

# Lokala energisystem med förnybar och återvunnen energi

En jämförande fallstudie med fyra scenarion  
– värmepump, solceller, batterier och  
vätgaslager – för R:ekobyn i Röstånga

*Johanna Eriksson*

---

Examensarbete 2019

Miljö- och Energisystem

Institutionen för Teknik och samhälle

Lunds Tekniska Högskola





**LUNDS UNIVERSITET**

Lunds Tekniska Högskola

## **Lokala energisystem med förnybar och återvunnen energi**

En jämförande fallstudie med fyra scenarion –  
värmepump, solceller, batterier och vätgaslager – för  
R:ekobyn i Röstånga

Johanna Eriksson

Examensarbete

Februari 2019

ISSN 1102-3651

ISRN LUTFD2/TFEM-19/5138--SE + (1-79)

Dokumentutgivare, Dokumentet kan erhållas från  LUNDS TEKNISKA HÖGSKOLA vid Lunds universitet Institutionen för teknik och samhälle Miljö- och energisystem Box 118 221 00 Lund Telefon: 046-222 00 00 Telefax: 046-222 86 44	Dokumentnamn
	Examensarbete
	Utgivningsdatum
	Februari 2019
	Författare
	Johanna Eriksson

Dokumenttitel och undertitel

Lokala energisystem med förnybar och återvunnen energi

En jämförande fallstudie med fyra scenarion – värmepump, solceller, batterier och vätgaslager – för R:ekobyn i Röstånga

Sammandrag

Detta examensarbete är en del av projektet R:ekobyn, med sidoprojektet R:energi, som har syftet att utveckla hållbara energisystemlösningar till ett 40-tal nya bostäder i Röstånga. Examensarbetet är uppbyggt kring en fallstudie där fyra olika förslag på energisystem utvärderas och jämförs, med anseende på självförsörjandegrad, klimatpåverkan och kostnader. Utifrån lastprofiler har ett första scenario dimensionerats där all el köps in från elnätet och värme fås av värmepumpar. Med utgångspunkt i värmepumpscenariot tillkommer därefter solceller, för att undersöka hur energisystemet förändras. Detta blir examensarbetets andra scenario. Produktionsprofiler tas fram med programvaran SAM, System Advisor Model. I ett tredje och fjärde scenario tillkommer energilagring i systemet, först med ett batteri och sedan med ett batteri i kombination med vätgaslagring. Samtliga fyra scenarion är lokalt anpassade för R:ekobyn och deras påverkan på omgivande system analyseras.

Resultatet visar att scenario ett, värmepump, i dagsläget både är det mest ekonomiska alternativet och det alternativ med lägst klimatpåverkan, jämfört med övriga scenarion. Däremot bidrar inte detta system med några systemmässiga nyttor i omgivande system om inte styrning av värmepumpen används. Värmestyrningen bidrar till att systemet blir mer flexibelt och borde därmed undersökas vidare i framtida utredningar. Även energisystemet i scenario två, solceller tillagt, kan motiveras vara det alternativ med lägst klimatpåverkan och lägsta kostnader, jämfört med övriga scenarion, beroende på vilka grundantaganden som görs.

Energisystemet i scenario tre, batteri tillagt, kan motiveras till R:ekobyns bostäder eftersom självförsörjandegraden är högre än för scenario ett och två samtidigt som klimatpåverkan och kostnaderna är betydligt lägre än för scenario fyra. Systemet bidrar dessutom med nyttor i omgivande system på grund av dess flexibilitet. Energisystemet i scenario fyra, vätgaslagring tillagt, kan motiveras eftersom självförsörjandegraden är den högsta. På samma sätt som scenario tre bidrar vätgaslagringen dessutom med flexibilitet. Sammanfattningsvis finns det för och nackdelar med samtliga fyra alternativ vilka måste vägas mot varandra. Därför är det av betydelse att berörda i R:ekobyn diskuterar och prioriterar olika värden innan ett energisystem väljs eller ett annat väljs bort.

Nyckelord

Lokala energisystem, värmepump, solceller, batterier, vätgaslager

Sidomfång	Språk	ISRN
79	Svenska	ISRN LUTFD2/TFEM—19/5138--SE + (1-79)

Organisation, The document can be obtained through  LUND UNIVERSITY Department of Technology and Society Environmental and Energy Systems Studies Box 118 SE - 221 00 Lund, Sweden Telephone: int+46 46-222 00 00 Telefax: int+46 46-222 86 44	Type of document
	Master thesis
	Date of issue
	February 2019
	Authors
	Johanna Eriksson

Title and subtitle

Local energy systems with renewable and recycled energy

A comparative case study with four scenarios - heat pump, solar cells, batteries and hydrogen storage - for the ecovillage in Röstånga

Abstract

This master thesis is part of the project R:ekobyn (an ecovillage in Röstånga), with the side project R:energi, which aims to develop sustainable energy system solutions to about 40 new homes in Röstånga. The master thesis consists of a case study where four different proposals for energy systems are evaluated and compared, with regards to self-sufficiency rate, climate impact and costs. Based on load profiles, a first scenario has been developed where all electricity is bought from the electricity grid and heat is supplied by heat pumps. Solar cells are then added to the system to investigate how the energy system changes. This is the second scenario of the thesis. Production profiles are produced with the software SAM, System Advisor Model. In a third and fourth scenario, energy storage is added in the system, first with a battery and then with a battery in combination with hydrogen storage. All four scenarios are locally adapted for the ecovillage in Röstånga and their impact on surrounding systems is analyzed.

The result shows that scenario one, with a heat pump, at present is both the most cost-efficient option and the alternative with the lowest climate impact, compared to the other scenarios. However, this system does not contribute with any system benefits in surrounding systems, unless heat load management is used. The heat load management makes the system more flexible and should therefore be further investigated in the future. The energy system in scenario two, solar cells added, can also be motivated to be the alternative with the lowest climate impact and lowest costs compared to the other scenarios, depending on what assumptions are made.

The energy system in scenario three, battery added, can be motivated because the degree of self-sufficiency is higher than for scenario one and two, while the climate impact and costs are considerably lower than for scenario four. The system also contributes with benefits in surrounding systems due to its flexibility. The energy system in scenario four, hydrogen storage added, can also be motivated because the self-sufficiency rate is the highest. In the same way as scenario three, the hydrogen storage also contributes with flexibility. In summary, there are pros and cons of all four options which must be weighed against each other. Therefore, it is important to discuss and prioritize different values before selecting an energy system.

Keywords

Local energy systems, heat pump, solar cells, batteries, hydrogen storage

Number of pages	Language	ISRN
79	Swedish	ISRN LUTFD2/TFEM—19/5138--SE + (1-79)



## Förord

Detta examensarbete har utförts under höstterminen 2018 hos Krafringen i Lund. Examensarbetet är skrivet via Institutionen Miljö- och energisystem och på Lunds tekniska högskola och avslutar min Civilingenjörsutbildning Ekosystemteknik med specialisering Energisystem. Jag vill rikta ett särskilt tack till ett antal personer som har hjälpt mig i arbetet.

Först vill jag tacka min handledare Håkan Skarrie på Krafringen för den vägledning och all hjälp jag har fått under arbetets gång. Jag vill även rikta ett tack till alla på Krafringen Affärs- och verksamhetsutveckling som har varit välkomnande, hjälpsamma och bidragit till att jag har trivts under genomförandet av mitt examensarbete. Jag vill även tacka min handledare på universitetet Mikael Lantz som bidragit med värdefulla synpunkter och konstruktiv kritik.

Slutligen vill jag tacka Christian Stenqvist som varit projektledare för förstudien som examensarbetet varit en del av, för all återkoppling och för att han alltid har uppmuntrat mig i mitt arbete. Jag vill också passa på att tacka Helena Bülow-Hübe och Sara Ericsson på FOJAB arkitekter för deras bidrag till arbetet.

Lund, februari 2019

Johanna Eriksson





# Innehållsförteckning

1. Inledning.....	3
1.1 Bakgrund.....	3
1.2 Syfte och frågeställningar .....	4
1.3 Metod och avgränsningar.....	4
1.4 Rapportens disposition.....	5
2. Användning av energi och effekt i fastigheter.....	6
2.1 Energikrav .....	6
2.2 Effektkrav.....	6
2.3 Efterfrågefleksibilitet .....	7
3. Värme och el till bostäder .....	9
3.1 Värmepumpar .....	9
3.1.1 Teknisk beskrivning .....	9
3.1.2 Klimatpåverkan .....	11
3.1.3 Kostnader .....	11
3.2 Solceller .....	12
3.2.1 Teknisk beskrivning .....	12
3.2.2 Klimatpåverkan .....	14
3.2.3 Kostnader .....	14
4. Lagring av energi.....	16
4.1 Batterier.....	16
4.1.1 Teknisk beskrivning .....	17
4.1.2 Klimatpåverkan .....	17
4.1.3 Kostnader .....	18
4.2 Vätgaslagring.....	19
4.2.1 Teknisk beskrivning .....	19
4.2.2 Klimatpåverkan .....	21
4.2.3 Kostnader .....	21
5. Elsystemet i Sverige .....	22
6. Fallstudie .....	24
6.1 Grundantaganden kring R:ekobyns utformning .....	24
6.1.1 Användning – Energi och effekt .....	25
6.2 Fyra scenarion.....	27
6.2.1 Värmepump .....	27

6.2.2 Solceller.....	30
6.2.3 Batteri .....	32
6.2.4 Vätgaslager.....	34
7. Resultat .....	36
7.1 Fyra scenarion.....	36
7.1.1 Värmepump .....	36
7.1.2 Solceller.....	37
7.1.3 Batteri .....	40
7.1.4 Vätgaslager.....	42
7.2 Jämförelse mellan de fyra scenarierna.....	44
7.2.1 Klimatpåverkan fyra scenarion.....	44
7.2.2 Kostnader fyra scenarion .....	48
8. Diskussion.....	56
9. Slutsatser .....	59
Referenser .....	60
Bilaga 1: Definitionen av begrepp.....	65
Bilaga 2: Elpriset .....	67
Bilaga 3: Sälja överskottsel.....	69

## 1. Inledning

Detta examensarbete har koppling till ett pågående utvecklingsprojekt i Röstånga i Svalövs kommun. I projektet planeras ett nytt bostadsområde med 30–50 hushåll med möjlig byggstart år 2020. Projektet för den så kallade R:ekobyn uppkom till följd av en engagerad bygderörelse med människor som verkar för att stärka bygden, livsmiljön och lokalekonomin. Som ett sidoprojekt till R:ekobyn verkar projektet *R:energi - Skapa en lokal förnyelsebar energilösning i Röstånga* där hållbara energisystemlösningar i samspel med övriga Röstånga ska utvecklas. R:energi har fått stöd inom det strategiska innovationsprogrammet Viable Cities som finansieras av Vinnova, Energimyndigheten och Formas.

De som medverkar i projektet är dels Röstånga Ekoby ekonomisk förening och Röstånga Tillsammans som är en ideell lokal utvecklingsförening i Röstånga, dels Lunds tekniska högskola, Kraftringen, FOJAB Arkitekter och EvalPart. EvalPart är ett lokalt knutet fåmansföretag inriktat mot utvärdering av styrmedel, projekt och insatser som främjar energieffektivisering och förnybar energi.

### 1.1 Bakgrund

Vad hållbara energisystemlösningar är beror på hur begreppet hållbarhet definieras. Hållbar utveckling handlar om att även framtida generationer ska ha förutsättningar att tillgodose sina behov. För att arbeta mot hållbar utveckling globalt har 17 mål satts upp, där följande mål mer eller mindre berörs i detta examensarbete;

- hållbar energi för alla,
- hållbar industri, innovationer och samhällen,
- hållbara städer och samhällen,
- bekämpa klimatförändringen.

Hållbar energi för alla handlar om att energin ska vara ekonomiskt överkomligt, andel förnybar energi ska öka och det ska arbetas för energieffektivitet (Regeringskansliet, 2015). Målet om hållbar industri, innovationer och infrastruktur innebär bland annat att föra en politik som främjar allmän tillgång till överkomliga, tillförlitliga, hållbara och moderna energitjänster. Målet innefattar också ambitioner om att förbättra den vetenskapliga forskningen genom att uppmuntra innovation (Regeringskansliet, 2015). Hållbara städer och samhällen handlar om att förbättra kapaciteten för deltagandebaserad, integrerad och hållbar planering och förvaltning av bosättningar (Regeringskansliet, 2017). Till sist, målet om att bekämpa klimatförändringen handlar om bland annat att förbättra utbildningen och medvetenheten vad gäller begränsning av klimatförändringarna (Regeringskansliet, 2015).

När det kommer till miljömässig hållbarhet har Sverige satt upp 16 miljökvalitetsmål där målet om begränsad klimatpåverkan och målet god bebyggd miljö berörs i detta examensarbete. God bebyggd miljö handlar exempelvis om närhet till natur- och grönområden, god vardagsmiljö och hushållning med energi och naturresurser (Naturvårdsverket, 2018). När det kommer till målet om begränsad klimatpåverkan handlar det om att hålla den globala medeltemperaturen långt under 2 grader Celsius jämfört med förindustriell nivå, med sikte på 1,5 grader (Naturvårdsverket, 2018).

En central del i Sveriges klimatarbete är det klimatpolitiska ramverket där klimatmål ingår (Regeringskansliet, 2017). En ramöverenskommelse slöts i juni 2016 vilken även kallas för energiöverenskommelsen. Energiöverenskommelsens mål presenteras i regeringens proposition om energipolitikens inriktning (Regeringskansliet, 2018). Där ingår bland annat följande mål:

- År 2040 ska Sverige ha 100 procent förnybar elproduktion,
- År 2030 ska energianvändningen vara 50 procent effektivare jämfört med 2005, uttryckt i termer av tillförd energi i relation till BNP,

- År 2045 ska Sverige inte ha några nettoutsläpp av växthusgaser till atmosfären, för att därefter uppnå negativa utsläpp (Miljö- och energidepartementet, 2018).

Med dessa mål och ambitioner i ryggen och ett allmänt växande intresse för lokala, förnybara och flexibla energisystem, stärkt av ideal om självförsörjning, finns idag ett driv mot en mer hållbar livsstil. Projektet R:ekobyn är en del av denna förändring och vill möjliggöra för människor att leva på en plats som byggts upp av egna ideal och principer. Just nu pågår därför en förstudie vilken detta examensarbete är en del av.

## 1.2 Syfte och frågeställningar

Syftet med detta examensarbete är att undersöka förutsättningarna för lokal energiproduktion och energilagring i Röstånga Ekoby med avseende på teknik, ekonomi och klimatpåverkan.

De frågor som examensarbetet förväntas svara på är:

- Vilka tekniska, ekonomiska och klimatmässiga förutsättningar finns för lokalt anpassade energisystem där värme produceras med en värmepump och elektricitet med solceller?
- Hur förändras de tekniska, ekonomiska och klimatmässiga förutsättningarna vid tillförandet av batterier och vätgaslager?
- Vad finns det för nytta som styrning och energilagring kan skapa lokalt och i omgivande system?

## 1.3 Metod och avgränsningar

Detta examensarbete är uppbyggt kring en fallstudie där fyra olika energisystem utreds och jämförs. En stor del av fallstudiens antaganden har motiverats med information från en litteraturstudie som gjordes i början av examensarbetet. I litteraturstudien har alltid så aktuell information som möjligt eftersträvat. Andra antaganden i fallstudien motiveras med kvalificerade uppskattningar från tillfrågade människor i branschen via intervjuer, telefonsamtal och mail.

Fallstudien börjar med att lastprofiler för el och värme tas fram utifrån ekobyns förutsättningar. Dessa lastprofiler innehåller data för timmedeleffekten under ett år och bygger på verklig data från Kraftringen. Fallstudien är sedan uppbyggd kring fyra scenarion där självförsörjandegrad, klimatpåverkan och kostnader beräknas. I samtliga scenarion produceras värmen med en värmepump. I scenario två, tre och fyra produceras el med solceller. I det fjärde scenariot produceras el och värme även med en bränslecell. Alternativa sätt att producera el och värme lokalt omfattas inte av detta examensarbete. I fallstudien undersöks även hur energisystemen påverkas av energilagring. I scenario tre och fyra används ett litium-jonbatteri och i scenario fyra lagras energin även i ett vätgaslager. Alternativa sätt att lagra energi omfattas inte av detta examensarbete.

För att räkna ut egenanvändningen och självförsörjandegraden för systemen med solceller har produktionsprofiler tagits fram med hjälp av programmet System Advisor Model, förkortat SAM. I SAM har också batteriers och vätgaslagringens påverkan på systemet kunnat utvärderas. Informationen från SAM har sedan används i egna modeller gjorda i Excel. Från dessa modeller har det totala behovet av köpt el, mängden egenanvänd el och mängden överskottsel beräknats. Därmed har två nya modeller i Excel kunnat byggas upp för att sedan beräkna olika energisystems klimatpåverkan och kostnader.

Klimatpåverkan har beräknats som de årliga utsläppen av växthusgaser, räknat i ton koldioxidequivaler per år vilket förkortas till ton CO<sub>2</sub>-ekv/år. Energisystemen analyseras i så stor utsträckning som möjligt ur ett livscykelperspektiv (LCA). Verktöget LCA förklaras i bilaga 1.

Energisystemens totala kostnader har beräknats i kronor per år. Där ingår dels kapitalkostnader för värmepumpar, batterier och vätgassystem. Deras nuvärde har beräknats med hjälp av annuitetsmetoden. För solcellerna däremot har nettokostnader beräknats eftersom solcellerna både genererar produktionskostnader och intäkter. Produktionskostnaderna har beräknats med en kalkyl i Excel gjord av Mälardalens högskola medan intäkterna uppskattats utifrån värdet på den sålda överskottselen. I energisystemens totala kostnader ingår även kostnader för den inköpta elen.

Ett antal lagar och regler kring exempelvis användandet av energilager och efterfrågefleksibilitet nämns i rapporten men tas inte hänsyn till i beräkningarna. Fokus är då istället på tekniska möjligheter.

#### 1.4 Rapportens disposition

Rapporten inleds med ett introducerande kapitel där arbetets bakgrund, syfte och frågeställningar samt metod och avgränsningar beskrivs. I kapitel 2 beskrivs först teorin kring krav på energi och effekt i en fastighet, följt av ett avsnitt om efterfrågefleksibilitet. Kapitel 3 går därefter igenom hur en bostad kan försörjas med värme och el genom värmepumpar och solceller. Även komponenternas klimatpåverkan och kostnader går igenom i detta kapitel. I Kapitel 4 beskrivs teorin kring energilagring, dels med batterier och dels med vätgaslager och i kapitel 5 beskrivs övergripande hur elsystemet i Sverige fungerar samt relaterade framtida utmaningar.

I rapportens 6:e kapitel finns fallstudien med både dess uppbyggnad och samtliga antaganden. Fallstudiens resultat presenteras därefter i kapitel 7. Resultatet diskuteras sedan i kapitel 8 och i kapitel 9 sammanställs de viktigaste slutsatserna med utgångspunkt i examensarbetets syfte och frågeställningar.

## 2. Användning av energi och effekt i fastigheter

I Sverige användes 370 TWh energi år 2015, varav 84 TWh användes i hushåll (Energimyndigheten, 2017). Detta motsvarar ungefär 90 % av energianvändningen i bostads- och servicesektorn. I denna sektor har energianvändningen minskat sedan 2010. Detta beror framförallt på att den tillförda energin för uppvärmning och varmvatten har minskat, vilket står för drygt hälften av energianvändningen i sektorn (Energimyndigheten, 2017). För en fortsatt minskning av energianvändandet finns det EU-direktiv och regleringar med ekodesign- och energimärkningskrav. I direktivet om byggnaders energiprestanda är det bestämt att senast 2020 ska alla nya byggnader vara nära-nollenergibyggnader (Energimyndigheten, 2017). Dessa regler beskrivs i Plan- och Byggförordningen (PBF) och är införda i Boverkets byggregler, BBR (Boverket, 2018). I BBR finns bland annat energi- och effektkrav vid nybyggnation vilka beskrivs mer ingående nedan. Dessa krav påverkar byggnaders utformning och bidrar till en mer effektiv energianvändning. Andra sätt att effektivisera energianvändandet kan beskrivas med begreppet efterfrågeflexibilitet. Detta beskrivs mer ingående i kapitlets tredje och sista avsnitt nedan.

### 2.1 Energikrav

För att mäta hur mycket energi som måste tillföras för att byggnadens energibehov ska uppfyllas används begreppet primärenergital ( $EP_{pet}$ ) med enheten kWh/m<sup>2</sup>, år (Boverket, 2017). Primärenergitalet räknas ut genom att summera den energi som behöver levereras till en byggnad vid normalt brukande under ett normalår (Boverket, 2018). Beroende på energibärande regleras värdet genom att multiplicera med primärenergifaktorn ( $PE_i$ ) vilken är 1,0 för fjärrvärme, fjärrkyla, biobränsle, olja samt gas och 1,6 för el, se ekvation 1 nedan. Den levererade energin delas upp i uppvärmning ( $E_{uppv}$ ), komfortkyla ( $E_{kyl}$ ), tappvarmvatten ( $E_{tvv}$ ) och byggnadens fastighetsenergi ( $E_f$ ) vilka beskrivs mer ingående i bilaga 1. Mängden energi som behövs till uppvärmning regleras dessutom med en geografisk justeringsfaktor  $F_{geo}$  som för Svalövs kommun är 0,9. Primärenergitalet beräknas slutligen per kvadratmeter så energianvändningen delas därför med  $A_{temp}$  som är arean av samtliga våningsplan, vindsplan och källarplan som är avsedda att värmas till mer än 10 °C. I de fallen  $A_{temp}$  inte är känd kan den uppskattas utifrån andra areamått för byggnader. Exempelvis är BTA ett areamått som räknas till ytterväggens utsida, medan  $A_{temp}$  mäter till ytterväggens insida. Därför kan  $A_{temp}$  schablonmässigt uppskattas som procentsats av BTA (Bülow-Hübe, 2018).

Enligt Boverkets byggregler tillåts en energiprestanda på 85 kWh per kvadratmeter och år för flerbostadshus år och för småhus tillåts 90 kWh per kvadratmeter och år (Boverket, 2018). Radhus räknas som småhus.

$$EP_{pet} = \frac{\sum_{i=1}^6 \left( \frac{E_{uppv,i}}{F_{geo}} + E_{kyl,i} + E_{tvv,i} + E_{f,i} \right) * PE_i}{A_{temp}} \quad (ekv. 1)$$

Lokalt producerad energi från sol som används till byggnadens uppvärmning, komfortkyla, varmvatten och/eller fastighetsenergi räknas inte med i byggnadens energianvändning (Boverket, 2018). Den egenanvända energin måste vara producerad inom fastigheten (Bülow-Hübe, 2018) för att kunna dras av när primärenergitalet beräknas.

### 2.2 Effektkrav

I Boverkets byggregler finns också krav på maximal installerad effekt för uppvärmning. För småhus kan formeln nedan användas för att räkna ut gränsvärdet med enheten kW.

$$4,5 + 1,7 * (F_{geo} - 1)$$

Då  $A_{temp}$  är större än 130 m<sup>2</sup> får också ett tillägg göras. Tillägget kan räknas ut med formeln nedan.

$$(0,025 + 0,02 * (F_{geo} - 1)) * (A_{temp} - 130)$$

Om den geografiska justeringsfaktorn  $F_{geo}$  är mindre än 1,0 sätts den till 1,0 vid beräkning av installerad eleffekt.

### 2.3 Efterfrågefleksibilitet

Med efterfrågefleksibilitet förändrar elkunderna sin elanvändning utifrån olika signaler. I princip handlar det om att styra kunden till att minska eller öka elanvändningen. Målet är att få en minskad förbrukning när elnätet är hårt belastat och en ökad elförbrukning när tillgång på förnybar elproduktion är hög (Energimarknadsinspektionen, u.d.). Efterfrågefleksibilitet kan innebära temporära minskningar eller ett skifte av energianvändandet (Liljeblad, 2016). Temporära minskningar betyder att delar av energianvändningen frivilligt stängs av eller kopplas ur vid höga elpriser. Detta sker idag inom industrin. Ett skifte betyder att användningen flyttas i tid. Exempelvis kan en varmvattenberedare styras ner när elpriset är högt för att sedan styras upp när elpriset sjunkit, utan att påverka husets komfort.

Behovet av efterfrågefleksibilitet beror på den förändring av elsystemet som sker idag vilket medfört nya utmaningar. En förklaring av elnätets utmaningar finns i kapitel 5. Elsystemet i Sverige. Efterfrågefleksibilitet kan enligt Energimarknadsinspektionen vara en betydande del av lösningen på dessa utmaningar (Energimarknadsinspektionen, u.d.). Exempelvis kan efterfrågefleksibilitet bidra med att hålla frekvensen i elnätet och att minska risken för effektbrist. Efterfrågefleksibilitet kan också bidra till att resurserna i elsystemet används mer effektivt genom exempelvis ett bättre utnyttjande av vind- och solkraft. Med efterfrågefleksibilitet kan också belastningen på elnätet jämnas ut vilket kan bidra till en effektivare användning av elnäten och ett minskat behov av att investera (Energimarknadsinspektionen, u.d.). Efterfrågefleksibilitet kan också vara kostnadseffektivt jämfört med att bygga ut elproduktionen eftersom extrema maxeffektimmor endast uppstår ett fåtal timmar under ett år (Liljeblad, 2016). Målet med efterfrågefleksibilitet är alltså att få ett smartare och mer flexibelt energisystem. Andra lösningar som bidrar med flexibilitet är exempelvis energilagring. Mer information om energilagring finns i kapitel 4. Lagring av energi.

Den finns studier som visar på en framtida potential för efterfrågefleksibilitet i Sverige mellan 3 000 och 4 500 MW men idag finns det hinder som försvårar användandet av resursen. För potentialen uppskattas ungefär hälften till att finnas inom industrisektorn och hälften inom bostadssektorn (Liljeblad, 2016). De som har störst potential att bidra med en flexibel elanvändning bland hushållskunder är de som bor i småhus med eluppvärmning. Där kan kundens uppvärmning styras upp eller ner under ett fåtal timmar utan att inomhusklimatet påverkas (Energimarknadsinspektionen, u.d.). Detta beror på hushållens inbyggda fördröjning (Power Circle, 2018).

Idag är alltså användandet av efterfrågefleksibilitet generellt sett en outnyttjad resurs och för att användandet av resursen ska få ett genomslag behöver ett antal hinder överkommas. För det första måste kundernas kännedom om sin egen potential och intresset för resursen öka. Hushållen måste dessutom ha rätt installerad teknik i hushållen och det ska vara enkelt för kunden att erbjuda sin flexibilitet (Energimarknadsinspektionen, u.d.). För att potentialen för efterfrågefleksibilitet ska utnyttjas bör dessutom styrningen ske helt automatiskt (Liljeblad, 2016). Främst handlar det om möjligheten att styra värmeförsörjningen i småhus som är eluppvärmda. Ett annat hinder för att efterfrågefleksibilitet ska bli en större del av framtidens elsystem är enligt energimarknadsinspektionens rapport de marknadsbarriärer som finns idag (Energimarknadsinspektionen, u.d.). Även IVA skriver i sin rapport Framtidens elanvändning - En



delrapport inom projektet *Vägval el* att det för hushållskunder saknas ekonomiska incitament och att det är viktigt att utveckla affärsmodeller som är anpassade till hushållskundernas behov (Liljeblad, 2016).

En central fråga när det gäller efterfrågefleksibilitet är att kunden behöver få rätt prissignal från sin elhandlare, en prissignal som speglar det verkliga priset på el timme för timme. Branschorganisationen Power Circle tar upp i sin rapport *Elnätets roll i framtidens energisystem* att det behövs en bättre styrsignal för elpriset mot kunden för att efterfrågefleksibilitet ska främjas, och att elskatten borde förstärka denna styrsignal istället för tvärt om. Power Circle ser också ett behov av en styrsignal för effekt (Power Circle, 2018).

### 3. Värme och el till bostäder

Inom den svenska elmarknaden används mest el i bostads- och servicesektorn. Under 2015 producerades 159 TWh el varav 47 procent med vattenkraft, 34 procent med kärnkraft och 10 procent med vindkraft. Solceller däremot stod för en mycket liten andel men mängden installerad solcellskapacitet växer snabbt (Energimyndigheten, 2017). Inom bostads- och servicesektorn har de senaste 20 åren elanvändningen varit relativt stabil men totalt har energianvändningen i denna sektor minskat sedan 2010. Ett ökat användande av värmepumpar har bidragit till denna minskning (Energimyndigheten, 2017). Värmepumpar har installerats i småhus i stor utsträckning sedan 90-talet och framåt, och fanns 2014 i 51 procent av samtliga småhus.

I detta examensarbete undersöks fyra olika energisystem som ska försörja ett 40-tal bostäder med värme och el. Samtliga scenarion får sin värme, helt eller delvis, med installerade värmepumpar. Nedan beskrivs mer om teknik, klimatpåverkan och kostnader relaterade till dem. Kapitlet följs sedan av en beskrivning av solceller, vilket ingår i tre av de fyra scenarierna.

#### 3.1 Värmepumpar

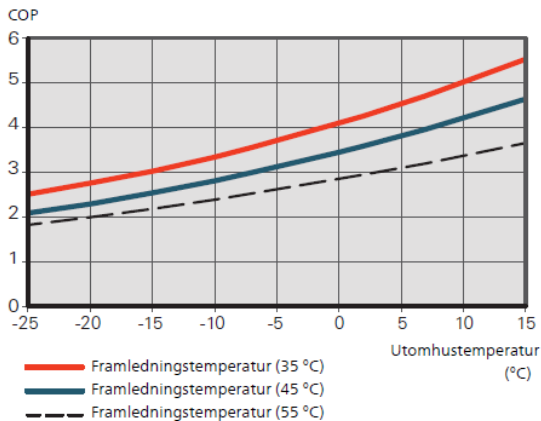
Värme behövs i bostäder till uppvärmning och varmvatten. Denna värme kan komma från en rad olika energikällor exempelvis fjärrvärme, pelletspanna, värmepump eller restvärme från en bränslecell (Energimyndigheten, 2010). I denna rapport kommer alternativet med värmepumpar samt restvärme från bränslecell att undersökas, dels på grund av att Röstånga saknar ett fjärrvärmenät. För nyinvesteringar, i de fall det inte finns något befintligt fjärrvärmenät, har nämligen fjärrvärmen svårt att konkurrera med värmepumpar (Energimyndigheten, 2015). Dessutom har Boverkets regler om en byggnads energiprestanda gränsvärden för byggnaders energibehov i form av inköpt energi. Detta innebär att en byggnad med en värmepump kan använda mer energi än en byggnad som exempelvis har fjärrvärme eller pelletspanna. Detta leder i sin tur till att byggnader med värmepump klarar att uppfylla kraven med mindre isolering än de andra lösningarna vilket medför lägre kostnader (Energimyndigheten, 2015). Denna fördel dämpas dock något av primärenergifaktorn som för el är 1,6 istället för 1,0, som för fjärrvärme, fjärrkyla, bibränsle, olja och gas. Totalt har alltså värmepumpar en konkurrensfördel gentemot exempelvis fjärrvärme och pellets i och med dessa regler.

Det finns många olika sorters värmepumpar. I fallstudien till detta examensarbete är det viktiga i valet av värmepump att den kan producera värme både till uppvärmning och till tappvarmvatten för att systemet inte ska vara beroende av ytterligare någon värmekälla. Därmed har en luftvattenvärmepump valts som exempel i fallstudien.

Förutom luftvattenvärmepumpen kommer även utnyttjandet av restvärme från bränsleceller att undersökas i fallstudien. Mer om detta alternativ finns i kapitel 4. Lagring av energi.

##### 3.1.1 Teknisk beskrivning

En luftvattenvärmepump drivs på el och utnyttjar värme från uteluften för att leverera värme i ett vattenburet system (Energimyndigheten, 2014). Hur effektiv en värmepump är kan beskrivas med en värmefaktor vilket förkortas COP från engelskans coefficient of performance (Energimyndigheten, 2014). COP 3 betyder att 1 kWh tillförd el ger 3 kWh värme. Värmefaktorn varierar under året och beror bland annat på utetemperatur eftersom framledningstemperaturen måste höjas mer vid låga utetemperaturer. Som ett exempel på detta visar Figur 1 hur COP beror på utomhustemperaturen för luftvattenvärmepumpen F2120-20 från NIBE.



Figur 1: COP för luftvattenvärmepumpen F2120-20 från NIBE (NIBE, 2018).

Detta medför en lägre värmefaktor på vintern jämfört med vår, sommar och höst. Värmefaktorn påverkas också av vilken temperatur vattnet behöver lyftas till. Exempelvis behöver vattenburna uppvärmningssystem temperaturer mellan 30 °C och 40 °C i radiatorer eller golvvärme medan tappvarmvatten kräver högre temperaturer på drygt 50 °C (Energimyndigheten, 2015). I Figur 1 illustreras detta med tre kurvor med 35 °C, 45 °C samt 55 °C som framledningstemperatur. Detta medför att COP sjunker lite under sommaren då värmepumpsanläggningen producerar en större andel tappvarmvatten gentemot värme till uppvärmning. På grund av dessa variationer kan en årsvärmefaktor användas vilket förkortas SCOP eller SPF från engelskans seasonal coefficient of performance (Energimyndigheten, 2015). Årsvärmefaktorn visar den genomsnittliga värmefaktorn över året för uppvärmningssystemet (Energimyndigheten, 2014).

Förutom effektiva värmepumpar måste husen anpassas för en effektiv värmeanläggning. Exempelvis kan golvvärme eller stora radiatorer ge bättre förutsättningar för högre värden på värmefaktorn eftersom värmepumpen då kan jobba med lägre temperaturer (Energimyndigheten, 2015). SPF-värdet för en värmepump med god prestanda som är bra installerad i en ny byggnad kan ligga på 4,0 (Energimyndigheten, 2015).

### Dimensionering

En värmepump dimensioneras utefter fastighetens maximala värmeeffektbehov. Om den planeras klara 70 % av maxeffekten kan över 90 % av det årliga värmebehovet täckas. För resterande 10 % behövs det el tillsats, dvs att elpatronen går i, eller någon annan uppvärmningskälla för spetslast, vilket medför extra kostnader. Alternativt kan värmepumpen med hjälp av varvtalsstyrning dimensioneras för att täcka hela värmebehovet (Energimyndigheten, 2015). Därmed skulle kostnaderna för spetslasten undvikas, men risken med att inte ha en back-up tillkommer. Ett annat sätt att undvika dyr spetslast är genom att kalla dagar styra laster. Detta beskrivs i kapitel 2.3 Efterfrågefleksibilitet.

Den levererade värmeeffekten anger tillverkare normalt vid driftfallet +7°C/35°C vilket betecknar utomhustemperaturen/framledningstemperaturen och är en form av nationell standard. Som ett exempel har värmepumpen F2120-20 från NIBE en effekt på 20 kW vid detta driftfall. Vid dimensioneringen är det dock den kallaste dagen i Röstånga som är av intresse. Då ger F2120-20 cirka 12 kW. För att få en högre effekt kan en kombination av värmepumpar användas i så kallade kaskadsystem med upp till 8 enheter. Därmed skulle en uteffekt på 96 kW uppnås (Thörnqvist, 2017).

Vid nyproduktion så måste även Boverkets BBR-regler tas hänsyn till vid dimensioneringen och valet av värmepump. I BBR finns tak för max tillåten installerad eleffekt för uppvärmning, se kapitel 2.2

Effektkrav. Dessa krav förhindrar värmepumparna med för låg verkningsgrad (Energimyndigheten, 2015).

### 3.1.2 Klimatpåverkan

En värmepumps klimatpåverkan kan delas in i tre olika kategorier: klimatpåverkan vid tillverkning och installation, klimatpåverkan vid användning och klimatpåverkan vid skrotning. Här kan verktyget LCA användas, vilket beskrivs i bilaga 1. Resultatet från en LCA visar att när det kommer till påverkan på växthuseffekten är nästan all belastning från driften, och då främst från elen som driver värmepumpen. Beroende på hur elen producerats kommer därför värmepumpens totala klimatpåverkan variera (Nordman, 2017).

I Sverige produceras el främst med vattenkraft och kärnkraft vilket gör att svenskproducerad el har väldigt låg klimatpåverkan. Mängden växthusgasutsläpp uttryckt i koldioxidekvivalenter ligger på cirka 26 gram per kWh. Eftersom den nordiska elmarknaden är välintegrerad kan det vara mer aktuellt att istället utgå från klimatpåverkan från elen som används i Sverige, där import och export är medräknat. Därmed fås högre värden på 47 g koldioxidekvivalenter per kWh (JRC, 2017).

Klimatpåverkan för Nordens kraftproduktion kan även beskrivas med den så kallade residualmixen. Residualmixen är en teknisk term för el som saknar ursprungsgarantier. Av elen som används 2017 låg residualmixen på 329 g CO<sub>2</sub>-ekv/kWh (Energimarknadsinspektionen, 2018).

Jämfört med direktverkande el minskar användandet av värmepump energisystemets klimatpåverkan när det gäller utsläpp av växthusgaser, eftersom delar av den energi som används kan hämtas från omgivningen (Energimyndigheten, 2015). Energin från omgivningen klassas som förnybar enligt förnybardirektivet och beror på värmepumpens SPF. Mängden förnybar energi från en värmepump förkortas  $E_{RES}$  och beskrivs i formeln nedan.  $Q_{användbar}$  är den totala mängden användbar värme som avges från värmepumpen (Energimyndigheten, 2015).

$$E_{RES} = Q_{användbar} * \left(1 - \frac{1}{SPF}\right)$$

Den resterande mängden använd energi, dvs energin som tillförs i form av el, är primärenergi. Vid SPF på 3 minskar behovet av primärenergi till en tredjedel. (Energimyndigheten, 2015).

### 3.1.3 Kostnader

Kostnaden för att producera värme med en värmepump består av både fasta och rörliga delar. De fasta kostnaderna består främst av investeringskostnader. För att kunna uppskatta den årliga kostnaden multipliceras investeringen med en annuitetsfaktor. Annuiteten beror på den uppskattade kalkylräntan,  $r$ , samt förväntad livslängd,  $n$ .

$$\text{Annuitets faktor} = \frac{r}{1 - (1 + r)^{-n}}$$

Investeringskostnaderna för en luft-vattenvärmepump varierar beroende på modell och storlek. Exempelvis kostar F2120-20 från NIBE idag 76 140 kr (NIBE, 2018). Till de fasta kostnaderna tillkommer även kostnader för installation samt fasta drift- och underhållskostnader. I kostnadskalkyler där drift- och underhållskostnader är okända kan de antas som 1,5 % av investeringen (Gierow, 2018).

De rörliga kostnaderna för en värmepump beror dels på rörliga drift- och underhållskostnader och dels på elpriset. Elpriset beror bland annat på priset på elmarknaden, det så kallade spotpriset, samt en elcertifikatsavgift (Kraftringen, 2018). Beroende på valt elhandelsbolag och vad det är för typ av kund kan detta pris dock variera. Förutom till elhandeln så betalar kunden också för eldistributionen i form av elnätsavgifter (Kraftringen, u.d.). Valet av distributionsföretag går inte att påverka eftersom

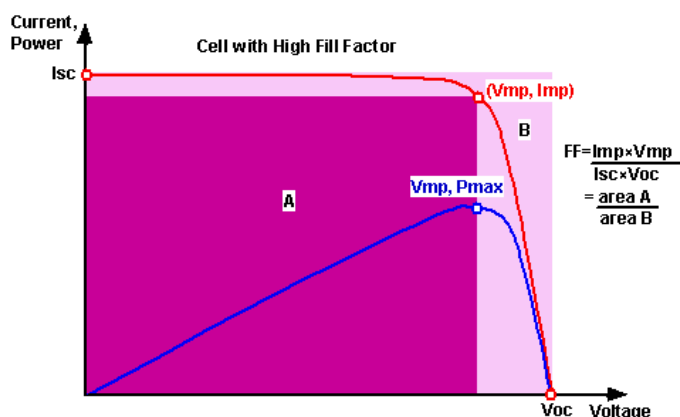
distributionsföretaget äger elnätet där fastigheten ligger. Den totala kostnaden privatpersoner betalar består också av moms och energiskatt (Skatteverket, 2018). Samtliga kostnader presenteras mer ingående i bilaga 2. Elpriset.

### 3.2 Solceller

Under 2015 kom den installerade solcellskapaciteten upp till 104 MW i Sverige. Detta innebar en produktion på cirka 97 GWh under året vilket är mer än en fördubbling jämfört med året innan (Energimyndigheten, 2017). En fördel med solceller är att de är bra anpassade för lokal energiproduktion. Detta beror på att de saknar skalfördelar som andra mer traditionella produktionslag har (Power Circle, 2018). I detta avsnitt om solceller kommer först en teknisk beskrivning göras för att sedan gå igenom solcellers klimatpåverkan och kostnader, precis som i avsnittet om värmepumpar.

#### 3.2.1 Teknisk beskrivning

En solcellsmodul består av ett antal solceller som vardera ger en spänning på cirka 0,5 V när de är solbelysta. När solcellerna seriekopplas fås en högre spänning (Byman, 2015). Den vanligaste sortens solceller är baserade på kisel. Kiselsolceller kan vara antingen monokristallina eller polykristallina vilket beror på om de består av en enskild kristall eller flera (Energimyndigheten, 2015). Monokristallina kiselsolceller har högre verkningsgrad än polykristallina, runt 15-22 %, och utseendemässigt en jämnare svart färg gentemot polykristallina som har en skimrande blåaktig färg (Energimyndigheten, 2018). Solcellers beteende kan beskrivas med en spänning/strömkurva, även kallat IV-kurva, se figur 2. Varje punkt längs kurvan representerar uteffekten som produkten av strömmen och spänningen (Wenham, et al., 2007). Den maximala uteffekten, topp-effekten,  $P_{mp}$  (mp = maximum power), kan representeras grafiskt som den största möjliga rektangeln under IV-kurvan, vilket är arean A i figuren. Spänningen och strömmen vid topp-effekt representeras i figuren som  $V_{mp}$  och  $I_{mp}$ . Två andra viktiga parametrar som begränsar solcellens produktion är  $I_{sc}$  från engelskans short circuit current och  $V_{oc}$  från open circuit voltage.  $I_{sc}$  är den maximala strömmen då spänningen är noll och  $V_{oc}$  är den maximala spänningen då strömmen är noll. I figuren nedan visas även Fill Faktor, FF, som beskriver solcellens kvalitet (Wenham, et al., 2007).



Figur 2: IV-kurva för solceller.

Förutom solcellsmodulerna behövs även en växelriktare. Växelriktaren omvandlar solcellernas likström till växelström med en hög verkningsgrad. Enligt energimyndighetens tester ligger den mellan 93 och 95 procent. En växelriktares uppgift är också att på ett optimalt sätt belasta solcellsmodulerna beroende på solinstrålningen och se till att elen har god kvalitet. Detta gör den med hjälp av en eller flera optimerare. Ju fler optimerare ju större flexibilitet har systemet. Det går då att styra olika grupper

av solcellsmoduler som exempelvis är monterade i olika väderstreck oberoende av varandra. Den engelska termen för en optimerare är Maximum Power Point Tracker, MPPT, eftersom den hittar systemets maximala effekt. En växelriktare har kortare livslängd än solcellsmoduler så under solcellssystemets livstid måste de bytas ut. Växelriktarens storlek begränsar antalet solcellsmoduler systemet klarar av (Energimyndigheten, 2015).

Vid installation av en solcellsanläggning kan modulerna placeras på byggnaders tak och fasader eller ute på fält i solcellspark. Om de placeras i en solcellspark är det viktigt att det finns tillräckligt med avstånd mellan raderna så att de inte skuggar varandra vid lågt stående sol. Detta innebär att ytan för solcellsparken, dvs arean som de står uppställda på, kan behöva vara tre gånger så stor jämfört med solcellernas area (Bülow-Hübe, 2018).

Solcellers produktion beror på deras verkningsgrad,  $\eta$ , solinstrålningen,  $G$ , och modulens area,  $A$  (PV Education, u.d.).

$$\eta = \frac{P_{out}}{P_{in}} = \frac{P_{out}}{G * A} \rightarrow P_{out} = \eta * G * A$$

Solinstrålningen är i watt per kvadratmeter och är exempelvis i Lund som högst cirka 800 W/m<sup>2</sup> (SMHI, 2018). För att benämna storleken på en solcellsanläggning används begreppet toppeffekt,  $P_{peak}$ , med enheten  $W_p$ .

$$P_{peak} = \eta * G_{peak} * A$$

Vid beräkningen av  $P_{peak}$  antas det att verkningsgraden är för en modultemperatur på 25 °C och att  $G_{peak}$  är 1000 W/m<sup>2</sup>. Även AM 1,5 spektrum och normal sol-vinkel, ( $\theta = 0$ ), antas (PV Education, u.d.). AM 1,5 står för air mass 1,5 vilket är ett standardiserat mått som syftar på ljusets spektrum efter det har passerat jordens atmosfär en och en halv gång. AM 1,5 används eftersom solen sällan står i zenit. Normal sol-vinkel är vinkeln mellan solpanelernas normal och solvektorn vilket betyder att solinstrålningen infaller vinkelrätt mot modulytan (Energimyndigheten, 2018).

När solcellers energiproduktion ska uppskattas råder inte alltid dessa förhållanden, så en tumregel för södra Sverige är att 1 000 kWh el produceras per år för varje kWp som installeras. Denna tumregel fungerar om goda förhållanden råder, dvs oskuggade paneler riktade mot söder med en lutning mellan 30 grader och 50 grader. Enligt energimyndighetens hemsida kan något lägre siffror, cirka 950 kWh/kWp, år, användas. Energimyndigheten uppskattar också att ytan för 1 kWp är cirka 7 kvadratmeter solceller (Energimyndigheten, 2018).

### Dimensionering

Vid dimensionering av solceller finns en rad olika faktorer att ta hänsyn till. Som nämnt ovan är produktionen per solcellsmodul som högst om modulerna är riktade mot söder med en lutning runt 40 grader. Därmed blir kostnaden per producerad kWh optimal.

Vidare, när det kommer till storleken på systemet, uttryckt i installerad toppeffekt, finns det en rad olika regler och styrmedel som påverkar lönsamheten. Dessa beskrivs under rubriken Kostnader nedan. Här kan nämnas att generellt sett är den egenanvända elen mer värd än den köpta. Därför kan systemet kostnadsmissigt ha fördel av en så hög egenanvändning som möjligt. Begreppet egenanvändning,  $q$ , beskriver alltså hur stor del av den totala mängden egenproducerad el,  $E_{PV}$ , som används.  $E_k$  i ekvationen nedan är alltså andelen av den egenproducerade elen som konsumeras, antingen direkt eller via något lokalt energilagrar.

$$q = \frac{E_k}{E_{PV}}$$

En annan faktor som kan vara av betydelse vid dimensionering av solcellssystemet är självförsörjandegraden. Att vara mer självförsörjande på egen energi kan nämligen ha flera värden än enbart ekonomiska. Självförsörjandegraden,  $q_s$ , beskriver hur stor del av det totala elbehovet,  $E_{behov}$ , som används av egenproducerad el.

$$q_s = \frac{E_k}{E_{behov}}$$

När solcellsmodulernas placering och storlek är fastställd måste även växelriktaren/växelriktarna dimensioneras så att den/de fungerar på ett optimalt sätt tillsammans med solcellerna. Exempelvis kan summan av modulernas toppeffekt överstiga växelriktarens märkeffekt mellan 15 och 30 procent. Detta beror på att växelriktarens verkningsgradskurva då utnyttjas bättre och det ger minskade installationskostnader (Kovacs, et al., 2014).

### 3.2.2 Klimatpåverkan

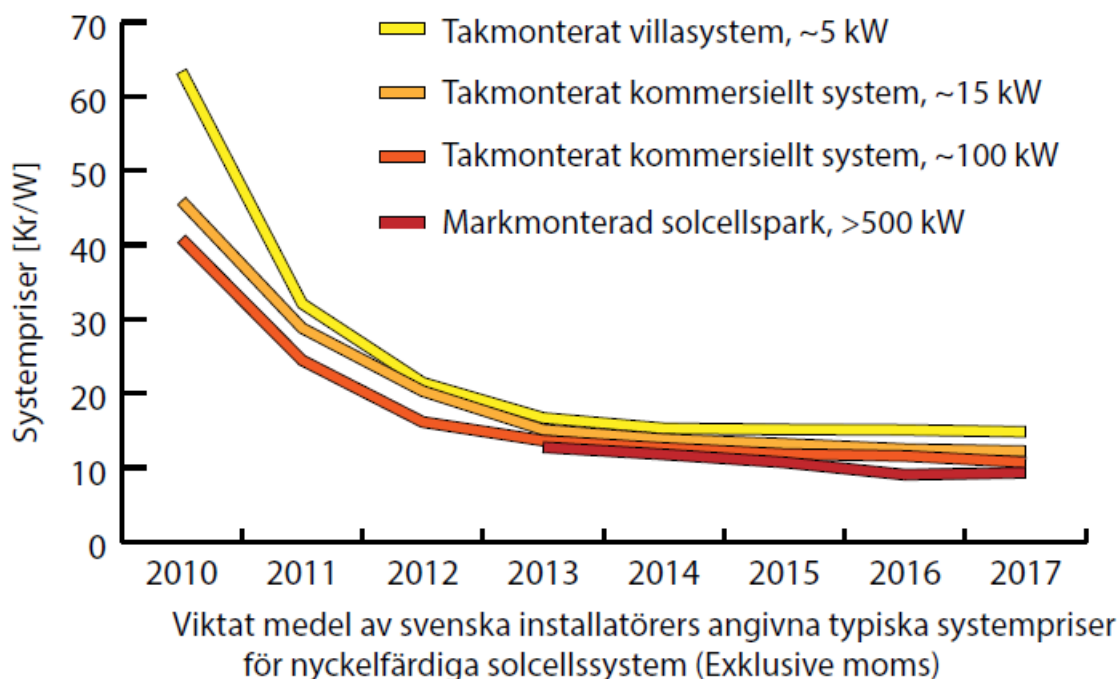
Solcellers klimatpåverkan är störst vid tillverkningsfasen. Själva driften däremot ger inte upphov till några utsläpp. Solceller innehåller material som kräver mycket energi vid framställning så klimatpåverkan beror på var de framställs och med vilken primärenergi (Energimyndigheten, 2018). I Sverige är en stor del av de moduler som installeras tillverkade i Kina (IEA, 2017), där över hälften av världens produktion sker (Energimyndigheten, 2018). I Kina används stora mängder kol vid tillverkningen. I ett livscykelperspektiv medförs därför hög klimatpåverkan även för solcellerna som tillverkas där. Uppskattningsvis tar det två till tre år för solceller i Sverige att producera samma mängd energi som gick åt vid tillverkningen (Energimyndigheten, 2018). Solcellsmoduler har en livslängd mellan 25 och 30 år (Energimyndigheten, 2015). Efter dessa år är det viktigt att säkerställa att solcellerna återvinns på rätt sätt. Detta regleras i ett direktiv för återvinning av elektriska produkter, WEEE-direktivet, och innebär att de som säljer solceller omfattas av ett producentansvar. Återvinningen av solceller är även den en energikrävande process (Energimyndigheten, 2018).

I en LCA för solceller varierar resultaten gällande utsläpp av växthusgaser beroende på solinstrålningen. Solinstrålningen kan antas vara upp till 2 200 kWh/m<sup>2</sup>/år vilket kan jämföras med de 800 kWh/m<sup>2</sup>/år som antas i Skåne. I en rapport från NREL, National Renewable Energy Laboratory, sammanfattas resultat från 400 olika studier på solcellers växthusgasutsläpp. Resultatet i rapporten visar att medianvärdet ligger strax under 50 g CO<sub>2</sub>e/kWh (NREL, 2012).

I en nyare rapport från IEA redovisas siffror kring 37 g CO<sub>2</sub>e/kWh för mono-Si. Värdet grundas på antagandena 30 års livslängd, solinstrålning på 1700 kWh/m<sup>2</sup>/år och performance ratio of 0,75. I detta fall är LCI data för Europeisk produktion och installation från 2005 till 2006. I samma rapport redovisas även värdet 29 g CO<sub>2</sub>e/kWh för mono-Si solceller där samma antaganden gäller men med LCI data från 2009. Detta reflekterar hur effektiviteten ökar och elanvändningen minskar för nyare produktionskedjor. Mer aktuell LCI data för solceller finns enligt IEA:s rapport ännu inte offentligt.

### 3.2.3 Kostnader

Systempriset på solceller har på senare år sjunkit kraftigt. Enligt National Survey Report of PV Power Applications in Sweden 2017 från IEA PVPS har priset på takmonterade kommersiella system i storleksordningen 100 kW sjunkit från kring 40 000 kr/kW till cirka 10 000 kr/kW från 2010 till 2017. Dock skedde den största minskningen fram till 2013 varefter kurvan har planats ur, se figur 3.



Figur 3: Bild hämtad från IEA PVPS National Survey Report of PV Power Applications in Sweden 2017.

Det finns idag investeringsstöd för solcellsanläggningar. Antingen ett bidrag om 30 % av investeringskostnaden vilket kräver att den som söker köar och att det finns avsatta pengar kvar. Kostnaden får max vara 37 000 kr/kW installerad effekt, exklusive moms och max 1,2 miljoner kronor per solcellssystem betalas ut. Installationen ska vara slutförd 31 december 2020 för att få detta bidrag. Vid hus som är äldre än 5 år kan istället ett rotavdrag fås, men detta kan alltså inte kombineras med investeringsstödet (Energimyndigheten, 2018).

När lasten i bostaden är större än produktionen från solceller måste el köpas in om inte överskottsel från tidigare har lagras. Priset på el beskrivs i bilaga 2. I det fall privatpersoner producerar och använder sin egenproducerade el sparar de pengar eftersom de annars hade fått köpa motsvarande mängd el från elnätet. Förutom dessa besparingar kan producenten få ett antal andra olika intäkter. När solcellsanläggningen producerar mer el än vad som används kan överskottsel matas ut på nätet och då säljas. Elen säljs till ett elhandelsföretag, vanligtvis till spotpriset som är elpriset på den nordiska elbörsen NordPool (Energimyndigheten, 2018). Övriga möjliga intäkter vid försäljning av överskottsel beskrivs i bilaga 3.



## 4. Lagring av energi

Energilager kan delas in i fem olika teknologier; mekaniskt lager, värmelager, elektriskt lager, elektrokemiskt lager samt kemiskt lager (Hansson, et al., 2014). Pumpvattenkraft, tryckluft och svänghjulslagring är samtliga mekaniska lager och är tillsammans med batterier de vanligaste teknikerna. Batterier räknas som elektrokemiskt lager. Ett exempel på elektriskt lager är kondensatorer och ett exempel på kemiskt lager är vätgas (Nordling & Englund, 2015).

Energilager kan bidra med ett antal olika nyttor på flera nivåer, bland annat för transmissionsföretag, distributionsföretag och slutanvändare (Hansson, et al., 2014). När det kommer till transmissions- och distributionsföretagen har energilagren störst potential till nytta genom att nyinvesteringar, exempelvis i form av utbyggnad/förstärkning av elnät, kan undvikas (Hansson, et al., 2014). Detta beror för det första på ett förändrat behov av överföringsledningarna med en ökad andel variabel och distribuerad energiproduktion. Om inte elnätet byggs ut riskeras produktionen att bli inlåst (Power Circle, 2018) vilket kan undvikas med användandet av energilager. För det andra kan lokala energisystem som använder sig av energilager medföra en större resiliens mot avbrott och störningar. Detta kan i sin tur möjliggöra att investeringar kan skjutas upp samt minskade kostnader för att vädersäkra överliggande elnät (Power Circle, 2018). Distributionsföretagen skulle dessutom kunna få minskade kostnader för abonnemang mot överliggande nät vilka baseras på den högsta effekttoppen varje månad (E.ON, 2019). I hela Skåne får inte abonnemangen mot överliggande nät öka för det finns inte tillräckligt med kapacitet.

En annan potentiell ekonomisk nytta hade varit att med hjälp av energilagret handla på spot- och balansmarknaden (Hansson, et al., 2014). Elnätsägare i Sverige får idag använda energilager om det behövs för att driva elnätet genom att täcka nätförluster eller ersätta el vid tillfälligt avbrott. Däremot är det inte tillåtet att bedriva produktion eller handel med el vilket hindrar denna potentiella nytta. För att ett energilager ska vara en intressant affär för elnätsägare behöver därför justeringar i Ellagen göras så att nätföretag kan tillgodoräkna sig fler av lagrets potentiella nyttor (Hansson, et al., 2014).

Energilagrets största potential för slutanvändaren utgörs av ekonomiska besparingar i form av lägre elpriser (Hansson, et al., 2014) eftersom energilager kan sänka effekttoppar. Mer om elpriset går att läsa i bilaga 2. I ett system med solceller och batterier sänks effekttoppen tack vare en kontrollerad laddning. I en bostad är lasten vanligtvis högst på morgon och kväll medan produktionen är som högst mitt på dagen. Kontrollerad laddning innebär då att batteriet laddas upp och laddas ur för en så jämn last som möjligt och effekttoppar kapas (Nordling & Englund, 2015). Batterier i kombination med solceller kan dessutom öka egenanvändningen vilket medför lägre kostnader. En annan potential där ett batterisystem skulle kunna bli lönsamt är om slutanvändaren anpassar sitt energiuttag efter dygnsvariationer i elpriset. Detta förutsätter dock att variationerna är tillräckligt stora (Hansson, et al., 2014). Andra nyttor, förutom de ekonomiska, som slutanvändaren skulle kunna tillgodose är en tryggare elförsörjning i områden med högre risk för elavbrott.

Sammanfattningsvis finns nyttan med energilager utspritt på flera nivåer i elsystemet vilket gör det svårare att hitta en specifik del där det är tillräckligt lönsamt att investera i ett energilager. Generellt sätt är distribuerade energilager mer lönsamma än centraliserade (Hansson, et al., 2014). I detta kapitel ska nu två olika sorters energilager beskrivas teoretiskt, dels batterier och dels vätgaslager, för att sedan undersökas vidare i fallstudiens tredje och fjärde scenario.

### 4.1 Batterier

I ett energisystem där solcellers elproduktion överstiger användningen mitten på dagen uppstår ett behov av att lagra energi, vilken sedan kan användas vid tider av underskott. Ett sätt att hantera detta

är med hjälp av batterier, vilka i kombination med solceller kan lagra energi från tider av dygnet med överskott till tider med underskott. Batterier är precis som solceller bra lämpade till lokala mindre energisystem eftersom de saknar de skalfördelar som mer traditionella produktionslag har (Power Circle, 2018).

För lagring av sol-el finns det en rad batterier på marknaden, exempelvis litium-jon batterier, natrium-svavelbatterier, bly-syra batterier och flödesbatterier. Idag är majoriteten av batterierna för hemmabruk litium-jonbatterier (Energimyndigheten, 2018). I den fallstudie som presenteras i kapitel 6 kommer därför ett litium-jonbatteri att användas vilket beskrivs mer ingående nedan. Återigen görs först en teknisk beskrivning för att sedan gå igenom klimatpåverkan och kostnader.

#### 4.1.1 Teknisk beskrivning

Litium-jonbatterier har både en hög energi- och effektdensitet vilket gör att de kan leverera större mängder energi och effekt för samma batterivolym jämfört med andra batterier (IRENA, 2015). Litium-jonbatterier har dessutom en hög urladdningshastighet i jämförelse med andra batterier och en hög verkningsgrad, mellan 80 och 90 procent (Nordling & Englund, 2015). Litium-jonbatterier kan bestå av en rad olika kemiska sammansättningar, alla med unika egenskaper och kostnader. Exempelvis använder Tesla NCA-batterier vilka har en katod av litium-nickel-kobolt-aluminiumoxid. Ett annat exempel är NMC-batterier som är de vanligaste förutom i Kina. NMC batterier har en katod av litium-mangan-koboltoxid (Romare & Dahllöf, 2017).

En av de stora utmaningarna för Litium-jonbatterier är säkerheten. Detta beror på den höga energidensiteten som tillsammans med litiums brännbarhet och innehållet av syre gör att de kan överhettas och fatta eld (IRENA, 2015).

#### 4.1.2 Klimatpåverkan

Litium-jonbatteriers klimatpåverkan kan kartläggas med hjälp av verktyget LCA där batteriets påverkan, från brytningen av mineraler till dess att de återvinns eller blir till avfall uppskattas. Utsläpp till luften som påverkar den globala uppvärmningen kan beskrivas i koldioxid-ekvivalenter per kilowattimme batteri, förkortat CO<sub>2</sub>-ekv/kWh batteri. Dessa utsläpp ligger i storleksordningen 150-200 kg CO<sub>2</sub>-eq/kWh batteri och baseras på att batteritillverkningen sker med elektricitet som till 50-70 % är fossil (Romare & Dahllöf, 2017). Utsläppen kommer främst från batteritillverkningen. Även bearbetningen av råmaterialen har stor påverkan medan brytning och raffinering står för en mindre del. Elektricitetsmixen där batterierna tillverkas har stor betydelse. Skulle exempelvis svensk elmix användas hade batteriets totala mängd CO<sub>2</sub>-eq/kWh batteri kunna minska med 60 %. Här finns därmed stor förbättringspotential (Romare & Dahllöf, 2017).

Idag finns det krav att 50 % (vikt) ska återvinnas (Romare & Dahllöf, 2017). I batteridirektivet ingår producentansvar där den som placerar batteriet på marknaden är ansvarig för insamling och återvinning. Endast kobolt, nickel och koppar återvinns men då ej processad för att kunna återanvändas i batterier. Ekonomiska incitament för att återvinna litium-jon batterier kan se olika ut men kobolt och nickel är de drivande faktorerna. I Sverige skickas celler med kobolt eller nickel till återvinning i Europa medan andra celler bränns. Det finns ingen korrelation mellan vilka metaller som är ekonomiskt lönsamma att återvinna och vilka metaller som bidrar med mest utsläpp. Exempelvis skulle återvinning av aluminium göra mycket nytta men den ekonomiska lönsamheten är låg. Nickel och kobolt är däremot ekonomiskt lönsamma att återvinna men med dagens teknik bidrar processen till positiva nettoutsläpp. För att kunna göra långsiktigt hållbara batterier i framtiden måste dock vanligt förekommande och billiga material användas istället för kobolt och nickel vilka är ovanliga i jordskorpan (Romare & Dahllöf, 2017). Skulle litium-jon batterier framställas utan kobolt och nickel undviks klimatpåverkan från dessa ämnen. Dock skulle ekonomiska incitamenten för återvinning då

försvinna vilket medför en risk för ytterligare problem gällande brist på litium. En annan lösning med problemet kring tillgången av metaller skulle vara att öka kvalitén på återvinning av katodens metaller så att dessa kan återanvändas i nya batterier. Därmed hade klimatpåverkan från katoden kunnat minska med 70 % (Romare & Dahllöf, 2017).

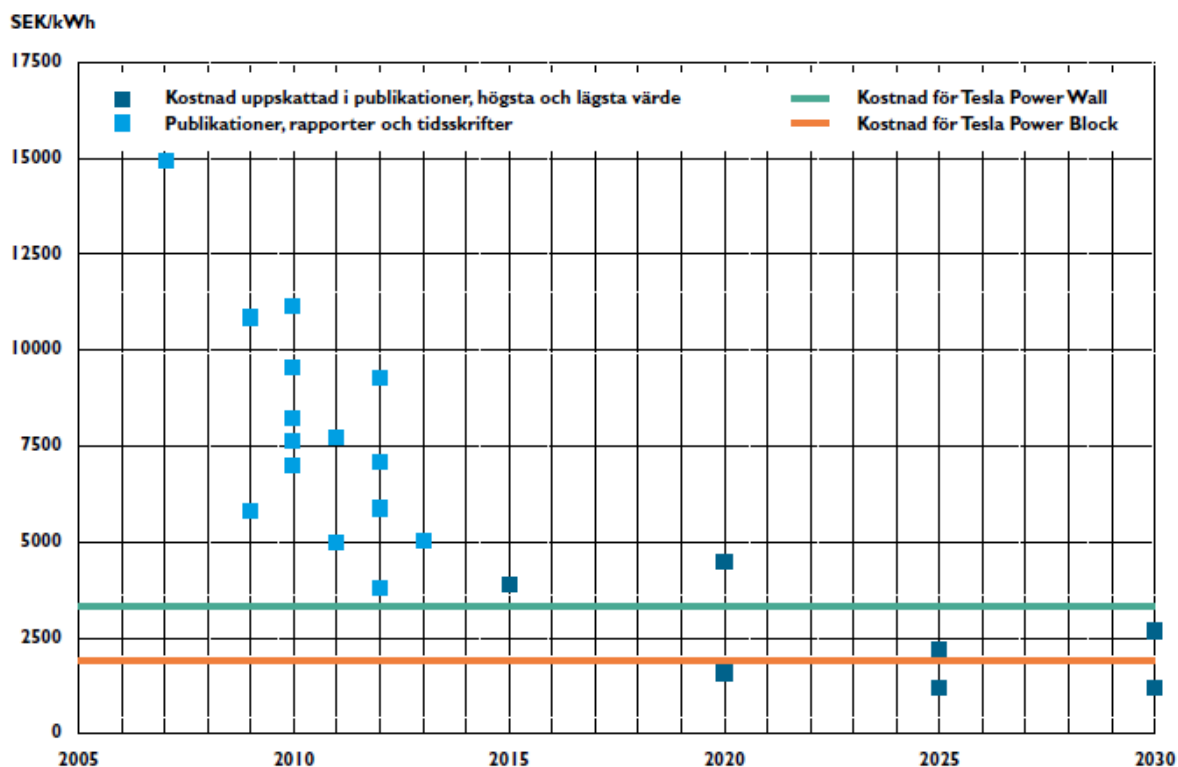
Kraven på batteriers prestanda varierar beroende på användningsområde. I fordon är kraven mycket höga, när 80 % av den initiala kapaciteten återstår måste batterierna bytas ut. Vid stationär drift går det att använda batterierna längre, vilket skulle göra att mängden utsläpp per batteri blir lägre. Ett alternativ för bilbatterier är att redan använda batterier hade kunnat användas till något annat innan det återvinns, få ett så kallat second life. Exempelvis skulle de kunna användas till energilagring i elnätet, som back-up system eller till småskaliga elproduktionssystem. Det finns idag dock ingen marknad för att utnyttja batteriers second life. Detta kommer troligen inte heller vara aktuellt inom närmaste tiden eftersom det finns svårigheter med att garantera kvalitén (Romare & Dahllöf, 2017).

#### 4.1.3 Kostnader

Kostnaden för litium-jonbatterier har de senaste åren sjunkit dramatiskt. En bidragande orsak till detta har varit att elbilsmarknaden växer vilket gör att relaterade teknologier blir billigare. Sedan 2010 har priset för att tillverka litium-jonbatterier sjunkit med 73 % (Power Circle, 2018). I figur 4 visas både den nuvarande kostnaden och förväntad kostnadsutveckling för litium-jonbatterier i eldrivna fordon.

Förutom kostnaderna för själva batteriet tillkommer även kostnader för installation samt drift- och underhållskostnader.

Vid installation av lagringssystem för privatpersoner finns investeringsstöd upp till 60 % av kostnaden eller 50 000 kronor om installationen sker senast den 31 december 2019. (Energimyndigheten) De flesta produkter kommer med 10-års garanti, med vissa förväntade kapacitetsreduktioner, att jämföra med produktionsgarantier på cirka 15 år för solceller och 5 år för de flesta växelriktare (Energimyndigheten, 2018).



Figur 4: Kostnadsutveckling för Litium-jonbatterier i eldrivna fordon (Liljeblad, 2016).

## 4.2 Vätgaslagring

Solkraft har en tillgänglighetsfaktor på 0 %. Detta är ett effektivvärde som räknas ut av Svenska Kraftnät utifrån uppskattad tillgänglig effekt den kallaste vintertimmen (Byman, 2016). En tillgänglighetsfaktor på 0 % innebär låg tillgång på effekt när behovet är som störst. I ett lokalt energisystem med solceller kan säsongslagring därför vara nödvändigt för att öka självförsörjningen. Ett exempel på teknik som lämpar sig för energilagring över säsonger är lagring med vätgas.

Det finns många fördelar med att lagra energi med vätgas. För det första kan vätgasen användas i system nära slutanvändaren och potentialen för miljö och säkerhet är god (IEA, 2015). Vätgas kan dessutom användas till en mängd olika tillämpningar och därmed vara en länk som kopplar samman energisektorn med andra sektorer så som transport-, industri- och byggsektorn. Vätgasen är på så sett en flexibel energibärare och har god potential att systemmässigt bidra till minskade koldioxidutsläpp och ökad flexibilitet (IEA, 2015). Tekniken är särskilt lämpad i decentraliserade applikationer och förutsätter inga särskilda geologiska förutsättningar (Nordling & Englund, 2015). En annan fördel med vätgaslagring vid överskott av el är att metoden medger stora energivolymer jämfört med andra lagringsmetoder (Byman, 2015).

I den fallstudie som presenteras i kapitel 6 kommer ett vätgassystem att användas, vilket teoretiskt beskrivs mer ingående nedan. Först görs en allmän teknisk beskrivning av vätgaslagring för att sedan gå igenom klimatpåverkan och kostnader, med fokus på vätgassystem där överskottsel från solceller används.

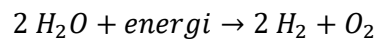
### 4.2.1 Teknisk beskrivning

Vätgas kan produceras på olika sätt. Globalt produceras nästan hälften av vätgasen med naturgas. Sedan lagras vätgasen i antingen en underjordisk grotta eller i en trycksatt tank och kan därefter användas i exempelvis en bränslecell eller förbrännas (IEA, 2015). Idag används gasen främst inom

industrin men det sker en utveckling där användningen av vätgas som en energigas ökar, exempelvis till bränslecellsbilar (Byman, 2015). Vätgas kan också produceras från el. Då används begreppet Power-to-Gas (Byman, 2015). Begreppet Power-to-Power hänvisar vidare till vätgasbaserade system där el används för att bilda vätgas som i sin tur används för att åter få el. Detta innebär många energiomvandlingar vilket medför över 70 % i totala energiförluster (IEA, 2015). Dessa förluster spelar mindre roll om överskottsel som inte skulle användas till något annat används (IEA, 2015). Nedan illustreras hur verkningsgraden i procent minskar vid varje omvandling.

$$El \rightarrow 100 \rightarrow \text{Elektrolys} \rightarrow 73 \rightarrow \text{Kompressor} \rightarrow 67 \rightarrow \text{Bränslecell} \rightarrow 29$$

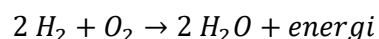
Den totala verkningsgraden höjs om överskottsvärmen tas till vara på. Exempelvis kan en bränslecell i byggnader användas till att producera både el och värme. Även syrgasen som bildas som en restprodukt i en så kallad elektrolysprocess skulle kunna tas vara på. Elektrolys innebär att vatten spjälkas till syrgas och vätgas i en endoterm reaktion (Byman, 2015). Detta innebär att energi måste tillföras, här i form av el. Processen kan förenklat illustreras med följande formel:



Det finns ett antal olika tekniker för att producera vätgas med el, där alkalisk elektrolyt är den enklaste och mest mogna tekniken. Den alkaliska elektrolyten ligger sedan till grund för PEM elektrolyt vilken är i ett tidigare skede på marknaden. PEM-tekniken förekommer i olika tillämpningar i demonstrationsprojekt (Byman, 2015). Enligt en rapport från 2015 gjord av ÅF är PEM i mindre enheter upp till 50 kW kommersiellt tillgängliga men eftersom den tekniska utvecklingen är snabb, går det att förvänta sig en PEM-elektrolysör i MW-skalan kommersiellt tillgänglig inom några år (Byman, 2015). Förkortningen PEM kommer från engelskans proton exchange membrane. SO elektrolyt är en tredje teknik som är i forskningsstadiet. SO står för engelskans solid oxide (IEA, 2015).

En fördel med PEM-elektrolys jämfört med alkalisk elektrolys är att den kan fungera reversibelt, det vill säga att den kan användas som både elektrolys och bränslecell för elalstring. En PEM-elektrolysör består av elektroder och en elektrolyt i fast form (Byman, 2015). PEM har en verkningsgrad mellan 65 och 78 % (IEA, 2015) vilket är högre än den för alkalisk elektrolyt. En annan fördel med PEM-elektrolysören är att den har bättre förutsättningar att gå i varierad drift. När det kommer till arbetstemperaturen är den för PEM ungefär samma som för den alkaliska, runt 80°C. PEM-elektrolys har snabb svarstid och hög energitäthet (Byman, 2015). Nackdelarna med PEM elektrolys är den relativt korta tekniska livslängden vilken är en tredjedel av den för en alkalisk elektrolysör. Dessutom är materialkostnaden betydligt högre. Som ett exempel på vad som finns på marknaden har företaget Green Hydrogen en alkalisk elektrolysör som kallas HyProvide A60. Den har en livslängd på minst 10 år (Pedersen, 2018). HyProvide A60 kan producera 60 Nm<sup>3</sup>/h och drar då ca 275 kW el.

I de fall en icke-reversibel elektrolysör används krävs en separat bränslecell som omvandlar vätgasen tillbaka till el. I bränslecellen oxideras vätgasen i en exoterm reaktion utan någon förbränning.



Exoterm betyder att energi frigörs, här i form av både el och värme. En bränslecell fungerar som nämnt ovan som en elektrolysör fast reversibelt. Förkortningarna PEMFC och SOFC används vilka står för engelskans proton exchange membrane fuel cell och solid oxide fuel cell på samma sätt som för elektrolysören. Bränsleceller kan användas för samproduktion vilket innebär att både el och värme utnyttjas (IEA, 2015). Verkningsgraden för en bränslecell ligger mellan 35 % och 50 % för el och kan tillsammans med värmeproduktionen komma upp till en verkningsgrad på 95 %. På marknaden för bränsleceller finns exempelvis PS-5 från PowerCell vilken kan leverera upp till 5 kW (Power Cell, u.d.).

Hela vätgaslagringssystemets livslängd kan uppskattas till 20 år (Nilsson, 2019).

#### 4.2.2 Klimatpåverkan

Vätgas är en vanlig gas i atmosfären men för att få gasen i ren form krävs energi (IEA, 2015). Det kan vara från fossila bränslen, biobränslen eller med elektricitet där elektrolyt används som splittrar vatten till vätgas och syre. Energi i form av el konverteras därmed till kemisk energi. Vätgasens klimatpåverkan i ett livscykelperspektiv beror därför på hur gasen har producerats dvs var primärenergien kommer ifrån. Vätgasen i sig har sedan låg klimatpåverkan. När vätgasen tillslut används i en bränslecell är de enda utsläppen vatten. (IEA, 2015).

I de fall överskottsel från solcellsproduktion används till vätgasframställningen kan klimatpåverkan uppskattas på samma sätt som för soleden. Mängden soled som behövs beräknas då genom att ta mängden el från bränslecellen och delar på vätgassystemets verkningsgrad (Grahn, 2018). Sol-elens klimatpåverkan beskrivs i kapitel 3.2 Solceller under rubriken Klimatpåverkan.

#### 4.2.3 Kostnader

Kostnaderna för energilagring med vätgas är till största del investeringskostnader. När vätgas produceras med elektrolys kan överskottsel från solceller användas. Kostnader relaterade till solceller beskrivs i kapitel 3.2 Solceller under rubriken Kostnader.

Den första komponenten som behövs till vätgassystemet är då elektrolysören. Som ett exempel används Green Hydrogens elektrolysör HyProvide A60. HyProvide A60 kostar 550 000 Euro vilket motsvarar cirka 5 500 000 kr. Där ingår all nödvändig utrustning, leverans och driftsättning (Pedersen, 2018). Nästa komponent som behövs är en kompressor. Som ett exempel används en kompressor från Hofer som passar till denna elektrolysören. Kostnaden ligger på 240 000 Euro vilket motsvarar cirka 2 400 000 kr. Den komprimerade vätgasen förvaras sedan i tankar/tuber som förvaras i containrar. En container (20 fot) innehåller 18 m<sup>3</sup> vätgas och kostar 1 950 000 kr (Nilsson, 2019).

Till sist behövs det en bränslecell. Som ett exempel används återigen bränslecellen PS-5 från Power Cell. Denna förvaras i ett gastätt skåp med ett vattentätt system och kostar 44 000 Euro vilket motsvarar cirka 440 000 kr. Om flera bränsleceller används blir kostnaden per cell billigare. Exempelvis kan kostnaden för 15 kW kan uppskattas kosta som 2 stycken 5 kW celler (Nilsson, 2019).

Vid installation av lagringssystem för privatpersoner finns investeringsstöd upp till 60 % av kostnaden eller 50 000 kronor om installationen sker senast den 31 december 2019 (Energimyndigheten, 2018).

## 5. Elsystemet i Sverige

Traditionellt sett har elnätet i Sverige fört över el från norr där den största delen av produktionen sker, till söder där förbrukningen är som störst. Idag står elsystemet inför en stor omställning i och med mer förnybar el från vind och sol vilka båda är variabla energikällor som kan leda till en ojämn tillgång på el (Power Circle, 2018). Dessutom stängs kärnkraftsreaktorer ner (Byman, 2016). Detta påverkar balansen mellan inmatning och uttag av el, vilken i varje ögonblick måste upprätthållas för en jämn frekvens på 50 Hz. (Power Circle, 2018). Vid störningar i balansen försämras spänningskvaliteten vilket i sin tur kan resultera i kostsamma elavbrott eller till att elektrisk utrustning blir skadad (Energimarknadsinspektionen, u.d.). I Sverige är det Svenska Kraftnät som förvaltar stamnätet och ansvarar för frekvenshållningen. Det är vattenkraften som idag står för all reglering, men både kärnkraft, gasturbiner och kraftvärme skulle kunna användas som reglerresurser. Även energilagring och utökade överföringsledningar till våra grannländer skulle kunna bidra med dessa tjänster (Power Circle, 2018).

En annan omställning för elsystemet beror på förändrade förutsättningar för systemtjänster och tillgång på effekt. Ett exempel på systemtjänster är svängmassa vilket kan ses som en tröghet i kraftsystemet. Svängmassan minskar i och med mer sol- och vindkraft. När det gäller tillgång på effekt bidrar inte solenergin eftersom effektbehovet är som störst på vintern när solenergiproduktionen är som minst. Även vindkraften är variabel så den kan inte garantera att täcka upp effektbehovet när det behövs. För att undvika effektbrist är det Svenska Kraftnät som årligen upphandlar en effektreserv (Power Circle, 2018). År 2015 var den upphandlade effektreserven på 1 000 MW vilket innebär en kostnad för samhället som skulle kunna undvikas med ett mer flexibelt energisystem (Energimarknadsinspektionen, u.d.). I Sverige är den installerade effekten cirka 40 GW och det högsta effektuttaget som noterats i Sverige är den 5 feb 2001 på 27 GW (Byman, 2016). Effektbehovet varierar över året och över dygnet och drivs till stor del av hushållens energianvändning. Framför allt är det el för uppvärmning som bidrar med effekttoppar i storleksordningen 7 000 MW (Liljeblad, 2016).

Effektbrist kan också bero på för låg överföringskapacitet. En ökad andel distribuerad förnybar energi förändrar behovet av överföringsledningar eftersom det lokala elnätet belastas på ett sätt som det inte är byggt för (Energimarknadsinspektionen, u.d.). Produktionen riskerar därför att bli inlåst, det vill säga att lokal kapacitetsbrist gör att produktionen inte kan nyttjas (Power Circle, 2018).

En annan trend som förändrar det traditionella elsystemet är byggandet av mikronät som är off-grid. Off-gridnät kan möjliggöra elektrifiering av områden utan tillgång till el. I områden där det redan finns ett befintligt elnät däremot går fördelar som elnätet bidrar med förlorade, exempelvis optimering av systemet och samarbeten kring systemtjänster. Dessutom medför en bortkoppling högre kostnader för de som är kvar i nätet. Byggandet av mikronät måste dock inte betyda att systemet går off-grid. Likströmsnät är en annan typ av mikronät mellan och inom byggnader som drar fördel av att omvandlingsförluster mellan lik- och växelström undviks. Både solceller, batterilagring, hemelektronik med mera använder likström. En annan fördel med likströmsnät är att kraftelektroniken är billigare och förlusterna minskar eftersom ström kan överföras med högre spänning (Power Circle, 2018).

Med ett elsystem i förändring och ett ökat inslag av förnybar intermittent elproduktion följer ett ökat behov av flexibilitet i elnäten för att kunna försäkra en pålitlig elförsörjning. Ökad flexibilitet kan uppnås genom en rad olika lösningar. Exempelvis skulle mer planerbar energiproduktion, en utbyggd nätinfrastuktur med utökade överföringsledningar till våra grannländer, efterfrågefleksibilitet och energilagring bidra till en ökad flexibilitet (IRENA, 2015) (IEA, 2015). Med planerbar energiproduktion menas till exempel kraftvärmeverk eller kärnkraft vilka båda är flexibla energikällor. Dessa skulle, som redan nämnt, kunna användas som reglerresurser. En utbyggd nätinfrastuktur skulle innebära

fördelar med ett bättre optimerat systemet och utökade samarbeten kring systemtjänster (Power Circle, 2018). Nyttor och potentialer med energilagring beskrivs i kapitel 4. Lagring av energi och efterfrågefleksibilitet beskrivs mer i kapitel 2.3 Efterfrågefleksibilitet.

Sammanfattningsvis kan sägas att tekniska lösningar finns för denna energiomställning men det som saknas är praktiska tillämpningar i större utsträckning. I Sverige finns idag över 170 nätbolag och dessa möter en svår uppgift gällande framtida investeringar. Men trots ekonomiska osäkerheter finns det exempel där ny teknik används. I de fallen kan drivkrafterna också vara av andra värden exempelvis kundnöjdhet, att attrahera kompetens och personal, att utveckla nya affärer för framtiden och att framtidssäkra näten (Power Circle, 2018).



## 6. Fallstudie

I denna del görs en genomgång av alla beräkningar och antaganden som berör fallstudien. Först presenteras R:ekobyns utformning och antaganden kring byggnaderna. Här ingår även en rubrik om användningen av energi och effekt i byns bostäder. Där presenteras de uppskattade lastprofiler som sedan ligger till grund för hur energisystemen dimensioneras.

I fallstudiens andra del undersöks fyra olika scenarion med olika varianter av energisystem för el och värme till R:ekobyn. I det första scenariot köps all el in från elnätet och en värmepump förser bostäderna med värme. I det andra scenariot produceras delar av elbehovet lokalt med hjälp av solceller. I det tredje scenariot tillkommer ett batteri som kan lagra den egenproducerade elen för att öka egenanvändningen och kapa effekttoppar. Det fjärde scenariot har också värmepumpar, solceller och batteri, och det som tillkommer är ett system för säsongslagring av energi med hjälp av vätgas. De olika systemen presenteras under rubrikerna Värmepump, Solceller, Batteri och Vätgaslager. Varje scenario motsvarar alltså i grunden samma system men med skillnaden att fler och fler komponenter tillkommer.

### 6.1 Grundantaganden kring R:ekobyns utformning

Den exakta utformningen av bostäderna har idag inte fastslåtts, vilket gör att bostäderna kan planeras så att de får goda förutsättningar för solcellsproduktion. Vid starten av examensarbetet hade FOJAB arkitekter tagit fram förslag på tre olika koncept, koncept A, koncept B och koncept C, gällande bostädernas utformning. Koncept A bestod av tre block med 16 lägenheter vardera. Varje block var format med en inglasad innegård. Här fanns en viss oro för stora energiförluster för uppvärmning av glasade gårdar. Koncept B var ekobyns favorit som bestod av två radhuslängor med en glasad gång. 16-22 radhus i vardera länga skulle då ge 32-44 bostäder. Koncept C var det alternativ som var bäst anpassat efter terrängen i området där husen skulle följa landskapets kuperingar. Detta förslag såg mer ut som ett traditionellt radhusområde. Under hösten 2018 har sedan FOJAB vidareutvecklat dessa koncept till dagens förslag, fortfarande på skisstadiet, där radhus mest lika de i koncept B planeras byggas, se figur 5. Här är vissa delar med två våningsplan medan andra delar har ett våningsplan. Grovt räknat beräknas bostäderna ha följande ytor;

- BTA 4600-5000 m<sup>2</sup>,
- Gemensam uppvärmd yta (matsal, kök, tvätt mm) 600 m<sup>2</sup>,
- Glasad gång 1000 m<sup>2</sup>,
- Orangerier 200 m<sup>2</sup>.

Utifrån dessa ytor har  $A_{temp}$  uppskattats. De olika begreppen förklaras i kapitel 2. Användning av energi och effekt i fastigheter. Då BTA även innefattar ytterväggar har först 10 % dragits av det lägsta värdet av BTA på 4600 m<sup>2</sup> vilket ger 4140 m<sup>2</sup> golvyta. Tillsammans med 600 m<sup>2</sup> gemensam uppvärmd yta och 1000 m<sup>2</sup> glasad gång blir  $A_{temp}$  totalt 5740 m<sup>2</sup> vilket innebär cirka 144 m<sup>2</sup> uppvärmd yta per hushåll om 40 hushåll byggs. Orangerierna anses inte behöva ha en temperatur på över 10 °C året runt så dessa tas inte med i  $A_{temp}$ .

Just nu pågår en process där FOJAB Arkitekter är med och tar fram underlag till detaljplanen för området där R:ekobyn ska byggas.

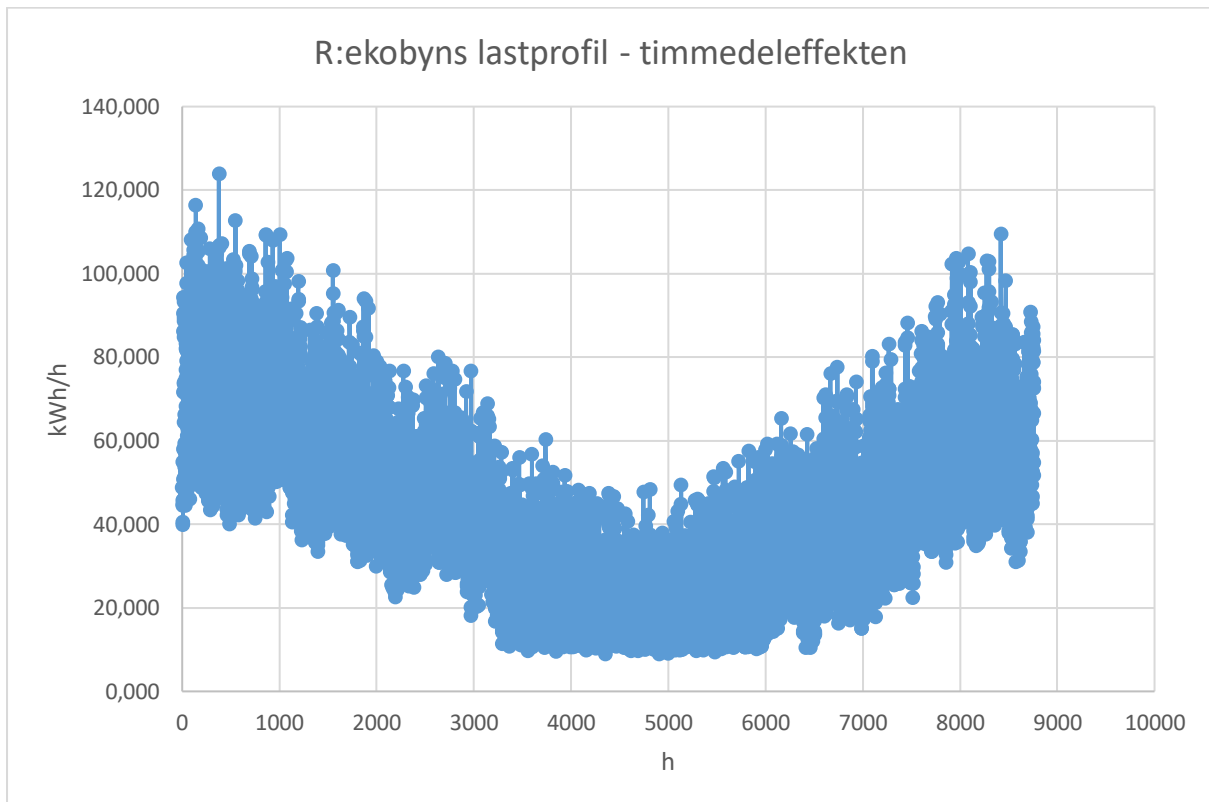


Figur 5: FOJABs skissförslag på byggnadernas utformning.

### 6.1.1 Användning – Energi och effekt

Energianvändningen i denna fallstudie är bestämd så att byggnaderna med marginal klarar Boverkets gränsvärden för primärenergital utan någon egenproduktion. Eftersom radhus räknas som småhus ligger gränsvärdet på  $90 \text{ kWh/m}^2$ . Energianvändningen som räknas in i primärenergitalet är inköpt energi till värme och fastighetsel. Uppvärmningsbehovet beror på husets prestanda och utformning och antas i beräkningarna ligga på  $70 \text{ kWh/m}^2$ . Om de faktiska byggnaderna klarar att hålla sig till detta värde eller inte, i och med de stora inglasade partierna, är utanför detta examensarbets omfattning. Energibehovet för tappvarmvatten antas ligga på  $29 \text{ kWh/m}^2$  och fastighetsel på  $10 \text{ kWh/m}^2$ . Anledningen till att primärenergins enskilda poster är uppskattade var för sig är att energianvändningen behövt delas upp på el och värme. Detta beror i sin tur på att energianvändningens lastprofiler uppskattas utifrån tillgänglig data från två av Krafringens bostadsområden. Krafringens data visar timmedeleffekten under ett år och är uppdelad i värme och el. Data som används från Krafringen uppskattas kunna motsvara bostäderna i R:ekobyn. Den totala mängden el som beräknas behövas till el och värme under ett år kan därmed användas för att skala om Krafringens lastprofiler. Data för värme som använts är för fjärrvärme så varje timvärde har delats med värmepumparnas COP. Då COP varierar beroende på vilken temperatur vattnet ska lyftas till skiljs tappvarmvatten och vatten till uppvärmning åt och därmed antas olika värden på COP. För uppvärmningen antas ett COP på 4 och för tappvarmvattnet antas ett COP på 3. COP har antagits vara

konstant över året. Med dessa antaganden hamnar primärenergitalet på 66 kWh/m<sup>2</sup> vilket innebär god marginal under gränsvärdet.



Figur 6: Totala mängden tillförd el räknat som timmedeleffekten.



Figur 7: Totala mängden tillförd el räknat per månad.

I fallstudien räknas även hushållsenergin med i det totala energibehovet. Hushållsenergin antas vara 30 kWh/m<sup>2</sup>. Beräkningarna resulterade då i att totalt 385 500 kWh el per år behöver tillföras för att täcka R:ekobyns energibehov. Lastprofilen visas i figur 6 där värden för den tillförda elen är per timme och i figur 7 där värden för mängden tillförd el är per månad. Av det totala elbehovet är 100 500

kWh/år till uppvärmning, 55 500 kWh/år till tappvarmvatten och 229 500 kWh/år är el till fastigheten och hushåll. Nedan sammanfattas alla antaganden som används i punktform. Antagandet om tappvarmvatten, fastighetsel och hushållsenergi motiveras i bilaga 1 och antagandet om COP motiveras i kapitel 3.1 Värmepumpar.

- $A_{temp}$  5740 m<sup>2</sup>
- Tappvarmvatten 29 kWh/m<sup>2</sup>
- Fastighetsel 10 kWh/m<sup>2</sup>
- Hushållsenergi 30 kWh/m<sup>2</sup>
- COP uppvärmning 4 och COP tappvarmvatten 3

Förutom energianvändningen i bostäderna är det viktigt att undersöka effektanvändningen eftersom den bland annat avgör säkringens storlek och kostnader för el. Eleffekten är i den framtagna lastprofilen som högst den 16 januari och denna dag är det kl. 18 som elbehovet är som störst. Timmedeleffekt ligger då på 124 kW vilket i figur 8 kan ses som den högsta effekttoppen. Den maximala effekten kan dock vara högre än timmedeleffekten och uppskattas därför genom att lägga på 20 %. Maxeffekten blir då 149 kW vilket motsvarar en ström på 215 A. Detta beräknas med ekvation 2 nedan där en trefassspänning på 400 V används. Det är sedan strömmen som avgör säkringens storlek. I detta fall är nästa tillgängliga nivå på säkring 320 A, och sedan 400 A om mer marginal efterfrågas. I praktiken är det två 160 A säkringar eller två 200 A säkringar.

$$P = U * I * \sqrt{3} \quad \text{Ekv. 2}$$

## 6.2 Fyra scenarion

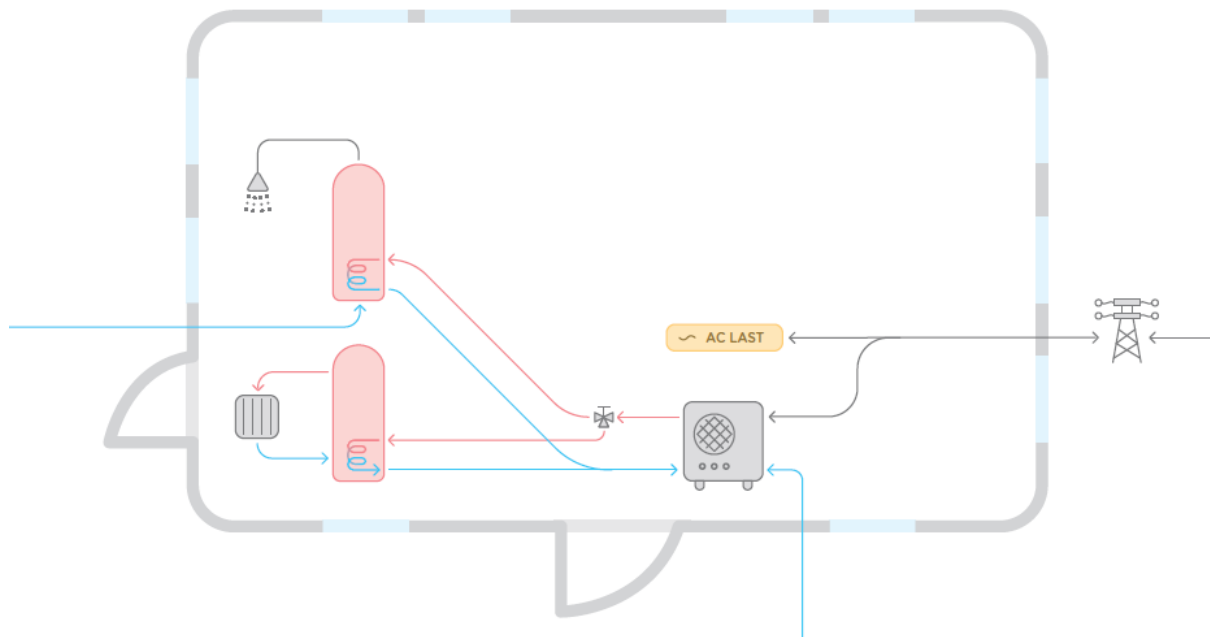
Nedan presenteras fallstudiens fyra scenarion. För varje scenario beskrivs hur systemen kan dimensioneras. Därefter görs en genomgång av hur klimatpåverkan och kostnaderna för varje scenario kan uppskattas.

Det första energisystemet som utreds kan ses som ett grundscenario där all el köps in från elnätet. I återstående tre scenarion läggs sedan en komponent i taget till i systemet för att titta på förändringar i energisystemets klimatpåverkan och kostnader. Även egenanvändningen och självförsörjandegraden för varje scenario undersöks. För systemet där all el köps in är dessa värden naturligtvis noll.

### 6.2.1 Värmepump

I detta scenario utvärderas två olika fall, ett utan och ett med värmestyrning. Fallet utan styrning är grundfallet som de andra tre scenarier kommer att bygga på, medan fallet med styrning blir en separat jämförelse. Systemets komponenter visas i figur 8 nedan.





Figur 8: Systemskiss scenario ett.

### Dimensionering

Värmepumpen dimensioneras efter fastighetens maximala effekt och med varvtalsstyrning kan den dimensioneras för att täcka hela värmebehovet. Timmedeleffekten är i den framtagna lastprofilen för värme som högst den 6 januari kl. 10. Då behövs 150 kW till uppvärmning och 62 kW till tappvarmvatten vilket motsvarar cirka 212 kW genererad värme.

I det jämförande fallet då teknik för värmestyrning används kan värmepumpen styras ner under ett fåtal timmar. I fallstudien antas att värmepumpen går på 80 % när användningen är som högst. Det maximala värmebehovet kommer med detta antagande att hamna på 169 kW.

I Boverkets byggregler finns krav på maximal installerad effekt för uppvärmning. För R:ekobyns uppskattade  $A_{temp}$  beräknades gränsvärdet till 156 kW. Hur gränsvärdet räknas ut beskrivs i kapitel 2.2 Effektkrav. Uppvärmningsbehovet är i de framtagna profilerna som mest 150 kW. Därmed klarar bostäderna även boverkets krav för effekt med de antaganden som är gjorda i fallstudien.

I fallstudien används luftvattenvärmepumpen F2120-20 från NIBE som ett exempel. Med den genereras 12 kW den kallaste dagen i Röstånga. För att få en högre effekt kan en kombination av värmepumpar användas. Dessa säljs i kaskadsystem med upp till 8 enheter. I R:ekobyn skulle dock 18 värmepumpar av detta slag behövas och med värmestyrning skulle 14 stycken behövas. Därmed skulle större värmepumpar troligen vara mer lönsamma men F2120-20 från NIBE antas trots detta kunna användas för att få en uppskattning av prisets storleksordning.

### Energisystemets klimatpåverkan

Energisystemets klimatpåverkan beror på mängden utsläpp, räknat i  $\text{CO}_2\text{-ekv/kWh}$ , som svensk elanvändning ger upphov till. I fallstudien används siffran 47 g  $\text{CO}_2\text{-ekv/kWh}$  som elens växthusgasutsläpp, eftersom det motsvarar snittet för el som används i Sverige. Här antas alltså mängden  $\text{CO}_2\text{-ekv/kWh}$  för en värmepump i ett livscykelperspektiv främst bero på elens påverkan och varierar därför endast beroende på elens ursprung. Denna siffra multipliceras sedan med mängden köpt el räknat i kWh/år. Mängden köpt el per år antas vara 385 500 kWh.

Klimatpåverkan antas vara samma både med och utan värmestyrning då energitillförseln endas ändras i tid, och därmed inte påverkar den totala mängden.

### *Energisystemets kostnader*

I detta scenario har energisystemets kostnader delats upp i två delar, kapitalkostnader för värmepumpen och elpriset. De årliga kapitalkostnaderna kan räknas ut genom att multiplicera de totala investeringskostnaderna med en annuitetsfaktor. Investeringskostnaden uppskattas utifrån exemplet med luftvattenvärmepumpen F2120-20 från NIBE. Dessutom tillkommer installation, drift och underhållskostnader. Följande antaganden görs för att räkna ut de årliga kapitalkostnaderna;

- Investering 6300 kr/kW,
- Värmepumpens livslängd 15 år,
- Kalkylränta 6 %,
- Drift och underhållskostnader 1,5 % av investeringen.

Dessa värden baseras dels på resultatet i litteraturstudien, dels på erfarenheter från branschen, se kapitel 3.1 Värmepumpar. För samtliga scenarion antas värmepumpens installationskostnad vara samma. Detta gör att installationskostnaden inte påverkar resultatet och därmed kan försummas i beräkningarna. En känslighetsanalys kommer göras för att se hur dessa antaganden skulle påverka hela energisystemets kostnader för samtliga fyra scenarion.

De återstående kostnaderna beror på elpriset. Elpriset kan delas upp i tre delar; elhandel, nätägare och övriga. Elhandelsbolaget är valbart och i denna fallstudie används priser från Kraftringen. Här antas att Kraftringens rörliga prisabonnemang med bytesrätt 3 år väljs.

Det är också Kraftringen som är nätägare i R:ekobyn. Elpriset till nätägare beror på vad det är för typ av kund. För ekobyns bostäder kan en maxeffekt på 149 kW uppskattas vilket motsvarar 215 A. Vid ström över 200 A har kraftringen effektabonnemang för kunder anslutna på lågspänning. Prissättningen påverkas då inte av storleken på säkringen och byn kan därför med fördel välja en 400 A säkring för att få marginal till eventuella effekttoppar vid exempelvis elbilsladdning eller solcellsproduktion. Som kund med effektabonnemang ligger de energibaserade delarna av priset på 7,5 öre/kWh.

I övrigt kategorin hamnar energiskatten. Även den är energibaserad och ligger på 33 öre/kWh. Därmed kan de rörliga energiavgifterna beräknas. Alla kostnader presenteras i tabell 1 nedan.

*Tabell 1: Energibaserade delar av elpriset.*

Elhandel	Spotpris + Elcertifikatavgift	64,3	öre/kWh
	Påslag	1,9	öre/kWh
Nätägare	Elöverföringsavgift	7,5	öre/kWh
Övriga	Energiskatt	33	öre/kWh

Med samma antagande om ett årligt elbehov på 385 500 kWh/år kan sedan de årliga kostnaderna för energi beräknas. För elhandeln tillkommer en fast årlig avgift på 252 kr.

Nätägaren har även effektbaserade priser vilka för Kraftringen är uppdelade i en abonnemangavgift och en effektagift. Abonnemangavgiften beror på den högsta entimmes-effekten under året vilken kan uppskattas till 124 kW. Då avgiften ligger på 228 kr/kW kan en årlig kostnad beräknas. Med användandet av värmestyrning antas värmen styras ner till 80 % vilket ger en högsta entimmes-effekten på 92 kW.

Effektavgiften beror istället på medelvärdet av de två högsta månadsvärdena för entimmes-effekten under januari-mars och november-december. Under januari till mars blir den högsta uppskattade entimmes-effekten återigen 124 kW medan under november/december är den högsta effekten den 17 december 110 kW. Medelvärdet av dessa två månadsvärden blir då 117 kW. Den årliga kostnaden kan sedan beräknas genom att multiplicera med effektavgiften vilken ligger på 535 kr/kW. Med användandet av efterfrågefleksibilitet antas värmen återigen styras ner till 80 % vilket ger ett medelvärde för entimmes-effekten på 87 kW.

En fast årlig avgift på 6000 kr tillkommer till nätägaren.

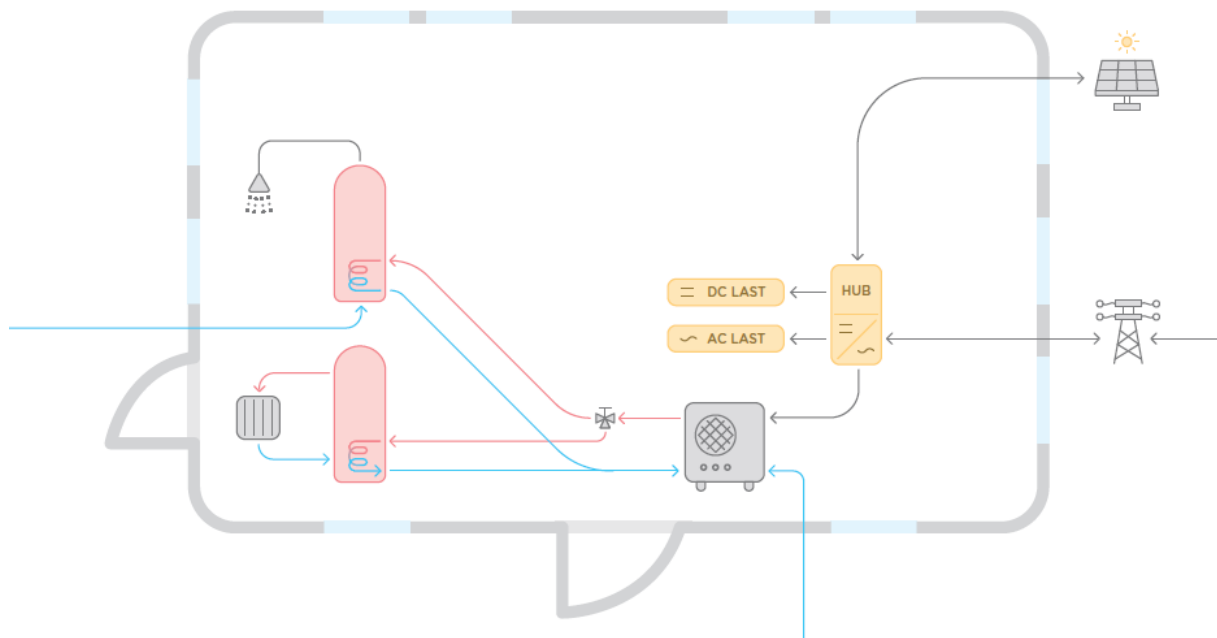
### 6.2.2 Solceller

I nästa scenario som ska utredas tillkommer solceller i systemet. För att få fram produktionsprofiler med timvärden görs simuleringar med programmet SAM, System Advisor Model. I SAM skapas en modell (*Photovoltaic (detailed) Residential (distributed) modell*) där de flesta förinställda värden har används. Följande aktiva val är gjorda;

- Väderfil från Köpenhamn,
- Trina Solar TSM-300PA14 solcellsmodul,
- Fronius International GmbH:Fronius Primo 8.2 värmepump.

Samtliga inställningar i SAM antas kunna representera förutsättningarna i R:ekobyn. Produktionsprofilen har sedan används till att beräkna behovet av inköpt el, mängden egenanvänd el och mängden överskottsel. Även egenanvändningen och självförsörjandegraden har beräknats.

Systemets komponenter visas i figur 9 nedan.



Figur 9: Systemskiss scenario två.

### Dimensionering

Detta scenario har utgångspunkten att energiskatten vill undvikas vilket innebär att den installerade toppeffekten inte får överstiga 255 kWp. På sommaren den dagen då solcellerna producerar som mest måste säkringen klara av att nästan all el skickas ut på elnätet. Lasten är enligt den framtagna profilen aldrig lägre än 9 kW. Detta ger ett behov av minst 246 kW i överföringskapacitet i säkringen om 255

kW solceller installeras. Därmed behövs en säkring som klarar minst 355 A. Den 400 A säkringen som användes i fallet med endast en värmepump fungerar därför även för detta scenario.

Utifrån tumregeln att en kWp ger 1000 kWh per år och att en kvadratmeter solceller motsvarar 160 kWp kan den årliga produktionen beräknas till cirka 255 000 kWh och ytbehovet till 1594 m<sup>2</sup> solceller. Solcellerna kan antingen placeras på bostädernas tak eller i en solcellspark. Nedan presenteras dessa utformningar var för sig.

#### Solceller på tak

Tak-arean på R:ekobyns bostäder är ännu inte bestämd men en grov uppskattning kan göras utifrån att BTA förväntas bli 4600-5000 m<sup>2</sup> och att den gemensam uppvärmda ytan förväntas bli ca 600 m<sup>2</sup>. Här antas att de glasade partierna inte är lämpade för solceller. Med det lägre värdet på BTA blir då ytan totalt 5200 m<sup>2</sup> vilket är 130 m<sup>2</sup> per lägenhet. Om hälften av radhusen har två våningar försvinner en tredjedels yta så endast 30 lägenheter har tak där solceller kan vara. Totalt blir då takytan 3900 m<sup>2</sup>. För att rymma 255 kWp solceller krävs då att cirka 40 % av takarean är täckt av solceller. Denna siffra är alltså mycket grovt uppskattad då inga exakta ritningar är gjorda och kan endast ses som en fingervisning. För att kunna rymma 255 kW solceller på bostädernas tak måste därmed krav ställas på arkitekterna att anpassa byggnaderna så att 1594 m<sup>2</sup> solceller ryms, gärna i bra vinkel mot solen.

Antagandena i fallstudiens grundfall är alltså att 255 kWp solceller används och att samtliga är riktade mot söder med optimal lutning. För att undersöka hur takets riktning påverkar energisystemet görs i fallstudien sedan en jämförelse med ytterligare ett fall där en tredjedel av solcellerna är placerade mot sydöst, en tredjedel mot söder och en tredjedel mot sydväst. För varje riktning hittas den optimala lutningen. I fallstudien görs också en jämförelse mellan grundfallets 255 kWp och en större anläggning där modulerna placeras i en solcellspark.

#### Solcellspark

Som nämnt i kapitel 3.2 Solceller kan dimensioneringen av solcellsanläggningen göras utifrån en mängd olika parametrar. I det fall då fastigheterna ska kunna ses som självförsörjande på energi på en årsbasis skulle det totala årliga behovet av köpt el behöva täckas upp av solcellsproduktion. Därmed skulle 385 500 kWh/år behöva produceras vilket i grova drag motsvarar en 386 kWp anläggning. 386 kWp motsvarar ungefär 2 413 m<sup>2</sup> solceller. I en solcellspark där modulerna inte skuggar varandra, även när solen är lägre på himlen, krävs då en markyta på över 7 000 m<sup>2</sup>. I fallstudien undersöks hur klimatpåverkan och kostnader förändras med denna större park i jämförelse med de 255 kWp som antas rymmas på taken. I det fjärde scenariot med vätagaslagring kommer också denna park att användas.

#### Dimensionera systemet i SAM

I SAM kan systemet designas genom att välja en önskad storlek på systemet och en DC/AC kvot. Därefter föreslår SAM antalet moduler i serie och parallellt, samt antalet växelriktare automatiskt. De önskade storlekarna på systemen valdes till 255 kW och 386 kW med en DC/AC kvot på 1,1. Det betyder att den installerade effekten hos solcellerna på DC-sidan är 10 % över växelriktarnas totala kapacitet på AC-sidan. Därmed kapas solcellernas högsta effekttopp men onödigt höga investeringskostnaderna undviks.

Dessutom väljs hur modulerna är riktade. Eftersom takens utformning inte är bestämd, som nämnt ovan, utreds två fall. I det första grundfallet antas alla solceller vara optimalt lutade mot söder. I det andra fallet är solcellerna uppdelade på tre grenar där en av dem är mot söder medan de andra två är mot sydöst och sydväst för att fånga morgon- och kvällsljuset. Den optimala lutningen för solcellerna kan hittas med en parametrisk studie där produktionen för samtliga lutningar, från plant horisontellt liggande solceller till vertikalt stående solceller, undersöks med 5 graders intervall.



### *Energisystemets klimatpåverkan*

Det totala systemets klimatpåverkan förändras i och med att en mindre andel el behöver köpas in från elnätet och kan istället ersättas av egenproducerad el. De värden för mängden CO<sub>2</sub>-ekv/kWh el solcellerna står för kan endast ses som en fingervisning eftersom det beror på bland annat var solcellerna är producerade och hur de återvinns. I denna fallstudie antas 50 g CO<sub>2</sub>-ekv/kWh sol-el vilket motsvarar utsläpp för hela livscykeln och baseras på den gjorda litteraturstudien, se kapitel 3.2 Solceller. Bristen på aktuell data samt data anpassat för skånska förhållanden gör det dock svårt att uppskatta de faktiska utsläppen som är relaterade till solceller i Röstånga idag. Med en känslighetsanalys får därför den totala påverkan på hela energisystemets utsläpp analyseras.

Den inköpta elen antas precis som i scenariot utan solceller ge växthusgasutsläpp på 47 g CO<sub>2</sub>-ekv/kWh.

### *Energisystemets kostnader*

I detta scenario har energisystemets kostnader delats upp i tre delar. Den första är investeringskostnader för värmepumpen, den andra är elpriset och det tredje är nettokostnader för solcellerna. De två första delarna beräknas på samma sätt som i det första scenariot med endast en värmepump. Den tredje delen har beräknats med hjälp av en färdig investeringskalkyl för solceller som Mälardalens högskola har tagit fram. Kalkylen räknar ut bland annat LCOE vilket beskriver solcellernas produktionskostnader med enheten kr/kWh el.

I kalkylen finns förvalda inställningar vilka till stor del används. Det som har ändrats i samtliga fall är verkningsgraden för solcellsmodulerna som satts till 15,6 % utifrån vald solcellsmodul och kostnader för inmatningsabonnemanget som satts till 0 kr utifrån Krafringens priser. Dessutom har anläggningens effekt och energiutbytet första året valts beroende på fall, vilka hämtas från resultaten i SAM.

Investeringskostnaden i kalkylen räknas ut med annuitetsmetoden och följande antaganden görs;

- Investering 11 000 kr/installerad kWp,
- Livslängd solceller 30 år,
- Kalkylränta 6 %.

Känslighetsanalyser kommer göras för att se hur dessa antaganden påverkar resultatet. LCOE beror också på om investeringsstöd betalas ut eller inte. I fallstudiens grundscenario förväntas inget stöd.

Den totala nettokostnaden beräknas sedan genom att värdet för LCOE multipliceras med mängden producerad el. Därefter dras intäkterna för såld överskottsel av. I fallen med en större solcellspark läggs dessutom energiskatt på för den egenanvända elen.

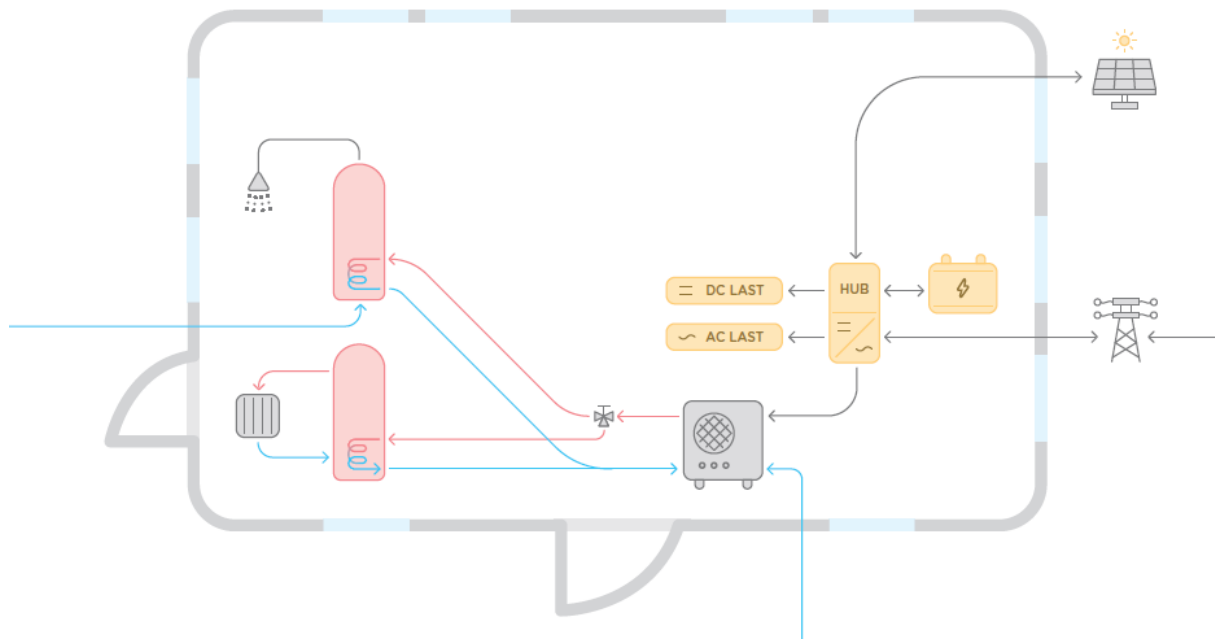
### *6.2.3 Batteri*

I det tredje scenario som utreds tillkommer ett litium-jonbatteri i systemet. Även detta görs med hjälp av programmet SAM och många av dess förvalda inställningar. Solcellsmoduler och växelriktare dimensioneras på samma sätt som i förra scenariot. Nedan listats valda antaganden för ny indata i SAM;

- Litium-jonbatteri NMC,
- Storage Dispatch Controller, Peak shaving 1-day look ahead.

I SAM har värden för behovet av inköpt el, mängden egenanvänd el och mängden överskottsel beräknats. Även egenanvändningen och självförsörjandegraden har beräknats.

Systemets komponenter visas i figur 10 nedan.



Figur 10: Systemskiss scenario tre.

### Dimensionering

Batteriet dimensioneras för att täcka bostädernas basbehov under sommaren. Då ska ett fulladdat batteri kunna täcka hela energibehovet under natten när solen inte skiner. På sommaren ligger basbehovet kring 10 kW vilket antas behöva kunna levereras i 12 h. Därmed behövs ett 120 kWh batteri, vilket kommer att användas i batteriscenariots grundfall.

I en jämförelse kommer både ett mindre och ett större batteri att användas, ett på 60 kWh och ett på 180 kWh. För samtliga batterier antas effekten vara hälften av energin, dvs ett 120 kWh batteri antas ha effekten 60 kW osv. I samtliga fall jämförs hur mycket som effekttoppen den 16 januari samt den 17 december sjunker eftersom det är dessa dygn i fallstudien som påverkar elpriset. Dessutom beräknas hur mycket egenanvändningen ökar eftersom det påverkar systemets totala kostnader. Även detta görs med hjälp av beräkningar i SAM.

### Energisystemets klimatpåverkan

Energisystemets klimatpåverkan förändras beroende på valet av batteriets storlek eftersom den funktionella enheten är CO<sub>2</sub>-ekv/kWh batteri. För att få batteriets klimatpåverkan per år måste även batteriets livslängd uppskattas. I beräkningarna görs följande antaganden utifrån den gjorda litteraturstudien och från erfarenheter i branschen;

- Utsläpp 175 kg CO<sub>2</sub>-ekv/kWh batteri,
- Batteriets livslängd 10 år.

Det totala systemets klimatpåverkan kan sedan räknas ut utifrån att behovet av köpt el samt mängden egenproducerad el förändras. Antaganden kring elens och solcellernas klimatpåverkan är samma som i tidigare scenarion.

### Energisystemets kostnader

Energisystemets kostnader beror också på valet av batteriets storlek. I beräkningarna antas förenklat kostnader för investeringen i kr/kWh batteri, där både installation och drift ingår. Med annuitetsmetoden beräknas sedan de årliga kostnaderna för batteriet. Följande antaganden görs;

- Investering 6 000 kr/kWh batteri,
- Batteriets livslängd 10 år,
- Kalkylräntan 6 %.

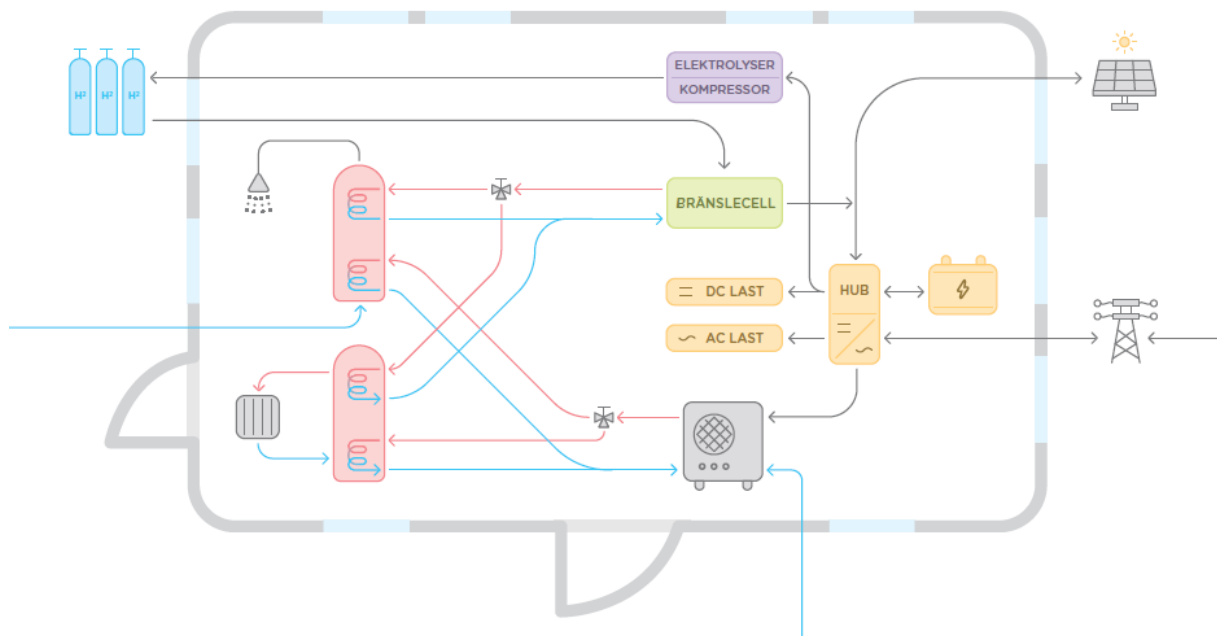
Dessa värden baseras dels på resultatet i litteraturstudien, dels på erfarenheter från branschen, se kapitel 4,1 Batterier. Energisystemets övriga kostnader räknas ut med samma antaganden som i tidigare scenarion.

Känslighetsanalys kommer att göras för att se hur batteriets investeringskostnad, livslängd och kalkylränta påverkar lönsamheten.

#### 6.2.4 Vätgaslager

I det fjärde och sista scenariot som utreds tillkommer vätgaslagring i systemet. Med ett vätgaslager kan stora mängder överskottsel lagras och användas när energi- och effektbehovet är som störst. Systemets komponenter visas i figur 11 nedan. Även detta scenario bygger på det föregående scenariots grundfall, men med skillnaden att en 386 kWp solcellspark används.

I detta scenario har en egen beräkningsmodell gjorts för att få fram systemets behov av köpt el efter det att vätgaslagringssystemet har tillkommit. I denna modell antas bränslecellen kunna drivas av vätgasen som ligger lagrad i containrar. Bränslecellen styrs av en profil som visar bostädernas elbehov minus solcellsproduktionen. Om timvärdet i profilen är över ett gränsvärde antas bränslecellen gå på maxeffekt, annars antas bränslecellen vara avstängd. Gränsvärdet hittas utifrån tillgänglig mängd vätgas. När bränslecellen är igång antas överskottsvärmen utnyttjas, vilket minskar värmebehovet från värmepumpen. Resultatet av beräkningsmodellen ger alltså en ny profil av behovet av köpt el. Denna har i sin tur används i SAM där ett batteri tillkommit. I SAM har tillslut värden för det slutliga behovet av köpt el, mängden egenanvänd el och mängden överskottsel beräknats. Även egenanvändningen och självförsörjandegraden har beräknats.



Figur 11: Systemskiss scenario fyra.

#### Dimensionering

Med en solcellspark på 386 kWp kommer enligt fallstudiens produktions- och lastprofiler överskottet som mest ligga på 285 kW. Med elektrolysören HyProvide A60 från Green Hydrogen kan som mest

cirka 275 kW tas emot vilket då stämmer bra överens med solelproduktionen. Denna elektrolysör används som ett exempel i fallstudien. Kompressorn dimensioneras sedan efter hur stor elektrolysören är. Själva vätgasen förvaras därefter i tuber. Hur många tuber som behövs beror på hur mycket gas som ska lagras. I fallstudien är det årliga överskottet över 200 000 kWh. Detta ger cirka 33 000 Nm<sup>3</sup> vätgas. I tanken är trycket på 300 bar vilket gör att vätgasen komprimeras. En m<sup>3</sup> tankvolym rymmer 234 Nm<sup>3</sup> vätgas. Skulle all överskottsel komprimeras får gasen en volym på cirka 140 m<sup>3</sup>. Tuberna placeras sedan i containrar på 20 fot. En container rymmer 18 m<sup>3</sup> gas. Det behövs därmed cirka 8 stycken containrar för att kunna lagra 200 000 kWh överskottsel. Då dessa containrar är dyra väljs istället sex stycken och så får återstående överskottsel säljas på elnätet. Till sist behövs bränsleceller i systemet för att kunna göra el av vätgasen. I fallstudien används en 5 kW bränslecell från Power Cell som ett exempel. Sex stycken sådana bränsleceller antas tillsammans kunna producera 30 kW el och 30 kW värme.

#### *Energisystemets klimatpåverkan*

Energisystemets klimatpåverkan förändras vid införandet av vätgaslagringen. Dels har de tillkommande komponenterna en viss klimatpåverkan i ett livscykelperspektiv, dels medför elen som driver elektrolysören klimatpåverkan beroende på dess ursprung. I fallstudien medräknas dock endast elens klimatpåverkan, vilket motiveras i kapitel 4.2 Vätgaslagring. Elen som driver elektrolysören är överskottsel från solcellerna. Mängden är anpassad för att kunna fylla sex stycken containrar med vätgas. Återstående överskottsel antas bli såld. Det totala systemets klimatpåverkan kan sedan räknas ut eftersom behovet av köpt el samt mängden egenproducerad el förändras. Antaganden kring elens och solcellernas klimatpåverkan är samma som i tidigare scenarion.

#### *Energisystemets kostnader*

Energisystemets kostnader räknas i stort sätt ut med samma antaganden som i tidigare scenarion. Eftersom en större solcellspark används förändras värdena för LCOE något. De tillkommande kostnaderna består till största del av investeringskostnader. För bränslecellen uppskattas kostnaden för 30 kW kan kosta lika mycket som 4 stycken 5 kW celler. Nedan listas samtliga antagna kostnader för fallstudien;

- Elektrolysör 5,5 milj. kr,
- Kompressor 2,4 milj. kr,
- Vätgastank 11,7 milj. kr,
- Bränslecell 1,8 milj. kr.

Samtliga kostnader motiveras i kapitel 4.2 Vätgaslagring. För att få kostnaderna per år används återigen annuitetsmetoden. Nedan listas samtliga antaganden som görs i detta scenario;

- Investering 21,4 miljoner kronor,
- Hela systemets livslängd 20 år,
- Kalkylräntan 6 %.

Även systemets livslängd motiveras i kapitel 4.2 Vätgaslagring.

## 7. Resultat

Resultatet presenteras i två olika delar. I den första delen går de fyra olika scenarierna igenom var för sig, med värden för egenanvändning, självförsörjandegrad, klimatpåverkan och kostnader. I denna del görs även jämförelser med alternativa sätt att utforma systemen. Exempelvis undersöks hur det första scenariot, med endast en värmepump, påverkas av värmestyrning. I samtliga fyra scenarierna räknas klimatpåverkan i ton CO<sub>2</sub>-ekv/år, avrundat till närmsta heltal. Även kostnaderna avrundas till närmsta heltal och beräknas i tkr/år.

I resultatets andra del görs en jämförelse mellan de fyra scenarierna. Här görs även känslighetsanalyser med avseende på beräkningarnas olika antaganden.

Samtliga antaganden som resultatet är baserat på beskrivs och motiveras i kapitel 6. Fallstudie.

### 7.1 Fyra scenarion

Nedan presenteras resultat från de fyra olika scenarierna var för sig. Det första scenariot är ett energisystem med endast en värmepump där all energi köps in från elnätet. Här undersöks två fall, ett med och ett utan värmestyrning. I det andra scenariot läggs solceller till i systemet och därmed kan en viss del av energibehovet produceras lokalt. I detta scenario undersöks dels hur solcellernas placering påverkar systemet, dels hur storleken på solcellsparken spelar in. I det tredje scenariot tillkommer ett batteri för att lagra den egenproducerade elen och för att reducera effekttoppar. I detta scenario jämförs tre olika storlekar på batterier. I det fjärde scenariot används vätgas för lagring av energi. Detta scenario skiljer sig på så sätt att den större solcellsparken används i grundfallet. I övrigt bygger scenario fyra på samma antaganden som de andra tre scenariernas grundfall. En översikt av samtliga fall presenteras i tabell 2 och tabell 3 nedan. Storleksordningarna för varje komponent kommer att förklaras under rubrikerna för respektive scenario.

Tabell 2: Översikt av scenario ett till tre.

	Grundfall	Jämförelse 1	Jämförelse 2
<b>Värmepump</b>	Utan styrning	Med styrning	
	212 kW	167 kW	
<b>Solceller</b>	Placerade mot söder	Placerade i tre riktningar	Solcellspark
	255 kWp	255 kWp	368 kWp
<b>Batterier</b>	Medelstort batteri	Litet batteri	Stort batteri
	120 kWh	60 kWh	180 kWh

Tabell 3: Översikt av scenario fyra.

	Grundfall		
<b>Vätgaslagring</b>	Solcellspark	Elektrolysör	Bränslecell
	368 kWp	275 kW	30 kW

#### 7.1.1 Värmepump

I det första scenariot undersöks två fall. I grundfallet har värmepumpen en installerad effekt på 212 kW vilket är dimensionerat utifrån det högsta förväntade värmeeffektbehovet. I det andra fallet används värmestyrning vilket antas sänka det högsta förväntade värmeeffektbehovet till 167 kW. Detta innebär att värmepumpen går på 80 % under de timmar på året som effektbehovet är som högst. Tillkommande kostnader för styrningen är inte medräknade.

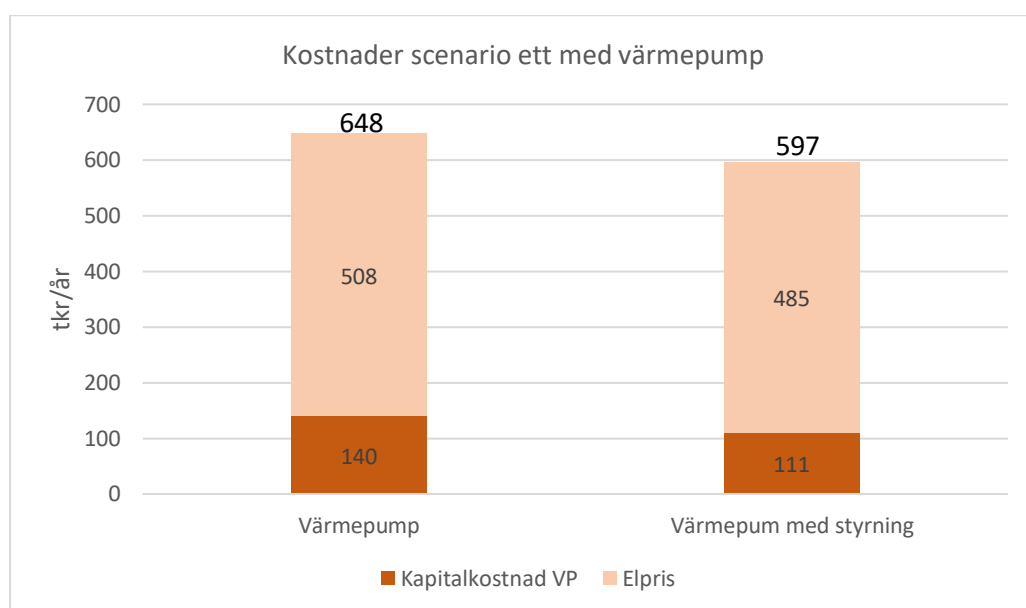
### Klimatpåverkan värmepump

Med utgångsläget att det årliga energibehovet ligger på 385 500 kWh har elens klimatpåverkan beräknats. I fallstudien används siffran 47 g CO<sub>2</sub>-ekv/kWh som elens växthusgasutsläpp, eftersom det motsvarar snittet för el som används i Sverige. Resultatet visar då att bostädernas elbehov motsvarar växthusgasutsläpp på 18 ton CO<sub>2</sub>-ekv/år. Vid jämförelsen mellan de fyra scenarierna nedan görs en känslighetsanalys där den inköpta elens klimatpåverkan varierar.

I det jämförande fallet med värmestyrning är resultaten för klimatpåverkan detsamma eftersom det totala energibehovet inte påverkas av värmestyrningen.

### Kostnader värmepump

De totala kostnaderna för det första scenariot hamnar i grundfallet på 648 tkr/år, se figur 12. Systemets kostnader delas här upp i kapitalkostnader och kostnader för elen. Bland kapitalkostnader ingår investeringskostnader och kostnader för underhåll. Elpriset står för största delen av kostnaderna, både utan och med värmestyrning. Totalt minskar de årliga kostnaderna om värmestyrning används vilket innebär en årlig besparing på 51 tkr. Antaganden om investeringskostnader, livslängd och kalkylränta finns under rubriken Värmepump i kapitel 6. Fallstudie. Dessa kommer att utvärderas med känslighetsanalyser i jämförelsen mellan de fyra scenarierna. Även elprisets påverkan på resultatet kommer att utvärderas med känslighetsanalyser.



Figur 12: Jämförelse av kostnader för scenario ett, utan och med värmestyrning.

### 7.1.2 Solceller

I nästa scenario tillkommer solceller i systemet. Detta scenario bygger på det förra scenariots grundfall utan styrning, och antaganden gjorda kopplade till detta fall. För scenariot med solceller undersöks hur egenanvändningen, självförsörjandegraden, klimatpåverkan och kostnader påverkas, dels av solcellernas placering och dels av storleken på anläggningen. När det gäller solcellernas placering undersöks två fall, ett där samtliga är vinklade mot söder och ett där en tredjedel är i sydvästlig riktning, en tredjedel mot söder och en tredjedel mot sydost. Med simuleringar i SAM hittades den optimala lutningen för samtliga väderstreck. Solcellerna riktade mot söder har i återstående beräkningar därmed en lutning på 40 grader mot markplanet medan de mot sydväst och sydost har en lutning på 30 grader mot markplanet.

Resultatet visar att i fallet med tre väderstreck ökar egenanvändningen med en procentenhet, från 45 % till 46 %, jämfört med om solcellerna är riktade mot söder. Självförsörjandegraden är i båda fallen 28 %. I jämförandet av solcellernas placering används en 255 kWp solcellsinstallation vilken anses kunna rymmas på bostädernas tak.

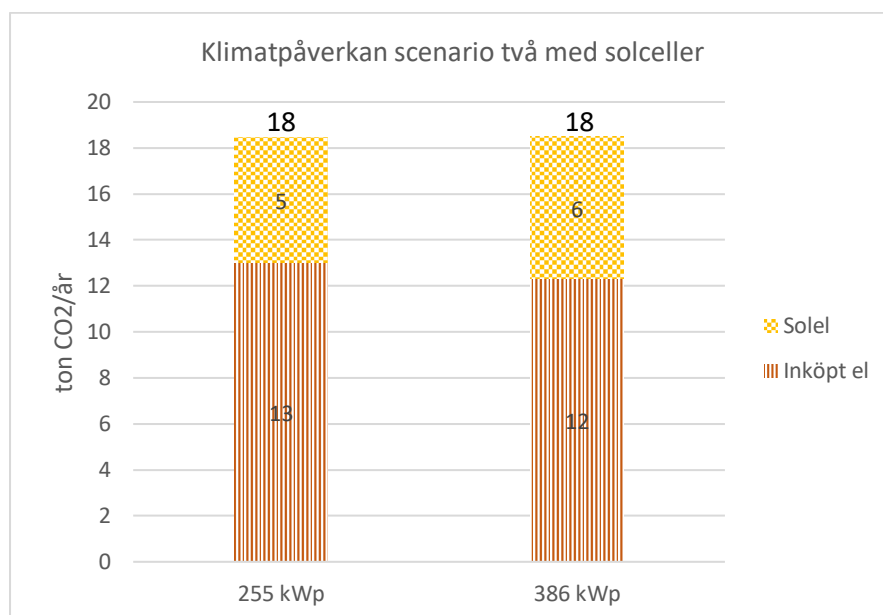
Även en större solcellsinstallation på 386 kWp jämförs med den på 255 kWp. Storleken på den större anläggningen har valts för att kunna producera energi i samma storleksordning som bostädernas uppskattade årsbehov. Installationen kan placeras på marken i en solcellspark och kommer även beräknas tillsammans med vätgaslagring nedan. Resultatet visar att den större anläggningen resulterar i en lägre egenanvändning på 34 % samtidigt som självförsörjandegraden ökar med 4 procentenheter till 32 %.

#### Klimatpåverkan solceller

I det andra scenariot med 255 kWp solceller är den totala klimatpåverkan cirka 18 ton CO<sub>2</sub>-ekv/år, se figur 13. Som nämnt ovan antas den inköpta elen ge växthusgasutsläpp på 47 g CO<sub>2</sub>-ekv/kWh. Enligt litteraturstudien orsakar även solceller växthusgasutsläpp i samma storleksordning, här antas 50 g CO<sub>2</sub>-ekv/kWh. En jämförelse mellan en elmix och lokalt producerad sol-el är dock svår, eftersom värdena för klimatpåverkan kommer från olika källor med olika antaganden. Trots det kommer en jämförelse göras för att se bland annat hur fallstudiens fyra scenarion ger olika klimatpåverkan beroende på elens ursprung. I känslighetsanalyser jämförs sedan olika värden, både för elmixen från elnätet och för den egenproducerade elen.

Resultatet visar då att om solcellerna placeras i tre väderstreck är skillnaden i behovet av köpt el samt mängden egenanvänd el liten jämfört med om solcellerna är placerade mot söder. Detta leder till att resultatet räknat i ton CO<sub>2</sub>-ekv/år blir detsamma. Därför kan stapeln "255 kW" i figur 13 representera båda dessa fall. Den inköpta elen står för den största påverkan.

Vid jämförandet av en mindre och en större solcellsanläggning, på 255 kWp och 386 kWp vardera, förändras inte systemets totala klimatpåverkan eftersom sol-el ersätter en el-mix med liknande klimatpåverkan. Dock ökar andelen som kommer från sol-el, se figur 13.



Figur 13: Jämförelse av klimatpåverkan för scenario två, med 255 kWp eller 386 kWp installerad effekt.

### *Kostnader solceller*

De totala kostnaderna för scenario två hamnar i grundfallet på 672 tkr/år, se figur 14.

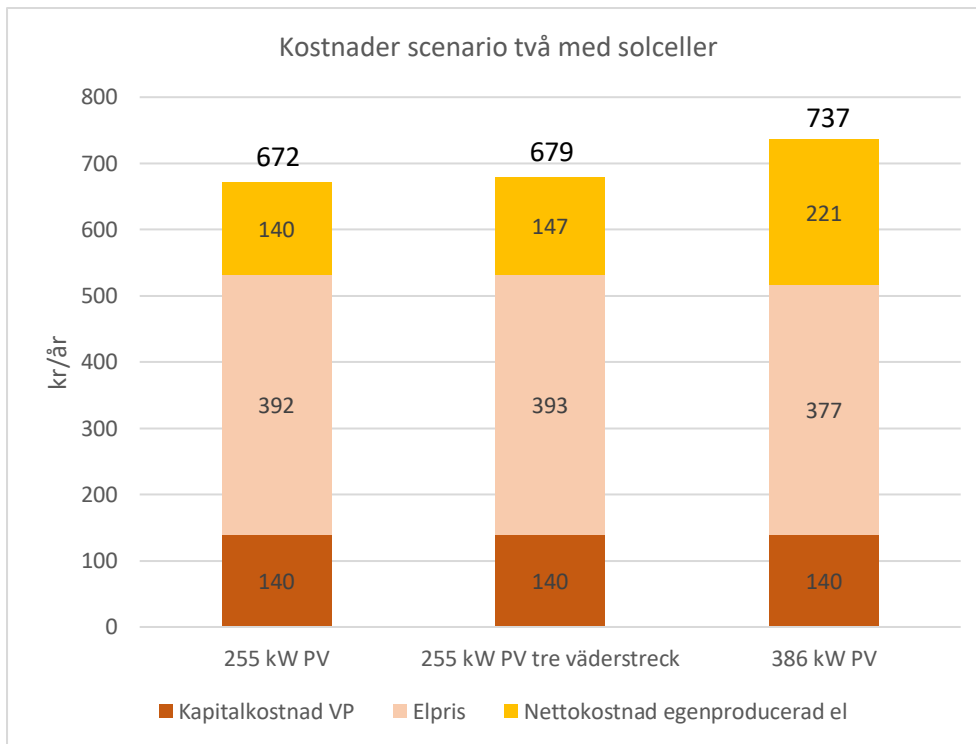
När solceller läggs till i systemet kommer fortfarande värmepumpen att försörja bostäderna med värme. Installationskostnader för värmepump påverkas inte av införandet av solceller, vilket illustreras med röda staplar i figur 14. Inte heller de effektbaserade delarna av elpriset påverkas av införandet av solceller. Däremot minskar det totala behovet av köpt el vid införandet av solceller vilket påverkar de rörliga energibaserade delarna av elpriset. I fallet med 255 kWp solceller placerade i tre olika väderstreck är behovet av inköpt el något högre i jämförelse med när solcellerna är riktade mot söder, eftersom mindre el produceras. Kostnadsökningen blir dock liten, knappt 1 tkr/år. Den större solcellsinstallationen däremot minskar behovet av köpt el vilket medför att kostnaderna för den inköpta elen minskar med cirka 15 tkr årligen, se de rosa staplarna i figur 14.

Solcellerna orsakar i sig både kostnader och inkomster. Kostnaderna för den egenproducerade elen beräknas som LCOE, vilket beskrivs under rubriken Solceller i kapitel 6. Fallstudie. LCOE varierar beroende på ett antal olika parametrar. Vid jämförelsen mellan de fyra scenarierna görs därför en känslighetsanalys där antaganden om investeringskostnader, livslängd och kalkylränta varierar. Värderna för grundfallet som presenteras här finns återigen under rubriken Solceller i fallstudien.

Resultatet ger ett LCOE på 0,97 kr/kWh för en solcellspark på 255 kWp. Den egenproducerade elen används antingen direkt eller säljs som överskott. Den egenanvända elen ersätter inköpt el. I fallet med tre väderstreck produceras mindre el vilket gör att det årliga energiutbytet, dvs antalet kWh producerad energi per installerad effekt är något lägre. LCOE ökar därmed till 1,01 kr/kWh. Även mängden egenanvänd el minskar trots att andelen ökar. Totalt ökar kostnaderna för den egenproducerade elen med cirka 2 tkr/år om solcellerna är placerade i tre riktningar. Dessutom ger solcellerna som är placerade i tre riktningar ett något lägre överskott vilket då också ger lägre intäkter. Totalt blir det därför cirka 7 tkr dyrare per år med solceller placerade i tre riktningar.

Vid jämförelsen mellan de två olika storlekarna på installationer har den större solcellsparken både mer egenanvänd el och mer överskott vilket ger ökade kostnader för solcellerna. LCOE för solcellsparken hamnar på 0,96 kr/kWh och de totala kostnaderna ökar med cirka 160 tkr/år. Där ingår även energiskatten för den egenanvända elen. Även intäkterna ökar, med cirka 80 tkr/år. Kostnaderna ökar alltså för den större solcellsanläggningen med en högre summa jämfört med de ökade intäkterna. Totalt ökar därmed nettokostnaderna för den egenproducerade elen med 74 tkr/år för den större anläggningen. Denna siffra kan jämföras med de 15 tkr/år den större anläggningen sparar.





Figur 14: Jämförelse av kostnader för scenario två. Till vänster presenteras grundfallet, i mitten fallet där solcellerna är placerade i tre väderstreck och till höger presenteras solcellsparken med 386 kWp installerad effekt.

### 7.1.3 Batteri

I det tredje scenariot tillkommer ett 120 kWh batteri i systemet. För att undersöka hur batteriets storlek påverkar resultatet jämförs grundfallet med dels ett 60 kWh batteri och dels ett 180 kWh batteri. Resultatet visar att både egenanvändningen och självförsörjandegraden ökar ju större batteri som används, se tabell 4.

Tabell 4: Egenanvändning och självförsörjandegrad för olika batteristorlekar.

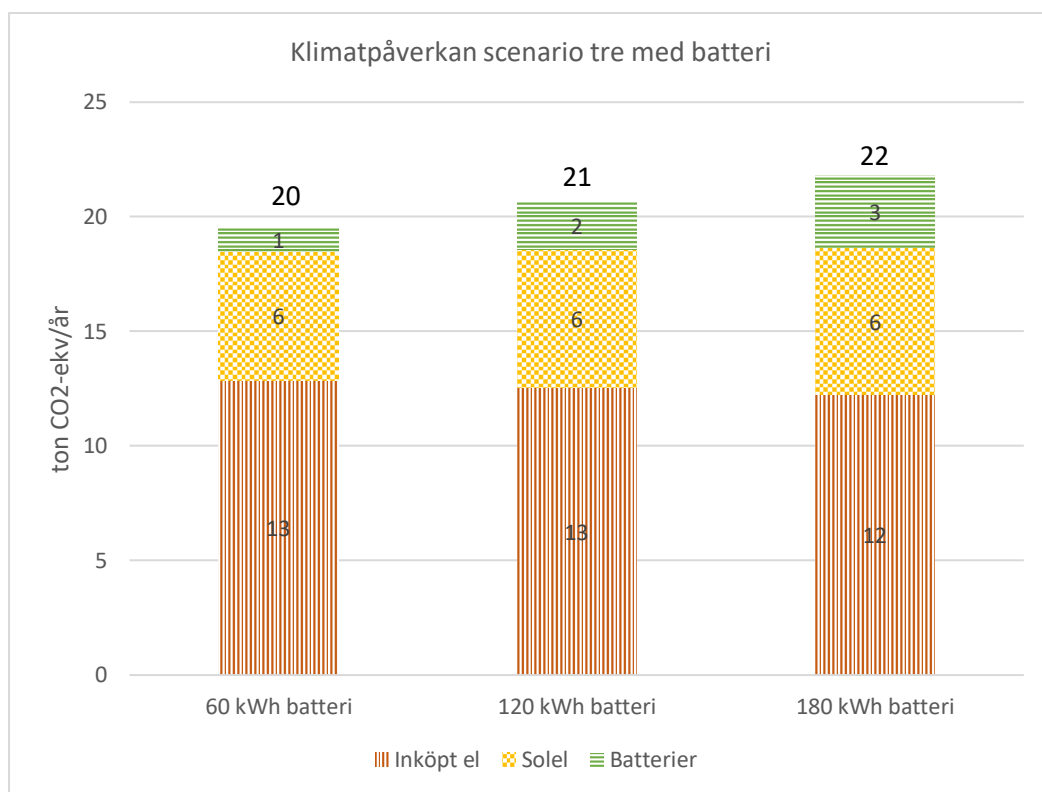
Batteristorlek	Egenanvändning	Självförsörjandegrad
60 kWh	47 %	29 %
120 kWh	50 %	31 %
180 kWh	54 %	33 %

#### Klimatpåverkan batteri

I det tredje scenariot med ett 120 kWh batteri är den totala klimatpåverkan cirka 21 ton CO<sub>2</sub>-ekv/år, se figur 15. Vid en jämförelse med ett mindre batteri ökar behovet av köpt el vilket leder till att klimatpåverkan från den inköpta elen ökar marginellt. För det större batteriet minskar behovet av köpt el vilket leder till att klimatpåverkan från den inköpta elen istället minskar marginellt. Den inköpta elens klimatpåverkan illustreras med röda staplar i figur 15.

När det kommer till den egenanvända elen ökar den något ju större batteri som används. Räknet i ton CO<sub>2</sub>-ekv/år är skillnaden dock så pass liten att samtliga tre scenarion får samma resultat, se figur 15.

Batteriets klimatpåverkan räknas i kg CO<sub>2</sub>-ekv/kWh batteri och ökar därför ju större batteri som används. Jämfört med elens klimatpåverkan är klimatpåverkan från batterierna dock relativt liten, från 1 ton CO<sub>2</sub>-ekv/år till 3 ton CO<sub>2</sub>-ekv/år i stigande skala beroende på batteriets storlek, se figur 15.



Figur 15: Jämförelse av klimatpåverkan för scenario tre, beroende på batteriets storlek.

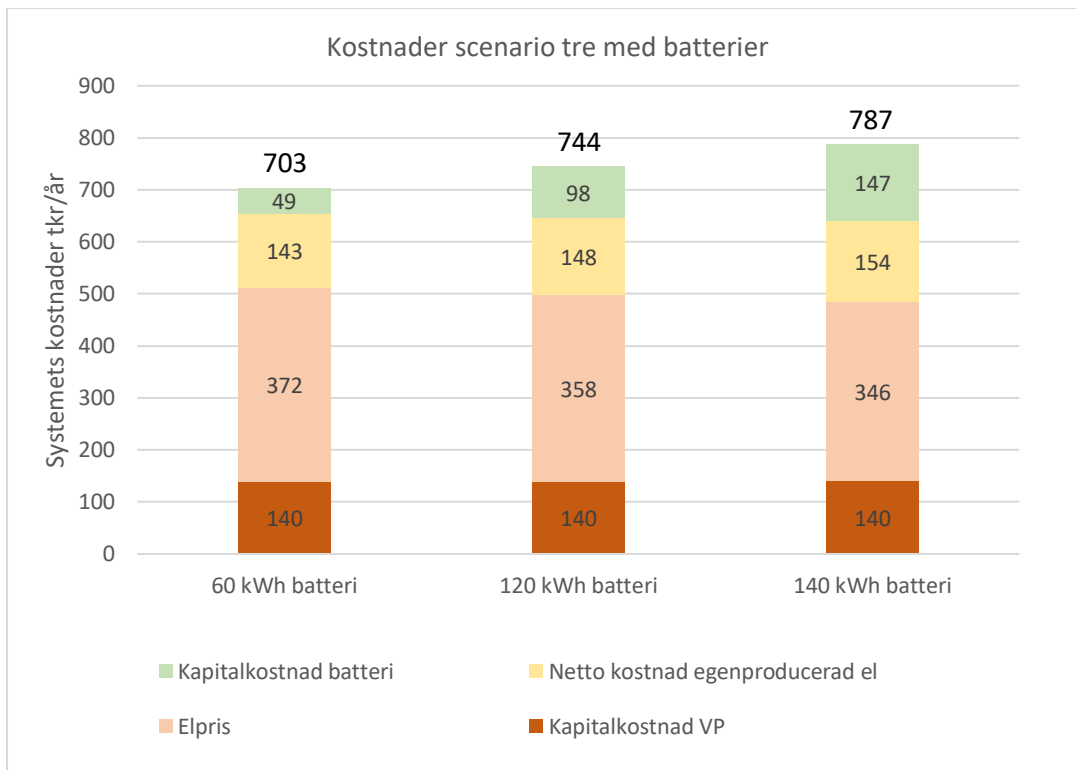
#### Kostnader batteri

På samma sätt som för solcellerna påverkar batterier det totala behovet av köpt el, mängden egenanvänd el samt mängden överskottsel, och därmed förändras energisystemets totala kostnader. Batteriet medför dessutom en reducering av effekttoppar vilket ytterligare förändrar de totala kostnaderna. De totala kostnaderna för scenario tre hamnar i grundfallet på 744 tkr/år, se figur 16.

Installationskostnader för värmepump påverkas inte av införandet av batterier, vilket återigen illustreras med röda staplar, se figur 16. Däremot påverkas elpriset vid införandet av ett batteri, både de effektbaserade och de energibaserade kostnaderna. Bostädernas högsta timmedeleffekt, som utan batterier ligger på 124 kW, hamnar istället på 101 kW med det minsta batteriet och på 87 kW för det största batteriet. Även det energibaserade elpriset minskar ju större batteri som används eftersom det totala behovet av köpt el minskar. Totalt bidrar det största batteriet på 180 kWh med en besparing på cirka 25 tkr/år jämfört med batteriet på 60 kWh.

I detta scenario antas 255 kWp solceller vara installerade. Kostnaderna för den egenproducerade elen kommer vara samma oavsett batteriets storlek. Skillnaden är att den egenanvända andelen ökar, samtidigt som överskottet minskar. Den ökade andelen egenanvänd el bidrar till ett lägre elpris vilket beskrevs ovan. Däremot minskar intäkterna för överskottet vilket gör att nettokostnaden för den egenproducerade sol-elen ökar med ett större batteri. Totalt bidrar fallet med det större batteriet på 180 kWh med cirka 11 tkr/år högre nettokostnader för sol-elen jämfört med 60 kWh batteriet. Även batteriets investeringskostnader ökar ju större batteri som används. Totalt bidrar det största batteriet på 180 kWh med cirka 98 tkr/år högre kostnader jämfört med 60 kWh batteriet. I figur 16 sammanställs resultatet och det framgår hur de minskade kostnaderna för det lägre elpriset inte motsvarar de ökade kostnaderna för större batterier.

Vid jämförelsen mellan de fyra scenarierna kommer en känslighetsanalys att göras med antaganden om batteriets investeringskostnader, livslängd och kalkylränta.



Figur 16: Jämförelse av kostnader för scenario tre, beroende på batteriets storlek.

#### 7.1.4 Vätgaslager

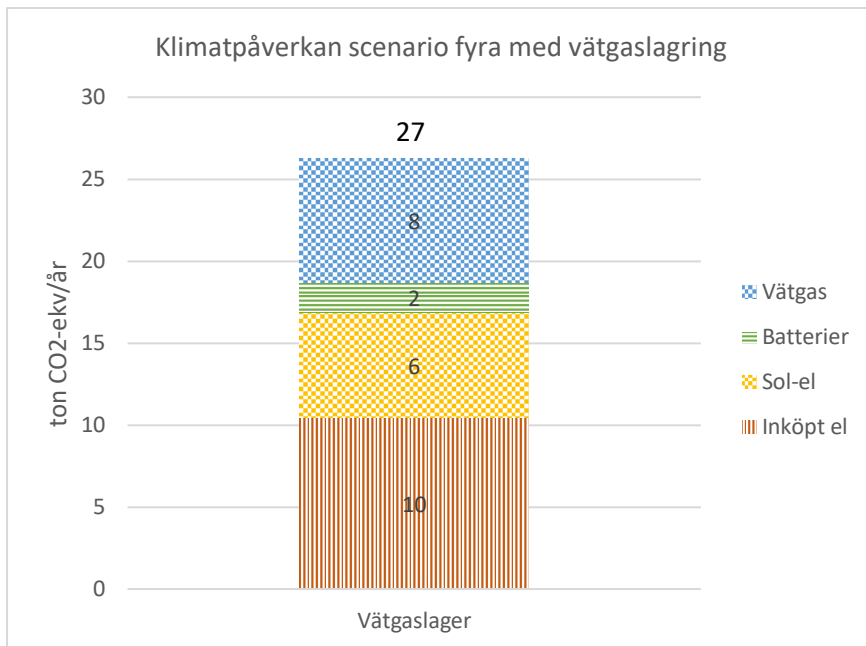
I det fjärde och sista scenariot tillkommer energilagring med vätgas. Detta scenario skiljer sig något från de andra eftersom en 368 kWp solcellspark används. Vätgaslagringen kombineras med ett 120 kWh batteri som hjälper till att kapa de högsta effekttopparna. Totalt hamnar egenanvändningen i detta scenario på 39 % medan självförsörjandegraden hamnar på 37 %.

##### *Klimatpåverkan vätgaslagring*

Den totala klimatpåverkan för scenario fyra hamnar på 27 ton CO<sub>2</sub>-ekv/kWh, se figur 19. Med vätgaslagring har hela systemets klimatpåverkan förändrats. Behovet av köpt el minskar, den egenanvända mängden sol-el ökar och batteriets klimatpåverkan påverkas inte alls. Samtliga värden presenteras i figur 17.

För vätgaslagring antas all klimatpåverkan komma från överskottselen som används till att producera vätgasen. Återigen antas sol-elen bidra med utsläpp kring 50 g CO<sub>2</sub>-ekv/kWh. Med ett överskott på över 150 000 kWh per år hamnar klimatpåverkan för vätgaslagringen på 8 ton CO<sub>2</sub>-ekv/kWh.

Resultatets indata kommer att varieras i känslighetsanalyser för att se hur olika parametrar förändrar det totala systemets klimatpåverkan.

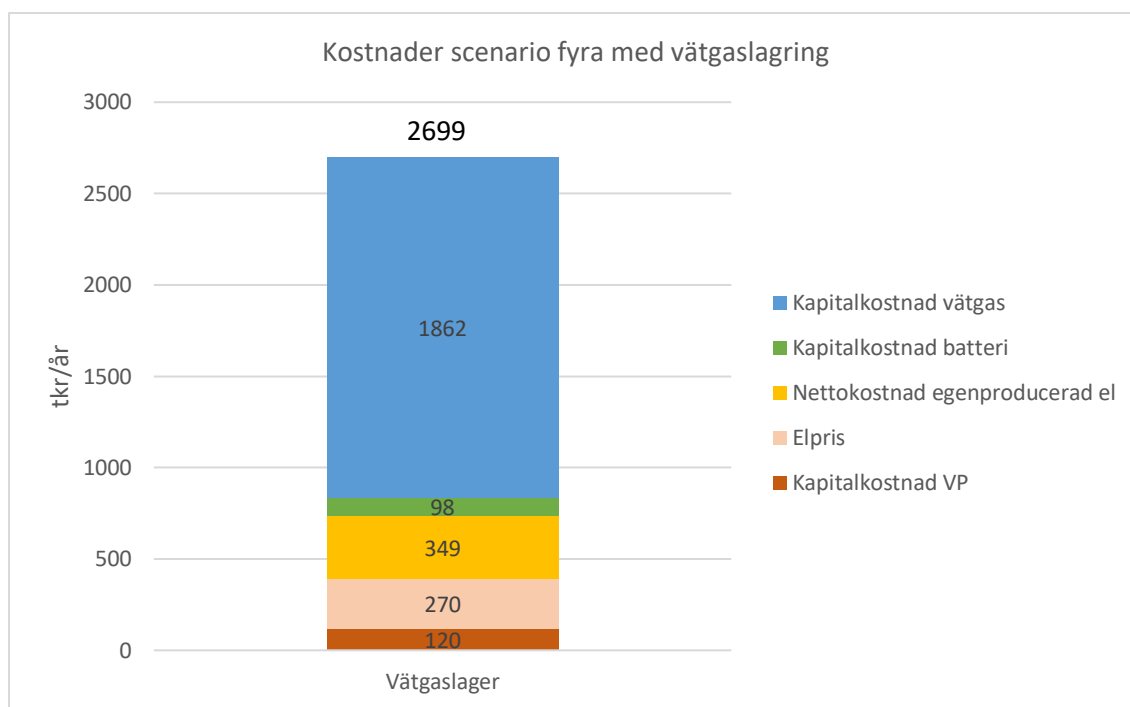


Figur 17: Klimatpåverkan för scenario fyra.

#### Kostnader vätgaslagring

De totala kostnaderna för scenario fyra hamnar på 2699 tkr/år, se figur 18. I scenariot med vätgaslagring antas bränslecellernas överskottsvärme utnyttjas vilket sänker det maximala effektbehovet som värmepumpen måste kunna leverera. Med en bränslecell som kan leverera 30 kW el antas lika mycket bli till värme. Därmed sjunker kapitalkostnaderna för värmepumpen. Även behovet av inköpt el minskar med införandet av vätgaslager. När det kommer till kostnader relaterade till solcellsparken hamnar LCOE på 0,96 kr/kWh vilket multipliceras med produktionen. Totalt innebär det högre kostnader för den egenproducerade sol-elen jämfört med tidigare scenarion. Eftersom solcellsparken är över 255 kW tillkommer dessutom energiskatt för den egenanvända elen. En viss del av överskottselen kommer att säljas på elnätet vilket också innebär inkomster. Nettokostnaderna för solcellsparken tillsammans med övriga kostnader i scenario fyra presenteras i figur 18.

Vätgaslagringen står för den största delen av kostnaderna. Totalt beräknas investeringen av elektrolysör, kompressor, vätgastank samt bränslecell hamna på 21,4 miljoner kronor. Detta innebär årliga kostnader på 1862 tkr med antagandena gjorda i fallstudien. Känslighetsanalyser gällande bland annat kalkylräntan, livslängden och investeringskostnader görs nedan.



Figur 18: Kostnader för scenario fyra.

## 7.2 Jämförelse mellan de fyra scenarierna

I samtliga fyra scenarion har egenanvändningen och självförsörjandegraden presenterats. För att få en överblick och se hur den förändrats för varje nytt scenario sammanställs värdena för grundfallen i tabellen nedan. Självförsörjandegraden visar hur stor del av elbehovet som är egenanvänd el medan egenanvändningen visar andelen av den egenproducerade elen som är egenanvänd el. I resultatet syns det hur självförsörjandegraden ökar för varje nytt scenario. Egenanvändningen däremot minskar i det fjärde scenariot där en stor del av den egenproducerade elen används till att producera vätgas, se tabell 5.

Tabell 5: Egenanvändning och självförsörjandegrad för samtliga fyra scenarion.

Scenario	Egenanvändning	Självförsörjandegrad
Värmepump	0 %	0%
Solceller	45 %	28 %
Batteri	50 %	31 %
Vätgaslagring	39 %	37 %

Även klimatpåverkan och kostnader har presenterats för de fyra olika scenarierna var för sig. Nedan presenteras istället en jämförande analys av de fyra olika scenarierna, först med avseende på klimatpåverkan och sedan med avseende på kostnader. Värdena för scenariernas grundfall är alltså samma som tidigare, men de fyra scenarierna ställs nu mot varandra. Dessutom presenteras nu ett antal känslighetsanalyser för att se hur de olika antagandena i grundfallen påverkar resultatet.

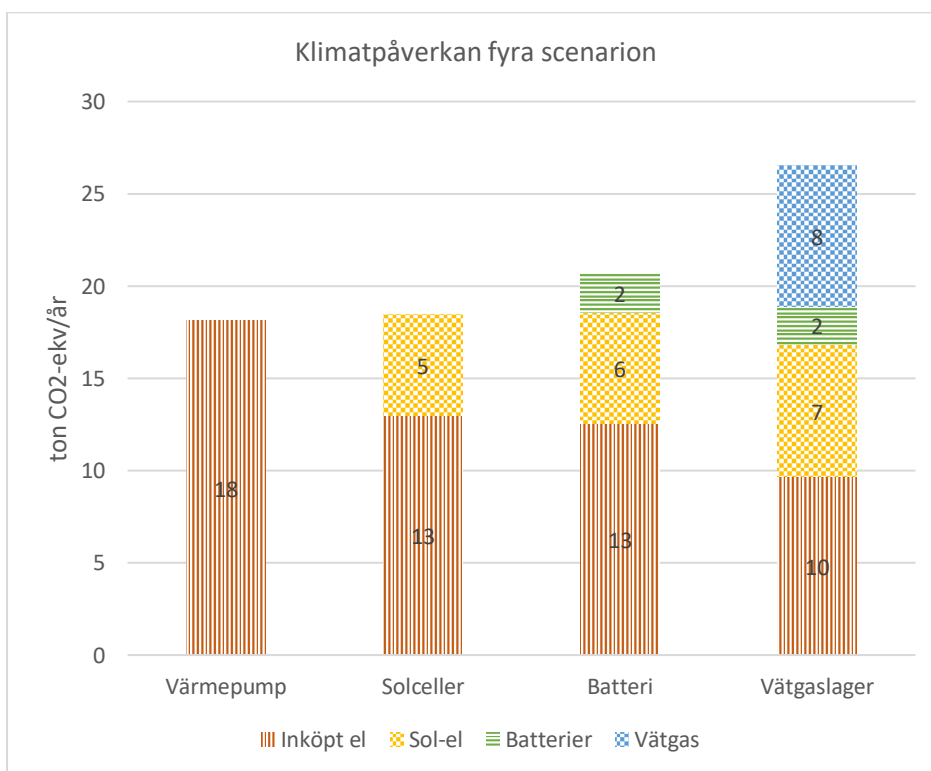
### 7.2.1 Klimatpåverkan fyra scenarion

Som nämnt ovan är det svårt att göra en direkt jämförelse mellan en el-mix och lokalt producerad sol-el, eftersom värdena för klimatpåverkan kommer från olika källor med olika antaganden. Trots det kommer en jämförelse göras för att se hur fallstudiens fyra scenarion ger olika klimatpåverkan beroende på elens ursprung. Resultatet visar att de totala utsläppen av växthusgaser ligger på cirka 18

ton CO<sub>2</sub>-ekv/år både för scenariot med värmepump och för scenariot med värmepump plus solceller, se tabell 6. Vid införandet av solceller minskar det totala behovet av köpt el och mängden egenanvänd el ökar. I grundfallen antas solcellerna bidra med 50 g CO<sub>2</sub>-ekv/kWh sol-el och el-mixen med 47 g CO<sub>2</sub>-ekv/kWh. Därmed minskar den inköpta elens klimatpåverkan ungefär lika mycket som solekens klimatpåverkan ökar. Samma effekt syns i det tredje scenariot med ett batteri. Där minskar det totala behovet av köpt el ytterligare något och mängden egenanvänd el ökar. Skillnaden är dock marginell. I det tredje scenariot tillkommer även viss klimatpåverkan från själva batteriet, cirka 2 ton CO<sub>2</sub>-ekv/år. I det fjärde scenariot minskar behovet av inköpt el ytterligare vilket minskar den inköpta elens påverkan. Egenanvändningen ökar men inte tillräckligt mycket för att påverka resultatet märkvärt. I detta scenario tillkommer även klimatpåverkan för överskottet som blir till vätgas, vilket bidrar med ytterligare 8 ton CO<sub>2</sub>-ekv/år, se figur 19.

Tabell 6: Den totala årliga klimatpåverkan för de fyra scenariernas grundfall.

Scenario	Årliga klimatpåverkan/ ton CO <sub>2</sub> -ekv
Värmepump	18
Solceller	18
Batteri	21
Vätgaslagring	27



Figur 19: Den årliga klimatpåverkan för de fyra scenariernas grundfall.

#### Känslighetsanalys – Den inköpta elens ursprung

I fallstudien har en el-mix valts utifrån elen som används i Sverige. För att få en bild av hur detta påverkar resultatet görs en känslighetsanalys där svenskproducerad el samt residualmixen används istället. Den svenskproducerade elen har en lägre klimatpåverkan än den som faktiskt används i Sverige, ett värde på 24 g CO<sub>2</sub>-ekv/kWh används. Residualmixens klimatpåverkan är betydligt högre,

med utsläpp på cirka 329 g CO<sub>2</sub>-ekv/kWh. Klimatpåverkan från elproduktion med solceller antas återigen här ligga på 50 g CO<sub>2</sub>-ekv/kWh.

Med den svenskproducerade elen ger scenariot med endast en värmepump den lägsta klimatpåverkan. För varje komponent som tillkommer i systemet blir den totala klimatpåverkan högre, se tabell 7.

Tabell 7: Den årliga klimatpåverkan med svenskproducerad el.

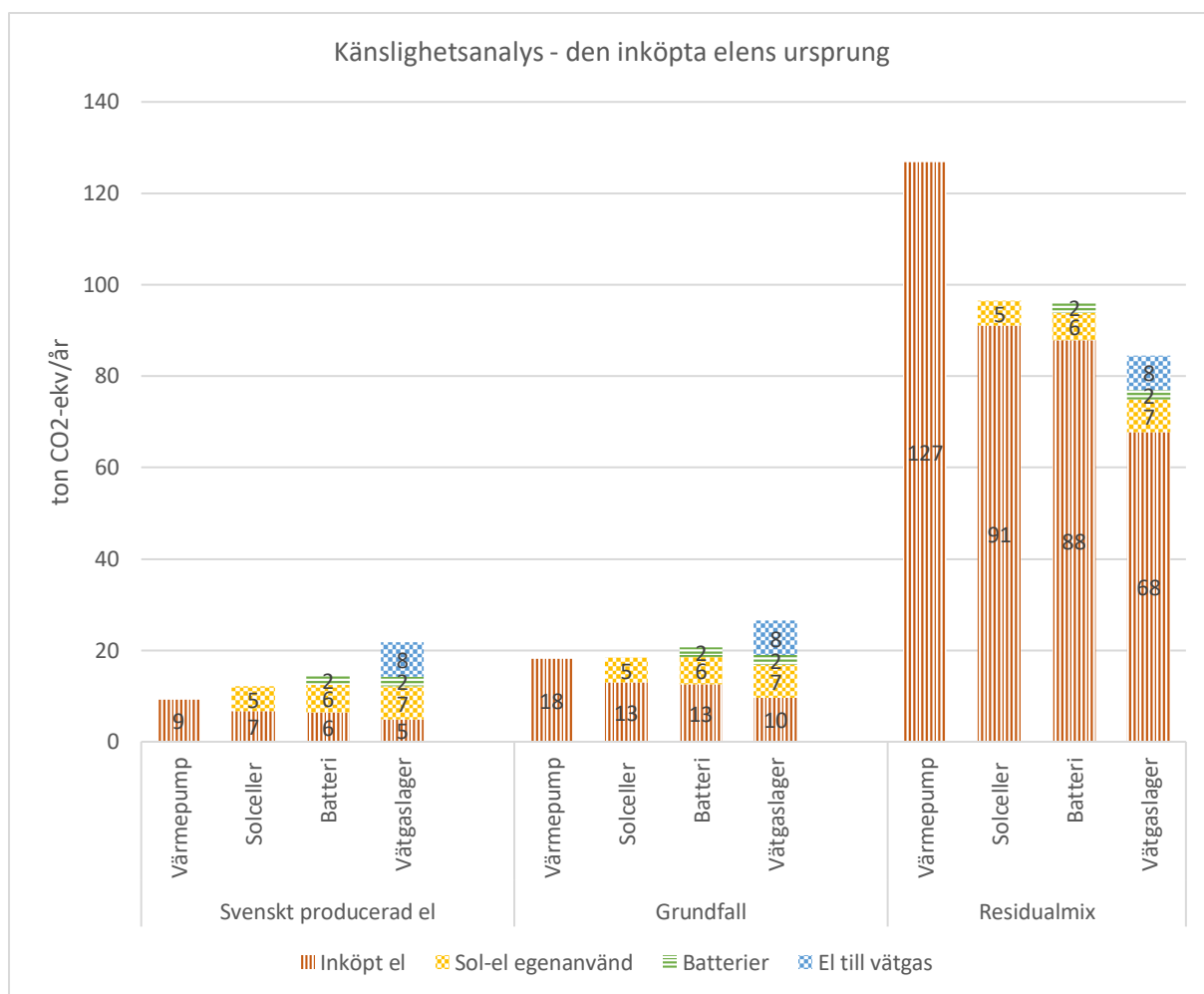
Scenario	Årliga klimatpåverkan/ton CO <sub>2</sub> -ekv	Jämförelse med grundfallet/ton CO <sub>2</sub> -ekv
<b>Värmepump</b>	9	-9
<b>Solceller</b>	12	-6
<b>Batteri</b>	15	-6
<b>Vätgaslagring</b>	22	-5

Om istället den inköpta elen antas ha samma klimatpåverkan som residualmixen är scenariot med endast en värmepump istället det sämsta tänkbara i miljösynpunkt. Det andra och tredje scenariot hamnar båda lika medan scenariot med vätgaslagring hamnar allra lägst, se tabell 8.

Tabell 8: Den årliga klimatpåverkan med residualmixen.

Scenario	Årliga klimatpåverkan/ton CO <sub>2</sub> -ekv	Jämförelse med grundfallet/ton CO <sub>2</sub> -ekv
<b>Värmepump</b>	127	+109
<b>Solceller</b>	96	+78
<b>Batteri</b>	96	+75
<b>Vätgaslagring</b>	85	+58

Med svenskproducerad el förstärks grundfallets resultat, dvs klimatpåverkan blir högre för varje komponent som tillkommer i systemet. Med residualmixen blir resultatet det motsatta. Alla värden för samtliga fall redovisas i figur 20.



Figur 20: Känslighetsanalys där klimatpåverkan varierar beroende på den inköpta elens ursprung.

### Känslighetsanalys – Solelens påverkan

Återigen antas en elmix utifrån elen som används i Sverige för att se hur antagandet om solcellernas klimatpåverkan förändrar resultatet. I grundscenariot antas att sol-elens klimatpåverkan är 50 g CO<sub>2</sub>-ekv/kWh. I känslighetsanalysen har först värdet satts lågt till 10 g CO<sub>2</sub>-ekv/kWh istället. Detta värde väljs eftersom litteraturstudien visar att mer aktuell data saknas samtidigt som utvecklingen går mot en lägre klimatpåverkan för solceller. Sedan har värdet satts högt till 90 g CO<sub>2</sub>-ekv/kWh eftersom värdena i litteraturstudien är uträknade för en högre solinstrålning än den som är i södra Sverige.

Resultatet visar då att med ett lågt uppskattat värde för solcellernas klimatpåverkan har det första scenariot med endast värmepump totalt den högsta klimatpåverkan. Därefter kommer det tredje scenariot med batteriet. Sedan kommer scenariot med vätgaslagringen och lägst klimatpåverkan har scenario två med solceller. Värdena för den totala klimatpåverkan samt en jämförelse med grundfallet presenteras i tabell 9.

Tabell 9: Den årliga klimatpåverkan om solelens klimatpåverkan är 10 g CO<sub>2</sub>-ekv/kWh.

Scenario	Årliga klimatpåverkan/ton CO <sub>2</sub> -ekv	Jämförelse med grundfallet/ton CO <sub>2</sub> -ekv
Värmepump	18	+0
Solceller	14	-4
Batteri	16	-5
Vätgaslagring	15	-12

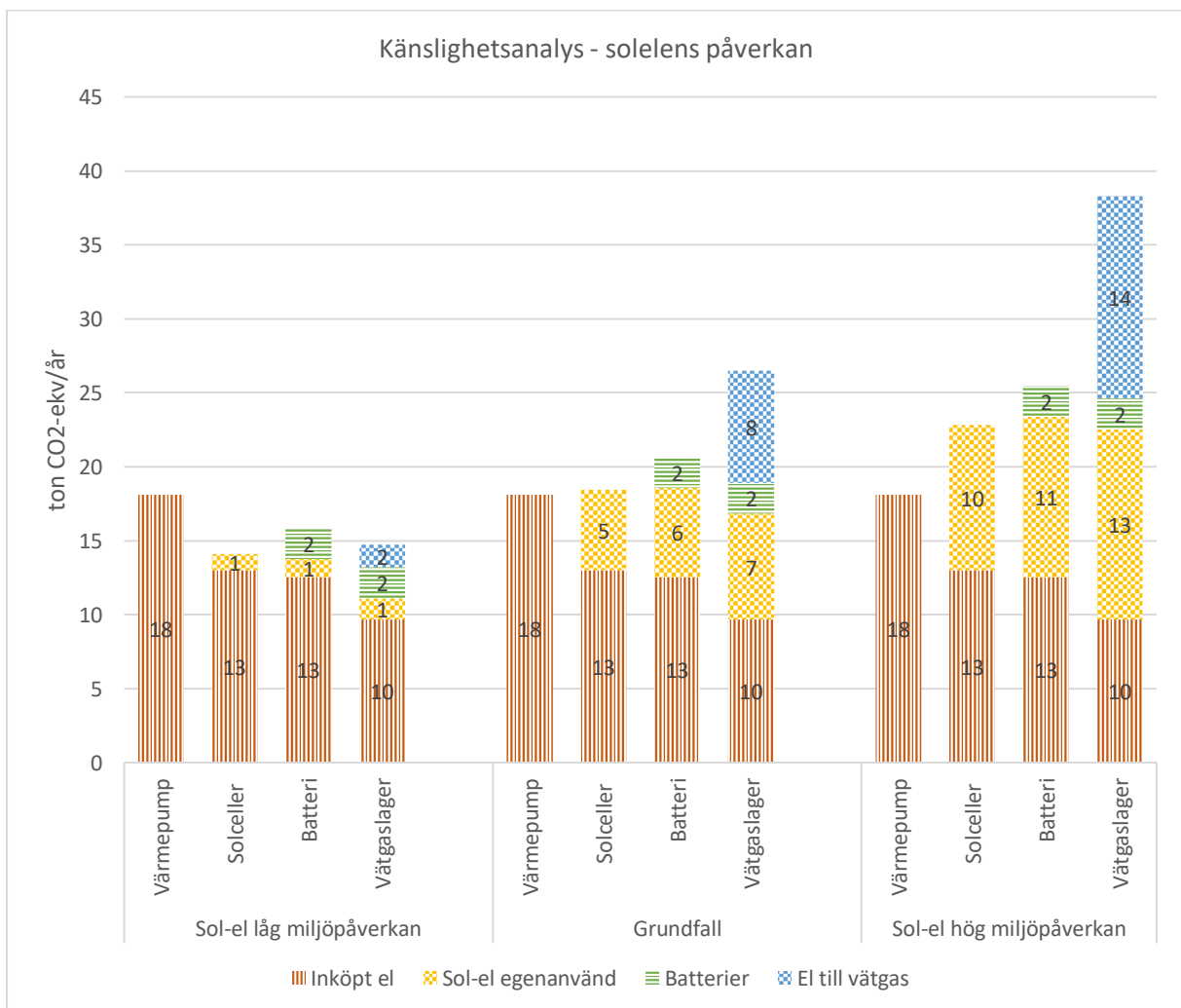


Sedan har ett högt uppskattat värde på 90 g CO<sub>2</sub>-ekv/kWh tagits med. Detta gör att det första scenariot med endast värmepump istället har den lägsta klimatpåverkan. Därefter ökar klimatpåverkan för varje scenario, se tabell 10.

Tabell 10: Den årliga klimatpåverkan om solekens klimatpåverkan är 90 g CO<sub>2</sub>-ekv/kWh.

Scenario	Årliga klimatpåverkan/ton CO <sub>2</sub> -ekv	Jämförelse med grundfallet/ton CO <sub>2</sub> -ekv
Värmepump	18	+0
Solceller	23	+4
Batteri	25	+5
Vätgaslagring	38	+12

Med sol-el där klimatpåverkan är lågt uppskattad motverkas grundfallets resultat, dvs klimatpåverkan blir inte längre högre för varje komponent som tillkommer i systemet. Med sol-el där klimatpåverkan är högt uppskattad däremot förstärks resultatet. Alla värden för samtliga fall redovisas i figur 21.



Figur 21: Känslighetsanalys där klimatpåverkan varierar beroende på solekens påverkan.

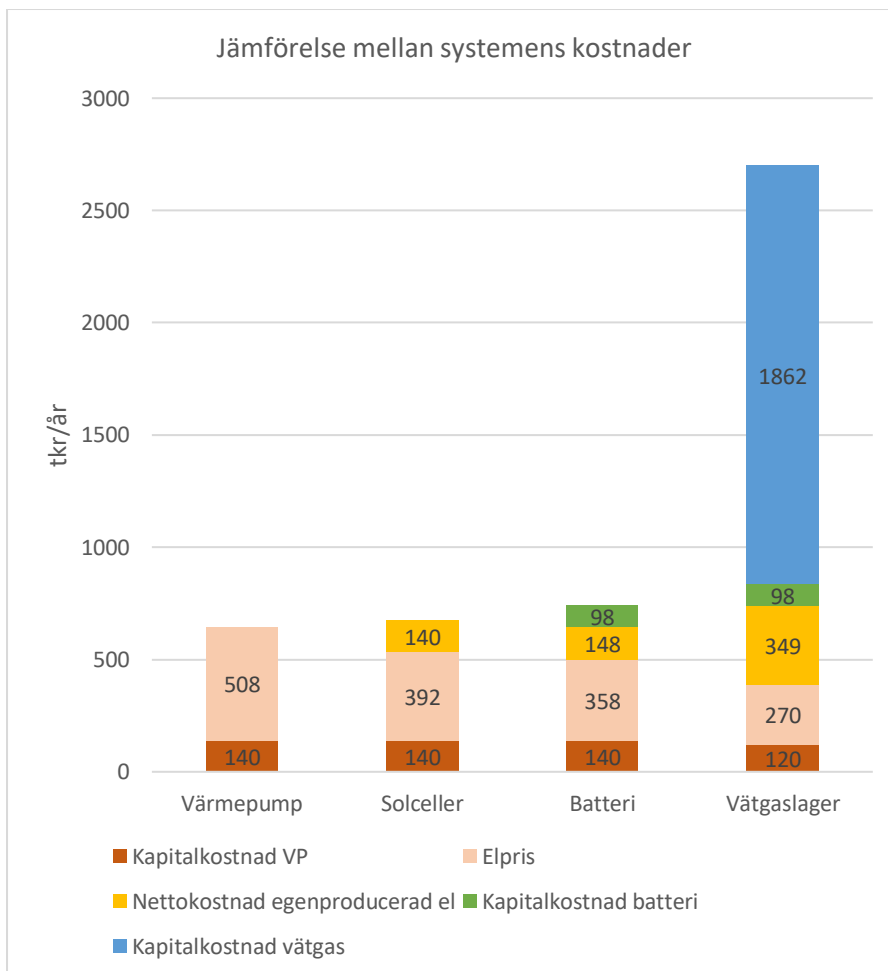
### 7.2.2 Kostnader fyra scenarion

Återigen presenteras först resultatet med de antaganden gjorda i fallstudien. Sedan görs ett antal känslighetsanalyser för att se hur de olika antagandena påverkar resultatet.

I det första scenariot hamnar de årliga kostnaderna på 648 tkr. När solceller läggs till i systemet ökar de årliga kostnaderna med 24 tkr/år. I det tredje scenariot med ett batteri ökar kostnaderna med ytterligare 72 tkr/år. Vid en jämförelse med det fjärde scenariot visar dock både scenario ett, två och tre relativt låga kostnader. I tabell 11 sammanställs de fyra scenariernas totala kostnader och i figur 22 sammanställs alla kostnader samt dess olika delkostnader. I figuren framkommer det att för varje komponent som tillkommer i systemet sjunker elpriset till följd av ett minskat behov av köpt el. Dock är investeringskostnaderna för de tillkommande komponenterna högre än besparingarna de medför. Totalt ökar alltså kostnaderna för varje scenario. Detta resultat motsvarar grundfallen. Varje scenario presenteras mer ingående var för sig under rubriken Fyra scenarion ovan.

Tabell 11: De årliga kostnaderna för de fyra scenariernas grundfall.

Scenario	Årliga kostnader/tkr
Värmepump	648
Solceller	672
Batteri	744
Vätgaslagring	2699



Figur 22: De årliga kostnaderna för de fyra scenariernas grundfall.

### Känslighetsanalys – Kalkylränta

I grundfallet har en kalkylränta på 6 % antagits. I känslighetsanalysen kommer det undersökas hur resultatet påverkas om kalkylränta istället låg på 3 % samt 9 %. Övriga antaganden är samma som för respektive scenarios grundfall.

Med en lägre satt kalkylränta minskar de årliga investeringskostnaderna, se tabell 12. Detta medför en utjämnande effekt eftersom investeringskostnaderna ökar för varje scenario, dvs för varje komponent som läggs till i systemet. Med kalkylräntan satt till 3 % är scenario två med solceller det billigaste alternativet.

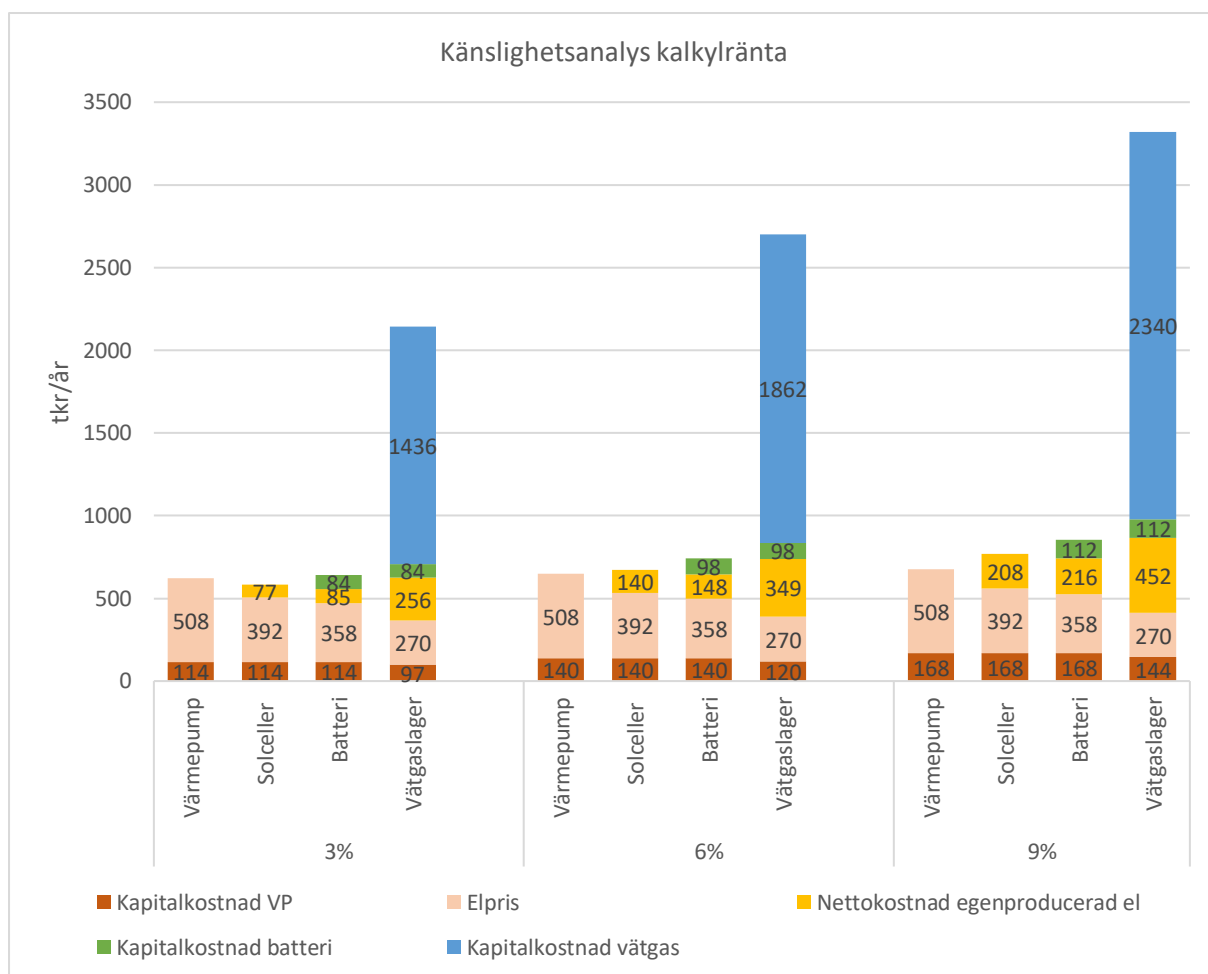
Tabell 12: De årliga kostnaderna med 3 % kalkylränta.

Scenario	Årliga kostnader/tkr	Jämförelse med grundfallet/+/- tkr
<b>Värmepump</b>	622	-26
<b>Solceller</b>	583	-89
<b>Batteri</b>	641	-102
<b>Vätgaslagring</b>	2144	-555

Om kalkylränta istället sätts till 9 % ökar de årliga investeringskostnaderna, se tabell 13. I grundfallet ökar redan kostnaderna för varje scenario och med kalkylräntan satt till 9 % medförs en förstärkande effekt av detta. Samtliga värden för de fyra scenariernas kostnader beroende på kalkylräntan visas i figur 23.

Tabell 13: De årliga kostnaderna med 9 % kalkylränta.

Scenario	Årliga kostnader/tkr	Jämförelse med grundfallet/+/- tkr
<b>Värmepump</b>	677	+29
<b>Solceller</b>	768	+96
<b>Batteri</b>	854	+111
<b>Vätgaslagring</b>	3319	+620



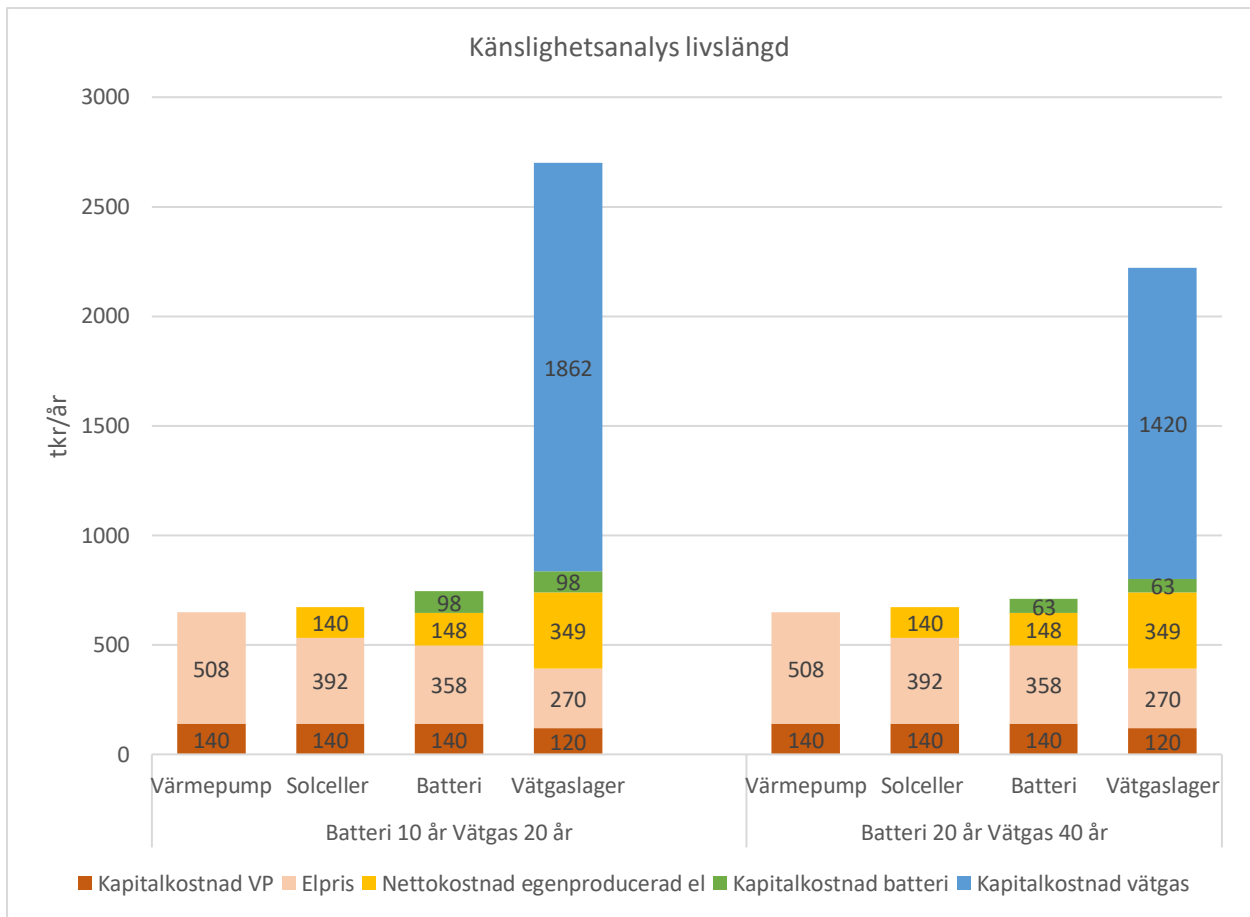
Figur 23: Känslighetsanalys där kostnader varierar beroende på kalkylräntan.

### Känslighetsanalys – Livslängd

I denna känslighetsanalys sätts den tekniska livslängden till det dubbla både för batteriet och för vätgassystemet. Anledningen till att dessa två delar undersöks är att systemen är mindre etablerade på marknaden. Övriga antaganden är samma som för respektive scenarios grundfall. Detta medför att scenario tre totalt blir 35 tkr/år billigare än i grundfallet och att scenario fyra blir 478 tkr billigare per år, se tabell 14. Trots detta stiger fortfarande kostnaderna för varje komponent som tillkommer i systemet. Samtliga värden för de fyra scenariernas kostnader beroende på livslängd visas i figur 24.

Tabell 14: De årliga kostnaderna med dubblad livslängd för batteriet och vätgassystemet.

Scenario	Årliga kostnader/tkr	Jämförelse med grundfallet/+/- tkr
<b>Värmepump</b>	648	+0
<b>Solceller</b>	672	+0
<b>Batteri</b>	709	-35
<b>Vätgaslagring</b>	2221	-478



Figur 24: Känslighetsanalys där kostnader varierar beroende på batteriet och vätgassystemets livslängd.

#### Känslighetsanalys – Investeringskostnader värmepump

Värmepumpens investeringskostnader antas i grundfallet ligga på 6300 kr/kW. I en jämförelse mellan de fyra scenarierna påverkar värmepumpens investeringskostnader samtliga scenarier på ett liknande sätt. Skulle investeringskostnaden för värmepump ligga på 4000 kr/kW minskar kostnaderna med 51 tkr/år för scenario ett till tre. I scenario fyra med vätgaslagring används bränslecellens restvärme till uppvärmning vilket gör att en något mindre värmepump räcker. Därmed är besparingen i scenario fyra något lägre, nämligen 44 tkr/år. Likt grundfallet ökar de totala kostnaderna för varje scenario.

Skulle investeringskostnaden för värmepump istället ligga på 8000 kr/kW ökar kostnaderna med 38 tkr/år för scenario ett till tre. I scenario fyra med vätgaslagring blir ökningen något lägre, och hamnar kring 32 tkr/år. Då scenario fyra är så pass mycket dyrare än de övriga tre scenarierna påverkar det inte att den totala kostnaden återigen blir högre för varje scenario.

#### Känslighetsanalys – Investeringskostnader solceller

När det kommer till solcellernas investeringskostnader har 11 tkr/kWp antagits i grundfallet. I känslighetsanalysen undersöks det vilken investeringskostnad som gör att scenario ett och scenario två får samma totala kostnader. Detta motsvarar gränsen där solceller blir lönsamt.

Resultatet visar att ett LCOE på 0,87 gör att de totala kostnaderna för scenariot med solceller är samma som de totala kostnaderna för scenariot med endast en värmepump. Ett LCOE på 0.87 motsvarar en investeringskostnad för solcellerna på 9 800 kr/kWp. Övriga antaganden är samma som i grundfallet. Tabell 15 visar alla fyra scenarions årliga kostnader med detta antagande.

Tabell 15: De årliga kostnaderna om investeringskostnaden för solceller låg på 9 800 kr/kWp.

Scenario	Årliga kostnader/tkr	Jämförelse med grundfallet/+/- tkr
Värmepump	648	+0
Solceller	648	-24
Batteri	720	-24
Vätgaslagring	2666	-33

#### Känslighetsanalys – Investeringskostnader batteri

Batteriets investeringskostnader uppskattas till 6 tkr/kWh batteri i grundfallet. I känslighetsanalysen kommer det undersökas hur batteriets investeringskostnader måste vara för att det ska vara lönsamt att investera i ett batteri. Övriga antaganden är samma som för respektive scenarios grundfall.

Om batteriets investeringskostnad låg på 1,6 tkr/kWh batteri skulle de totala kostnaderna för scenario tre och fyra sjunka med cirka 72 tkr/år. Det skulle innebära att kostnaderna med eller utan batteri tillsammans med 255 kWp solceller är samma. Dock är scenario ett här fortfarande billigast. En batterikostnad på 1 600 kr innebär en kostnadsminskning alternativt ett investeringsbidrag på 73 %. För ett 120 kWh batteri motsvarar detta 528 tkr. Tabell 16 visar alla fyra scenariers årliga kostnader med detta antagande.

Tabell 16: De årliga kostnaderna om investeringskostnaden för batterier låg på 1 600 kr/kWh batteri.

Scenario	Årliga kostnader/tkr	Jämförelse med grundfallet/+/- tkr
Värmepump	648	+0
Solceller	672	+0
Batteri	672	-72
Vätgaslagring	2627	-72

Om batteriets investeringskostnad istället låg på 100 kr/kWh batteri skulle de totala kostnaderna för scenario tre och fyra minska med 96 tkr/år. Det skulle innebära att kostnaderna för scenario ett och scenario tre är samma. En batterikostnad på 100 kr innebär en kostnadsminskning alternativt ett investeringsbidrag på 98 %. För ett 120 kWh batteri motsvarar detta 708 tkr. Tabell 17 visar alla fyra scenariers årliga kostnader med detta antagande.

Tabell 17: De årliga kostnaderna om investeringskostnaden för batterier låg på 100 kr/kWh batteri.

Scenario	Årliga kostnader/tkr	Jämförelse med grundfallet/+/- tkr
Värmepump	648	+0
Solceller	672	+0
Batteri	648	-96
Vätgaslagring	2603	-96

#### Känslighetsanalys – Investeringskostnader vätgaslagring

När det kommer till vätgassystemets investeringskostnader har 21 miljoner kr antagits i grundfallet. I känslighetsanalysen kommer det undersökas hur låga vätgassystemets investeringskostnader måste vara för att systemet ska vara lönsamt att investera i. Övriga antaganden är samma som för respektive scenarios grundfall.

Resultatet visar att för att få scenario fyra lönsamt jämfört med de andra tre scenarierna räcker det inte med att hela vätgassystemet skulle vara gratis eller helt subventionerat, se tabell 18. Detta beror

på att besparingarna i och med lägre kostnader för den inköpta elen inte motsvarar de ökade kostnaderna för solceller och batteriet.

Tabell 18: De årliga kostnaderna om investeringskostnaden för vätgaslagring är helt subventionerad.

Scenario	Årliga kostnader/tkr	Jämförelse med grundfallet/+/- tkr
Värmepump	648	+0
Solceller	672	+0
Batteri	744	+0
Vätgaslagring	837	-1862

#### Känslighetsanalys – Elpris

I fallstudien antas R:ekobyn ha valt Kraftringen som elhandelsbolag. Där erbjuds ett rörligt elpris på totalt cirka 66 öre/kWh. I det priset ingår spotpriset, en elcertifikatavgift samt ett påslag. I känslighetsanalysen antas först hela priset minska till hälften och sedan öka till det dubbla. I Röstånga är det kraftringen som äger elnätet. Där räknas de som lågspänningskund och kostnaderna har en energibaserad del och en effektbaserad. I känslighetsanalysen antas dessa inte förändras. Även energiskatten antas fortsätta att ligga på 33 öre/kWh. När det kommer till såld överskottsberor inkomsten till stor del på spotpriset. Där antas på samma sätt som för elhandeln först halva värdet och sedan det dubbla.

I fallet med ett lågt elpris minskar kostnaderna mest för scenariot med endast värmepumpar, se tabell 19. Därmed förstärks effekten av att varje komponent som tillkommer i de andra tre scenarierna medför en större höjning av kostnaderna jämfört med de besparingar som görs.

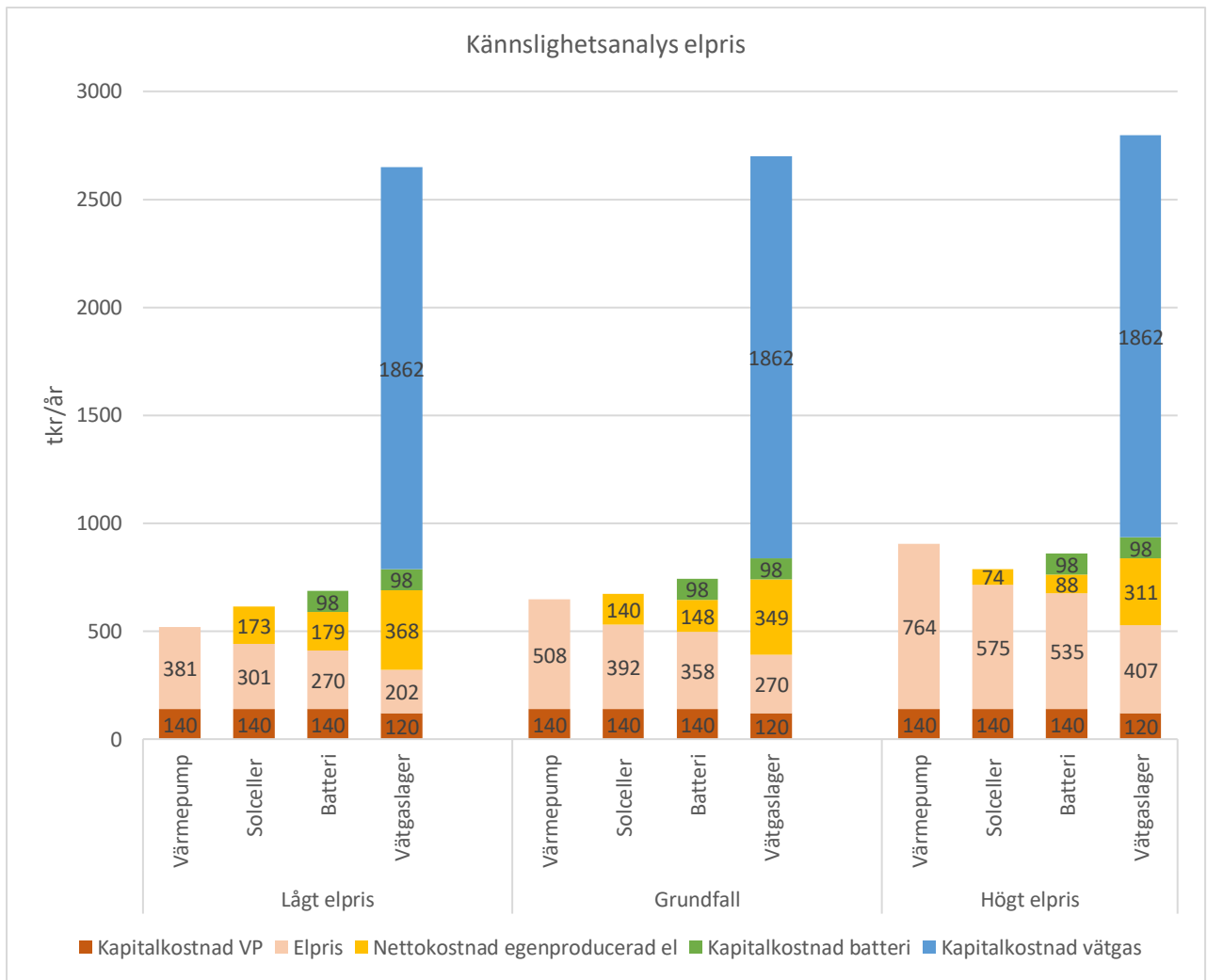
Tabell 19: De årliga kostnaderna med ett lågt elpris.

Scenario	Årliga kostnader/tkr	Jämförelse med grundfallet/+/- tkr
Värmepump	520	-128
Solceller	614	-58
Batteri	686	-58
Vätgaslagring	2650	-49

I fallet med ett högt elpris gynnas istället mer självförsörjande system, se tabell 20. Med detta elpris är både scenariot med solceller och scenariot med batterilagring mer lönsamma jämfört med om all el köpts in från elnätet. Samtliga värden för de fyra scenariernas kostnader beroende på elpris visas i figur 25.

Tabell 20: De årliga kostnaderna med ett högt elpris.

Scenario	Årliga kostnader/tkr	Jämförelse med grundfallet/+/- tkr
Värmepump	903	+255
Solceller	789	+117
Batteri	860	+116
Vätgaslagring	2798	+99



Figur 25: Känslighetsanalys där kostnader varierar beroende på elpriset.



## 8. Diskussion

Fyra olika energisystem för el och värme har undersökts till ett fyrtiotal nya bostäder. I Röstånga ska dessa bostäder vara kärnan för den planerade R:ekobyn. Fokus i detta examensarbete ligger på energisystems klimatmässiga och ekonomiska hållbarhet, vilket därför genomsyrar diskussionen av fallstudiens resultat.

Det första scenariot som undersöks har ingen egen elproduktion och är därmed helt beroende av att konstant kunna köpa sin el från elnätet. Värme levereras till bostäderna i ett vattenburet system där en luftvattenvärmepump omvandlar el och värme från uteluften till tappvarmvatten och uppvärmning i bostaden. Mängden köpt el motsvarar då i varje ögonblick användningen i ekobyn. Användningen är som högst vintertid och toppar på kvällen när människor kommer hem från jobbet och lagar mat. Eftersom systemet ska kunna leverera effekt även denna mest belastade timme dimensioneras värmepumpen därefter. Detta betyder att värmepumpen årets övriga timmar är överdimensionerad vilket gör investeringskostnaden onödigt stor. Därmed skapas ett incitament till att kapa de högsta effekttopparna genom värmestyrning, vilket i fallstudiens resultat visat sig ge betydande effekt för hela systemets kostnader. Förutom sänkta investeringskostnader motiveras styrning av värmen eftersom nätbolagets elpriser till största del är effektbaserade. Totalt görs en besparing på 51 tkr/år vilket blir ekonomiskt lönsamt om styrutrustningens kostnader är lägre. Klimatmässigt är påverkan av styrningen däremot obetydlig eftersom det totala energibehovet blir detsamma. I ett större perspektiv kan det dock finnas annan miljövinning i och med att effekttoppar kapas. Ett ökat inslag av förnybar energi medför nämligen ett större behov av flexibilitet. Sveriges el produceras traditionellt sett främst uppe i norr för att sedan överföras ner till söder där elanvändningen i största grad sker. Även denna kapacitet är dimensionerad för det högsta effektbehovet, på samma sätt som värmepumpen måste dimensioneras för den timme på året med det högsta effektbehovet. En styrning av lasten skulle möjliggöra ett smartare och mer flexibelt system med mer förnybar energi. Ett flexiblare system skulle dessutom kunna medföra lägre kostnader eftersom behovet av tillgång till reservkraft minskar. Dessutom är elnätet i Skåne högt belastat och med en utjämning av lasten skulle onödiga investeringar i ny överföringskapacitet kunna undvikas.

Det andra scenariot som undersöks har däremot till en viss del egenproducerad el. Förutom värmepumpen tillkommer här 255 kWp solceller vilka kan rymmas på bostädernas tak. Enligt beräkningarna kan 45 % av den energi som produceras användas direkt och ersätter då dyrare inköpt el. Återstående 55 % säljs istället till ett pris som är lägre än kostnaden för att producera elen. Totalt blir införandet av solceller inte lönsamt och vid jämförandet av en större anläggning blir kostnadsökningen förstärkt. Det är därför av betydelse att öka egenanvändningen. Detta kan göras genom att vinkla solcellerna i olika riktningar och på så sätt dra nytta av morgon och kvällssolen. En vidare produktionskurva matchar bättre användningen och ökar på så sätt egenanvändningen. Resultatet visar att när en tredjedel av solcellerna är vinklade mot sydväst, en tredjedel mot söder och en tredjedel mot sydost ökar egenanvändningen med en procentenhet. Dock minskar den totala produktionen så pass mycket att även om egenanvändningen ökar procentuellt, minskar mängden egenanvänd el. Därmed måste mer el köpas in och mindre el kan användas eller säljas. Då kostnaderna för solcellerna är desamma, borde bostädernas utformning sträva efter att till en så stor grad som möjlig ha taken vinklade 30 grader mot söder. Klimatmässigt har varken placeringen eller storleken någon betydelse utan energisystemet medför samma mängd växthusgasutsläpp oavsett. Det som kan motivera ett införande av solceller i systemet är att självförsörjandegraden ökar. Att vara självförsörjande på energi kan ha ett egenvärde i sig. Dessutom finns det ett värde i att vara oberoende av förändringar exempelvis vid elavbrott, vid kraftiga variationer i elpriset eller vid förändringar av el-

mixens klimatpåverkan. Ett annat värde med att producera sin egen el är att byggnadernas standard förbättras eftersom primärenergitalet minskar.

I det tredje scenariot som undersöks ligger fokus återigen på att kapa effekttoppar. Denna gång sker det inte genom att minska användningen utan genom lagring. Överskottsel från solcellerna lagras i ett batteri och används när behovet är som störst. Detta innebär på samma sätt som för värmestyrningen både klimatmässiga och kostnadsmässiga nyttor i ett större perspektiv. För R:ekobyn innebär batteriet också ekonomiska besparingar vilka beror på ett sänkt elpris. Det sänkta elpriset beror dels på lägre effekttoppar och dels på att batteriet ökar egenanvändningen. Detta gör att det totala behovet av köpt el minskar, och därmed det energibaserade elpriset. Även mängden överskottsel minskar, men den minskade intäkten täcks upp av besparingen som den ökade egenanvändningen medför. Dock visar resultatet att batteriets kapitalkostnader är högre än besparingarna i och med ett lägre elpris. Ju större batteriet är, desto mer förstärks denna effekt. Även den klimatmässiga påverkan ökar ju större batteri som används. Här undersöks endast klimatpåverkan för R:ekobyns energisystem vilket betyder att överskottsel som säljs inte omfattas. Batteriet gör att egenanvändningen ökar lika mycket som det totala behovet av köpt el minskar. Då klimatpåverkan för inköpt el och sol-el är nästan samma är det endast batteriets påverkan, i ett livscykelperspektiv, som tillkommer i detta scenario. Av den totala klimatpåverkan står batteriet dock för en liten andel. Dessutom finns här potential till förbättring genom exempelvis en ökad kvalitet på återvinningen av katodens metaller så att de kan återanvändas i nya batterier. Även batteriers tillverkningsprocess har potential till förbättring om mer miljövänlig el skulle användas. I grundfallet har ett 120 kWh batteri valts vilket kan försörja bostädernas basbehov under ett dygn på sommarhalvåret. Detta batteri gör att självförsörjandegraden ökar från 28 % till 31 % jämfört med det andra scenariot, vilket förstärker de positiva värden som detta medför. Exempelvis ger solcellsproduktionen och batterilagret en tryggare elförsörjning vid elavbrott. Ett annat värde med energilagring är att byggnadernas standard förbättras ytterligare eftersom primärenergitalet minskar med en ökad egenanvändning.

I det fjärde och sista scenariot är självförsörjandegraden som högst, nämligen 37 %, vilket återigen förstärker de positiva värden detta medför. El som produceras på sommaren kan här lagras och användas på vintern när behovet är som högst. I detta scenario produceras lika mycket el som behövs för att täcka bostädernas totala elbehov. Då stora mängder energi går förlorade på grund av bland annat alla energiomvandlingar i vätgassystemet blir egenanvändningen däremot lägre än för scenario två och tre. Detta scenario innehåller flest komponenter, kräver störst markyta och har både den högsta klimatpåverkan och de högsta kostnaderna. Klimatpåverkan som tillkommer beror på vätgassystemets låga verkningsgrad på 29 %. Det resterande 71% blir till restvärme där endast den från bränslecellen tas vara på. För samma energibehov i bostäderna måste nu alltså ännu mer el produceras för att täcka upp de förluster vätgaslagringen orsakar. Det går dock att argumentera för att överskottsel annars hade fallit utanför systemets ramar och därför kan ses som gratis. Med detta resonemang visar resultatet att klimatpåverkan fortfarande skulle vara högre än den i scenario ett och två, på grund av batteriet. Det kan här nämnas att, förutom elens påverkan, har vätgaslagringens komponenter en viss klimatpåverkan i ett livscykelperspektiv vilka inte tagits med i beräkningarna. Att då också försumma elens påverkan kan göra resultatet något missvisande. För kostnaderna står investeringen av vätgassystemets komponenter för en betydande del. Då detta energisystem inte är lika beprövat som de andra tre, är också resultatet också mer osäkert. Här finns det möjligheter för R:ekobyn att ligga i framkant och vara med att utveckla framtidens energisystem, vilket också kan öppna upp möjligheter till att söka bidrag. Det fjärde scenariot medför alltså både hög klimatpåverkan och höga kostnader, men är det alternativ som gör ekobyn mest självförsörjande och nytänkande. På samma sätt som scenario tre bidrar vätgaslagringen med flexibilitet och det finns potential att

integrera detta system med andra system i Röstånga. Exempelvis kan användningsområdena för vätgas utvidgas till att innefatta transporter eller industri- och byggbranschen.

Sammanfattningsvis ökar alltså klimatpåverkan för varje scenario, när fler och fler komponenter läggs till i systemet. Detta förutsätter att elen som köps in motsvarar snittet som används i Sverige. Om mer miljövänlig el väljs kommer samtliga system att gynnas, men främst scenariot med endast en värmepump. Att välja miljövänlig el påverkar dock inte nödvändigtvis hur el produceras, åtminstone inte i ett kortare tidsperspektiv. På kort sikt förskjuts bara elens tilldelade klimatpåverkan från ursprungsmärkt el till residualmixen om fler väljer miljömärkt. Eftersom det är nya bostäder som byggs i Röstånga kan det vara rimligt att välja att titta på just residualmixen istället, eftersom de medför en ökad energianvändning utan motsvarande ökning i produktion. Med residualmixen i beräkningarna är istället det första scenariot det med högst utsläpp. Därmed kan övriga scenarion motiveras då de sänker systemens totala klimatpåverkan. En annan förutsättning för resonemangen ovan är att solceller bidrar med utsläpp kring 50 g CO<sub>2</sub>/kWh. Denna siffra motiveras av litteraturstudien men varierar mycket beroende på källa. Detta beror i sin tur på att olika värden för instrålning används och att solceller kan produceras med mer eller mindre miljövänligt bränsle. Störst inverkan har detta antagande på scenario fyra. Scenario fyra påverkas både direkt i och med den egenanvända sol-elen, men också indirekt i och med vätgaslagringens elektrolysör som drivs av sol-el. Med ett lågt uppskattat värde för sol-elens klimatpåverkan har återigen scenario ett den högsta klimatpåverkan och införandet av fler komponenter sänker denna.

Sammanfattningsvis ökar även kostnaderna med varje scenario, när fler och fler komponenter läggs till i systemet. Andra värden, så som de klimatmässiga eller värdet av att vara självförsörjande, måste därmed kompensera de ökade kostnaderna. Återigen grundas detta resultatet på ett antal antaganden. Exempelvis är kalkylräntan i samtliga investeringar satt till 6 %. Med ett lägre avkastningskrav visar sig solcellsinvesteringen istället vara lönsam i jämförelse med det första scenariot. När det kommer till antaganden om systemens livslängd är det främst energilagringen som medför osäkerheter. Dock skulle en dubblerad livslängd fortfarande innebära ökade kostnader för dessa system, i jämförelse med scenario ett och två. För att få ner kostnaderna för scenario tre och fyra krävs att investeringskostnader förändras. För det första kan scenario fyra klara sin värmeförsörjning med en något mindre värmepump. Ökade investeringskostnader för värmepumpen gynnar på så sätt vätgasscenariot. Även minskade investeringskostnader för solceller gynnar scenario fyra lite extra där en större solcellspark används. Både scenario tre och scenario fyra gynnas dessutom av lägre investeringskostnader för batterier. Där skulle scenario tre blir konkurrenskraftigt jämfört med scenario två om investeringen låg på 1 600 kr/kWh batteri och jämfört med scenario ett om investeringen låg på 100 kr/kWh batteri. Så pass låga kostnader är idag inte rimliga att hitta på marknaden. Kostnader på den nivån förutsätter att bidrag ges, antingen på 73 % eller på 98 % av investeringen. Även scenario fyra är beroende av bidrag för att ekonomiskt kunna konkurrera med andra system. För att komma ner på samma nivå som scenario tre krävs ett bidrag på hela beloppet, nämligen 21 miljoner kronor. Idag finns det inga bidrag för energilagring i dessa storleksordningar utan här behöver antingen pengarna komma från projektbidrag eller så krävs det en stor förändring i de statliga bidragens nivåer. Det sista antagandet som fallstudien undersökt gäller elpriset. Historiskt sett kan spotpriset variera kraftigt så det är troligt att det kommer att fortsätta göra det i framtiden. Ett högre elpris skulle innebära att både scenario två och tre är billigare än scenario ett, vilket bekräftar de mer självförsörjande systemens oberoende.

## 9. Slutsatser

Energisystemet i scenario ett kan i dagsläget motiveras till R:ekobyns framtida bostäder eftersom det i fallstudien visar sig vara det mest ekonomiska och klimatomässigt hållbara alternativet, jämfört med övriga scenarion. Däremot bidrar inte detta system med några nyttor lokalt eller i omgivande system om inte styrning av värmepumpen används. Värmestyrningen orsakar dessutom lägre kostnader och borde därmed undersökas vidare i framtida utredningar.

Energisystemet i scenario två kan också motiveras vara det klimatomässigt mest hållbara alternativet genom att använda ett lägre värde för sol-elens uppskattade klimatompåverkan. Scenario två med solceller kan dessutom motiveras vara det ekonomiskt mest hållbara alternativet, jämfört med övriga scenarion, om en lägre kalkylränta väljs eller om investeringskostnaderna för solcellerna kan erhållas för mindre än 9 800 kr/kWp. Dessutom skulle en viss framtida höjning av elpriset göra detta scenario till det billigaste alternativet. Om energisystemet med solceller väljs till R:ekobyn är det av betydelse att bostädernas tak utformas med så goda förutsättningar för solceller som möjligt.

Energisystemet i scenario tre har i dagsläget inte den lägsta klimatompåverkan men här finns goda förbättringspotentialer. För att ekonomiskt vara ett hållbart alternativ krävs att investeringskostnaderna minskar eller subventioneras med minst 73 procent. Dessutom skulle ett högt elpris göra detta scenario billigare än scenario ett. Detta energisystem kan dock redan idag motiveras till R:ekobyn eftersom självförsörjandegraden är högre än för scenario ett och två samtidigt som kostnaderna och miljöpåverkan är betydligt lägre än för scenario fyra. Systemet kan dessutom bidra med nyttor i omgivande system på grund av dess flexibilitet.

Energisystemet i scenario fyra kan motiveras vara det klimatomässigt mest hållbara alternativet om residualmixen används vid beräkningar av den inköpta elens klimatompåverkan. För att ekonomiskt vara ett hållbart alternativ krävs att en kombination av flera parametrar talar för denna lösning. Främst måste investeringskostnaderna minska. Detta måste sedan ske i kombination med exempelvis låg kalkylränta, lång livslängd för vätagaslagringens komponenter, låga investeringskostnader för solceller och batterier eller höga elpriser. Utöver R:ekobyns klimatompåverkan kan detta energisystem motiveras eftersom självförsörjandegraden är den högsta och systemet kan bidra med nyttor i omgivande system på grund av dess flexibilitet.

Sammanfattningsvis finns det för och nackdelar med samtliga fyra alternativ vilka måste vägas mot varandra. Därför är det av betydelse att berörda diskuterar och prioriterar olika värden innan ett energisystem väljs eller ett annat väljs bort. Denna studie är baserad på ett stort antal antaganden och förutsätter att mer detaljerade undersökningar görs i framtiden innan det slutliga energisystemet byggs. Fram till dess kan dessutom vissa tekniska, ekonomiska och miljömässiga förutsättningar ha förändrats.

## Referenser

- Boverket, 2017. *Vad är primärenergital?*. [Online]  
Available at: <https://www.boverket.se/sv/PBL-kunskapsbanken/regler-om-byggande/boverkets-byggregler/energi-hushallning/vad-ar-primarenergital/>
- Boverket, 2018. *Boverkets byggregler – föreskrifter och allmänna råd, BBR*, u.o.: Boverket.
- Boverket, 2018. *Nära-nollenergibyggnader i Sverige*. [Online]  
Available at: <https://www.boverket.se/sv/byggande/uppdrag/nara-nollenergibyggnader-i-sverige/>  
[Använd 31 januari 2019].
- Bülow-Hübe, H., 2018. *FOJAB arkitekter* [Intervju] (22 oktober 2018).
- Bülow-Hübe, H., 2018. *FOJAB arkitekter* [Intervju] (6 november 2018).
- Bülow-Hübe, H., 2018. *FOJAB arkitekter* [Intervju] (15 oktober 2018).
- Byman, K., 2015. *Elproduktion – Tekniker för produktion av el*, u.o.: IVA-projektet Vägval el.
- Byman, K., 2015. *Lokaliseringsstudie för Power to gas - Systemlösning för framtidens energisystem*, Stockholm: ÅF Infrastruktur AB.
- Byman, K., 2016. *Sveriges framtida elproduktion – en delrapport.*, u.o.: IVA-projektet Vägval el.
- E.ON, 2019. *Elnätsavgiften*. [Online]  
Available at: <https://www.eon.se/foeretag/nattjanster/elnat/el-natsavgiften.html#/prislista-foer-regionnaet>  
[Använd 1 februari 2019].
- Energimarknadsinspektionen, 2018. *Ursprungsmärkning av el*. [Online]  
Available at: <https://www.ei.se/sv/for-energiforetag/el/ursprungsmarkning-av-el/>  
[Använd 4 december 2018].
- Energimarknadsinspektionen, u.d. *Efterfrågefleksibilitet - En outnyttjad resurs i kraftsystemet*, Eskilstuna: Energimarknadsinspektionen.
- Energimyndigheten, 2010. *Värme i villa*, Stockholm: Statens energimyndighet.
- Energimyndigheten, 2014. *Luftvattenvärmepumpar*. [Online]  
Available at: <http://www.energimyndigheten.se/tester/tester-a-o/luftvattenvarmepumpar/>  
[Använd 9 oktober 2018].
- Energimyndigheten, 2015. *Solceller moduler*. [Online]  
Available at: <http://www.energimyndigheten.se/tester/tester-a-o/solceller-moduler/>  
[Använd 3 oktober 2018].
- Energimyndigheten, 2015. *Värmepumparnas roll på uppvärmningsmarknaden - Utveckling och konkurrens i ett föränderligt energisystem, ER 2015:09*, u.o.: Energimyndigheten.
- Energimyndigheten, 2017. *Elkundens bidrag till förnybar elproduktion*. [Online]  
Available at: <http://www.energimyndigheten.se/fornybart/elcertifikatsystemet/om-elcertifikatsystemet/elkundens-bidrag-till-fornybar-elproduktion/>  
[Använd 16 oktober 2018].
- Energimyndigheten, 2017. *Energiläget 2017*, u.o.: Energimyndigheten.

- Energimyndigheten, 2018. *Förklaring av begrepp*. [Online]  
Available at: <http://www.energimyndigheten.se/fornybart/solelportalen/lar-dig-mer-om-solceller/forklaring-av-begrepp/>  
[Använd 12 oktober 2018].
- Energimyndigheten, 2018. *Koppla batterier till solcellerna*. [Online]  
Available at: <http://www.energimyndigheten.se/fornybart/solelportalen/batterier-kopplat-till-solceller/>  
[Använd 16 oktober 2018].
- Energimyndigheten, 2018. *Löpande intäkter efter installation*. [Online]  
Available at: <http://www.energimyndigheten.se/fornybart/solelportalen/vilka-stod-och-intakter-kan-jag-fa/lopande-intakter-efter-installation/>  
[Använd 12 oktober 2018].
- Energimyndigheten, 2018. *Olika typer av solceller*. [Online]  
Available at: <http://www.energimyndigheten.se/fornybart/solelportalen/lar-dig-mer-om-solceller/olika-typer-av-solceller/>  
[Använd 4 oktober 2018].
- Energimyndigheten, 2018. *Skatteregler vid elförsäljning*. [Online]  
Available at: <http://www.energimyndigheten.se/fornybart/solelportalen/vilka-rattigheter-och-skyldigheter-har-jag-vid-installation/skatteregler-vid-elforsaljning/>  
[Använd 1 februari 2019].
- Energimyndigheten, 2018. *Solceller*. [Online]  
Available at: <http://www.energimyndigheten.se/fornybart/solenergi/solceller/>  
[Använd 19 november 2018].
- Energimyndigheten, 2018. *Solcellers miljöpåverkan*. [Online]  
Available at: <http://www.energimyndigheten.se/fornybart/solelportalen/lar-dig-mer-om-solceller/solcellers-miljopaverkan/>  
[Använd 3 oktober 2018].
- Energimyndigheten, 2018. *Stöd som du kan få vid investering*. [Online]  
Available at: <http://www.energimyndigheten.se/fornybart/solelportalen/vilka-stod-och-intakter-kan-jag-fa/stod-vid-investering/>  
[Använd 12 oktober 2018].
- Energimyndigheten, 2019. *Rättigheter och skyldigheter enligt ellagen*. [Online]  
Available at: <http://www.energimyndigheten.se/fornybart/solelportalen/vilka-rattigheter-och-skyldigheter-har-jag-vid-installation/dina-rattigheter-och-skyldigheter-enligt-ellagen/>  
[Använd 1 februari 2019].
- Energimyndigheten, 2015. *Solceller växelriktare*. [Online]  
Available at: <http://www.energimyndigheten.se/tester/tester-a-o/solceller-vaxelriktare/>  
[Använd 3 oktober 2018].
- Gierow, M., 2018. *Kraftringen* [Intervju] (10 december 2018).
- Grahn, M., 2018. *Chalmers University of Technology* [Intervju] (20 december 2018).
- Hansson, M., Johansson, O. & Normark, B., 2014. *Energilager i energisystemet*, u.o.: Power circle.

IEA, 2015. *Technology Roadmap - Hydrogen and Fuel Cells*, Paris: IEA International Energy Agency.

IEA, 2017. *Svensk sammanfattning av IEA-PVPS National Survey Report of PV Power Applications in Sweden 2017*, u.o.: International Energy Agency.

IRENA, 2015. *Battery storage for renewables: Market status and technology outlook*, Paris: IRENA International Renewable Energy Agency.

JRC, 2017. *Updated Electricity Carbon Intensity in the EU Member States in 2013*, Ispra, Italy: European Commission, Joint Research Centre.

Kovacs, P. o.a., 2014. *Jämförande provning av mindre nätanslutna solesystem- En förstudie*, Borås: SP Sveriges Tekniska Forskningsinstitut.

Kraftringen, 2018. *Elnätsavgifter för privatkunder*. [Online]  
Available at: <https://www.kraftringen.se/Privat/El/Elnat/Elnatsavgifter/Elnatsavgifter/>  
[Använd 16 oktober 2018].

Kraftringen, 2018. *Elnätsavgifter för produktion – företag*. [Online]  
Available at: <https://www.kraftringen.se/Foretag/El/Elnat/Elnatsavgifter/Inmatning/>  
[Använd 19 december 2018].

Kraftringen, 2018. *Våra elpriser*. [Online]  
Available at: <https://www.kraftringen.se/Privat/El/Vara-elpriser/>  
[Använd 16 oktober 2018].

Kraftringen, u.d. *Bra att veta om elanslutning*. [Online]  
Available at: <https://www.kraftringen.se/Privat/El/Elnat/elanslutning/>  
[Använd 14 november 2018].

Kraftringen, u.d. *Elnätsavgifter för företagskunder*. [Online]  
Available at: <https://www.kraftringen.se/Foretag/El/Elnat/Elnatsavgifter/elnatsavgifter-for-foretagskunder/>  
[Använd 14 november 2018].

Kraftringen, u.d. *Elnätsavgifter för lågspänning – företag*. [Online]  
Available at: <https://www.kraftringen.se/Foretag/El/Elnat/Elnatsavgifter/elnatsavgifter-for-foretagskunder/Elnatsavgifter-lagspanning-/>  
[Använd 14 november 2018].

Liljeblad, A., 2016. *Framtidens elanvändning - En delrapport*, u.o.: IVA-projektet Vägval el.

Miljö- och energidepartementet, 2018. *Regeringens proposition 2017/18:228 Energipolitikens inriktning*. Stockholm: Miljö- och energidepartementet.

Naturvårdsverket, 2018. *Precisering av Begränsad klimatpåverkan*. [Online]  
Available at: <http://www.naturvardsverket.se/Miljoarbete-i-samhallet/Sveriges-miljomal/Miljokvalitetsmalen/Begransad-klimatpaverkan/Precisering-av-Begransad-klimatpaverkan/>  
[Använd 31 januari 2019].

Naturvårdsverket, 2018. *Precisering av God bebyggd miljö*. [Online]  
Available at: <http://www.naturvardsverket.se/Miljoarbete-i-samhallet/Sveriges-miljomal/Miljokvalitetsmalen/God-bebyggd-miljo/Precisering-av-God-bebyggd-miljo/>  
[Använd 31 januari 2019].

- NIBE, 2018. *Luft/vattenvärmepumpar NIBE F2120*. [Online]  
Available at: <https://www.nibe.eu/sv-se/produkter/varmepumpar/luft-vattenvarmepumpar/NIBE-F2120-34>  
[Använd 5 februari 2019].
- NIBE, 2018. *Prislista Värmeprodukter*, Markaryd: NIBE Energy Systems.
- Nilsson, H.-O., 2019. *Nilsson Energy* [Intervju] (8 januari 2019).
- Nordling, A. & Englund, R., 2015. *Energilagring – Teknik för lagring av el*, u.o.: IVA-projektet Vägval el.
- Nordman, R., 2017. *Undersökning av värmepumpars miljöpåverkan*, u.o.: SP Sveriges tekniska forskningsinstitut och Naturskyddsföreningen.
- NordPool, 2018. *Day-ahead prices*. [Online]  
Available at: <https://www.nordpoolgroup.com/Market-data1/Dayahead/Area-Prices/SE/Monthly/?dd=SE4&view=chart>  
[Använd 25 september 2018].
- NREL, 2012. *Life Cycle Greenhouse Gas Emissions from Solar Photovoltaics*, Golden: National Renewable Energy Laboratory.
- Olausson, J., 2018. *Krafttringen energitjänster* [Intervju] (19 september 2018).
- Pedersen, H. S., 2018. *Green Hydrogen* [Intervju] (20 december 2018).
- Power Cell, u.d. *Fuel cell systems*. [Online]  
Available at: <https://www.powercell.se/en/products/powercell-ps-5/>  
[Använd 5 februari 2019].
- Power Circle, 2018. *Elnätets roll i framtidens energisystem – Möjligheter, hinder och drivkrafter för smarta elnätslösningar*, Stockholm: Power Circle.
- PV Education, u.d. *Measurement of Solar Cell Efficiency*. [Online]  
Available at: <https://pveducation.org/pvcdrom/characterisation/measurement-of-solar-cell-efficiency>  
[Använd 14 november 2018].
- PV Education, u.d. *Solar Cell Efficiency*. [Online]  
Available at: <https://pveducation.org/pvcdrom/solar-cell-operation/solar-cell-efficiency>  
[Använd 14 november 2018].
- Regeringskansliet, 2015. *Bekämpa klimatförändringen*. [Online]  
Available at: <https://www.regeringen.se/regeringens-politik/globala-malen-och-agenda-2030/bekampa-klimatforandringen/>  
[Använd 19 oktober 2018].
- Regeringskansliet, 2015. *Hållbar energi för alla*. [Online]  
Available at: <https://www.regeringen.se/regeringens-politik/globala-malen-och-agenda-2030/billig-och-ren-energi/>  
[Använd 19 oktober 2018].
- Regeringskansliet, 2015. *Hållbar industri, innovationer och infrastruktur*. [Online]  
Available at: <https://www.regeringen.se/regeringens-politik/globala-malen-och-agenda-2030/hallbar-industri-innovationer-och-infrastruktur/>



2030/hallbar-industri-innovationer-och-infrastruktur/

[Använd 19 oktober 2018].

Regeringskansliet, 2017. *Det klimatpolitiska ramverket*. [Online]

Available at: <https://www.regeringen.se/artiklar/2017/06/det-klimatpolitiska-ramverket/>

[Använd 19 oktober 2018].

Regeringskansliet, 2017. *Hållbara städer och samhällen*. [Online]

Available at: <https://www.regeringen.se/regeringens-politik/globala-malen-och-agenda-2030/hallbara-stader-och-samhallen/>

[Använd 19 oktober 2018].

Regeringskansliet, 2018. *Energipolitikens inriktning*. [Online]

Available at: <https://www.regeringen.se/rattsliga-dokument/proposition/2018/04/prop.-201718228/>

[Använd 31 oktober 2018].

Romare, M. & Dahllöf, L., 2017. *The Life Cycle Energy Consumption and Greenhouse Gas Emissions from Lithium-Ion Batteries – A Study with Focus on Current Technology and Batteries for light-duty vehicles*, u.o.: IVL Swedish Environmental Research Institute.

Skatteverket, 2018. *Skattesatser på bränslen och el under 2018*. [Online]

Available at:

<https://www.skatteverket.se/foretagochorganisationer/skatter/punktskatter/energiskatter/skattesatserochvaxelkurser.4.77dbcb041438070e0395e96.html>

[Använd 16 oktober 2018].

SLU, 2018. *Vad är livscykelanalys?*. [Online]

Available at: <https://www.slu.se/institutioner/energi-teknik/forskning/lca/vadar/>

[Använd 18 oktober 2018].

SMHI, 2018. *Solinstrålning i Sverige*. [Online]

Available at: <https://www.smhi.se/kunskapsbanken/meteorologi/solstralning-i-sverige-1.89984>

[Använd 5 februari 2019].

Svensk Kraftmäklare, 2018. *SKM Elcertificate price history (SEK)*. [Online]

Available at: <http://www.skm.se/priceinfo/history/2018/>

[Använd 16 oktober 2018].

Svensson, Y., 2017. *Boverkets föreskrifter om ändring av verkets föreskrifter och allmänna råd (2016:12) om fastställande av byggnadens energianvändning vid normalt brukande och ett normalår; BFS 2017:6 BEN 2*, u.o.: Boverkets författarsamling.

Thörnqvist, J., 2017. *NIBE* [Intervju] (13 december 2017).

Wenham, S., Green, M., Watt, M. & Corkish, R., 2007. *Applied Photovoltaics. Second Edition*. u.o.:u.n.

## Bilaga 1: Definitionen av begrepp

### *Livscykelanalys*

För att bedöma och jämföra olika energisystems klimatpåverkan kan verktyget livscykelanalys, förkortat LCA, användas. En LCA kollar på systemets hela livscykel "från vaggan till graven" vilket betyder att allt från utvinningen av råvaror till återvinning, utsläpp och avfall studeras. Vilka processer som innefattas av analysen beror på studiens systemgränser vilka definieras i fasen mål och omfattning. Mål och omfattning är en av fyra delar av processen med att ta fram en LCA. I denna fas bestäms också den funktionella enheten som relaterar till systemets syfte. För elproduktion kan exempelvis den funktionella enheten vara 1 kWh producerad elenergi. Den andra fasen är inventering, förkortat LCI, där flöden definieras och data samlas in. Den tredje fasen är klimatpåverkansbedömning där flöden delas in i olika klimatpåverkanskategorier exempelvis landanvändning, klimatpåverkan och försurning. Den sista fasen i processen med att göra en LCA är tolkningen av resultaten. Dessa fyra faser sker inte linjärt utan hela processen är iterativ vilket innebär ett ständigt utbyte mellan delarna (SLU, 2018).

### *Uppvärmning*

Uppvärmning av bostäder kan ske i vattenburna värmesystem. Det vattenburna systemet får då sin värme från någon värmekälla exempelvis fjärrvärme, värmepump, solvärme eller pelletspanna (Energimyndigheten, 2010). Dessa kan även kombineras och värmekällorna kan då använda samma ackumulatortank vilket gör systemet flexibelt, även vid framtida förändringar. Värmen kan sedan distribueras i fastigheten antingen via radiatorer eller som golvvärme. Vilket system som väljs kan vara en fråga om tycke och smak. En fördel med radiatorer är att rummets värmebehov snabbt anpassas. Fördelar med golvvärme är att det kan ge en god komfort och väggfasta element som tar utrymme kan undvikas. Oavsett vilket system som väljs så är system med lägre temperatur effektivare och mer energisnåla än system med hög temperatur. Exempelvis kan värmepumpar då arbeta med en högre verkningsgrad. För att styra temperaturen till radiator- eller golvvärmekretsen används en blandningsventil (shunt-ventil) som vid behov släpper in nytt varmvatten till det cirkulerande vattnet i radiatorkretsen. På så sätt anpassas framledningstemperaturen där ett styrsystem mäter och anpassar ventilen för att få den önskade inomhustemperaturen. Det är viktigt med bra fungerande styrsystem för att hålla nere värmeförbrukningen. Där kan även aktiv tidsreglering bidra genom att sänka temperaturen när värmen inte efterfrågas, exempelvis på natten eller när huset står tomt (Energimyndigheten, 2010). I en fastighet finns en termisk tröghet vilket gör att värmeförbrukningen dessutom kan styras ner några timmar utan att påverka komforten för att undvika effektoppar. Mer information om detta finns i kapitel 2.3 Efterfrågefleksibilitet.

Vid beräkning av en bostads primärenergital uppskattas uppvärmningsbehovet utifrån husets prestanda och utformning, exempelvis mängden isolering och husens form. Detta kan göras antingen med mätning eller med beräkningar. Dessutom uppmanar Boverket i BEN, Boverkets föreskrifter om fastställande av byggnadens energianvändning vid normalt brukande och ett normalår, att ett värdringspåslag görs på 4 kWh/m<sup>2</sup> (Svensson, 2017). I uppvärmningsbehovet ingår också energin för att eftervärmning av tilluften med FTX. FTX är en typ av ventilation där frånluften förvärmer tilluften med värmeväxlare. Utifrån krav på lägsta temperatur i tilluften (18 grader Celsius) kan eftervärmningen behövas i storleksordningen 2 kWh/m<sup>2</sup>. Till sist ska även kulvertförluster tas med när uppvärmningsbehovet uppskattas och 2 kWh/m<sup>2</sup> läggs därför på utifrån schablonvärden.

### *Komfortkyla*

Komfortkyla är den levererade kyl- eller energimängd som används för att sänka innetemperaturen (Boverket, 2018). Komfortkyla används nästan uteslutande i lokaler (Olausson, 2018).

### *Tappvarmvatten*

På samma sätt som för uppvärmningen värms tappvarmvattnet upp av värmeväxlare i kombination med exempelvis en varmvattensvärmepump eller en pelletspanna. Vid beräkning av en byggnads energianvändning ska, enligt boverkets brukarindata, värdet för tappvarmvatten sättas till  $25/\eta_{tvv}$  kWh/m<sup>2</sup>  $A_{temp}$  år, där  $\eta_{tvv}$  är årsverkningsgraden för värmekällans produktion (Svensson, 2017). I flerbostadshus kan ett cirkulerande varmvattensystem vara nödvändigt. Varmvattencirkulation förkortas VVC och systemet medför att ca 4 kWh/m<sup>2</sup> bör läggas på när  $E_{tvv}$  uppskattas.

### *Fastighetsenergi*

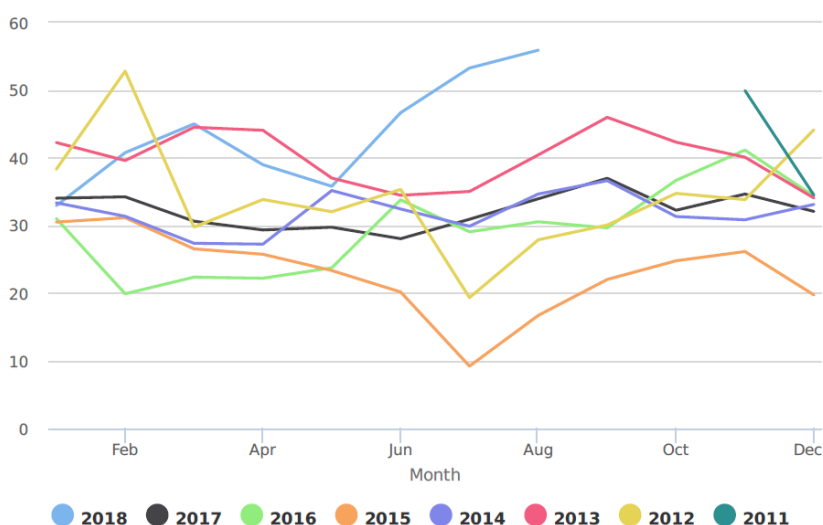
Med begreppet fastighetsenergi menas exempelvis energin till den fasta belysningen i allmänna utrymmen och energi som används i värmekablar, pumpar, fläktar, motorer, styr- och övervakningsutrustning (Boverket, 2018). Störst påverkan på hur mycket fastighetsenergi som används har driftelen till ventilationssystem (Olausson, 2018). Detta beskrivs med parametern specifik fläkteffekt, SFP, vilken definieras som summan av eleffekten för samtliga fläktar som ingår i ventilationssystemet dividerat med det största av tilluftsflödet eller frånluftsflödet och har enheten kW/(m<sup>3</sup>/s) (Boverket, 2018). Vid från- och tilluft med återvinning (FTX) bör SFP inte överskrida 2,0 kW/(m<sup>3</sup>/s). Fastighetsenergin hamnar vanligtvis kring 10 kWh/m<sup>2</sup> (Bülow-Hübe, 2018).

### *Hushållsenergi*

Hushållsenergin innefattar den el som används till bland annat diskmaskin, tvättmaskin, spis, kyl, frys, och andra hushållsmaskiner samt belysning, datorer, TV och annan hemelektronik (Boverket, 2018). Enligt boverkets brukarindata (BEN) för ska hushållsenergi uppskattas till 30 kWh/m<sup>2</sup>  $A_{temp}$  år varav 70 % kan tillgodogöras under uppvärmningssäsongen (Svensson, 2017). Hushållsenergin ingår inte vid beräkandet av primärenergital.

## Bilaga 2: Elpriset

Det finns många olika elhandelsbolag med olika erbjudanden på elpriser. I Röstånga som ligger i elområde 4 erbjuder exempelvis kraftringens elhandelsbolag ett rörligt elpris på cirka 64 öre/kWh exkl. moms, där spotpriset och elcertifikatavgiften ingår. Sedan tillkommer ett påslag på ca 2 öre/kWh beroende på bindningstid samt en fast avgift på 252 kr (Kraftringen, 2018). Spotpriset bestäms av den nordiska elbörsen NordPool och varierar kraftigt, se figur 26. Idag ligger priserna kring 50 EUR/MWh vilket är högre än trenden de senaste sju åren och motsvarar cirka 50 öre/kWh. Elcertifikatavgiften beror på att elleverantörer har en kvotplikt vilket innebär att de beroende på sin elförsäljning måste köpa en viss andel elcertifikat. De senaste tre åren har den genomsnittliga kostnaden för elkunden varit 3 öre/kWh (Energimyndigheten, 2017).



Figur 26: Elpriset i EUR/MWh (Day-ahead prices per månad) (NordPool, 2018).

I Röstånga är det Kraftringen som äger nätet vilket betyder att bostäder i byn betalar elnätsavgifter till Kraftringen. Elnätsavgiften varierar beroende på kund. För privatkunder består den av en fast del som beror på byggnadens säkring samt en elöverföringsavgift på 22 öre/kWh. Även företagskunder betalar en årlig abonnemangavgift beroende på säkring samt en något lägre överföringsavgift på 17,6 öre/kWh. Alla priser är här presenterade exkl. moms (Kraftringen, u.d.).

I det fall företagskundens säkring är över 200 A, räknas kunden istället som lågspänning effektkund på Kraftringen. Från och med 1 januari 2019 gäller då en fast avgift på 6 000 kr/år där elsäkerhetsavgift, nätövervakningsavgift och elberedskapsavgift ingår (Kraftringen, u.d.). De rörliga avgifterna innebär för det första en abonnemangavgift på 228 kr/kW vilken beror på den högsta entimmes-effekten under året och för det andra en effektagift på 535 kr/kW utifrån medelvärdet av de två högsta månadsvärdena för entimmes-effekten under januari-mars och november-december. Dessutom tillkommer en energiavgift/överföringsavgift på 7,5 öre/kWh. Alla priser är exkl. moms.

På kundens elräkning tillkommer även energiskatten, vilken 2018 ligger på 33,1 öre/kWh (Skatteverket, 2018). Dessutom tillkommer för privatpersoner även moms på 25 % (Kraftringen, 2018).

Vid nybyggnation måste fastigheterna anslutas till elnätet. Kostnaderna för anslutningen täcks av en engångsavgift som beror på huvudsäkringens storlek samt avståndet till närmaste nätstation, se tabell 21. I anslutningsavgiften ingår kabel fram till leveranspunkten.

Tabell 21: Kostnaderna för anslutning. Alla priser är presenterade exkl. moms (Kraftringen, u.d.).

<b>Säkring</b>	<b>Zon 1 0-200 m</b>	<b>Zon 2 200-600 m</b>	<b>Zon 3 600-1 200 m</b>
16-25 A	22 100 kr	22 100 kr + 189 kr/m	97 700 kr + 112 kr/m
35-63 A	33 000 kr	33 000 kr + 189 kr/m	Offert
80-125 A	51 500 kr	Offert	
160 A	67 000 kr		
200 A	82 500 kr		
Över 200 A	Offert		

## Bilaga 3: Sälja överskottsel

Vid försäljning av överskottsel finns det en rad olika möjliga intäkter vilka illustreras i figur 27 och beskrivs nedan.

Vid inmatning av el på elnätet tar vanligen elnätsbolaget ut en avgift vilket inte behövs om solcellsanläggningens effekt är högst 43,5 kW och huvudsäkring högst 63 ampere (Energimyndigheten, 2019). Hos Kraftringen behövs inte heller denna avgift för större anslutningar så länge anslutningen är vid lågspänning och om inmatningen sker via samma huvudsäkringar som uttaget. Dessutom måste mängden uttagen energi från nätet under kalenderåret överstiga mängden inmatad energi till nätet (Kraftringen, 2018). Vid inmatning betalar sedan elhandelsbolaget ut en ersättning för den nätnytta de erhåller vid extra inmatning av el på elnätet. Nätnytan ligger på några ören per kWh utmatad på elnätet (Energimyndigheten, 2018) vilket varierar mellan olika elnätsbolag. Hos Kraftringen ligger den på 5 öre/kWh för lågspänning (Kraftringen, 2018).

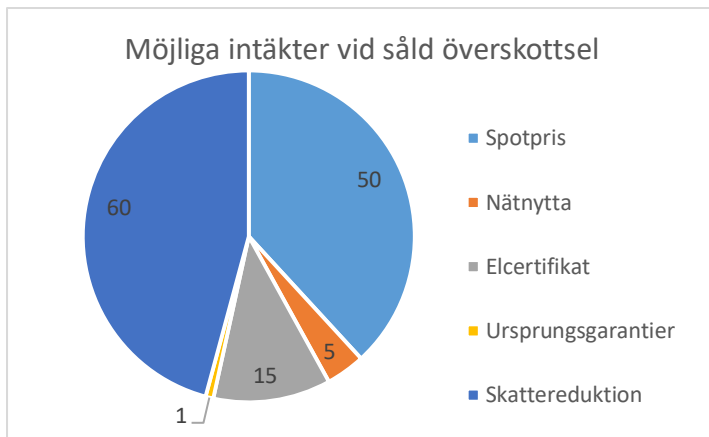
När överskottsel matas ut på elnätet erhålls idag en skattereduktion på 60 öre/kWh. Maximalt går det att få reduktion för 30 000 kWh eller 18 000 kronor per år och anslutningspunkt. I de fall då mer el matas ut på elnätet än vad som köps ges inte skattereduktion på den mängd el som överstiger uttaget. En annan förutsättning för att få ta del av denna skattereduktion är att säkringen i anslutningspunkten inte överstiga 100 ampere. Det är regeringen som beslutar om nivå och villkor för reduktionen vilka därmed kan ändras under solcellsanläggningens livslängd (Energimyndigheten, 2018).

När det kommer till energiskatten, en skatt som vanligtvis alla som producerar eller överför el vanligtvis ska betala, finns det krav att solcellsanläggningen ska ha 255 kW eller mindre i topp effekt, annars tillkommer denna skatt (Energimyndigheten, 2018). Även organisationer och företag med flertalet mindre anläggningar vars sammanlagda effekt överstiger 255 kW har en skattesänkning och betalar sedan 2017 0,5 öre/kWh för den egenanvända elen (Energimyndigheten, 2017).

En annan viktig aspekt vid försäljning av el är att elen är momsbefriad om inkomsterna inte är mer än 30 000 kr per år. I det fall då fastigheten har andra inkomster får dessa tillsammans med elförsäljningen inte överträda 40 000 kr för att vara befriad från inkomstskatten (Energimyndigheten, 2018)

Dessutom kan den som producerar el med solceller få ett elcertifikat per producerad MWh el vilket ger en löpande intäkt i 15 år. Dessa certifikat säljs på en öppen marknad där priset varierar beroende på tillgång och efterfrågan. För att få elcertifikat för all producerad el måste en egen mätare införskaffas, annars är det överskottsel som matas in på elnätet som det går att få elcertifikat för (Energimyndigheten, 2018). Priset på elcertifikat har sjunkit mellan 2009 och 2015 (Byman, 2015), och ligger idag på ca 15 öre/kWh (Svensk Kraftmäklare, 2018).

Ursprungsgarantier ger också löpande intäkter. För varje producerad MWh el från solceller erhålls en ursprungsgaranti. Enligt energimyndigheten är marknadsvärdet på ursprungsgarantier från solenergi i dagsläget ungefär ett öre/ kWh (Energimyndigheten, 2018).



Figur 27: Möjliga intäkter vid försäljning av överskottsel i öre/kWh.