



UPPSALA
UNIVERSITET

UPTEC STS 25010

Examensarbete 30 hp

Juni 2025

Delad glädje är dubbel glädje

En fallstudie över implementeringen av en energigemenskap på Gränby sportfält

Matilda Sojé & Sofia Näslund



UPPSALA
UNIVERSITET

Happiness shared is happiness doubled

Matilda Sojé & Sofia Näslund

Abstract

This master's thesis analyses the potential of establishing an energy community at Gränby sports field in Uppsala, Sweden. The aim is to have the sports facilities located in Gränby sports field to share their electricity production and consumption. To evaluate whether this is feasible, the electric costs for each participant is evaluated over both a long term and short-term timeframe. This was done by using Excel based modelling over various scenarios. The results concluded that the participants would have lower electrical costs if they engaged in an energy community. Most of the savings came from reduced electricity grid subscription fees due to lower peak loads and increased self-consumption of PV electricity. However, the results also showed that further investments in green technology would not be economically viable due to high investment costs. Further it was discovered that there generally is a lack of clear regulations and financial incentives in Sweden for energy communities. This may limit the potential for energy communities, especially if the energy community will consist of, or include companies as participants. Despite these challenges, the findings indicate that energy communities could contribute to more flexible, sustainable, and cost-efficient energy use, especially if policy support and regulatory frameworks improve.

Teknisk-naturvetenskapliga fakulteten

Uppsala universitet, Utgivningsort Uppsala/Visby

Handledare: Linnea Abrahamsson Ämnesgranskare: Cajsa Bartusch Kätting

Examinator: Elisabet Andrésdóttir

Populärvetenskaplig sammanfattning

Världen står mitt i en stor energiomställning med klimatförändringar, energikris och teknikutveckling som driver på ett skifte från centraliserad energiproduktion till mer lokala, hållbara och gemensamma lösningar. För att stötta denna utveckling har EU tagit fram initiativet "Clean Energy for all Europeans Package". En del av detta initiativ uppmuntrar människor att producera, använda och dela energi tillsammans i så kallade energigemenskaper. I Sverige är fenomenet energigemenskaper fortfarande relativt nytt.

En energigemenskap innebär att flera aktörer går samman för att gemensamt producera, konsumera och ibland lagra eller sälja energi. Energigemenskapen kan uppnå flera olika syften och dessa syften anpassas oftast efter lokala förutsättningar samt medlemmarnas mål. Exempel på syften kan vara att spara pengar, stärka den lokala energiförsörjningen och minska klimatpåverkan. I denna uppsats har det genomförts en fallstudie över hur elkostnaderna påverkas av införandet av en energigemenskap i olika scenarier på Gränby sportfält i Uppsala. Gränby sportfält består av flera idrottsanläggningar som förvaltas av aktörerna Uppsala Arenor och Fastigheter, IFU Arena och UTK-hallen. Genom att samla in data över aktörernas elförbrukning och elproduktion simulerades olika scenarier i Excel. Ytterligare scenarier med en utökad produktion av solel, samt införandet av ett batterilager i energigemenskapen, undersöktes även.

Resultaten visar att en energigemenskap kan vara ekonomiskt fördelaktig. Genom att samordna sin elanvändning kan aktörerna minska sina kostnader jämfört med om de hanterar sin el individuellt. Däremot, vid ytterligare investeringar i förnyelsebar solel och ett batterilager blir investeringskostnaderna för höga för att energigemenskapen ska vara lönsammare än innan. Sammanfattningsvis är det lönsammaste alternativet för Gränby sportfält, utifrån dagens förutsättningar, att ingå i en energigemenskap utan ytterligare investeringar.

En av anledningarna till att ytterligare investeringar i grön teknik inte blir lönsam är att Sverige inte erbjuder samma ekonomiska incitament för företag som de gör för privatpersoner genom bland annat det gröna avdraget. Detta belyser ett tydligt behov av att se över styrmedel för att säkerställa att även större aktörer ska kunna investera i hållbara energilösningar. Ännu en faktor till varför ytterligare investeringar i solelsproduktion inte blir lönsam för energigemenskapen beror på att byggnadernas elbehov inte matchar solelsproduktionen. Därav bör valet av förnyelsebar energikälla ses över och det bör undersökas om det kan finnas andra alternativa källor som är bättre anpassade efter byggnadernas elbehov.

Sammanfattningsvis visar uppsatsen att det utifrån aktörernas elkostnader, är lönsamt att införa en energigemenskap på Gränby sportfält. Ytterligare investeringar i grön teknik blir däremot inte lönsamma utifrån rådande regler och ramverk. En energigemenskap kan innebära en mängd olika saker för olika aktörer och platser och behöver inte vara utformad på ett specifikt sätt. Detta gäller även för fallstudien på Gränby sportfält. Gemensamt däremot för samtliga energigemenskaper är att de verkar mot en mer hållbar energianvändning. Införandet av en energigemenskap på Gränby sportfält skulle även kunna verka i Uppsala kommuns intresse mot att uppnå klimatneutralitet 2030. För att detta ska bli verklighet krävs dock både teknisk anpassning och politisk vilja att främja samverkan och lokalt ägande i energisystemet.

Begreppslista

Aggregator

Aktör som samlar ihop flera mindre aktörers elresurser för att delta på elmarknaden som en enhet

Nätkoncession

Tillstånd att bygga och driva elnät inom ett visst område

Stödtjänstmarknad

Marknad för tjänster som hjälper elnätet att vara stabilt, exempelvis frekvensreglering

Överföringskapacitet

Hur mycket el som kan skickas genom elnätet vid en viss tidpunkt

Kapacitetsbrist

När elnätet inte kan möta efterfrågan på överföring eller effekt

Frekvenshållningsreserv

Elresurser som snabbt kan justera sin produktion eller förbrukning för att hålla elnätets frekvens stabil

Lagringskapacitet

Hur mycket energi ett lagringssystem, exempelvis ett batteri, kan lagra

Effekttopp

Tidsperiod med högsta elförbrukningen

kWp

Märkeffekt, den maximala effekt en solcell kan producera under idealiska förhållanden

Azimut

Vinkel som visar solpanelens riktning i horisontalplanet

Tvåtimmars batterisystem

Batterisystem som kan leverera sin maxeffekt i två timmar

Day-Ahead marknaden

Elmarknad där el handlas en dag i förväg, baserad på prognoser

CAPEX

Investeringskostnader

OPEX

Driftkostnader

Innehållsförteckning

1.	Inledning	1
1.1	Syfte och frågeställning.....	2
1.2	Avgränsningar	2
1.3	Uppsatsens upplägg.....	2
2.	Bakgrund.....	4
2.1	EU:s arbete mot ett förbättrat energiläge i Europa.....	4
2.2	Energiläget i Sverige	4
2.3	Det svenska elnätet.....	4
2.4	Stödtjänster och stödtjänstmarknaden	5
2.5	Nätkoncession	6
2.6	Elkostnader.....	6
2.6.1	Elnätstariffer.....	6
2.6.2	Spotpriser	6
2.7	Olika tekniker.....	7
2.8	Solceller.....	7
2.8.1	Ekonomiska aspekter.....	7
2.8.2	Överproduktion av solel	8
2.8.3	Mikroproduktion	8
2.8.4	Småskalig produktion.....	8
2.8.5	Elproducent	9
2.8.6	Definition av solcellsanläggning.....	10
2.9	Batterilagring.....	10
2.9.1	Batterilagring för solenergi	10
2.9.2	Batterilagring för stabilitet i elnätet	11
3.	Energigemenskaper.....	12
3.1	Europas arbete mot införandet av energigemenskaper.....	12
3.2	Sveriges arbete för införandet av energigemenskaper	13
3.3	Energidelning i en energigemenskap	14
3.3.1	Mikronät.....	14
3.3.2	Virtuell delning.....	15
3.4	Förutsättningar för energigemenskaper i Sverige	15
3.5	Organisatoriskt perspektiv på energigemenskaper.....	16
3.6	Utmaningar för energigemenskaper i Sverige.....	16
3.7	Kostnader för en energigemenskap	17

3.8	Alternativa affärsmodeller.....	17
3.9	Existerande energigemenskaper.....	18
3.9.1	Tamarinden.....	18
4.	Metod.....	19
4.1	Uppsala kommuns arbete mot klimatneutralitet.....	19
4.2	Gränby sportfält.....	19
4.3	Olika scenarion.....	21
4.4	Datansamling från fastigheterna.....	21
4.5	Datansamling och hantering för solceller.....	22
4.6	Scenario med fler solceller.....	23
4.7	Batterilagret.....	24
4.8	Ekonomi.....	25
4.8.1	Kostnader.....	25
4.8.2	Intäkter.....	27
4.9	Modellering i Excel.....	27
4.10	Trovärdighet.....	28
5.	Resultat.....	30
6.	Diskussion.....	40
6.1	Implikationer för framtiden.....	43
7.	Slutsats.....	44
8.	Referenslista.....	45
9.	Bilagor.....	52
9.1	Bilaga 1.....	52
9.2	Bilaga 2.....	53

1. Inledning

Världen står mitt i en energiomställning och olika omvärldskriser såsom ekonomisk kris, inflation, pandemi och krig vilket påverkar omställningen på olika sätt. Dels kan dessa kriser fördyra och försvåra omställningen, dels kan de snabba på den. Många utvecklingsrörelser pekar åt en alltmer decentraliserad, demokratisk och lokal energiproduktion (Askmar et. al, 2024). Ett viktigt initiativ inom denna utveckling är EU:s “ren-energi paketet” (Clean Energy Package, CEP) vilket syftar till att underlätta produktion och handel av förnybar energi, öka flexibiliteten i energisystemet och maximera potentialen hos lokala energilösningar (Energimarknasinspektionen, 2020). För att säkerställa en rättvis och inkluderande omställning är det viktigt att förändringar förankras hos medborgarna då motstånd kan uppstå vid stora samhällsförändringar. Energigemenskaper har därför framstått som en möjlig lösning för att både effektivt kunna ställa om samhällsinfrastrukturen på ett hållbart sätt samtidigt som sociala och ekonomiska aspekter beaktas (Askmar et. al, 2024).

En energigemenskap består av flera aktörer som gemensamt producerar, konsumerar och lagrar, och i vissa fall säljer, energi (Ekengren, 2024). I Sverige fanns det år 2019 cirka 140 aktiva initiativ för energigemenskaper och de hade en gemensam genererande kapacitet på 160 MW (Asserup, 2024). Trots den ökande utvecklingen är energigemenskaper fortfarande en relativt ny företeelse och mer forskning behövs kring deras ekonomiska och praktiska genomförbarhet. Gränby sportfält i Uppsala är ett av Uppsalas största sportfält och består av Uppsala friidrottsarena, Gränbys tre ishallar, Serwenthallen, IFU Arena och UTK-hallen (Uppsala arenor och fastigheter, 2024). I denna rapport kommer det undersökas om det är ekonomiskt fördelaktigt för aktörerna på Gränby sportfält att skapa, och ingå i, en energigemenskap. Genom att kartlägga nuvarande elförbrukning hos samtliga aktörer skapas möjligheterna för att senare kunna utvärdera hur denna påverkas efter införandet av en energigemenskap. Studien hoppas kunna bidra med insikter om hur idrottsanläggningar kan bli en del av den pågående energiomställningen och skapa ekonomiskt hållbara lösningar för framtidens energisystem.

1.1 Syfte och frågeställning

Syftet med projektet är att undersöka möjligheterna och förutsättningarna för att etablera en energigemenskap mellan idrottsanläggningarna på Gränby sportfält. Genom en fallstudie ska det undersökas om en samordnad elförbrukning mellan anläggningarna kan bidra till kostnadsbesparingar för anläggningarna på Gränby sportfält. Vidare undersöks det om integrationen av lokal energiproduktion i form av solceller, och batterilagring, medför ytterligare kostnadsbesparingar för de olika anläggningarna. Detta bearbetas i Excel samt analyseras utifrån rådande juridiska och ekonomiska regleringar. Nedan presenteras de frågeställningar som uppsatsen ämnar besvara.

- Hur påverkas anläggningarnas elkostnader av att ingå i en energigemenskap jämfört med dagens individuella hantering?
- Hur påverkas anläggningarnas elkostnader och intäkter av att integrera en utökad elproduktion från solceller samt energilagring, i form av ett batteri, inom energigemenskapen på Gränby sportfält?

1.2 Avgränsningar

I denna rapport används begreppet energigemenskaper för att referera både till förnybara energigemenskaper och energigemenskaper generellt. Vidare avgränsas byggnaderna på Gränby sportfält utifrån aktörtillhörighet där Uppsala Arenor och Fastigheters fastigheter betraktas som en enhet, UTK:s fastighet som en enhet och IFU Arena som en enhet. Denna uppdelning gjordes med anledning av karaktären hos den tillgängliga datan. Elförbrukningen och elproduktionen är det enda som beaktas i modelleringen, vilket innebär att fjärrvärme och annan uppvärmning exkluderas. Vidare baseras de ekonomiska analyserna på årsperspektiv, vilket innebär att kortsiktiga variationer i lönsamhet, till exempel dagar då en enskild byggnad eventuellt inte tjänar på att vara med i energigemenskapen, inte analyserats separat. Med anledning av den tillgång till data som funnits inkluderar analyserna endast de ekonomiska konsekvenserna av hur elkostnaderna påverkas för aktörer genom att ingå i en energigemenskap i Sverige 2024. Utöver dessa kan det finnas andra saker som påverkar den ekonomiska bilden av att vara en energigemenskap, detta är däremot utanför uppsatsens tillämpningsområde.

1.3 Uppsatsens upplägg

Uppsatsen tar avstamp i en bakgrund där energiläget i Sverige och Europa översiktligt presenteras. Detta för att ge läsaren en ökad förståelse till varför EU tycker att fenomenet energigemenskaper behövs och hur det uppkommit. Därefter följer en kort genomgång av det svenska elnätet samt elpriser och hur dessa är uppbyggda. Detta är motiverat eftersom uppsatsen ämnar att undersöka vilka ekonomiska förändringar som sker när man implementerar en energigemenskap i Sverige efter nuvarande förutsättningar. Sedan introduceras begreppen mikroproducent, småskalig producent och elproducent. Syftet med detta är att belysa vad som gäller vid produktion av förnybar el samt ge läsaren en djupare förståelse för att en energigemenskap kan klassificeras som alla dessa alternativ. Beroende på vad anläggningen klassificeras som följer även olika regler vilket får olika konsekvenser.

Informationen i bakgrunden gällande elproduktion, elpriser och elnätet med tillhörande stödtjänstmarknad blir särskilt viktigt när nästa avsnitt introduceras, en empiri om

energigemenskaper. Till följd av att energigemenskaper är ett relativt nytt fenomen, särskilt i Sverige, ansågs det nödvändigt att ha ett större fördjupande avsnitt om vad en energigemenskap är samt vilka juridiska och ekonomiska regleringar och förutsättningar som finns för dessa i Sverige idag. Vidare behandlas vissa praktiska aspekter såsom olika tekniska aspekter för hur energidelning inom gemenskapen kan gå till, samt vilka kostnader och organisatoriska alternativ som gemenskaperna kan tänkas ha.

Sedan följer en kort introduktion om uppsatsens fallstudie, Gränby sportfält samt Uppsala kommuns arbete mot klimatneutralitet, vilket energigemenskaper bedöms kunna ingå i. Vidare följer ett avsnitt om vilka metoder som använts för att undersöka den utpekade potentiella energigemenskapen på Gränby sportfält. Metoden presenterar hur data har insamlats samt hur data har bearbetats. Vidare har olika scenarion skapats för att utvärdera om eller hur den ekonomiska lönsamheten påverkas av exempelvis en större egenproduktion av solceller och batterilagring. I nästkommande avsnitt presenteras resultatet följt av en diskussion och slutsats.

2. Bakgrund

2.1 EU:s arbete mot ett förbättrat energiläge i Europa

I februari 2015 publicerade Europeiska kommissionen en strategi för en europeisk energiunion. Strategin grundade sig i ett holistiskt tillvägagångssätt och syftade till att samordna och integrera energipolitiken mellan EU:s medlemsstater (European Parliament, 2015). År 2016 publicerade Europeiska kommissionen 8 nya lagar som byggde på strategin som presenterades 2015. Dessa nya direktiv och lagar blev färdigställda 2019 och kallas för “Clean Energy for all Europeans Package”, hädanefter CEP (European Commission, u.å). CEP beskriver bland annat vikten av att skapa olika former för demokratiskt deltagande i energi- och klimatomställningen (Askmar et. al, 2024) och Europeiska unionen anser att privatpersoner bör ta en mer aktiv roll och ägarskap över energiomställningen och på marknaden (Magnusson & Palm, 2019). Vidare har man enats om att energianvändningen både ska effektiviseras och minskas på ett inkluderande och rättvist sätt (Askmar et. al, 2024). EU-direktiven gäller inte automatiskt i varje medlemsland utan behöver omsättas till den nationella lagstiftningen i respektive land (Morén et. al, 2025).

2.2 Energiläget i Sverige

Jämfört med många andra länder har Sverige en hög energi- och elanvändning per capita (Askmar et. al, 2024). Elanvändningen i Sverige kommer dessutom fortsätta att öka och minst fördubblas på sikt, bland annat till följd av transportsektorn och industrins elektrifiering (Power Circle et al., u.å). Detta medför incitament för att Sverige bör minska sin energianvändning, både ur ett energisäkerhets- och klimaträttviseperspektiv (Askmar et. al, 2024). Till följd av det ökade behovet av el och den ökade mängden förnyelsebar el i det svenska elnätet kommer olika stödtjänster och variationshanteringssystem som balanserar elsystemet troligen att spela en mer central roll. Vidare förväntas elsystemet bli mer decentraliserat med mer varierande elpriser (Power Circle et al., u.å). Tillverkningsindustrin och servicesektorn hade störst elkonsumention år 2023 följt av hushåll och jordbruk (SCB, 2024).

2.3 Det svenska elnätet

Det svenska elnätet sträcker sig över hela landet (Svenska Kraftnät, 2024c) och är indelat i fyra elområden, SE1 (Luleå), SE2 (Sundsvall), SE3 (Stockholm) och SE4 (Malmö). Elproduktionen i norr överstiger ofta den lokala förbrukningen, i söder är det omvänt. I och med detta uppstår det utmaningar med överföringskapaciteten. Under vissa delar av året är elnätet inte tillräckligt utbyggt för att transportera all överskottsel från norr till de områden i söder där behovet är större (Energimyndigheten, 2024). Denna kapacitetsbrist är som störst under kalla och vindstilla vinterdagar när många behöver mycket el (E.ON, 2024).

Energianvändningen förändras beroende på både tid på dygnet och människors aktiviteter (Rehnberg, 2025). I Sverige finns det så kallade höglasttimmar, där elförbrukningen brukar vara som störst. Höglasttimmarna infaller måndag till fredag mellan 8.00-11.00 på morgonen samt 16.00-19.00 på eftermiddagen/kvällen (Fortum, u.å). Energianvändningen påverkas också av väderförhållanden, där kalla temperaturer ökar behovet av uppvärmning, medan varmare väder kan minska detta behov. Detta gör flexibilitet i elnätet särskilt viktigt (Rehnberg, 2025).

2.4 Stödtjänster och stödtjänstmarknaden

Det krävs en balans mellan elproduktion och elkonsumtion inom kraftsystemet för att säkerställa dess stabila funktion. Balansen övervakas genom mätning av frekvensen i elnätet och det är viktigt att frekvensen bibehålls på en jämn nivå. Om elproduktionen överstiger konsumtionen stiger frekvensen över 50 Hz, medan den sjunker under 50 Hz om konsumtionen överstiger produktionen. För att upprätthålla en stabil frekvens kring 50 Hz samt hantera och balansera störningar i kraftsystemet används stödtjänster, vilket Svenska kraftnät upphandlar på stödtjänstmarknaden (Svenska kraftnät, 2024d). En av stödtjänsterna är frekvenshållningsreserver. För frekvenshållningsreserver finns FCR-N för normaldrift och FCR-D som är avsedd för störningshantering (Svenska kraftnät, 2024b). FCR-D finns för både upp- och nedreglering (Svenska kraftnät, 2025b). I Tabell 1 finns en översikt över vad som gäller för olika typer av frekvenshållningsreserver (Svenska Kraftnät, 2025b).

Tabell 1: Vad som gäller för olika typer av frekvenshållningsreserver (Svenska Kraftnät, 2025b)

Typ	Karaktär	Minsta budstorlek	Automatisk linjär aktivering inom frekvensintervallet	Aktiveringstid	Volymkrav för Sverige	Uthållighet
FCR-D upp	Störning, uppreglering	0,1 MW	49,90 - 49,50 Hz	50% inom 5s & 100% inom 30s	Upp till 558 MW	Minst 20min
FCR-D ned	Störning nedreglering	0,1 MW	50,10 - 50,5 Hz	50% inom 5s & 100% inom 30s	Upp till 538 MW	Minst 20min
FCR-N	Normaldrift, symmetrisk upp- och nedreglering	0,1 MW	49,90 – 50,10 Hz	63% inom 60s och 100% inom 3min	231 MW	1h

Handeln med stödtjänster sker genom att aktörer med rollen som leverantör av balanstjänster budar in sina resurser, så kallade reserver, till ett visst pris på de olika stödtjänstmarknaderna. Ett anbud som antas av Svenska kraftnät benämns som avropat, vilket innebär att resursen ska vara redo att aktiveras under den period som avropet avser. Det finns dock ingen garanti för att ett lämnat bud blir avropat, då detta avgörs av utbud och efterfrågan på marknaden. För att en ersättning ska utbetalas från Svenska kraftnät gäller det att anbudet har blivit avropat. Ersättningens storlek beror på flera faktorer, såsom budad volym, anbudets pris, utbud och efterfrågan samt vilken typ av marknad det gäller (Svenska kraftnät, 2024d).

2.5 Nätkoncession

Nätbolagen är de som beslutar vilka villkor som ska gälla för de som opererar på deras nät. Ellagen reglerar nätkoncessionen och den söks från Energimarknadsinspektionen (Askmar et. al, 2024). Enligt elsäkerhetsverket är en nätkoncession en förutsättning för att kunna föra över el mellan olika enheter och fastigheter. Eftersom elledningar inte har fått byggas eller förvaltas utan ett särskilt tillstånd i Sverige har nätbolagen monopol på elnäten i olika geografiska områden (Askmar et. al, 2024). För att starkströmsledningar ska kunna undantas från kravet på nätkoncession behöver de vara ett internt nät, men även då får elen bara överföras för någon annans räkning enligt vissa villkor. IKN-förordningen är en lista över de elnät och elledningar som inte kräver nätkoncession, det vill säga tillstånd. Detta kan till exempel vara ledningar inom ett bostadshus. Om en nätkoncession behövs, och man behöver göra en anslutning till elnätet med nätkoncessionen, ansvarar fastighetsägaren för att elanslutningen följer ellagens krav (Energimarknadsinspektionen, 2024a).

2.6 Elkostnader

2.6.1 Elnätstariffer

År 2022 infördes en ny prismodell för elnätstariffer där Energimarknadsinspektionen beslutade att samtliga elnätsföretag ska införa denna modell senast 1 januari 2027. Elnätstariffer är avgifter som elanvändare betalar till elnätsföretagen för att täcka kostnader för elöverföring, ledningsunderhåll samt mätning med mera. Syftet med den nya prismodellen är att främja en mer effektiv användning av elnäten (Energimarknadsinspektionen, 2024c). Elnätstarifferna består av fyra delar: en fast avgift, en kundspecifik avgift, en energiavgift och en effektagift (Energimarknadsinspektionen, 2024b). I metoden presenteras dessa parametrar i Tabell 5.

Den fasta avgiften och den kundspecifika avgiften är fasta belopp som bestäms per kund och baseras på abonnerad effekt respektive på kostnader för mätning, beräkning och rapportering. Energiavgiften kan variera beroende på tid på dygnet och/eller årstid och tas ut per kilowattimme (kWh) el som transporteras i elnätet. Det är dock viktigt att skilja denna avgift från den som elhandelsföretagen tar ut för den el som en elanvändare köper eller förbrukar. Effektagiften däremot, baseras på hur mycket elanvändaren belastar elnätet vid en viss tidpunkt och debiteras per kilowatt (kW). Till skillnad från energiavgiften måste effektagiften vara tidsdifferentierad, vilket innebär att den varierar beroende på när elförbrukningen sker för att spegla belastningen på elnätet över tid. Effektagiftens storlek bestäms i huvudsak av hur mycket effekt som används samtidigt och vid vilken tidpunkt på dygnet den sker. Genom att fördela sin elanvändning kan kostnaderna alltså minskas, medan en hög elanvändning under tider med stor belastning på elnätet kan medföra en högre avgift (Energimarknadsinspektionen, 2024b).

2.6.2 Spotpriser

Spotpriser är de priser som elbolag betalar för el och dessa påverkar direkt elpriserna för konsumenterna. Den nordiska elbörsen Nord Pool bestämmer spotpriset och Nord Pool fungerar som en gemensam marknad för Sverige, Norge, Finland och Danmark. Priserna varierar timme till timme beroende på tillgång och efterfrågan och fastställs ett dygn i förväg för varje timme under nästa dygn. Om efterfrågan är låg och en stor del av elproduktionen

kommer från förnybara källor som vind- och vattenkraft, tenderar priset att vara lägre. De fyra elområdena i Sverige skiljer sig åt när det gäller elproduktion och konsumtion, vilket ofta resulterar i högre elpriser i de södra delarna av landet. Spotpriset varierar därmed mellan de olika elområdena (Djerf, 2022).

2.7 Olika tekniker

Komplex teknik kan användas för att balansera energilagring och konsumtion med produktion. Elproduktion kan ske på till exempel ett tak eller på arrenderad mark, det finns en mängd olika kombinationer och möjligheter. Några exempel på elproduktionsmetoder som kan användas småskaligt är solet, vindkraft, småskalig vattenkraft, kraftvärme, berg- och infravärme, luftvärmepumpar och solvärme. Om en större produktionsanläggning ska installeras och kopplas upp mot elnätet behöver det finnas tillräckligt med kapacitet i närliggande anslutningspunkter (Askmar et. al, 2024). Om en produktionsanläggning har en anslutningseffekt över 300 kW ska den dessutom anslutas till högspänningsnätet (Vattenfall, u.å.g). Olika energilagringmetoder kan vara värmelagring, batterilagring, lagring i vätgas, lägesenergi och elbilar som batteri (Askmar et. al, 2024). I avsnittet nedan beskrivs de tekniker som valts att användas i denna studie.

2.8 Solceller

För att ta vara på solenergi kan solceller användas för att omvandla solljus direkt till elektricitet (Naturskyddsföreningen, 2023). Vanligtvis sammankopplas flera solceller till en solpanel som monteras på tak vilket är praktiskt eftersom elen då produceras i närheten av där den förbrukas (Naturskyddsföreningen, 2023). Trots att solinstrålningen är som starkast vid ekvatorn fungerar solceller även i Sverige (Naturskyddsföreningen, 2023). En av de största utmaningarna med solenergi i Sverige är däremot de stora skillnaderna i elproduktion mellan sommar och vinter. Solceller genererar betydligt mycket mindre energi under vinterns mörkaste månader när elbehovet är som störst. För att skapa en jämnare energiförsörjning över både dygnet och året kan avancerade lagringslösningar, som exempelvis batterilagring, hjälpa till att jämna ut produktionen (Jonsson, 2024).

2.8.1 Ekonomiska aspekter

Diverse teknologiska framsteg ihop med minskade driftkostnader har medfört att solcellsanläggningar kunnat bli mer konkurrenskraftiga (Rathore et al., 2019). Detta har medfört att installationsgraden för solceller ökat kraftigt de senaste 10 åren och återbetalningstiden ligger på omkring 12 år. Det innebär att en solcellsanläggning levererar vinst i mellan 10–30 år efter att avbetalningstiden gått ut. Vidare har utvecklingen av diverse stödsystem och regler gjort det extra lönsamt att investera i solceller (Askmar et al, 2024). Fastigheter som installerar solceller kan både tillgodose sitt eget energibehov och sälja eventuell överskottsproduktion om de producerar mer än de förbrukar. På så sätt blir de inte bara mer självförsörjande utan kan även dra ekonomisk nytta av den el som inte används (Skellefteå Kraft, u.å). Privatpersoner kan även utnyttja bland annat det gröna avdraget. Skatteavdraget gäller för privatpersoner som investerar i grön teknik som tillhandahåller lösningar för den egna bostaden. För nätanslutna solcellssystem ges skattereduktioner på upp till 20% av arbets- och materialkostnader för privatpersoner. För lagringssystem för egenproducerad el samt installation av laddningspunkt till elfordon ges en skattereduktion på upp till 50% för

privatpersoner. Skattereduktionen kan däremot högst uppgå till 50 000 SEK per person och år (Skatteverket, u.å.a).

2.8.2 Överproduktion av solel

När egenproducerad förnybar el överstiger den egna förbrukningen matas elen in på elnätet som ett överskott (Skatteverket, u.å.c). Vilket elbolag elen säljs till är upp till säljaren, däremot behöver detta vara samma elbolag som säljaren köper el av. Det finns olika typer av ersättning, nänytta, elförsäljning och skattereduktion. Nänytta betalas automatiskt ut av elnätsbolaget på överskottselen när anläggningen är igång (Vattenfall, u.å.f). För att kunna få ersättning för elförsäljning behöver det tecknas ett inmatningsabonnemang mellan säljaren och elnätsbolaget (Vattenfall, u.å.f). Beroende på anläggningens storlek finns olika alternativ för klassificeringar, dessa presenteras nedan i avsnitt 2.8.3, 2.8.4 samt 2.8.5 (Vattenfall, u.å.e).

2.8.3 Mikroproduktion

Om anläggningen har en installerad effekt på max 43,5 kWp och huvudsäkning på max 63 A räknas det som mikroproduktion (Vattenfall, u.å.e). Produktionen får inte överskrida den egna förbrukningen på ett år (Vattenfalls kundtjänst, 2025). Ersättningen för en mikroproducent baseras på den nordiska elbörsen Nord Pools timspotpris (Vattenfall, u.å.e). Mikroproducenter får i regel ingen ersättning för överskottselen, men för att kunna ge mikroproducenter en ekonomisk kompensation och underlätta för mikroproduktion av förnybar el har skattereduktion på producerad förnybar el införts. Juridiska och fysiska personer samt svenska handelsbolag och europeiska intressegrupperingar har rätt till skattereduktionen. Skattereduktionen gäller den som anmält till nätkoncessionshavaren att förnybar el kommer framställas och matas in i nätet. Detta måste ske i samma anslutningspunkt som elen tas ut (Skatteverket, u.å.c). Överskottselen som matats in på elnätet får inte överskrida 30 000 kWh, varken per person eller anslutningspunkt för att man ska kunna få skattereduktion (Skatteverket, u.å.c). Mätningen vid anslutningspunkten avgör skattereduktionen och därmed är egenförbrukningen irrelevant (Skatteverket, u.å.d). Om produktionen ändå skulle överskrida 30 000 kWh tillåts skattereduktion upp till gränsvärdet 30 000 kWh och resterande överskottsel beskattas. Skattereduktionen uppgår till 60 öre per kWh och kan högst uppgå till 18 000 kr. Om det är ett företag som begär skattereduktion tillåts detta enbart om företaget anses vara stöd av mindre betydelse enligt särskilda EU förordningar (Skatteverket, u.å.c). Skattereduktion vid mikroproduktion av förnybar el räknas som mindre betydelse (Skatteverket, u.å.g). Mikroproducenten behöver meddela elnätsbolaget om de är momspliktiga (Vattenfalls kundtjänst, 2025).

2.8.4 Småskalig produktion

Om elproduktionen överstiger 43,5 kWp räknas det istället som småskalig produktion. Beroende på elnätsbolag gäller olika regler för den övre tillåtna produktionsgränsen (Vattenfall, u.å.e). För kunder hos Vattenfall får produktionen uppgå till max 500 kW (Vattenfalls kundtjänst, 2025), och hos vissa andra elnätsbolag får produktionen uppgå till 1500 kW (Skånska energi, u.å), i denna uppsats baseras däremot definitionen av småskalig produktion på Vattenfalls villkor. Ersättningen för en småskalig elproducent baseras på Nord Pools timspotpris, däremot med ett avdrag på 4 öre/kWh (Vattenfall, u.å.e). För privatkunder hos

Vattenfall får huvudsäkringarna vara max 100 A, för små och medelstora företag får huvudsäkring däremot vara över 100 A (Vattenfalls kundtjänst, 2025).

Det finns inga särskilda regleringar kring skatt när det kommer till småskaliga producenter eftersom Skatteverket saknar en definition för begreppet småskalig producent (Skatteverkets kundtjänst, 2025). I vanliga fall behöver elen som produceras deklarerats för att kunna beskattas, i vissa fall däremot är den producerade elen inte skattepliktig. Detta gäller om elen exempelvis inte överförs till ett koncessionspliktigt nät och om den totala mängden installerad generatoreffekt är mindre än 100 kW. För solet motsvarar 100 kW generatoreffekt 500 kW topp effekt. Med andra ord får exempelvis en småskalig producent som producerar solet för eget bruk producera upp till 500 kW skattefritt. Detta gäller både för privatbostäder och näringsfastigheter (Skatteverket, u.å.f).

2.8.5 Elproducent

Om produktionen överstiger vad som gäller för mikroproducenter och småskalig produktion räknas man istället som en elproducent. Som elproducent är man skyldig att deklarerat sin elanvändning samt elproduktion. Vidare behöver elproducenter betala energiskatt på den el som produceras och överförs till någon som inte deklarerar skatt på el. Energiskatten ligger på 43,9 öre per kWh 2025 för förbrukad el (Skatteverket, u.å.f). Skatteverket anser att man är en elproducent om produktionen överstiger 500 kW (Skatteverkets kundtjänst, 2025). Se Tabell 2 för en översikt kring vad som gäller för de olika kategoriseringarna.

Tabell 2: Översikt över krav för kategorisering av aktör

Produktion (Toppeffekt)	Huvudsäkring	Kategorisering elbolag	Kategorisering Skatteverket	Regler
≤ 43,5 kW _p	≤ 63 A	Mikroproducent	Mikroproducent	Skattereduktion
> 43,5 kW _p ≤ 500 kW _p	≤ 100 A	Småskalig producent (privatperson)	Mikroproducent	Skattereduktion
> 43,5 kW _p ≤ 500 kW _p	> 100 A	Småskalig producent (företag)	Mikroproducent	Skattefritt
> 500 kW _p	> 100 A	Elproducent	Elproducent	Energiskatt samt deklarerat

I vissa fall kan man även få skatteavdrag eller återbetalning på producerad el. Energiskatt som exempelvis betalats för el som lagrats i ett batteri och som sedan matas tillbaka ut på samma koncessionspliktiga nät som elen matats ut ifrån ska även återbetalas (Skatteverket, u.å.f). Om anläggningen är registrerad för energiskatt och har en lägre topp effekt än 500 kW är det tillåtet

att göra avdrag för den producerade elen som inte överförs till ett koncessionspliktigt nät (Skatteverket, u.å.d).

2.8.6 Definition av solcellsanläggning

Det råder delade meningar kring vad som räknas som en anläggning när det gäller solel. Enligt Skatteverket anses det vara en anläggning om produktionsenheterna är tekniskt eller geografiskt sammanhängande genom att de exempelvis delar generator. De menar även på att flera mindre anläggningar med en sammanlagd topp effekt på 500 kW eller mer ska räknas som en elproducent (Skatteverket, u.å.f). Däremot bedömde den högsta förvaltningsdomstolen i fallet Tamarinden att *“två tekniskt sett åtskilda produktionsenheter för solenergi ska ses som två anläggningar enligt bestämmelserna om energiskatt på elektrisk kraft även om de geografiskt sett är sammanhängande”* (Högsta förvaltningsdomstolen, 2024). Detta innebär att solceller som installeras på olika byggnader inom en fastighet samt på mark i anslutning till en fastighet, med en gemensam högspänningsservis och ett internt ledningsnät för delning av energi ska ses som separata anläggningar (Skatterättsnämnden, 2024). I avsnitt 3.9.1 presenteras en kort översikt över energigemenskapen Tamarinden.

2.9 Batterilagring

Batterilagring är en av de vanligaste formerna av elektrisk energilagring (Chaurey & Deami, 1992). Genom att lagra överskottsel när efterfrågan och elpriserna är låga kan batterilagring möjliggöra en effektivare användning av energin. Den lagrade elen kan sedan användas vid en högre efterfrågan vilket bidrar till en stabilare energiförsörjning och potentiella kostnadsbesparingar (Svenska kraftnät, 2024a). Batteriet kan även bidra med flexibilitet och olika typer av flexibilitetstjänster (Power Circle, 2024).

2.9.1 Batterilagring för solenergi

Batterilagring är en av de vanligaste lagringsmetoderna för solenergilagring. För solenergilagring finns batterier som är särskilt lämpade och utformas främst med fokus på lång livslängd, hög cykellivslängd, låg självurladdning och hög effektivitet vid olika laddningsnivåer (Chaurey & Deami, 1992).

Självständiga solcellssystem med batterilagring konstrueras oftast för att garantera att energiproduktionen överstiger det totala energibehovet under hela året samt för att klara av en kontinuerlig energiförsörjning under natten och molniga dagar. Vid låg solinstrålning och perioder med kraftigt molntäcke krävs en ökad lagringskapacitet och solcellskapacitet. Under dagar med maximal solinstrålning kommer batteriet vara nära fulladdat. Då kan även solcellsanläggningen generera överskottsenergi som då antingen måste kopplas bort eller avledas för att förhindra att batteriet överladdas. En viktig del av att designa ett solcellssystem med batterilagring är därför att fastställa den optimala storleken på både solcellsanläggningen och batterilagringen för att säkerställa en stabil energiförsörjning med önskad tillförlitlighet (Chaurey & Deami, 1992). Storleken på ett batterilager mäts i MW och beskriver hur mycket effekt som kan matas ut till elnätet. Vidare mäts lagringskapaciteten i MWh och visar på den totala mängd energi som energilagret kan hålla (Svenska kraftnät, 2024a).

2.9.2 Batterilagring för stabilitet i elnätet

Ett batterilagring kan, utöver att lagra egenproducerad solenergi, även användas för stöd- och flex tjänster. Genom att investera i dessa tjänster kan företag bidra till energiomställningen samtidigt som de får ekonomiska fördelar som exempelvis optimerad elanvändning och potentiella intäkter från elmarknaden. Att satsa på frekvensregleringstjänster, såsom FCR-D, är dessutom en smart strategi för företag som vill maximera värdet av sina batterier och samtidigt bidra till en stabil elförsörjning (E.ON, 2025). Då kan batterilagret användas för att bidra med reserver till elsystemet, vilket hjälper till att balansera elnätet. Dessa batterireserver är viktigt för att säkerställa stabilitet i elnätet (Svenska kraftnät, 2025a). Hur mycket ett företag kan tjäna på att leverera batterireserver beror på volymen som finns tillgänglig att buda in på marknaden för reserver, samt vilket pris som väljs att buda in på (Svenska kraftnät, 2025a). Stödtjänster förväntas ha fortsatt höga intäkter de närmsta åren innan marknaden blir mer mättad och konvergerar mot nivåer som finns i Finland där FCR-D nivåerna ligger runt 2–10 EUR/MWh (Bodecker Partners, 2024). Stödtjänstmarknaden gör att ett batteri som sätts i bruk under 2025 eller tidigt 2026 kan vara återbetalt redan på 3–4 år. Däremot på grund av att det rör sig mot en mer mättad marknad ökar återbetalningstiden till 5–7 år för ett batteri som sätts i bruk 2027 (Bodecker Partners, 2024).

Batterilagring kan, förutom att finnas tillgänglig på stödtjänstmarknaden, även bidra till att minska effektoppar genom så kallad effektoppskapning (Peak shaving). Detta innebär att elförbrukningen reduceras under perioder med hög efterfrågan. Istället för att använda el direkt från nätet kan den energi som lagras i batteriet användas, vilket minskar belastningen på elnätet. Detta bidrar till att undvika höga effekttariffer och kan därmed sänka kostnaderna för användaren (Energy Balance, u.å)

3. Energigemenskaper

En energigemenskap består av ett flertal medlemmar som gemensamt konsumerar, producerar och lagrar energi, energin kan även säljas (Ekengren, 2024). Medlemmarna kan vara både privatpersoner, föreningar, företag eller offentliga institutioner. Till skillnad mot andra stödsystem som redan finns för fastighetsägare utgörs energigemenskaperna av medlems- eller delägardrivna initiativ med målet att samverka kring olika hållbara energilösningar. Dessa initiativ ska inte vara vinstdrivande (Askmar et al., 2024), utan ska ha som funktion att skapa ekonomiska, miljömässiga och sociala samhällsfördelar för det lokala området där gemenskapen verkar; eller för sina medlemmar (Palm, 2021). Energigemenskapernas roll har stor tillväxtpotential och kan utvidgas från elproduktion till energiförsörjning, effektivitet och e-mobilitet (Caramizaru & Uihlein, 2020). De kan skapas både "underifrån" av medborgare som själva går samman eller "uppifrån" av en kommun eller energibolag som vill bjuda in medborgare. En energigemenskap kan därmed innebära olika saker för de som är medlemmar (Askmar et al., 2024).

Det finns två olika typer av energigemenskaper, "*Renewable Energy Communities (REC)*" och "*Citizen Energy Communities (CEC)*". Den huvudsakliga skillnaden mellan dessa är att REC fokuserar på förnyelsebar energi och har geografiska begränsningar och CEC har en bredare verksamhet som kan inkludera alla typer av elproduktion (Palm, 2021). Denna rapport undersöker främst implementeringen av en REC. Vidare i rapporten kommer paraplybegreppet energigemenskaper användas och detta innefattar både REC och CEC.

Energigemenskaper har ökat snabbt, delvis tack vare stödprogram, men deras långsiktiga hållbarhet beror på innovativa affärsmodeller, social acceptans och smart teknik (Caramizaru & Uihlein, 2020). Institutionella miljöer, landskap och energisystemet kommer påverka hur energigemenskaper etableras och utvecklas (Magnusson & Palm, 2019). Vidare kommer lokala förutsättningar och samarbetsmöjligheter, deltagarnas ekonomiska möjligheter och behov, samt val av teknik påverka energigemenskapens utformning (Askmar et al., 2024). Studier har däremot visat att energigemenskaper tenderar att oftast vara lokalt avgränsade med syfte att gynna den lokala miljön (Magnusson & Palm, 2019).

Det finns en mängd fördelar med energigemenskaper, de kan bidra till att förbättra nätstabiliteten, sänka energikostnaderna och medföra minskad belastning på miljön. Vidare kan de även medföra en mängd sociala konsekvenser såsom starkare integration och samhällen, skapa nätverk som arbetar tillsammans mot kollektiva mål med kollektiva fördelar, minska barriärerna för acceptansen av ny teknik samt minska återbetalningsperioden för ny teknik (Magnusson & Palm, 2019). Det krävs däremot mer forskning för att förstå energigemenskapernas fulla potential och identifiera hinder (Caramizaru & Uihlein, 2020).

3.1 Europas arbete mot införandet av energigemenskaper

År 2018 infördes energigemenskaper i europeisk lagstiftning med syfte att underlätta för fler att engagera sig i energigemenskaper (Ekengren, 2024). Idag kräver EU att alla medlemsländer ska införa konkreta åtgärder för att underlätta medborgarnas deltagande i energigemenskaper (Caramizaru & Uihlein, 2020) genom att bland annat ta bort administrativa barriärer och regleringar som motverkar eller saktar ned utvecklingen (Palm, 2021). Vidare vill EU-

kommissionen att energigemenskaper ska kunna bidra till att minska energifattigdom i Europa genom att verka som en hävstång för sårbara grupper och hjälpa dem delta i energiomställningen (Askmar et. al, 2024). EU stödjer och finansierar energigemenskaper, men det krävs fler åtgärder för att öka deras spridning, särskilt i länder med låg etablering. Dessutom krävs anpassad socialpolitik och regleringar för att undvika att vissa grupper missgynnas ekonomiskt (Caramizaru & Uihlein, 2020).

3.2 Sveriges arbete för införandet av energigemenskaper

År 2019 fanns det inga stödstrukturer för energigemenskaper i Sverige förutom generell ekonomisk support för investeringar i förnyelsebara energikällor (Magnusson & Palm, 2019). I februari 2019 gav därav regeringen Energimarknadsinspektionen i uppdrag att analysera de åtgärder som krävs för att implementera Europaparlamentets elmarknadsdirektiv (CEP). Direktivet skulle implementeras senast 1:a januari 2020 och ställde nya krav på elmarknaden (Energimarknadsinspektionen, 2020). EU-direktiven gäller inte automatiskt i varje medlemsland utan behöver omsättas till den nationella lagstiftningen i respektive land (Morén et. al, 2025).

Energimarknadsinspektionens förslag ledde till att aggregatorer och energigemenskaper för både medborgare (CEC) och förnyelsebar energi (REC) introducerades i den svenska lagstiftningen. Vidare ledde lagförslagen till förbättrade möjligheter för kunder att vara prosumenter. En prosumenter har egen produktion av förnyelsebar energi (Energimarknadsinspektionen, 2020). Fördelar med förslaget är att lagen underlättar skapandet och drivandet av energigemenskaper. Nackdelar mot lagförslaget är däremot att lagen är för vag och det framgår inte hur energigemenskaper ska förhålla sig till befintliga energikooperativ. Vidare får energigemenskaper sämre villkor än andra mikroproducenter, exempelvis får energigemenskaper ingen specifik skattereduktion och fram tills år 2022 fick de inte äga elnät vilket försvårar delningen av el inom gemenskapen (Palm, 2021). Däremot fanns det sedan tidigare ramverk för självkonsumtion och kollektiv-självkonsumtion av el. Kollektiv-självkonsumtion är tillåtet inom exempelvis en byggnad om alla lägenheter har samma nätanslutning. Om elen behöver färdas över ett nät med nätkoncession är delad självkonsumtion inte tillåten, detta går under IKN förordningen (Caramizaru & Uihlein, 2020). Vidare i lagförslaget saknades det även en analys av hinder och stödåtgärder, förslagsvis ekonomiska incitament. Avsaknaden av detta kan påverka energigemenskaper negativt (Palm, 2021).

Under 2022 bedömde Regeringen att det fanns energigemenskaper i Sverige och att det inte fanns några hinder för att energigemenskaper ska kunna bildas. Därmed föreslogs inte någon ny lagstiftning till följd av bestämmelserna kring energigemenskaper i elmarknads- och förnyelsebartdirektivet. Däremot fick energimyndigheten i uppdrag av Regeringen i början av 2024 att göra en ny bedömning av potentialen och eventuella hinder för skapandet av energigemenskaper i Sverige (Klimat och Näringslivsdepartementet, 2024). Till följd av detta fick energimarknadsinspektionen i uppdrag i februari 2024 att på nytt utvärdera implementationen av elmarknadsdirektivet. Uppdraget omfattade artiklarna 4 och 15a ur elmarknadsdirektivet och hur dessa ska implementeras i svensk rätt senast 17:e juli 2026 (Morén et. al, 2025).

Energimarknadsinspektionen kom även med en rad olika förslag, bland annat att energidelning endast får ske om någon åtar sig det ekonomiska ansvaret för de obalanser som energidelningen kan orsaka. Vidare föreslog de att en elanvändare har rätt att delta i energidelning av förnybar energi inom gränserna för det elområde där de elektriska anläggningarna är belägna i. Detta gäller däremot inte för elanvändare som anses vara stora företag. Det finns även förslag på att det endast ska vara elanvändare med ett särskilt elavtal till berört nätföretag som får ta ut eller mata in el i en viss uttags- eller inmatningspunkt samt ingå i ett energidelningsavtal i den punkten. Vidare bör elanvändare som ingår i ett energidelningsavtal vara skyldiga att anmäla det till sin elleverantör. Lösningar för att kunna implementera artikel 15 ur elmarknadsdirektivet har Energimarknadsinspektionen tagit fram en del förslag, se tidigare presenterade förslag. För att artikel 4 från elmarknadsdirektivet ska kunna implementeras behöver även kunder i icke-koncessionspliktiga nät kunna välja elleverantör, ha flera avtal samtidigt samt ha mer än en mät- och faktureringspunkt per anslutning. Energimarknadsinspektionen har lagt fram ett förslag i rapporten Ei R2022:12. Redan genomförda ändringar i elmarknadsförordningen som trädde i kraft 16:e juli 2024 inkluderar bland annat ändringar i metoderna för beräkning av avgifter för användning, förstärkning och tillträde till näten samt vad som gäller vid elpriskriser. Dessa ändringar gav däremot inte krav på ändringar i svensk lagstiftning (Morén et. al, 2025).

3.3 Energidelning i en energigemenskap

Det finns generellt sett två olika sätt för energidelning inom en energigemenskap, mikronät och virtuell delning. I nedan avsnitt förklaras de två typerna närmare.

3.3.1 Mikronät

Energigemenskaper behöver samspela med den lokala elnätsägaren, ibland kan man även behöva förhålla sig till nätkoncessionen. Från den 1:a januari 2022 (Askmar et. al, 2024) blev det tillåtet med egna lokala fysiska nät, även kallade lågspänningsnät eller mikronät. I mikro- och lågspänningsnät delas elen mellan närliggande fastigheter i fysiska nät. De kan verka som komplement till det ordinarie elnätet eller som ett eget mindre elnät med en gemensam anslutning till det allmänna elnätet (Sveriges energigemenskaper, u.å.b). Den nya lagändringen förenklade processen för fastigheter som ligger nära varandra att ingå i energigemenskaper och bygga eller skapa egna mikronät. Den enklaste metoden för att skapa ett eget mikronät i en energigemenskap är att flytta ut elmätaren och skapa mikronätet "bakom" mätaren. Mikronätet kan bestå av exempelvis flera lägenheter i ett hus vars abonnemang slås ihop, eller att en grupp av hus i ett grannskap som använder samma nätstation och lokala lågspänningsnät slås ihop som en enhet bakom en elmätare. Gemenskapsnätet som skapas bakom elmätaren blir då undantaget från krav på nätkoncessionen. Genom att bilda mindre gemenskapsnät och flytta ut mätpunkterna där elen köps och säljs ifrån kan fastighetsägare därmed förvalta sina egna lokala lågspänningsnät och dela, samt lagra, energi gemensamt (Askmar et. al, 2024).

Innanför mätpunkten behöver däremot fastighetsägarna ta fram egna metoder för att mäta flöden och debitera elanvändningen mellan energigemenskapens medlemmar. Vidare behöver man även kunna driftövervaka systemet. Elmätarna som finns idag kan ofta användas för detta, diverse dataprogram kan även vara till hjälp. Fördelen med detta system är att medlemmarna spar på abonnemangskostnader eftersom de då kan ha ett gemensamt abonnemang (Askmar et. al, 2024). Att slå ihop abonnemang är tillåtet om det är samma servisleddning till fastigheterna

och om minst en av fastigheterna inte är ett permanent boende. Då sägs övriga abonnemang upp vilket är kostnadsfritt (Vattenfall, u.å.g). En elinstallatör meddelar sedan ändringen och sköter kontakten med elnätsägaren. Hos Vattenfalls kunder som väljer att dela abonnemang monterar elinstallatören ytterligare en elmätare till en engångskostnad av 1175 kr inklusive moms. Om servissäkringar saknas installerar elmontören dessa samt ordnar mätarplats för varje abonnemang för att kunna montera separat mätning. Inget av abonnemangen får ha högre huvudsäkring än befintlig servissäkring. Om något av abonnemangen skulle behöva större huvudsäkring än servissäkringen behöver en utökning ske. Vattenfall ansvarar för att äga, bekosta och installera mätare och dess insamlingsystem. Kunden ansvarar för att bekosta och installera mätartavla, mätarskåp, mätarledningar och en säkringslåda på fasaden (Vattenfalls kundtjänst, 2025).

3.3.2 *Virtuell delning*

Virtuell delning är en relativt ny teknik som innebär att el delas inom det befintliga elnätet genom att mäta hur mycket el som matas ut eller in från varje anslutningspunkt (Asserup, 2024). Denna metod kan även användas i en energigemenskap där medlemmar i det kommunala elnätet delar el genom dubbelriktade smarta elmätare som kartlägger både elproduktion och konsumtion över en viss tidsperiod (Sveriges energigemenskaper, u.å.b). Fördelarna med virtuell delning är att den möjliggör saminvesteringar i teknik, exempelvis batterier och solceller, och det ökar medborgarnas egenbestämmande (Sveriges energigemenskaper, u.å.a). Virtuell delning kräver dessutom inte några nya elledningar och gör det möjligt för varje medlem att behålla sin egen anslutningspunkt till elnätet, vilket underlättar vid val av elhandlare och gör det lättare för medlemmar att lämna energigemenskapen (Asserup, 2024). Trots fördelarna är virtuell delning ekonomiskt svårmotiverat i dagens läge. Detta beror på att när egenproducerad el delas i det befintliga elnätet, debiteras den användande medlemmen med både energiskatt och nätavgift även om medlemmen tillhör samma energigemenskap som producerat elen. Som tidigare nämnt är virtuell delning en ny teknik som fortfarande är under utveckling och det pågår ständigt arbete med att ta fram regleringar för framtida energigemenskaper med virtuell delning (Asserup, 2024).

3.4 Förutsättningar för energigemenskaper i Sverige

Sverige har inte så fördelaktiga förutsättningar för energigemenskaper (Magnusson & Palm, 2019). Utvecklingen av energigemenskaper har både startat senare och växt långsammare i Sverige jämfört med i många andra länder. Detta kan bero på att Sverige har en lång tradition av offentligt ägande, särskilt inom elproduktion. Historiskt har detta lett till låga elpriser och svårigheter för andra aktörer att ta sig in på marknaden. Till följd av att kommunalt självstyre är starkt i Sverige har kommunerna spelat en central roll i den energiomställning som sker eftersom de ansvarar för energiproduktionen. Detta innebär att det kan vara svårt att ta egna initiativ utan att involvera dem. Dessutom saknas det koordination mellan olika paraplyföreningar för energigemenskaper i Sverige (Magnusson & Palm, 2019). Däremot är intresset för det nya energisamhället och energigemenskaper stort. Under 2023 investerade privatpersoner i Sverige omkring 20 miljarder kronor i stationära batterier och solelsproduktion. Fastigheter och bostäder där ny elproduktion kan ske i anslutning till, eller på fastigheten står i centrum för utvecklingen av energigemenskaper. Därtill har energigemenskaper som består av

byggnader med egen elproduktion goda förutsättningar för att bidra till att balansera el- och energisystemet (Ekengren, 2024).

Många av de nya energigemenskaperna som utvecklats i Sverige under de senaste 10–15 åren är olika typer av boendeföreningar som satsat på till exempel bergvärme och/eller solel. Denna utveckling kan bero på att de kunnat använda sina tak för att placera ut solceller och därigenom kunnat minska sina energikostnader rejält. Detta eftersom de kunnat bygga större anläggningar samtidigt som de fortfarande räknats som mikroproducenter och därmed kunnat utnyttja skattereduktion på den överskottselen de sålt till nätet (Askmar et. al, 2024).

3.5 Organisatoriskt perspektiv på energigemenskaper

Inom en energigemenskap krävs det många gånger ett tätt samarbete mellan olika aktörer för att skapa och driva energigemenskapen. Olika aktörers ansvar och roller behöver vidareutvecklas så att dessa blir tydligare (Ekengren, 2024). I Sverige är det vanligare att energigemenskaper bildas genom ett Top-down perspektiv där energiföretag och lokala myndigheter startar energirelaterade initiativ och involverar befolkningen (Magnusson & Palm, 2019). Det är viktigt att det finns ett stort medlemsengagemang samt känsla av samhörighet och gemensamma intressen bland medlemmarna (Bergek & Palm, 2024). En drivande faktor är ofta ett intresse av att göra saker själva (Magnusson & Palm, 2019). Däremot spelar geografisk närhet eller social interaktion mellan medlemmarna mindre roll (Bergek & Palm, 2024).

Energigemenskapen kan ha olika former både juridiskt och organisatoriskt med varierande komplexitet. De enklaste formerna av energigemenskaper består oftast av en löst sammansatt grupp av privatpersoner och eventuellt företag och föreningar som saknar en juridisk form. Att inte ha någon form av juridisk person kopplad till gemenskapen kan däremot försvåra arbetet med energigemenskapen. Vanliga organisatoriska former för energigemenskaper är bygdebolag eller kooperativ med ekonomisk förening som juridisk person, samfällighetsföreningar eller bostadsrättsföreningar. En annan möjlig form är att bilda ett kooperativ som äger anläggningarna, arrenderar uppsättningsplatserna och säljer elen till medlemmarna för ett fördelaktigt pris. Däremot finns det vissa skattemässiga utmaningar med det sistnämnda alternativet (Askmar et. al, 2024). De vanligaste organisatoriska formerna för energigemenskaper i Sverige är registrerade föreningar (90 st) följt av samfälligheter (20 st) och bostadsrättsföreningar (10 st) (Magnusson & Palm, 2019).

3.6 Utmaningar för energigemenskaper i Sverige

Det finns en del utmaningar med att driva och bilda en energigemenskap, exempelvis påverkas de av flera olika regelverk som ibland kan vara svårtolkade och otydliga. Några exempel på regelverk som påverkar energigemenskaper är de som gäller för elproduktion, nätverksamhet, stödsystem för solel samt regelverk som appliceras på ekonomiska föreningar (Asserup, 2024). Subventioner för förnyelsebar el har till exempel särskilt påverkat energigemenskaper i Sverige (Magnusson & Palm, 2019). Diverse ekonomiska incitament är även ofta inte anpassade för energigemenskaper (Asserup, 2024). Vidare krävs det kunskap och goda kommunikationsfärdigheter för medlemmarna inom energigemenskapen för att de ska kunna lyckas. Energigemenskaperna behöver även kunna navigera sig igenom bland annat

konfigurationer av tekniska system och standarder, söka bidrag, navigera sig igenom byråkrati och på olika marknader (Magnusson & Palm, 2019).

Energipolitik och ekonomisk support är de största bidragande faktorerna till en energigemenskaps uppkomst eller fall (Magnusson & Palm, 2019). Idag är villkoren för energigemenskaper i Sverige inte i fas med de ambitioner som EU har. Detta beror till största del på att Sverige inte implementerat CEP på samma nivå som andra medlemsländer. Däremot är det mycket som talar för att villkoren för energigemenskaper i Sverige kommer att förbättras (Askmar et. al, 2024).

3.7 Kostnader för en energigemenskap

Utgifterna för en energigemenskap påverkas av vilka tekniska komponenter och lösningar man valt samt installationskostnaderna av dessa. Hur utgifterna ska finansieras och hur inkomsterna eller besparingarna ska se ut beror på vilken affärsmodell energigemenskapen ämnar ha. Generellt finns det tre olika affärsmodeller, geografiska energigemenskaper, producentenergigemenskaper och slutligen inköpsenergigemenskaper (Askmar et. al, 2024).

I en geografisk energigemenskap kan man ha lokal produktion, konsumtion, delning av elkraft och lagring. De vanligaste geografiska energigemenskaperna är olika boendeföreningar såsom exempelvis bostadsrättsföreningar. Oftast strävar dessa grannenergigemenskaper mot att flytta ut elmätare och mätpunkten och arbeta bakom denna med olika lösningar. På så sätt baserar nätbolagen sin debitering på den gemensamma konsumtionen och produktionen inom gemenskapen (Askmar et. al, 2024).

Producentenergigemenskaper inkluderar olika varianter av produktion av förnyelsebar energi med hjälp av till exempel solcellsparker, biogasanläggningar eller vindkraftverk. Den fysiska platsen där energin produceras är i huvudsak inte relevant. Deltagandet i producentenergigemenskapen sker genom att medlemmarna investerar i andelar som motsvarar en viss mängd energi på årsbasis. Eftersom anläggningen kopplas upp mot det koncessionspliktiga elnätet är däremot affären mellan producentenergigemenskapen och medlemmen momspliktig och nätavgifter och elskatt behöver betalas på den el som produceras. För att förenkla administrationen och eventuell elhandel kan producentenergigemenskapen samverka med det kommunala energibolaget (Askmar et. al, 2024).

Inköpsenergigemenskaper består ofta av en ekonomisk förening som exempelvis tecknar ramavtal med olika leverantörer för förnyelsebara energikällor, förslagsvis solpaneler. De som riktar in sig på solceller och som har yta eller mark att montera dessa på kan utnyttja skattereduktionen på den överskottsdel man säljer och undgår moms, nätavgifter och elskatt på den el man själv förbrukar (Askmar et. al, 2024).

3.8 Alternativa affärsmodeller

Ytterligare en affärsmodell för energigemenskaper är att kunna erbjuda flexibilitet. Flexibilitet kan innebära en mängd olika saker för olika aktörer beroende på deras verksamhetsområde. Gemensamt innebär flexibilitet dock förmågan att kunna styra sin elkonsument i tid. Att vara en leverantör av flexibilitet kan medföra olika typer av intäkter. Dessa kan exempelvis vara förmågan att kunna stötta elsystemets behov, optimera den egna elförbrukningen och spara

pengar. Batterier är en teknik som ofta används inom flexibilitet (Power Circle, 2024). Till följd av den teknikutveckling som skett har batterier blivit särskilt intressanta för energigemenskaper som vill erbjuda flexibilitetstjänster. Om man är en mindre aktör, exempelvis en energigemenskap, kan man teckna avtal med en aggregator som samlar ihop många mindre aktörers flexibilitet och handlar med detta på en mindre marknad. Detta system har gjort det mer lönsamt än tidigare att satsa på och äga energilagring i form av batterier. Den ekonomiska modellen för energigemenskaper hade då kunnat vara att samarbeta med en aggregator och leverera stödtjänster för frekvenshållning och effekthushållning till Svenska kraftnät (Askmar et. al, 2024).

3.9 Existerande energigemenskaper

3.9.1 Tamarinden

I Örebro byggs en ny smart och hållbar stadsdel som kallas för Tamarinden. Områdets byggaktörer vill att området ska kunna reducera, producera, lagra och dela energi samt verka som ett eget lokalt energisystem. Detta för att kunna kapa effekttoppar, avlasta nätet, spara stora mängder energi, öka flexibiliteten och bidra till mer lokalt producerad och förnybar energi. Området ska bestå av ca. 800 bostäder fördelat på 10 fastigheter. De flesta fastigheterna kommer vara flerbostadshus med 3–8 våningar (Örebro kommun, 2025). Bostäderna ska producera egen solenergi och vara till största del självförsörjande. Dessutom ska de utnyttja diverse synergier inom stadsdelen för att minska påverkan på det koncessionspliktiga nätet. Energilagring i form av batterier och bilar kommer även att finnas för varje fastighet för att möjliggöra effektiv användning av energin. Inom området kommer ett lokalt lågspänningsnät binda samman fastigheterna för att möjliggöra delning av energi. Ett smart elstyrsystem kommer att se till att produktion, lagring och delning optimeras mellan byggnaderna (Örebro kommun et. al., 2023).

Projektet Tamarinden har gett upphov till nya domslut. Ett domslut hanterade tolkningar kring vad som bör räknas som en anläggning av förnyelsebar elproduktion. Högsta förvaltningsdomstolens kom med domslut i början av november 2024 vilket fastställer att två tekniskt sett åtskilda produktionsenheter för solenergi ska ses som två separata anläggningar, detta gäller även om flera produktionsenheter är anslutna till samma interna nät (IKN) (Högsta förvaltningsdomstolen, 2024). Dessa domslut blir särskilt relevanta i denna studie eftersom det möjliggör att gemenskapen kan ha en högre sammanlagd toppeffekt från solcellsanläggningar eftersom varje byggnad kan installera egna solcellsanläggningar.

4. Metod

I avsnittet nedan presenteras dels den fallstudie som uppsatsen ämnar undersöka, dels de metoder som använts för att besvara uppsatsens frågeställning. Initialt ges även en översikt över Uppsala kommuns arbete mot klimatneutralitet.

4.1 Uppsala kommuns arbete mot klimatneutralitet

Uppsala kommun har som mål att ha ett klimatneutralt Uppsala 2030 och jobbar för ett klimatpositivt Uppsala senast 2050 (Uppsala kommun, u.å). För att uppnå detta jobbar kommunen med att säkerställa en långsiktig hållbar energiförsörjning som möter framtidens behov. En av dessa inkluderar att minska kapacitetsbristen i elnätet. Precis som flera andra regioner i södra Sverige har Uppsala under flera år tillbaka haft kapacitetsbrist i sitt elnät. Detta innebär att det vid vissa tidpunkter inte går att överföra tillräckligt med el för att möta efterfrågan i området. En av konsekvenserna är att Uppsalas mål om klimatneutralitet kan försenas, eftersom bristen på kapacitet försvårar utbyggnaden av laddinfrastruktur för elfordon och andra elektrifieringsåtgärder som syftar till att ersätta fossila bränslen (Uppsala kommun, 2025c).

Uppsala kommun arbetar med att hitta nya lösningar för att avlasta elnätet medan utbyggnaden av transmissionsnätet pågår. Mellan 2019 och 2022 deltog kommunen i EU-projektet CoordiNet, där de tillsammans med bland annat Vattenfall Eldistribution utvecklade en lokal effektmarknad. En effektmarknad gör det möjligt för elanvändare att få ersättning från elnätsägaren för att avlasta elnätet vid hög belastning, antingen genom att minska sin elanvändning eller genom att öka sin elproduktion. Detta bidrar till ett mer effektivt energisystem och hjälper till att jämna ut effektopparna i elnätet. Projektet visade att kapacitetsbristen kunde lindras och kommunala bolag som Uppsalahem och Uppsala Arenor och Fastigheter medverkade genom att sänka sin elanvändning (Uppsala kommun, 2025c).

Förutom att minska kapacitetsbristen i elnätet arbetar Uppsala kommun aktivt med att förbättra energieffektiviteten i sina fastigheter och verksamheter för att nå målet om ett klimatneutralt Uppsala 2030 (Uppsala kommun, 2025b). Uppsala kommun ska även säkerställa att samtliga fastigheter inom kommunkoncernen, där det är möjligt, utrustas med solceller senast 2027. Inom Uppsala kommuns geografiska område är målet att installera solenergi med en total effekt på cirka 100 MW effekt till år 2030. De arbetar aktivt med detta (Uppsala kommun, 2025a).

4.2 Gränby sportfält

Gränby sportfält är ett sportfält i stadsdelen Gränby i Uppsala. Sportfältet är ett av Uppsalas största och består av Uppsala friidrottsarena, Gränbys tre ishallar, Serwenthallen, IFU Arena och UTK-hallen. Det planeras även för att området ska kompletteras med en ny simhall, evenemangsarena samt en fjärde ishall (Uppsala arenor och fastigheter, 2024). Fastigheterna på Gränby sportfält räknas som näringsfastigheter (Skatteverket, u.å.b). Nedan kommer en beskrivning av verksamheten på alla anläggningarna.

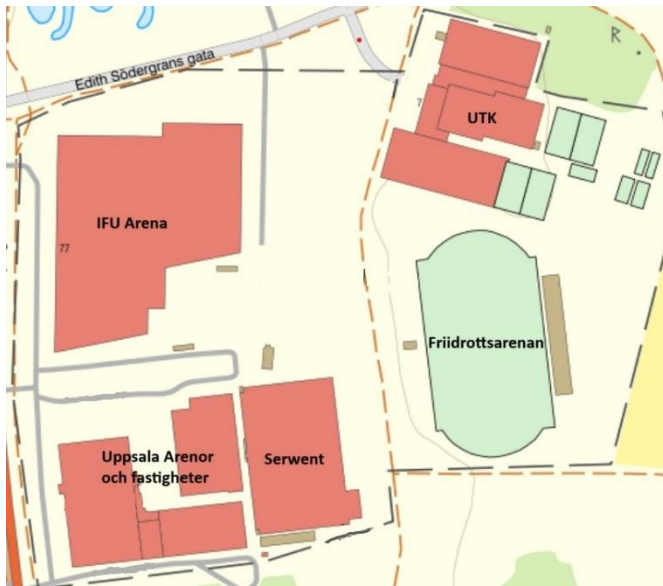
Gränby ishallar består av tre inomhushallar, A, B och C-hallen, som främst används av ishockeyföreningar, bandyföreningar och konståkningsklubbar. Den kan även användas av hockeyklasserna på högstadie- och gymnasienivå. Fastigheterna ägs och förvaltas av Uppsala

arenor och fastigheter. A-hallen är den största av de tre hallarna med en publikkapacitet på ca 2800 personer. B- och C-hallen har var för sig en kapacitet på 150–200 personer. Kylmaskinerna för A- och B-hallen stängs av under sommartid och isen försvinner därmed vilket gör att hallarna kan hyras för andra evenemang 10 maj-10 juli respektive 15 maj-10 juli. B-hallen har även solceller på taket (Uppsala arenor och fastigheter, 2023a). De tekniska installationer som drar mest el i ishallarna är kylmaskiner och avfuktare (Yanev, 2025). Uppsala arenor och fastigheter tar även hand om Uppsala friidrottsarena som används för både träning och tävling. Arenan är utomhus och är därav stängd vid snö. Den har däremot 4 uppvärmda omklädningsrum (Uppsala arenor och fastigheter, 2023b).

Serwenthallen är en bandyhall med 2 st 7-spelsplaner. Hallen har is under perioden september-mars och uthyrs för andra evenemang mellan 1:a maj-1:a juni. Hallen har en publikkapacitet på 1000 personer och ett värmebås med panoramafönster ut mot isbanan (Uppsala kommun, 2024). Ägare för Serwenthallen är föreningen Uppsala allians för bandyhallar (bandyhall, u.å), däremot hanterar Uppsala Arenor och Fastigheter verksamhetselen, detta inkluderar bland annat kylmaskin och avfuktare (Yanev, 2025).

IFU Arena är en arena som ägs och drivs av Uppsala Innebandyallians och Upsala IF Friidrott. Den består av fem innebandyhallar och en friidrottshall. I hall A spelas det främst innebandymatcher på elitnivå men det kan även förekomma företagsfester, konferenser och större banketter. Läktarna har en kapacitet för ca 2300 sittande och 400 ståplatser vid sportaktiviteter. Resterande innebandyhallar har ca 500 sittplatser per plan. Friidrottens utrymme består av en totalyta på ca 10 000 kvm och har ca 900 sittplatser (IFU Arena, u.å.a). IFU Arena har även en egen restaurang. Sedan 2018 finns det solceller på taket som producerar ca 250 MWh per år (IFU Arena, u.å.c). IFU Arena har även den internationella miljömärkningen för besöks- och turistanläggningar, Green Key (IFU Arena, u.å.b).

Sista sportanläggningen på Gränby sportfält är UTK-hallen. Det är en multianläggning där det finns både tennis-, padel-, badminton- och squashbanor samt en bordtennishall (Upsala Tennisklubb, u.å.a). Det bedrivs verksamhet för barn, ungdomar och vuxna i hallen. Förutom alla banor finns det även ett träningscenter som erbjuder personlig träning och behandling för elitidrottare och motionärer (Arenahotellet u.å). Förvaltare för UTK-hallen är Uppsala Tennisklubb (Uppsala Tennisklubb, u.å.b). Nedan i Figur 1 ses en bild över samtliga byggnader.



Figur 1 Karta över Gränby sportfält

4.3 Olika scenarion

För att tydligare kunna analysera de ekonomiska effekterna av att bilda en energigemenskap på Gränby sportfält kommer fyra olika scenarion att undersökas. Nedan följer en mer detaljerad beskrivning av vad respektive scenario innefattar:

- Scenario 0: En utvärdering av Gränby sportfält i dess nuvarande form med fokus på elkostnaderna för varje enskild aktör.
- Scenario 1: Samma analys som i Scenario 0 men med antagandet att Gränby sportfält fungerar som en energigemenskap där fastigheterna är sammankopplade och delar energi.
- Scenario 2: En utvärdering där fler solceller installeras på aktörernas tak, samtidigt som området betraktas som en energigemenskap där fastigheterna är sammankopplade och delar energi.
- Scenario 3: Samma analys som i Scenario 2 men med inkludering av ett batterilager.

Scenario 0 fungerar som ett referensvärde och utgångspunkt för att kunna analysera hur aktörerna påverkas i övriga scenarion. Scenario 1 utvärderar hur aktörernas elkostnader påverkas av att ingå i en energigemenskap utifrån nuvarande förhållanden. För att kunna utvärdera framtida möjligheter valdes det att undersöka hur aktörernas elkostnader skulle påverkas av att införa en större mängd egenproducerad solcell, samt energilagring i form av ett batteri, inom energigemenskapen. Syftet med detta var inte att undersöka vilken mängd ytterligare solcell som var maximalt effektiv, eller vilken storlek på batteriet som skulle vara bäst lämpad, utan enbart att utvärdera olika tekniska möjligheter. Därav skapades scenario 2 och 3. Viktigt att poängtera är att det kan finnas andra utformningar av scenarion som är mer kostnadseffektiva.

4.4 Datainsamling från fastigheterna

Data till detta projekt har samlats in från Uppsala Arenor och Fastigheter, UTK-hallen och IFU Arena, som i sin tur har erhållit informationen från Vattenfall. Den insamlade datan omfattar

detaljerad elanvändning per timme för varje aktör under hela 2024 samt elproduktionen från solcellerna, på IFU Arena, registrerade per dag under samma period. Allt detta mätt i kWh. För en mer detaljerad översikt av datainnehållet från de olika aktörerna se Tabell 3.

Tabell 3: Tillgänglig data från de olika byggnaderna på Gränby sportfält

Aktörer	Arenor för elförbrukning	Typ av data för elförbrukningen	Arenor med solceller	Typ av data för elproduktion
Uppsala arenor och fastigheter	A-, B- och C-hallen (ishallar) samt friidrottsarenan och kylcentralen för Serwenthallen	Timbasis (kWh), 2024	B-hallen	-
IFU Arena	IFU Arena	Timbasis (kWh), 2024	IFU Arena	Daglig basis, 2024
UTK	UTK-hallen	Timbasis (kWh), 2024	-	-

4.5 Datainsamling och hantering för solceller

Som framgår från Tabell 3 är solcellsdatan från IFU Arena tillgänglig på daglig basis i kWh. För detta projekt krävs data på timbasis. Detta innebar flera steg och beräkningar för att konvertera datan till det önskade formatet. Till följd av att datan behöver konverteras kan det därmed uppstå vissa felaktigheter i datan som minimerar tillförlitligheten.

För att konvertera datan användes först EU-kommissionens *Photovoltaic Geographical Information System* (PVGIS) för att få data på solcellseffekten från en solcellsanläggning med 1 kWp i Uppsala vid Gränby sportfält. kWp (kilowatt-peak) avser en solcellsanläggnings märkeffekt, det vill säga den maximala effekt den kan producera under idealiska förhållanden (Solcellskollen, 2024). För att få fram korrekta värden kräver PVGIS vissa inmatningsparametrar, såsom vilket år nedladdade datan ska vara ifrån, lutning och azimut på solcellerna, solcellstyp samt systemförluster. En standardiserad systemförlust på 14% (European Commission, 2024) användes i alla beräkningar samt solcellstypen kristallint kisel, medan övriga parametrar varierar beroende på solcellsanläggning. De specifika parametrarna för solcellerna i detta projekt redovisas i Tabell 4.

Eftersom PVGIS inte hade data för 2024 hämtades data från de fem föregående åren (2019–2023). För att identifiera vilket av dessa år som bäst efterliknade 2024 summerades solcellseffekten från en solcellsanläggning med 1 kWp för varje år. Därefter

multipliserades summan för respektive år med IFU Arenas totala kapacitet på 280,35 kWp (se Tabell 4), vilket gav en uppskattad solcellsproduktion för IFU Arena under åren 2019–2023. Slutligen jämfördes den beräknade årliga solcellsproduktionen för varje år med den faktiska solcellsproduktionen för IFU Arena under 2024. Det år med minsta skillnaden i kWh valdes som referensår. För IFU Arena var detta 2021, vilket därmed användes för att beräkna solcellsproduktionen på timbasis för resterande solcellsanläggningar.

Solcellsdatan för 1 kWp för respektive solcellsanläggning för scenario (Sc) 0, 1, 2 och 3 togs ut från PVGIS med dess vinklar och azimuth som redovisas i Tabell 4. Vid dimensionering av solceller har följande azimuthvinklar använts: sydlig riktning definieras som 0°, nordlig riktning som 180°, västlig riktning som 90° och östlig riktning som 270°.

Tabell 4: Sammanställning av solcellsanläggningars installerade effekt per panel och tak, vinkel och azimuth

Solcellsanläggning	Installerad effekt per panel [W]	Installerad effekt per tak [kWp]	Vinkel	Azimuth
IFU Arena Sc 0/1	315 W	280,35 kWp	10°	0°
IFU Arena Sc 2/3	315 W	495 kWp	10°	0°
UTK Sc 2/3	315 W	495 kWp	11°	17°
Serwent öst Sc 2/3	315 W	212 kWp	20°	-94°
Serwent väst Sc 2/3	315 W	212 kWp	20°	86°
B-hallen scenarion	260 W	70,2 kWp	15°	-4°

Motiveringen bakom den varierade placeringen av solceller ligger dels i önskemålet om att vilja variera produktionen över tid samt att ta hänsyn till byggnadernas och takens utformning. Fastigheterna har en varierande elförbrukning som oftast är som störst på eftermiddagar och kvällar. Detta eftersom aktiviteten i fastigheterna är som störst på eftermiddagar och kvällar. Solpaneler som placeras i öst/västlig riktning har störst produktion på förmiddagar och eftermiddagar.

4.6 Scenario med fler solceller

Inom ramarna för denna uppsats kommer varje aktör inte ha en solcellsanläggning som överstiger 500 kW i topp effekt till följd av diverse skatteregler. Därav kan det installeras nya solceller med en gemensam topp effekt på 500 kW i scenario 2 och 3 på UTK eftersom denna fastighet saknar solceller i dagsläget. På IFU och UAoF kan det installeras en kompletterande mängd solceller till den totala topp effekt som redan finns installerad, däremot får den slutgiltiga

toppeffekten inte överstiga 500 kW. Med andra ord kommer de solceller som dimensioneras ut i scenario 2 och 3 inte överstiga en total toppeffekt på 500 kW per aktör. Om nuvarande skatteregler inte existerat hade det rent teoretiskt och tekniskt eventuellt varit bättre med större solcellsanläggningar för att kunna höja nivån av självkonsumtion.

För att utvärdera om det är teoretiskt möjligt för varje aktör att ha en toppeffekt på 500 kW undersöktes varje aktörs takyta på lantmäteriets webbplats för att kunna beräkna takareorna. Sedan inkluderades säkerhetsavstånd för takmonterade solceller och den area som dessa säkerhetsavstånd kräver applicerades på takareorna. De återstående takareorna jämfördes sedan med standardmättet för solceller som uppgår till ca. 2 m². En vanlig genomsnittlig toppeffekt för solceller ligger ofta på 435 W per panel (Åkerblom, 2025). Dessa placerades ut på taken och för samtliga tak, med maximerad applicering av solceller, uppgick toppeffekten till över 500 kW. Se bilaga 1 för en mer utförlig beskrivning. Därav anses det vara rimligt att anta att samtliga aktörer teoretiskt kan uppnå en installerad toppeffekt på 500 kW. Därav har det, i denna rapport, beräknats att den installerade kWp per aktör bör vara omkring 495 kWp för att inkludera ytterligare marginaler. I verkligheten kan denna siffra variera beroende på antalet hela paneler som installeras. Eftersom uppsatsen inte ämnar att primärt undersöka applicering av solceller på fastigheterna undersöktes inte detta närmare då det ligger utanför ramarna i denna uppsats.

4.7 Batterilagret

I scenario 3 undersöks möjligheten att inkludera ett batterilager i energigemenskapens system. Syftet med batterilagret är främst att bidra till ökad flexibilitet och möjliggöra effekttoppskapning, det vill säga minska effekttoppar genom att lagra överskottsel vid låg belastning och använda den vid hög belastning. Batterilagret laddas i första hand med överskott från den egenproducerade solelen, där kan batteriet laddas upp till 95%. Att batteriet inte får ladda upp till 100% beror på att det är skadligt för batteriet att överladdas. Under vintermånaderna (oktober till mars) när tillgången till solenergi är begränsad ska även batteriet laddas genom köp av el från nätet under timmar då energigemenskapen har en låg förbrukning. Då försöker batteriet laddas upp till 60% för att jämna ut elförbrukningen även när inget överskott från solproduktion finns tillgängligt. Att batteriet inte ska lämna efter att nå 95% från laddning från nätet är för att det är en kostnad att ladda upp från nätet. Vidare behöver det finnas utrymme ifall det i nästkommande timme finns en överproduktion av solel som behöver laddas in i batteriet.

Dimensioneringen av batteriet baseras på energigemenskapens elförbrukning och produktion med målet att åstadkomma effektiv effektutjämning. Batteristorleken har därför valts för att möjliggöra en märkbar minskning av effekttoppar samtidigt som den är realistisk ur ett användnings- och kostnadsperspektiv. Ett tvåtimmars batterisystem med maxeffekten på 600 kW valdes för att matcha förbrukningsprofilen i energigemenskapen. Efter analys över diverse parametrar och deras effekter på dels ekonomin, dels batteriets karaktär, bestämdes effekttoppskapningens startvärde till 225 kWh. Batteriets funktion blir att avlasta nätet och bidra med flexibilitet. Detta sker genom att primärt mata ut lagrad el från batteriet när nettokonsumtionen är högre än 225 kWh istället för att el tas ut från nätet. Vidare matchades detta värde till när det är tillåtet för batteriet att ladda från nätet, detta sker när

nettokonsumtionen för fastigheterna ligger under 225 kWh. Batteriet får max ladda in 100 kWh per timme från nätet för att minimera slitage.

I denna rapport beaktas inte batterirelaterade förluster såsom energiförluster vid laddning och urladdning samt degradering över tid. Anledningen till detta är att fokus ligger på att utvärdera konceptet och potentialen för batterilagring ur ett övergripande perspektiv. I Excelberäkningarna antas därför en konstant kapacitet över tid samt en ideal verkningsgrad. Batteriets livslängd varierar och beror på ett antal olika faktorer, ofta baseras batteriets livslängd på antal cykler. Olika forskare rapporterar olika livslängder, vissa anger intervallet 5–20 år, andra 5–15 år. (Mongird et al., 2020). I denna uppsats antas batteriets livslängd vara 15 år.

Batterilagret förutsätts även kunna delta på stödtjänstmarknaden inom FCR-D. Eftersom denna marknad är svår att förutse är det utmanande att exakt beräkna de potentiella intäkterna för ett batterilager. I analysen för detta arbete har det därför antagits att batteriet kan delta på stödtjänstmarknaden under de timmar då det inte används för effektoppskapning, det vill säga då det inte laddar eller urladdar för det syftet. Syftet med batterilagringen i denna fallstudie är att optimera effektoppskapning och såväl dimensioneringen som Excel-modellen är anpassade efter detta. Om batteriet istället hade optimerats för stödtjänstmarknaden för FCR-D hade både utformningen och användningen kunnat se annorlunda ut samt ge ett annat ekonomiskt resultat. Detta ligger dock utanför ramen för denna rapport och undersöks därför inte vidare.

4.8 Ekonomi

För att kunna undersöka hur införandet av en energigemenskap skulle påverka aktörerna på Gränby sportfält ekonomiskt krävs en ekonomisk analys. I avsnittet nedan presenteras ekonomiska parametrar och aspekter som inkluderats i analysen samt hur de tagits fram. Vidare beskrivs även hur dessa aspekter och parametrar har implementerats för att utvärdera hur de påverkar aktörerna. Moms har inte inkluderats i beräkningarna.

4.8.1 Kostnader

De elkostnader som implementerats i analysen är spotpris, energiskatter, effektabonnemang och diverse avgifter. De spotpriser som använts i denna rapport är inhämtade från ENTSO-E (ENTSO-E, u.å.). Data för spotpriserna på day-ahead marknaden i SE3 under 2024 har inhämtats och konverterats från EURO/MWh till SEK/MWh med hjälp av ett medelvärde på 11,43 SEK/EUR under 2024 (Skatteverket, u.å.e). Spotpriserna användes för att räkna ut elkostnaderna för varje scenario under 2024. Detta gjordes genom att multiplicera spotpriset för varje timme med elförbrukningen för respektive timme för varje scenario. Förbrukningen för varje scenario varierade till följd av att mängden producerad solcell varierade.

Energiskatten 2024 låg på 42,8 öre/kWh (Vattenfall, u.å.c) och detta användes för att beräkna hur stor energiskatt aktörerna behövde betala i respektive scenario för 2024. Eftersom produktionen av solcell i samtliga scenarion aldrig uppgår till över 500 kW per aktör är den skattebefriad (Skatteverket, u.å.f). I fallet Tamarinden beslutade även högsta förvaltningsdomstolen att solceller som installeras på olika byggnader ska ses som separata anläggningar (Skatterättsnämnden, 2024). Därmed behöver energiskatten för samtliga scenarion bara beräknas på den konsumerade köpta elen. Detta beräknades genom att

multipluera energiskatten med mängden konsumerad köpt el per timme för de olika scenarierna.

När det gäller effektabonnemang finns det olika avgifter beroende på hur elkonsumtionen ser ut. För företag med en huvudsäkring på 80 A eller större och som är anslutna till högspännings- eller lågspänningsnätet gällde följande effektabonnemang för 2024 för kunder hos Vattenfall, se Tabell 5. Allt detta är exklusive moms (Vattenfall, u.å.a).

Tabell 5: Kostnader för effektabonnemang 2024 (Vattenfall, u.å.a)

Nättariff	Högspänning	Högspänning	Högspänning	Lågspänning	Lågspänning	
	N2	N2T	N3	N3T	N4	
Fast avgift	235 000	24 800	2 700	3 600	420	kr/månad
Månads-effektavgift*	10	30	30	30	41	kr/kW, månad
Högbelastningsavgift*	18	43	62	75	0	kr/kW, månad
Överföringsavgift högpristid**	5,5	10,6	21,2	23,7	53,6	öre/kWh
Överföringsavgift lågpristid (övrig tid)**	2,7	5,6	7,4	9,4	16	öre/kWh

*Den totala månadseffektavgiften baseras på den timme under månaden då effekten var som högst och beräknas genom att multiplicera den med månadseffektavgiften, detta görs under hela året. Däremot under januari, februari, mars, november och december ska man även betala högbelastningsavgiften som beräknas genom att densamma högsta månadseffekten multiplicerat med högbelastningsavgiften (Rehnberg, 2023)

**Högpristid infaller under höglasttimmar som inträffar måndag-fredag kl. 06-22 under januari, februari, mars, november och december och övriga tider är lågpristid. Nyårsdagen, trettondedag jul, skärtorsdagen, långfredag, annandag påsk, julafton, juldagen, annandag jul och nyårsafton kan infalla på övrig tid men räknas alltid som höglasttid (Vattenfall, u.å.a).

För aktörerna på Gränby sportfält tillämpas olika effektabonnemang beroende på scenario. I scenario 0 understiger samtliga aktörers produktion 300 kW, vilket innebär att beräkningen av nättariffer utgick från lågspänningsnätet. Därefter valdes den tariff som resulterade i den lägsta beräknade årskostnaden, vilket var N3T. För scenario 1,2 och 3 tillämpades istället högspänningstarifferna, då den totala produktionen inom energigemenskapen överstiger 300 kW (Vattenfall, u.å.b). Den högspänningstariff som medförde lägst kostnad var N2 och valdes därför till att användas på scenarierna 1, 2, och 3.

För att fastigheterna på Gränby sportfält ska kunna ingå i en energigemenskap behöver aktörerna säga upp sina egna elabonnemang för att senare kunna ha ett gemensamt delat elabonnemang när de ingår i en energigemenskap. Att avsluta ett elabonnemang är kostnadsfritt men delning av ett elabonnemang har en engångskostnad på 1175 kr som tidigare nämnt (Vattenfall, u.å.g).

Den typiska nyckelfärdiga standardkostnaden per installerad effekt för takinstallerade solcellssystem över 100 kW låg på 9,11 SEK/W år 2023 med ett övre tak på 11 SEK/W. Materialkostnaden och installationskostnaden uppgår normalt till 60% respektive 33% av den nyckelfärdiga standardkostnaden (Oller Westerberg & Lindahl, 2023). I denna uppsats användes därmed standardkostnaden 9,11 SEK/W för att beräkna investeringskostnaden, CAPEX, för solceller.

CAPEX för ett batteri kan variera stort beroende på leverantör och batteriets karakteristika. Enligt interna källor på WSP har ett 0,6 MW batteri ett genomsnittligt CAPEX på 614 560 Euro och ett genomsnittligt CAPEX/MWh på ca. 1 101 140 Euro/MWh. I denna studie används det genomsnittliga värdet på 1 101 140 EURO/MWh.

För solceller estimeras OPEX ligga på ungefär 1,5% av CAPEX per år. För solcellsinstallationer med en maxtoppeffekt över 300 kWp ligger OPEX på ungefär 13,5 EUR/kWp (Vimpari & Junnila, 2019). OPEX för batterilagring ligger mellan 2–8 GBP/kWh/år beroende på storlek och specifika garantiarrangemang. I denna rapport används OPEX kostanden 8,5 GBP/kWh för ett två timmars, 0,6 MW Li-batteri (WSP, 2020).

4.8.2 Intäkter

Under 2024 fick Vattenfalls kunder en ersättning på 15,2 öre/kWh för lågspänning och 6,8 öre/kWh för högspänning. Denna ersättning benämns ofta för nätnytta (Vattenfall, u.å.d) och priset under 2024 var oberoende av om det var höglasttimmar eller inte. Gränby Sportfält kommer mata in högspänning eftersom deras gemensamma elproduktion uppgår till över 300 kW i scenario 1,2 och 3 (Vattenfall, u.å.b).

När batteriet är med på stödtjänstmarknaden kan det få intäkter. Den genomsnittliga intäkten för stödtjänster inom FCR-D har uppskattats till 37 SEK/MWh baserat på det totala medelvärdet för perioden februari 2024-december 2024 för FCR-D upp och ned (Mimer, u.å).

4.9 Modellering i Excel

För att möjliggöra en mer effektiv analys organiserades all elförbruknings- och elproduktionsdata i Excel, vilket gav en tydligare överblick och underlättade identifiering av mönster och trender i elanvändningen. Datan strukturerades på följande vis; datum och tid, omfattande perioden 2024-01-01 kl. 00.00 till 2024-12-31 kl. 23.00 placerades i en kolumn med timvisa förbrukningsvärden, vilket möjliggjorde en tydlig analys av variationer över tid. Vid tidsomställningen till sommartid den 31 mars 2024, där dygnet har 23 timmar, sattes elförbrukningen mellan kl. 02.00 och 03.00 till 0. Vid tidsomställningen för vintertid den 27 oktober 2024, där dygnet har 25 timmar, registrerades två mätvärden för timmen 02.00-03.00. För att bibehålla en enhetlig datastruktur togs den lägsta förbrukningen från dessa två mätvärden bort. Data för elpriser under 2024 strukturerades på liknande vis för att enkelt kunna beräkna kostnaderna för exempelvis elpriser under högpris- och lågpristimmar över året. Vidare inkluderades en flik med fasta och rörliga parametrar som kan ändras. Exempel på dessa parametrar är investeringskostnader, skattesatser samt nättariffer med tillhörande priser.

För att sammanställa elproduktionen och elkonsumtionen i de olika scenarierna skapades nya flikar där denna information sammanställdes med hjälp av beräkningsmetoder som finns i

Excel. De ekonomiska analyserna baserades på flikarna med den sammanställda informationen för respektive scenario. För att kunna utvärdera den ekonomiska situationen för respektive scenario, inkluderades de fasta och rörliga parametrarna på timbasis. Det ekonomiska resultatet för respektive scenario sammanställdes i en separat flik för att enklare kunna jämföras med resultatet för övriga scenarier. Det slutgiltiga resultatet beräknades både för år 2024 samt hur dessa kostnader skulle se ut efter att scenarierna teoretiskt varit i drift i 25 år. För att möjliggöra en rättvis jämförelse över tid användes nuvärdesmetoden (Net Present Value, NPV). Metoden innebär att framtida kostnader diskonteras till dagens penningvärde vilket ger en mer rättvis bild av den totala ekonomiska påverkan över en längre tidsperiod (Fernando, 2024). Syftet med att använda NPV är att kunna få fram den totala kostnaden för respektive scenario under 25 år och därigenom identifiera vilket alternativ som är mest kostnadseffektivt i längden. Vid beräkning av NPV användes en diskonteringsränta på 8%.

Tidsperioden på 25 år valdes utifrån solcellernas teoretiska genomsnittliga livslängd (EPA, 2024), vilket gjorde det till en relevant tidsram för den ekonomiska jämförelsen. Viktigt att tillägga är att det ekonomiska framtidsresultatet inte inkluderar analyser över vad som kan ske på olika marknader utan baseras enbart på hur den ekonomiska situationen såg ut 2024. Vidare utvärderas slutligen kostnaden för respektive aktör i de olika scenarierna. Aktörskostnaden baseras på hur stor andel av den totala elkonsumtionen respektive aktör står för.

4.10 Trovärdighet

Till följd av att datan över solinstrålning som används inte korresponderar med det år som den insamlade solcellsdatan är ifrån kan vissa fel uppstå. Exempelvis kan det uppstå följdfel i scenario två och tre där fler solpaneler dimensioneras ut. Däremot varierar solinstrålningen naturligt varje år och när datan sedan kvantifieras på ett 25-årsperspektiv går det eventuellt att argumentera för att denna felkälla blir mindre relevant. Vidare har eventuella systemförluster inte tagits hänsyn till vilket kan ge ett något felaktigt resultat. Exempelvis användes standardsystemförlusten på 14% i datorprogrammet PVGIS, denna siffra kan variera mellan olika system.

Vidare är det värt att nämna att viss data som använts kan variera kraftigt beroende på exempelvis val av företag eller elleverantör. Abonnemangskostnader, elpriser och priser för olika elnätstariffer har exempelvis hämtats från Vattenfall, andra elleverantörer kan ha andra priser. Installationskostnader, materialkostnader och driftkostnader för solceller och batterier kan även variera beroende på val av leverantör. De kostnader som använts i denna rapport har estimerats och detta bör tas i beaktning av läsaren eftersom det påverkar resultatet.

När det kommer till dimensioneringen av solceller i scenario två antogs det att samtliga takytor är lämpliga att placera solceller på. Oftast är detta inte fallet. Däremot visade beräkningar att det teoretiskt kan få plats med en högre installerad effekt än 500 kWp på samtliga takytor och därmed antogs det vara lämpligt att anta att det kan vara rimligt med en installerad effekt på ca. 500 kWp per aktör. Vidare har det även inte undersökts om det är mer lämpligt att installera en mindre utökad mängd solceller. Detta hade kunnat ge ett annat resultat.

Beroende på energigemenskapens storlek gäller olika skatteregler, nättariffer med mera. Denna uppsats ämnar undersöka olika valda scenarier för den valda fallstudien och därmed är både

den valda datan och de utformade modellerna anpassade efter detta. Därav kan det finnas andra fall som denna uppsats inte täcker som kan ge andra resultat.

De metoder som använts för att genomföra beräkningar med batteriet har även en del estimeringar och felkällor som läsaren bör ta i beaktning. Exempelvis kan FCRD marknaden bli mättad till följd av att det finns många batterier ute på marknaden. Detta medför att de priser man får för att vara med på marknaden 2024 kan förändras i framtiden. Vidare behövde modellen för batteriets medverkan i energigemenskapen förenklas för att kunna hanteras av Excel. Denna förenkling kan medföra missvisande resultat eftersom modellen därmed inte fullt tar hänsyn till alla aspekter. Vidare medför implementationen av ett batteri flera möjligheter när det kommer till exempelvis flexibilitet. Hur batteriet väljer att tillämpas påverkar resultatet och denna uppsats har enbart undersökt en variant av tillämpningsområde, det kan finnas andra mer lönsamma alternativ som denna uppsats inte undersöker.

I denna uppsats har de ekonomiska aspekterna baserats på elproduktion och elkonsumtion. Av sin natur, för anläggningar som primärt inte anser sig vara elproducenter med målet att generera vinst på sin egna elproduktion, kan det argumenteras för att kostnaderna för el naturligt kommer att vara en större utgift än inkomst. I denna fallstudie anses el därmed vara en kostnad för aktörerna på Gränby sportfält. Syftet med att införa en energigemenskap, öka den egna elproduktionen samt inför ett batteri var primärt att undersöka om dessa implementeringar skulle kunna minska kostnaden för el. Vidare kan elpriserna ändras i framtiden vilket påverkar trovärdigheten i den långsiktiga 25 års analysen som baseras på elpriserna som var 2024.

Viktigt att poängtera är att verksamheterna på Gränby sportfält är inte verksamheter som har en affärsidé som primärt grundar sig på att generera vinst. Av sin natur har sportanläggningar ofta inte ett fokus på att gå med vinst utan att bibehålla sin verksamhet. Eventuella vinster läggs ofta på anläggningsunderhåll eller renoveringar. Vidare är det även viktigt att tillägga att eventuella medlemsavgifter och intäkter från hallhyra m.m. inte inkluderats. Det ekonomiska resultatet baseras enbart på intäkter och utgifter från elproduktion och elkonsumtion. Därav kan det slutgiltiga ekonomiska resultatet se annorlunda ut om övriga intäkter tas med i beaktning.

Avslutningsvis finns det en mängd olika sätt att utforma en energigemenskap. Detsamma gäller de tekniker man väljer att implementera i en energigemenskap. Detta påverkar naturligtvis olika parametrar på olika sätt och kan göra energigemenskapen mer eller mindre lönsam. Denna uppsats undersöker enbart en eventuell tillämpning av en energigemenskap och det kan finnas andra mer lönsamma alternativ.

5. Resultat

Energigemenskapen på Gränby sportfält kommer i samtliga scenarion ses som en småskalig elproducent. Detta innebär att aktörerna inte kommer kunna utnyttja det gröna avdraget för investeringar i ny grön teknik, samt att de inte kommer kunna få några skattereduktioner på den producerade förnybara elen. Däremot, eftersom det i denna uppsats valts att elproduktionen från solceller inte får överstiga 500 kW topp effekt, kommer elproduktionen att ske skattefritt i samtliga scenarion. Nedan presenteras återigen en sammanfattning av vad varje scenario innebär följt av resultaten för de olika scenarierna.

- Scenario 0: En utvärdering av Gränby sportfält i dess nuvarande form med fokus på kostnaderna för varje enskild aktör.
- Scenario 1: Samma analys som i Scenario 0 men med antagandet att Gränby sportfält fungerar som en energigemenskap där fastigheterna är sammankopplade och delar energi.
- Scenario 2: En utvärdering där fler solceller installeras på aktörernas tak, samtidigt som området betraktas som en energigemenskap där fastigheterna är sammankopplade och delar energi.
- Scenario 3: Samma analys som i Scenario 2 men med inkludering av ett batterilager.

Nedan kommer kostnaderna och intäkterna i de olika scenarierna presenteras i tabeller, stapeldiagram och cirkeldiagram. Dessa kommer att beskrivas närmare när de presenteras. Inledandevis kommer en definition för vilka kostnader och intäkter som använts i respektive beräkning och visuell presentation presenteras. I Tabell 6 presenteras vilka kostnader som ingått i respektive beräkning och i Tabell 7 presenteras vilka intäkter som ingått i respektive beräkning.

Tabell 6: Kostnader som ingått i respektive scenario

Kostnader/Scenarion	Scenario 0	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3
Effekt/Elnäts-abonnemang	X	X	X	X
Elpris (Spotpris kostnad)	X	X	X	X
Energiskatt	X	X	X	X
Engångskostnad för elmätare och flytt	-	X	X	X
Opex solceller	X	X	X	X
Capex solceller	-	-	X	X
Opex batteri	-	-	-	X
Capex batteri	-	-	-	X

Tabell 7: Intäkter som ingått i beräkningarna för respektive scenario

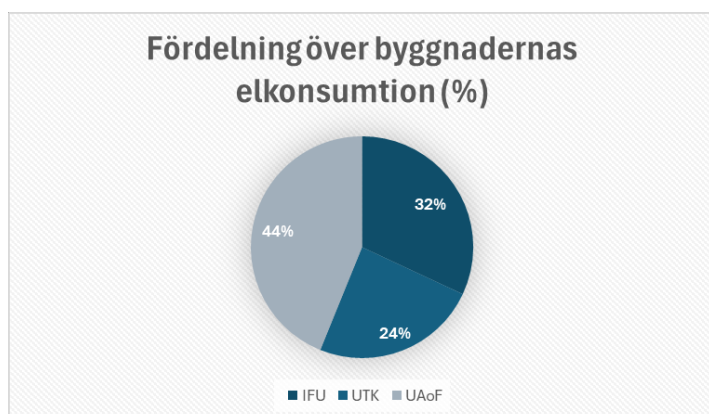
Intäkt/Scenario	Scenario 0	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3
Nätnytta	X	X	X	X
Såld el solceller	X	X	X	X
Stödtjänstmarknad	-	-	-	X

För samtliga scenarion har beräkningarna utförts baserat på år 2024. Till följd av att det i vissa scenarion sker stora investeringar har även beräkningarna utförts med ett 25 årigt tidsperspektiv. För att kunna beräkna det 25 åriga framtidsperspektivet har en NPV analys utförts i samtliga scenarion. Inledandevis presenteras resultatet för kostnaderna i scenario 0 för de olika aktörerna. Resultatet presenteras nedan i Tabell 8.

Tabell 8: Totala kostnaden för de olika aktörerna på Gränby sportfält under scenario 0

Scenario 0	Total kostnad för 2024 (SEK)	Total kostnad för 25 år (SEK)
IFU Arena	1 172 394 kr	12 515 046 kr
UTK	901 424 kr	9 622 495 kr
Uppsala Arenor och Fastigheter	1 623 140 kr	17 326 656 kr

För att beräkna vad varje aktör betalar i elkostnad inom en energigemenskap i scenario 1, 2 och 3 fördelades den totala elkostnaden mellan aktörerna. Varje aktörs kostnad baseras på dess andel av den totala elkonsumtionen 2024, vilket redovisas i cirkeldiagrammet i Figur 2.



Figur 2 Cirkeldiagram på fördelningen över aktörernas elkonsumtion

Vidare presenteras resultaten för scenario 1 i Tabell 9, där både den totala elkostnaden inom energigemenskapen och den totala kostnaden för de individuella aktörerna redovisas, både för

2024 och ur ett 25-årigt framtidsperspektiv. Motsvarande analys för scenario 2 och 3 gjordes och redovisas i Tabell 10 respektive Tabell 11.

Tabell 9: Totala kostnaden för de olika aktörerna på Gränby sportfält under scenario 1

Scenario 1	Total kostnad för 2024 (SEK)	Total kostnad för 25 år (SEK)
Energigemenskapen	2 761 559 kr	29 467 565 kr
IFU Arena	882 643 kr	9 418 352 kr
UTK	667 577 kr	7 123 469 kr
Uppsala Arenor och Fastigheter	1 211 339 kr	12 925 744 kr

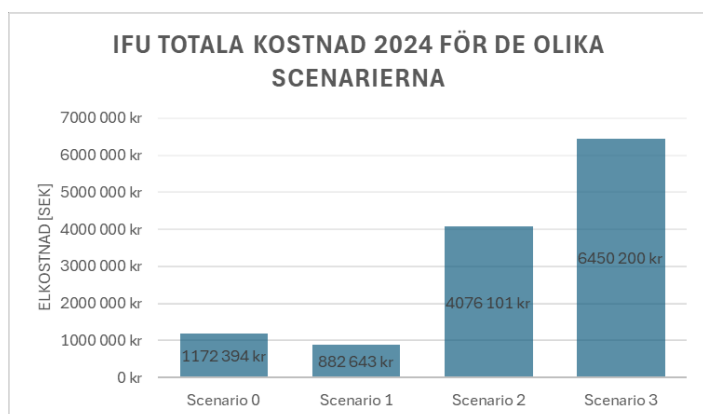
Tabell 10: Totala kostnaden för de olika aktörerna på Gränby sportfält under scenario 2

Scenario 2	Total kostnad för 2024 (SEK)	Total kostnad för 25 år (SEK)
Energigemenskapen	12 753 056 kr	36 207 813 kr
IFU Arena	4 076 101 kr	11 572 654 kr
UTK	3 082 915 kr	8 752 852 kr
Uppsala Arenor och Fastigheter	5 594 040 kr	15 882 307 kr

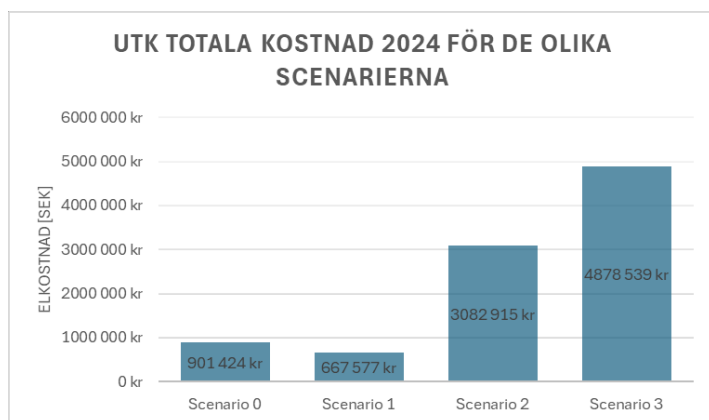
Tabell 11: Totala kostnaden för de olika aktörerna på Gränby sportfält under scenario 3

Scenario 3	Total kostnad för 2024 (SEK)	Total kostnad för 25 år (SEK)
Energigemenskapen	20 180 992 kr	44 819 735 kr
IFU Arena	6 450 200 kr	14 325 176 kr
UTK	4 878 539 kr	10 834 692 kr
Uppsala Arenor och Fastigheter	8 852 252 kr	19 659 867 kr

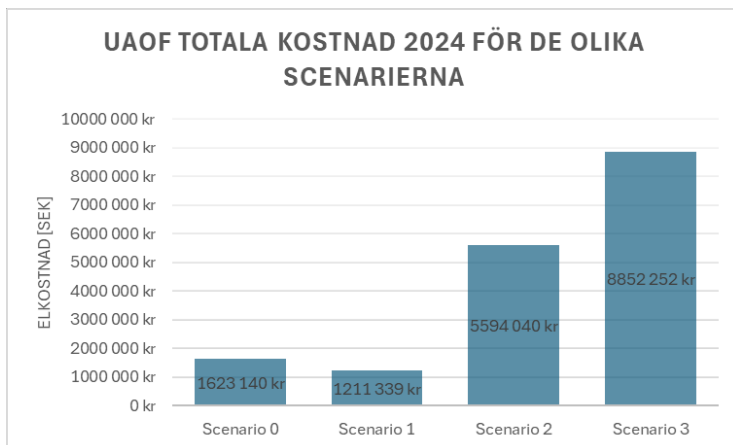
För att kunna jämföra den totala kostnaden för varje aktör i de olika scenarierna skapades stapeldiagrammen i Figur 3, 4 och 5. Dessa visar en sammanställning av den totala kostnaden för varje enskild aktör i de olika scenarierna 2024.



Figur 3: IFU Arenas totala elkostnad 2024 för de olika scenarierna



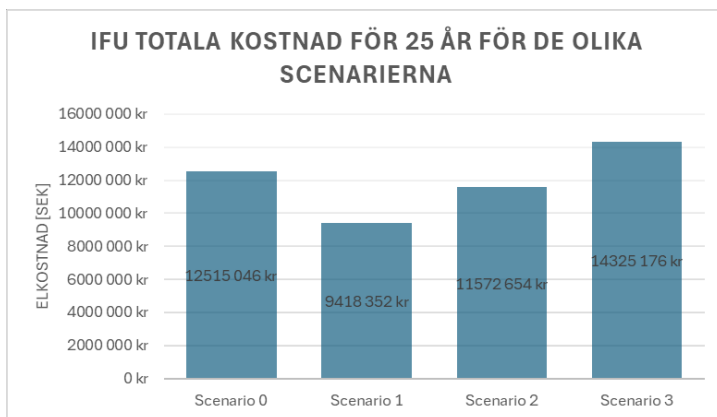
Figur 4: UTK totala elkostnad 2024 för de olika scenarierna



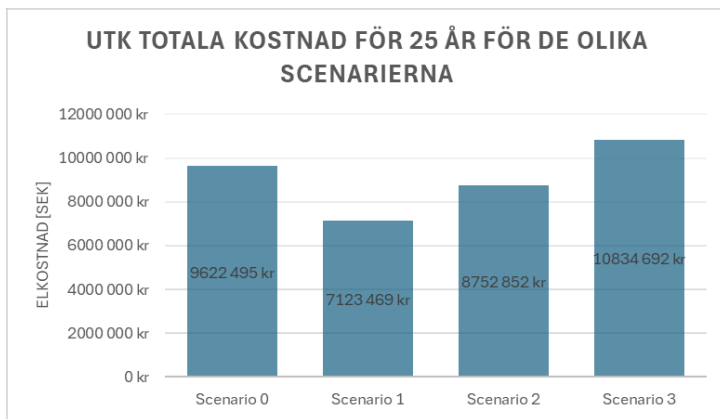
Figur 5: Uppsala Arenor och Fastigheters totala elkostnad 2024 för de olika scenarierna

Samtliga aktörer fick en minskning av sina totala kostnader i scenario 1 jämfört med scenario 0, detta syns i Figur 3, 4 och 5. Enligt Figur 3, 4 och 5 går det även att se att införandet av fler solceller samt ett batteri medför stora initiala kostnader för aktörerna. Detta är däremot väntat eftersom det naturligt behöver ske stora investeringskostnader initialt för att kunna utöka solelsproduktionen samt införa batterilagring.

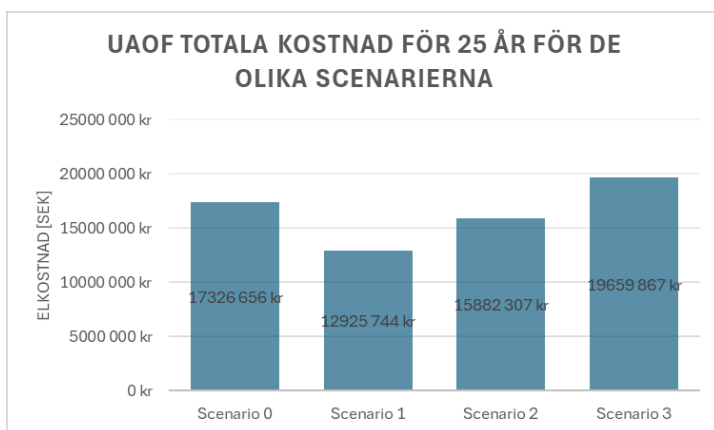
För att kunna utvärdera hur kostnaderna för aktörerna ser ut i de olika scenarierna ur ett långtidsperspektiv skapades Figureerna 6, 7 och 8. I dessa stapeldiagram redovisas den totala kostnaden för varje enskild aktör i de olika scenarierna från ett 25 årigt perspektiv utifrån en NPV analys. Detta resulterar i en översikt om investeringarna är lönsamma.



Figur 6: IFU Arenas totala elkostnad för 25 år för de olika scenarierna

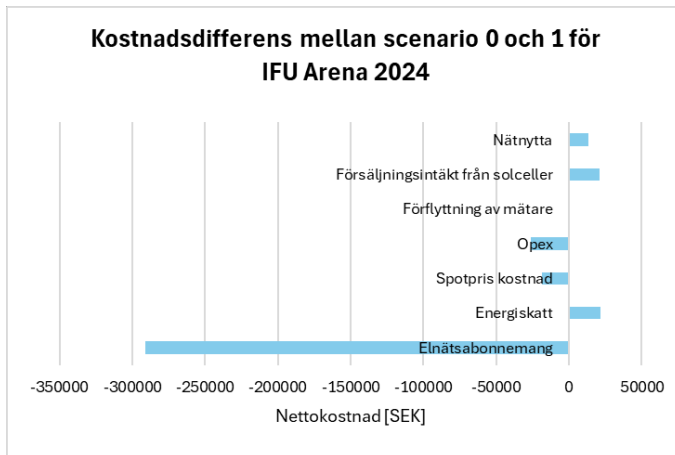


Figur 7: UTK:s totala elkostnad för 25 år för de olika scenarierna

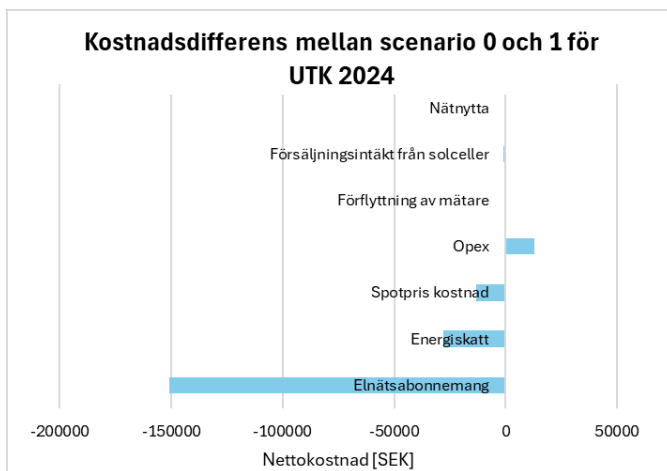


Figur 8: Uppsala Arenor och fastigheters totala elkostnad för 25 år för de olika scenarierna

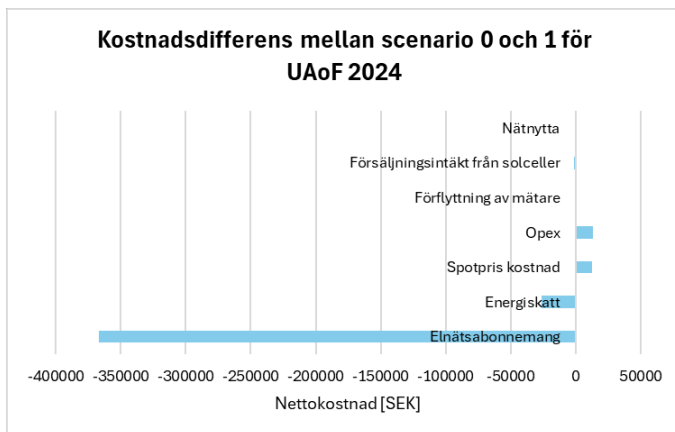
Ur ett långsiktigt perspektiv går det att se att minskningen av den totala kostnaden från scenario 0 till scenario 1 dröjer sig kvar även efter en period på 25 år, se Figur 6, 7 och 8. Det går även att urskilja att scenario 2 och 3 har en större kostnad efter 25 år jämfört med scenario 0 och 1. I de olika scenarierna finns det däremot en variation mellan vilka kostnader som minskar respektive ökar mellan de olika aktörerna. För att få en tydlig överblick över var de största kostnadsförändringarna uppstår mellan scenario 0 och 1 presenteras Figur 9–11. Dessa visar på hur kostnaderna i tabell 6 förändrats för respektive aktör beroende på om de är med i en energigemenskap eller inte. Negativa värden motsvarar en kostnadsminskning. Positiva värden motsvarar en ökning av nettokostnaderna från scenario 0 till scenario 1.



Figur 9: Skillnaden i kostnader för IFU Arena mellan scenario 0 och 1



Figur 10: Skillnaden i kostnader för UTK mellan scenario 0 och 1



Figur 11: Skillnaden i kostnader för Uppsala Arenor och Fastigheter mellan scenario 0 och 1

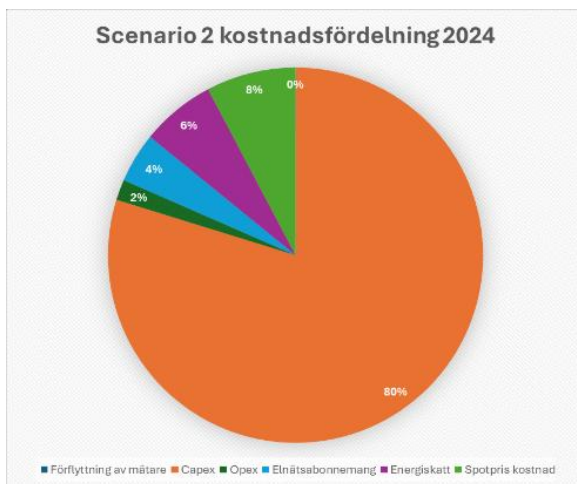
Från Figur 9, 10 och 11 går det att urskilja att kostnaden för elnätsabonnemanget minskat för samtliga aktörer i scenario 1 från scenario 0. Utöver minskningen av kostnad för elnätsabonnemanget förändrades aktörernas kostnadsfördelningar på olika sätt mellan scenario 0 och 1. För IFU Arena skedde det en minskning i kostnader av OPEX för solceller och spotpris, detta ses i Figur 9. Försäljningsintäkt från solcellerna ökade även eftersom de används mer effektivt i scenario 1 när fler aktörer utnyttjar dem. För UTK skedde det även en minskning i

kostnader för energiskatt och spotpris, detta ses i Figur 10. I scenario 1 däremot får UTK en ökad nettokostnad för OPEX på solceller vilket beror på att de tidigare inte haft solceller och i scenario 1 delar de på OPEX kostnaderna från övriga aktörer. Vidare fick UAoF minskade kostnader från energiskatt. Däremot har de en ökad nettokostnad för både OPEX på solceller och spotpris. Ökningen av OPEX beror på samma anledningar som för UTK, de delar på OPEX kostnaderna från övriga aktörer och har tidigare inte haft en så stor andel solceller i scenario 0.

Kostnadsfördelningen varierar beroende på både byggnad och valt scenario. För att ge en översiktlig förståelse för hur stor andel varje kostnad står för i Figur 3, 4 och 5 skapades cirkeldiagrammen i Figur 12–14. Dessa presenterar fördelningen av de enskilda kostnaderna från tabell 6 under år 2024 för scenario 1, 2 och 3. Kostnadsfördelningen för varje enskild aktör i scenario 0 presenteras i Bilaga 2.



Figur 12: Kostnadsfördelning för energigemenskapen i scenario 1 för 2024



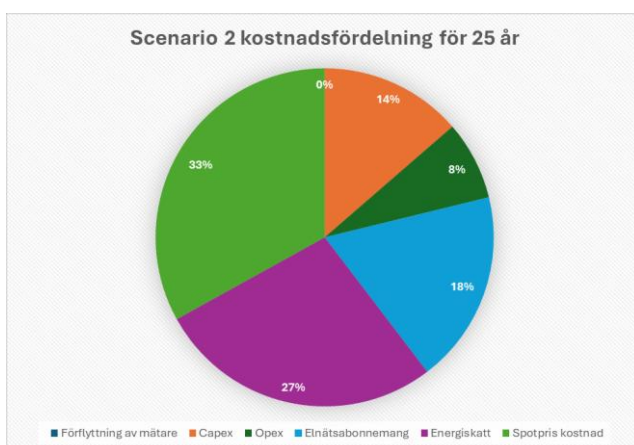
Figur 13: Kostnadsfördelning för energigemenskapen i scenario 2 för 2024



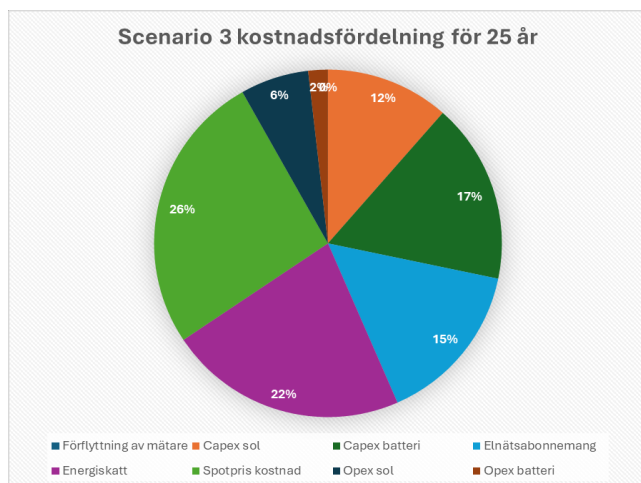
Figur 14: Kostnadsfördelning för energigemenskapen i scenario 3 för 2024

Enligt cirkeldiagrammet i Figur 13 går det att se att kostnadsfördelningen för scenario 2 har en investeringskostnad för solceller som uppgår till 80% vilket förklarar den ökade kostnaden i Figur 3, 4 och 5. Vidare i scenario 3 gäller samma trend som i scenario 2, Figur 14 visar på att investeringskostnaderna för solceller och batteriet står för de största kostnaderna, 50% respektive 37%.

För att undersöka hur kostnaderna fördelas över en total tidsperiod på 25 år skapades Figur 15 och 16. I Figur 15 presenteras scenario 2 ur ett 25 åring perspektiv och i Figur 16 presenteras scenario 3 ur ett 25 årigt tidsperspektiv. Dessa scenarion valdes eftersom det i scenario 2 och 3 tillkommer investeringskostnader som med fördel analyseras ur ett NPV perspektiv. Vidare är det av värde att undersöka hur kostnaderna för dessa scenarion ser ut efter att de stora investeringarna är utförda för att se hur systemet blommar ut och står sig ekonomiskt. I scenario 2 och 3 tillkommer en investeringskostnad (Capex) för solcellsanläggningar på totalt 10 327 552 kr. För Scenario 3 inkluderas även en investeringskostnad (Capex) för batterilagring på 7 551 618. Eftersom batteriets livslängd är kortare än 25 år har kostnaden för batteriet inkluderats två gånger i Figur 13, då ytterligare en investering krävs innan 25 årsperiodens slut.



Figur 15: Kostnadsfördelning för energigemenskapen i scenario 2 för 25 år



Figur 16: Kostnadsfördelning för energigemenskapen i scenario 3 för 25 år

Från Figur 15 och 16 går det att urskilja att spotpriset och energiskatten är de största kostnaderna. Detta indikerar att om man ytterligare vill minska kostnaderna är det dessa kategorier som har störst inverkan. Däremot kan det vara svårt som enskild aktör att påverka dessa eftersom de styrs på en högre nivå. I scenario 2 visar cirkeldiagrammet i Figur 15 att investeringskostnaden för solceller i scenariot ligger på 14% av den totala kostnaden efter 25 år. För scenario 3 visar cirkeldiagrammet i Figur 16 att investeringskostnaden för solceller och batteriet ligger på 12 % respektive 17% av den totala kostnaden efter 25 år.

6. Diskussion

Inom EU finns det ambitioner om att varje medlemsland ska minska sin elkonsumtion. Detta har blivit särskilt aktuellt i Sverige eftersom Sverige har en hög elanvändning per capita och ibland kapacitetsbrist i elnätet. I denna uppsats har det genomförts en fallstudie som undersökt hur införandet av en energigemenskap kan påverka elkostnaderna hos aktörerna på Gränby sportfält i Uppsala. Enligt resultatet går det att se att aktörernas elkostnader påverkades på olika sätt när de ingick i en energigemenskap. I nedan avsnitt diskuteras resultatet närmare och inledningsvis diskuteras resultatet av enbart införandet av en energigemenskap mellan aktörerna.

Från resultatet går det att dra slutsatsen att den största kostnaden som aktörerna sparar in på genom att ingå i en energigemenskap är elnätsabonnemanget. Detta kan bero på att när fastigheterna ingår i en energigemenskap kan de minska sin elförbrukning från elnätet genom att utnyttja den lokalt producerade solelen. Effekten av detta kan vara att de minimerar effekttoppar och därmed dels kan ha ett annat abonnemang, dels inte behöver betala lika höga effekttavgifter.

Att elnätsabonnemanget är den kostnad som minskar mest kan däremot eventuellt vara en risk. Elbolagen tjänar exempelvis inte på energigemenskaper och därmed kan det argumenteras för att det finns få ekonomiska incitament för dem att arbeta med utvecklingen av fördelaktiga förhållanden för energigemenskaper ur ett ekonomiskt perspektiv. Ur vissa perspektiv skulle det å andra sidan kunna argumenteras för att energigemenskaper bidrar till att minska kapacitetsbristen i elnätet och att detta kan vara av värde för elnätsbolagen. Däremot kan det argumenteras för att arbetet med att förbättra kraven för energigemenskaper gynnar statliga organ mer eftersom de behöver ligga i enlighet med de krav och direktiv som kommit från EU. Därav blir det de statliga organens ansvar att se till att elnätsbolagen inte utnyttjar sin position och ändrar elnätsavtalen för att tjäna mer pengar istället för att tänka på att minska effekttoppar i nätet.

Olika kostnader påverkades på varierande sätt hos byggnaderna i de olika scenarierna. Exempelvis minskade OPEX kostnaderna för IFU mellan scenario 0 och 1. Detta kan bero på att de ursprungligen haft störst solcellsanläggning och när solelsproduktionen delades med övriga fastigheter delades även OPEX kostnaden för solcellerna. Detta förklarar även varför de inte får minskade intäkter, dvs en ökad nettokostnad för nätnytta eftersom intäkterna delas mellan fastigheterna. Med andra ord minskade intäkterna, vilket ses som en ökning av nettokostnaderna i Figur 9. Minskningen i kostnader från elnätsabonnemanget för UTK mellan scenario 0 och 1 kan bero på att elkonsumtionen från elnätet blivit mindre eftersom UTK kunnat utnyttja solel från de befintliga solcellerna på övriga fastigheter i gemenskapen. Anledningen till att nettokostnaden för spotpris ökar för UAoF i scenario 1 kan bero på att de i scenario 0 hade en annan lastprofil än övriga fastigheter. Detta kan ha medfört att de eventuellt haft lägre elpriskostnader viktat till mängd inköpt el än övriga aktörer.

Till följd av att kostnaderna för varje enskild aktör i energigemenskapen baseras på hur stor andel av den totala elkonsumtionen de står för är förhoppningen att samtliga aktörer ska kunna minska sina totala kostnader ungefär lika mycket. Uppsala Arenor och Fastigheter står däremot för nästan hälften av elkonsumtionen, som redovisas i Figur 2, och det kan ur vissa aspekter

argumenteras för att de gör den största vinsten av att fastigheterna ingår i en energigemenskap. Dock går det tydligt att se att samtliga aktörer skulle minska sina elkostnader genom att ingå i en energigemenskap, å andra sidan är det inga stora summor. Teoretiskt bör fastigheterna däremot kunna minska sina elkostnader mer ur ett långtidsperspektiv. En anledning till att aktörerna inte minskar sina elkostnader mer kan vara att det i Sverige saknas tydliga regleringar och engagemang för aktörer att ingå i, samt skapa, energigemenskaper. EU kräver att dess medlemsländer ska verka aktivt mot att införa konkreta åtgärder som underlättar för medborgare att ingå i, samt starta, energigemenskaper. Sverige har inte arbetat lika aktivt som många andra länder för att underlätta för energigemenskaper. Detta kan vara en av orsakerna till att det saknas tydliga regleringar och engagemang i Sverige.

Från resultatet går det tydligt att se att när den egna solelsproduktionen utökades och ett batteri infördes, ökade även de egna kostnaderna. Detta gällde även ur ett långtidsperspektiv. Utifrån detta resultat går det att argumentera för att investeringskostnaden i scenario 2 och 3 inte bör stå för en så stor andel av den totala kostnaden efter 25 år. För både scenario 2 och 3 går det att dra slutsatsen att investeringskostnaderna behöver sjunka för att energigemenskapen ska tjäna mer på att investera i ökad elproduktion och implementering av ett batteri. I dagsläget subventioneras investeringar som privatpersoner gör i grön teknik genom det gröna avdraget. Eftersom detta avdrag inte gäller för företag kan det skapas ekonomiska ofördelaktigheter eftersom det blir svårare för företag att investera i grön teknik. Eftersom fastigheterna på Gränby Sportfält räknas som företag kan de inte ta del av dessa ekonomiska incitament. Det kan argumenteras för att detta kan vara en av anledningarna bakom de höga investeringskostnaderna i scenario 2 och 3. Därav blir det i dagsläget inte ekonomiskt lönsamt för energigemenskapen att investera i grön teknik för att uppnå en högre självförsörjandegrad.

Vidare finns det en avsaknad av ekonomiska incitament för företag att investera i grön teknik vilket kan försvåra för företag att investera i exempelvis solpaneler. Generellt går det att föra resonemanget att företag ofta har mer pengar att röra sig med än privatpersoner och att de därmed inte bör behöva dessa ekonomiska incitament. Däremot går det även att resonera för att företag även generellt sett har högre el och energiförbrukning än privatpersoner vilket kräver mer investeringar för att uppnå samma nivå av självförsörjandegrad. I Sverige är det även företag som står för en större del av elanvändningen vilket ytterligare kan visa på att det eventuellt bör finnas subventioner för företag att investera i grön teknik.

Ytterligare ett problem med scenario 2 och 3 är att byggnadernas lastprofiler inte är matchade gentemot produktionen från solceller. Solcellerna producerar som mest under sommaren och på dagtid, detta sammanfaller när det är som lägst aktivitet i anläggningarna. Detta medför svårigheter med att ta fram scenarier för ökad självkonsumtion. Därmed kan det vara värt att undersöka andra alternativ för förnybar lokal energiproduktion. Införandet av ett batteri i scenario 3 kan däremot ses som en lösning på detta problem då batteriet medför att anläggningarna kan utnyttja den egenproducerade solelen vid ett senare tillfälle än när elen produceras. Batteriet kan dessutom lagra el från elnätet när elpriset är lågt, vilket medför att anläggningarna överlag kan bruka billigare el än utan batteriet. I teorin bör därmed scenario 3 betraktas som ett bra alternativ för Gränby sportfält om målet med energigemenskapen är att bruka en hög andel egenproducerad el, och under resten av tiden bruka så hög andel billig el

som möjligt. Däremot medför investeringskostnader att scenario 3 är mindre lönsamt i praktiken. Faktum är att det är det minst lönsamma av alla scenarion både på ett år och i ett 25 årigt tidsperspektiv. Till följd av att batteriets livslängd är i genomsnitt hälften så lång som livslängden för solpaneler behöver det även ske två investeringar i batterierna under solpanelernas livslängd. Detta medför att kostnaderna sticker iväg. Detta visar på att med en teknikutveckling av batteriets livslängd, har scenario 3 potential att bli lönsammare än scenario 2.

Batteriet är även anpassat för effektoppskapning, men om det anpassats för att primärt vara med på FCRD-marknaden eller andra typer av flexjtjänster hade resultatet kunnat se annorlunda ut. Ett batteri som är dimensionerat och styrt för FCRD kan i vissa fall generera högre intäkter på kort sikt. Detta gäller särskilt under perioder med hög prisvolatilitet och obalans i elnätet. Däremot kan det finnas en risk med FCRD-marknaden då den kan bli mättad, och därmed inte bidra med samma intäktsprofil som finns idag. Dock innebär införandet av ett batteri i en energigemenskap oavsett användningsområde en ökad flexibilitet vilket innebär olika möjligheter beroende på tillämpningsområde. Valet av tillämpningsområde påverkar resultatet och denna uppsats undersöker enbart en möjlig tillämpning.

Till följd av att beräkningar och analyser utförts på aktörsnivå kan det finnas vissa viktiga aspekter och data som inte fångats upp. Detsamma gäller för andra former av energi. Eftersom endast elförbrukning och elproduktion analyserats kan det finnas scenarier eller aspekter som ger andra resultat som inte inkluderats. Värme är ett exempel på en sådan aspekt som kan vara intressant att vidare undersöka. Hur värmefördelningen och användningen ser ut mellan byggnaderna kan bli särskilt intressant och relevant efter att det nya badhuset färdigställts på Gränby sportfält.

Vidare har EU som ambition att privatpersoner bör ta en mer aktiv roll och ägarskap över energiomställningen och på elmarknaden. Detta kan däremot ur vissa perspektiv bli svårt i Sverige eftersom kommuner och lokala elnätsbolag historiskt haft en betydande roll i energisystemet. Vidare består Sveriges elmix av mycket förnyelsebar el vilket kan argumenteras för minskar behovet av att införa energigemenskaper ur ett "öka mängden förnyelsebar el" perspektiv. I Uppsala däremot, driver kommunen ett gediget arbete för att uppnå klimatneutralitet genom att bland annat arbeta för att minska kapacitetsbristen i elnätet och utrusta sina fastigheter med solceller. Energigemenskaper bedöms kunna vara en lösning på detta problem och därmed bör det finnas incitament för den kommunala aktören Uppsala Arenor och Fastigheter att närmare undersöka implementeringen av energigemenskaper.

En energigemenskap kan utformas på en mängd olika sätt och erhåller en stor flexibilitet, både när det kommer till utformning och nyttjande. Detta innebär att energigemenskapen kan anpassas efter både lokala förhållanden och deltagarnas behov. Flexibiliteten medför även möjligheten att kombinera flera olika teknologier för att effektivt möta energigemenskapens behov. Det kan argumenteras för att detta öppnar upp för nya sätt att engagera medborgare, minska energikostnader och bidra till ett mer resilient och hållbart energisystem. Fallstudien som undersökts i denna uppsats är bara ett av många alternativ på hur en energigemenskap kan utformas. Viktigt att poängtera är att det finns ett flertal andra alternativ som denna uppsats inte undersökt som hade kunnat ge upphov till andra resultat. Exempelvis har det inte undersökts vilken mängd egenproducerad el från solceller som är den optimala. En mindre mängd hade

eventuellt kunnat medföra ett annat mer positivt resultat till följd av en högre självförsörjningsgrad. Vidare har solcellernas position inte utvärderats eller maximerats vilket även detta kan påverka resultatet. Ytterligare värt att poängtera är att elpriserna i det långsiktiga 25 års perspektivet baserats på elpriserna som var år 2024. Om elpriserna exempelvis ökar i framtiden hade aktörerna förmodligen tjänat mer på att ingå i en energigemenskap och investera i grön teknik i dagsläget.

Till följd av att den aktuella datan som använts i denna fallstudie inte var särskilt detaljrik och högupplöst kan resultatet eventuellt bli något missvisade. Datans utformning medförde även vissa naturliga avgränsningar som hindrade en fullständig analys över hur varje byggnad påverkades av införandet av en energigemenskap. Ytterligare en begränsning med denna studie är att Excel valdes som beräkningsverktyg. Detta begränsade särskilt utformningen av modellen som modellerade batteriet och den potentiella effektoppskapning som batteriet kan stå för. Om en mer avancerad modell använts hade resultatet kunnat se annorlunda ut, högst troligt även mer fördelaktigt för batteriet.

6.1 Implikationer för framtiden

Genom vår fallstudie stötte vi på några oklarheter som kommer diskuteras och presenteras i nedan avsnitt. Dessa besvarar inte direkt våra frågeställningar, däremot har de haft stor inverkan på arbetet med att ta fram de modeller och avgränsningar som använts i denna rapport. Syftet med att belysa dessa är att ge läsaren en ökad förståelse för att energigemenskaper är ett relativt nytt fenomen i Sverige, samt att belysa några områden som kräver fortsatt utveckling.

Om större aktörer ska ingå i en energigemenskap, exempelvis företag eller näringsfastigheter såsom Gränby sportfält, räknas de oftast enligt elbolagen som småskaliga producenter. Regleringarna kring vad som gäller för att man exempelvis ska klassas som en småskalig elproducent skiljer sig åt mellan olika elbolag. Det går att diskutera för att detta eventuellt kan påverka etableringen av fler småskaliga producenter eftersom det kan skapa osäkerhet för framtida potentiella aktörer att vilja investera i en större mängd förnyelsebar egenproduktion.

Vidare saknar Skatteverket begreppet småskalig elproducent i sin databas och på sin webbplats och därmed saknas det tydliga definitioner för vad som gäller för de som, enligt elbolagen, inte klassas som elproducenter. Till följd av att regleringarna och definitionerna är otydliga kan det även uppstå svårigheter för aktörer att avgöra om det är ekonomiskt lönsamt för dem att investera i förnyelsebar elproduktion och bli mer självförsörjande. Det går eventuellt att argumentera för att det bör tas ett större krafttag på nationell nivå för att skapa en gemensam översiktlig kravprofil för de olika klassificeringarna som täcker relevanta tekniska, juridiska och ekonomiska specifikationer.

7. Slutsats

Syftet med uppsatsen var att genomföra en fallstudie och undersöka hur aktörerna på Gränby sportfält elkostnader påverkas av att införa en energigemenskap. Fallstudien kring implementeringen av energigemenskaper på Gränby sportfält gav resultatet att det blev minskade elkostnader för samtliga aktörer av att ingå i en energigemenskap. Den kostnad som minskade mest var kostnaden för elnätsabonnemanget eftersom delad energi gav färre och mindre effekttoppar vilket resulterade i minskade avgifter. Däremot var den totala minskningen per aktör endast marginell och teoretiskt bör det kunna ske större minskningar. Anledningen till att kostnadsbesparingarna inte blev större kan bero på att det saknas tydliga regleringar och engagemang för energigemenskaper i Sverige.

Vidare undersöktes ytterligare scenarion där en utökning av lokal energiproduktion i form av solceller skulle införas, samt energilagring i form av ett batteri. Fallstudien visade på att ytterligare investeringar i grön teknik inte var lönsamt i något av scenarierna. Detta berodde främst på de höga investeringskostnaderna samt livslängden på batteriet. I Sverige finns det ekonomiska incitament för privatpersoner när de gör investeringar i grön teknik, detta saknas däremot för företag vilket medför de höga investeringskostnaderna i denna fallstudie. Av denna anledning bör det därmed ses över om inte företag även bör kunna ta del av subventioner för investeringar i grön teknik för att göra dessa mer tillgängliga för större aktörer.

Sammanfattningsvis har energigemenskaper stor potential till att bidra till ett mer flexibelt, hållbart och lokalt energisystem. Däremot behöver vissa nuvarande regelverk, ekonomiska incitament samt tekniska aspekter ses över för att ytterligare förenkla implementeringen av fler energigemenskaper. Detta gäller särskilt för större aktörer som idag har det något svårare att ingå i energigemenskaper till följd av ekonomiska och byråkratiska processer och regleringar. I takt med att teknik utvecklas och regelverken anpassas efter EU:s direktiv, finns möjligheter för potentiella energigemenskaper, som den på Gränby sportfält, att bli både ekonomiskt och klimatmässigt mer fördelaktiga. Kommunala aktörer har en särskilt viktig roll i att driva denna utveckling framåt, särskilt i städer som Uppsala där klimatneutralitet är ett uttalat mål.

8. Referenslista

- Askmar, E., Korsat, J. & Envall, F. (2024). *Hållbar Energi Tillsammans – ett studiematerial om medborgardriven omställning och energigemenskaper*. Tryckt hos LIU-tryck.
<https://www.studieframjandet.se/globalassets/ovrigt-qbank/2024/09/hallbar-energi-tillsammans-version-3-20982c51ce410c124a10e0db5e4b97fc2af39.pdf>
- Asserup, C. (2024). *Energigemenskaper – Förutsättningar och förslag på främjandeinsats*. ER 2024:20. ISSN 1403-1892. <https://energimyndigheten.a-w2m.se/System/TemplateView.aspx?p=Arkitektkopia&id=294bae20fa14458da8673d849234874b&q=2024%3A20&lstqty=1>
- Arenahotellet (u.å.) 'Hotell nära UTK-hallen' (*Uppsala Tennisklubb*).
<https://arenahotellet.se/idrottsarenor/utk-hallen/> Hämtad 2025-02-12
- Bandyhall, (u.å.) 'Ägare' <https://bandyhall.nu/agare/> Hämtad 2025-02-12
- Bergek, A. & Palm, J. (2024). 'Energy communities in Sweden: Challenging established ideas of aim, place and engagement', *Energy Research & Social Science*, Volume 115, 103625, ISSN 2214-6296. DOI:<https://doi.org/10.1016/j.erss.2024.103626>
- Bodecker Partners (2024). *Batterilagring och framtidens hybridparket*
https://svenskvindenergi.org/wp-content/uploads/2024/06/Batterilagring-och-framtidens-hybridparker_Bodecker-Partners_20240619.pdf
- Caramizaru, A. & Uihlein, A. (2020). *Energy communities: An overview of energy and social innovation*, EUR 30083 EN, Publications Office of the European Union, Luxembourg. ISBN 978-92-76-10713-2. https://catedracomunidadesenergeticas.unizar.es/wp-content/uploads/2022/06/energy_communities_report_final.pdf
- Chaurey, A. & Deami, S. (1992). 'Battery Storage for PV power systems: An overview', *Renewable Energy*, 2(3), pp. 227-235. DOI: [https://doi.org/10.1016/0960-1481\(92\)90036-3](https://doi.org/10.1016/0960-1481(92)90036-3).
- Djerf, K. (2022). 'Det innebär spotpris på el', *Vattenfall*, <https://www.vattenfall.se/fokus/tips-rad/vad-ar-spotpris/> Hämtad 2025-03-06
- Ekgren, T. (2024). 'Energigemenskaper behöver bättre och tydligare förutsättningar', *Energimyndigheten*. <https://www.energimyndigheten.se/nyhetsarkiv/2024/energigemenskaper-behover-battre-och-tydligare-forutsattningar/> Hämtad: 2025-01-30
- Energimarknadsinspektionen (2020). 'Ren energi inom EU: ett genomförande av fem rättsakter'. *Energimarknadsinspektionen*.
<https://ei.se/download/18.1e4309991774c3fe50b83b1f1/1613135492591/Ren-energi-inom-EU-Ett-genomf%C3%B6rande-av-fem-r%C3%A4ttsakter-Ei-R2020-02.pdf>
- Energimarknadsinspektionen (2024a). 'IKN förordningen'. *Energimarknadsinspektionen*.
<https://ei.se/bransch/undantag-fran-kravet-pa-natkoncession-ikn/ikn---forordningen> Hämtad 2025-02-10

- Energimarknadsinspektionen (2024b). 'Sänk din elnätskostnad (effektavgifter)' *Energimarknadsinspektionen*. <https://ei.se/konsument/anvand-el-smartare/varfor-anvanda-el-flexibelt/sank-din-elnatskostnad-effektavgifter> Hämtad 2025-03-06
- Energimarknadsinspektionen (2024c). 'Varför inför elnätsföretagen en ny prismodell med effektavgift - vad innebär det för dig som användare?' *Energimarknadsinspektionen*. <https://ei.se/om-oss/nyheter/2024/2024-10-25-varfor-infor-elnatsforetagen-en-ny-prismodell-med-effektavgift---vad-innebar-det-for-dig-som-elanvandare> Hämtad 2025-03-06
- Energimyndigheten (2024). 'Om det svenska elsystemet', *Energimyndigheten*. <https://www.energimyndigheten.se/energisystem-och-analys/nulaget-i-energisystemet/om-det-svenska-elsystemet/> Hämtad 2025-02-06
- Energy Balance (u.å). 'Minska elkostnaderna och skapa intäkter med batterilagring', <https://www.energybalance.se/batterilagring/> Hämtad 2025-03-04
- ENTSO-E (u.å) 'Transparency Platform', <https://newtransparency.entsoe.eu/?appState=%7B%22sa%22%3A%5B%5D%2C%22st%22%3A%22BZN%22%2C%22mm%22%3Atrue%2C%22ma%22%3Afalse%2C%22sp%22%3A%22CLOSED%22%2C%22dt%22%3Anull%2C%22df%22%3Anull%2C%22tz%22%3A%22CET%22%7D> Hämtad 2025-02-19
- EPA (2024). 'End-of-Life Solar Panels: Regulations and Management', <https://www.epa.gov/hw/end-life-solar-panels-regulations-and-management> Hämtad 2025-04-03
- E.ON (2024). 'Vad är elbrist, effektbrist och kapacitetsbrist?', *E.ON*. <https://www.eon.se/om-e-on/kapacitetsbristen/elbrist-effektbrist-naetkapacitetsbrist> Hämtad 2025-02-06
- E.ON (2025) 'Energilagring: 6 anledningar att satsa'. *E.ON*. <https://www.eon.se/foeretag/energilagring-och-batterilagring> Hämtad 2025-03-04
- European Commission (u.å) 'Clean Energy for all Europeans package', *European commission*. https://wayback.archive-it.org/12090/20241209144917/https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans-package_en Hämtad 2025-02-27
- European Commission (2024) 'Photovoltaic Geographical Information System', *European commission*. https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/ Hämtad 2025-03-14
- European Parliament (2015). *Energy Union: New impetus for coordination and integration of energy policies in the EU*. Tracking European Commission priority initiatives in 2015-
Number
1. [https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2015/551310/EPRS_BRI\(2015\)5513_10_EN.pdf](https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2015/551310/EPRS_BRI(2015)5513_10_EN.pdf) Hämtad 2025-02-10
- Fernando, J. (2024). 'Net Present Value (NPV): What It Means and Steps to Calculate It'. <https://www.investopedia.com/terms/n/npv.asp> Hämtad 2025-04-15

- Fortum (u.å). 'När är elen billigast?', *Fortum*. <https://www.fortum.com/se/el/elpriser/nar-ar-elen-billigast> Hämtad 2025-02-06
- Högsta förvaltningsdomstolen (2024) Mål nr 2129-24. <https://www.domstol.se/globalassets/filer/domstol/hogstaforvaltningsdomstolen/2024/domar-och-beslut/2129-24.pdf>
- IFU Arena (u.å.a). 'Arenan' <https://www.ifuarena.se/arenan/> Hämtad 2025-02-11
- IFU Arena (u.å.b). 'Green Key' <https://www.ifuarena.se/green-key/> Hämtad 2025-02-11
- IFU Arena (u.å.c). 'Hållbarhet' <https://www.ifuarena.se/hallbarhet/> Hämtad 2025-02-11
- Jonsson, F. (2024). 'Solenergi i Sverige: Att övervinna nordiska utmaningar', *Solcellsguiden*. <https://solcellsguide.se/solenergi-i-sverige-att-overvinna-nordiska-utmaningar/> Hämtad 2025-01-30
- Klimat- och näringslivsdepartementet. (2024). 'Uppdrag att utreda förutsättningarna för energigemenskaper och eventuellt behov av främjandeinsatser' (Diarienummer KN2024/00357). *Regeringskansliet*. <https://www.regeringen.se/contentassets/25cdd7ec1f3c417398d2b8c7d50eb435/uppdrag-att-utreda-forutsattningarna-for-energigemenskaper-och-eventuellt-behov-av-framjandeinsatser.pdf>
- Magnusson, D. & Palm, J. (2019). 'Come together - The Development of Swedish Energy Communities', *Sustainability*, 11(4) <https://doi.org/10.3390/su11041056>
- Mimer (u.å). 'FCR' *Svenska kraftnät*. <https://mimer.svk.se/PrimaryRegulation/PrimaryRegulationIndex> Hämtad 2025-04-15
- Mongird K., Viswanathan V., Alam J., Vartanian C., Sprenkle V., Baxter R. (2020). '2020 Grid Energy Storage Technology Cost and Performance Assessment' Technical Report Publication - 66 - No. DOE/PA-0204. <https://www.pnnl.gov/sites/default/files/media/file/Final%20-%20ESGC%20Cost%20Performance%20Report%202012-11-2020.pdf>
- Morén, G., Upphagen, M., Carlén, A., Nässén, P. & Tedebrand, L. (2025). 'Energidelning och andra nyheter till följd av ändringar i EU:s elmarknadslagstiftning' (Ei R2025:01). *Energimarknadsinspektionen*. <https://ei.se/download/18.7d378150193deb65c61181ac/1737382889566/Energidelning-Ei-R2025-01.pdf>
- Naturskyddsföreningen (2023). 'Hur fungerar solceller och solfångare?', *Naturskyddsföreningen*. <https://www.naturskyddsforeningen.se/faktablad/hur-fungerar-solceller-och-solfangare/> Hämtad 2025-01-30
- Oller Westerberg, A., Lindahl, J. (2023) 'National Survey Report of PV Power Applications in Sweden' *PVPS. Swedish Energy Agency*. <https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2024/09/National-Survey-Report-of-PV-Power-Applications-in-Sweden-2023.pdf>

Palm, J. (2021). 'The Transposition of Energy Communities into Swedish Regulations: Overview and Critique of Emerging Regulations', *Energies*, 14(16), 4982.
<https://doi.org/10.3390/en14164982>.

Power Circle, Länsstyrelsen Skåne, Länsstyrelsen Uppsala, Länsstyrelsen Västra Götaland & Sustainable Innovation (u.å). *Smart förnybart: Bättre integration av nya tekniker i lokala energisystem med ökad dialog*. Finansierad av Energimyndigheten.
<https://powercircle.org/wp-content/uploads/2022/10/Smart-fo%CC%88rnybart-Slutrapport.pdf>

Power Circle (2024). 'Vad är flexibilitet?'. <https://powercircle.org/vad-ar-flexibilitet.pdf>

Rathore, N. et al. (2019) 'A comprehensive review of different types of solar photovoltaic cells and their applications', *International Journal of Ambient Energy*, 42(10), sid 1200-1217.
<https://doi.org/10.1080/01430750.2019.1592774>

Rehnberg, Y. (2023). 'Det betyder de olika posterna på verksamhetens elfaktura' *Vattenfall*.
<https://www.vattenfall.se/fokus/tips-rad/elfaktura-foretag/> Hämtad 2025-03-10

Rehnberg, Y. (2025). 'Flexibilitet behövs för ett balanserat elnät', *Vattenfall*.
<https://www.vattenfall.se/fokus/tips-rad/flexibilitet-behovs-for-ett-balanserat-elnat/> Hämtad 2025-02-06

SCB (2024). 'Tillförsel och användning av el 2001-2023 (GWh)' *SCB*.
<https://www.scb.se/hitta-statistik/statistik-efter-amne/energi/tillforsel-och-anvandning-av-energi/arlig-energistatistik-el-gas-och-fjarrvarme/pong/Tabell-och-diagram/tillforsel-och-anvandning-av-el-20012023-gwh/> Hämtad 2025-04-14

Skatterättsnämnden (2024) 'Energiskatt'. *Skatterättsnämnden*
<https://skatterattsnamnden.se/publicerade-forhandsbesked/2024/2024-04-04-energiskatt>
Hämtad 2025-02-27

Skatteverket (u.å.a). 'Grön teknik' *Skatteverket*.
<https://www.skatteverket.se/privat/fastigheterochbostad/gronteknik.4.676f4884175c97df4192860.html> Hämtad 2025-03-10

Skatteverket (u.å.b) *Inkomstskattelag (1999:1229) kap. 2.14 §*.
<https://www4.skatteverket.se/rattsligvagledning/27071.html?date=2025-01-01#section2-14>
Hämtad 2025-02-25

Skatteverkets kundtjänst (2025). Telefonsamtal kring vad som gäller för småskaliga producenter. [telefonsamtal] 27:e mars 2025

Skatteverket (u.å.c) 'Mikroproduktion av förnybar el' *Skatteverket*.
<https://www4.skatteverket.se/rattsligvagledning/edition/2022.3/329337.html> Hämtad 2025-02-25

Skatteverket (u.å.d). 'Mikroproduktion av förnybar el - näringsfastighet' *Skatteverket*.
[Mikroproduktion av förnybar el - näringsfastighet | Skatteverket](#) Hämtad 2025-03-06

Skatteverket (u.å.e). ‘Omräkningskurser för euro per redovisningsperiod’ *Skatteverket*. <https://skatteverket.se/foretag/drivaforetag/euronochskatterna/omrakningskurser/redovisningsperioder.4.2ef18e6a125660db8b080004155.html> Hämtad 2025-02-26

Skatteverket (u.å.f). ‘Skatt på el’ *Skatteverket*. [Skatt på el | Skatteverket](#) Hämtad 2025-03-06

Skatteverket (u.å.g). ‘Vilka statliga stöd i form av skatteförmåner lämnar Skatteverket’ *Skatteverket*. <https://www4.skatteverket.se/rattsligvagledning/edition/2025.1/353531.html#h-Stod-av-mindre-betydelse-de-minimis> Hämtad 2025-02-25

Skellefteå Kraft (u.å). ‘Att producera och dela energi i en energigemenskap’, *Skellefteå Kraft*. <https://www.skekraft.se/foretag/energilosningar/producera-och-dela-energi-i-energigemenskap/> Hämtad 2025-01-30

Skånska energi (u.å). ‘Småskalig elproduktion’ <https://www.skanska-energi.se/elnat/producera-egen-el/smaskalig-elproducent/> Hämtad 2025-03-27

Solcellskollen (2024). ‘Vad är skillnaden mellan kW, kWp och kWh?’ <https://www.solcellskollen.se/vanliga-fragor/vad-ar-skillnaden-mellan-kw-kwp-och-kwh> Hämtad 2025-02-25

Svenska kraftnät (2024a). ‘Energilagring med batterier och vätgas’, *Svenska kraftnät* <https://www.svk.se/om-kraftsystemet/energilagring-med-batterier-och-vatgas/> Hämtad 2025-03-04

Svenska kraftnät (2024b). ‘Stödtjänster och avhjälpande åtgärder’, *Svenska kraftnät*. <https://www.svk.se/om-kraftsystemet/om-systemansvaret/verktyg-for-systemdrift/stodtjanster-och-avhjalpande-atgarder/> Hämtad 2025-03-03

Svenska kraftnät (2024c). ‘Sveriges elnät’, *Svenska kraftnät*. <https://www.svk.se/om-kraftsystemet/oversikt-av-kraftsystemet/sveriges-elnat/> Hämtad 2025-02-06

Svenska kraftnät (2024d). ‘Så kan du som privatperson bidra med stödtjänster’ *Svenska kraftnät* <https://www.svk.se/om-kraftsystemet/om-systemansvaret/verktyg-for-systemdrift/stodtjanster-och-avhjalpande-atgarder/sa-kan-du-som-privatperson-bidra-med-stodtjanster/> Hämtad 2025-03-07

Svenska kraftnät (2025a). ‘Bidra med reserver’. *Svenska kraftnät*. <https://www.svk.se/aktorsportalen/bidra-med-reserver/> Hämtad 2025-03-04

Svenska kraftnät (2025b). ‘Om olika reserver’ *Svenska kraftnät*. <https://www.svk.se/aktorsportalen/bidra-med-reserver/om-olika-reserver/> Hämtad 2025-03-07

Sveriges energigemenskaper (u.å.a). ‘Nuläge energidelning i elnätet’ <https://www.sverigesenergigemenskaper.se/svensktillampning> Hämtad 2025-02-21

Sveriges energigemenskaper (u.å.b). ‘Sveriges energigemenskaper’ <https://www.sverigesenergigemenskaper.se/> Hämtad 2025-02-21

Uppsala arenor och fastigheter (2023a). 'Gränby ishallar' <https://arenorochfastigheter.uppsala.se/idrotts--och-fritidsanlaggningar/idrottsanlaggningar/granby-ishallar/> Hämtad 2025-02-10

Uppsala arenor och fastigheter (2023b). 'Uppsala friidrottsarena' <https://arenorochfastigheter.uppsala.se/idrotts--och-fritidsanlaggningar/idrottsanlaggningar/upsala-friidrottsarena/> Hämtad 2025-02-10

Uppsala arenor och fastigheter (2024). 'Gränby sportfält' <https://arenorochfastigheter.uppsala.se/idrotts--och-fritidsanlaggningar/idrottsanlaggningar/granby-sportfalt/> Hämtad 2025-02-11

Uppsala kommun (u.å). 'Så arbetar vi med: Miljö- och klimatprogrammet' <https://www.uppsala.se/kommun-och-politik/sa-arbetar-vi-med-olika-amnen/miljo--och-klimatprogrammet/> Hämtad 2025-02-10

Uppsala kommun (2024). 'Serwenthallen (tidigare Recoveryhallen)' <https://www.uppsala.se/kultur-och-fritid/aktiviteter-motion-och-idrott/anlaggningar/idrottshallar/serwenthallen/> Hämtad 2025-02-10

Uppsala kommun (2025a). '100 megawatt solenergi till 2030' <https://www.uppsala.se/kommun-och-politik/sa-arbetar-vi-med-olika-amnen/miljo--och-klimatprogrammet/solenergi/> Hämtad 2025-02-10

Uppsala kommun (2025b). 'Minska energianvändningen' <https://www.uppsala.se/kommun-och-politik/sa-arbetar-vi-med-olika-amnen/miljo--och-klimatprogrammet/energieffektivisering/> Hämtad 2025-02-10

Uppsala kommun (2025c). 'Så säkrar vi tillgången på el' <https://www.uppsala.se/kommun-och-politik/sa-arbetar-vi-med-olika-amnen/energi/upsalaeffekten/> Hämtad 2025-02-10

Upsala Tennisklubb (u.å.a). 'UTK-hallen är en multianläggning'. <https://www.utk.se/> Hämtad 2025-02-12

Upsala Tennisklubb (u.å.b). 'Vår personal'. <https://www.utk.se/information/#adress> Hämtad 2025-02-12

Vattenfall (u.å.a). 'Elnätspriser och avtalsvillkor för företag' *Vattenfall*. <https://www.vattenfalleldistribution.se/kund-i-elnatet/elnspriser/elnspriser-och-avtalsvillkor-foretag/> Hämtad 2025-03-10

Vattenfall (u.å.b). 'Elproduktionsersättning och avgifter för företag' *Vattenfall*. <https://www.vattenfalleldistribution.se/kund-i-elnatet/elnspriser/elproduktionersattning-och-avgifter-foretag/> Hämtad 2025-03-10

Vattenfall (u.å.c) 'Energiskatt' *Vattenfall*. <https://www.vattenfalleldistribution.se/kund-i-elnatet/elnspriser/energiskatt/> Hämtad 2025-03-10

Vattenfall (u.å.d) 'Ersättning för egenproducerad el' *Vattenfall*
<https://www.vattenfalleldistribution.se/kund-i-elnatet/elnatspriser/ersattning/> Hämtad 2025-02-27

Vattenfall (u.å.e). 'Mikroproduktion - sälj din överskottsel', *Vattenfall*
https://www.vattenfall.se/elavtal/elpriser/mikroproduktion/?icmp=sol_saljelfransolceller_ers%c3%a4tning_mikroproduktion Hämtad 2025-02-27

Vattenfall (u.å.f). 'Sälja el från solceller', *Vattenfall*
<https://www.vattenfall.se/solceller/installera-solceller/mikroproduktion-salj-sole/> Hämtad 2025-02-27

Vattenfall (u.å.g). 'Ändringar och flytt', *Vattenfall*.
<https://minaelarbeten.vattenfalleldistribution.se/elinstallator/supporten/andringar-och-flytt>
Hämtad 2025-03-03

Vattenfalls kundtjänst (2025). E-post om småskaliga producenter. Skickat 11 mars 2025

Vimpari, J., Junnila, S. (2019) 'Estimating the diffusion of rooftop PVs: A real estate economics perspective.', *Energy*, 172, sid 1087-1097
<https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.02.049>

WSP (2020). *Making Batteries Work*, [PowerPoint presentation] <https://www.wsp.com/-/media/insights/uk/documents/making-batteries-work290920.pdf>

Yanev, J. (2025), Möte om Gränbys ishallar, [möte] 12 feb

Åkerblom, J. (2025), Möte om solceller, [möte] 12 mars

Örebro Kommun (2025). 'Tamarinden'
<https://extra.orebro.se/byggorebro/tamarinden.44ffbbf5616ac98ac8f49fb.html> Hämtad 2025-03-17

Örebro kommun, Stadsbyggnadskontoret, E.ON (2023). 'Tamarinden, klimat och energiambition 2.0'
<https://extra.orebro.se/download/18.1363db5a1884c55e04f3ec6/1685359076316/Tamarinden%20-%20Klimat-%20och%20energiambition%202.0.pdf>

9. Bilagor

9.1 Bilaga 1

Beräkning och resonemang av om det går att få plats med solceller för 500kW på taken för varje aktör.

För IFU:

Den totala storleken på taket är 11 200 kvm.

Det finns nuvarande solceller på taket med en kWp på 280,35 (890 st solceller med effekt på 0,315kW). Dessa solceller tar upp en yta på 1780 kvm.

Om samma typ av solceller används så tar en solcell upp en yta på $1780/890 = 2$ kvm.

Byggnaderna får max ha en kapacitet på 500 kW. Vi räknar därför på en kapacitet på 495 kW för att ha marginal.

$$495 - 280,35 = 214,65 \text{ kWp}$$

Det behövs alltså 214,65 kWp mer på IFU för att komma upp i 495 kWp.

$$214,65 \text{ kWp} / 0,315 \text{ W} = 681 \text{ st solcellspaneler.}$$

Det behövs alltså ca 681 st liknande solcellspaneler till för att komma upp i 495 kWp.

$681 \text{ st} * 2 \text{ kvm} = 1362 \text{ kvm}$. Det krävs alltså en ytterligare yta på 1362 kvm för att komma upp i en kWp på 495. $1362 + 1780 = 3142 \text{ kvm}$ vilket är betydligt mindre än den totala storleken på taket som var 11 200 kvm.

Detta visar alltså på att det kommer finnas plats för fler solceller än de som redan finns och vi kan därför använda oss av en kWp på 495 för IFU när vi beräknar scenario 2 och 3.

För UTK:

Vinkel på taket och vilken azimut taket har räknades ut med hjälp av Google Earth och dess mätverktyg.

Takets lutning blev ca 11° och en azimut på 17° och används när data togs ut.

För att kolla om det får plats med solceller för 495 kWp på UTK gjordes beräkningar för alla 4 olika tak på UTK. Det gjordes bara på taken som var i söderläge (azimut 17°).

Med hjälp av lantmäteriets mätverktyg gick det att få fram en area på de olika taken. Då blir det följande area för den sida av taken som är i söderläge.

UTK 1: ca 1834 kvm

UTK 2: ca 705 kvm

UTK 3: 530 kvm

UTK 4: 1320 kvm

Det blir en total yta på 4389 kvm.

Om man sedan tar bort 1 kvm från alla sidor för marginal visar det på en total area på ca 3672 kvm som man kan ha solceller på i söderläge (azimut 17°).

Vid ett standardvärde på 2 kvm och 0,435 W per solcell behövs följande area för ett kWp på 495.

$$495/0,435=1137 \text{ st solpaneler}$$

$$1137*2= 2274 \text{ kvm.}$$

Det behövs alltså 2274 kvm för att installera en kWp på 495 på UTK och detta får plats då den totala arean som kan användas som räknades ut tidigare var på 3672 kvm.

$$3672 \text{ kvm} > 2274 \text{ kvm.}$$

Detta visar alltså på att det kommer finnas plats för solceller vi kan därför använda oss av en kWp på 495 för IFU när vi beräknar scenario 2 och 3.

För Uppsala Arenor och Fastigheter:

Uppsala Arenors nuvarande solceller är placerade på B-hallen med en 15° vinkel och en azimut på -4°. Det har en total kWp på 70,2 kWp.

Vi använder oss av Serwents tak för att placera ut fler solceller för att komma upp till 495kWp.

Det ska alltså placeras ut solceller för 495 kWp-70,2 kWp = 424,8 kWp. Då Serwents tak ligger i öst- och väst läge placeras de nya solcellerna i takets riktning, det vill säga till öst och väst.

Med hjälp av Lantmäteriets mättjänst gick det att få fram en total area på Serwent taket. Den totala arean är på 7300 kvm. Om man sedan tar bort 1 kvm från alla sidor för marginal visar det på en total area på ca 6730 kvm.

Vid ett standardvärde på 2 kvm och 0,435 W per solcell behövs följande area för ett kWp på ca 424.

$$424/0,435= 974 \text{ st solpaneler}$$

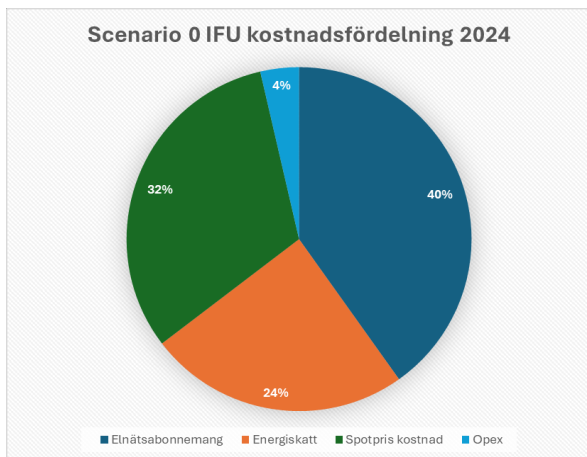
$$974*2= 1948 \text{ kvm.}$$

Det behövs alltså 1948 kvm för att installera en kWp på 495 på UAoF och detta får plats då den totala arean som kan användas som räknades ut tidigare var på 6730 kvm.

$$6730 \text{ kvm} > 1948 \text{ kvm.}$$

Detta visar alltså på att det kommer finnas plats för solceller vi kan därför använda oss av en kWp på 495 för IFU när vi beräknar scenario 2 och 3.

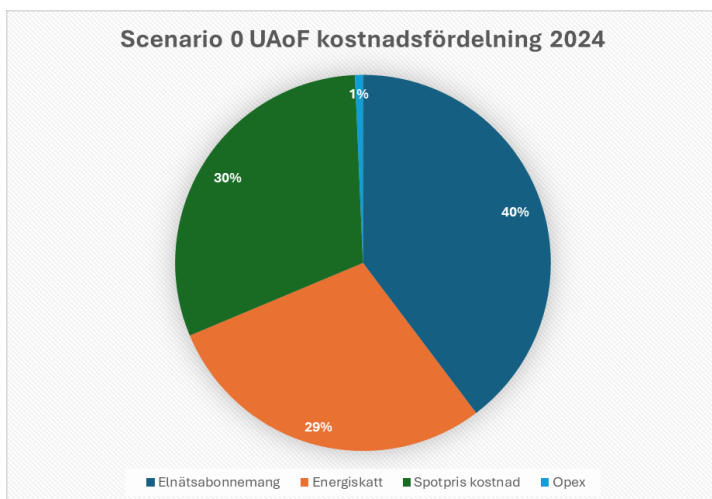
9.2 Bilaga 2



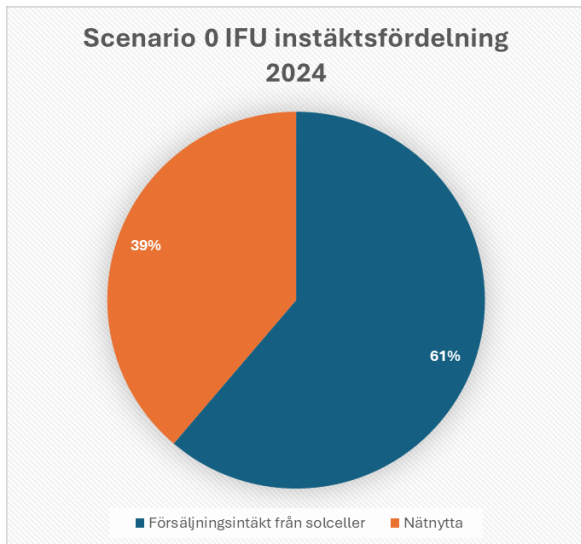
Figur a: Kostnadsfördelning för IFU Arena i scenario 0 för 2024



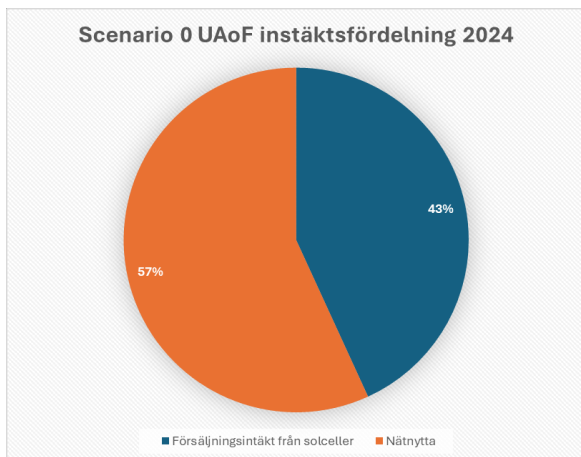
Figur b: Kostnadsfördelning för UTK i scenario 0 för 2024



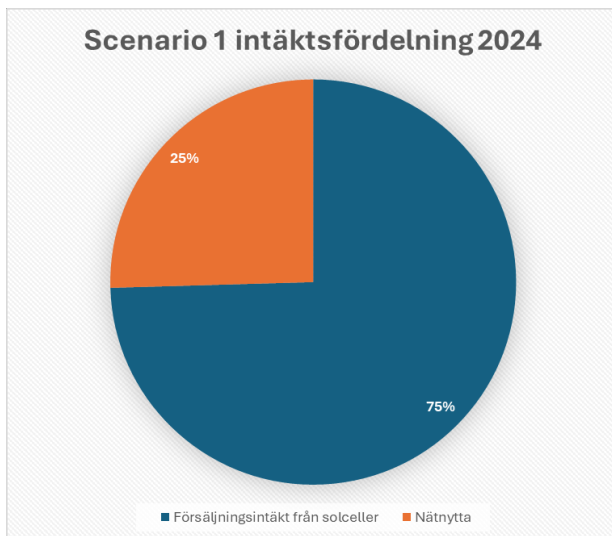
Figur c: Kostnadsfördelning för Uppsala arenor och fastigheter i scenario 0 för 2024



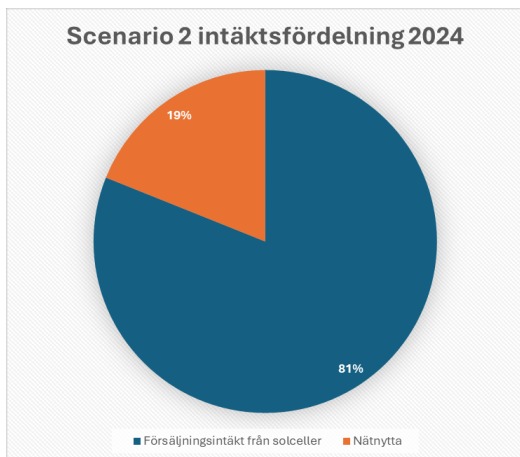
Figur d: Intäcksfördelning för IFU Arena i scenario 0 för 2024



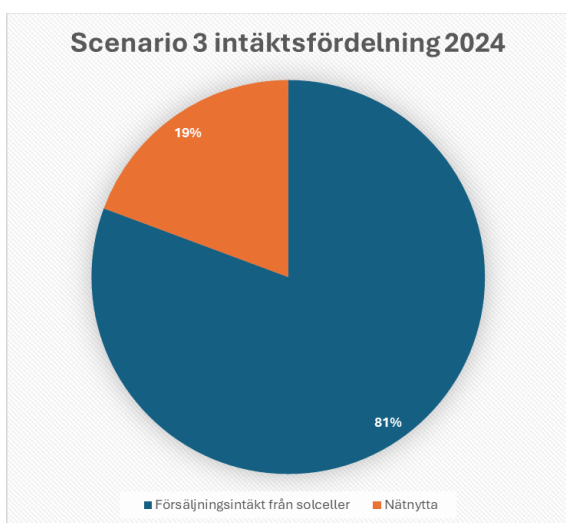
Figur e: Intäcksfördelning för Uppsala arenor och fastigheter i scenario 0 för 2024



Figur f: Intäcksfördelning för Energigemenskapen i scenario 1 för 2024



Figur g: Intäktsfördelning för Energigemenskapen i scenario 2 för 2024



Figur h: Intäktsfördelning för Energigemenskapen i scenario 3 för 2024