

Solceller på Sysavs återvinningscentraler och avfallsanläggningar

- en undersökning av potentialen för produktion av solel

Sara Wallén

Juni 2022



LUND
UNIVERSITY

*Examensarbete vid Lunds tekniska Högskola
Institutionen för Energivetenskaper
VT 2022*

Detta examensarbete på civilingenjörsnivå har genomförts vid Institutionen för Energivetenskaper, Lunds Universitet – LTH, samt vid Sysav i Malmö.Handledare på Sysav har varit Martina Andersson. Handledare på LTH har varit universitetslektor Martin Andersson och examinator på LTH har varit Kerstin Sernhed.

© Sara Wallén 2022

Institutionen för Energivetenskaper
Lunds Universitet – Lunds tekniska Högskola

ISRN: LUTMDN/TMHP-22/5503-SE
ISSN: 0282-1990

Lund 2022

Sammanfattning

Dagens samhälle håller på att elektrifieras och mer förnybar energi behövs, speciellt i södra Sverige där förbrukningen av el är betydligt högre än produktionen. Även elpriserna håller på att förändras och är just nu på väldigt höga nivåer. Sysav är ett avfallsaktiebolag i Skåne med 16 anläggningar, däribland soptippar även kallade deponier. Sysav vill bidra till den förnybara energiproduktionen genom att installera solceller på deras anläggningar.

Denna studie har som syfte att undersöka förutsättningarna för att installera solceller på två utvalda anläggningar hos Sysav. Syftet var även att ge en bild över den ekonomiska investering som krävs och om den skulle bli lönsam. Målet var att ge insikt i hur solceller kan användas av Sysav, eventuella tillstånd som behövs och olika installeringsmetoder, samt även en investeringskalkyl. Undersökningen delades in i två fall, fall 1 tittade på deponin och fall 2 undersökte återvinningscentralen, ÅVC:en. På ÅVC:en undersöktes även batterilagring som en möjlighet.

Det genomfördes intervjuer med personer inblandade i solcellsprojekt på deponier och även med solcellsleverantörer och länsstyrelsen. Studiebesök på de valda anläggningarna genomfördes för att skapa en bild över förutsättningarna på platsen. Den möjliga elproduktionen simulerades i System advisor model (SAM), som sedan användes för att genomföra investeringskalkylen. Denna använde ett flertal olika metoder däribland; nuvärdesmetoden, interränta och återbetalningstid. Även Levelized cost of energy (LCOE) beräknades. För kalkylen användes två olika elpriset, elpris 1 som baserades på det genomsnittliga spotpriset år 2012 - 2020 och elpris 2 som baserades på genomsnittliga spotpriset år 2021-2022. Där elpris 2 är betydligt högre än elpris 1. Beräkningarna för ÅVC:en tittade även på olika grader av egenanvändning, det vill säga hur stor grad av den producerade elen som användes direkt på anläggningen.

Det visade sig att deponin har plats till en 5 MWp solcellsanläggning, vilket resulterar i en investering på runt 39 miljoner kronor. Denna investering blir lönsam om elpriset är högt, enligt elpris 2. Investeringskalkylen får då en återbetalningstid på 6 år, internräntan blir 14 % vilket är högre än kalkylräntan på 5.5 % och nuvärdet blir 79.6 miljoner kronor. Installeringen på deponin kan ske med flera olika metoder, till exempel ballast system i form av betongfundament eller plastlådor. Det finns även metoder med markskruv eller TreeSystem som formar ett rotsystem i marken. Dock kommer tillsynsmyndigheten behöva godkänna installeringen, med kravet att det inte skadar sluttäckningen av deponin.

På ÅVC:en får det plats en 45 kWp anläggning som medför en investering på 527 tusen kronor utan batterilagring och 992 tusen kronor med batterilagring. Resultatet visade att en solcellsanläggning med batterilagring inte kommer vara lönsam, varken för elpris 1 eller elpris 2, eftersom kostnaden för batteriet är för hög. Investeringen utan batteri bli lönsam för elpris 2 men även för elpris 1 om egenanvändningen kan hållas på en hög nivå, nära 100 %. Detta då inköpspriset på el är högre än försäljningspriset och en högre grad egenanvändning leder till en större sparad kostnad. Investeringskalkylen visade att för elpris 2 blir återbetalningstiden mellan 7-9 år, där 7 år är för 100 % egenanvändning. Internränta blev mellan 10-12 %, där 12 % är för den högsta egenanvändningen. Nuvärdet blev mellan 781-983 tusen kronor, där 983 tusen kronor är för 100 % egenanvändning. Då den tillgängliga ytan på ÅVC:en som är lämpad för solceller är begränsad, är det inte möjligt för ÅVC:en att bli självförsörjande av el under året.

Avslutningsvis visade arbetet att solceller på deponin och ÅVC:en är en ekonomiskt lönsam investering så länge elpriset håller sig högt. Även om elpriset skulle sjunka finns det andra aspekter att ha hänsyn till. Till exempel hur det använder deponins annars svåransvända yta och hur det bidrar med förnybar el till samhället. Dock finns det ändå stora osäkerheter i framtidens elpris och även i priset på solceller, vilket gör det till en riskfylld investering.

Nyckelord: deponi, solceller, återvinningscentral, solel, lönsamhet

Abstract

Today's society is moving towards electrification. This means that more renewable energy is needed. In the southern parts of Sweden the energy consumption is far greater than the production and the electricity prices are rising. Sysav is a company that takes care of the waste and recycling. They have 16 facilities in the south of Skåne, including landfills. Sysav has a vision to contribute to the renewable energy production by installing solar panels on their facilities and landfills.

This study aims to examine the conditions for installing solar panels on two chosen facilities. The intent is also to give an idea of the financial investment and whether it is profitable or not. The goal is to present a plan for how solar panels can be used by Sysav, any permits needed, the installation method and also the investment calculations. The investigation is divided into two cases. Case 1 looks at the landfill Måsålycke and case 2 looks at Bunkeflo recycling center. In case 2 the usage of battery storage is also examined.

Interviews were conducted with persons involved in solar projects on other landfills, PV-system suppliers and the county administrative board. Visits on the chosen facilities was made to look further into the specific conditions on that site. The possible electricity production was simulated using System advisor model (SAM). This was later used to aid the financial calculations. The calculations used a few different methods such as net present value, Pay-back, internal rate of return and levelized cost of electricity, LCOE. The calculations were made with two different electricity prices, price 1 was based on the average spot price between 2012-2020 and price 2 was based on the average from 2021-2022. In this case price 2 is considerably higher than price 1. The calculations of the recycling central also looked at different levels of self-use, meaning the level of produced electricity to be used directly at the facility.

It was shown that the landfill could house a 5 MWp PV-system, resulting in an investment of 39 million SEK. This investment would be profitable if the electricity price stayed at a high level, like price 2. The calculations showed a pay-back time of 6 years, the internal rate of return was 14 % and the net present value was 79.6 million. The installation of solar panels on the landfill can be made using different methods. It could be made using a ballast system with concrete foundations or a method using plastic boxes. It could also be made using ground screws or the TreeSystem that forms a root system in the ground. However, the supervisory authority of the landfill must approve the installation with the requirement that it does not damage the final coverage of the landfill.

The recycling center has the space for a 45 kWp PV-system. This results in an investment of 527 thousand SEK without battery storage and 992 thousand SEK with battery storage. The result showed that using battery storage will not be profitable, because the cost of the battery is too high. The investment without the battery is profitable when using electricity price 2, the higher price. It was also shown that it was profitable if there was a high level of self-use, close to 100 %. Since the electricity price for buying is higher than for selling a higher level of self-use results in more savings from not having to buy the electricity. The calculations showed that for electricity price 2, depending on the level of self-use the pay-back time was between 7-9 years, where 7 years is for 100 % self-use. The internal rate of return was between 10-12 % and the net present value was between 781-983 thousand SEK, where 12 % and 983 thousand SEK was with 100 % self-use. The space for solar panel at the recycling central is limited and the available space is not enough to be able to be self-sufficient of electricity during the year.

Conclusively, the study showed that solar panels on the landfill and recycling central is profitable if the electricity prices stay at a high level, like in price 2. Even if the electricity price is decrease there are other aspects to consider as well, like the sustainable image it provides or how it uses an otherwise unusable space, that is the landfill, to contribute with something good to the society. However, the high uncertainty of future electricity prices and the solar market makes the investment a financial risk.

Keywords: landfill, solar energy, profitability, recycling center, PV-system

Förord

Detta examensarbete inom civilingenjörsutbildningen i elektroteknik genomfördes under vårterminen 2022 på Lunds tekniska högskola. Arbetet genomfördes på uppdrag av Sysav. Det har varit väldigt spännande och lärorikt att jobba med detta examensarbetet. Jag hoppas att arbetet kommer till nytta och hjälper Sysav producera egen förnybar energi.

Jag vill tacka min handledare Martina Andersson på Sysav för all hjälp och stöd genom hela processen. Jag vill även tacka Fredrika Stranne och Maria Birgersson för det extra stödet och snabba svar på alla mina frågor. Tack också till personalen på Måsalyske och Bunkeflo anläggningarna.

Ett stort tack till min handledare Martin Andersson på LTH som tagit sig tid att svara på mina frågor och komma med viktiga synpunkter för att förbättra rapporten.

Tack även till Madeleine Brask på Susaina Link för att du fungerat som ett extra stöd och säkerhet under arbetets gång.

Sara Wallén

Lund, Juni 2022

Innehåll

1	Inledning	7
1.1	Syfte, mål och frågeställningar	7
1.2	Rapportens omfattning och avgränsningar	8
1.3	Disposition	8
2	Bakgrund	9
2.1	Solenergi	9
2.1.1	Solceller	9
2.1.2	Solcellsanläggningar	9
2.1.3	Inverkan på solcellen från skugga.	11
2.1.4	Solinstrålning	13
2.1.5	Kostnad för en solcellsanläggning	13
2.2	Batterilagring	14
2.2.1	Batteri	14
2.3	Sysavs anläggningar	15
2.3.1	Måsalys	15
2.3.2	Bunkeflo	16
2.4	Deponi	17
2.4.1	Säkerhet och installation	17
2.5	Tillstånd och bygglov	18
2.6	Installation på tak och mark	18
2.7	Miljö och hållbarhet	21
2.8	Elnätet, elmarknaden och elpriset.	21
2.8.1	Elmarknaden	21
2.8.2	Elpris	22
2.8.3	Sälja el	24
2.8.4	Skattereduktion	24
2.8.5	Elnätet	24
2.8.6	Elnäts påverkan från solceller	24
2.8.7	Ansluta till elnätet	25
2.9	Lönsamhet	26
2.9.1	Återbetalningstid	26
2.9.2	Nuvärde	26
2.9.3	Internränta	27
2.9.4	LCOE	27
3	Metod	28
3.1	Datainsamling	28
3.1.1	Intervjuer	28
3.1.2	Studiebesök	28
3.2	Simulering	29
3.3	Investeringskalkyl	32
3.3.1	Antagande för Fall 1 – Deponi	34
3.3.2	Antagande för Fall 2 – ÅVC	34
4	Resultat	36
4.1	Resultat från Fall 1 - Deponi	36
4.1.1	Lönsamhet för Fall 1	37
4.1.2	Solcellsanläggningar på deponier som finns idag	38
4.1.3	Svårigheter med installation på deponi	39
4.2	Resultat från Fall 2 – ÅVC	40
4.2.1	Lönsamhet för Fall 2	42
4.2.2	Lönsamhet för Fall 2 - Med batterilagring	42

5	Analys och diskussion	44
5.1	Fall 1 - Deponi	44
5.1.1	Ekonomisk lönsamhet för deponin	44
5.1.2	Installeringsmetod på deponi	45
5.2	Fall 2 - ÅVC	46
5.2.1	Ekonomisk lönsamhet på ÅVC	46
5.2.2	Installering och självförsörjning	47
5.3	Ägande och hållbar investering	49
5.4	Metoddiskussion	49
5.5	Osäkerheter i studien	50
5.6	Framtiden och vidare studier	51
6	Slutsats	52
	Referenser	53
A	Intervjufrågor	58

1 Inledning

Vi lever i ett högteknologiskt samhälle som redan idag har ett stort behov av elektricitet. Men vad kommer hända när vi fortsätter att elektrifiera samhället och elbehovet ökar? Kommer den elektriska energin att räcka till? Redan idag ställer det höga elbehovet till med problem. Under hösten 2021 uppstod det en elkris som ledde till extremt höga elpriser. Detta till följd av det höga elbehovet och oförmågan hos Sverige och våra grannländer att producera tillräckligt med el (Energiföretagen, 2022a). Sverige har som mål till 2040 att ha 100 % förnybar elproduktion. Även EU har energimål relaterade till elproduktionen som säger att till 2030 ska andelen förnybar elproduktion i deras medlemsländer vara 32% (Energimyndigheten, 2020).

Det är inte bara behovet av elektricitet som spelar roll utan världen står även inför en klimatkris. Vi behöver mer förnybar energi som inte medför stora koldioxidutsläpp eller miljöpåverkan. Ett sätt att producera förnybar energi är med solceller. Solceller använder solenergi och omvandlar den till elektrisk energi. Det krävs dock stora ytor för att kunna producera den mängden energi som vi behöver (Naturskyddsföreningen., 2021). Detta ställer då frågan vilka ytor som ska användas till energiproduktion. För att klara klimatmålet om förnybar energi och producera tillräckligt med el för den ökade elektrifieringen är solceller en viktig komponent. I Skåne är potentialen för solceller stor. Men markanläggningar byggs idag oftast på jordbruksmark, vilket är en målkonflikt, där valet står mellan livsmedelproduktion och elproduktion. Länsstyrelsen Skåne tillsammans med Solar Region Skåne har ett projekt som kallas Solmarken där de söker efter alternativa ytor för solcellsparkar som har färre målkonflikter. En typ av yta som undersöks är deponier (Länsstyrelsen Skåne, 2022). Det finns även två skånska städer, Malmö och Lund som är med i EUs satsning kallad Cities Mission. Cities Mission går ut på att några utvalda städer ska försöka bli klimatneutrala till 2030. Målet innebär bland annat ökning av förnybar energi och minskade koldioxidutsläpp. Solceller är ett steg på vägen för att uppfylla dessa mål (Europeiska kommissionen, 2022).

Förnybar energi kommer också med utmaningar. Produktionen av förnybar energi är väldigt beroende av icke kontrollerbara resurser. Om det inte är soligt är elproduktionen från solcellerna låg och om det inte är rätt vindförhållande så producerar inte vindkraftverken el. Detta medför svårigheter med att garantera tillräckligt med el i elnätet för att täcka behovet. Det leder också till spänningsvariationer i elnätet som kan få konsekvenser både för konsumenterna och elnätsbolagen (Saarinen, 2017).

Sysav är ett avfallsbolag i sydvästra Skåne som verkar för ett samhälle med cirkulära flöden och fokuserar på hållbar produktion och konsumtion. Sysav vill därför undersöka sina möjligheter att bidra med förnybar energi till samhället och minska sina koldioxidutsläpp genom att producera el från solceller. Detta vill de göra genom att undersöka förutsättningarna för att deras soptippar, även kallade deponier, kan användas för att producera solceller och på så sätt bidra med el till elnätet. De vill även undersöka hur solceller kan användas på deras återvinningscentraler och då använda elen direkt på plats med målet att bli självförsörjande över året. För denna studie har två anläggningar undersökts. Måsalücke deponi och Bunkeflo återvinningscentral. Just deponier kräver speciell hänsyn då marken inte består av vanligt material utan i stället av avfall som sedan täcks i en så kallad sluttäckning. Då avfallet i deponin kan vara skadligt och får inte läcka ut måste en eventuell installation på deponin ske utan att skada sluttäckningen (Mårtensson & Skoglund, 2014).

1.1 Syfte, mål och frågeställningar

Syftet med detta arbete är att undersöka förutsättningarna och möjligheterna för Sysav att implementera solceller på de två valda anläggningarna. Detta för att bidra till energitutvecklingen, Sveriges miljömål samt att göra Sysavs verksamhet mer hållbar. Att använda solceller på anläggningarna kan även bidra till elförsörjningen i Skåne samt minska Sysavs beroende av elnätet. Syftet är också att ge en överblick över den ekonomiska investeringen som krävs och om det skulle bli ekonomiskt lönsamt.

Målet med arbetet är att redovisa en plan för hur solceller kan användas, hur processen med tillstånd och installation kan genomföras samt presentera en investeringskalkyl. Arbetet kommer att rikta sig

på två olika anläggningar, Bunkeflo återvinningscentral, även kallad Bunkeflo ÅVC och Måsalycke deponi. Arbetet kommer även gå in på anläggningsspecifika förutsättningar på de valda platserna, speciellt relaterade till den unika situationen som en deponi medför.

Frågeställningar formuleras enligt följande:

- Förutsättningarna att installera solceller på en deponi är speciella på grund av att man inte får skada deponins sluttäckning. Vilka lösningar för att installera solceller finns på marknaden idag och vilka för- och nackdelar medför dessa vid användning på deponin?
- Vilken elförsörjningspotential skulle solcellsinstallationer på de två valda anläggningarna bidra med?
- Vilka förutsättningar finns på Bunkeflo ÅVC för att kunna installera en solcellsanläggning?
- Är det möjligt att Bunkeflo ÅVC kan bli självförsörjande på en årsbasis?
- Under vilka förutsättningar kan en investering i solcellsanläggningar på Måsalycke deponi och Bunkeflo ÅVC bli lönsamma för Sysav?

1.2 Rapportens omfattning och avgränsningar

Rapporten håller sig till att undersöka två olika anläggningar och möjligheterna som finns på dessa två. Anläggningarna har bestämts till Måsalycke deponi och Bunkeflo återvinningscentral. Den investeringsanalys som tagits fram är endast en uppskattning då det är omöjligt att förutse framtidens energimarknad. Det är inte heller möjligt att avgöra exakta kostnader för material, arbete och solcellspaneler.

1.3 Disposition

Kapitel 2 ger en bakgrund till relevanta områden. Där presenteras information om solcellsanläggningar, deponier och elmarknaden. Det presenteras även förklaringar kring investeringskalkyler, tillståndsprocesser och installationsmetoder. Även de valda anläggningarna kommer beskrivas.

Metoden för undersökningen beskrivs i kapitel 3. Där beskrivs hur datainsamlingen genomfördes, hur elproduktionen simulerades och vilka antaganden som användes för investeringskalkylen. Kapitel 4 redovisar resultatet av undersökningen. Kapitel 5 är en diskussion och analys av resultatet. I detta kapitel sker en diskussion kring den valda metoden och resultatet som visades i kapitel 4. Det presenteras även osäkerheter och förslag på vidare studier. Rapporten avslutas med en slutsats i kapitel 6.

2 Bakgrund

Detta kapitel börjar med att förklarar solceller och hur solcellsanläggningar är uppbyggda och fungerar. Sedan förklaras batterilagring och de valda anläggningarna beskrivs. Därefter beskrivs en deponi och de risker som finns. Kapitlet försätter sedan med att förklara vilka tillstånd och bygglov som kan behövas och några olika installeringsmetoder som finns. Vidare beskrivs miljöpåverkan från solcellerna, innan elnätet och elmarknaden presenteras. Kapitlet avslutas med att beskriva de metoder för investeringskalkylering som använts.

2.1 Solenergi

2.1.1 Solceller

Solceller är en produkt som omvandlar solens strålar till elektrisk energi. När solens strålar träffar solcellen uppstår elektrisk spänning mellan framsidan och baksidan av cellen. När dessa sedan kopplas samman med en kabel kommer elektronerna att röra sig från sida till sidan och det skapas en elektrisk likström. Genom att seriekoppla flera celler kan sedan en större likström uppnås (Solkompaniet, u. å.).

Det finns flera olika typer av solceller. De vanligaste är monokristallina, polykristallina och tunnfilmssolceller. Det är främst mono- och polykristallina solceller som dominerar marknaden. De monokristallina solcellerna har rundade kanter i stället för att vara helt rektangulära, så att de enklare kan sättas ihop till solcellsmoduler. De är lite dyrare än de polykristallina då de har en mer komplicerad tillverkningsprocess. De har en verkningsgrad runt 15-22 procent. De polykristallina solcellerna är helt rektangulära och är enklare att tillverka, vilket leder till ett lägre pris jämfört med de monokristallina. De har en verkningsgrad runt 15-17 procent. Tunnfilmssolceller har en väldigt låg materialåtgång och finns i flera olika typer beroende på materialet som används. Tunnfilmssolceller är generellt dyrare, men de har fördelen att de är böjbara och kan därför placeras på ytor som annars inte hade passat för solceller. De har en verkningsgrad på runt 10-16 procent (Energimyndigheten, 2019).

Utöver solcellernas verkningsgrad kommer även solcellernas funktionalitet permanent att försämrats med tiden. Det kallas degradering. Normalt säljs solceller med en garanti att de ska behålla minst 80 % av den ursprungliga effektiviteten under sin livstid som vanligen är mellan 25-30 år. Detta gör att den årliga degraderingen maximalt får vara mellan 0.7 % och 0.9 %. Degraderingen går att räkna enligt ekvation 1 (Carlsen m. fl., 2018).

$$d = 1 - g^{1/t} \quad (1)$$

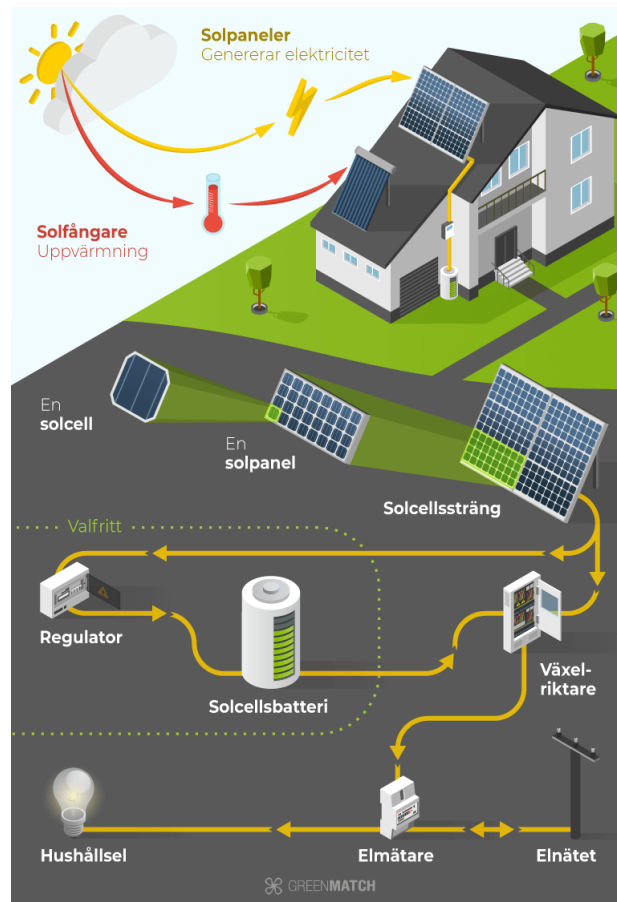
Där d ger den procentuella degraderingen, t är livslängden och g är den garanterade effekten under livslängden. I genomsnitt är den årliga degraderingen dock lägre, mellan 0.3-0.5%. Det finns flera anledningar till degradering. De tre vanligaste är potential-inducerade degradering, ljus-inducerad degradering och fysisk påfrestning (Carlsen m. fl., 2018).

Livslängden på en solcell som uppfyller kvalitetskraven brukar vara minst 30 år, men med bra förutsättningar är den betydligt längre. I Sverige har vi lägre instrålning och temperaturer än på många andra platser i världen, vilket är en fördel när det kommer till livslängdsfrågor (Rise, 2019).

2.1.2 Solcellsanläggningar

För att bygga en solcellsanläggning så sätter man samman flera solceller till en modul, modulerna bildar sedan en solcellspanel och panelerna skapar tillsammans en sträng. Utöver solceller behövs det även andra komponenter för att få systemet att producera el. Figur 1 illustrerar en solcellsanläggning och dess komponenter. Den el som solcellerna producerar är likspänning, DC, men för att kunna använda elen på samma sätt som vi använder elen i elnätet, måste den omvandlas till växelspanning,

AC. Detta görs med en växelriktare. Ett solcellssystem har ofta även en eller flera optimerare. Dessa används för att minska negativ effekt, till exempel som följd av skuggning (SolensEnergi, u.å).



Figur 1: Exempel på komponenterna i en solcellsanläggning. (GreenMatch, 2022)

Det finns flera olika typer av växelriktare. Strängväxelriktare är en vanlig typ, där solcellerna seriekopplas och sedan ansluts till växelriktaren. En annan typ är en växelriktare med optimerare. Denna typ är också en strängväxelriktare men den har även en optimerare, som är till för att maximera elproduktionen. Detta är en stor fördel vid skuggning eller när solcellspanelerna står i olika riktningar. Sedan finns det även hybridväxelriktare där ett batteri kan kopplas in (Wallnér, 2021). Det finns också så kallade mikroväxelriktare. Där man i stället för att koppla allt till en central strängväxelriktare används flera mindre mikroväxelriktare, som sedan fungerar som växelriktare och optimerare (Hemsol.se, u.å).

Verkningsgraden för växelriktare är normalt hög mellan 93 och 95 %. Storleken på växelriktaren avgör storleken på solcellsanläggningen eller tvärt om. En växelriktare bör dimensioneras så att den är 10-20 % mindre än toppeffekten på solcellsanläggningen. En anläggning på 10 kW bör därför ha en växelriktare på 8-9 kW. Beroende på växelriktar modell varierar livslängden, men normalt brukar man räkna med en livslängd på 15 år. Vilket betyder att växelriktarna kommer behöva bytas minst en gång under solcellens livslängd (Wallnér, 2021). Beroende på storlek och modell varierar priset på växelriktare. För en växelriktare om 0-10 kW kostar det runt 3000 kr/kW, för 10-30 kW runt 2000 kr/kW och för 30-100 kW runt 1000 kr/kW. Detta inkluderar även arbetskostnaden för montering (Stridh & Larsson, 2017).

För att beskriva storleken på ett solcellssystem används ofta, kW, kWp eller märkeffekt. kW står för kilowatt och anger enhetens effekt, alltså hur mycket energi som kan utvinnas eller som behövs för

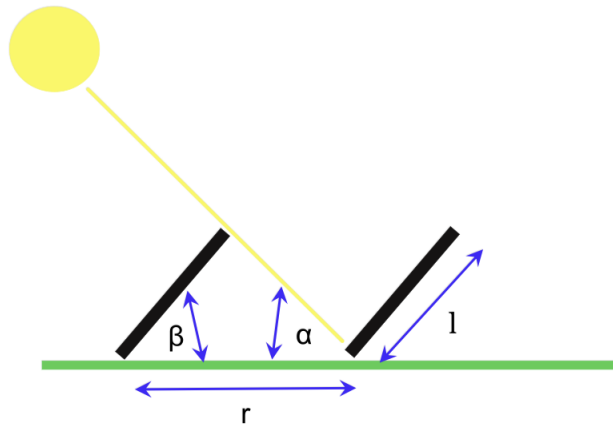
att fungera. Hur mycket el som tillverkas av en solcellsanläggning beror på anläggningens kilowatt. Om det finns 10 paneler som är 300 W vardera är anläggningens totala effekt 3000 W eller 3 kW. kWp står för kilowatt-peak och anger toppeffekten under STC, standard testing conditions. STC innebär att solpanelerna är 25 grader varma, solinstrålningen är 1000 W/m^2 och att ljuset har luft massa 1.5-spektrum. När man då säger att en panel har effekten 300 W menar man egentligen att den har 300 Wp. Märkeffekten på anläggningen är också toppeffekten på en solpanel. Denna är alltså samma som watt-peak. Anläggningens märkeffekt beror därför på antalet solpaneler, deras styrka och anläggningens position. Mer solpaneler leder till högre effekt. Även solpanelens effekt påverkar, en högeffektiv solpanel leder till högre total effekt för anläggningen. Idag ligger effekten på panelerna mellan 280-500 W. En viktig faktor är även dess position, mest producerad elektricitet fås om solcellerna placeras i sydlig riktning med en lutning mellan 30-45 grader (Bergmark, 2021).

När det kommer till placeringen av solcellsanläggningen finns det två viktiga uttryck azimutvinkel(γ) och modullutning(β). Azimutvinkeln är den vinkel som solcellerna har mot söder, i denna rapport kommer en azimutvinkel på 180 grader vara rakt söder. Så en 190 grader azimutvinkel betyder att solcellerna är riktade 10 grader från rakt söder. För att få högst produktion på det norra halvklotet ska solcellerna ha en sydlig riktning. Det bästa är därför en azimutvinkel på 180 grader. Modullutningen är den lutning solcellspanelen har mot horisontalplanet, det vill sägs vinkeln från marken. Lutningen är optimal när solens strålar är vinkelräta mot solcellsmodulen (Axelsson, 2019).

2.1.3 Inverkan på solcellen från skugga.

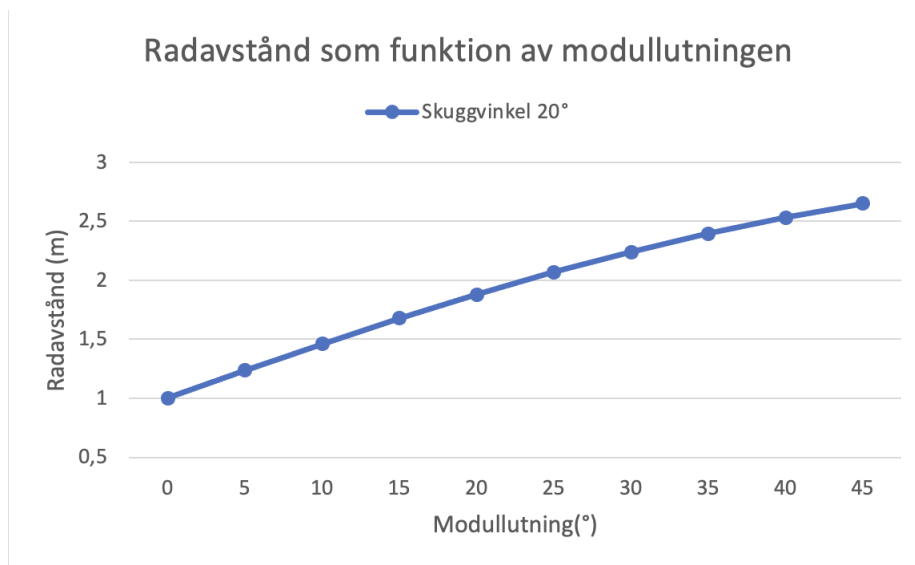
Solceller är känsliga för skuggning. Det finns flera olika typer av skuggning. På vintern är det vanligt med snö som skuggar solcellerna, men även damm, löv, träd och avföring från fåglar leder till skuggning. Det finns även mer permanenta typer av skuggning som kommer från skorstenar, takluckor eller närliggande byggnader. Detta bör tas i beaktning vid utformning av solcellsanläggningen. En tumregel är att räkna med 3 gånger det skuggande objektets höjd som avstånd till solcellerna. Om ett hus är 10 m högt bör solcellerna därför inte placeras närmare än 30 m från huset. Det är också viktigt att placera solcellerna så att det inte skuggar varandra. Detta spelar roll eftersom jorden roterar och därmed får solen olika infallsvinklar under dagen och under året. Det radavstånd som behövs för att undvika skuggning går att räkna ut med hjälp av solhöjden α , även kallad skuggvinkel, modullutningen β , och längden på modulen, l , enligt ekvation 2. Skuggvinkeln och modullutningen visas i figur 2 (Lagergren & Meisner, 2017).

$$r = l * (\cos(\beta) + \frac{\sin(\beta)}{\tan(\alpha)}) \quad (2)$$



Figur 2: Visar vinklarna som påverkar självsuggning av solcellspaneler.

Med ekvation 2 fås det radavstånd, vid en viss solhöjd, som behövs för att undvika skuggning. Vilken solhöjd eller skuggvinkel som används beror på var man befinner sig. Vanligen används en vinkel mellan 12-20 grader. I södra Sverige står solen högre än i norra och man kan därför räkna med en större vinkel. Om skuggningsvinkeln sätts till 20 grader kan man bestämma radavståndet enligt figur 3. Figur 3 visar radavståndet som funktion av lutningen på solcellspanelerna, för en solcellspanel med längden 1 m. Solceller som vinklas till 35 grader kommer behöva runt 2.4 m mellan sig, för att de inte ska skugga varandra (Lagergren & Meisner, 2017).



Figur 3: Skuggningsvinkel relaterat till radavstånd. Data från: (Bengtsson m. fl., 2017)

Ground coverage ratio, GCR är ett begrepp som används när man pratar om radavstånd och skuggning. Det är solcellens area jämfört med totala markarealen. GCR är längden av sidan på en rad av moduler dividerat med avståndet mellan botten av en rad och botten av en närliggande rad. Ett lågt GCR (nära noll) betyder att raderna är väldigt långt från varandra medan ett högt GCR (nära ett) betyder att det står väldigt tätt (Lagergren & Meisner, 2017).

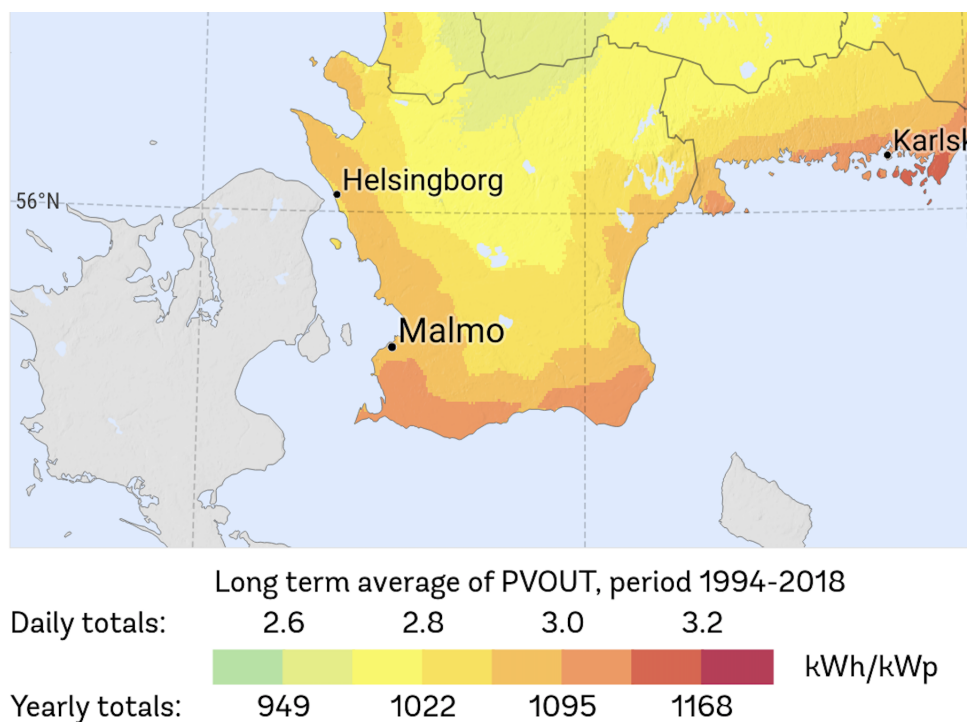
Skuggning går dock inte helt att undvika och metoder för att minska störningen på elproduktionen

måste användas. Det finns så kallade bypass-dioder som låter strömmen passera förbi en solcell som är skuggad. Den solcellen eller modulen slutar producera effekt tills skuggningen är borta. Resten av de icke skuggade cellerna kan fortsätta arbeta i sin max effektpunkt. Bypass-dioderna kontrolleras av en optimerare (Bengtsson m. fl., 2017).

2.1.4 Solinstrålning

Solinstrålningen som når jorden och då även solcellen, består av flera olika delar. Globalinstrålning är den totala solinstrålningen som träffar en yta. Denna består i sin tur av direkt solinstrålning, diffus solinstrålning och reflekterad solinstrålning. Direkt solinstrålning är den som träffar en yta direkt, denna typ av solinstrålning är därför mycket låg under molniga dagar. Den diffusa består av ljus som sprider sig på grund av atmosfären eller reflekteras av molnen, den kommer därför inte från en specifik riktning utan från alla riktningar. Denna typ av strålning är störst under molniga dagar. Den reflekterande strålningen är den som studsar mot en yta innan den träffar solcellen. Den kan till exempel reflekteras mot snö, mark eller byggnader (Bengtsson m. fl., 2017).

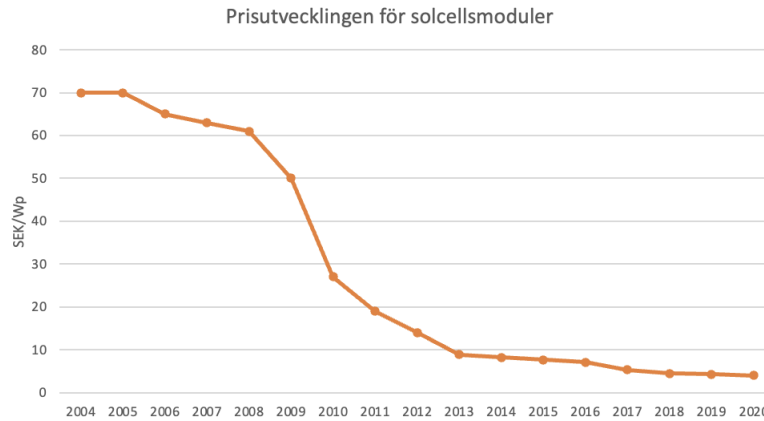
Beroende på var i Sverige man befinner sig är solinstrålningen olika. Skåne har bra förhållande för solceller. Det är relativt jämna temperaturer, inte mycket snö och bra solinstrålning. Som går att se i figur 4 är den årliga medelinstrålningen i södra Skåne runt 1000 kWh/m^2 (Lingfors, 2018).



Figur 4: Den årliga medel solinstrålningen i Skåne. (© 2020 The World Bank, Source: Global Solar Atlas 2.0, Solar resource data: Solargis.)

2.1.5 Kostnad för en solcellsanläggning

Priset på solceller varierar mycket beroende material, effekt och den aktuella marknaden. Ett typiskt pris på en vanlig mono-kristallina solcellsmoduler är runt 4 kr/W år 2020. Kostnaden för moduler har minskat sedan tidigt 2000-tal vilket visas i figur 5 (International Energy Agency, 2021).



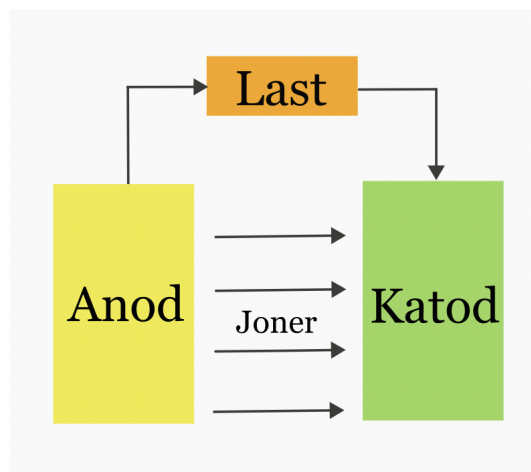
Figur 5: *Prisutvecklingen för mono-kristallina solcellsmoduler. Data hämtad från (International Energy Agency, 2021)*

Den totala kostnaden för en solcellsanläggning beror på storleken. Ju större anläggning desto billigare blir investeringen per kW. Till exempel kan en markanläggning på 5 kWp kosta runt 100 000 kr, vilket blir 20 000 kr/ kWp. Medan en 15 kWp anläggning kan kosta runt 240 000 kr, vilket är 16 000 kr/ kWp. Detta blir en prissänkning med 2 % när systemet ökar i storlek med 10 kWp (Biedron, 2021). Denna procentuella prissänkning avtar med ökad storlek på anläggningen. För solceller på tak är det lite billigare eftersom en takinstallation inte behöver markställningen. För en 5 kWp kostar det runt 90 000 kr, vilket blir 18 000kr kWp. För en större anläggning på 15 kWp kostar det 200 000 kr, vilket är 13 333 kr/kWp. (Biedron, 2022).

2.2 Batterilagring

2.2.1 Batteri

Ett batteri består av två olika typer av komponenter, elektroder och elektrolyt. Det finns två elektroder, en positiv katod och en negativ anod. Katoden och anoden är endast i kontakt med varandra genom elektrolyten, vilket är ett material som endast kan leda joner men inte elektroner. Elektrolyten är vanligtvis en vätska med upplöst salt för att öka jonledningsförmågan. Ett batteri brukar också innehålla två strömledare som är förbundna med respektive elektrod samt en separator, ett genomträngligt membran som tillåter jontransport, men som ser till att elektroderna inte har en elektrisk direktkontakt med varandra, se figur 6 (Batteriföreningen, u. å.).



Figur 6: *Uppbyggnaden av ett batteri. Bild inspirerad av : (Batteriföreningen, u. å.).*

Batterier till solceller ska gärna placeras inomhus. Detta då de inte ska utsättas för brand, frost, vatten eller direkt solljus. Platsen behöver även vara välventilerad. Batteriet behöver gott om yta, det bör finnas 35 cm fri yta framför och bakom batteriet samt 60 cm ovanför (Vattenfall, u. å.).

Att använda den egenproducerade elen till större grad ger bättre ekonomisk lönsamhet, eftersom inköpspriset på el är högre än priset vid försäljning. För en solcellsanläggning som är ansluten till en kommersiell eller industri fastighet brukar mängden egenanvänd el variera mellan 50-100 % beroende på storleken av anläggningen och förbrukningen. Detta gäller dock inte solcellsparkar då dessa oftast endast används för att producera el till elnätet och inte är kopplade till en specifik elanvändning (Stridh & Larsson, 2017). Om batterilagring används kan egenanvändningen öka med mellan 10-40 % beroende på storleken på systemet, elförbrukningen och batteriet (Svantesson, 2017). En rimlig dimensionering av ett batteri är 1 kWh batteri per kW solcell. Detta är en bra storlek om man vill öka sin egenanvändning med runt 20-30 % (Wallnér, u. å.). Det finns även andra anledningar till att använda batterilagring tillsammans med solcellsanläggningen. Det kan användas för att sänka huvudsäkningen eller för att klara sig bättre vid strömavbrott. Beroende på ens specifika mål med användningen av batterilagring används olika batteri med varierande funktioner (Wallnér, u. å.).

Det finns även två olika sätt att koppla in batteriet. Antingen direkt på växelriktare eller separat. För att kunna ansluta batteriet direkt till växelriktaren behövs en hybridväxelriktare. En vanlig växelriktare omvandlar solpanelernas likström till växelström, medan en hybridväxelriktare även kan ansluta batteri. Med den ökade funktionaliteten blir en hybridväxelriktare några tusenlappar dyrare. Dock sparas detta in då förlusterna som uppstår när ett separat anslutet batteri används försvinner. Fördelen med att ansluta batteriet separat är att man inte är beroende av växelriktaren (Wallnér, u. å.).

Beroende på storlek och material brukar ett batteri kosta mellan 20 000 kr och 100 000 kr. I genomsnitt är priset på ett lagringsbatteri 9 300 kr per kWh. Ett solcellsbatteri har en livslängd på 10-15 år och kommer därför behöva bytas under solcellernas livslängd som är runt 30 år. Precis som med solceller har priset för batterier sjunkit de senaste åren och kommer troligen att fortsätta göra detta (Bulow, 2021).

2.3 Sysavs anläggningar

Sysav är ett aktiebolag som ägs av 14 skånska kommuner. Sysav har 16 olika anläggningar i form av återvinningscentraler och avfallsanläggningar i södra Skåne (Sysav, 2021a).

2.3.1 Måsalycke

Måsalycke är en av Sysavs avfallsanläggningar beläggen på Österlen, söder om St Olofs. Visas i figur 7. Den etablerades på mitten av 1970-talet. På Måsalycke finns det en deponi som användes fram till 2005. Deponin har en area på runt 8 ha (Leander, 2014). I dagsläget är ungefär 80 % av deponin sluttäckt.



Figur 7: Bild över Måsalycke. (Lantmäteriet, ©2022b)

2.3.2 Bunkeflo

Bunkeflo återvinningscentral ligger i västra Malmö, bredvid järnvägen och motorvägen. Anläggningen visas i figur 8. På återvinningscentralen kan man lämna olika typer av avfall och saker till återbruk (Sysav, u. å.). Anläggningen som är en av de större har en årlig elförbrukning på runt 100 000 kWh per år (Sysav, 2021b). Värt att notera är att då anläggningen ligger intill en motorväg gäller väglagen. Väglagen säger att för objekt som inte ligger inom detaljplanen eller som inte kräver bygglov gäller en tillståndspliktig zon på minst 12 meter från en motorväg. Inom detta område ska det helst inte finnas byggnader eller andra anordningar som kan äventyra trafiksäkerheten. Det är länsstyrelsen som beslutar om detta. För att få bygga inom de 12 m från vägen måste man ansöka om tillstånd. En tillståndsansökan kostar 2 900 kr. (Länstyrelsen Skåne, u. å.-a)



Figur 8: Bild över Bunkeflo återvinningscentral. (Lantmäteriet, ©2022a)

2.4 Deponi

Deponering är en metod för att hantera avfall som inte kan behandlas på något annat sätt, eller material och ämnen som inte ska få återgå till naturens kretslopp. Att lägga på deponi betyder att avfallet läggs på en soptipp. Fram tills runt 1980-talet var deponering den vanligaste typen av avfallshantering i Sverige och majoriteten av avfallet lades på deponi. Idag är återvinning den vanligaste metoden och endast 1 procent av det svenska hushållsavfallet deponeras numera. När en deponi är full eller inte längre behövs ska den stängas och sluttäckas. Detta tar lång tid och kräver komplicerade processer för att säkerställa att deponin inte utgör en fara för omgivningen. En sluttäckt deponi har väldigt höga krav på sig. Den ska ha ett tättytskikt, dräneringssystem och rening av lakvatten. (Sysav, 2021c)

Då deponier ofta innehåller farligt avfall är användningsområdena begränsade, det går inte att använda marken till jordbruk eller för bebyggelse. Solceller skulle kunna vara ett ypperligt användningsområde. Att hitta plats att bygga solceller på är också ett problem. Att använda betesmark eller annan bebyggelsebar mark för solceller är inte att rekommendera och leder ofta till målkonflikter. (Mårtensson & Skoglund, 2014)

Det finns redan idag flera ställen där deponier har används för solcellsanläggningar. Framst i USA men även en del i Tyskland och nu även i Sverige. I Sverige finns det bland annat en anläggning i Skedala i Halmstad som varit i bruk sen 2014. (Mårtensson & Skoglund, 2014)

Sluttäckningen på Måsalycke deponi består först av ett avjämningskikt, där slaggrus har lagts på för att jämna ut och platta till. Sedan läggs en geotextil följt av ett tätmembran och sedan en dräneringsmatta. Därefter läggs de ytterligare restprodukter så som slam och aska som bildar ett 0.8 m skyddsskikt. På toppen av detta ligger vegetationsskiktet på runt 20 cm där jord och restprodukter ska bilda ett underlag för växtlighet (Leander, 2014).

2.4.1 Säkerhet och installation

Att placera solceller på en deponi ställer krav på säkerheten och installationen för att inte skada sluttäckningen. I en deponi sker det flera olika processer. Avfallet bryts ner, det bildas gas och

vätsketrycket kan förändras. Detta leder till stor risk att porositeten och stabiliteten av deponin påverkas. Det här tillsammans med tid, leder till att marken sätter sig. Detta är viktigt att ha i beaktning när det kommer till installation av solceller, eftersom det finns risk att det kan skada solcellssystemet när marken rör sig. Det finns också risken att sluttäckningen tar skada på grund av den extra tyngden som solcellerna placerar på deponin, speciellt om ett tungt installeringsystem används (Mårtensson & Skoglund, 2014).

Att tänka på sättningen både före och efter sluttäckningen är viktigt, detta eftersom det kan påverka funktionaliteten hos sluttäckningen. De största sättningarna sker tidigt under den aktiva fasen och sedan avtar det med tiden. Om det skulle ske för stora sättningar efter att täckningen är slutförd kan det leda till att ytskiktet går i sönder vilket kan leda till läckage. Vad som orsakar sättningar varierar och det finns flera olika anledningar. Kompression där avfallet trycks ihop av den egna vikten, utfyllnad och när finare material tar sig till hål utrymmen är några av dem. Fysikaliska och kemiska förändringar, volymförändringar orsakade av korrosion och förbränning kan också vara orsaker (Avfall Sverige, 2012).

Det säkraste sättet att minska risken för att sättning påverkar deponin eller solcellerna är att vänta minst 10 år tills majoriteten av sättningen har skett. I Sverige finns det krav på att mäta och beräkna sättningen, både före och efter stängningen av deponin. Detta gör det möjligt att välja deponier med det bästa förutsättningarna. Det finns också metoder för att minska den potentiella sättningen till exempel genom att manuellt trycka ihop avfallet (Mårtensson & Skoglund, 2014).

2.5 Tillstånd och bygglov

Att installera solceller har olika regler beroende på var i Sverige man befinner sig, vilken typ av anläggning det handlar om och storleken på anläggningen. Att bygga solceller på mark kräver inte bygglov, dock kräver eventuella teknikbodas och transformatorstationer bygglov. Däremot krävs det ett 12.6 samråd för större anläggningar som utförs av länsstyrelsen där anläggningens påverkan på naturmiljön undersöks. I det flesta kommuner krävs det inte bygglov för solceller på tak (Länstyrelsen Skåne, u. å.-b).

När det kommer till deponier gäller dock andra regler. Att använda en deponi till något efter sluttäckning kräver tillstånd för ändrad verksamhet från tillsynsmyndigheten, som i detta fall är en del av länsstyrelsen. Det krävs också en undersökning för att bevisa att tätskiktet inte kommer ta skada på grund av denna verksamhet. När det gäller deponier finns det krav på efterbehandling i 30 år, därför får solceller inte heller förhindra eller påverka detta arbete negativt (Länstyrelsen Skåne, 2015).

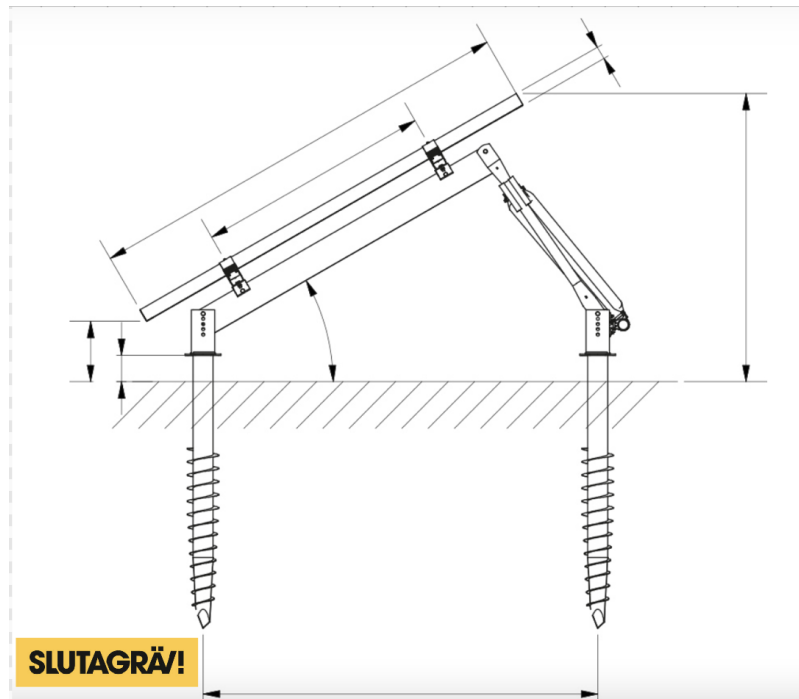
Det finns en tredje organisation som kan påverka, det militära. Om militären har intresse i området kan de förhindra byggnaden av solceller, om de anser att det stör deras verksamhet (Länstyrelsen Skåne, u. å.-b).

2.6 Installation på tak och mark

Det finns flera olika sätt att installera solceller. Vid installation på tak används olika metoder beroende på vilket typ av tak det handlar om. Till exempel för det klassiska tegelpanna taket fäster man skenor i den underliggande strukturen och sätter sedan fast solcellspanelerna i skenor. För ett plåttak kan man i stället skriva fast krokarna direkt i plåten och sedan fästa solpanelerna i dessa. Det finns många olika metoder beroende på den specifika situationen (Hälsinge solceller, u. å.).

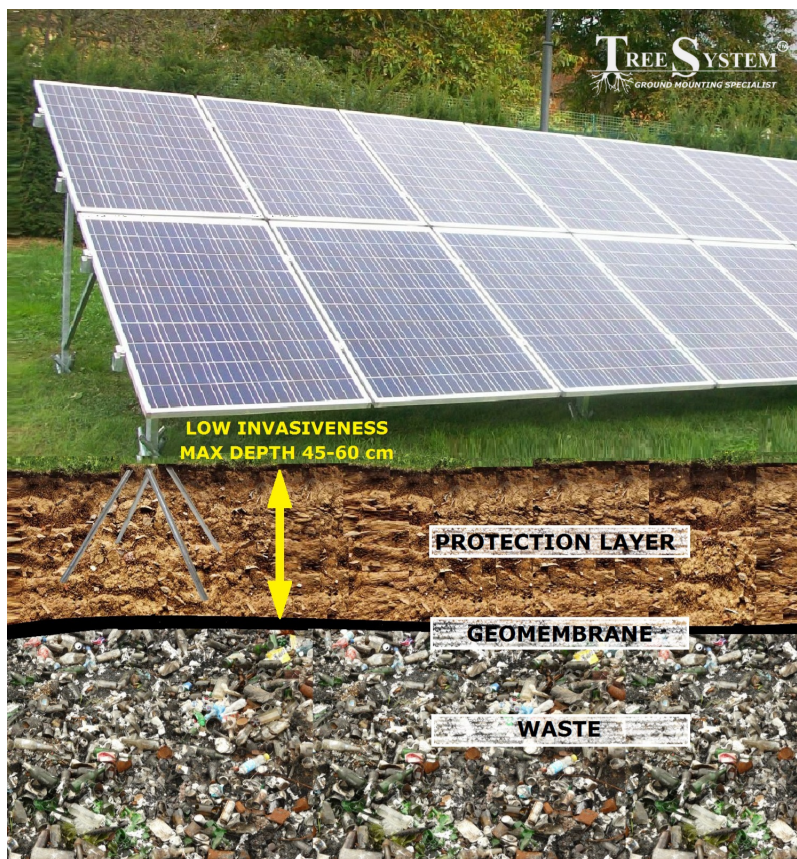
Precis som för takinstallation finns det flera metoder även för markinstallation av solceller. Den vanligaste metoden för markinstallation är pålning. Pålning innebär att man slår ner en påle i marken med en pålkran. Detta ger en stabil grund för den last man vill placera ovan jord (Rovalin AB, u. å.). Det finns även ballastsystem, där ett betongfundament placeras på jorden eller gjuts ner i marken. Sedan fästs anordningen i fundamentet (SolarFuture, u. å.). En nackdel med betongfundament är att betong medför stora koldioxidutsläpp under tillverkningsfasen vilket leder till en negativ miljöpåverkan (Ekman & Jönsson, 2020).

På senare år har nya installeringsmetoder kommit ut på marknaden. En av dessa är så kallade markskruvar. Markskruvar skruvas ner direkt i jorden och fungerar på de flesta underlagen. Det finns olika längd på markskruven mellan 58 – 250 cm. Där olika modeller och längder används till olika ändamål. Figur 9 visar hur installation med markskruv fungerar (SlutaGräv!, u. å.).



Figur 9: Solceller som fästs med hjälp av en markskruv. (© 2022 Sluta Gräv AB.)

Det finns även ett nytt system från Italien som kallas TreeSystem. Strukturen efterliknar ett trädets rötter. Metoden trycker ner fyra stänger med en vinkel i jorden som då efterliknar rötter. Detta är en bra metod för olika typer av underlag och mark med lutning. Den har ett max djup på 45-60 cm vilket visas i figur 10. (TreeSystem, u. å.-b)



Figur 10: Treesystems uppbyggnad och användning på en deponi. (TreeSystem Srl - Dispositivi di ancoraggio © 2022)

TreeSystemet har testats specifikt för användning på deponi, då en av fördelarna med rotsystemet är att de klarar av förändringar i markens stabilitet bättre. Samt att installationen är billigare eftersom ingen dyr utrustning behövs. Installeringen kan ske med en en handhållen tryckluftsborr (TreeSystem, u. å.-a).

Det finns även ett system där solpanelen monteras på en plastlåda som sedan fylls med ballast, visas i figur 11. Eftersom varje låda är fristående så klarar den sättningar i marken bättre eftersom det inte uppstår spänningar i panelerna som riskerar att skada dem. Detta system kallas Renusole Console+. Lådan fylls efter uträkningar så att den klarar vindlaster och snölast. Denna monteringslösning ligger lägre mot marken och penetrerar inte jorden (Affärsverken and Swede energy, 2018).



Figur 11: *Ballastsystem som använder plastlådor.* (© Renusol Europe GmbH)

2.7 Miljö och hållbarhet

Solceller producerar förnybar energi utan någon större miljöpåverkan under deras aktiva fas. Deras största miljöpåverkan finns i tillverkningsfasen. Det är främst energianvändningen som påverkar negativt och olika typer av solceller kräver olika mycket energi vid tillverkning. Även vilken typ av energi som används spelar roll. Den energimix som används kan vara betydligt renare i ett land jämfört med ett annat. För att kompensera har många fabriker installerat solceller på fastigheterna för att kunna använda en bättre energimix. Även transporten av solcellerna till den slutliga destinationen kan medföra negativa miljöeffekter om det sker en lång transport, dock är dessa marginella jämfört med energianvändningen vid tillverkning (Rise, 2019). Utsläpp från tillverkningen av solceller är litet jämfört med andra energislag. Solel släpper nämligen ut 41 gram koldioxid per producerad kWh. Detta jämfört med el som produceras med kol som har utsläpp på 820 gram koldioxid per producerad kWh och el som produceras med naturgas har 490 gram koldioxid per producerad kWh (Energimyndigheten, 2021).

Det finns även miljöpåverkan efter att solcellens livslängd är nådd, när solcellerna behöver avvecklas. Dels måste nedmonteringen av solcellerna göras av en behörig elinstallatör. Dels måste alla material och komponenterna omhändertas på rätt sätt. Solcellsmoduler, växelriktare och andra elektroniska komponenter klassas som elektronikavfall och måste därför behandlas som sådana. Sedan 2012 finns WEEE-direktivet i Sverige och EU som säger att alla som säljer solceller på europeiska marknaden också måste säkerställa att deras produkter återvinns (Energimyndigheten, 2021). Solcellsindustrin har vuxit sig stor de senaste åren och det finns ingen indikation på att det kommer sakta ner, vilket kan leda till problem. International renewable energy agency (IRENA) tror att antalet kasserade solpaneler kommer att växa till 78 miljoner ton till år 2050 jämfört med 250 000 ton år 2016. Det finns idag ingen plan för hur solcellsavfallet ska hanteras, eftersom det är väldigt många solceller som installeras nu så kommer dessa solceller att ha nått sin livslängd ungefär samtidigt och kommer då behöva hanteras (Rosengren, 2018).

2.8 Elnätet, elmarknaden och elpriset.

2.8.1 Elmarknaden

Sverige, Norge, Finland och Danmark har sedan 1990-talet en gemensam elmarknad. Priserna sätts enligt en särskild handelsplats, Nord Pool. Tanken bakom detta var att el skulle bli en konkurrensutsatt vara och därför billigare. De priser som sätts av Nord Pool är styrande för de

priser elhandelsföretagen får betala när de köper in el, så kallat spotpris. Slutkunden det vill säga användaren av elen, väljer sedan en elhandlare. Det går inte att välja elnätsföretag eftersom det finns geografiska monopol. Elhandlaren är det företag som förmedlar elen till kunden och elnätsföretaget är de som äger elnätet på den specifika platsen (Konsumenternas energimarknadsbyrå, u. å.-d).

Det finns flera olika faktorer som påverkar elpriserna. De två vanligaste är efterfrågan och produktion. Om efterfrågan är hög men produktionen låg så kommer priserna stiga och även motsatsen gäller. Produktionen beror även på specifika förhållande. Sverige har mycket vattenkraft vilket gör att produktionen beror på mängden vatten i vattenkraftsmagasinet, till följd av hur torrt eller blött det varit under året. Ett torrt år leder till mindre vatten i magasinen och ett blött år leder till överfulla vattenmagasin. Elpriset påverkas även av internationella faktorer, så som bränslepriser och valutakurser. Om olja, kol eller naturgas blir dyrare kommer troligen även elpriset att bli högre. Detta eftersom stora delar av elproduktionen utanför Norden är olje- eller kolbaserad och el importeras och exporteras mellan Norden och övriga europeiska länder (Konsumenternas energimarknadsbyrå, u. å.-c).

Sveriges elmarknad är även indelat i fyra elområde, där Skåne tillhör elområde 4. Detta gjordes för att produktionen och användningen i Sverige är väldigt olika. Det används mest el i södra Sverige, men det produceras mest i norra. Detta gjorde att de ibland var tvungna att stoppa exporten av el till bland annat Danmark, för att undvika elbrist i södra Sverige. Elområdena delades in utifrån de fysiska begränsningarna som fanns i stamnätet. Elområdena gjorde att priset i de olika områdena skiljer sig beroende på efterfrågan och tillgänglighet. Tanken är att dessa priser ska jämnas ut allt eftersom stamnätet förstärks där det behövs, speciellt i de södra delarna av landet (Energimarknadsinspektionen, u. å.). Anledningen till att det används mest el i södra Sverige är för att det bor mest människor där. I Malmö bor det 2 241 invånare per km^2 jämfört med till exempel Jokkmokk där det bor 0.3 invånare mer km^2 . (Statistikmyndigheten, 2022) Med tanke på att en villa i genomsnitt har en elförbrukning på 20 000 kWh/år visar detta att användningen är betydligt större i södra Sverige. (Konsumenternas energimarknadsbyrå, 2022)

2.8.2 Elpris

Elpriset som kunden betalar består av flera olika kostnader. Dessa kan delas in i elhandelspris, elnätskostnaden, skatt och moms. Där elhandelspriset består av spotpriset samt kostnader för riskhantering, årsavgift och övriga administrativa kostnader. Elnätskostnaden är kostnaden för överföring av elen samt en abonnemangsavgift. Utöver detta har Sverige även en energiskatt, år 2022 är energiskatten 36 öre/kWh. Energiskatten tillsammans med moms står vanligtvis för ca 50% av den totala kostnaden. Ungefär 25 % består av kostnader till elhandelsföretaget och de sista 25 % av kostnader till elnätsföretaget. Men andelarna varierar beroende på den geografiska platsen, vilka avtal man har och spotpriset (Energiföretagen, 2021).

Under 2021 var den genomsnittliga spotpriset på elbörsen 81 öre /kWh. Detta är en ökning på 52 öre, vilket motsvarar 554 procent. Medan storleksordningen på kraftslagen är den samma. Även när man tittar på årsgenomsnittet var systempriset det högsta någonsin. Anledningen till detta höga pris är på grund av ett högt pris på naturgas som lett till att elpriserna i hela Europa var höga. Även priset på kol och utsläppsrätter var högt, och det var periodvis låg vindkraftsproduktion tillsammans med hög efterfrågan på el. För Sveriges del var det även ett underskott av vattenkraft som ledde till svårighet att motstå inverkan från Europa. Spotpriserna i Sverige varierade mycket och det högsta timpriset var 433 öre/kWh och det lägsta var 0,08 öre/kWh. Mellan elområdena i Sverige varierade de genomsnittliga elpriset mellan 43 och 82 öre/kWh (Energiföretagen, 2022b).

Årsmedelvärdet av det rörliga elpriset i elområde 4 de senaste 10 åren ses i tabell 1. Tabellen visar hur medelpriset under 2021 i elområde 4 var nästan 3 gånger högre jämfört med 2020. Medelpriset varierar från år till år men har oftast legat mellan 30-40 öre/kWh (E.ON, 2022).

Tabell 1: Årsmedelvärde på rörliga elpriserna i Elområde 4 (E.ON, 2022)

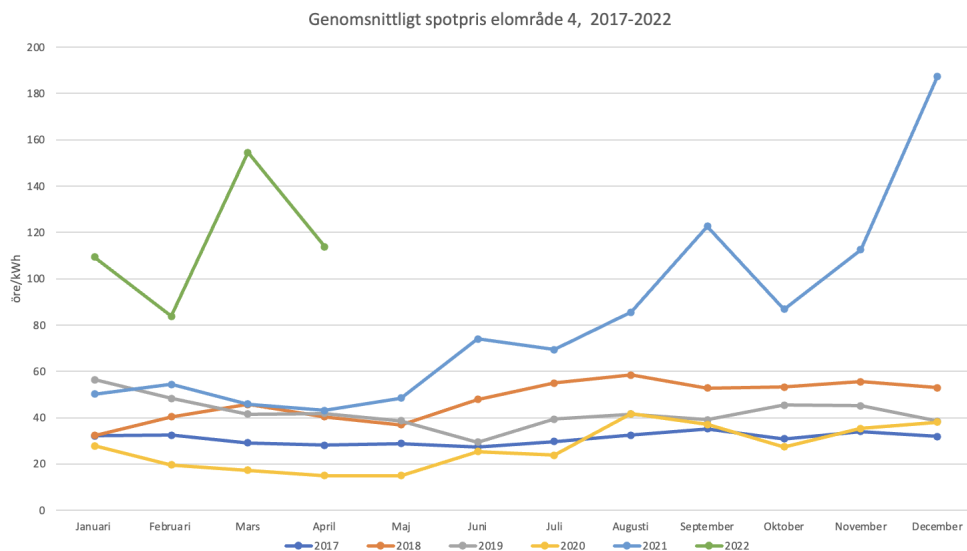
År	öre/kWh
2012	37.37
2013	41.68
2014	35.90
2015	28.06
2016	35.76
2017	37.20
2018	57.30
2019	49.46
2020	33.47
2021	90.38

Framtiden för elpriset är svårt att kunna förutse och man tror att elpriserna kommer att svänga mer och oftare, samt att prisskillnaderna mellan norra och södra Sverige kommer bli större (Konsumenternas energimarknadsbyrå, u. å.-a). Tabell 2 visar en långtidsprognos för elpriset i öre/kWh i elområde 4 som gjordes 2020. Tabellen visar även ett bästa och värsta fall. Då denna prognos gjordes 2020 har den inte tagit med de höga priser som uppstod hösten 2021 eller de osäkerheter som råder i världen idag. (Bodecker Partners, 2020)

Tabell 2: Elprisprognos för SE4, reella priser (Bodecker Partners, 2020).

	2025	2030	2040	2050
Prognos	30	35	36	29
Värsta fall	40	44	47	45
Bästa fall	22	24	28	22

Figur 12 visar det genomsnittliga spotpriset i elområde 4 åren 2017-2022. Det går att se att det är en kraftig ökning under andra halvan av 2021 och fortsatt höga priser under 2022. Under åren 2017-2020 är elpriset mer stabilt och håller en jämnare prisnivå (Elbruk.se, u. å.).



Figur 12: Månadsgenomsnittliga spotpriset för elområde 4 för åren 2017-2022. Data från: (© 2018 - 2022 Elbruk.se.)

2.8.3 Sälja el

Att sälja el tillbaka till elnätet görs med ett något lägre pris än det som elen köps för. Det skiljer sig också mellan den geografiska platsen och mellan olika elhandelsbolag. Prisskillnaden mellan köpt och såld el är ofta runt 30-50 öre. Där den köpta elen är dyrare eftersom du betalar både energiskatt, elnätsavgifter och elhandelsavgifter. När du säljer el kan du dock få ett påslag från elnätsbolaget vilket ökar priset samt att du får ersättning för nätnytta även kallad förlustersättning och ursprungsgaranti. Vilket hjälper att minska skillnaden mellan köpt och såld el (Hemming, 2022). Det finns även något som kallas elcertifikat som tilldelades nya förnybara elproduktionsanläggningar. Detta skulle ge säljaren en extra inkomst och bidra till ökad mängd förnybar produktion. Men sedan 2021 delas detta inte ut till nya anläggningar och systemet håller på att tas bort (Energiföretagen, 2020).

2.8.4 Skattereduktion

Energiskatt är en av de stora kostnaderna för el och när man säljer överskotts el finns det möjlighet att få skattereduktion om man uppfyller kraven, man räknas då som mikroproducent. Du ska då uppfylla följande

- Mikroproduktionsanläggningen ska ha samma anslutningspunkt och huvudsäkring som fastighetens anslutning till elnätet. Det innebär att elen matas in och matas ut via samma anslutningspunkt och att både inmatning och utmatning mäts via den anslutningspunkten.
- Säkringen i anslutningspunkten får inte överstiga 100 ampere.
- högst det antal kilowattimmar som du har tagit ut från elnätet och
- aldrig mer än 30 000 kilowattimmar på ett kalenderår.

Skattereduktionen är 60 öre per kilowattimme, alltså högst 18 000 kronor per år. Skattereduktionen innebär att du får reducerad skatt på den el du säljer genom att matar in den på elnätet (Skatteverket, u. å.).

2.8.5 Elnätet

Det svenska elnätet består av flera olika komponenter innan elen når kunden; stamnät, regionalnät och lokalnätet. Det finns även transformatorstationer, utbytespunkter och ställverk. Från kraftverken leds strömmen till en transformator som höjer spänningen till rätt nivå. Därefter tar högspänningsledningarna i stamnätet över, med en spänning på 400 kV eller 220 kV. Stamnätet transporterar strömmen till den behövs, ofta från norra till södra Sverige. Därefter tar regionnätet över med en spänning på runt 130 kV. Sedan det tar lokalnätet över med en spänning på runt 40 kV. Lokalnätet transporterar elen till kunden. På vägen till kunden transformeras spänningen ner till 230 V vilket är det fastigheter har i sina vägguttag (Konsumenternas energimarknadsbyrå, u. å.-b).

2.8.6 Elnäts påverkan från solceller

Acceptansgräns är den största mängden småskalig produktion som kan anslutas till elnätet utan att det leder till oacceptabel minskning av nätets prestanda. När det kommer till solceller finns det flera osäkerheter som bör tas med i acceptansgränsen. Den mest diskuterade är variationen av solinstrålning över tiden. Detta på grund av att jorden roterar och det föränderliga vädret. För att beskriva detta används begreppet intermittens. Som indikerar att något varierar (Energiforsk, 2018).

I lågspänningsnätet, 230 V är det orlimligt att hålla exakt 230 V, det används i stället gränser för att avgöra vad som är godkänt. En långvarig spänningsvariation delas upp i överspänning och underspänning. Denna spänning kontrolleras genom att mäta RMS-spänning för varje fas under 10 minuter. Genomsnittsspänningen får sen inte vara högre eller lägre än 10 % från den nominella spänningen, 230 V. Problemet med överspänning är att det kan skada utrustningen och

underspänning kan leda till att det får för låg effekt och därmed att det fungerar sämre eller inte alls. Kortvariga spänningsvariationer, de är så korta att det inte gör någon inverkan på 10 minuters genomsnittet. Men de måste ändå begränsas så att det inte kan skada utrustningen. Dessa kan delas upp i enstaka spänningsvariationer, flicker och transienter (Berg & Estenlund, 2013).

Det finns även ett problem som kallas kapacitetsbrist. Alltså hur mycket effekt som det svenska elnätet kan leverera. Delar av det svenska stamnätet, speciellt i södra Sverige, är fullt och räcker inte till. Den el och den effekt vi producerar kan inte flöda i stamnätet i den mängd som behövs, det bildas en flaskhals i systemet. Lösningen på detta är att bygga ut elnätet för framtiden och öka dagens flexibilitet (E.ON, u. å.-a).

2.8.7 Ansluta till elnätet

Innan man ansluter en solcellsanläggning till elnätet måste elnätsbolaget godkänna anslutningen. Detta eftersom elnätsbolaget måste kunna tillgodose el kvalitetskravet. Om kravet inte kan uppfyllas måste elnätsbolaget förstärka nätet så att anslutningen kan godkännas. Elnätsbolaget får inte neka en ansökan om den uppfyller kraven som finns, men de får ta ut nätanslutningsavgifter som motsvarar de kostnader som anslutningen innebär (Berg & Estenlund, 2013).

Kraven som gäller för elnätsbolaget är att de måste se till att spänningsnivån kan upprätthållas. Nätet måste vara starkt nog att inte underspänningar eller överspänningar blir för stora. Däremot får en enskild kund inte orsaka större spänningsvariationer än 5 % av den för kunden nominella spänningen vid anslutningspunkten, eller 3 % vid den gemensamma anslutningspunkten. Skillnaden hos en kund mellan extremfallen, maximal produktion med minimal förbrukning och ingen produktion med maximal förbrukning, får inte vara mer än 5 %. Det finns också krav på att bryta anslutningen vid vissa scenarier där stabilitet av elnätet påverkas (Berg & Estenlund, 2013).

Processen för att ansluta till elnätet kan bli lång speciellt om det handlar om en nyanslutning, även en ändring av elnätsanslutning kan ta lång tid. Oftast går det att ansluta en mindre anläggning direkt till det existerande nätet utan extra kostnad om man räknas som mikroproducent, det behöver dock tecknas ett elavtal för att sälj din överskotts el. För att ansluta skickar en elektriker in en föransökan till elbolaget, som sedan kontrollerar att anslutningen är möjlig utan att behöva göra åtgärder i elnätet. Om det behövs åtgärder tas ärendet vidare för projektering och kostnadsberäkning. Därefter får kunden tillbaka ett avtal eller en offert om det behövde göras åtgärder. Om inga ändringar behövs kan elektriker nu göra installationen och sedan sker ett elmätarbyte. Nu är anläggningen redo att användas. Denna process tar ofta mellan 2-3 månader. Om det i stället behövde göras förändringar i elnätet måste dessa ske innan elektrikern kan genomföra installationen och dessa förändringar måste betalas av kunden. Om förändringarna innebär arbete utanför tomten måste även tillstånd sökas. Detta göra att processen kan ta mellan 3 månader och 1 år innan den blir färdigt (E.ON, u. å.-b).

Om en nyanslutning behöver genomföras kostar det att dra fram elen till närmsta anslutningspunkt. Kostnaden varierar med avståndet enligt tabell 3 (E.ON, u. å.-c).

Tabell 3: Priser för nyanslutning till elnätet. (E.ON, u. å.-c)

Avstånd	Uppskattat pris
0-200 m	38 125 kr
200-600 m	38 125 kr + 328 kr/m
600-1200 m	169 125 kr + 800 kr/m
1200- 1800 m	649 125 kr + 486 kr/m

Att ändra anslutningen som redan finns går också att göra. Då beror kostnaden och tidsåtgången på hur anslutningen ska ändras och storleken på säkringen. Möjliga ändringar är bland annat; flytta mätarskåpet, ändra storlek på mätarsäkringen, flytta elledning eller elnätsbolagets kabelskåp (E.ON, u. å.-d).

2.9 Lönsamhet

För att avgöra om en investering i solceller är genomförbar måste även de ekonomiska aspekterna undersökas. Investeringskalkylen görs med flera olika metoder.

2.9.1 Återbetalningstid

En av de enklaste metoderna för investeringsberäkningar är återbetalningstiden, även kallad pay-back metoden. Denna metod bedömer investeringen genom att beräkna hur lång tid det tar att få investeringen återbetald. Återbetalningen fås genom att addera inbetalningsöverskotten till den negativa grundinvesteringen tills dess summa blir noll, enligt ekvation 3. Metoden är användbar för att avgöra huruvida investeringen betalar tillbaka sig inom en given tidsram.

$$T = \sum_{i=1}^T C_i = 0 \quad (3)$$

Där T är återbetalningstiden, C är det årliga kassaflödet.

Återbetalningstiden kan även beräknas så den tar hänsyn till kalkylräntan, det kallas då diskonterad återbetalningstid. Beloppen diskonteras då till nuvärde innan de adderas enligt ekvation 4.

$$T = \sum_{i=1}^T \frac{C_i}{(1+p)^i} = 0 \quad (4)$$

Där T är återbetalningstiden, C är det årliga kassaflödet och p är kalkylräntan (Upphandlingsmyndigheten, u. å.). Kalkylränta även kallad diskonteringsränta är det avkastningskrav som sätts på en investering. Avkastning är kortfattat det du tjänar på en investering. Ett företag sätter därför ett värde på deras avkastningskrav som då motsvarar kalkylräntan. Alltså ett minimum på vad de vill tjäna på investeringen (Björn Lundén, u. å.).

2.9.2 Nuvärde

Inflation leder till att värde på pengar minskar med tiden. För att ta detta i beaktning kan man räkna med den ränta pengarna hade fått om de sattes in på banken. Det är detta som nuvärdesmetoden gör. Den används för att jämföra återkommande investeringar med samma livslängd. Metoden räknar om alla betalningar över tid till en specifik tidpunkt, ett så kallat nuvärde, denna punkt är samma som tidpunkten för grundinvesteringen (Upphandlingsmyndigheten, u. å.). Enligt nuvärdesmetoden är en investering lönsam om nuvärdet är större än investeringskostnaden, det vill säga att nettonuvärde är större än noll. Då nettonuvärdet är skillnaden mellan nuvärdet och grundinvesteringen. Nuvärdet beräknas enligt ekvation 5 och nettonuvärdet enligt ekvation 6.

$$NV = \sum_{i=1}^n \frac{C_i}{(1+p)^i} = \frac{R}{(1+p)^n} + \sum_{i=1}^n \frac{a_i}{(1+p)^i} \quad (5)$$

Där p är kalkylräntan. R är restvärde, a är årligt inbetalningsöverskott och n är livslängd. C är årliga kassaflödet.

$$NNV = NV - G = \sum_{i=1}^n \frac{C_i}{(1+p)^i} = \frac{R}{(1+p)^n} - G + \sum_{i=1}^n \frac{a_i}{(1+p)^i} \quad (6)$$

Där p är kalkylräntan. R är restvärde, a är årligt inbetalningsöverskott och n är livslängd. C är årliga kassaflödet och G är grundinvesteringen (Hedborg, 2011).

2.9.3 Internränta

Internränta är en metod för att bedöma när en investering möter avkastningskraven. Den jämför internräntan med kalkylräntan för att få fram den procentuella årliga avkastningen, enligt ekvation 7. För att en investering ska vara lönsam behöver internräntan vara högre än kalkylräntan. Definierad som den räntesats där en beräkning av nettonuvärdet är noll.

$$G - \sum_{i=1}^N \frac{C_i}{(1 + IR)^i} = 0 \quad (7)$$

Där G är grundinvesteringen, IR är internräntan, C är kassaflödet och n är livslängden. Internräntan är dock svår att beräkna och görs enklast med något datorprogram (Upphandlingsmyndigheten, u. å.).

2.9.4 LCOE

LCOE står för levelized cost of energy och är en metod för att beräkna produktionskostnaden per kWh. LCOE beräknas förenklat som den totala livscykel kostnaden genom den totala energiproduktionen under livslängden. Vilket mer detaljerat kan skrivas enligt ekvation 8. Produktionskostnaden som beräknas gäller för hela livslängden räknat i nuvärde. Detta betyder att framtida kostnader och energiproduktion måste nuvärdas beräknas. LCOE går också att beskriva som den minsta kostnad elen får ha när den säljs för att investeringen ska betalas tillbaka.

$$LCOE = \frac{Investering + \sum_{t=1}^n \left(\frac{\text{Årliga kostnader}}{(1+p)^t} \right) - \frac{\text{Restvärde}}{(1+p)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{\text{Energiutbyte start} * (1 - \text{Årligt degradering})^{t-1}}{(1+p)^t}} \quad (8)$$

Där i är antalet år, n är den ekonomiska livslängden och p är kalkylränta. Investering är grundinvesteringen, årliga kostnader är driftkostnader varje år samt eventuella nya investeringar som byte av växelriktare. Restvärde är det värde som investeringen har vid slutet av livslängden. Energiutbyte start är den mängd el som producerats första året (Stridh & Larsson, 2017).

3 Metod

För att besvara frågeställningarna och uppfylla syftet med denna studie har metoden beskriven i detta kapitel använts. För att förenkla undersökningen har två fall tagits fram där fall 1 fokuserar på Måsalycke deponi och fall 2 fokuserar på Bunkeflös ÅVC. Fall 2 undersöker även möjligheterna med att använda batterilagring. Kapitlet beskriver hur datainsamlingen, simuleringen av elproduktion och investeringskalkylen har genomförts.

3.1 Datainsamling

För att kunna besvara på frågeställningarna samlades data och information in från ett flertal olika källor.

3.1.1 Intervjuer

Intervjuer användes för att besvara frågor som inte fanns besvarade i litteraturen och där expertråd behövdes angående den specifika situationen. Intervjuerna genomfördes via telefon och videosamtal. Det genomfördes även konversationer via mail om det inte var möjligt att göra det över telefon eller videosamtal. Intervjuerna genomfördes som semi-strukturerade intervjuer där frågorna var förbereda i förhand, men om det under samtalet uppstod nya frågor så ställdes även de. De förbereda intervjufrågorna finns presenterade i appendix A. Intervjuerna genomfördes med personer inblandade i solcellsprojekt på andra deponier, länsstyrelsen och solcellsleverantörer. En del av svaren på frågorna användes sedan som indata till simuleringen och investeringskalkylen. Under alla intervjuer gjordes anteckningar.

Intervjuerna med personer på solcellsanläggningar på andra deponier genomfördes för att ge insyn i processen av att installera solceller på en deponi och därefter dra lärdom av deras projekt. Det identifierades tre olika solcellsanläggningar byggda på deponi i närheten eller i Skåne. De tre anläggningarna var Solarpark i Helsingborg, Skedala solcellspark utanför Halmstad och Karlskrona solpark. Representanterna på dessa anläggningar valdes för intervjuer då de har erfarenhet av solcellsanläggningar som är placerade på deponier. Samt att solcellsanläggningarna är i bruk och de har använt olika installeringsmetoder. Anläggningarna kontaktades och en intervju anordnades med en representant som var inblandad i projektet. Med Solarpark i Helsingborg genomfördes intervjun över videosamtal med en energiingenjör på Öresundskraft som var med i projektet sen det startade. Intervjun med Skedala solcellspark genomfördes via mail med en arbetsledare på Halmstad energi och miljö. Med Karlskrona solpark genomfördes intervjun via telefon med produktägaren av Karlskrona solpark.

Olika solcellsleverantörer intervjuades för att få en uppskattning av investeringskostnaden samt möjliga installeringsmetoder. Vid en undersökning online identifierades ett tiotal solcellsleverantörer som har verksamhet i Skåne och genomför markinstallationer av solceller. Dessa leverantörer kontaktades för en intervju, men de flesta kom tillbaka med att de var överbelastade och inte hade tid att svara på frågor. De som svarade och hade tid var E.ON, Solkompaniet och Byhmgård. Intervjun med E.ON genomfördes via videosamtal och sedan fortsatt kommunikation via mail, med en affärsutvecklare inom solcellspark. Med Byhmgård genomfördes intervjun med en projektutvecklare via telefon och sedan fortsatt kontakt via mail. Med solkompaniet genomfördes intervjun med en projektutvecklare av solcellspark via telefon och fortsatt kontakt via mail.

Länstyrelsen Skåne kontaktades angående deras ställning till solceller på deponi i Skåne. Detta eftersom länsstyrelsen är tillsynmyndighet för Måsalycke deponin och då avgör om solcellsanläggningen får byggas på deponin eller inte. Det genomförde en intervju med en klimat och energistrateg via telefon.

3.1.2 Studiebesök

Studiebesök genomfördes på de två aktuella anläggningarna för att samla in information kring platsen och dess specifika förutsättningar.

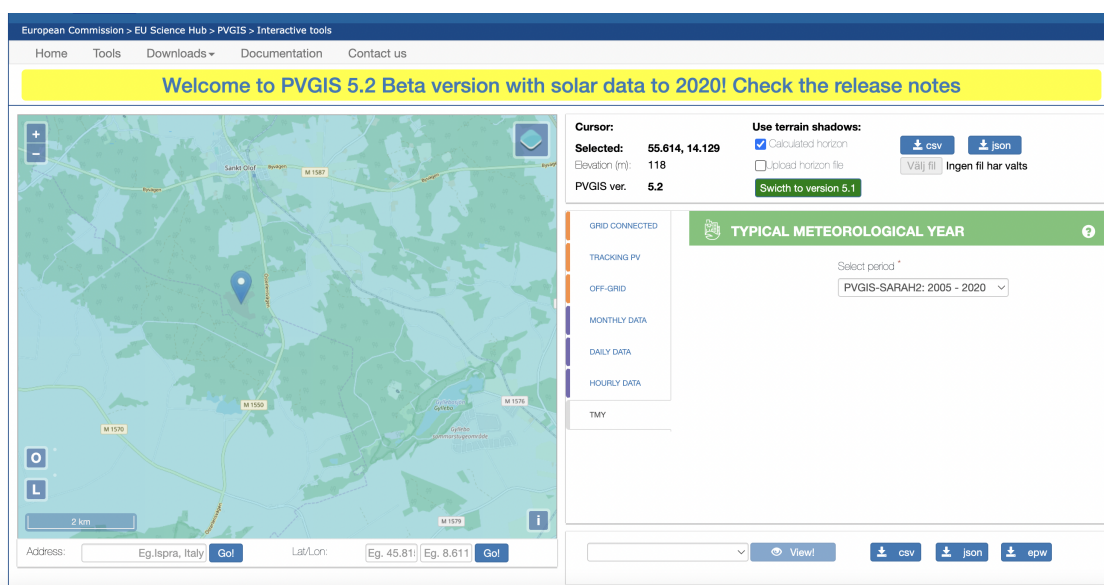
Fall 1 – Deponi. Under studiebesöket granskades deponin och dess uppbyggnad. Även information kring skuggning, lutning och placering undersöktes. Specifika förutsättningar på deponin undersöktes med hjälp av personal på plats.

Fall 2 – ÅVC. På studiebesöket undersöktes hustaken på anläggningen och även övriga ytor granskades efter den lämpligaste platsen för placering av solceller. Därefter undersöktes lutningen, solinstrålningen och möjliga problem med skuggning. Placering av eventuella batterier undersöktes också.

3.2 Simulering

För att simulera den möjliga produktionen av sol på de valda anläggningarna användes två olika program SAM (System advisor model) och PVGIS (Photovoltaic geographical information system). SAM är en gratis nedladdningsbar programvara. SAM går att använda för att modellera olika förnybara energisystem, däribland solcellsanläggningar. I programmet valdes olika ingångsparametrar som sedan används tillsammans med väderdata för att simulera systemets producerade effekt för varje timme. SAM togs fram av National Renewable energy laboratory, NREL, i USA (Laboratory, 2021). PVGIS är en gratis solenergi kalkylator som finns tillgänglig online. Kalkylatorn använder storleken på systemet och väderdata för den valda platsen för att simulera energiproduktionen. Kalkylatorn kan även användas för att ta fram specifik väderdata för den valda platsen. Verktøget är framtaget av EU kommissionen (EU kommissionen, u. å.). I detta fall användes PVGIS endast för att ta fram den årliga väderdatan på platserna.

SAM har många olika funktioner och kan simulera och räkna både översiktligt och på detalj. De funktioner som användes kommer beskrivas vidare här. Först valdes platsen, så att korrekt väderdata kunde användas för simuleringen. Detta gjordes genom att ladda upp en fil i SAM med väderdata från den valda anläggningens plats. Väderdatan hämtades från PVGIS online verktyg för de aktuella platserna enligt figur 13.



Figur 13: PVGIS där väderdata hämtades för de två anläggningarna. Figuren visar platsen för Måsalücke.

SAM presenterade sedan de årliga medelvärden från den väderdata som laddades upp i SAM. Enligt figur 14.

Weather Data Information

The following information describes the data in the highlighted weather file from the Solar Resource library above. This is the file SAM will use when you click Simulate.

Weather file

Header Data from Weather File

Latitude DD Location
Longitude DD Data Source
Time zone For NSRDB data, the latitude and longitude shown here from the weather file header are the coordinates of the NSRDB grid cell and may be different from the values in the file name, which are the coordinates of the requested location.
Elevation m
Time step minutes

Annual Averages Calculated from Weather File Data

Global horizontal kWh/m²/day
Direct normal (beam) kWh/m²/day
Diffuse horizontal kWh/m²/day
Average temperature °C
Average wind speed m/s

Optional Data

Maximum snow depth cm
Annual albedo

*NaN indicates missing data.

Figur 14: Val av väderdata fil i SAM (National Renewable Energy Laboratory, 2021)

Därefter valdes vilken solcellsmodul som skulle användas för simuleringarna. Modellen som valdes var från LONGI solar och heter Longi LR4-60HIH-450M. Denna valdes eftersom den finns på den svenska marknaden och används av flera solcellsleverantörer. En modul med hög märkeffekt valdes eftersom solcellsutvecklingen går snabb framåt och om några år kommer troligen effekten vara ännu högre. SAM presenterar sedan de karakteristiska parametrarna för den valda modellen. Så som area, maxeffekt och verkningsgrad, enligt figur 15. Under rubriken NOCT valdes även att det var en mark installation som simulerades.

Name	Manufacturer	Technology
LONGi Green Energy Technology Co., Ltd. LR4-72HIH-440M	LONGi Green Energy Technology Co., Ltd.	Mono-c-Si
LONGi Green Energy Technology Co., Ltd. LR4-72HPH-440M	LONGi Green Energy Technology Co., Ltd.	Mono-c-Si
LONGi Green Energy Technology Co., Ltd. LR4-72HBD-445M	LONGi Green Energy Technology Co., Ltd.	Mono-c-Si
LONGi Green Energy Technology Co., Ltd. LR4-72HIH-445M	LONGi Green Energy Technology Co., Ltd.	Mono-c-Si
LONGi Green Energy Technology Co., Ltd. LR4-72HPH-445M	LONGi Green Energy Technology Co., Ltd.	Mono-c-Si
LONGi Green Energy Technology Co., Ltd. LR4-72HBD-450M	LONGi Green Energy Technology Co., Ltd.	Mono-c-Si
LONGi Green Energy Technology Co., Ltd. LR4-72HIH-450M	LONGi Green Energy Technology Co., Ltd.	Mono-c-Si
LONGi Green Energy Technology Co., Ltd. LR4-72HPH-450M	LONGi Green Energy Technology Co., Ltd.	Mono-c-Si
LONGi Green Energy Technology Co., Ltd. LR4-72HBD-455M	LONGi Green Energy Technology Co., Ltd.	Mono-c-Si

Module Characteristics at Reference Conditions

Reference conditions: Total Irradiance = 1000 W/m², Cell temp = 25 °C

LONGi Green Energy Technology Co.Ltd. LR4-72HIH-450M

Nominal efficiency	<input type="text" value="20.80"/> %	Temperature coefficients	
Maximum power (Pmp)	<input type="text" value="451.260"/> Wdc	<input type="text" value="-0.340"/> %/°C	<input type="text" value="-1.534"/> W/°C
Max power voltage (Vmp)	<input type="text" value="41.4"/> Vdc		
Max power current (Imp)	<input type="text" value="10.9"/> Adc		
Open circuit voltage (Voc)	<input type="text" value="50.0"/> Vdc	<input type="text" value="-0.269"/> %/°C	<input type="text" value="-0.135"/> V/°C
Short circuit current (Isc)	<input type="text" value="11.5"/> Adc	<input type="text" value="0.040"/> %/°C	<input type="text" value="0.005"/> A/°C

Bifacial Specifications

Module is bifacial

Transmission fraction 0-1
Bifaciality 0-1
Ground clearance height m

Temperature Correction

Nominal operating cell temperature (NOCT) method
 Heat transfer method

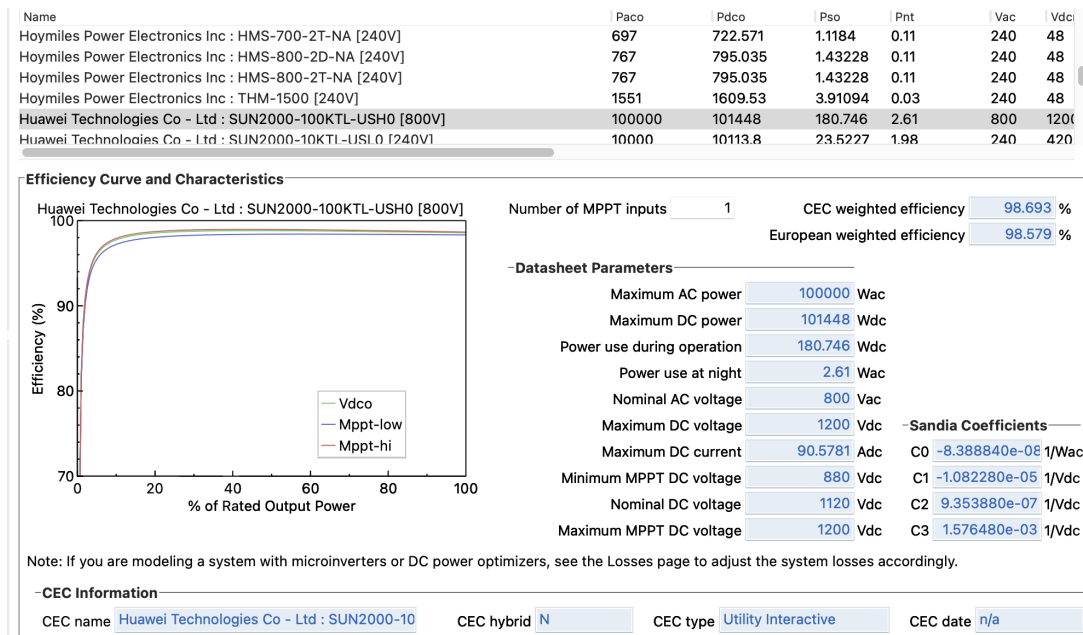
See Help for more information about CEC cell temperature models.

NOCT Method Parameters

Mounting standoff
Array height

Figur 15: Val av solpanelsmodell i SAM samt de karakteristiska parametrarna för den valda modellen (National Renewable Energy Laboratory, 2021)

Vidare valdes även växelriktare. Här valdes en modell som fanns på den svenska marknaden och uppfyller de krav som solcellssystemet ställer på den till exempel rätt storlek för anläggningen. Även här visar SAM de karakteristiska parametrar för den valda växelriktare. Figur 16 visar ett exempel på hur en vald växelriktare representeras.



Figur 16: Val av växelriktare i SAM samt de karakteristiska parametrarna för den valda modellen (National Renewable Energy Laboratory, 2021)

Efter att komponenterna valts designades systemet. DC till AC förhållandet sattes till 1.20 vilket betyder att växelriktaren är 20 % underdimensionerad. SAM har funktionen att den kan uppskatta den optimala konfigurationen av paneler och växelriktare, genom att den önskade storleken på systemet angavs. Detta resulterade i att SAM gav antalet moduler som serieskopplades och sedan hur många seriekopplade moduler som kopplas parallellt för att få det optimala systemet i önskad storlek. Programmet gav även den totala modularean, se figur 17. Det fanns även möjlighet att välja lutning, azimuth och GCR, samt om systemet är fast eller är solföljande. Lutningen sattes till 30 grader och GCR till 0.3. Lutningen valdes till 30 grader eftersom det är inom det optimala intervallet för lutning i Sverige och GCR sattes till 0.3 vilket är en standard inställning i SAM.

AC Sizing	Sizing Summary				
Number of inverters	42	Nameplate DC capacity	5,002.668 kWdc	Number of modules	11,086
DC to AC ratio	1.19	Total AC capacity	4,200.000 kWac	Number of strings	482
Desired array size	5000 kWdc	Total inverter DC capacity	4,260.816 kWdc	Total module area	24,056.620 m ²
Desired DC to AC Ratio	1.2				
<input checked="" type="checkbox"/> Estimate Subarray 1 configuration					

DC Sizing and Configuration				
To model a system with one array, specify properties for Subarray 1 and disable Subarrays 2, 3, and 4. To model a system with up to four subarrays connected in parallel to a single bank of inverters, for each subarray, check Enable and specify a number of strings and other properties.				
Electrical Configuration	Subarray 1	Subarray 2	Subarray 3	Subarray 4
	(always enabled)	<input type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable
Modules per string in subarray	23			
Strings in parallel in subarray	482			
Number of modules in subarray	11,086			
String Voc at reference conditions (V)	1,150.0			
String Vmp at reference conditions (V)	952.2			
Tracking & Orientation				
		<input checked="" type="radio"/> Fixed <input type="radio"/> 1 Axis <input type="radio"/> 2 Axis <input type="radio"/> Azimuth Axis <input type="radio"/> Seasonal Tilt <input type="checkbox"/> Tilt=latitude		
Tilt (deg)	30			
Azimuth (deg)	210			
Ground coverage ratio (GCR)	0.35			
Tracker rotation limit (deg)	45			
Backtracking	<input type="checkbox"/> Enable			
Terrain slope (deg)	0			
Terrain azimuth (deg)	0			

Figur 17: Design av solcellssystemet i SAM och den optimerade konfigurationen, samt riktning och lutning av panelerna (National Renewable Energy Laboratory, 2021).

Eftersom deponin inte är riktad rakt åt söder utan sidorna på deponin har en sydvästlig respektive sydöstlig riktning gjordes simuleringarna för deponin i tre delar. Anläggningens storlek delades i tre lika delar. Där en del sattes på toppen av deponin med en rakt sydlig riktning. De andra två delarna sattes i en 30 grader riktning från rakt söder i en sydvästlig respektive sydöstlig riktning. Detta resulterade i SAM i en azimuth på 210 grader respektive 150 grader. Detta gjordes eftersom azimuth vinkeln påverkar produktionen. För Bunkeflo anläggningen simulerades produktionen med en riktning i rakt söder, det vill säga en azimuth på 180 grader.

Resultatet från simuleringen visades grafiskt och även i tabellformat. Informationen laddades sedan ner och användes för att illustrera resultatet.

3.3 Investeringskalkyl

Med hjälp av data från intervjuerna, simuleringen och studiebesöken kunde en investeringskalkyl genomföras.

Investeringskalkylen genomfördes med ekvationerna presenterade i kapitel 2.9. Några av ekvationerna

använder kassaflöde, C. Kassaflödet fås genom att addera inbetalningar, utbetalningar och grundinvesteringen. Där grundinvesteringen och utbetalningar räknas som negativa medan inbetalningar räknas som positiva. I ekvation 5 och 6 används även inbetalningsöverskott, a. Inbetalningsöverskottet räknar endast med årliga inbetalningar och utbetalningar. Medan kassaflödet, C även hanterar grundinvesteringen. Inbetalningsöverskottet räknades enligt ekvation 9, som inbetalningar minus utbetalningar. Där inbetalningar är den inkomst som solelen producerar, det vill säga den inkomst som försäljningen av solelen leder till och den minskade årliga kostnad som fås om elen används själv, enligt ekvation 10. Utbetalningar är enligt ekvation 11 den årliga kostnaden för drift och underhåll samt eventuella nya investeringskostnader så som byte av växelriktare.

$$a = I - U \quad (9)$$

$$I = \text{Sparad el} + \text{såld el} \quad (10)$$

$$U = \text{Driftkostnader} + \text{nya investeringar} \quad (11)$$

För att beräkna inbetalningar enligt ekvation 10 behövdes elpriset. Då elpriset anses vara en stor osäkerhet på grund av det föränderliga spotpriset användes två olika elpriser i uträkningarna. Ett elpris som baserades på det genomsnittliga spotpriset från år 2012-2020 och ett som baserades på det genomsnittliga spotpriset det senaste året (2021 - 2022). Spotpriserna från figur 12 användes. Till spotpriset adderades sedan elhandelskostnader, elnätskostnader och skatt. Övriga kostnader som månadsavgift hos elnätsbolaget och årsavgift hos elhandelsbolaget är inräknade i driftkostnaden i stället. Elpriset för den sålda elen räknades som spotpriset och en förlustersättning. Förlustersättningen skiljer sig beroende på storleken på anläggningen. En större anläggning ansluts enligt högspänning och en mindre räknas som lågspänning (E.ON, 2022). Kostnaderna som ingår i elpriset visas i tabell 4, där elhandelskostnaden och elnätskostnaden baseras på kostnaderna från Sysavs elfakturor idag. Förlustersättningen är den som E.ON erbjuder för 2022 (E.ON, 2022). Tabell 5 visar sedan de elpriser som användes för beräkningen, både för köpt och såld el, räknat från värdena presenterade i tabell 4. Där elpris 1 är från spotpris 1 och elpris 2 är från spotpris 2. Anledningen till att dessa spotpriser valdes för att basera elpriset på, är på grund av att elprisprognoserna för framtiden är osäkra. Att basera elpriset på ett genomsnitt från 2012-2020 då spotpriset var relativt stabilt och sedan ett genomsnittligt spotpriset från 2021-2022 då det ökade drastiskt, ger två olika scenario med stor skillnad i elpris. Det ger också möjligheten att jämföra elprisnivåerna och avgöra gränsen för lönsamhet. Valet gjordes att inte räkna elpriset med inflation, detta eftersom både spotpriset, och inflationen är väldigt föränderliga. Inflationen har sedan 2020 ökat med cirka 6 % trots inflationsmålet på 2 % (SCB, 2022) och som nämnts i kapitel 2 har elpriset ökat drastiskt det senaste året. Eftersom osäkerheten och variationen i båda dessa värden är så stor valdes det att endast fokusera på förändringen i elpriset utan att ta hänsyn till inflation. Detta medför dock en osäkerhet i resultatet och det hade behövt genomföras en känslighetsanalys där både elpriset och inflationen undersökes närmare för att avgöra hur stor inverkan dessa har på resultatet.

Tabell 4: Antagande om elpriser

Elhandelskostnad	7 öre/kWh
Elnätskostnad	25 öre/kWh
Skatt	36 öre/kWh
Förlustersättning lågspänning	6.9 öre/kWh
Förlustersättning högspänning	3.9 öre/kWh
Spotpris 1	39.57 öre/kWh
Spotpris 2	104.04 öre/kWh

Tabell 5: De elpriser som användes till investeringskalkylen.

	Totalt	
Elpris 1	106.57 öre/kWh	
Elpris 2	171.95 öre/kWh	
	Högspänning >1500 kW	Lågspänning <1500 kW
Elpris 1 såld el	43.47 öre/kWh	46.47 öre/kWh
Elpris 2 såld el	107.94 öre/kWh	110.94 öre/kWh

Investeringskostnaden för solcellsanläggningarna baserades på information från datainsamlingen och solcellsanläggningens produktion hämtas från simuleringarna. Det antogs även att växelriktare bytes en gång under solcellernas livstid till den kostnad som presenterades i kapitel 2.1.2, detta eftersom livslängden hos en växelriktare är kortare än för solcellerna. Antaganden som användes i uträkningarna visas i tabell 6. Livslängden antas vara 30 år enligt bakgrunden i kapitel 2.1.1. Restvärde sattes till noll då solcellerna antas användas tills livslängden är nådd och då inte har något värde. I denna investeringskalkyl används real kalkylränta som är satt till 5.5 %, vilket är den ränta som Sysav använder till sina investeringskalkyler. Den årliga degraderingen är satt till 0.5 % enligt den bakgrund som gavs i kapitel 2.1.1. De investeringskostnader som användes vid beräkningarna presenteras under respektive anläggning i resultatdelen i kapitel 4.

Realräntan ger alltså en mer rättvis bild av lånets kostnad, eftersom den visar hur mycket pengarna är värda i förhållande till vad du kan få för dem.

Tabell 6: Antaganden som gjordes till investeringskalkylen.

Livslängd	30 år
Kalkylränta	5.5%
Årlig degradering	0.5 %
Byte av växelriktare	3000 kr/kW för 0-10 kW 2000 kr/kW för 10-30 kW 1000 kr/kW för 30-100 kW
Restvärde	0 kr

3.3.1 Antagande för Fall 1 – Deponi

För fallet med solceller på deponi antogs att all el såldes till elnätet. Detta eftersom att det på deponin redan produceras el genom att använda deponigas för att driva en motor. Att räkna ut den procentuella egenanvändningen blir därför väldigt svårt då det beror på soletproduktion, elanvändningen och hur mycket el som produceras från deponigasen just då. I fallet på deponi räknades det på två investeringskalkyler. En som täckte hela deponin med solceller och en som endast täckte halva deponin med solceller. Detta för att undersöka hur skillnaden i storlek av anläggningen påverkar resultatet. Som installeringsystem kommer det system som leverantören har tillgång till och som kan fungera på en deponi att användas. Detta för att kunna få en prisuppskattning på installationen.

3.3.2 Antagande för Fall 2 – ÅVC

För fall 2 med solceller på ÅVC:en behövdes även andelen egenanvänd el för att kunna använda ekvation 10. Då andelen egenanvänd el kan variera starkt utfördes beräkningarna för flera olika nivåer av egenanvändning. Då andelen egenanvänd el för icke bostadshus kan variera mellan 50-100 %, användes tre nivåer för uträkningarna; 50%, 75 % och 100 %. Det gjordes även beräkningar med batterilagring då egenanvändningen antogs öka med 25 %. Vilket gjorde att nivån 50 % ökades till 75 % och nivån 75 % ökades till 100 %. I fallet med 100 % antas det inte behövas ett batteri eftersom det då inte finns en anledning att investera i det. Batteriet antas ha en storlek enligt antagandet 1 kWh batterilagring per installerad kW. Det antogs att batteriet behövde bytas en gång under

solcellernas livslängd, till en kostnad på 9300 kr/kWh som beskrivits i kapitel 2. Elnätsanslutningen antogs möjlig utan extra åtgärder på elnätet och därför utan extra kostnad.

4 Resultat

I detta kapitel presenteras resultatet från den metod som beskrivits. Först presenteras resultatet från fall 1 på deponin och sedan även resultatet från fall 2 på ÅVC:en.

4.1 Resultat från Fall 1 - Deponi

Den delen av deponin som är riktade mot norr går inte att använda vilket lämnar en yta på ungefär 6.5 ha. Enligt solcellsleverantörerna som intervjuades ¹² används en tumregel för storleksuppskattning av solcellsanläggningar på mark, runt 0.7 kWp/ha brukar användas. Vid fortsatt undersökning av affärsutvecklaren från E.ON ¹ uppskattas att ett system på 5 MWp kan installeras. En uppskattad kostnadsberäkning visas i tabell 7, där byte av växelriktare är inkluderat. Kostnaderna baseras på uppgifter från intervjuerna med E.ON och Solkompaniet. ^{1 2} Där deras prisuppskattningar har jämförts och ett genomsnitt har använts. Kostnaden för monteringen är baserad på TreeSystem då detta var de system som de kunde ge uppgifter om. Även driftkostnaden erhöles från intervjuerna där det är inräknat elnätsavgifter, försäkring, högspänningssamordnare och ett kontrollrum. Tabell 7 visar också att det användes en 5 % reservbudget som ska täcka eventuella oförutsedda kostnader. Den totala kostnaden för investeringen blev 39.3 miljoner kronor.

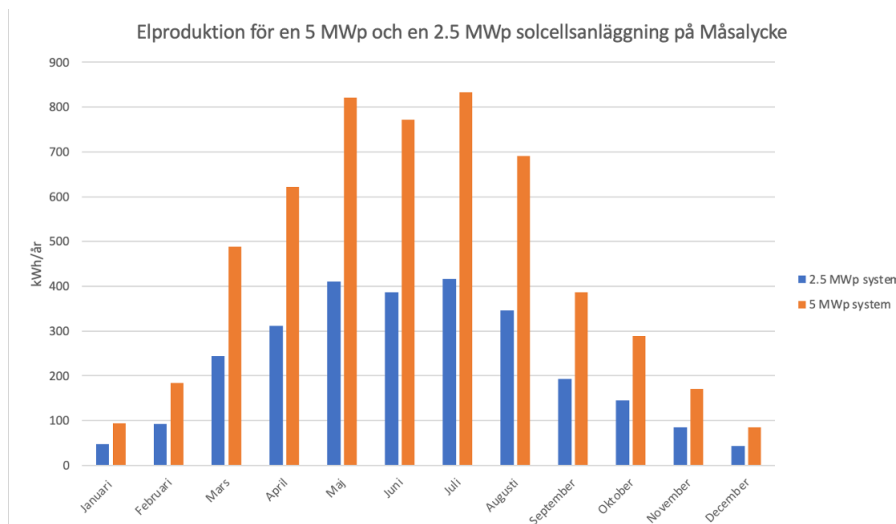
Tabell 7: Investeringskostnad för en 5 MWp anläggning.¹²

	kr
Moduler	16 500 000
Elektronik	2 700 000
Monteringsystem	6 000 000
Arbete	9 250 000
Nätanslutning	2 875 000
Projektering och projektledning	196 000
Reserv på 5%	1 722 500
Summa	39 243 500
Årlig driftkostnad	68 000

Simuleringen av möjlig elproduktion visade att systemet kan producera runt 5 433 MWh/år. Fördelningen per månad visas i figur 18. Om i stället endast halva deponin används, med ett system på 2.5 MWp blir kostnaden runt 20,6 miljoner kronor. Då räknat med en 2 % ökning i priset för varje MW minskning av anläggningens storlek. En anläggning i denna storleken skulle producera runt 2 716 MWh/år, vilket ungefär är hälften av produktionen jämfört med systemet på 5 MWp. Även elproduktion för ett 2.5 MWp system visas i figur 18.

¹Affärsutvecklare inom solcellsparker på E.ON Malmö, mailkonversation 20 maj 2022.

²Projektutvecklare på solkompaniet, mailkonversation 25 april 2022.



Figur 18: Månadsfördelning för elproduktionen för en 5 MWp anläggning och en 2.5 MWp anläggning.

På måsalücke finns det redan idag ett abonnemang för att sälja överskottsel till elnätet. Det är elen som produceras från deras deponigas som säljs. Att börja sälja solet handlar därför om att öka detta abonnemang. Detta kan dock fortfarande innebära stora kostnader då den transformatorstation som anläggningen är kopplad till kan sakna kapacitet och elnätet skulle då behöva utökas för att klara ta emot elen från solcellsparken. Det är troligt att någon form att förändring på elnätet behövs för att klara den mängd el som kommer tillföras. Därför utfördes investeringskalkylen med den nätanslutningskostnad som presenterades i tabell 7. Denna utgår då från att det går att ansluta till den närmsta nätstation som finns ca 2 km från anläggningen.

4.1.1 Lönsamhet för Fall 1

Resultatet från LCOE uträkningen visas i tabell 8. Där LCOE för den stora 5 MWp anläggningen är lägre än för den lilla 2.5 MWp anläggningen.

Tabell 8: LCOE för de två olika storlekarna på anläggningen.

	5 MWp	2.5 MWp
LCOE	0.54	0.90

Resultatet från investeringskalkylen visas i tabell 9. Tabell 9a visar resultatet för 5 MWp anläggningen och tabell 9b visar resultatet för 2.5 MWp anläggningen. Båda tabellerna visar resultatet för elpris 1 och 2. I tabellen markeras resultat, som uppfyller kriterierna för lönsamhet beskrivit i kapitel 2.9, med grön färg och de resultat som inte uppfyller lönsamhetskriterierna markeras med röd färg.

Tabell 9: Resultatet från investeringskalkylen för anläggningen på deponin.

(a) Investeringskalkyl för 5 MWp anläggning			(b) Investeringskalkyl för 2.5 MWp anläggning		
5 MWp	Elpris 1	Elpris 2	2.5 MWp	Elpris 1	Elpris 2
Nuvärde	31 494 000	79 641 000	Nuvärde	9 930 000	25 190 000
Internränta	4 %	14 %	Internränta	-2 %	8 %
Rak återbetalningstid	17 år	6 år	Rak återbetalningstid	>30 år	8 år
Diskonterad återbetalningstid	> 30 år	8 år	Diskonterad återbetalningstid	>30 år	14 år

4.1.2 Solcellsanläggningar på deponier som finns idag

Att installera solceller på deponi är en annorlunda process jämfört med vanlig mark. Det finns en del anläggningar placerade på deponier i Sverige, där flera olika metoder för installering av solcellsparken har använts.

I Helsingborg finns anläggningen Solar Park som är ett samarbete mellan NSR och Öresundskraft. Där har solcellerna monterats på deponin med markskruv från tyska tillverkaren Schletter. Det fanns flera anledningar till varför denna metod valdes. Eftersom det gäller en deponi finns det krav på att inte skada deponin. Genom att använda en markskruv som endast går 60 cm ner stör det inte sluttäckningen och installeringen är enkel. En annan fördel är att anläggningen kan monteras ner om det behövs. Man gör därför inga permanenta ingrepp i deponin. NSR och Öresundskraft ansåg också att det var viktigt att tänka på hela kretsloppet och valde därför material och produkter som var lokalt tillverkade, därav markskruvar som producerades i Tyskland. Detta miljötänke gjorde att ballast system med betongfundament valdes bort, dels för att betong medför stora koldioxid utsläpp och dels för att installeringen kräver tyngre utrustning.³

Det finns även en anläggning utanför Halmstad som heter Skedala. På denna anläggning användes betongfundament som installationsmetod. Anledningen till detta var för att det 2013-2014, när anläggningen byggdes, inte fanns några andra alternativ med rimliga priser. De valde därför den metod som fanns tillgängligt och som inte skulle skada sluttäckningen av deponin.⁴

Ytterligare en anläggning som är byggd på deponi, är Karlskrona solpark. Där har det använts en annan typ av ballast metod. Plastlådor som har fyllts med grus och sedan sätts solcellen på lådan. Denna metod valdes av tre anledningar. Länsstyrelsen gav inte tillåtelse att sätt ner något i deponin och denna metod löste det problemet. Sedan är platsen väldigt blåsigt och vindarna orsakar ett problem om man använder de klassiska betongfundamenten som gör att solcellerna blir mer upphöjda. Den sista anledningen var att varje låda endast har en solcell på sig och klarar därför sättningar bättre eftersom solcellerna inte sitter ihop.⁵

Eftersom en deponi kräver uppsyn under en längre tid efter sluttäckning är det viktigt att solcellsanläggningen inte påverkar underhållet av deponin. På Solar Park har skötslen inte påverkats och underhållet av solcellsanläggningen har varit minimalt. De har behövt klippa växtligheten runt solcellerna en gång på ett år. Annars sköter det sig själv.⁴ Inte heller på Skedala solcellspark har underhållet varit ett problem och även de har personal som klipper växtligheten en gång om året.⁵ I Karlskrona lade man en markduk som man sedan täckte med grus över hela deponin, detta för att plastlådorna skulle kunna få bättre fäste. Detta gör att där inte är någon växtlighet på deponin.⁶ Aktörerna vill dock lägga vikt vid övervakning då stölder av solceller och övrigt material är högt, speciellt i början av installeringen innan allt är på plats.

Solcellsparkerna drivs på olika sätt. Solar park och Karlskrona solpark drivs som en ekonomisk

³Energiingenjör på Öresundskraft, videointervju 29 mars 2022

⁴Arbetsledare på Halmstads energi och miljö, mailintervju 4 april 2022

⁵Produktägare Karlskrona solpark, telefonintervju 4 maj 2022

⁶Energiingenjör på Öresundskraft, videointervju 29 mars 2022

förening, där medlemmar köper en andel av solcellsparken^{4 6}. Skedala anläggningen ägs däremot av Halmstad energi och miljö och är en del av deras verksamhet⁵.

Att bygga på en deponi kräver även tillstånd från tillsynsmyndigheten. Detta var ett av det svåraste momenten för solar park i Helsingborg. Det krävdes dels ett godkännande av sluttäckningen och sedan ett tillstånd för solcellerna. När godkännandet av sluttäckningen var klart trodde de att det skulle vara enkelt att få solcellerna godkända, men denna processen tog nästan 6 år. Det uppstod en del missförstånd då projektet flyttades mellan olika handläggare och avdelningar på länsstyrelsen och de fick sedan beslutet att hela deponin behövde vara sluttäckt och godkänd innan solcellerna kunde tillåtas. Detta beslut ändrades dock senare när projektet landade hos en annan handläggare och solcellerna fick tillstånd. De ansåg att de skulle ha börjar denna process ännu tidigare och varit extra tydliga i all kommunikation⁴. På Karlskrona solpark var också tillståndsprocessen komplicerad. De fick beskedet att det inte fick göra någon påverkan på deponin, alltså inte gräva i den. Detta för att tillsynsmyndigheten ansåg att deponins innehåll var för farligt och risken för stor. De fick därför hitta en annan lösning som tillslut blev godkänd⁶.

Att placera solceller just på en deponi är något länsstyrelsen Skåne ser som något positivt och hoppas fler gör. Det gäller dock att sluttäckningen godkänns och att tillstånd om ändrad verksamhet söks. De kräver att man kan bevisa att solcellerna inte skadar sluttäckningen eller att de inte förhindrar de framtida omhändertagande av deponin.⁶

4.1.3 Svårigheter med installation på deponi

Det finns svårigheter med utformningen av deponin. Deponin visas i figur 19. Lutningen på slänten leder lätt till erosion. Erosion är nednötning och borttransport av bland annat jord. Erosion orsakas ofta av vind och vatten. På en brant sluttning orsakar nederbörd att jordmaterialet transporterats bort, det vill säga erosion (Klimatanpassning.se, 2020). På deponin leder detta till stora sprickor i det övre delarna av sluttäckningen där jordmaterialet har transporterats bort. Det översta skiktet av sluttäckningen, som består av växtlighet, är tänkt att det ska minska risken för erosionen. Växtligheten skyddar jordmaterialet genom att bilda ett skyddande skal som gör att jorden inte blir direkt utsatt för påfrestningar från regn och vind.⁷



Figur 19: Flygbild över Måsalycke deponi. (© 2021 Sysav)

⁶Klimat och energistrateg på länsstyrelsen Skåne, telefonintervju 2 maj 2022.

⁷Områdeschef på Måsalycke Sysav, besök 4 maj 2022.

4.2 Resultat från Fall 2 – ÅVC

Under studiebesöket på anläggningen i Bunkeflo upptäcktes att taken på de byggnader som fanns på platsen var eternit tak och att placera solceller på taken var därför inte en bra idé. Eternit innehåller asbest, vilket var ett vanligt byggmaterial fram till 1970-talet. När eternit går i sönder bildas det asbestdamm som är farligt att andas in. Dammet kan orsaka skador på lungorna och framkalla cancer (Sysav, 2019). I stället valdes att undersöka en oanvänd markyta på totalt ca 1000 m². Dock är den användbara ytan mindre, denna yta visas i figur 20, eftersom väglagen gäller och kräver 12 m avstånd till motorvägen. Detta gör att den användbara ytan endast blir ca 400-500 m². Sedan finns det även träd runt om den tänkta platsen, träden kommer därför skugga solcellerna. Om man räknar med ett avstånd på 3 gånger trädets höjd, blir det inte någon yta kvar att placera solcellerna på. Det har därför förutsatts att träden tas bort.



(a) Markytan för placering av solceller

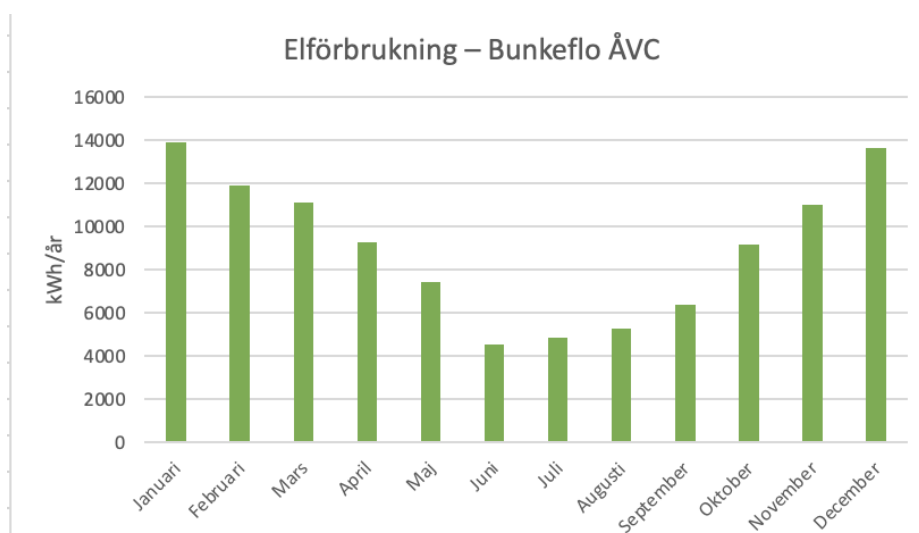


(b) Röd markering visar den tänkta platsen (Lantmäteriet, ©2022a)

Figur 20: Visar den markytan som är tänkt för placering av solceller på Bunkeflo anläggningen.

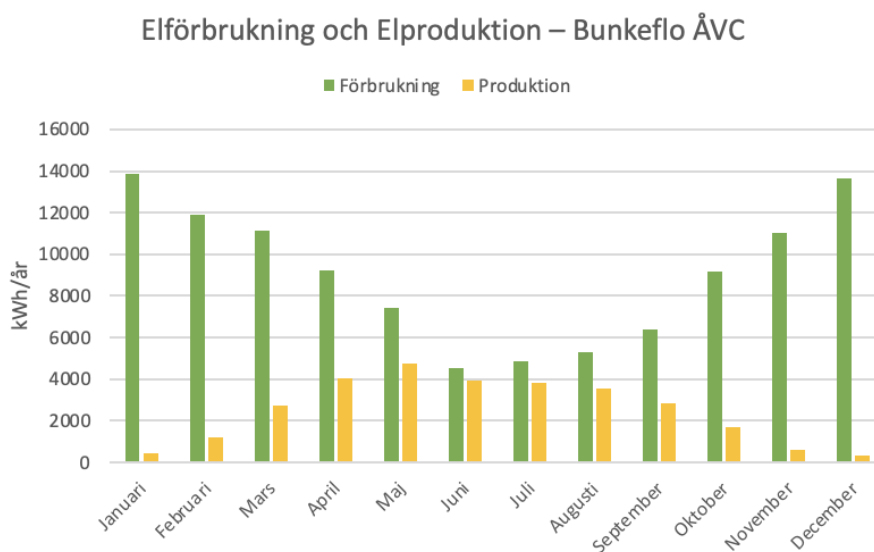
Med antagandet att det går att använda 450 m² av den totala ytan får det plats en anläggning på 45 kW_p, enligt samtal med Byhmgard ⁸. Detta tar hänsyn till att det krävs ett radavstånd mellan modulerna för att inte skugga sig själv. ÅVC:en har en årlig energianvändning på runt 100 000 kWh. År 2021 var användningen 108 405 kWh och fördelningen per månad visas i figur 21.

⁸Projektutvecklare på Byhmgard, mailkonversation 24 maj 2022



Figur 21: Elförbrukningen per månad för år 2021 på Bunkeflo ÅVC

Simuleringen av energiproduktionen visas per månad i figur 22, tillsammans med den årliga förbrukningen fördelad på månad. Med systemet på 45 kWp blir den årliga produktionen runt 48.9 MWh.



Figur 22: Elförbrukningen och elproduktion med en 45 kWh solcellsanläggning på Bunkeflo ÅVC

Kostnaden för anläggningen visas i tabell 10. Kostnaden är baserad på samtal med E.ON⁹ och Byhmgard¹⁰. Där driftkostnaden räknar med årliga elhandelskostnader och årliga elnätskostnader samt eventuellt underhåll av solcellerna.

⁹Affärsutvecklare inom solcellsparkar på E.ON Malmö, mailkonversation 20 maj 2022.

¹⁰Projektutvecklare på Byhmgard, mailkonversation 24 maj 2022

Tabell 10: Uppskattad investeringskostnad för 45 kWp solcellsanläggning.

Kostnader	
Material	367 000 kr
Arbete	160 000 kr
Årlig driftkostnad	10 000 kr
Batteri	465 000 kr
Totalt utan batteri	527 000 kr
Totalt med batteri	992 000 kr

4.2.1 Lönsamhet för Fall 2

Resultatet från LCOE uträkningarna visas i tabell 11. Där både en anläggning med och utan batteri presenteras.

Tabell 11: LCOE för anläggningen med och utan batterilagring.

	Utan batteri	Med batteri
LCOE	1.03	2.03

Resultatet från investeringskalkylen presenteras i tabell 12 och 13. Där tabell 12 visar värdena med elpris 1 och tabell 13 visar värdena med elpris 2. Tabellerna visar även olika grader av egenanvänd el. I tabellerna markeras resultat, som uppfyller kriterierna för lönsamhet beskrivit i kapitel 2.9, med grön färg och de resultat som inte uppfyller lönsamhetskriterierna markeras med röd färg.

Tabell 12: Investeringskalkyl med elpris 1

Egenanvänd el	50 %	75%	100%
Nuvärde	348 000 kr	449 000 kr	550 000 kr
Internränta	2 %	4 %	6 %
Rak återbetalningstid	22 år	17 år	12 år
Diskonterad återbetalningstid	> 30 år	> 30 år	26 år

Tabell 13: Investeringskalkyl med elpris 2

Egenanvänd el	50 %	75%	100%
Nuvärde	781 000 kr	882 000 kr	983 000 kr
Internränta	10 %	11 %	12 %
Rak återbetalningstid	9 år	8 år	7 år
Diskonterad återbetalningstid	13 år	11 år	9 år

4.2.2 Lönsamhet för Fall 2 - Med batterilagring

För placering av ett batteri finns det tre alternativ. Batteriet kan placeras i ladan bredvid den tänkta ytan för solceller. Dock är ladan inte isolerad och det finns en risk att det blir frost under vintern. Ett annat alternativ är att placera batteriet inne i kontorsbyggnaden. Detta är ett bra val då elcentralen finns i denna byggnaden, dock leder det till att det blir längre avstånd mellan batteri och solcellsanläggning. Det tredje alternativet är att bygga ett förråd på platsen till batteri och andra elektriska komponenter. Detta alternativet kräver mer arbete, samt att det krävs bygglov för att få bygga ett förråd.

Investeringskalkylen för fallet med batterilagring visas i tabell 14. Där även olika nivåer av egenanvändning och elpriser används. Tabell 14a visar investeringskalkylen för elpris 1 och tabell 14b

visar för elpris 2. I tabellerna markeras resultat, som uppfyller kriterierna för lönsamhet beskrivit i kapitel 2.9, med grön färg och de resultat som inte uppfyller lönsamhetskriterierna markeras med röd färg.

Tabell 14: Investeringskalkylen med batterilagring för de olika elpriserna och egenanvändning

(a) Elpris 1			(b) Elpris 2		
Egenanvänd el	75%	100%	Egenanvänd el	75%	100%
Nuvärde	125 000 kr	320 000 kr	Nuvärde	558 000 kr	753 000 kr
Internränta	-7 %	-3 %	Internränta	0 %	3 %
Återbetalningstid	>30 år	>30 år	Återbetalningstid	28 år	21 år
Återbetalningstid	>30 år	>30 år	Återbetalningstid	> 30 år	30 år

5 Analys och diskussion

I detta kapitel kommer resultatet att diskuteras och analyseras. Detta kommer göras utifrån syftet och frågeställningarna som presenterades i kapitel 1.

Frågeställningarna formulerades enligt följande:

- Förutsättningarna att installera solceller på en deponi är speciella på grund av att man inte får skada deponins sluttäckning. Vilka lösningar för att installera solceller finns på marknaden idag och vilka för- och nackdelar medför dessa vid användning på deponi?
- Vilken elförsörjningspotential skulle solcellsinstallationer på de två valda anläggningarna bidra med?
- Vilka förutsättningar finns på Bunkeflo ÅVC för att kunna installera en solcellsanläggningen?
- Är det möjligt att Bunkeflo ÅVC kan bli självförsörjande på en årsbasis?
- Under vilka förutsättningar kan en investering i solcellsanläggningar på Måsalys deponi och Bunkeflo ÅVC bli lönsamma för Sysav?

Kapitlet kommer diskutera fall 1 på deponin och fall 2 på ÅVC:en. Vidare kommer de även diskutera ägande och en hållbar investering. För att sedan avsluta med metoddiskussion, osäkerheter och framtida studier.

5.1 Fall 1 - Deponi

Att installera solceller på deponin är ett bra användningsområde för en annars svårutnyttjad yta. På grund av de regler som finns kring deponier är det svårt att använda dem efter att det har stängts ner. Eftersom det ofta handlar om en större yta är solceller en bra lösning som även medför nytta till samhället genom att bidra med förnybar energi. Detta hjälper också delvis det problem som kallas kapacitetsbrist. Genom att producera el direkt där den används behöver elen endast transporteras en kortare sträcka, till kringliggande kunder. En villa förbrukar i genomsnitt 20 000 kWh/år och produktionen som simuleringen visade var 5 433 MWh/år, vilket skulle förse runt 270 villor med el för ett helt år. Att använda den lokalt producerade elen leder till mindre belastning på stamnätet och mindre förluster i systemet.

Storleken på den solcellsanläggning som går att installera beror dels på tillgänglig yta och dels på solcellerna som används. I denna studie har det uppskattats att runt 6.5 ha av deponin kunde användas till solceller. Det får då plats ett 5 MWp solcellssystem, som använder solceller med märkeffekten 450 Wp. Storleken på systemet kan dock varieras, om solcellspaneler med mindre effekt används får anläggningen en längre maxeffekt. På samma sätt hade anläggningen fått en större maxeffekt om paneler med högre märkeffekt användes. Det hade därför varit möjligt att producera mer elektricitet men då hade troligen även kostnaden för solcellspanelerna ökat.

5.1.1 Ekonomisk lönsamhet för deponin

LCOE går att beskriva som den kostnad den producerade elen har. Man skulle därför kunna tolka det som att det är det elpris som elen måste säljas för, om man räknar med att all el säljs, för att investeringen ska betala tillbaka sig. Från tabell 8 ser vi att systemet på 5 MWp endast kräver ett elpris på 0.54 kr/kWh under solcellsanläggningens livstid för att kostnaden ska gå jämnt ut. Medan systemet på 2.5 MWp kräver ett elpris på 0.90 kr/kWh. Detta innebär att 5 MWp anläggningen klarar av relativt låga elpriser och kommer ändå att betalas tillbaka. Medan 2.5 MWp anläggningen kräver högre elpris. Med dagens elpris, enligt elpris 2 som för såld el är 1.08 kr/kWh, är det inget problem att sälja elen för detta pris eftersom det är högre än båda LCOE värdena. Dock hade det med det lägre elpris 1, som är 0.43 kr/kWh, inte gått att få investeringen återbetald, eftersom denna är lägre än båda LCOE värdena.

Investeringskalkylen i tabell 9 visar resultatet för nuvärde, internränta och återbetalningstid för båda storlekar på anläggningen och elpriserna. Tabell 9a visar att 5 MWp anläggningen endast

blir lönsam för elpris 2, det vill säga dagens elpris. För elpris 1 är återbetalningstiden 17 år vilket inte är bra, internräntan är endast 4 % och alltså inte högre än kalkylräntan på 5.5 % och därför visar det på att investeringen inte är lönsam. Nuvärdet är 31.5 miljoner vilket inte är mer än grundinvesteringen på 39.2 miljoner. För elpris 2 däremot är återbetalningstiden 6 år vilket är bra. Internräntan är betydligt högre än kalkylräntan och nuvärdet är högre än grundinvesteringen, vilket visar på lönsamhet. Gränsen för att investeringen ska vara lönsam är när elpriset är 0.54 kr/kWh. Alla elpriser över detta, kommer att leda till en ekonomiskt lönsam investering. Men ju högre elpriset är desto mer lönsam kommer investeringen att bli. Om elpriset skulle fortsätta ligga på dagens nivå, enligt elpris 2, så skulle anläggningen vara återbetald efter 6 år. Om elpriset sedan skulle sjunka till mer normala nivåer enligt elpris 1, så är investeringen redan återbetald och det blir inte lika viktigt med ett högt elpris, sett utifrån investeringens återbetalning. Om elpriset i stället skulle öka till ännu högre nivåer än elpris 2 så hade återbetalningstiden sjunkit och investeringen hade blivit ännu mer lönsam.

Investeringskalkylen i tabell 9b visar resultatet för 2.5 MWh anläggningen. Nuvärdet är nu 9.9 miljoner respektive 25.2 miljoner kronor. Då investeringen är 20.6 miljoner är endast fallet med elpris 2 ekonomiskt lönsamt enligt nuvärdemetoden. Internräntan är -2 % respektive 8 %, vilket betyder att endast internräntan för elpris 2 är ekonomiskt lönsamt. Återbetalningstiden blir nu >30 år respektive 8 år. Återbetalningstiden för elpris 1 är nu längre än livslängden och inte en bra investering. Med en mindre anläggning blir den ekonomiska lönsamheten inte lika självklar. Det finns nu högre krav på elpriset för att det ska vara lönsamt. Med det lägre elpriset blir investeringen inte ekonomiskt lönsam och för att kunna genomföra denna investering skulle elpriset behöva hålla sig högt. Enligt LCOE behöver det vara högre än 0.90 kr/ kWh för att få investeringen återbetald. Detta fungerar med dagens elpris men om elpriset skulle stabilisera sig igen till den normala nivån enligt den prognos som visades i tabell 2. Där spotpriset förutspås ligga mellan 29 och 36 öre/kWh fram till 2050, så kommer 2.5 MWh system få det svårt att vara en ekonomisk lönsam investering. Om elpriset däremot fortsätter att vara högt på de nivåer som visades i figur 11 under 2021 och 2022 så kommer investeringen att vara ekonomiskt lönsam. Det är också möjligt att elpriset i stället skulle öka till ännu högre priser. Detta hade resulterat i att lönsamheten hade blivit bättre och att återbetalningstiden hade varit kortare.

Det finns en gräns för när investeringen är lönsam, både när det kommer till elpris och till solcellsanläggningens storlek. En större storlek på anläggningen leder till större flexibilitet i elpriset när det kommer till lönsamhet. För en större storlek på anläggningen kan elpriset vara lägre och ändå vara lönsam. Dock finns det fortfarande en gräns för när elpriset blir för lågt för att resultera i en lönsam investering.

5.1.2 Installeringsmetod på deponi

Att avgöra vilken installeringsmetod som är den bästa är svårt. De metoder som har tagits upp i denna rapport har alla använts på deponier. Men då alla deponier är olika och ställer olika krav på installationen kan man inte veta vilken metod som kommer fungera bäst i detta specifika fall. Av de metoder som tagits upp skulle det kunna uppstå svårigheter med Renusol Control+ ballastsystemet, om det placeras på sluttningen eftersom den har en väldigt brant lutning. Det skulle kunna bli svårt att se till så att ballastsystemet inte flyttar på sig vid kraftigt regn eller vind. Denna metod skulle även kräva att ytterligare arbete på deponin genomfördes, i form av markdukar och grus för att få rätt grund för ballastsystemet. Ett traditionellt ballastsystem med betongfundament skulle fungera, men det har nackdelarna att det blir tyngre vilket lägger extra vikt på deponin som då ökar risken för sättning. Samt att det kräver större maskiner vid installation, vilket kan leda till svårigheter med att nå den önskade platsen på deponin. Betong medför även stora koldioxidutsläpp vid tillverkningen vilket inte är positivt ur ett miljöperspektiv.

De två metoderna som kräver markpenetration, markskruv och TreeSystem, är båda bra val på installeringsmetod. Det finns möjlighet att använda skruvar med endast 60 cm djup och TreeSystem med endast 45-60 cm djup. Risken för att penetrera sluttäckningen, som finns på 1 m djup, är därför små. Dock finns det risk att den kraftiga sluttningen blir ett problem. Att använda de korta

markskruvarna kan leda till att systemet inte klarar vindlasten och andra hållfasthetsproblem. I det fallet har TreeSystem bättre förutsättning eftersom den använder det rotliknanden fästet och sprider sig i olika riktningar, vilket visades i figur 10. Detta ska leda till bättre fäste på sluttningar och klara av sättningar bättre. TreeSystem verkar därför vara den bästa installeringsmetoden för sluttningen, av de metoder som tagits upp i denna rapport.

Utöver de metoder som tagits upp finns det andra monteringsystem som inte har testats på deponier eller nya metoder som inte har nått marknaden än. Ett monteringsystem som inte är beprövat på deponier men som skulle kunna vara en möjlighet, är att använda en vajer-lösning som är designad för att fungera på unika platser. Solcellerna fästs på vajrar som sedan spänns över önskad sträcka innan det förankras i ändpunkterna (MEECO, u. å.). Denna metod kräver mindre förankringspunkter vilket medför mindre påverkan på deponin och de förankringspunkter som behövs kan väljas med omsorg för minst påverkan. Detta visar också att det finns många nya idéer och metoder för installering. Om det idag inte finns en lösning som fungerar så kommer det troligen finnas det i framtiden.

Utöver vilket system som skulle fungera bäst måste även tillsynsmyndigheten godkänna den valda metoden. Som beskrivits tidigare är just denna process väldigt tidskrävande och det kan ta flera försök innan den godkänns. Det säkraste alternativet för att få igenom tillståndet verkar vara att välja en installeringsmetod som inte påverkar marken, det vill säga ett ballastsystem. Dock är det inte självklart att detta godkänns eller att det går att lösa med de aktuella förhållandena på platsen, så som vind och regn. Ett ballastsystem måste klara lutningen på slänten samt kunna stå emot vind och regn utan att flytta sig. Eftersom deponin är upphöjd blir det ofta kraftig vind på toppen vilket gör att den valda installeringsmetoden måste kunna stå emot denna. Samtidigt ställer regnet till med problem på sluttningen, vid kraftigt regn flyttar sig jordmassan vilket kan leda till erosion och även ras. Detta gör att det kan uppstå svårigheter med ett ballastsystem på deponin, då det finns risk att det inte fäster ordentligt. TreeSystem eller markskruv skulle troligen fungera bättre på sluttningen då det är förankrat i marken. Svårigheten ligger i att få det godkänt av tillsynsmyndigheten. Då det måste bevisas att installeringsmetoden inte kommer skada sluttäckningen.

5.2 Fall 2 - ÅVC

I resultatdelen presenterades förbrukningen och elproduktionen i figur 21. Figuren visar hur förbrukningen per månad är högre än produktionen för alla månader. Detta indikerar att majoriteten av elen som produceras kan användas själv. Hur elanvändningen sedan är fördelad över dagen avgör hur stor del som kan användas själv. Eftersom majoriteten av verksamheten sker under dagen, när solelen produceras tyder detta på en hög egenanvändningen. Speciellt på vintern, våren och hösten, när produktionen är låg och förbrukningen är hög finns det goda möjligheter att använda 100 % av den producerade elen. Även under sommarmånaderna bör det mesta kunna användas. Då produktionen och förbrukningen nästan är lika kan det vara så att några kWh måste säljas till nätet eftersom de inte behövdes just vid den tidpunkten.

5.2.1 Ekonomisk lönsamhet på ÅVC

LCOE för anläggningen visades i tabell 11. För en anläggning utan batteri är LCOE 1.03 kr/kWh. Detta är vad det kostar att producera elen. Eftersom ÅVC:en använder elen direkt och säljer den, går det inte längre att säga att LCOE är kostnaden som elen måste säljas för. Det görs nu inbetalningarna från både såld el och elen som inte behöver köpas. LCOE kan däremot jämföras med både priset för såld el och för köpt el för att ge en uppfattning om vilket elpris som leder till att investeringen betalar tillbaka sig. I tabell 11 visas även LCOE för en anläggningen med batteri, LCOE är då 2.03 kr/kWh. En anläggning med batteri behöver därför ett betydligt högre elpris för att få investeringen återbetald under livslängden. Elpriset för att köpa el är högre än för att sälja, om en större del av elen kan användas direkt, är den besparing som görs när man slipper köpa el större än den för att sälja. Elpris 1 för att köpa är 1.1 kr/kWh och elpris 2 är 1.7 kr/kWh. Vi ser att elpriserna endast är större än LCOE för anläggningen utan batteri. Detta indikerar på att anläggningen med batteri inte kan bli lönsam. För anläggningen utan batteri är LCOE 1.0 kr/kWh, denna kommer betala tillbaka

sig för båda elpriserna så länge all el kan användas. Elpriserna för såld el är lägre, elpris 1 är då 0.46 kr/kWh och elpris 2 är 1.1 kr/kWh. Om all el skulle säljas i stället skulle endast anläggningen utan batteri bli återbetald med elpris 2.

Tabell 12 och 13 visar resultatet från investeringskalkylen för en anläggning utan batteri, för de olika elpriserna och för olika nivåer av egenanvändning. Tabell 12 visar investeringskalkylen för elpris 1. Endast fallen med 100 % egenanvändning är lönsamt, och det blir bara precis lönsamt. Internräntan blir 6 % och är därför precis större än kalkylräntan på 5.5 %. Även nuvärdet som är 550 tusen kronor är också precis större än investeringen på 527 tusen kronor. Detta visar att investeringen blir lönsamt med elpris 1 om du använder 100 % av elen själv men det blir ingen vinst, utan du får precis investeringen återbetald. Vid ett lägre elpris behöver därför egenanvändningen vara högre för att investeringen ska vara lönsam.

I tabell 13 visas resultatet för elpris 2. I detta fallet blir alla nivåer av egenanvändning lönsamma. Elpriset är nu så högt att det klarar av att både sälja och köpa el. För 50 % egenanvändning är nuvärdet 781 tusen kronor, internräntan 10 % och den diskonterade återbetalningstiden är 13 år. Dessa värden uppfyller kraven på lönsamhet. Om dessa jämförs med fallet med 100 % egenanvändning. Då är nuvärdet 983 tusen kronor, internräntan 12 % och den diskonterade återbetalningstiden 9 år. Lönsamheten är bättre för fallet med 100 % egenanvändning men skillnaden är inte jättestor och båda nivåerna leder därför till bra lönsamhet.

Investeringen i anläggningen blir lönsam om elpriset är fortsatt högt, enligt elpris 2. Men även om elpriset skulle sjunka skulle investeringen vara fortsatt lönsam om graden av egenanvändning kan hållas hög, nära 100 %. Om egenanvändningen inte kan hållas vid en hög nivåer kommer investeringen inte att vara ekonomisk lönsam. Inte heller om elpriset blir för lågt kommer det att vara en lönsam investering. För att investeringen ska vara ekonomiskt lönsam och betalas tillbaka under dess livslängd måste antingen den procentuella egenanvändningen eller elpriset vara på en hög nivå. En hög egenanvändning leder till större sparade kostnaden för den elen som man inte behöver köpa. Om i stället elpriset skulle öka till högre nivåer än elpris 2 skulle det resultera i bättre lönsamhet och de fall som nu inte var lönsamma skulle kunna bli det.

I tabell 14, visas investeringskalkylen för en anläggning med batterilagring. Batterilagringen ökar mängden egenanvänd el, med antagande att det ökar med 25 %. Tabell 14a visar värden för elpris 1. Nuvärdet blir då 125 tusen kronor respektive 320 tusen kronor. Grundinvesteringen är nu 992 tusen kronor på grund av batterikostnaden, vilket betyder att inget fall av egenanvändning är lönsamt enligt nuvärdet. Internräntan är -7 % respektive -3 % vilket är betydligt lägre än kalkylräntan på 5.5 %. Även återbetalningstiden visar på att det inte är en lönsam investering, då den är mer än 30 år för båda fallen. Tabell 14b visar resultatet för elpris 2. Nuvärdet blir då 557 tusen kronor för 75 % och 752 tusen kronor för 100 %. Även med det högre elpriset är inget av fallen lönsamma enligt nuvärdesmetoden, detta på grund av den höga investeringskostnaden. Internräntan är 0 % respektive 3 % vilket är mindre än kalkylräntan. Återbetalningstiden blir 28 år respektive 21 år. Investeringen i batterilagring är inte lönsamt, även om elpris 2 används.

Som resultatet visar är ökningen av självförsörjningen inte värt den extra kostnaden för batterilagring. Batterier blir en dyr investering utan någon större fördel. Det ökar mängden el som kan användas direkt på plats, men den ökade investeringen från batteriet, samt att batteriet måste bytas under solcellens livslängd leder till att investeringen inte betalas tillbaka. För att batterilagring, i detta fall, ska vara lönsamt behöver batterikostnaden minska. Troligen kommer batteripriserna i framtiden att minska då intresset och marknaden ökar. Dock är priserna i dagsläget inte tillräckligt låga för att en investering i batterilagring ska vara lönsamt. Det är även möjligt att investeringen i batterilagring blir lönsam om elpriset skulle öka ännu mer än det elpris som användes i elpris 2.

5.2.2 Installering och självförsörjning

Eftersom taken på de byggnader som finns på ÅVC:en inte gick att använda, är platsen för solceller begränsad. Det bästa hade varit att använda taket eftersom det är billigare att installera på tak

jämfört med mark. Det faktum att den användbara markytan är omgiven av träd gör att den inte är ideal för solceller. Det antogs därför att träden tas bort, för att kunna räkna på produktionen. Om träden inte avlägsnas är ytan inte alls användbar för solceller. Även det faktum att väglagen gäller och därför kräver 12 meter från gränsen till motorvägen gör att platsen inte är optimal. Trots att platsen inte är optimal finns det möjlighet att installera solceller här, dock kommer det påverka lönsamheten.

Installering på ÅVC:en kan ske med önskad metod eftersom marken inte har något speciellt krav. Den billigaste metoden är troligen pålning, då denna är vanlig och väl beprövad. Det går även bra att använda ett ballastsystem med betongfundament. Men om man ska ta hänsyn till olika miljöaspekter är det förmodligen bättre att undvika användningen av betong på grund av de höga koldioxid utsläppen som tillverkningen medför. Även de andra metoderna som nämnts i denna rapport, TreeSystem och Renusole Console+, hade kunnat användas men blir troligen dyrare.

Den tillgängliga ytan på ÅVC:en är begränsade. Detta leder till att det inte finns plats att installera tillräckligt med solceller för att kunna producera den mängd som förbrukas över året. Förbrukningen ligger på runt 100 000 kWh/år medan produktionen endast når upp till runt 48 000 kWh/år. Anläggningen kommer därför inte kunna bli självförsörjande över årsbasis. Det är dock inte omöjligt att anläggningen kan bli självförsörjande om andra användbara ytor identifieras. Till exempel, om anläggningen i framtiden ska renoveras kan ladornas tak användas till solceller. Eftersom man kan sätta solcellerna direkt på taket vid en renovering, leder detta till en lägre investeringskostnad jämfört med mark installation. Då taken på ladorna är stora skulle detta öka produktionen och självförsörjning över året kan bli möjlig.

Det finns även andra möjliga metoder för att öka ytan för solceller. Till exempel finns det carport lösningar med solceller på taket, som visas i figur 23. Detta skulle kunna vara ett alternativ att ha på vägarna på anläggningen, där bilarna fortfarande kan köra under. Dock leder detta troligen till en större investering och till en mer komplicerad installationsprocess. Men det visar att det finns lösningar som ökar den tillgängliga platsen.



Figur 23: Visar en lösning där parkeringsplatser med carports har solceller på taket. (Solar, CC BY 2.0)

5.3 Ägande och hållbar investering

Beroende på om man anser att investeringen är lönsam eller inte kan olika ägandeformer undersökas. Ägandet av en solcellspark kan ske på flera olika sätt. Solcellsparken kan ägas av företaget, vilket i detta fall är Sysav. Sedan kan också parken drivas som en ekonomisk förening där både företag och privatpersoner kan köpa en andel av parken, detta innebär att Sysav inte behöver stå för grundinvesteringen utan intressenter finansierar parken genom att köpa andelar av den. Det finns även alternativet att arrendera ut marken till en aktör. Vid arrendering så erbjuds en hyra för marken och sedan äger och sköter aktören solcellsparken. Om Sysav äger och finansierar parken själv kommer det leda till en större kostnad och risk, men de kommer också att få tillbaka hela vinsten. Om marken arrenderas ut slipper Sysav stå för någon investering men de får heller inte ta del av vinsten. Den hyran som erbjuds är relativt liten och kommer inte leda till någon större ekonomisk inkomst. Dock behöver Sysav inte ta någon risk eller stå för underhållet. Drivs solcellsparken i stället som en ekonomisk förening, är det liknande som vid arrendering. Sysav behöver inte stå för investeringen men de kommer inte heller få någon ekonomisk vinst.

Detta tar upp en annan form av lönsamhet. Även om det kanske inte leder till någon ekonomisk lönsamhet så kan solceller fortfarande vara en bra investering. Att investera i solceller leder till en förstärkt bild av att Sysav är ett hållbart företag som bryr sig om klimatet och framtiden. Om solcellsparken drivs som en ekonomisk förening kan detta leda till att hållbarhetsbilden ökar ännu mer, då privatpersoner har möjligheten att investera i solceller och då vara en del av förändringen mot en förnybar framtid. Detta kan också leda till en allmän ökning av engagemang när det kommer till hållbarhetsfrågor.

Det hjälper även kommunerna som äger Sysav att nå deras hållbarhetsmål. Till exempel är Malmö och Lund med i ett projekt med målet att det ska vara klimatneutrala till 2030. Att investera i solceller leder därför till att hjälpa dessa kommuner nå sina mål. Det hjälper även Sverige att blir mer klimatneutralt och att producera förnybar energi där den behövs. Investeringen i solceller leder därför till samhällsnytta som inte nödvändigtvis behöver vara ekonomiskt lönsamt.

5.4 Metoddiskussion

En del av intervjuerna genomfördes med personer relaterade till solcellsanläggningar som gjort på deponier. Detta för att få en bild över hur processen går till och vilka problem och svårigheter de stött på under deras projekt. Intervjuerna genomfördes endast med en person från varje projekt, det hade varit önskvärt att även intervjua andra personer inblandade för att få en bättre helhetsbild över eventuella problem från en annan synpunkt. Det hade även varit gynnsamt om studiebesök hade kunnat genomföras på dessa anläggningar. De intervjuer och diskussioner som gjordes med solcellsleverantörer var få och det hade varit bättre om dessa hade kunnat genomföras med fler leverantörer. Detta hade lett till fler uppskattade investeringskostnader och då bidragit till en större säkerhet i investeringskostnaden samt visat hur stor variationen i uppskattad investeringskostnad var. Att detta inte kunde genomföras var på grund av att många av de solcellsleverantörer som kontaktades var överbelastade och inte hade tid att hjälpa till.

För nätanslutningskostnaderna gjordes uppskattningar utifrån antaganden och diskussioner, ett bättre alternativ hade varit att få en siffra från E.ON som äger elnätet på platsen. Detta försöktes genom att använda ett formulär om anslutningsindikation på deras hemsida, men då det var högt tryck på denna och svartiden över 2 månader kunde inte ett svar fås.

Simuleringar och investeringskalkyler har genomförts med uppskattningar. Det har inte tagits hänsyn till hur en optimal solcellsanläggning skulle kunna byggas. Hur skillnaderna hade blivit om man använde en annan typ av solcell med andra mått, eller den exakta påverkan som placeringen har. Beroende på placering och radavstånd hade resultatet kunnat bli annorlunda. Det hade därför varit intressant att genomföra simuleringarna med flera olika fall och parametrar. Även toppeffekten på solcellerna är viktig. En solcell med toppeffekt 450 Wp tar ungefär lika mycket plats som en med endast 200 Wp. Det hade därför varit av intresse att även undersöka hur solcellens effekt påverkar den möjliga produktionen, och hur det i sin tur påverkar investeringskostnaden.

Metoden undersöker inte andra former av lönsamhet utan tittar endast på ekonomisk lönsamhet. Det hade varit intressant och göra en studie där kunder frågades om deras syn på Sysav hade förändrats om de investerade i solceller, och om det inspirerar dem till att försöka vara mer hållbara själva. Det hade även varit intressant att undersöka om intresset finns, för kunderna att köpa en andel i en solcellspark, om den skulle drivas som en ekonomisk förening.

En konkret känslighetsanalys, där alla ingångsvärden i kalkylen undersöks. Det vill säga att känsligheten i investeringskostnaden, kalkylräntan, driftkostnaden och övriga parametrar undersöks närmre hur de påverkar resultatet och inte bara elpriset.

5.5 Osäkerheter i studien

Det finns en del osäkra och uppskattade kostnader i denna undersökning, eftersom det finns många olika delar som påverkar. För deponin kommer variationen i kostnader främst från valet av monteringsmetod och nätanslutning. Om en ny monteringsmetod eller en mer komplicerad metod måste väljas kommer det leda till högre material- och arbetskostnader. Även nätanslutningskostnaden är varierande. För att kunna göra en anslutning måste det aktuella elnätbolaget göra en undersökning om det finns möjligheten att ansluta den storlek på anläggning som önskas eller om det behöver bygga ut elnätet. Vid utbyggnad kommer det uppstå höga kostnader. Detta medför att uppskattningen av nätanslutningskostnaden är osäker. För installationen av solcellerna på deponin antogs även att alla solceller installerades med samma metod. Detta är troligen inte fallet. Då lutningen på slutningen är hög kan olika installeringsmetoder behöva användas. Då kan en metod användas på den platta toppen och en annan på slutningarna.

På ÅVC:en är variationen i kostnader främst relaterade till vilken storlek som får plats, på grund av problemet med skugga. Även på ÅVC:en finns osäkerheter kring nätanslutningskostnaden, men eftersom ÅVC:en ligger mer centralt och det handlar om en mindre anläggning är det troligt att det inte behöver genomföras någon ändring i elnätet eller att denna kostnad i så fall är liten. Eftersom det antas att träden på platsen tas bort kommer detta leda till en kostnad och om träden inte skulle tas bort kommer den elproduktion som simulerats inte längre vara aktuell. Detta eftersom skuggning drastiskt sänker mängden producerad el.

Den största osäkerheten i undersökningen kommer dock från elpriset. Detta eftersom vi lever i en orolig tid med både krig, klimatkriser och stigande priser. Detta gör att framtidens elpris är väldigt osäker. Att försöka ta fram en prognos för framtidens är svårt. Elpriserna just nu är väldigt höga till följd av ett högt spotpris och ingen vet om de kommer fortsätta på denna höga nivå eller om de kommer återgå till den lägre nivå som de tidigare varit på. I elpriset ingår även energiskatt, vilket är ytterligare en parameter som kan förändras. För att minska denna osäkerhet i undersökningen, användes två olika genomsnittliga elpriser, vilket resulterade i ett lågt och ett högt elpris. I uträkningarna har dock ingen hänsyn tagits till att elpriset kommer variera från år till år.

Även den snabba utvecklingen i solcellsindustrin leder till att det är svårt att förutse priser. Detta tillsammans med det ökade intresset för solceller leder till svårigheter att uppskatta priser, idag och i framtiden. Dels kan det höga intresset leda till lägre priser för att konkurrensen ökar men det kan också leda till att priserna ökar eftersom kunden är villig att betala. De priser på solceller och material som användes i rapporten är därför endast en uppskattning av vad de skulle kunna kosta på dagens marknad.

Det finns även en del osäkerheter i simuleringarna som gjordes. Dessa genomfördes med standardinställningar för förluster. Vilket inte helt speglar det verkliga förhållanden. Deponin är riktade i flera olika riktningar, för att försöka få med detta i simuleringen gjorde tre olika simuleringar i de tre aktuella riktningarna. Detta är dock inte en korrekt bild över hur anläggningen faktiskt skulle se ut, eftersom det beror på flera olika faktorer så som installeringsmetod, lutning och radavstånd. Simuleringen använder en vald solcellsmodul och en typ av växelriktare. Exakt de valda modellerna hade troligen inte vara de som använts vid den faktiska installationen.

En del av de källor som använts i denna rapport är från säljande företag. De kan vara till exempel

kostnader för olika komponenter eller fördelar med solceller. Detta leder till att man bör vara källkritisk då ett företag som säljer solceller kommer vilja försöka visa dessa ut den mest gynnsamma vinkeln. Dessa källor är därför inte optimala, men användes ändå för att kunna ge en tidsenlig kostnads uppfattning samt en aktuell bild över solcellsmarknaden.

5.6 Framtiden och vidare studier

För att gå vidare med denna undersökning bör det göras en djupare analys där en expert ger exakta siffror på de givna anläggningarna. Speciellt på deponin kommer det behövas en djupgående undersökning och inblandning av tillsynsmyndigheten. Då denna undersökning inte har tittat på optimala placeringar av solcellerna, vinklar och vindlast beräkningar kommer detta också behöva undersökas så att en effektiv solcellsanläggning erhålls. Vidare kan även alternativa installeringsmetoder undersökas. Då denna rapport endast tar upp några av de installeringsmetoder som finns på marknaden, kan en vidare undersökning genomföras för att se om det finns metoder som hade fungerat bättre. Det bör även genomföras en grundlig nätanslutnings undersökning där det aktuella nätbolaget, i detta fallet E.ON, avgör eventuella åtgärder och kostnader som detta medför.

Sysavs andra anläggningar bör även de undersökas för solcellsinstallation. Då varje anläggning är unik och olika stora kommer utfallet skilja sig för varje plats. Det kommer därför behöva genomföras en förundersökning på de intressanta anläggningarna.

Vidare togs det upp i bakgrunden att det inte finns en plan för hur solceller ska återvinnas i framtiden. Om mellan 20-30 år kommer alla de solceller som installeras nu att behöva tas hand om och återvinnas. Om Sysav ska investera i solceller är det även rimligt att de kommer med en lösning för att ta hand om solcellerna. Genom att presentera en helhetslösning där de själva använder solceller och sedan även har möjligheten att hantera och återvinna solcellerna. Bildar de ett mer hållbart kretslopp. En framtida fortsatt undersökning skulle därför kunna vara hur Sysav kan återvinna eller återanvända solceller på ett hållbart sätt.

6 Slutsats

Avslutningsvis kommer nu slutsatserna att presenteras.

Resultatet visade att det finns rätt förutsättningar för att installera en solcellspark på deponin, trots de svårigheter som har presenterats. Den ekonomiska lönsamheten beror på fler olika faktorer, där elpriset spelar stor roll. För både 5 MWp och 2.5 MWp solcellsanläggningen visade det sig att endast det högre elpriset medförde lönsamhet. Det kommer därför endast vara en ekonomisk lönsam investering så länge elpriset håller sig på en hög nivå. För 5 MWp anläggningen med elpris 2 är återbetalningstiden endast 6 år, detta medför att eventuella sänkningar av elpriset efter dessa 6 år inte påverkar återbetalningstiden. Investeringen kan därför ändå bli lönsam om elpriset efter dessa 6 år skulle sjunka. Om däremot elpriset skulle öka till ännu högre nivåer kommer investeringen att bli mer lönsam och återbetalningstiden kortare. Vilken installeringsmetod som bör användas beror på hur stor risken är att sluttäckningen skadas. Beslut ansgående detta tas av deponins tillsynsmyndighet. Tillsynsmyndigheten bör även informeras tidigt i processen för att skapa ett bra samarbete och minska risken för missförstånd och kommunikationsproblem. Då Skåne har en hög elförbrukning men en låg elproduktion skulle en solcellspark leda till att elen produceras där den används, vilket medför samhällsnytta och bidrar med förnybar energi till ett samhälle i stort behov av det.

För ÅVC:en visade resultatet att den tillgängliga platsen för solceller inte är ideal. Eftersom det finns träd som kommer skugga solcellerna samt att väglagen kräver ett avstånd på 12 meter från vägen. Lönsamheten för investeringen visade sig även här starkt bero på elpriset, men nu även på graden av egenanvänd el. För att det ska vara lönsamt behöver elpriset vara högt eller så måste egenanvändningen vara hög, nära 100 %. Resultat visade även att batterilagring var en dyr investering som inte var lönsam under de förhållande som undersöktes. På grund av den begränsade ytan som fanns tillgänglig för placering av solceller är det inte möjligt för ÅVC:en att bli självförsörjande över året. Men om mer användbar plats identifieras kan detta genomföras.

Slutsatsen kan därför dras att investeringen i solceller på deponin eller ÅVC:en är lönsam så länge elpriset är högt. Däremot om elpriset skulle sjunka finns risken att investering inte blir lönsam. Då ÅVC:en kräver ett högre elpris för att betalas tillbaka kommer denna investeringen vara mer riskfylld än den på deponin. Medan investeringen på deponin kräver en betydligt högre grundinvestering men är fortsatt lönsam vid ett något lägre elpris. Utöver den ekonomiska aspekten är satsningen på solceller en hållbar investering som bidrar med nytta till samhället och hjälper Sysav bli ett mer miljömässigt hållbart företag.

Referenser

- Affärsverken and Swede energy. (2018). *Beskrivning av produktval för karlskrona solarpark etapp 1*. Hämtad 2022-04-20, från <https://www.affarsverken.se/globalassets/affarsverken/solenergi/bilder-och-pdf/beskrivning-produkter-uppdaterat-2018-12-21-ny.pdf>
- Avfall Sverige . (2012). *Mätning av sättningar i deponier. en kartläggning av nuvarande och framtida metoder*. Hämtad 2022-03-18, från <https://www.avfallsverige.se/aktuellt/nyhetsarkiv/artikel/matning-av-sattningar-i-deponier-en-kartlaggning-av-nuvarande-och-framtida-metoder/>
- Axelsson, A. (2019). *Förutsättningar för en solcellsanläggning på ett reningsverk*. [Masteruppsats]. Umeå Universitet. Hämtad 2022-03-25, från <https://fev.se/download/18.13665a917b37353d82f3a34/1631599534655/F%C3%B6ruts%C3%A4ttningar%20f%C3%B6r%20en%20solcellsanl%C3%A4ggning%20p%C3%A5%20ett%20reningsverk%20-%20Anton%20Axelsson.pdf>
- Batteriföreningen. (u. å.). *Battericellens uppbyggnad*. Hämtad 2022-03-23, från <https://batteriforeningen.se/battericellens-uppbyggnad/>
- Bengtsson, A., Holm, E., Larsson, D. & Karlsson, B. (2017). *Skuggningshandbok*. Hämtad 2022-03-26, från <https://energiforsk.se/program/solel/rapporter/skuggningshandbok-2017-385/>
- Berg, N. & Estenlund, S. (2013). *Solceller i elnät - Betydande andel solcellers inverkan på lågspänningsnätet*. [Masteruppsats]. Lunds tekniska högskola. Hämtad 2022-04-16, från <http://lup.lub.lu.se/student-papers/record/4533684>
- Bergmark, W. (2021). *kwp, kw och märkeffekt för solceller - vad betyder de?* Hämtad 2022-03-9, från <https://hemsol.se/vanliga-fragor/kwp-och-kwh/>
- Biedron, T. (2021). *Montera solceller på marken*. Hämtad 2022-05-06, från <https://www.greenmatch.se/blogg/solceller-paa-marken#offerter>
- Biedron, T. (2022). *Solceller: En guide med info, priser och bidrag*. Hämtad 2022-05-25, från <https://www.greenmatch.se/solceller>
- Björn Lundén. (u. å.). *Kalkylränta*. Hämtad 2022-06-13, från https://www.bjornlund.se/f%C3%B6retagande/kalkylr%C3%A4nta_1345?utm_referrer=https%3A%2F%2Fwww.google.com%2F%2F
- Bodecker Partners. (2020). *Långtidsprognos utsläppsrätter och elpriser se4*.
- Bulow, E. (2021). *Solcellsbatteri-lönsamhet och pris*. Hämtad 2022-05-09, från <https://hemsol.se/blogg/solcellsbatteri/>
- Carlsen, M.-T., Elfström, D., Kalecinska, M., Rehn, L., Stefansson, M. & Sund, H. (2018). *Degradering av svenska solceller*. Uppsala universitet. Hämtad 2022-04-27, från <http://urn.kb.se/resolve?urn=urn:nbn:se:uu:diva-351940>
- Ekman, L. & Jönsson, K.-O. (2020). *Betongens miljöpåverkan - en studie om betongens klimatpåverkan och branschens syn på materialet*. [Kandidatuppsats]. Lunds Universitet.
- Elbruk.se. (u. å.). *Elprishistorik*. Hämtad från <https://www.elbruk.se/elpris-historik-2021>
- Energiforsk. (2018). *Påverkan på nätet från stora mängder solkraft*. Hämtad 2022-03-18, från <https://energiforsk.se/program/elnatens-digitalisering-och-it-sakerhet/>

- rapporter/paverkan-pa-natet-fran-stora-mangder-solkraft-2018-539/
- Energiföretagen. (2020). *Elcertifikatsystem*. Hämtad 2022-03-7, från <https://www.energiforetagen.se/energifakta/elsystemet/elhandel/elcertifikatsystemet/>
- Energiföretagen. (2021). *Kundens elkostnader*. Hämtad från <https://www.energiforetagen.se/energifakta/elsystemet/elhandel/for-dig-som-ekund/kundens-elkostnader/>
- Energiföretagen. (2022a). *Elåret 2021, från rekordlåg till rekordhög elpris*. Hämtad 2022-02-14, från <https://www.energiforetagen.se/pressrum/pressmeddelanden/2021/elaret-2021-fran-rekordlagt-till-rekordhogt-elpris/>
- Energiföretagen. (2022b). *Elåret 2021, från rekordlåg till rekordhög elpris*. Hämtad 2022-02-14, från <https://www.energiforetagen.se/pressrum/pressmeddelanden/2021/elaret-2021-fran-rekordlagt-till-rekordhogt-elpris/>
- Energimarknadsinspektionen. (u. å.). *Elområde*. Hämtad 2022-05-23, från <https://ei.se/konsument/el/sa-har-fungerar-elmarknaden/elomrade>
- Energimyndigheten. (2019). *Olika typer av solceller*. Hämtad 2022-03-3, från <https://www.energimyndigheten.se/fornybart/solelportalen/lar-dig-mer-om-solceller/olika-typer-av-solceller/>
- Energimyndigheten. (2020). *Sveriges energi- och klimatmål*. Hämtad 2022-03-14, från <https://www.energimyndigheten.se/klimat--miljo/sveriges-energi--och-klimatmal/>
- Energimyndigheten. (2021). *Solcellers miljöpåverkan*. Hämtad 2022-04-26, från <https://www.energimyndigheten.se/fornybart/solelportalen/lar-dig-mer-om-solceller/solcellers-miljopaverkan/>
- E.ON. (u. å.-a). *Kapacitetsbrist i elnätet*. Hämtad 2022-05-10, från <https://www.eon.se/om-e-on/kapacitetsbristen/kapacitetsbrist>
- E.ON. (u. å.-b). *Koppla solceller till elnätet*. Hämtad 2022-05-10, från <https://www.eon.se/solceller/varfor-solceller/elnat>
- E.ON. (u. å.-c). *Nyanslutning el – allt du behöver veta*. Hämtad 2022-05-10, från <https://www.eon.se/el/elnat/ny-elanslutning>
- E.ON. (u. å.-d). *Så ändrar du din nuvarande anslutning*. Hämtad 2022-05-10, från <https://www.eon.se/el/elnat/aendra-anslutning>
- E.ON. (2022). *Prislista elproduktion syd*. Hämtad 2022-04-30, från <https://www.eon.se/content/dam/eon-se/swe-documents/swe-prislista-elproduktion-syd-220501.pdf>
- E.ON. (2022). *Prisutveckling för rörligt pris indelat i sveriges elområden*. Hämtad 2022-04-13, från <https://www.eon.se/content/dam/eon-se/swe-documents/swe-prisutveckling-rorligt-2012-2022.pdf>
- EU kommissionen. (u. å.). *Pvgis*. Hämtad 2022-05-05, från https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/
- Europeiska kommissionen. (2022). *Kommissionen tillkännager 100 städer som deltar i eu:s uppdrag för klimatneutrala och smarta städer senast 2030*. Hämtad från <https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/sv/ip.22.2591>
- GreenMatch. (2022). *Solceller: En guide med info, priser och bidrag*. Hämtad 2022-05-05, från

- <https://www.greenmatch.se/solceller>
- Hedborg, T. (2011). *Investeringskalkyl*. Hämtad 2022-04-3, från https://www.kth.se/social/upload/3369/110426_InvesteringskalkylF.pdf
- Hemming, S. (2022). *Pris på såld solel från solceller*. Hämtad 2022-05-03, från <https://hemsol.se/vanliga-fragor/salja-solel/pris/>
- Hemsol.se. (u.å). *Växelriktare*. Hämtad 2022-05-09, från <https://hemsol.se/solcellspaket/vaxelriktare/>
- Hälsinge solceller. (u. å.). *Montera solceller själv*. Hämtad 2022-04-10, från <https://halsingesolceller.se/montera-sjalv/>
- International Energy Agency. (2021). *National survey report of pv power applications in sweden*. Hämtad 2022-03-20, från <https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2021/10/National-Survey-Report-of-PV-Power-Applications-in-Sweden-2020.pdf>
- Klimatanpassning.se. (2020). *Erosion*. Hämtad 2022-05-12, från <https://www.klimatanpassning.se/hur-klimatet-forandras/klimat effekter/erosion-1.149364>
- Konsumenternas energimarknadsbyrå. (u. å.-a). *Elpriser- prognos och utveckling*. Hämtad 2022-03-30, från <https://www.energimarknadsbyran.se/el/dina-avtal-och-kostnader/elpriser-statistik/elpriser-prognos-och-utveckling/>
- Konsumenternas energimarknadsbyrå. (u. å.-b). *Hur kommer elen hem till dig*. Hämtad 2022-03-7, från <https://www.energimarknadsbyran.se/el/elmarknaden/elnetet/elens-vag/>
- Konsumenternas energimarknadsbyrå. (u. å.-c). *Så här fungerar elmarknaden*. Hämtad 2022-03-23, från <https://www.energimarknadsbyran.se/el/elmarknaden/sa-har-fungerar-elmarknaden/>
- Konsumenternas energimarknadsbyrå. (u. å.-d). *Så här fungerar elmarknaden – i sverige*. Hämtad 2022-03-23, från <https://www.energimarknadsbyran.se/el/elmarknaden/elmarknaden-i-sverige/>
- Konsummenternas energimarknadsbyrå. (2022). *Normal förbrukning och elkostnad för villa*. Hämtad 2022-05-23, från <https://www.energimarknadsbyran.se/el/dina-avtal-och-kostnader/elkostnader/elforbrukning/normal-elforbrukning-och-elkostnad-for-villa/>
- Laboratory, N. R. E. (2021). *System advisor model (sam)*. Hämtad 2022-05-05, från <https://sam.nrel.gov/about-sam.html>
- Lagergren, V. & Meisner, G. (2017). *Solceller på kungliga tekniska högskolan: En förstudie för installation av solceller på brinellvägen 66*. Hämtad 2022-05-02, från <http://urn.kb.se/resolve?urn=urn:nbn:se:kth:diva-226872>
- Lantmäteriet. (©2022a). *Malmö. sweref 99 tm. flygfoto [kartografiskt material]*. Hämtad 2022-03-30, från <https://minkarta.lantmateriet.se>
- Lantmäteriet. (©2022b). *Måsålycke. sweref 99 tm. flygfoto [kartografiskt material]*. Hämtad 2022-03-30, från <https://minkarta.lantmateriet.se>
- Leander, P. (2014). *Anmälan rörande sluttäckning för måsålycke avfallsanläggning*. Sysav.
- Lingfors, J., David och Widén. (2018). *Solenergipotential för skånes bebyggelse enligt två framtidsscenarioer*. Hämtad 2022-03-7, från <http://urn.kb.se/resolve?urn=urn:nbn:se:>

uu:diva-363683

- Länstyrelsen Skåne. (2022). *Solmarken*. Hämtad 2022-02-14, från <https://www.lansstyrelsen.se/skane/miljo-och-vatten/energi-och-klimat/projekt/solmarken.html>
- Länstyrelsen Skåne. (u. å.-a). *Bygga vid väg*. Hämtad 2022-04-20, från <https://www.lansstyrelsen.se/skane/samhalle/trafik-och-infrastruktur/bygga-vid-vag.html#scrollToContact>
- Länstyrelsen Skåne. (u. å.-b). *Funderar du på att anlägga en solcellsanläggning på marken?* Hämtad 2022-03-29, från <https://www.lansstyrelsen.se/download/18.15ddfd0e16ed55d34798ae8/1635408311673/Informationsblad%20om%20solceller%20p%C3%A5%20marken%20i%20Sk%C3%A5ne.pdf>
- Länstyrelsen Skåne. (2015). *Tillsynsvägledning om sluttäckning av deponier*. Hämtad 2022-04-05, från <https://www.lansstyrelsen.se/download/18.547ce5e918093c78a79125/1651750276644/TVL-info%202015-6%20Slutt%C3%A4ckning%20av%20deponier.%20Rev.%20april%202022.pdf>
- MEECO. (u. å.). *Sun2rope*. Hämtad 2022-05-11, från <https://www.meeco.net/products/pv-rope-structure/technical-data>
- Mårtensson, C. & Skoglund, M. (2014). *Solar landfills*. [Masteruppsats]. Linköpings universitet. Hämtad 2022-03-15, från <http://urn.kb.se/resolve?urn=urn:nbn:se:liu:diva-109668>
- National Renewable Energy Laboratory. (2021). *System advisor model version 2021.12.2*. Hämtad 2022-05-12, från <https://sam.nrel.gov>
- Naturskyddsföreningen. (2021). *Miljöpåverkan från el-och värmeproduktionen*. Hämtad 2021-02-14, från <https://www.naturskyddsforeningen.se/faktablad/miljopaverkan-fran-el-och-varmeproduktionen/>
- Rise. (2019). *Marknadsöversikt för solcellsmoduler, växelriktare, infästningsanordningar och kompletta system*. Hämtad 2022-04-27, från <https://www.energimyndigheten.se/globalassets/tester/marknadsoversikt-for-solcellsmoduler-vaxelriktare-infastningsanordningar-och-kompletta-system-191121-signerad.pdf>
- Rosengren, L. (2018). *Problemet med solpaneler som världen glömde*. Hämtad 2022-04-26, från <https://www.aktuellhallbarhet.se/miljo/klimat/problemet-med-solpaneler-som-varlden-glomde/>
- Rovalin AB. (u. å.). *Pålning ger ditt bygge en stabil grund*. Hämtad 2022-03-7, från <https://www.xn--plning-iua.nu/>
- Saarinen, L. (2017). The frequency of the frequency: On hydropower and grid frequency control.
- SCB. (2022). *Konsumentprisindex (kpi), maj 2022*. Hämtad 2022-06-16, från <https://www.scb.se/hitta-statistik/statistik-efter-amne/priser-och-konsumtion/konsumentprisindex/konsumentprisindex-kpi/pong/statistiknyhet/konsumentprisindex-kpi-maj-2022/>
- Skatteverket. (u. å.). *Mikroproduktion av förnybar el – näringsfastighet*. Hämtad 2022-05-09, från <https://www.skatteverket.se/foretag/skatterochavdrag/fastighet/mikroproduktionavfornybarelnaringsfastighet.4.309a41aa1672ad0c837b4e8.html>
- SlutaGräv! (u. å.). *Vad är markskruv?* Hämtad 2022-03-7, från <https://slutagrav.se/vara-skruvar/>

- Solar, B. R. (CC BY 2.0). *High desert montessori charter school array*. Hämtad från <https://creativecommons.org/licenses/by/2.0/?ref=openverse>.
- SolarFuture. (u. å.). *Ballastsystem*. Hämtad 2022-04-15, från <https://www.solarfuture.dk/byggnadsmontering/>
- SolensEnergi. (u.å.). *Tekniken bakom solel*. Hämtad 2022-03-7, från <https://solensenergi.se/tekniken-bakom-solpaneler/>
- Solkompaniet. (u. å.). *Vad är solceller?* Hämtad 2022-03-20, från <https://solkompaniet.se/fragor-och-svar-solel/vad-ar-solceller/>
- Statistikmyndigheten. (2022). *Befolkningstäthet i sverige*. Hämtad 2022-05-28, från <https://www.scb.se/hitta-statistik/sverige-i-siffror/manniskorna-i-sverige/befolkningstathet-i-sverige/>
- Stridh, B. & Larsson, D. (2017). *Investeringskalkyl solceller*. Hämtad 2022-04-03, från <https://www.e2b2.se/library/2705/slutrappport-investeringskalkyl-foer-solceller.pdf>
- Svantesson, G. (2017). *Energilagring för ökad egenanvändning av solel i flerbostadshus*. Hämtad 2022-03-24, från <http://urn.kb.se/resolve?urn=urn:nbn:se:uu:diva-317252>
- Sysav. (u. å.). *Återvinningscentraler*. Hämtad 2022-04-01, från <https://www.sysav.se/Privat/Atervinningscentraler/>
- Sysav. (2019). *Så gör du med eternit*. Hämtad 2022-03-7, från <https://www.sysav.se/om-oss/pressrum/nyheter/sa-gor-du-med-eterniten-373333/>
- Sysav. (2021a). *Fakta om sysav*. Hämtad 2022-05-024, från <https://www.sysav.se/om-oss/Fakta-om-sysav/>
- Sysav. (2021b). *Miljörapport 2021*.
- Sysav. (2021c). *På avfallsanläggningen*. Hämtad 2022-04-03, från <https://www.sysav.se/om-oss/Om-avfall/avfallsanlaggning/>
- TreeSystem. (u. å.-a). *Pv rackning system for landfill*. Hämtad 2022-03-7, från <http://www.treesystem.it/photovoltaic-plants-on-dump>
- TreeSystem. (u. å.-b). *Treesystem for ground mouting solar systems*. Hämtad 2022-03-7, från <http://www.treesystem.it/treesystem-for-ground-mounted-pv-plants>
- Upphandlingsmyndigheten. (u. å.). *Olika typer av investeringskalkyl*. Hämtad 2022-04-3, från <https://www.upphandlingsmyndigheten.se/om-hallbar-upphandling/ekonomiskt-hallbar-upphandling/lcc-for-langsigtigt-hallbara-inkop/olika-typer-av-investeringskalkyler/>
- Vattenfall. (u. å.). *Installera solcellsbatteri*. Hämtad 2022-04-22, från <https://www.vattenfall.se/solceller/solcellsbatteri/installera-solcellsbatteri/>
- Wallnér, E. (u. å.). *Dags att lagra din solel? här är det du behöver veta om batterier*. Hämtad 2022-04-07, från <https://www.solcellskollen.se/blogg/dags-att-lagra-din-solel-har-ar-det-du-behoover-veta-om-batterier>
- Wallnér, E. (2021). *Så väljer du en bra växelriktare*. Hämtad 2022-05-09, från <https://www.solcellskollen.se/blogg/sa-valjer-du-en-bra-vaxelriktare>

A Intervjufrågor

Frågorna som ställdes till solcellsanläggningar som redan finns på deponi idag.

- Vilken installationsmetod använde ni för att inte skada sluttäckningen och varför valde ni den?
- Hur gick installationen till?
- Har det uppstått några problem sedan parken togs i bruk? Underhåll av deponi? underhåll av solcellerna?
- Hur har växtligheten runt om solcellerna påverkats? Ingen växtlighet?
- Behövdes det något tillstånd eller bygglov för att bygga solceller? Och i så fall vilket?
- Hur drivs anläggningen, vem äger den?
- Är ni överlag nöjda med investeringen?

Frågorna som ställdes till solcellsleverantörer.

- Tillvägagångsätt och installationsprocess när man använder er som leverantör?
- Möjliga installationsmetoder på en deponi och det är något ni har erfarenhet av?
- Uppskattade pris för anläggningen?

Frågorna som ställdes till länsstyrelsen.

- Hur ställer ni er till att använda solceller på deponier?
- Vad kräver ni för att godkänna en installering på en deponi?