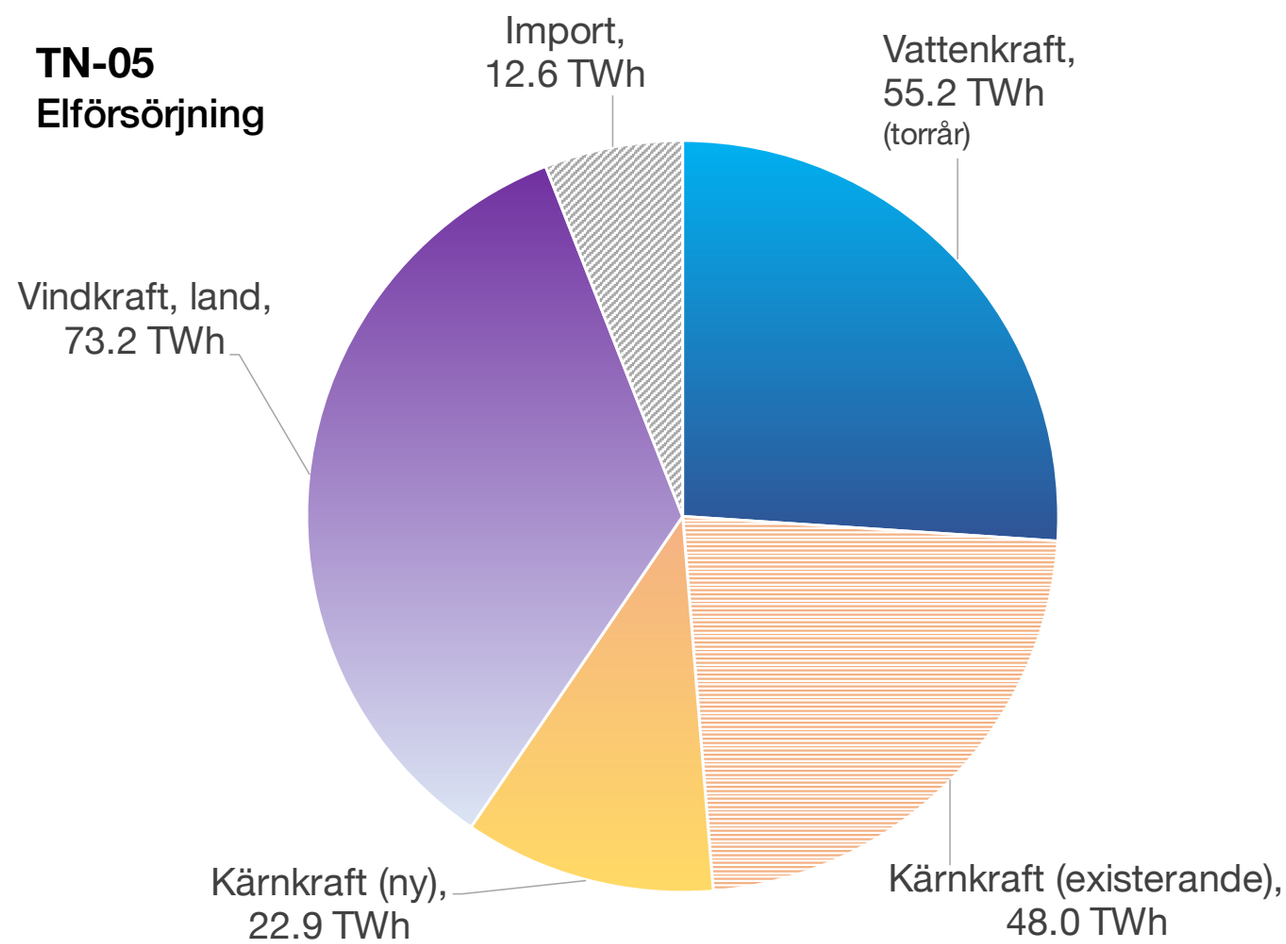
# Exempelsystem, TN-05-SMR

- **Lägst kostnad av alla modellerade system i studien**
- **Antar låg framtida kostnad för alla kraftslag & lager, låg kalkylränta, handel, hög flex**
- **Nettoimportör av billig förnybar överproduktion från grannländer under torrår (balans under våtare år)**
- **Mycket robust mot störningar, klarar av effektbalans under pressade perioder**
- **Antar att små modulära reaktorer finns tillgängliga på sent 2030-tal till rimlig kostnad**



# Exempelsystem, TN-05

- **Samma indata som för TN-05-SMR men *utan (special)-antagandet* att små modulära reaktorer finns tillgängliga till rimlig kostnad på 2030-talet**
- **Systemet har då en minskad andel ny kärnkraft och en ökad andel landbaserad vindkraft**
- **Mindre robust mot störningar och mer pressad effektbalans**
- **Resultatet är i linje med snittet för alla teknikneutrala system, på årsbasis (normalår) en tredjedel var av vind, vatten och kärnkraft**



# Ungefärlig timing av åtgärder

Omedelbart och kontinuerligt

- Förstärkningar av internt elnät
- Reinvesteringar i existerande vatten och kärnkraft

2030-2040

- Nyinvesteringar i vindkraft, koordinerat med elbehovets utveckling

2035-2045

- Förstärkning med ny kärnkraft i södra Sverige

2040-2045

- Repowering av existerande vindkraftsparker med nya turbiner

# Specialfall

## Ingen driftförlängd kärnkraft möjlig (NN)

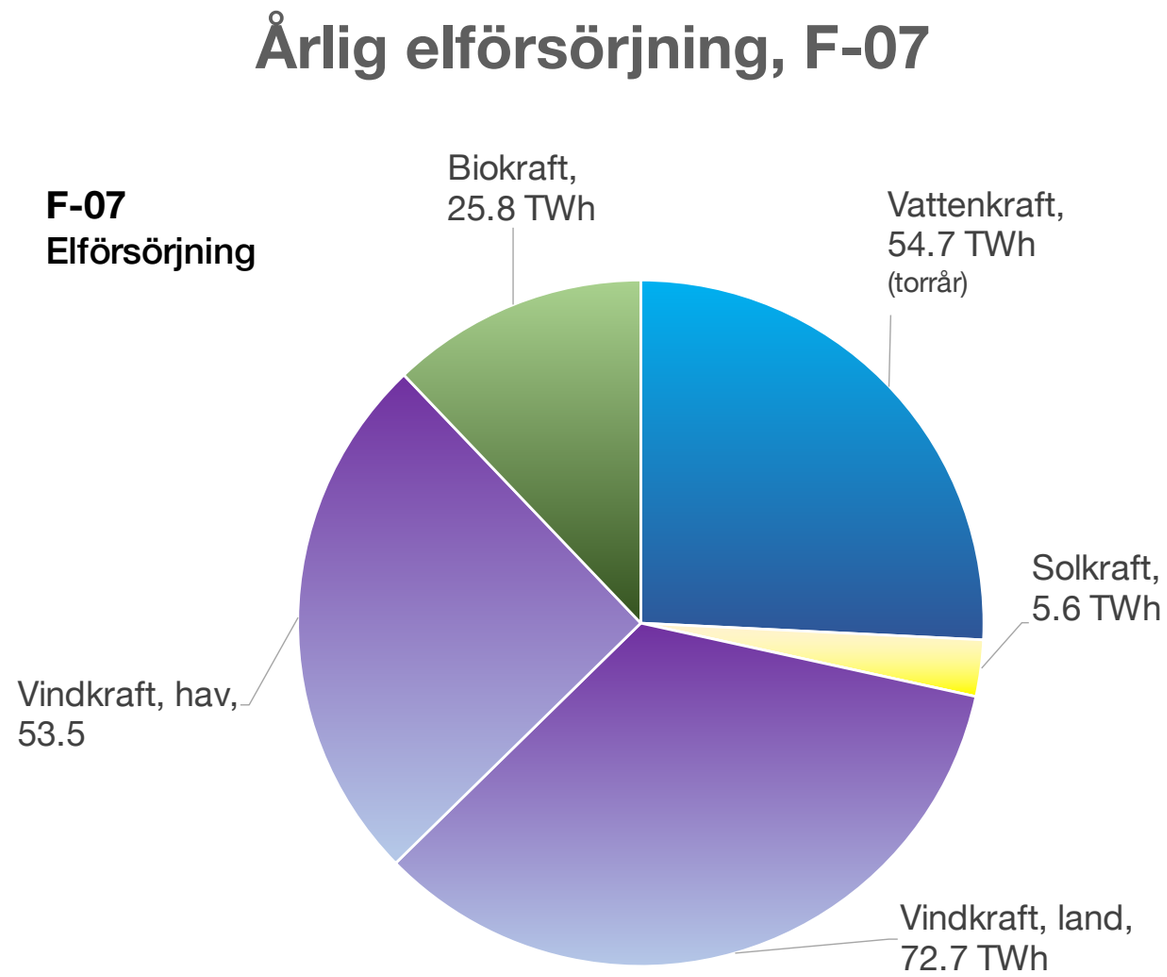
- Samma grundresultat som för teknikneutral (⅓/⅓/⅓)
- Större variation mellan scenarier
- Samma mängd kärnkraft *i snitt* som i teknikneutrala fall
- Högre systemkostnader (ny kärnkraft dyrare än driftförlängd)

## 100% förnybart

- Dominerat av vindkraft (⅔ vind, ⅓ vatten)
- Antingen utökad biokraft eller lagerkapacitet för planerbar effekt
- Betydligt högre systemkostnader
- Mindre robust mot störningar och pressade situationer

# Exempelsystem, F-07

- **100% förnybara system domineras av vindkraft**
- **Landbaserad vindkraft över hela landet men främst i norr, havsbaserad vindkraft enbart i söder (SE3 & SE4)**
- **Då kostnadsutvecklingen för lager antas aggressiv så står lager för ytterligare planerbar kapacitet, annars fylls denna funktion av mer biokraft.**
- **Solkraft tar större andel i systemen**
- **Kostnader ökar markant**



# Sammanfattande jämförelse mellan fall

| Parameter | Teknikneutral | N-Serien[102] | 100% förnybart |
|---|---|---|---|
| Total grundsystemkostnad (snitt) | ~400 kr/MWh | +20 % (470 kr/MWh) | +40 % (>550 kr/MWh) |
| Sannolika merkostnader för systemtjänster | Låga | | Betydande |
| Systemkritiska timmar med låg rotationsenergi | 700 timmar | | + 700 %<br>(5000 timmar) |
| Huvudsaklig elförsörjning | 1/3 Vattenkraft<br>1/3 Vindkraft<br>1/3 Kärnkraft | | 1/3 Vattenkraft<br>2/3 Vindkraft |
| Landanvändning | 7700 $km^2$ | +2 % | +25 % (9700 $km^2$) |
| Havsanspråk | 600 $km^2$ | | + 750 % (5000 $km^2$) |
| Vattenkraftens driftmönster | Från snarlikt dagens situation till betydligt mer volatilt i scenarier med hög andel vindkraft | | Mycket volatilt i samtliga scenarier |
| Livscykelutsläpp av växthusgaser[103] | 11 $gCO_2$/kWh | + 1 % | + 40 % |

# Sammanfattning

- Det kostnadsoptimala framtida kraftsystemet baseras på en expansion ovanpå dagens utmärkta system
- Driftkostnader + Annuiteten på investeringar motsvarar ungefär 80-90 miljarder kr om året (380-420 kr/MWh)
- Teknikneutralitet ger ett system i balans, med ungefär lika delar vindkraft, vattenkraft och kärnkraft
- Avvecklas större delar av nuvarande planerbara system i förtid så ökar kostnaderna, men uppbyggnaden av det kostnadsoptimala systemet är i stort sett oförändrat
- Frångås teknikneutralitet så ökar kostnader, land och havsanvändning, materialåtgång och livscykelutsläpp, medan störningsstabilitet och leveranssäkerhet minskar.

# Några ytterligare observationer

# Exempel på möjlig fördjupad analys

**Kärnkraft som kraftvärmeverk**

Flertalet nya storskaliga kärnkraftverk som byggs i Europa är i någon utsträckning kraftvärmeverk. I världen säljer ungefär 1 av 6 reaktorer även värme vid sidan av elektricitet. Samtliga nya små modulära reaktorer (SMR) är konfigurerade för möjlig kraftvärmedrift. Vår modellering inkluderar enbart kraftsektorn och missar därför möjligheten för detta teknikalternativ.

**Vehicle-to-grid**

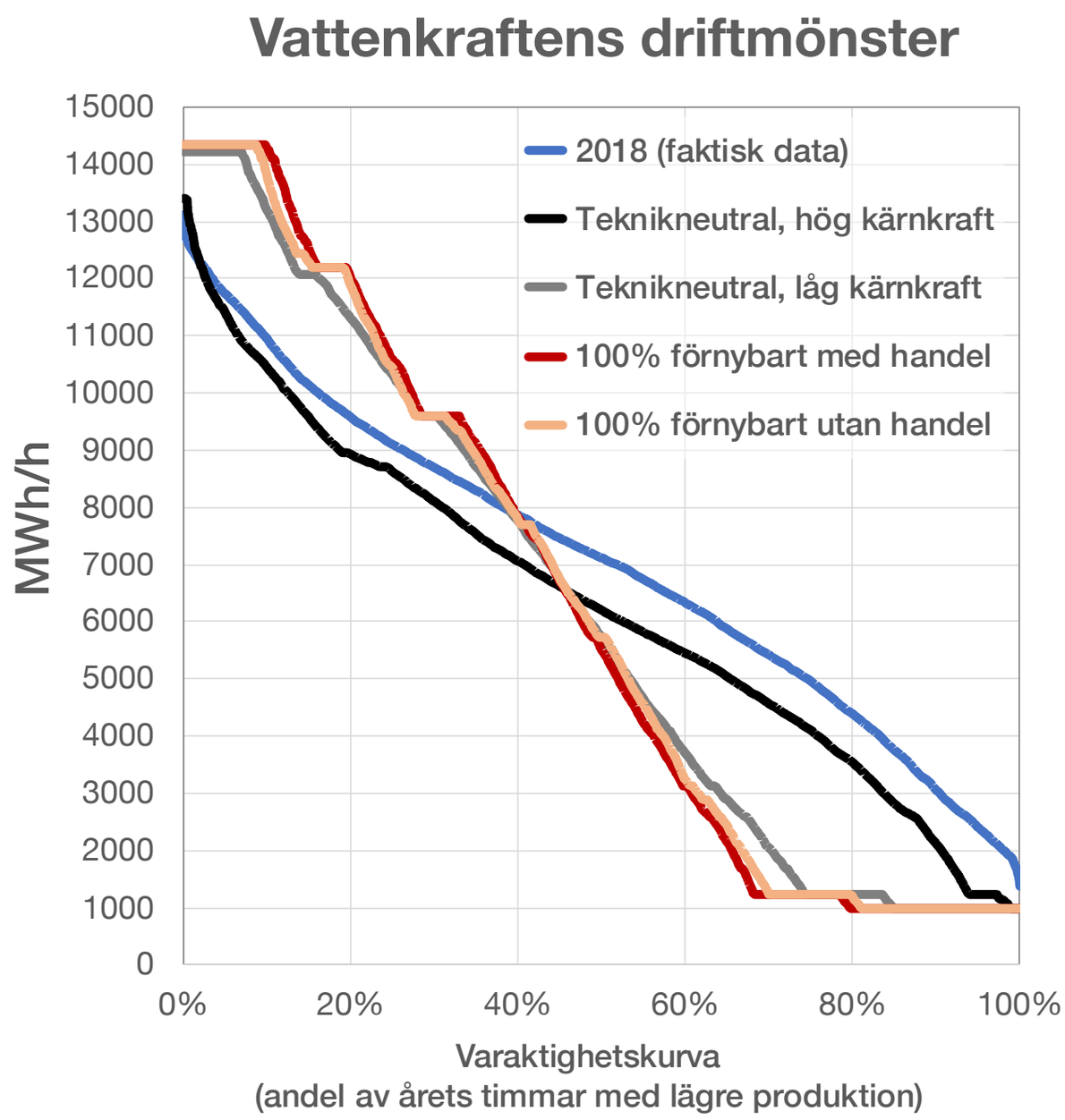
Med stora nog ekonomiska incitament kan framtidens kraftnät ta emot effekt matad från batterierna i stillastående elbilar. Detta kan ge ett viktigt stöd under kortare perioder vid pressade effektsituationer, till exempel vid hög efterfrågan och låg produktion i väderberoende kraft. Systemdimensioneringen måste dock hantera längre stressade effektperioder (flera dagar) då bidraget från V2G är begränsat, så dess inkludering förväntas inte ge dramatiska förändringar i systemens uppbyggnad eller kostnad.

**Kostnadsbedömning för tillräckliga systemtjänster**

I flera modellerade teknikneutrala scenarion och samtliga helt förnybara scenarion är nätets infattade rotationsenergi mycket låg under många av årets timmar, vilket gör det instabilt mot störningar. Det kan även saknas tillräcklig kapacitet för reaktiv kompensering på rätt ställen i nätet. En uppföljningsstudie som prissätter kompensationsåtgärder för detta är komplicerat men vore av stort värde.

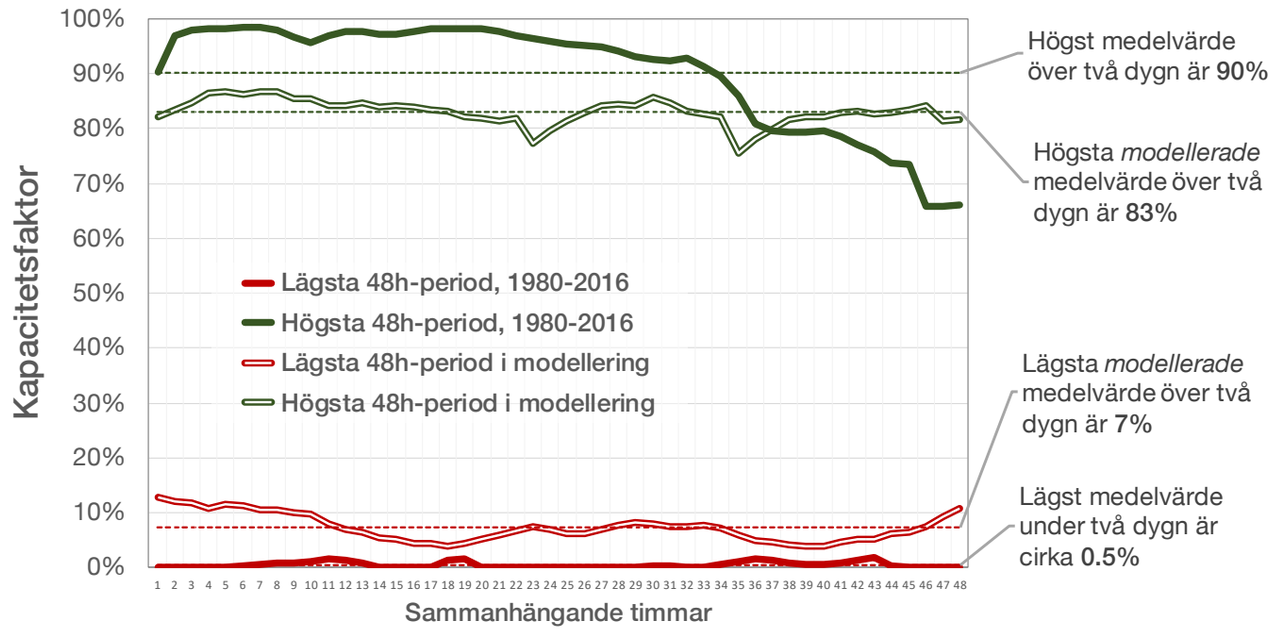
# Observation: Vattenkraften

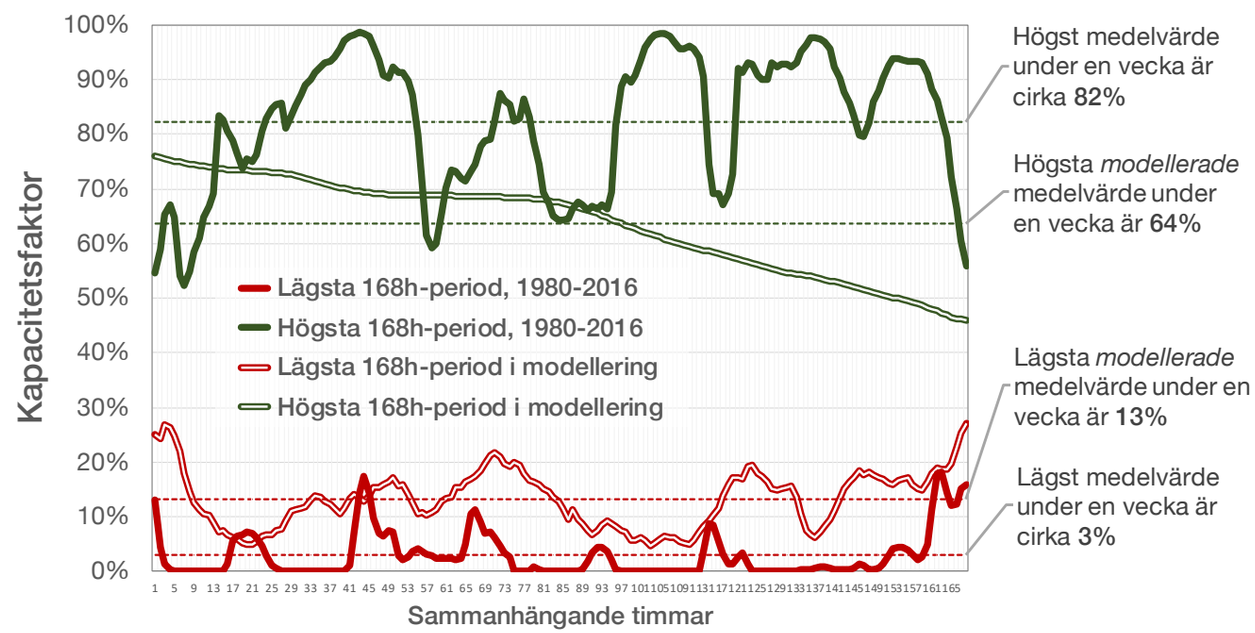
- Vindkraften expanderar stort i de flesta analyserade scenarion. Eftersom den utgör en stor andel av systemet, och har lägst marginalproduktionskostnad så styr den övriga systemet produktion.
- Den modellerade framtida driften av framförallt vattenkraften blir därför **mycket mer volatil** i de teknikneutrala scenarierna som har en större mängd vindkraft.
- Skillnaden blir **än mer dramatisk** i alla 100 % förnybara scenarier. En tredjedel av året på absolut minimum, en tiondel på absolut effektutbyggd maximum (med tillhörande spill).
- Är denna sorts drift miljömässigt och lokal-opinionsmässigt möjligt? Mer ingående analys krävs!



# Observation: Väderberoende

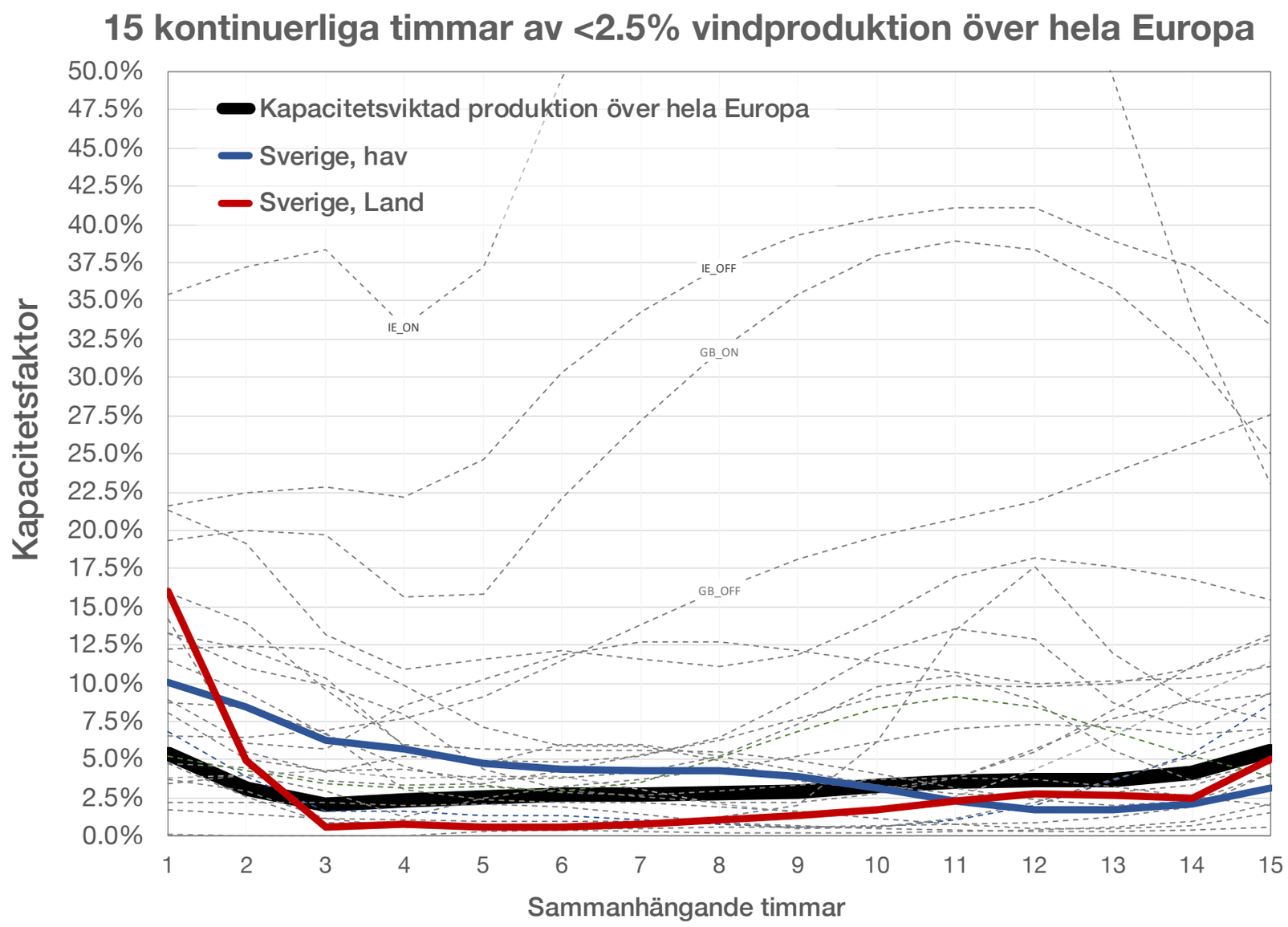
- Alla system har dimensionerats baserat på väderåret 2018
- **De är därför *inte* robusta mot "väderhändelser" som inte skedde under detta väderår**, till exempel längre tidsperioder med mycket låg produktion från väderberoende kraftkällor
- Exempel: Lägsta vindkraftsproduktion under en kontinuerlig vecka i modelleringen är 13%, medan minimum över väderdata 1980-2016 är 3%
- En inkludering av mer osannolika väderhändelser skulle ändra den relativa kostnaden mellan olika typer av system.



# Blåser det alltid (ordentligt) någonstans?

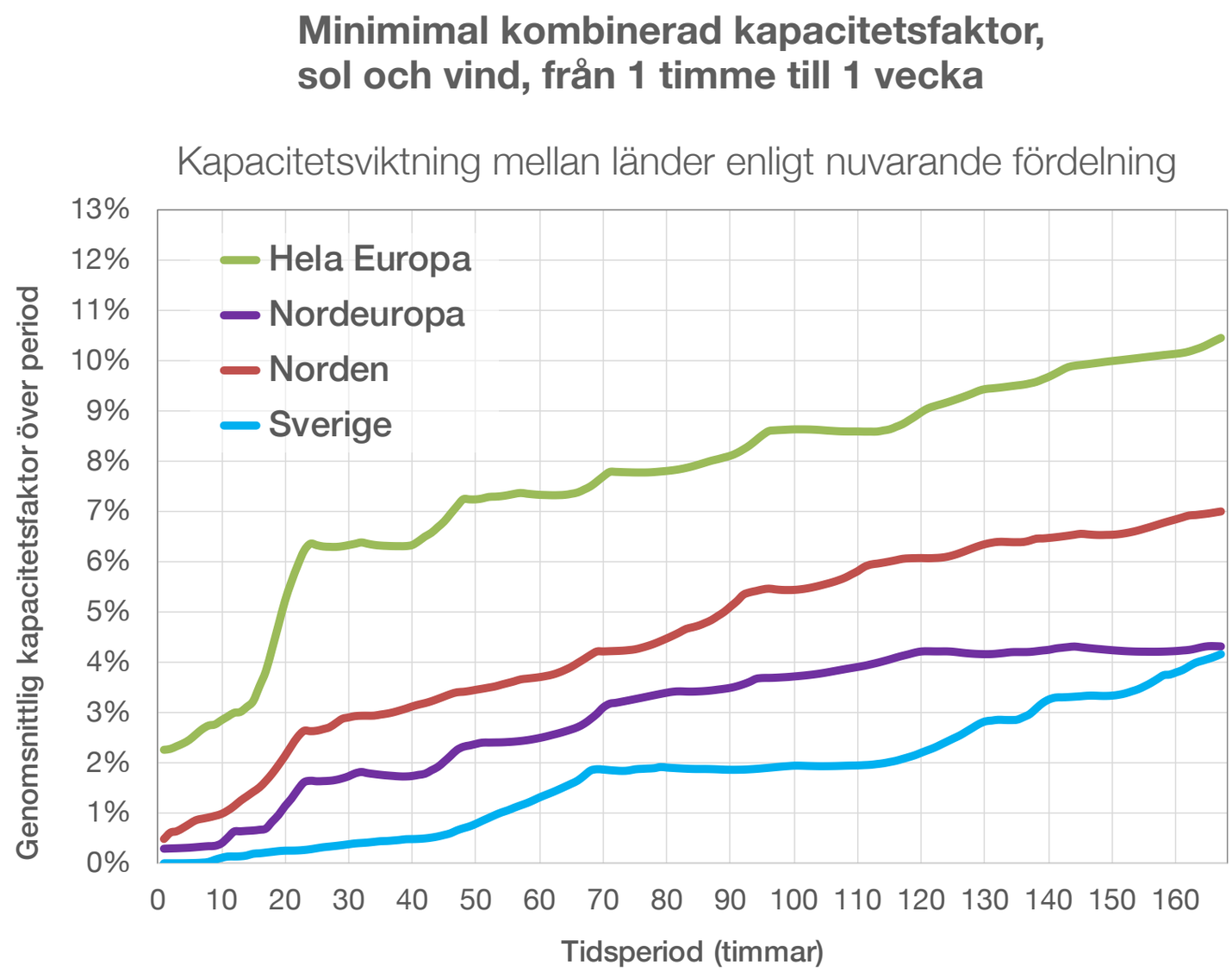
Oftast, men det är inte nog för att täcka upp för bristande produktion i övriga systemet. Solkraft över Europa är naturligt korrelerad på grund av områdets begränsade spridning i longitud. Stora vädersystem korrelerar vindproduktion. Det händer därför att det blåser bra (nästan) överallt, eller blåser dåligt (nästan) överallt.



# Blåser det *eller* skiner det alltid någonstans?

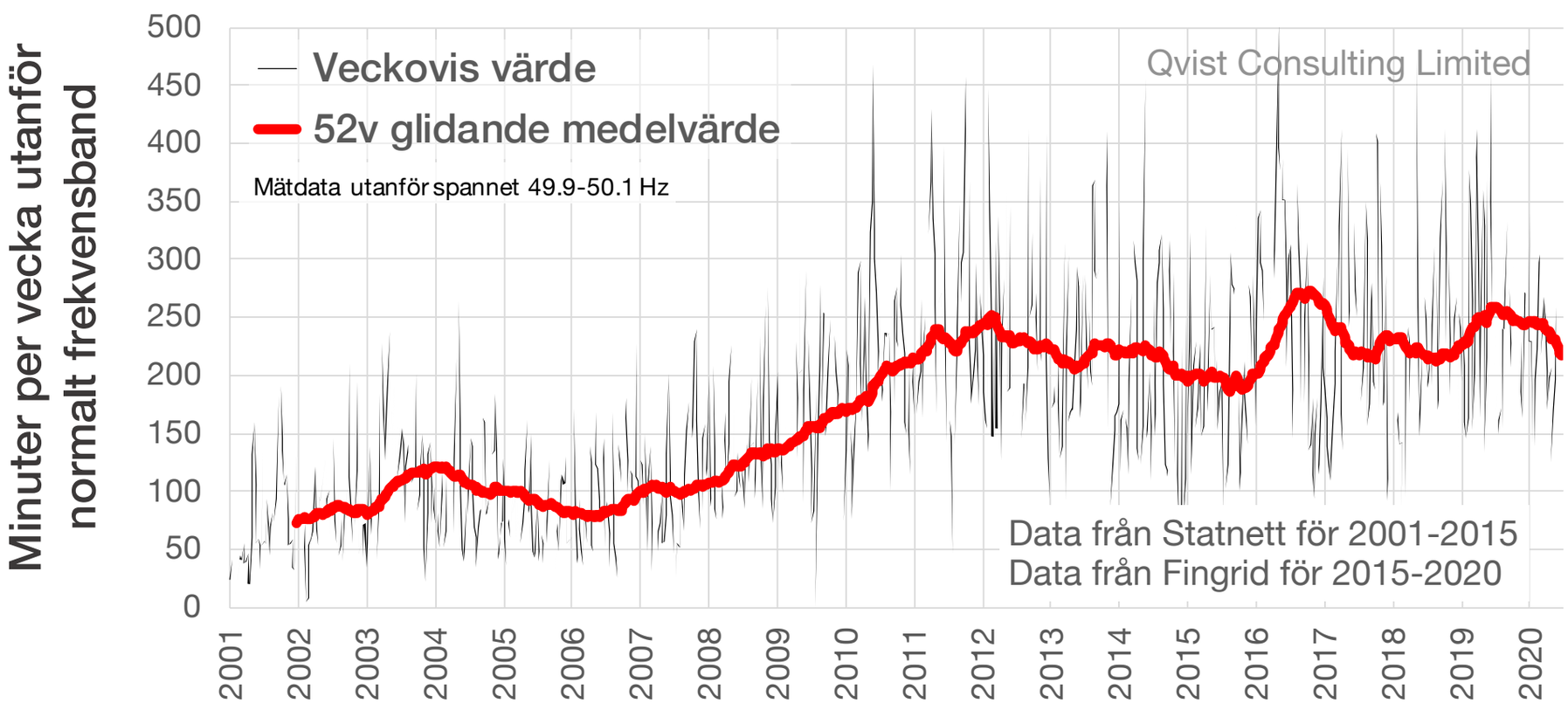
Över en enskild timme kan man räkna med minst ~2% av den möjliga produktionen från den samlade vind och solkraften över hela Europa (med framtida turbinteknik och högre andel havsbaserad vindkraft).

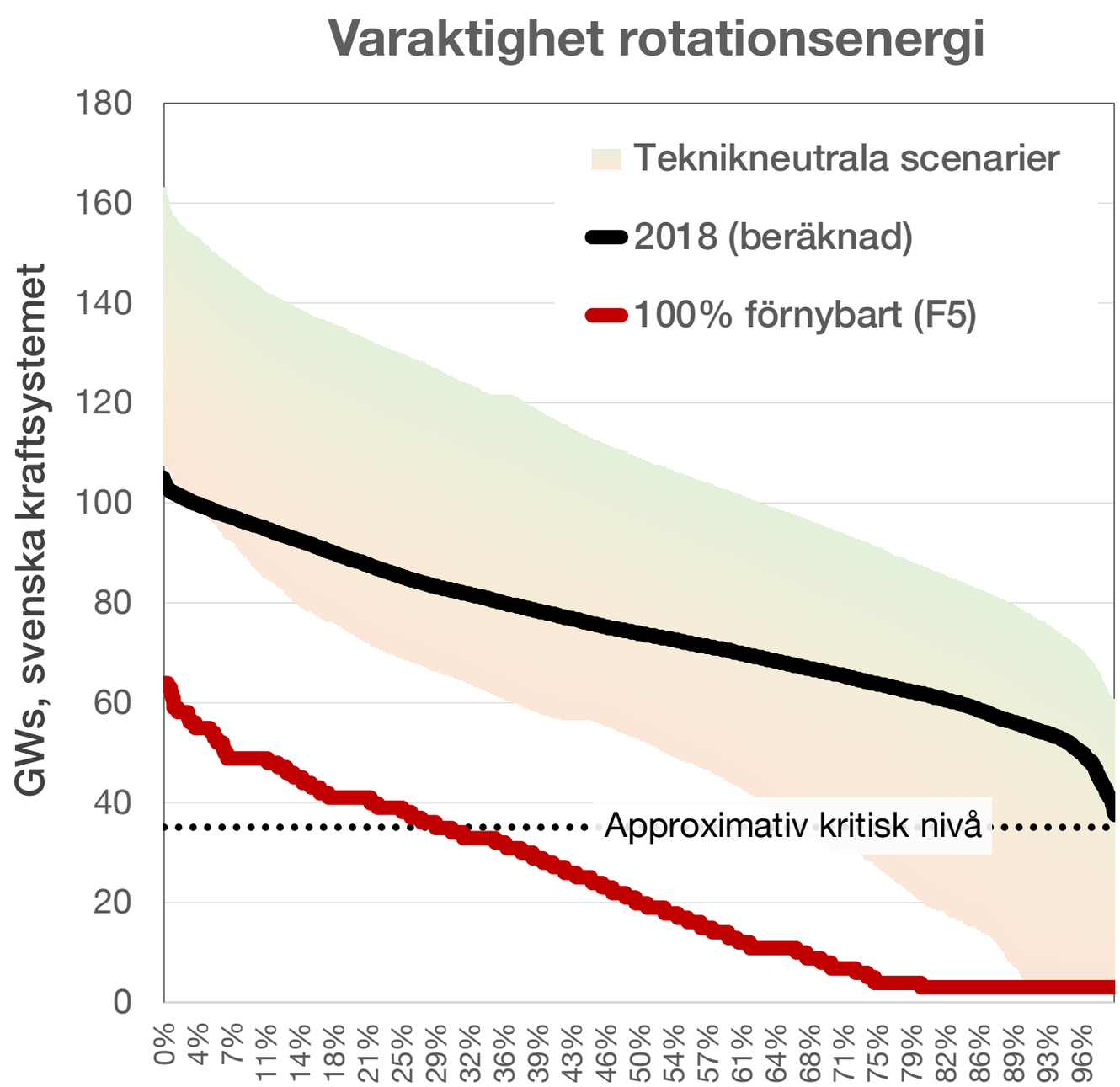
Mindre områden ger mindre minimal produktion under kortare tidsperioder.



# Observation: Frekvenskvalité

- Frekvenskvaliteten i det nordiska synkrona elnätet, mätt som minuter per vecka utanför normalt frekvensband (49.9 < F < 50.1 Hz) har minskat dramatiskt under 2000-talet. Detta orsakas av en ökad avvikelse mellan produktion och last, och beror framförallt på ökad HVDC-kapacitet mot andra nät och en ökad andel vindkraft i systemet.
- Kostnader och begränsningar som detta orsakar, till exempel ökad slitage i vattenkraften, reservhållning för fast frequency response (FFR) och begränsningar i HVDC-förbindelsers effektförändringar har inte inkluderats i beräkningarna, men dessa kan förväntas öka i samtliga framtida scenarior och relativt sett mer så i de 100% förnybara scenariorna.



# Observation: Störningsstabilitet

- Vindkraften expanderar stort i de flesta analyserade scenarion. Eftersom den utgör en stor andel av systemet, och har lägst marginalproduktionskostnad så styr den övriga systemet produktion.
- Eftersom vindkraft inte bidrar med rotationsenergi till systemet (utan specialutrustning) så är systemen instabila mot störningar under många av årets timmar.
- Flera av teknikneutrala scenarier klarar minimikraven med vanlig drift, **några behöver stödåtgärder upp till 25% av årets timmar**
- 100% förnybara scenarier har “för låg” rotationsenergi under cirka **80% av årets timmar**