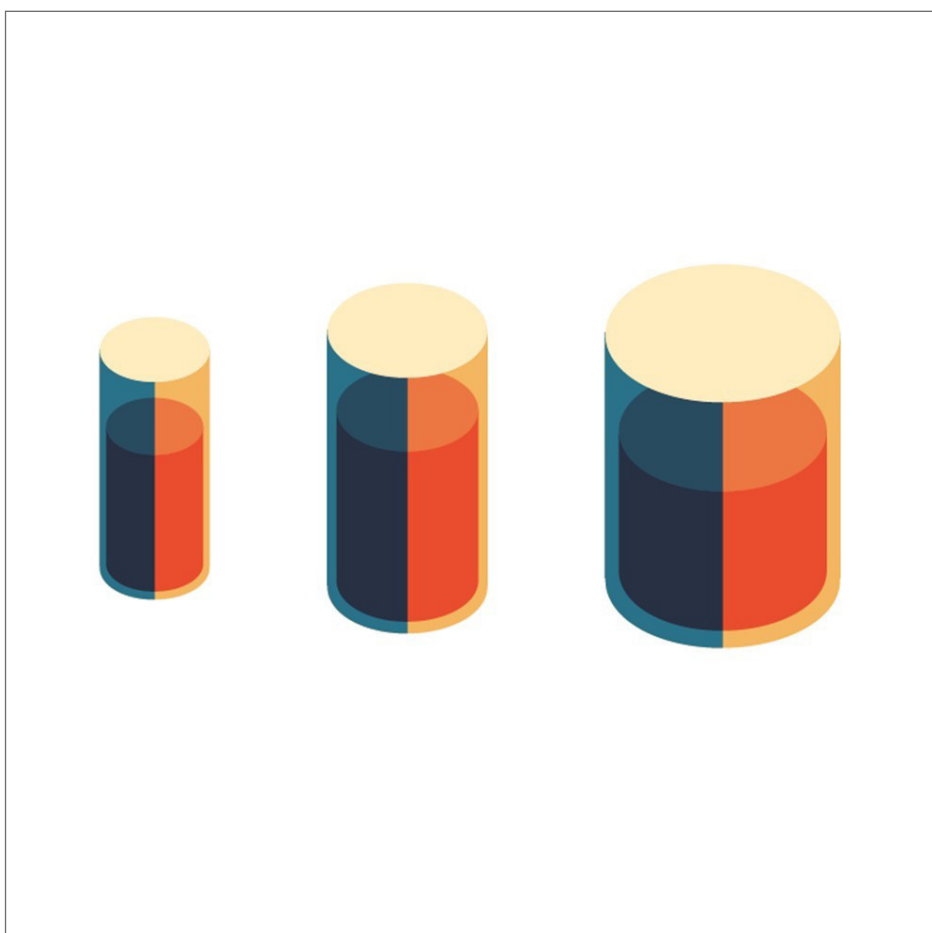
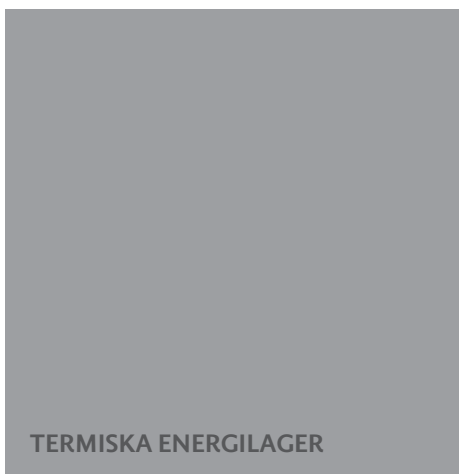
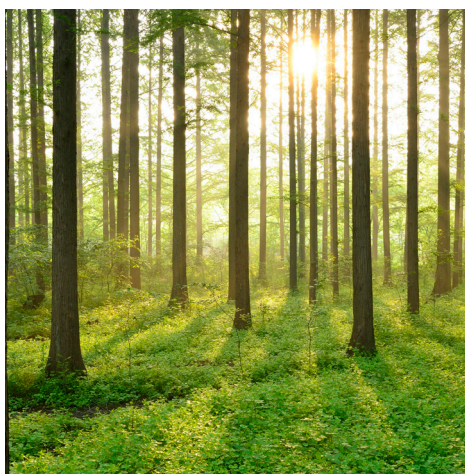


VÄRDET AV SÄSONGSLAGER I REGIONALA ENERGISYSTEM

RAPPORT 2019:624



Värdet av säsongslager i regionala energisystem

– modellberäkningar av sex typsystem

HÅKAN SKÖLDBERG, JOHAN HOLM OCH ARVID RENSFELDT

ISBN 978-91-7673-624-1 | © ENERGIFORSK oktober 2019

Energiforsk AB | Telefon: 08-677 25 30 | E-post: kontakt@energiforsk.se | www.energiforsk.se

Förord

Säsongslager kan skapa en driftnytta i fjärrvärmesystem genom att billig värme lagras sommartid för att ersätta dyrare värmeproduktion vintertid. I rapporten Värde av säsongslager i regionala energisystem kvantifieras nyttan av säsongslager av olika storlek för ett antal verkliga fjärrvärmesystem. Årlig beräknad driftnytta har sedan översatts till en möjlig investeringskostnad. Utöver detta har ytterligare nyttor som ett säsongslager kan bidra med identifierats och diskuterats. Projektet ger fjärrvärmebolag en god indikation på vad ett säsongslager får kosta och utgör ett bra underlag för vidare beräkningar.

Detta är slutrapportering av projektet KVVU61004 *Värde av säsongslager i regionala energisystem* som har letts och genomförts av Håkan Sköldberg tillsammans med kollegorna Johan Holm och Arvid Rensfeldt på Profu. Projektet ingår i Energiforsks program Termiska Energilager, vars långsiktiga mål är att visa hur, var och när termiska energilager kan utformas och användas och vilken ekonomisk och miljömässig nytta de kan ge. Projektet ingår som ett delprojekt i *Termiska energilager - lösningen för ett flexibelt energisystem*, ett projekt (projektnummer 45976-1) som har beviljats medel inom Energimyndighetens program TERMO.

En fokusgrupp bestående av Morgan Romvall (Halmstad Energi och Miljö AB), Per Haker (Hässleholm Miljö AB), Patric Jönnervik (Jönköping Energi AB), Petra Nilsson (Växjö Energi), Filip Trotz (Hässleholm Miljö), David Lander (Växjö Energi AB), Mutaz Alkiswani (Öresundskraft Kraft & Värme AB) och Joacim Cederwall (Jönköping Energi) har följt och kvalitetssäkrat projektet.

Programmet Termiska energilager leds av en styrgrupp bestående av Henrik Lindståhl (ordförande) (Tekniska verken i Linköping AB), Lennart Hjalmarsson (Göteborg Energi AB), Per Haker (Hässleholm Miljö AB), Einar Port (Mälarenergi AB), Per Kallner (Vattenfall R&D AB), Mutaz Alkiswani (Öresundskraft Kraft & Värme AB), Joacim Cederwall, (Jönköping Energi AB), Morgan Romvall (Halmstad Energi och Miljö AB), Ted Edén (Norrenergi AB), Fredrik Martinsson, Markus Wråke och Julia Kuylenstierna (adjungerade Energiforsk). Suppleanter har bestått av Ulf Hagman (Göteborg Energi), Marianne Allmyr, (Mälarenergi AB), Anders Moritz (Tekniska verken i Linköping AB), Jesper Baaring (Öresundskraft Kraft & Värme AB), Mats Svensson (Halmstad Energi och Miljö AB), Staffan Stymne (Norrenergi AB), Patric Jönnervik (Jönköping Energi AB) och Erik Holmén (ENA Energi).

Stockholm oktober 2019

Julia Kuylenstierna
Programansvarig Termisk energiomvandling
Energiforsk

Här redovisas resultat och slutsatser från ett projekt inom ett forskningsprogram som drivs av Energiforsk. Det är rapportförfattaren/-författarna som ansvarar för innehållet.

Sammanfattning

I fjärrvärmesystem kan säsongslager skapa en driftnytta genom att lagret laddas med outnyttjade tillgångar av billig värme sommartid som vintertid ersätter dyr värme-produktion. I detta projekt har denna driftnytta beräknats för sex typsystem. I studien diskuteras även andra värden som lagret kan bidra med, exempelvis att undvika investeringar i annan värmeproduktion och genom kompletterande driftstrategier som korttidslagring. Lokalisering av lagret med hänsyn till flaskhalsar i värmedistributionen tas också upp. Driftnyttan och andra värden översätts till ett nuvärde som kan sägas visa hur mycket ett säsongslager maximalt får kosta för att vara lönsamt.

I detta projekt har målet varit att beräkna värdet av ett säsongslager sett ur fjärrvärmesystemets perspektiv. Lagret skapar en driftnytta genom att billig värme under sommarhalvåret kan sparas för att ersätta dyrare värmeproduktion vintertid. Vidare har andra nyttor som ett sådant säsongslager kan bidra med analyserats.

Bäst förutsättningar för ett säsongslager har man naturligtvis om det finns outnyttjade tillgångar av billig värme att ladda lagret med och dyr värme att ersätta då lagret laddas ur. För att skapa lönsamhet för ett säsongslager bör lagret kunna laddas med värme som har nära noll-kostnad. Det kan då exempelvis handla om industriell restvärme eller värme från energiåtervinning av avfall. Om lagret gör det möjligt att utnyttja outnyttjad kapacitet för avfallsförbränning och därmed ta emot mer avfall för energiåtervinning kan kostnaden för värmen som lagras till och med bli negativ genom de ökade intäkterna för avfallsets mottagningsavgift.

Då lagret laddas ur vill man naturligtvis ersätta den dyraste topplastproduktionen. Den karaktäriseras ofta av korta drifttider och relativt hög effekt. Det gör det värdefullt med stor urladdningseffekt för lagret. Det är dock samtidigt viktigt att relatera lagereffekten till den energimängd som lagrats. Lite förenklat kan man säga att lagrets lämpliga effekt för in- och urladdning främst relaterar till kapaciteterna och de rörliga kostnaderna för den värmeproduktion som lagret vid urladdning ska ersätta. Den lämpliga lagervolymen, energimängden, avgörs snarare av vilka outnyttjade mängder av riktig billig värme som finns tillgänglig sommartid. Då är lagrets effekt sällan någon begränsande faktor.

Det finns alltid en avtagande nytta av storleken på lagret. I takt med att den billigaste värmen att lagra utnyttjats fullt och den dyraste topplastproduktionen ersatts vid urladdning så minskar den tillkommande nyttan av större lager, både med avseende på energi och effekt. Detta är dock inte detsamma som att man alltid ska välja ett litet lager. Mycket talar för att det finns skalfördelar för lagret, det vill säga att ett dubbelt så stort lager inte blir dubbelt så dyrt. Även om den specifika nyttan av lagret avtar med ökad storlek så finns fortfarande tydlig tillkommande nytta med ökad lagerstorlek.

Den huvudsakliga nyttan av säsongslagret är den driftnytta för fjärrvärmeproduktionen som det skapar genom att ersätta dyr värme med billig. Detta har vi med hjälp av modellberäkningar studerat för sex fjärrvärmesystem och för en mängd lagerkonfigurationer. Som förväntat skiljer sig utfallet avsevärt mellan de olika systemen. Den årliga driftnyttan av säsongslagret per GWh lagerstorlek varierar för typsystemen mellan 0,1 och 0,6 Mkr/GWh.

En tillkommande nytta som ett lager erbjuder är att det helt eller delvis kan eliminera behovet av viss utbyggnad av annan värmeproduktion. Här har vi gjort uppskattningar som bygger på att lagret ersätter utbyggnad av en pelletshetvattenpanna. Typiskt ökar då lagrets ekonomiska nytta med storleksordningen 50 %, även om variationerna även här är stora.

När man betraktar den driftnytta som vi identifierat för ett säsongslager i de olika typsystemen så bör man komma ihåg att nyttan i vissa fall inte endast tillfaller fjärrvärmeföretaget. Om det, helt eller delvis, är industriell restvärme som används för att ladda in i säsongslagret så kan man förutse att den externa värmeleverantören vill ha del av den nyttan. I de fall som fjärrvärmeföretaget erbjuder kylning kan det ibland räcka som tillräcklig ersättning mellan parterna.

I fjärrvärmedistributionen och i överföringsledningar mellan olika fjärrvärmesystem finns ofta kapacitetsbegränsningar, "flaskhalsar". Det innebär att lokaliseringen av säsongslagret får betydelse för den driftnytta som lagret kan skapa. Flaskhalsar kan innebära att lagret vid urladdning inte förmår ersätta den dyraste värmeproduktionen om värmetransporten till det delsystem där den värme-produktionen är lokaliserad omöjliggörs av flaskhalsar. För att komma ifrån detta kan överförings-förbindelserna byggas ut eller lagret lokaliseras på annan plats. Ett lager placerat på rätt plats kan minska de ekonomiska konsekvenserna av flaskhalsar.

I våra modellberäkningar har vi utgått från en omsättning av lagervolymer per år. I verkligheten kan ett säsongslager även utnyttjas för korttidslagring och återladdning under vintersäsongen. Grova uppskattningar antyder att lageromsättningen skulle kunna öka till säg 1,8. Det finns också indikationer på att driftnyttan skulle kunna öka ungefär proportionellt mot detta. Möjligheterna att realisera dessa möjligheter i verkligheten begränsas dock delvis av svårigheterna att förutse de framtida värmebehovsvariationerna. I många svenska fjärrvärmesystem finns dessutom redan korttidslagring i form av ackumulatorer. I sådant fall fyller redan ackumulatören en stor del av "korttidsnyttan" och ett säsongslager kan inte tillgodoräknas det fulla mervärdet som korttidslager.

Den känslighetsanalys som genomförts med avseende på några viktiga omvärldsförutsättningar antyder att de beräknade driftnyttorna med säsongslagret är robust och alltså inte påverkas signifikant av parametervariationerna.

De genomförda beräkningarna kan sägas ge en uppskattning av hur mycket ett säsongslager skulle få kosta för att vara lönsamt. Med de beräkningsförutsättningar som utnyttjats och för de typsystemen som studerats så kan man som ett exempel säga att ett lager på 50 GWh maximalt får kosta säg 250 - 1000 Mkr, beroende på bland annat fjärrvärmesystemets förutsättningar, lagrets urladdningseffekt, vilket värde man tillmäter undvikna investeringar i annan

värmeproduktion och möjligheterna att använda lagret för korttidslagring, m.m. Variationen är alltså stor och de specifika förutsättningarna i respektive fjärrvärmesystem är avgörande.

I vårt projekt ingår inte att beräkna kostnader för olika säsongslager. Studien begränsar sig till att studera säsongslagrets värde ur fjärrvärmesystemets perspektiv. Vi har dock identifierat ett exempel på investeringskostnad för ett möjligt stort säsongslager och ställt den kostnaden i relation till de nyttor vi identifierat. Osäkerheten är stor och vi uttalar oss också utifrån mycket begränsat underlag men indikationen är att den direkta driftnyttan inte är tillräcklig för att "räkna hem" ett säsongslager, men om tillkommande värden adderas och om övriga förutsättningar är gynnsamma så kan det vara möjligt att finna lönsamhet med ett säsongslager.

Summary

Seasonal thermal energy storage can have operational cost benefits in district heating systems because cheap excess heat can be supplied to the storage during summer and be used to replace expensive heat production during winter. In this project, we have evaluated the operational cost benefits from seasonal thermal energy storage solutions in six different district heating systems. We also discuss additional benefits that a seasonal thermal energy storage can provide, such as eliminating the need for investment in additional production capacity as well as supplementary operational strategies in the form of short-term storage. We also discuss the placement of the energy storage with regard to bottlenecks in the district heating distribution network. The operational cost and other benefits are translated into a net present value, which can be used as an indicator of the maximal profitable cost of seasonal thermal energy storage.

The goal of this project has been to evaluate the value of seasonal thermal energy storage from a district heating perspective. The seasonal storage creates operational cost benefits because cheap excess heat can be supplied to the storage during summer and be used to replace expensive heat production during winter. We have also analyzed additional benefits that seasonal energy storage can provide.

The best conditions for seasonal thermal energy storage are when there is enough excess heat available to cheaply charge the storage and when the stored heat can be used to replace expensive heat production. For the storage to be profitable, it should be supplied with heat which has a near-zero cost of production. This can be the case for excess heat from industrial processes or heat produced from waste incineration. In the case of waste incineration, if the seasonal storage allows for use of previously unused incinerating capacity, thereby allowing for larger volumes of waste to be received, the cost of heat production could even become negative because of the increased income from receiving more waste for incineration.

The best use of the stored heat is to replace the most expensive peak-load production. Such production is often characterized by short operating periods and relatively high loads. It is therefore valuable for the seasonal energy storage to have a high heat discharge capacity. However, it is equally important to relate the discharge capacity of the storage to the amount of heat stored. Speaking in general terms, a suitable heat discharge capacity for the storage (for both charge and discharge) is mostly related to the installed capacity and the running costs of the heat production that the storage is meant to replace. The suitable energy storage volume is, in contrast, dependent on the amount of cheap excess heat that is available during summer. The charge capacity of the storage is in that case rarely a limiting factor.

There are diminishing benefits from increasing the volume of the energy storage. When all the cheap excess heat is used to charge the storage, and when the most expensive peak-load production is fully replaced by discharging the storage, additional benefits from increasing the size of the storage (both the load- and energy capacity) diminish. Our conclusion is not, however, that the aim should always be to choose a small energy storage volume. There is much evidence to the benefits of scale for energy storage, meaning that a storage twice as large isn't necessarily twice as expensive to build. Although the specific benefits from the storage diminish with increasing size the total benefits of a larger storage increase considerably.

The main benefit of a seasonal thermal energy storage is the reduction in operational cost that it provides to the district heating production by replacing expensive heat production with cheaper alternatives. We have in our model analysed these benefits of energy storage systems with several storage configurations in six different district heating systems. As expected, the results vary between different systems and storage configurations. The annual operational cost benefit from the seasonal storage, calculated per GWh of stored energy, varies for the six district heating systems between 0,1 to 0,6 MSEK/GWh.

An additional benefit from seasonal storage is that the need for new production capacity can be partly or fully eliminated. We have estimated these benefits by analysing a case where the seasonal storage replaces the need to increase the heat capacity of a pellets boiler. The economic benefits of the storage typically increase by 50% in these cases, with significant variations between the different district heating systems.

When looking at the operating benefits that we have identified for all the seasonal thermal storages one should remember that in some cases the benefit doesn't solely accrue to the district heating company. If industrial excess heat is used to charge the storage one should foresee that the external heat supplier would like compensation for the benefit that its supply of excess heat creates. In some cases, the opportunity for the excess heat supplier to use the district heating system as a cooling utility could be enough compensation.

In district heating distribution networks, and in transfer connections between interconnected district heating systems, there are often capacity limits or 'bottlenecks'. This means that the placement of the seasonal storage is important regarding the operational cost benefits it can provide. Bottlenecks can prevent the discharge from the storage to replace the most expensive heat production if the heat distribution from the storage to the production unit is made impossible by bottlenecks. To handle this issue, the distribution capacity can be increased, or the storage can be placed somewhere else. A correctly placed storage can reduce the economic consequences of bottlenecks.

We have based the analysis in our model on the storage energy capacity being used once per year. In practice, seasonal storage can also be used for short-term storage and be re-charged during the winter season. Our rough estimates show that the use of the storage volume could be increased to 1,8 times per year. We also have some indication that the operational cost benefits could increase roughly

proportional to the increase of the “storage cycles” use per year. The opportunity to gain these benefits are, however, limited in practice, partly due to the difficulty of predicting future variations in heat demand. Short term storage is also available in many Swedish district heating systems today in the form of accumulator tanks. In those cases, seasonal storage only provides limited additional short-term storage benefits.

Our sensitivity analysis shows that the model is robust with regard to some important prerequisite parameters which implies that the operational cost benefits aren't significantly influenced by changes of important parameters.

Our calculations give a rough estimate of the maximum profitable cost of seasonal thermal energy storage. Given the prerequisites we used, together with the six different district heating systems and storage configurations, a storage of 50 GWh should cost at most 250-1000 MSEK. This estimate is dependent on several factors, such as the conditions of the district heating system, the charge and discharge capacity of the storage, the value of eliminating the need for investment into production capacity, the possibility of using the seasonal storage for short-term storage and so on. The variation in storage benefit is large and it is heavily influenced by the conditions in the respective district heating system.

The scope of this project does not include calculations of cost for different seasonal thermal storages. The study is limited to investigate the value a seasonal thermal storage has from a district heating perspective. However, we have identified one example of investment costs for a potential large seasonal thermal storage and compared this to operating benefit. The uncertainty is large and we speak from very limited material but the comparison of investment cost and operating benefits indicate that solely operating benefits won't cover the investment. If additional values are included and with good existing conditions it might be profitable with a seasonal storage.

Innehåll

1	Bakgrund och inledning	12
2	Beräkningsmetodik	14
2.1	Säsongslagrets egenskaper	14
2.1.1	Temperaturförlust	14
2.1.2	Energiförlust	15
2.2	Driftstrategi För lager	15
2.2.1	Laddning	16
2.2.2	Urladdning	16
2.3	Säsongslagret i Martes	19
3	Typsystemen	20
3.1	Göteborg	20
3.2	Halmstad	20
3.3	Hässleholm	21
3.4	Jönköping	21
3.5	Helsingborg	21
3.6	Växjö	22
3.7	Biokraftvärmeverk och biohetvattenpanna	22
4	Omvärldsförutsättningar	25
4.1	Känslighetsanalys	26
4.1.1	Mottagningsavgift	27
4.1.2	Elpris	27
4.1.3	Biobränslepris	28
5	Resultat per typsystem	29
5.1	Göteborg	29
5.1.1	Produktions- och varaktighetsdiagram över lager	29
5.1.2	Driftnytta i Göteborg	32
5.2	Halmstad	33
5.3	Hässleholm	34
5.4	Jönköping	35
5.5	Helsingborg	36
5.6	Växjö	38
5.7	BioKVV/HVP	38
6	Samlad resultatdiskussion	40
6.1	Driftnytta av säsongslager för de sex typsystemen	40
6.2	Specifik årlig driftnytta per GWh lagervolym för de sex typsystemen	44
6.3	Avtagande driftnytta	47
6.4	Kostnaden för överskottsvärme från avfallsförbränning som laddas in i lagret	48
6.5	Lokaliseringen av lagret med hänsyn till flaskhalsar i nät	49

6.6	Lagret medför att produktionsinvesteringar undviks	50
6.7	Utökad driftstrategi kan skapa större driftnytta	54
6.8	Lagerkostnad	57
7	Känslighetsanalys	59
7.1	Mottagningsavgift	60
7.2	Elpris	60
7.3	Biobränslepris	60
8	Några avslutande slutsatser och viktiga iakttagelser	61
9	Referenser	63

1 Bakgrund och inledning

Fjärrvärmeproduktionen karaktäriseras typiskt av stora skillnader i rörlig värmeproduktionskostnad vid olika tidpunkter under året (Kuylenstierna, 2019). Detta väcker frågan om att lagra värme som producerats till låg kostnad för att ersätta värmeproduktion med höga kostnader. Detta utnyttjas redan i relativt stor omfattning för korttidslagring (inom dygn eller mellan några dygn). Det finns också ett växande intresse för säsongslagring. Outnyttjade resurser av värmeproduktion med mycket låga rörliga kostnader, exempelvis industriell restvärme eller avfallsförbränning, under sommarhalvåret kan lagras för att under vinterhalvåret ersätta dyr topplastproduktion (Zinko & Gebremedhin, 2008). Drivkraften kan komma att förstärkas ytterligare genom att framtida elprisvariabilitet, till följd av ökande andel vind- och solex i elproduktionssystemet, påverkar fjärrvärmeproduktionskostnaderna (Unger & Holm, 2019). När olika lösningar för säsongslagring analyseras är en viktig parameter den årliga driftnyttan av lagringen. Med driftnytta menar vi den årliga minskning av den totala fjärrvärmeproduktionskostnaden som åstadkoms genom introduktionen av ett värmelager. Det är ju denna driftnytta som utgör det huvudsakliga värdet av den lagring som kan åstadkommas. Nyttan förstärks av att lagret, helt eller delvis, kan göra att man undviker behovet av utbyggnad av viss annan fjärrvärmeproduktion.

Viktigt att ta hänsyn till är att driftnyttan av ett värmelager varierar mycket mellan olika fjärrvärmesystem. I detta projekt, inom ramen för forskningsprogrammet Termiska Energilager, har målet varit att på ett systematiskt sätt detaljerat beräkna driftnyttan av säsongslagring i sex verkliga fjärrvärmesystem. De erhållna resultaten kommer att utgöra viktiga indata för den fortsatta utvecklingen av tekniska lösningar för säsongslagring, eftersom de kommer att etablera en nivå för hur mycket lagringen får kosta. Spridningen mellan olika system och för olika kombinationer av indata ger viktiga perspektiv.

Då fokus är på driftnytta betyder det att projektet inte lägger sin tyngdpunkt på de tekniska parametrarna kring olika säsongslagertyper, inte heller gås det igenom någon historik för tidigare driftsatta lager. Vi hänvisar därför istället till examensarbetet *Termisk energilagring i fjärrvärmesystem* (Kuylenstierna, 2019) som utförts inom ramen för detta forskningsprogram. I detta examensarbete återfinns kartläggningar av olika lagertyper samt mycket information om olika lagringsstrategier.

Värdet av lagret har beräknats för varje fjärrvärmesystem samt för olika lagerenergimängd och för olika effekt på in- och urladdning. Dessutom har beräkningar gjorts för olika kombinationer av omvärldsförutsättningar (bränsle- och elpriser). Baserat på beräkningarna av typsystemen så har analyser av skillnader och likheter gjorts och generella resultat identifieras.

Värdet av säsongslagringen beräknas med hjälp av simuleringsprogrammet Martes (utvecklat av Profu och använt av ett stort antal svenska fjärrvärmeföretag). Med hjälp av Martes identifieras värmeproduktionskostnadernas variation över året och med valda strategier lagras och omfördelas värmeenergi för att maximera

nyttan. I beräkningsarbetet har vi strävat efter att minimera problematik relaterad till "perfect foresight", dvs. att beräkningsmodellen har full kännedom om framtiden. För vart och ett av systemen identifieras driftnyttan som lagret skapar. De utvalda fjärrvärmeföretagen har ställt aktuella Martesdatabaser till förfogande för projektet analyser. Under projektet har det förts en löpande dialog med representanter för de olika typsystemen för att säkerställa att beskrivningen av produktionssystemen och de erhållna resultaten är korrekta och rimliga. Under arbetets gång har också ett seminarium genomförts där resultat diskuteras med referensgruppen. Dessutom har resultat från projektet redovisats i samband med möten för hela forskningsprogrammet Termiska Energilager.

Som nämnts ovan är projektets huvudresultat kvantifieringar av den ekonomiska nyttan av säsongslager med olika konfiguration (energi och effekt). Givet de inblandade organisationernas krav på avkastning på investeringar av detta slag kan den årliga ekonomiska nyttan räknas om till en högsta möjlig kostnad för att uppföra ett säsongslager. Nyttan varierar mellan de olika typsystemen och påverkas också av vilka indatakombinationer som utnyttjas. I projektet har vi också gjort grova uppskattningar av det ytterligare värde som lagret medför genom att det undviker investeringar i annan värmeproduktionskapacitet.

Projektet analyser ger värdefull information om vilka förhållanden och storleksval som leder till största värde av lagret. I rapporten diskuteras också hur säsongslagrets värde kan öka ytterligare genom att kompletterande driftstrategier som korttidslagring.

2 Beräkningsmetodik

Beräknings- och modelleringsarbetet görs huvudsakligen med programvaran Martes¹ som utvecklats av Profu för simulering och strategisk analys av fjärrvärmeproduktion. Med hjälp av Martes identifieras värmeproduktionens sammansättning och kostnad och hur dessa varierar över året. En beräkning görs för varje halvdygn under året. Med valda strategier lagras och omfördelas värmeenergi för att maximera nyttan. För vart och ett av systemen identifieras den årliga driftnytta som lagret skapar. Värdet av lagret beräknas för varje fjärrvärmesystem samt för olika energimängd och effekt på in- och urladdning. Baserat på beräkningarna av typsystemen görs betraktelser av skillnader och likheter och generella resultat identifieras. År 2030 har bedömts vara ett representativt år för den tid då ett lager skulle vara i drift och antaganden om relevanta omvärldsfaktorer, exempelvis bränsle- och elpriser, har gjorts för det året och de ligger alltså till grund för de beräkningar som genomförts. De valda prisantagandena framgår av avsnitt 4 *Omvärldsförutsättningar*.

2.1 SÄSONGLAGRETS EGENSKAPER

Utgångspunkten för detta projekt är alltså att ur fjärrvärmesystemets perspektiv beräkna värdet av ett lager med vissa egenskaper. Frågan som ställs inom detta forskningsprojekt är väldigt generell och vi har därför inte gjort något val av specifik lagringsteknik. Vi har dock gjort antaganden om ett par viktiga egenskaper för lagret:

2.1.1 Temperaturförlust

Ett värmelager har typiskt en viss temperaturförlust. Det betyder att temperaturen på det lagrade varmvattnet är något lägre vid urladdning än vid inladdning. Temperaturförlusten är kopplad till den energiförlust som lagret har, se nedan. När vi i detta projekt beräknar värdet av ett säsongslager så är en viktig förutsättning att värmen efter urladdning trots detta svarar mot den framlednings-temperatur som fjärrvärmesystemet då kräver. Vi tänker oss att temperaturförlusten kan hanteras på huvudsakligen två olika sätt. Antingen kan varmvatten från lagret vid utmatning "spetsas" med värme från en värmeproduktionsanläggning som kan producera erforderad temperatur och som ändå "på egna meriter" är i drift då lagret laddas ur. Detta leder då inte till någon merkostnad för temperaturhöjningen. Detta kräver dock samlokalisering av lagret och värmeproduktionsanläggningen. Det är denna lösning vi utgår från i våra analyser. Alternativt så måste denna temperaturspetsning åstadkommas av en tillkommande värmeproduktion med en extra kostnad som byggs för lagrets skull och som då helt eller delvis måste "belasta" lagret. Det kan då exempelvis handla om en värmepump. Denna kompletterande energiproduktion ger inte bara en temperaturhöjning, utan naturligtvis samtidigt nyttig energi till fjärrvärmesystemet.

¹ Mer information om Martes finns i en tidigare rapport skriven för Svensk Fjärrvärme AB (nuvarande Energiföretagen) (Johnsson & Rossing, 2003).

2.1.2 Energiförlust

Energi förloras ut genom lagrets väggar och en energiförlust uppstår därmed. Storleken på energiförlusten beror på bland annat lagertyp och storlek på lagret. I detta projekt är vi ju inte ute efter att bedöma någon specifik lagertyp. Därför är ambitionen att välja en "rimlig" lagerförlust. Efter samråd med företrädare för typsyttern har en energiförlust på 10 procent genomgående förutsatts i projektets analyser. Eftersom den verkliga energiförlusten i en specifik tillämpning är beroende på det aktuella lagrets egenskaper betyder det att de antagna 10 procentens energiförlust i vissa fall är en överskattning och i vissa andra fall tvärt om en underskattning. I många fall är dock energiförlusten inte så avgörande för lagrets lönsamhet eftersom den energi som man laddar in kan vara överskottsvarme som är mer eller mindre gratis, exempelvis industriell restvärme eller värme från avfallsförbränning som annars inte hade utnyttjats. Om så är fallet är energiförlusten inte förknippad med några större kostnader. Om den inlagrade energin däremot är förknippad med tydliga produktionskostnader blir energiförlusten ekonomiskt betungande. Energiförlusten ger också konsekvensen att den energimängd som kan laddas ur lagret och tillföras fjärrvärmeproduktionen är mindre än den energimängd som laddas in. Det medför att den dyra energiproduktion som ersätts vid urladdning blir mindre än om lagret hade varit förlustfritt. Energiförluster innebär också att ett större lager behöver byggas för att uppnå en given urladdningsvolym, vilket medför större kostnader i investeringsfasen. När vi i den följande redovisningen redovisar lagervolym eller lagrad energi så avses den energi som lagras in i säsongslaget. Den energi som kan nyttiggöras vid urladdning är därmed 10 procent mindre.

2.2 DRIFTSTRATEGI FÖR LAGER

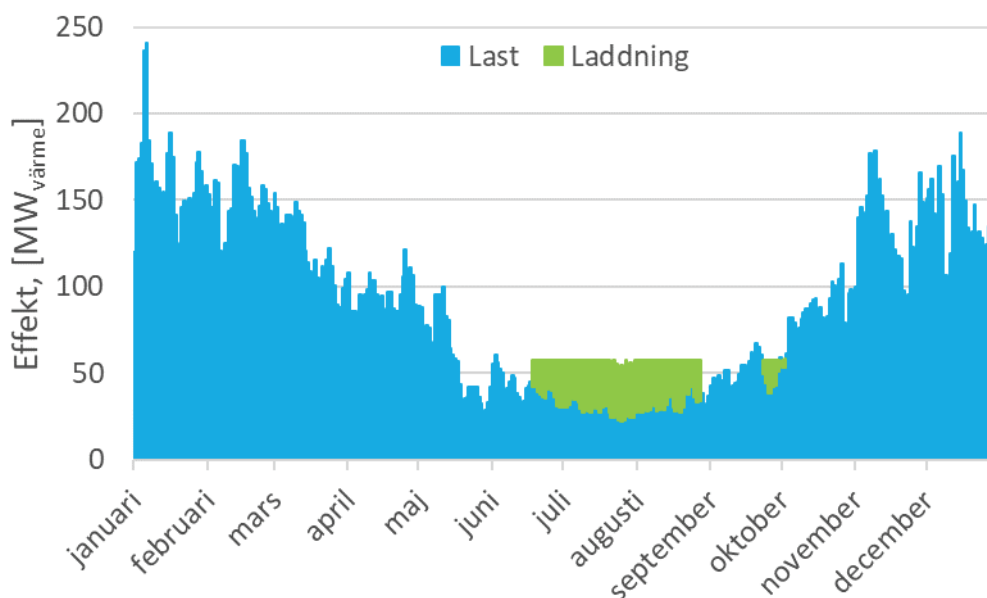
För detta projekt har vi valt att inte utnyttja en optimerande beräkningsmodell för att beskriva driften av säsongslaget utan en enklare, mer generell och förhoppningsvis mer intuitiv driftstrategi har tagits fram. Den valda driftstrategin i detta projekt bygger på att lagret laddas och urladdas en gång per år, det vill säga en lageromsättning per år, samt med mer generella villkor vilka anläggningar som ska ladda lagret och vilken produktion som ska ersättas vid urladdning. Genom denna enklare driftstrategi minskar vi det potentiella problemet med "perfect foresight", det vill säga att beräkningsmodellen har full kännedom om hur framtiden kommer att gestalta sig och med stora frihetsgrader kan förflytta värme på ett sätt som är svårt eller till och med omöjligt att åstadkomma i praktiken. Då riskerar man att få resultat som är överoptimistiska och vid optimeringsarbete är alltid påverkan från perfect foresight något som måste diskuteras noggrant vid resultatbearbetning.

Perfect foresight ska dock inte blandas ihop med möjligheten att köra lagret smartare än vad vi gör i detta projekt och på så vis öka lönsamheten genom att kunna omsätta lagervolymen mer än en gång. Detta kan åstadkommas med t.ex. återladdning av lager vid ovanliga lastsituationer tidigt på hösten då man kan vara rimligt säker på att hinna ladda tillbaka värmen innan vintersäsongen. Ett annat exempel är att utnyttja en del av lagret till korttidslagring där lagret får jobba med lastutjämning med tidshorisonten timmar och dagar. Även att använda lagret som

en ersättning vid revision av ordinarie produktionsanläggningar är en nytta som inte ingår i den valda driftstrategin. För ytterligare diskussion kring detta se avsnitt 6.7. I de kommande två avsnitten beskrivs hur laddning och urladdning av lagret sker i modellberäkningarna.

2.2.1 Laddning

Genom att identifiera produktionsanläggningar som lämpar sig väl för att ladda ett möjligt säsongslager och för dessa jämföra den installerade kapaciteten med systemets efterfrågan i varje simuleringsperiod identifieras ett överskott som kan ladda ett säsongslager. Det kan exempelvis handla om perioder av outnyttjad kapacitet i industriell restvärme, avfallsförbränning eller kraftvärme. För varje fjärrvärmesystem och lagerkonfiguration räknas det här överskottet baklänges från det sista tidsteget där laddningsanläggningarna fortfarande är tillgängliga till dess att man uppnår den eftersökta energilagringens volymen i GWh. Lagret laddas på detta vis så sent som möjligt för att minimera energi- och effektförluster. Ingen optimering av laddningsprofilen med avseende på elpriser har tillämpats, dvs att ladda lagret då elpriset är som högst om kraftvärme används som laddningsenhet. I Figur 1 visas ett exempel på en beräkning där ett lager med 30 MW in- & uteffekt laddas från mitten av juni till sista september för att totalt ladda 40 GWh värme. Att ingen laddning sker under början av september beror på avställning för revision av den produktionsanläggning som används för laddning.



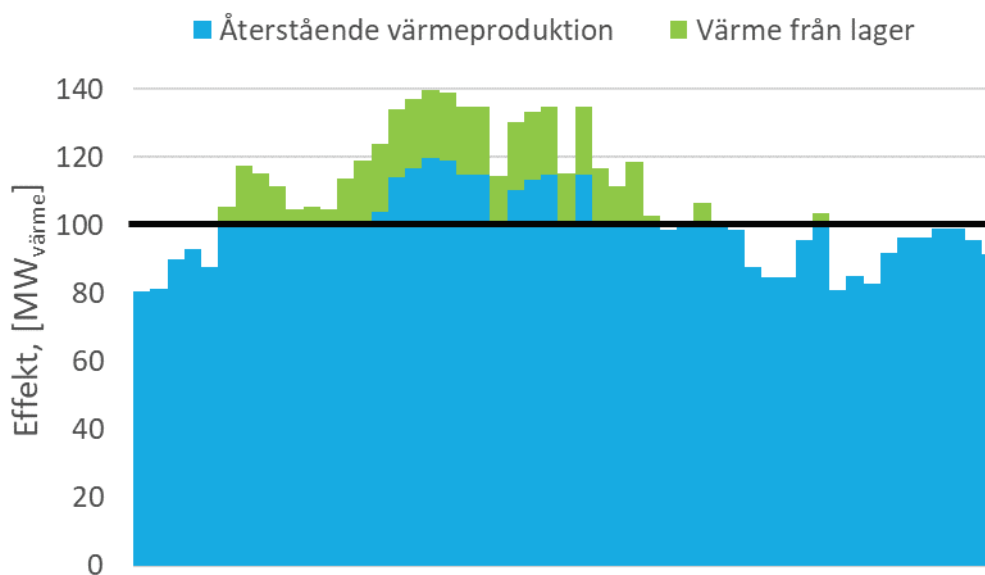
Figur 1: Värmelast i ett exempelsystem (blå) och laddning av värme till säsongslager från överskottsproduktion (grönt).

2.2.2 Urladdning

Lagret laddas ur för att kapa de högsta topparna i systemets lastkurva, detta under antagande att den dyraste och i många fall produktionskapaciteten med störst utsläpp av exempelvis växthusgaser körs under dessa perioder. En alternativ

driftstrategi till att kapa de högsta topparna är att fokusera på att minimera de totala rörliga värmeproduktionskostnaderna. I de flesta fall ger dessa strategier samma driftutfall, men med mycket kraftvärme högt upp i körordningen så behöver den rörliga värmeproduktionskostnaden inte nödvändigtvis vara hög trots högt värmebehov, givet att priset på el är högt. Med en strategi där detta beaktas finns det potentiellt större driftnytta att finna. Att fullt ut realisera denna driftnytta i praktiken är dock svårt med hänsyn till osäkerheter om hur framtiden kommer att gestalta sig. Vi bedömer att vår något förenklade driftstrategi, "kapa toppar", ger en tillräckligt bra beskrivning av en effektiv urladdning av lagret.

Beräkningsverktyget som byggts upp i Excel fungerar genom att ansätta en tröskeeffekt där allt värmebehov över den nivån får möjligheten att ersättas av urladdning från lagret. Hur mycket av lasten ovanför tröskeeffekten som ersätts av urladdningen begränsas av den tillgängliga urladdningseffekten på lagret. Tröskeeffekten väljs så att all energi som finns i lagret kan laddas ur under "urladdningssäsongen". I Figur 2 ges en visuell beskrivning av tröskeeffekt och den värmeproduktion som lagret kan ersätta.



Figur 2: Beskrivning av urladdningsstrategi över en höglastperiod med tröskeeffekten vid 100 MW och urladdningseffekt på 20 MW.

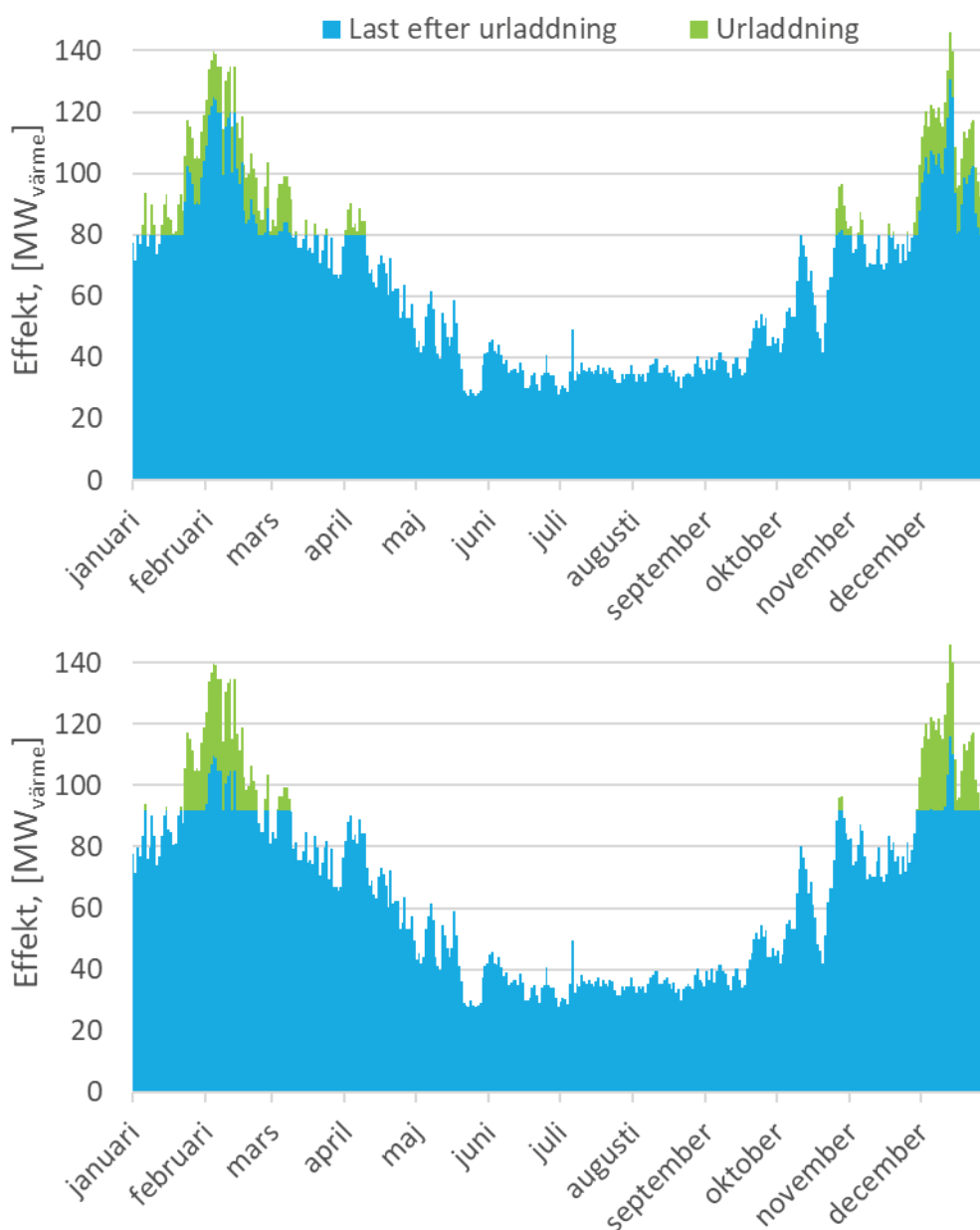
Ovanför tröskeeffekten på 100 MW får all värmeproduktion ersättas med värme från lagret så länge som effekten på lagret kan täcka behovet. I exemplet ovan täcks största delen av lasten ovanför 100 MW men under de högsta lasterna räcker inte lagereffekten till för att nå ner till tröskeeffektnivån och viss last måste då mötas av resterande produktionsanläggningar. Att använda en tröskeeffekt gör att topparna kapas i fallande ordning, det vill säga de tidsperioder med högst last prioriteras först för en given lagringsvolym.

När tröskeeffektnivån identifieras utnyttjas i viss utsträckning information som kan hänföras till perfect foresight genom att vi i förväg vet hur värmebehovet ser ut under hela vinterhalvåret. Vi tror dock att det även i verkligheten bör vara

möjligt att relativt väl hitta den nivån. I praktiken går det ju dessutom att löpande under den aktuella vintern anpassa tröskeeffektnivån utifrån det verkliga utfallet.

Då flera kombinationer av effekt och energi kommer simuleras är det intressant att beskriva hur förhållandet mellan dessa två parametrar påverkar urladdningsprofilen.

I Figur 3 nedan visas två olika urladdningsutfall, energilagringens volym är 40 GWh med olika lagereffekt 15 respektive 30 MW.



Figur 3: Urladdning av lager (grön) och kvarvarande last för produktionsanläggningar att möta (blå). Lagervolym=30 GWh och effekter 15 MW (övre) samt 30 MW (undre).

Vid den lägre effekten behöver lagret längre tid för att ladda ur hela energivolymen. Detta medför att lastutjämningskapaciteten också är lägre och urladdningsperioden blir mer utdragen. Med större effekt fås en större möjlighet till lastutjämnning för samma energivolum och urladdningen koncentreras till de högsta lastperioderna, då produktionen med de högsta rörliga kostnaderna körs. Givet antagandet att högre last ger högre rörliga produktionskostnaderna blir den potentiella driftnyttan större med 30 MW i effekt.

2.3 SÄSONGLAGRET I MARTES

Programvaran Martes har idag inget inbyggt stöd för analys av ett säsongslager som en egen enhet. Säsongslagret i våra simuleringar representeras därför istället av ett separat delsystem innehållande en last (laddning) och en ny produktionsanläggning (urladdning). Urladdningsprofilen, som fås från Excelberäkningarna beskrivna ovan i avsnitt 2.2, används i Martes som en "reduceringsprofil" för lagrets installerade kapacitet och på så vis uppnås rätt urladdning sett till effekt och energi. I vissa av de studerade typsystemen så finns flaskhalsar i fjärrvärmedistributionen mellan olika delsystem. Lagret antas i våra beräkningar ha full tillgänglighet till hela värmeunderlaget, utan flaskhalsbegränsningar, i det fjärrvärmesystemet som typsystemets namn anger. För exempelvis typsystemet Göteborg får lagret tillgång till hela systemet i Göteborg utan flaskhalsbegränsningar, men måste beakta de överföringsbegränsningar som existerar om lagervärme ska exporteras till Mölndal, som är ett fjärrvärmesystem i en angränsande kommun med vilket Göteborg Energi har ett fjärrvärmeutbyte.

Beräkningsprocessen har kortfattat sett ut enligt följande:

1. Grunddatabas har inledningsvis uppdaterats med 2030 års förutsättningar vilket omfattar energipriser samt förväntad utveckling av fjärrvärmesystemet (produktionsanläggningar, värmebehov, m.m.). Detta har sedan stämts av med representanter från respektive fjärrvärmesystem.
2. Produktionsanläggningar som är lämpliga laddare av lagret identifieras. Valet av dessa bestäms huvudsakligen utifrån vilken rörlig produktionskostnad varje anläggning har. Främst har avfallsförbränning samt restvärme valts ut för detta, men beroende på de lokala förhållandena har avsteg från detta gjorts i Göteborg, Helsingborg och Växjö. Avstegen förklaras närmare i kapitel 3.
3. Ett referensfall för 2030 utan lager beräknas.
4. Ta ut lastkurvan för värmeproduktionsbehovet och identifiera effektöverskottet från utvalda enheter för laddning.
5. Med information från punkt 4., bestäm lämpligt intervall på effekt och energivolum för lagret och dela upp i tre nivåer vardera, kombinera dessa till 9 lagerscenarier.
6. Ta fram profiler för laddning och urladdning för alla 9 scenarier.
7. Genomför Martes-simuleringar för varje lagerkonfiguration och jämför total värmeproduktionskostnad mot referensfallet utan lager. Därigenom identifieras den årliga driftnyttan.
8. Genomför känslighetsanalyser för nivån på mottagningsavgift på avfall, elpris och pris på biobränslen. Känslighetsanalyser görs för medelnivån av effekt och energivolum.
9. Samla och bearbeta resultat.

3 Typsystemen

För att få en uppfattning om hur olika fjärrvärmesystems förutsättningar påverkar driftnyttan som ett säsongslager tillför har totalt sex olika system modellerats och analyserats. En Martesmodell har erhållits från varje fjärrvärmebolag och denna har sedan utvecklats för att representera den undersökta tidsperioden med energipriser, anläggningar samt parametrar för säsongslagret enligt det upplägg som beskrivs ovan. Utvecklingen av dessa system har stämts av med representanter från respektive bolag där synpunkter och kommentarer om modell och preliminära resultat har tagits emot och diskuterats för att säkerställa en så korrekt bild av systemen och lagrets förutsättningar som möjligt. Nedan följer översiktliga beskrivningar av de fjärrvärmesystem som har modellerats inom ramen för detta projekt.

3.1 GÖTEBORG

Fjärrvärmesystemet i Göteborg är det största system som ingår i denna analys. Förutom att det försörjer Sveriges näst största stad med fjärrvärme finns också sammankopplingar med Kungälv, Mölndal, Partille och Ale. Sammanlagt är det årliga behovet av värme av storleksordningen 4 TWh. Ett sådant stort system innehåller naturligtvis många produktionsanläggningar och har flera olika tillförda bränslen. Fjärrvärmeproduktionen i Göteborg kännetecknas av en stor andel restvärme, på årsbasis (2030) kommer cirka 55 % från restvärme (inklusive Mölndal och Kungälv). Majoriteten av restvärmeleveranserna härstammar från avfallsförbränning och raffinaderier i Göteborg. Göteborg Energi äger inte avfallsförbränningen och denna ses därför i beräkningarna som en restvärmekälla. Mellanlasten tillgodoses av främst flisbaserad kraftvärme följt av värmepumpar. Utöver detta finns Rya gaskombikraftvärmeverk, en pellets hetvattenpanna samt spetsproduktion som drivs av olja och gas med varierande andelar fossilt och förnyelsebart. I denna analys har all användning av fossila bränslen innan 2030 substituerats mot biobaserade alternativ som biogas och bioolja. De anläggningar som får ladda lagret i Göteborg är restvärmekällorna och potentialen i rörlig kostnadsbesparing blir således stor då det finns dyr spetslast att ersätta med värme från lagret. (Hjalmarsson, 2019a)

3.2 HALMSTAD

Halmstad har en stor andel avfallsbaserad fjärrvärmeproduktion, storleksmässigt ligger systemet i mitten av de studerade systemen med ett behov på 620 GWh. Total effekt från avfallspannor inklusive rökgaskondensering jämfört med maximalt värmeeffektbehov under året (2030) ger en effekttäckning från avfall på cirka 50 %. En mindre restvärmekälla finns också tillgänglig. Mellanlasten täcks av kraftvärme och hetvattenpannor eldade med flis. De högsta behovstopparna tillgodoses med hjälp av värmeproduktion baserad på gas och olja. Till följd av en industrileverans med krav på höga temperaturer begränsas den totala urladdningen från lagret då viss effekt från flisbaserade anläggningar behöver

köras för att höja framledningstemperaturen. Anläggningar som får ladda lagret har tillåtits vara avfallspannor och restvärmekällan. (Romvall, 2019)

3.3 HÄSSLEHOLM

I Hässleholm består basproduktionen av värme från avfallskraftvärme tillsammans med en mindre restvärmekälla. Mellanlasten täcks av hetvattenpannor som eldar biobränsle i form av GROT (GRenar Och Toppar). Toppbehovet tillgodoses med hjälp av en hetvattenpanna som eldar bioolja. Hässleholm uppför just nu en hetvattenackumulator för framtida lastutjämning och reservkapacitet, vilket också har tagits med i denna modell. Även i Hässleholm tillåts avfallsbaserad produktion och restvärme ladda lagret. Viss värme från avfallsförbränning kyls bort sommartid. Om lagret ger underlag för mer avfallsförbränning än som annars kyls bort blir inladdningskostnaden extra låg eftersom man då kan få mottagningsavgift från ytterligare avfall. Om lagret tar av tidigare bortkyld värme blir inladdningskostnaden 0 kr/MWh eftersom mängden avfallsförbränning då inte påverkas. Hässleholm är det system med minst behov, 230 GWh. (Trotz & Haker, 2019)

3.4 JÖNKÖPING

Jönköpings fjärrvärmesystem är uppbyggt av avfallskraftvärme, fliseldad kraftvärme, träpulverbaserad kraftvärme, värmepump, pellets hetvattenpanna samt spetsproduktion från fossil olja. Med denna produktionsapparat borde det finnas goda förutsättningar för billig laddning av ett säsongslager och stor kostnadsbesparing med dyr ersatt värme i form av fossileldad olja samt pellets. Lagret laddas med avfallsvärme, men i Jönköping körs avfallsförbränningen delvis i kondensdrift under större delen av sommaren då det finns kapacitet tillgänglig utöver det som värmebehovet ger underlag för. Detta medför att lagring av avfallsbaserad värme inte medför extra intäkter i form av mottagningsavgift för ytterligare tillfört avfall till systemet eftersom lagret bara tar hand om värme som tidigare kylts bort. Det totala behovet av fjärrvärme i Jönköping uppgår till 780 GWh. (Jönnervik, 2019)

3.5 HELSINGBORG

Öresundskraft ansvarar för fjärrvärmesystemet i Helsingborg. Detta ingår i ett omfattande samarbete med andra fjärrvärmesystem i sydvästra Skåne. Helsingborg är direkt sammankopplat med Landskrona söderut vilket i sin tur har en överföring till Lund, via Örtofta. Förutom sammankopplingar mellan fjärrvärmesystemen i dessa stora orter finns ett flertal kopplingar till fjärrvärmesystem i mindre orter. Totalt landar den årliga efterfrågan på värme runt 2,6 TWh. Detta gör det resulterande systemet i Öresundsregionen till det näst största av de som modellerats i detta projekt och med alla överföringar ett av de mest komplexa att analysera. I Helsingborg består produktionen av avfallskraftvärme med rökgaskondensering, restvärme, pelleskraftvärme och spetsproduktion baserad på olja och naturgas. Två stora anläggningar i de andra fjärrvärmesystemen är Örtofta kraftvärmeverk, som eldar en blandning av flis och returträ, och ett PTP-eldat

kraftvärmeverk i Landskrona. (PTP står för papper, trä och plast och benämns också ibland som utsorterat avfall.) I detta system laddar avfallsvärmen med rökgaskondensering i Helsingborg lagret och även det PTP-eldade kraftvärmeverket med låga rörliga kostnader har tillåtits ladda lagret för att få upp energivolymen då en stor del av avfallskraftvärmen redan används. (Alkiswani, 2019)

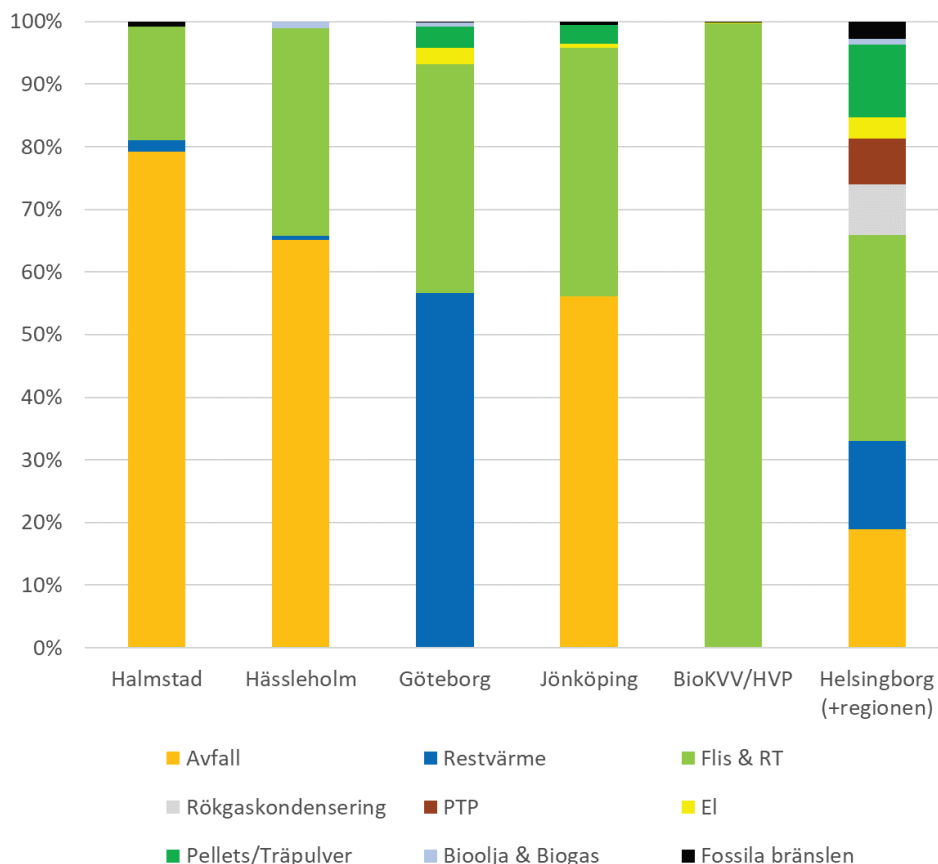
3.6 VÄXJÖ

Växjö har mycket stor biokraftvärmekapacitet i form av två kraftvärmeblock. Det är den billigaste baslasten och det är mycket små, om ens några, dyrare produktionsslag som finns "på toppen". Enkelt uttryckt innebär det att det som laddats in i lagret är ungefär samma produktion som den som ersätts. Inledande beräkningar visade, vilket man också kan gissa, att värdet av ett lager där blir mycket lågt, eller till och med negativt till följd av lagrets energiförlust. Av detta skäl har fortsatta analyser av ett säsongslager i Växjö inte bedömts vara meningsfulla. (Lander, 2019)

3.7 BOKRAFTVÄRMEVERK OCH BIOHETVATTENPANNA

Med bakgrund i Växjös förutsättningar för ett säsongslager har istället kompletterande beräkningar gjorts för ett typsysteem som innehåller en biokraftvärmeanläggning som basproduktion och en biohetvattenpanna som mellan-/topproduktion. Behovet i detta system är 615 GWh. Det är en kombination som kan återfinnas på ett antal platser i Sverige och den är därför intressant. Exempel på städer med fjärrvärmesystem som har ungefär denna uppbyggnad är Östersund, Kalmar och Kristianstad. Som utgångspunkt för detta typsysteem har vi använt Växjösystemet, men förutsatt att det ena kraftvärmeblocket istället utgörs av en biohetvattenpanna. Typsysteem med biokraftvärmeverk och biohetvattenpanna förkortas i resten av rapporten till BioKVV/HVP.

I figuren nedan redovisas den procentuella fördelningen på olika energibärare för produktion av fjärrvärme och el (i kraftvärmeverk) i respektive typfjärrvärmesystem.



Figur 4: Fördelning av tillförda bränslen till fjärrvärme- och elproduktion i simulerade system för året 2030.

Figur 4 säger inte huruvida det finns tillgänglig kapacitet att ladda eller liknade utan visar istället på skillnaden i produktionsstruktur mellan systemen. Bara för att en stor del av värmen kommer från avfall i tre av sex system betyder inte det att effekt alltid finns tillgänglig för laddning av lager.

I Tabell 1 nedan redovisas vilka lagereffekter och lagringsvolym som studerats för varje system.

Tabell 1: Installerad lagereffekt (MW) och lagringsvolym (GWh) per fjärrvärmesystem.

Systemnamn	Effekter [MW]	Lagringsvolym [GWh]
Göteborg	100, 200, 300	100, 200, 300
Halmstad	15,30,45	20,40,60
Hässleholm	10,20,30	20,30,40
Jönköping	30,60,90	30,45,60
Helsingborg	40,60,80	30,40,50
BioKVV/HVP	30,60,90	40,60,80

Lagerstorleken i energitermer har bestämts utifrån tillgänglig värmemängd som kan laddas under sommaren till låga rörliga kostnader. Lagereffekten bestäms utifrån rimliga tider för urladdning av lagret.

En indikation på hur stort ett säsongslager är beror till väldigt stor del på vilket perspektiv som väljs i förhållande till vilken teknik som används. Som exempel har ett borrhålslager inte samma volym fritt vatten som ett bergumslager. Detta betyder att mängden utgrävd volym är mångfaldigt mycket större för ett bergumslager jämfört med ett borrhålslager. För ett lager med fritt vatten, t.ex. ett bergumslager, med lagerenergi 50 GWh och en temperaturskillnad mellan framledning och retur på 40 grader fås en totalvolym på drygt 1 000 000 m³ vilket motsvarar drygt 400 simbassänger av olympisk storlek ($50 \cdot 25 \cdot 2 = 2500 \text{ m}^3$). En annan liknelse är en kub med sidor som är 100 m.

4 Omvärldsförutsättningar

I denna studie har vi valt att fokusera på förhållanden omkring år 2030. Tidpunkten är vald för att illustrera typiska förhållanden för ett lager som tas i drift inom några år. Då blir 2030 mittpunkten för den kommande tjugoförårsperioden. I verkligheten kan ett lager ha ännu längre livslängd, men osäkerheterna vad gäller omvärldsförutsättningarna växer ju längre tidsperiod som studeras. Därför har vi bedömt att det är rimligt att se år 2030 som ett representativt år för utvärderingen av lagrets ekonomiska värde.

För de internationella bränslena (olja, naturgas och kol), CO₂-priser, elpriser och elcertifikatpriser utnyttjas indata och resultat från Profus underlagsberäkningar för Energimyndighetens rapport "Scenarier över Sveriges energisystem 2018", ER2019:07. För övriga bränslepriser, t.ex. skogsflis, pellets, RT-flis, bio-olja och restavfall till energiåtervinning utnyttjas Profus samlade erfarenhet.

Följande priser, fritt anläggning, exkl. skatter, antas för år 2030:

Tabell 2: Energipriser samt pris på elcertifikat och utsläppsrätter för år 2030.

	Pris	Enhet
Olja, Eo5	550	kr/MWh
Olja, Eo1	730	kr/MWh
Naturgas	375	kr/MWh
Kol	150	kr/MWh
Oförädlad biobränsle	220	kr/MWh
Pellets	350	kr/MWh
RT-flis	110	kr/MWh
Avfall	-155	kr/MWh
Bio-olja, MFA tung	1000	kr/MWh
Bio-olja, MFA lätt	1100	kr/MWh
Bio-olja, HVO	1350	kr/MWh
Utsläppsrättspris för CO ₂	35	öre/kg
El	425	kr/MWh
Elcertifikat	0	kr/MWh

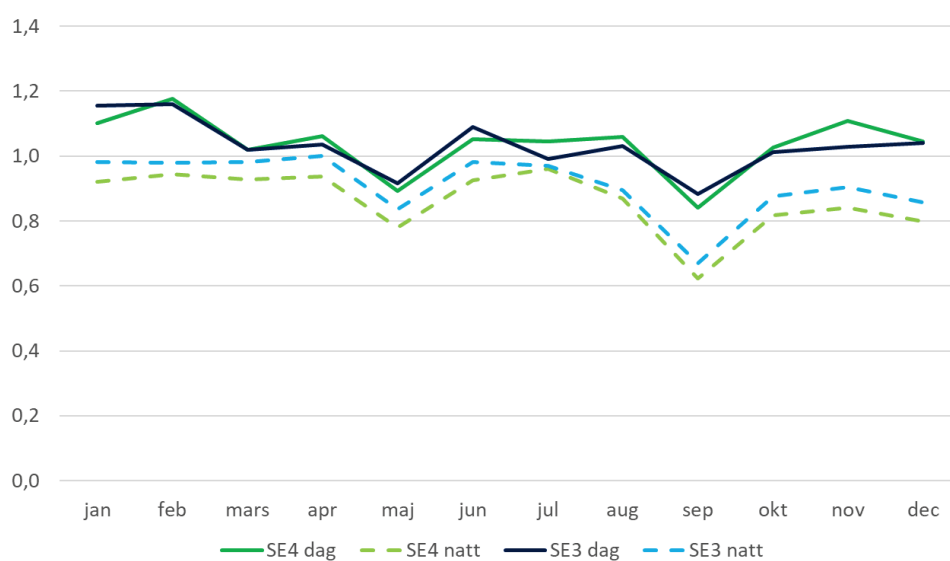
Bränslepriserna är reala, det vill säga att de rensats för inflation. Avfallspriset bygger på en antagen mottagningsavgift på 470 kr/ton och ett värmevärde på 3 MWh/ton. I våra beräkningar har vi ansatt priset 0 kr/MWh för all restvärme, oberoende av verkligt avtalspris.

Elpriset bygger på modellberäkningar med TIMES-NORDIC. Därifrån hämtas årsmedelpriset som redovisas i Tabell 2. För att fånga detaljerade säsongs- och dag-/nattvariationer hos elpriset har vi använt resultat från EPOD-modellen, EPOD utvecklas av Profu och är en dispatchmodell som optimerar kraft- och värmeproduktionen i Nordeuropa över ett år med målet att minimera den totala kostnaden av el och värmeproduktion.² EPODs tidsupplösning är på timnivå och från marginalpriset på el per timme har två månadsprofiler tagits fram för att

² För en utförligare beskrivning av energisystemmodellerna TIMES-NORDIC och EPOD hänvisar vi till Appendix 1 i rapporten "Kraftvärme i framtiden – hur mycket blir det?" (Unger, Johnsson, Holm, & Sköldberg, 2019).

överföra årsmedelpriset till månads- och dag/natt-nivå. Resultatet av detta redovisas i Figur 5. I figuren visas den normaliserade dag/natt-faktorn och månadsvariationen som appliceras på medelårspriset i två elprisområden i Sverige. Som framgår av figuren är elpriserna jämförelsevis låga under nätter och snittpris på el är lägre i elområde SE3 jämfört med SE4.

Anledningen till att elpriserna inte varierar mer mellan månaderna trots att efterfrågan är betydligt större vintertid är den kraftigt utjämnande funktionen som den nordiska vattenkraften bidrar med. Detta gäller även för den antagna situationen år 2030.



Figur 5: Normaliserade faktorer för elpris i SE3 och SE4 under dag och natt.

Elcertifikatspriset bygger dels på modellberäkningar med TIMES-NORDIC, dels på uppskattningar baserade på att elcertifikatspriset blir skillnaden mellan kostnaden för ny landbaserad vindkraft och elpriset. Här är alltså bedömningen att ny förnybar elproduktion, främst vindkraft, år 2030 kan motiveras ekonomiskt helt utifrån elpriset och därmed hamnar elcertifikatspriset på eller nära noll. I verkligheten påverkas elcertifikatspriset också av marknadsöverväganden kopplade till brist eller överskott samt en eventuell stoppregels utformning. Vi har ingen möjlighet att uppskatta hur dessa förväntningar kommer att se ut år 2030.

I detta projekt har ingen reduktion för fossilbränsleskatter med hänsyn till industrileveranser gjorts. All fossilbränsleanvändning beskattas fullt ut.

4.1 KÄNSLIGHETSANALYS

För att få en uppskattning av robustheten i de resultat som erhålls för alla säsongslagervärderingar så har känslighetsanalyser utförts för tre parametrar. De parametrar som behandlas i känslighetsanalysen är sådan som direkt eller indirekt påverkar driftnyttan hos lagret. Vidare bör valet av parametrar kunna motiveras med en framtida osäkerhet kring framtida prisbild kopplat till exempelvis politik,

styrmedel, användarnas preferenser m.m.. Varje känslighetsanalys ändrar bara på en parameter i taget, inga kombinationsscenarier har simulerats.

4.1.1 Mottagningsavgift

I en omvärld med mer fokus på cirkulära flöden och högre krav på sortering av avfallsfraktioner kan mängderna avfall som går till energiåtervinning komma att minska. Minskade avfallsmängder tillsammans med fler aktörer på marknaden för avfall kan resultera i en prispress på mottagningsavgifterna. En eventuell avfallsförbränningskatt kan också antas ge en sänkning av mottagningsavgiften (exkl. skatt). Lägre importerade volymer till följd av en utbred kapacitetsutbyggnad i vår omvärld samt mindre verksamhetsavfall till följd av en vikande högkonjunktur är ytterligare orsaker som skulle kunna pressa ned mottagningsavgiften. (Profu AB, 2019)

Då några av systemen laddar lagret med värme från avfallsförbränning är det därav av intresse att se hur resultatet ändras vid en lägre mottagningsavgift. Mottagningsavgiften sänks från -155 kr/MWh till -125 kr/MWh (470 till 370 kr/ton).

4.1.2 Elpris

Den omvärld som Sveriges kraftproduktion är en del av står inför stora förändringar. Utfasning och nedläggning av kärnreaktorer i Sverige, introduktion av mer vind- och solkraft samt utfasningen av fossila bränslen till kraftproduktionen i hela norra Europa är några exempel som kan komma att påverka elpriserna (NEPP, 2019). Utsläppsrättshandelssystemet och elmarknadsutformningen är annat som påverkar elpriset. Till detta finns det årliga variationer som beror på väderberoende faktorer som påverkar elpriset i Sverige till stor grad; våta eller torra år, blåsiga eller vindfattiga år. Ett våt- eller torrår bestäms av mängden nederbörd i norra Sverige som fyller på vattenmagasinen till våra vattenkraftverk (Svensk Energi AB, 2015). Ett torrt år betyder mindre tillrinning till magasin och genererar ett högre elpris då elproduktionen från vattenkraft minskar. Tvärtom gäller för ett våtår. Om det är blåsigt eller vindfattigt påverkar mängden kraft som genereras från vindkraftverk och i en framtid med större andel intermittent kraftgenerering kan detta komma att få tydlig påverkan på elpriset (NEPP, 2016). Dessa vädermässiga variationer bör dock i stor utsträckning ta ut varandra när man betraktar ett säsongslagers hela livslängd.

Mot denna komplexa framtidsutveckling där en stor mängd faktorer påverkar elpriset har en känslighetsanalys utförts där det årliga elpriset sänks med 100 kr/MWh (från 425 till 325 kr/MWh). Ett lågt elpris skulle exempelvis kunna kopplas till en utveckling med stort utbud av el från vind- och solkraft med mycket låga rörliga kostnader. Elpriset påverkar det ekonomiska resultatet både vid inladdning och urladdning genom kraftvärmeverk och värmepumpar. För kraftvärmeverk innebär detta en högre rörlig produktionskostnad för värme och tvärtom för värmepumpar. Beroende på uppsättningen av anläggningar kan driftnyttan av ett lager både öka och minska till följd av elprisvariationen.

4.1.3 Biobränslepris

Det finns en förväntan om ökad efterfrågan på biobränslen från olika samhällssektorer. Det framgår av sammanställningar som gjorts av de färdplaner för fossilfrihet, inom ramen för regeringsinitiativet Fossilfritt Sverige, som olika industrisektorer tagit fram. Biodrivmedel för transportsektorn är en annan sektor som potentiellt kan efterfråga mer biomassa. (Weisner & Edfeldt, 2018)

Mycket av den energi som ersätts av lagret vintertid är olika typer av biobränsle (bioolja, pellets, flis etc.). Att studera konsekvenserna av ett högre pris på dessa biobränslen är därför intressant eftersom det påverkar nyttan av lagret. Priset på skogsflis ökar i känslighetsanalysen från 220 till 250 kr/MWh. Detta motsvarar en ökning med 14 % och även övriga biobränslen har fått detta procentuella påslag.

5 Resultat per typsysten

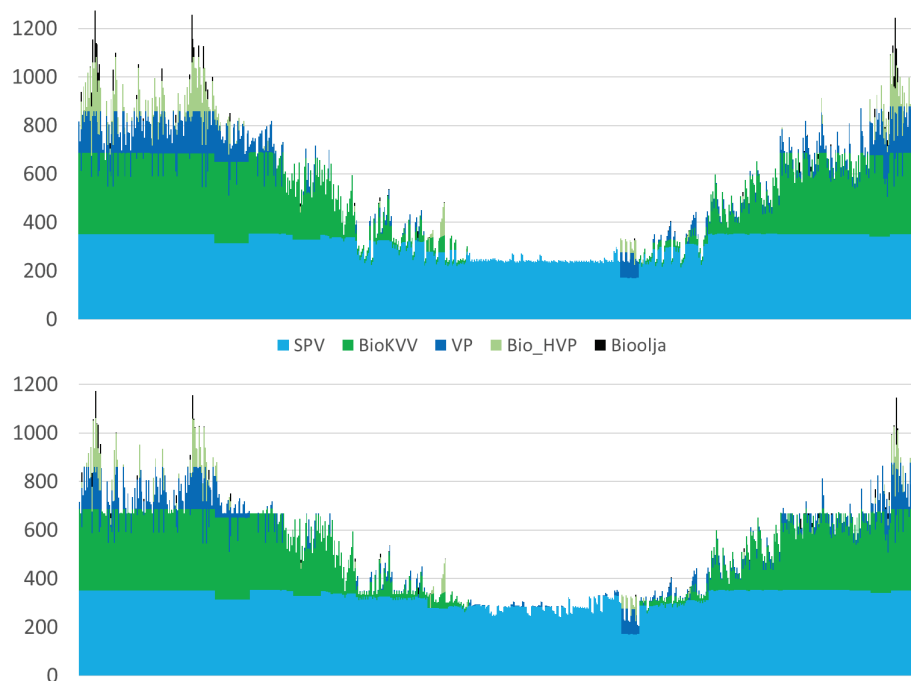
Resultaten i detta avsnitt består främst av kvantifieringen av driftnyttan som ett säsongslager skapar i varje typsysten. Vidare kommer intressanta utfall och iakttagelser uppmärksammas i samband med resultatredovisningen för respektive region. Vi redovisar alltså inledningsvis den årliga driftnyttan för lagret. I senare avsnitt redovisas även nyttan av att lagret kan göra det möjligt att undvika investeringar i viss annan produktionskapacitet.

5.1 GÖTEBORG

För att tydliggöra beräkningsmetodikerna för driftnyttan i alla system redovisas för Göteborg mer detaljerade resultat i form av produktionsdiagram och ett varaktighetsdiagram för ett urval av lagerkonfigurationer. Detta är tänkt att fungera som en illustration av säsongslagrets funktion och utfall vilket i stor utsträckning principiellt kan appliceras på de andra typsystena. Vidare fungerar även dessa diagram för att illustrera detaljnivån i de simuleringar som utförts och öka förståelsen för vilket underlag som resultat och slutsatser bygger på.

5.1.1 Produktions- och varaktighetsdiagram över lager

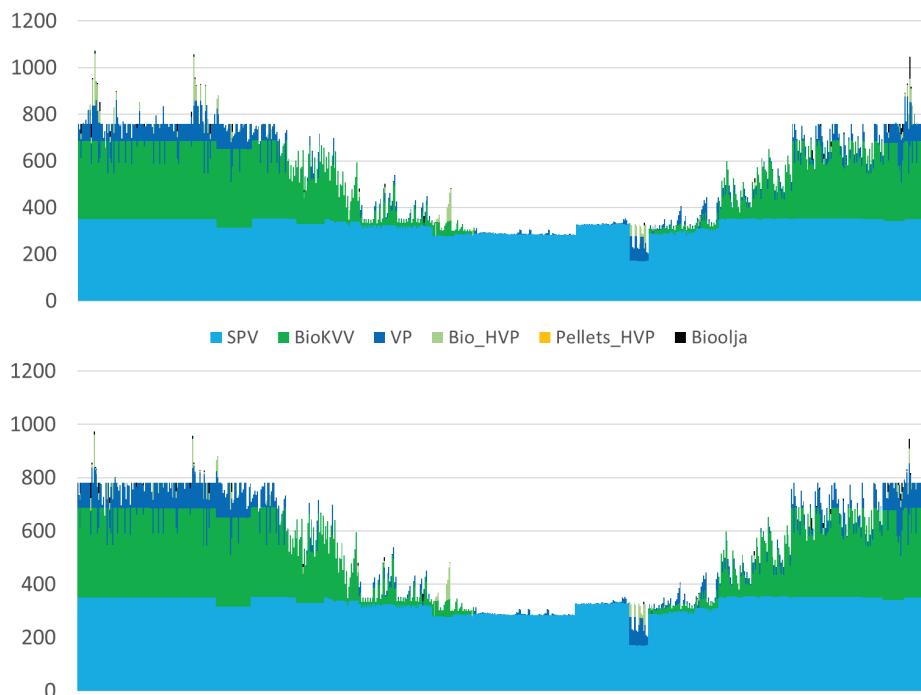
I Göteborg laddas lagret med restvärme från avfallsförbränning och raffinaderier under sommaren. (Som redan nämnts så räknas här värme från avfallsförbränning som restvärme eftersom den verksamheten drivs i ett annat bolags regi.) Fördelningen av den ersatta värmen varierar beroende på lagerstorlek och lagervolym. I Figur 6 och 7 presenteras produktionsdiagram för Göteborg, två per figur. I Figur 6 återfinns basfallet utan ett lager och med ett lager på 100 MW, 300 GWh. I Figur 7 återfinns de två lager med högre effekt (200 och 300 MW) men fortfarande 300 GWh i lagervolym.



Figur 6: Produktionsdiagram över Göteborg Energis fjärrvärmesystem för basfall utan lager (övre) och lager med 100 MW och 300 GWh (undre).

I Figur 6 ses hur lagret effektivt minskar den högsta lasten med 100 MW och fortsätter under hela perioden att ersätta produktion från bioolja, biohetvattenpannor samt värmepumpar.

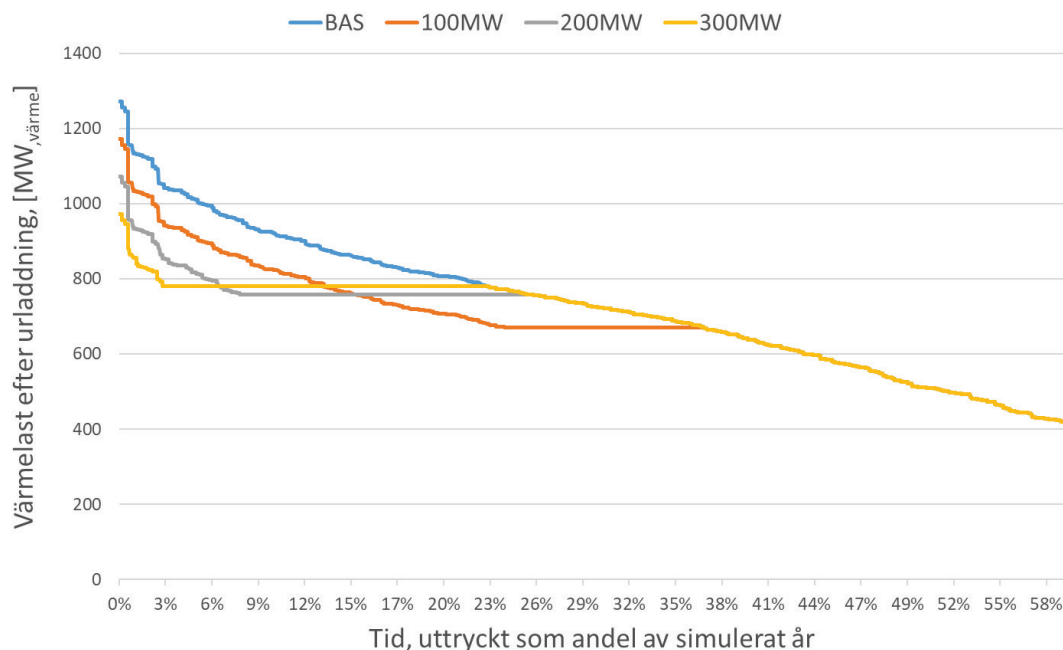
Vid högre uteffekter och samma energimängd, se Figur 7, erhålls ett delvis annat utfall. Fortfarande minskar effekttopparna med den installerade effekten på 200 respektive 300 MW, men de högre effekterna möjliggör större "lastkapning" i de mest kostsamma effekttopparna. Med större lagereffekt minskar alltså mer av den dyra bioolje- och pelletsbaserade värmeproduktionen.



Figur 7: Produktionsdiagram över Göteborg Energis fjärrvärmesystem med lager, 200MW, 300GWh (övre) och 300MW, 300GWh (undre).

Fördelningen av den ersatta värmen är som tidigare nämnt kopplad till förhållandet mellan effekt och energi hos lagret. Med en lägre effekt och en given energivolym fås en mer utdragen urladdning detta då den begränsande effekten gör att lagret inte kan urladdas endast under lasttoppar och tröskeeffekten för lagret måste då sänkas för att uppnå full urladdning, se avsnitt 2.2.2 för information kring tröskeeffekten. Urladdningstiden kan man uppskatta genom att beräkna utnyttningstiden då lagret går på max; 100 MW och 300 GWh har man en total utnyttningstid vid max effektuttag 3000 h (4 månader). Detta betyder att lagret nästan går som en basanläggning under fyra månader på vintern. Med 300 MW och 300 GWh blir utnyttningstiden istället 1000 h, den lägre utnyttningstiden antyder att den lagrade energin kan urladdas mer koncentrerat kring de högsta behovstopparna.

För att tydliggöra detta ytterligare har varaktighetsdiagram tagits fram, Figur 8, för de fyra produktionsdiagrammen ovan. Varaktighetsdiagrammen sorterar den totala **produktionen** i fjärrvärmesystemet efter fallande ordning och ger en tydlig bild över hur kvoten mellan lagrets effekt och lagervolym påverkar resten av produktionssystemet.

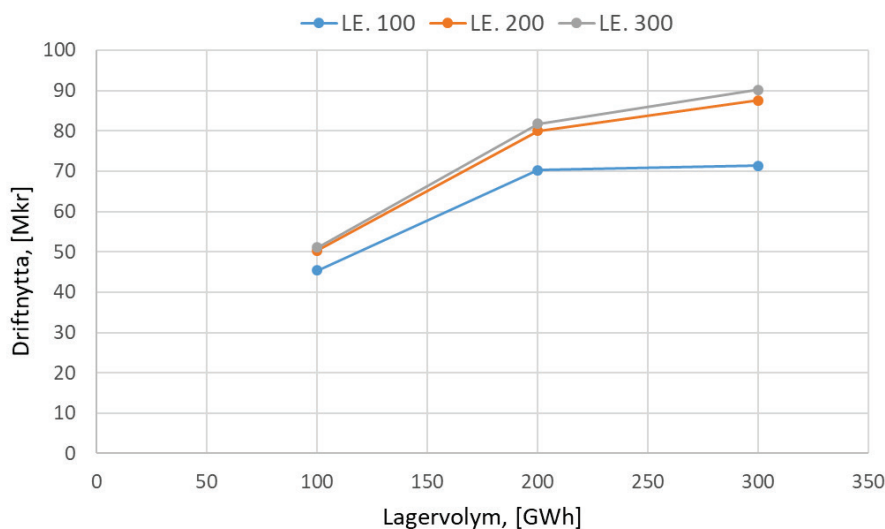


Figur 8: Varaktighetsdiagram över fjärrvärmeproduktionen i Göteborg efter reduktion med lager (Bas är utan lager).

Med låg effekt används lagret under en längre period och har sämre "lastkapande" egenskaper. Med högre effekt ökar möjligheten att reducera de högsta, och dyraste, produktionstopparna och det behov som resten av produktionsanläggningarna måste möta under de mest belastade tiderna reduceras kraftigt. En högre effekt i de mest ansträngda lastsituationerna betyder dock en total kortare drifttid på lagret då mer energi urladdas under kortare perioder. Anledningen till att lagret med 300 MW har en längre drifttid än en tredjedel av den som lagret med effekten 100 MW har är att lagret inte urladdas med maximal effekt i varje urladdningsskede.

5.1.2 Driftnytta i Göteborg

I detta avsnitt lyfter vi fram den årliga driftnytta för fjärrvärmesystemet i Göteborg av ett säsongsvärmelager med olika konfiguration med avseende på energi och effekt. Lagrets förmåga att byta värmeproduktion med höga kostnader mot produktion med låga kostnader skapar en total årlig driftnytta som presenteras i Figur 9. För Göteborg ligger denna driftnytta mellan 45 och 90 Mkr/år beroende på uppsättning av lagrets effekt och volym.

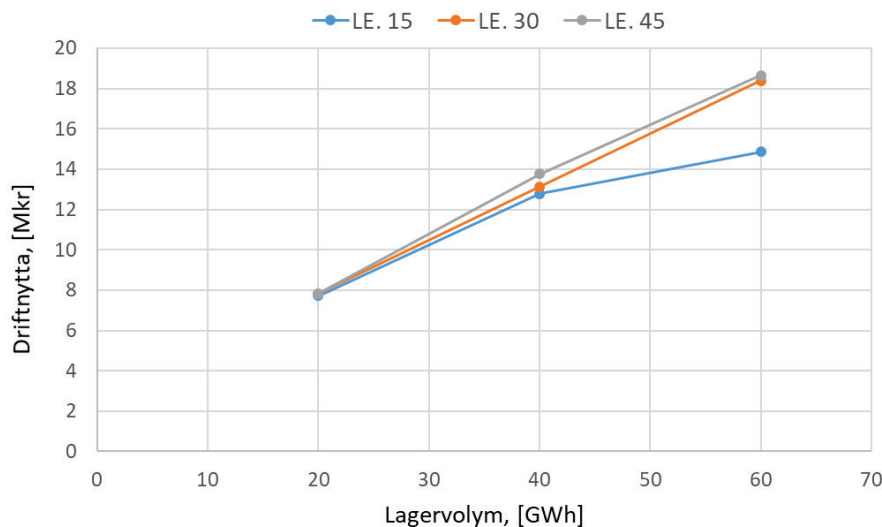


Figur 9: Årlig driftnytta från säsongslager i Göteborg. (LE. står för lagereffekt och LE. 100 syftar alltså på lagereffekten 100 MW)

Ett lager med en högre effekt ger en större driftnytta. Nyttan avtar dock signifikant mellan 200 och 300 MW jämfört mellan 100 och 200 MW. Detta beror på att vid 100 MW finns det fortfarande en del produktion kvar som är dyr, vilken kan ersättas när lagereffekten ökar till 200 MW. Vid 200 MW har den största delen av den dyraste produktionen redan ersatts och ökningen av nyttan mellan 200 och 300 MW är därför liten i jämförelse. För lagervolym gäller att mellan 100 och 200 GWh ökar driftnyttan med 25-30 Mkr/år beroende på effektnivå och mellan 200 och 300 blir ökning mellan 1 och 10 Mkr/år. Den avtagande driftnyttan med lagervolym härrör främst från inladdningskostnaden. Kostnaden för laddning av lager med volymen 100-200 GWh är 0 då restvärme används. Ökar lagervolymen från 200 till 300 GWh finns det inte tillräckligt med outnyttjad restvärme för de extra 100 GWh. Ungefär 80 GWh har därför laddats med värme från ett biokraftvärmeverk. Biokraftvärme och värmepumpar har liknande rörliga kostnader och nyttan i att ladda in 100 GWh extra med 80 % från biokraftvärme för att ersätta till stor del värmepumpar är därför liten.

5.2 HALMSTAD

Driftnyttan per år varierar mellan 8 och 18 Mkr/år för säsongslagret i Halmstad, för fullständig resultatspridning se Figur 10. För alla lagerkonfigurationer, utom konfigurationen med minsta effekten (15 MW) och största lagervolymen, ökar driftnyttan i det närmsta linjärt. Den avtagande nyttan hos 15 MW, 60 GWh beror på den långa urladdningstiden och oförmågan att göra stor nytta i de högsta lastsituationerna. Redan vid 30 MW fås en stor ökning av nyttan vid största volymen och med ytterligare 15 MW blir nyttan något högre. Vid 30 MW har redan det mesta av den dyraste produktionen försvunnit och att satsa på ytterligare lagereffekt för "lastkapning" i de mest ansträngda lägen har mindre värde (<0,5 Mkr/år).

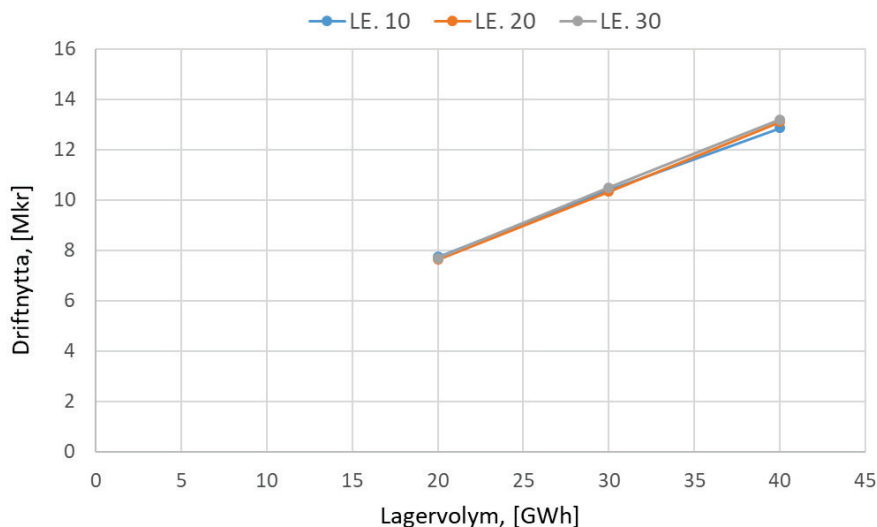


Figur 10: Årlig driftnytta från säsongslager i Halmstad. (LE. står för lagereffekt och LE. 15 syftar alltså på lagereffekten 15 MW)

Figuren ovan antyder att vi redan i valet av lagerkonfiguration har begränsat oss till "rimliga" storlekar med avseende på kostnaden för det som lagras in i lagret och det som ersätts vid urladdning. Därför så ser vi här, och för några av de andra typsystemen, inte någon tydligt avtagande nytta med avseende på ökad energivolym för lagret.

5.3 HÄSSLEHOLM

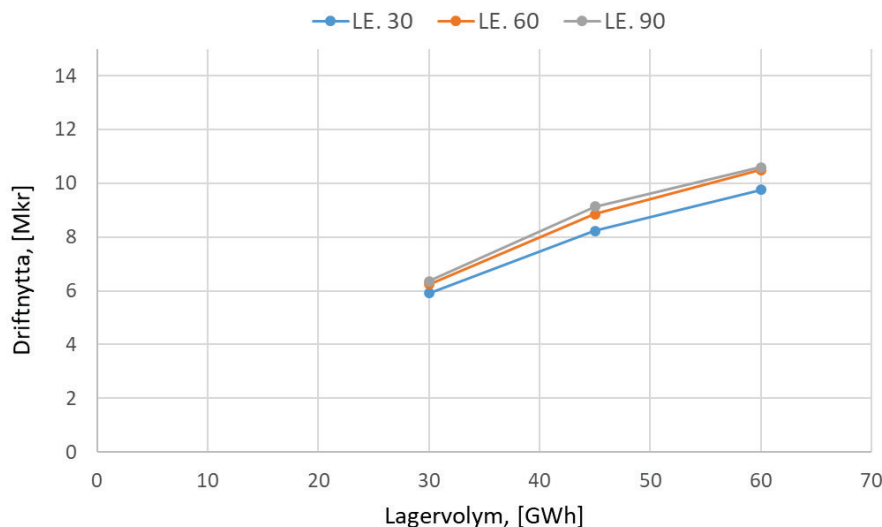
Utfallet för Hässleholm liknar det som visats för Halmstad, se Figur 11. Driftnytan per år ligger mellan 8 och 14 Mkr. Att utöka lagret med större effekt ger ingen större nytta, detta beror på att produktionen vintertid till stor del består av hetvattenpannor som använder GROT. Redan vid 10 MW ersätts huvuddelen av den dyraste produktionen i form av biolja och vid högre effekter förändras bara urladdningsprofilen och detta påverkar enbart samma värme, den GROT-baserade produktionen, som ersätts. Både i Halmstad och i Hässleholm medför lagret att mer avfall kan förbrännas och mottagningsavgifter erhållas, mottagningsavgiften står för en signifikant del av driftnytan för dessa lager. Som en uppskattning finns utrymme för 50 GWh inladdningsvärme som kommer från avfallsförbränning med rörliga kostnader på -100 kr/MWh. Inladdningen för detta motsvarar 5 Mkr i intäkter.



Figur 11: Årlig driftnytta från säsongslager i Hässleholm. (LE. står för lagereffekt och LE. 10 syftar alltså på lagereffekten 10 MW)

5.4 JÖNKÖPING

I studien av värdet av ett säsongslager i Jönköping ses en svagt avtagande trend hos den årliga driftnyttan med ökande lagringsvolym samt en svagt ökad driftnytta med högre effekter, utfallet ligger mellan 6 och 10,5 Mkr, se Figur 12. Den ökade nyttan mellan effekterna 30 och 60 MW är klart större än för 60 till 90 MW. Detta beror på att vid 30 MW så ersätts inte hela andelen av effekttoppen som består av högkostnadsproduktion. Men redan vid 60 MW har den största delen ersatts. Vid 90 MW ses därför inte någon större ökning av driftnyttan och istället byter lagret ersättning av flisbaserad kraftvärme från en längre (utdragen) tidsperiod vid lägre lagereffekter till mer koncentrerad ersättning vid högre effekter. Detta är ett resultat av vald driftstrategi tillsammans med valda effektnivåer och påverkar egentligen inte driftnyttan.



Figur 12: Årlig driftnytta från säsongslager i Jönköping. (LE. står för lagereffekt och LE. 30 syftar alltså på lagereffekten 30 MW)

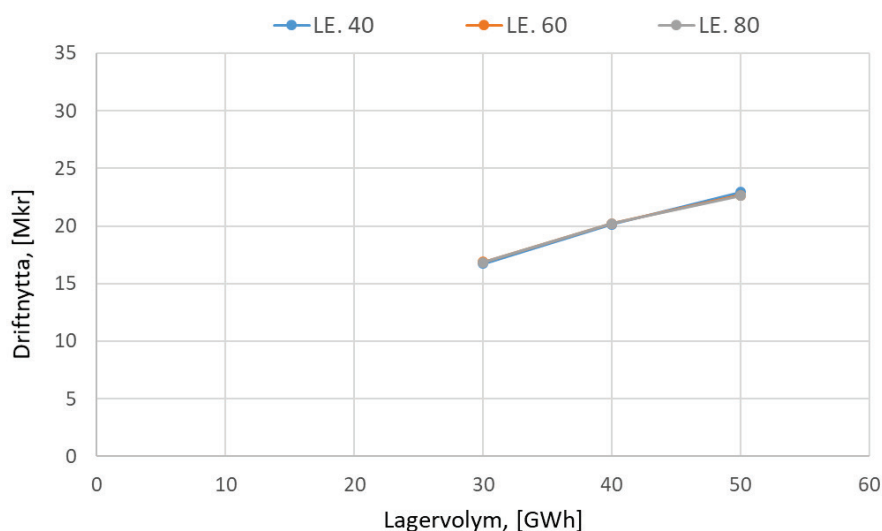
5.5 HELSINGBORG

För de olika lagerkonfigurationerna varierar den årliga driftnyttan av ett säsongslager i Helsingborg mellan 17 och 23 Mkr beroende på lagrets energi- och effektprestanda, se Figur 13. Öresundskrafts (fjärrvärmeproducenten i Helsingborg) fjärrvärmesystem är en del av ett mycket större system där även Lund och Landskrona ingår tillsammans med ett par mindre system. Att placera ett lager i detta sammankopplade system och få bästa lönsamhet kräver extra eftertänksamhet på grund av möjliga flaskhalsar som potentiellt kan förhindra att lagerurladdningen ersätter den dyraste topplastproduktionen i det sammankopplade systemet. I detta projekt har utgångspunkten varit att lagret placeras i Helsingborg. I Figur 13 där driftnyttan för lagret i Helsingborg presenteras som funktion av lagervolym och serier för lagereffekt syns, som väntat, att nyttan ökar stadigt med ökad lagervolym. Vad som är anmärkningsvärt är dock att en högre effekt på lagret i detta stora system inte medför någon större nytta. För det största lagret ses till och med en marginellt minskad nytta vid den högsta effekten jämfört med den lägsta. Detta kan primärt förklaras med hjälp av de överföringsbegränsningar som existerar i det sammankopplade systemet.

Flaskhalsar uppstår i överföringarna Helsingborg-Landskrona och Landskrona-Örtofta-Lund. Under vintertid transiteras redan i referensfallet utan lager värme mestadels från Helsingborg till Landskrona. Detta indikerar att ett lager i Helsingborg kommer vilja exportera sin värme söderut för att göra som mest nytta. Vid låga uteffekter täcker redan urladdningen från lagret gott och väl det dyraste behovet i Helsingborg och en del värme kan exporteras, dock inte hela urladdningen då överföringen till Landskrona inte har kapacitet att transportera den önskade värmen. När lagereffekten sedan ökar kan den tillkommande effekten inte nyttiggöras genom export, där den skulle gjort störst nytta. Till följd av den driftstrategi som valts, där högre effekt medför bättre "lastkapning" ersätts mer av lasten i de högsta behovstopparna i Helsingborg. Den ersatta energin i dessa

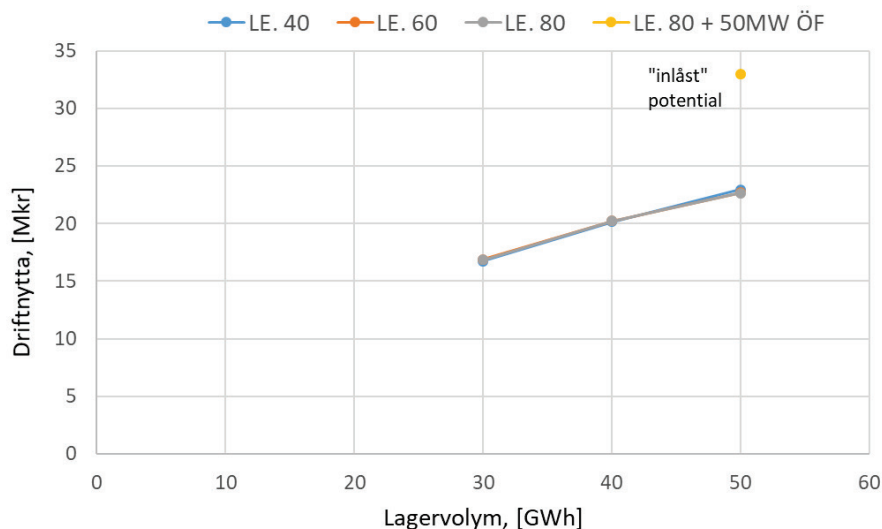
toppar är då främst pelletsbaserad kraftvärme. Det är dock samma produktion som ersätts även vid lägre lagereffekter. Med olika profiler på urladdningen byts i princip bara tidpunkt på när denna pelletsbaserade produktion ersätts.

Att driftnyttan minskar marginellt vid den högsta lagereffekten hänger samman med den påverkan som överföringsbegränsningarna orsakar. Flaskhalsar kan medföra att en lägre lagereffekt leder till att urladdningen sker vid en tidpunkt då frånvaro av överföringsbegränsning möjliggör att dyr produktion i ett grannsystem kan ersättas. Just detta fenomen är av mycket begränsad omfattning och ska inte tillmätas så stor betydelse. Delar av förklaringen kan också vara ofullkomligheter i vår beskrivning av produktionsapparaten och distributionen samt de valda driftstrategierna för lagret.



Figur 13: Årlig driftnytta från säsongslager i Helsingborg. (LE. står för lagereffekt och LE. 40 syftar alltså på lagereffekten 40 MW)

Som ett komplement till detta utfall gjordes en extra beräkning där överföringsbegränsningen utökades mellan Helsingborg och Landskrona med 50 MW. Den kompletterande beräkningen gjordes för fallet med ett säsongslager med största effekt och energi. Resultatet av detta ses i Figur 14 nedan. Driftnyttan för lagret ökar med ca 10 Mkr/år (+45 %) tack vare ökad möjlighet att ersätta högkostnadsproduktion i grannsystemen. I detta projekt ingår inte utredning av var lagret optimalt borde placeras. Denna problematik diskuteras dock vidare principiellt och kvalitativt i avsnitt 6.5.



Figur 14: Årlig driftnytta i Helsingborg med kompletterande beräkning + 50 MW överföring till Landskrona.

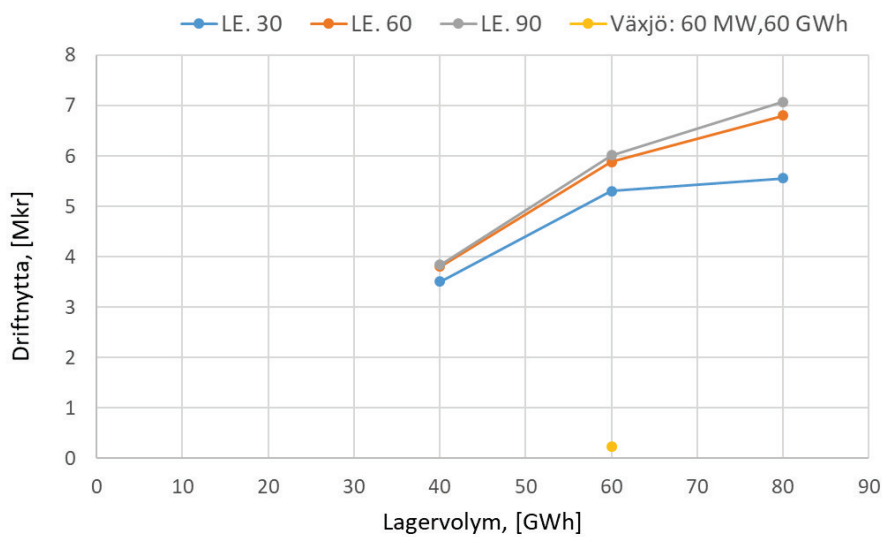
5.6 VÄXJÖ

Redan när de första beräkningarna gjorts visade det sig att det inte finns förutsättningar för att få ett säsongslager ekonomiskt attraktivt här, se gul punkt i Figur 15 nedan. Enkelt uttryckt så är det värme från samma typ av produktion, biobränslekraftvärme, som laddas in i lagret sommartid som den energi som den ersätts då lagret laddas ur vintertid. I ett sådant system kan det dock finnas lönsamhet för en korttidsackumulator, vilket Växjö Energi redan implementerat i sitt system, som kan jämna ut last och utnyttja kortsiktiga svängningar i elpris.

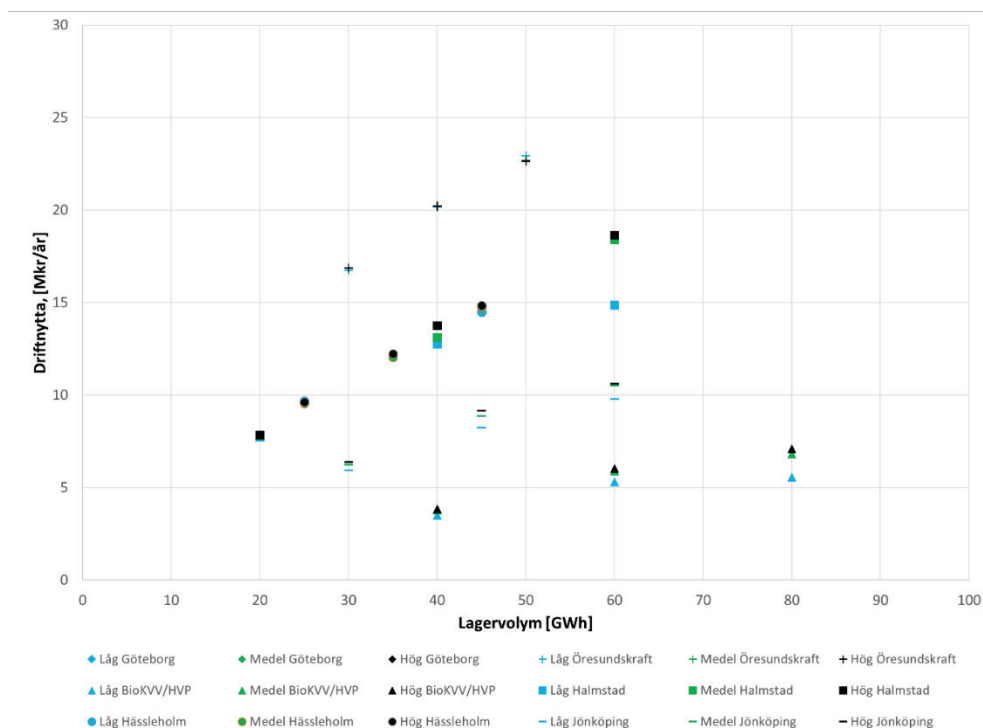
Växjös fjärrvärmesystem har dock, som tidigare beskrivits, utgjort inspiration för formuleringen av ett scenario som byggs upp av biobränslekraftvärme och biobränslehetvattenpanna, se nedan.

5.7 BOKVV/HVP

Den årliga driftnytan av ett värmelager i storleksintervallet 40-80 GWh hamnar mellan 3,5 och 7 Mkr, se Figur 15. Som förväntat är detta en liten nytta i förhållande till den som de andra systemen kan uppvisa. Laddningen av lagret sker här med biokraftvärme och framförallt ersätts biobränsleeldad hetvattenproduktion då lagret laddas ur. Kostnadsdifferensen mellan dessa kraftslag är relativt liten i sammanhanget och driftnytan blir därför låg.



Figur 15: Årlig driftnytta för säsongslager i ett BioKVV/HVP-system. (LE. står för lagereffekt och LE. 30 syftar alltså på lagereffekten 30 MW)



Figur 17: Driftnytta per år som funktion av fjärrvärmesystem och lagrets storlek (energi och effekt). (Förstorad från figur 16)

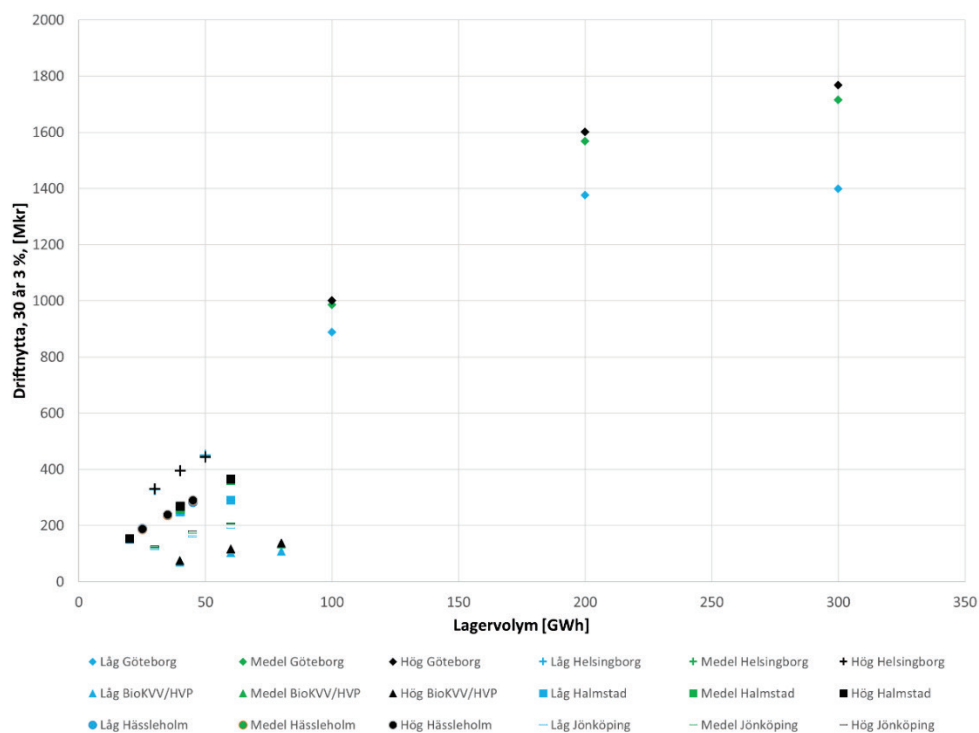
Figuren visar ett samlat resultat där den årliga driftnyttan av säsongslaget, som väntat, växer med ökande storlek på varje typsystems lager. När resultaten redovisas samlat så framgår också den stora skillnaden för ett säsongslagers driftnytta beroende på förhållandena i de fjärrvärmesystem där lagret införs. Betraktar man en given lagerstorlek, säg 50 GWh, framgår skillnaden i driftnytta tydligt. Driftnyttan i Helsingborg är närmare tre gånger större än den i typsystemet BioKVV/HVP vid jämförbara lagerstorlekar. (Det skulle till och med kunna ha varit ännu större skillnad om det inte funnits tydliga flaskhalsar i fjärrvärmeledningarna mellan de sammankopplade fjärrvärmesystemen i västra Skåne.)

Typiskt visar figuren, vilket också belysts i avsnitten ovan, att hög lagereffekt ger större driftnytta. Det är också det man kan förvänta sig eftersom hög lagereffekt möjliggör att dyr produktion vid behovstoppar i större utsträckning kan ersättas med lagrad energi från tider med avsevärt billigare produktion. För några av systemen ses den avtagande driftnyttan vid ökad lagerenergi tydligt (exempelvis Göteborg). Mer om detta i avsnittet 6.3.

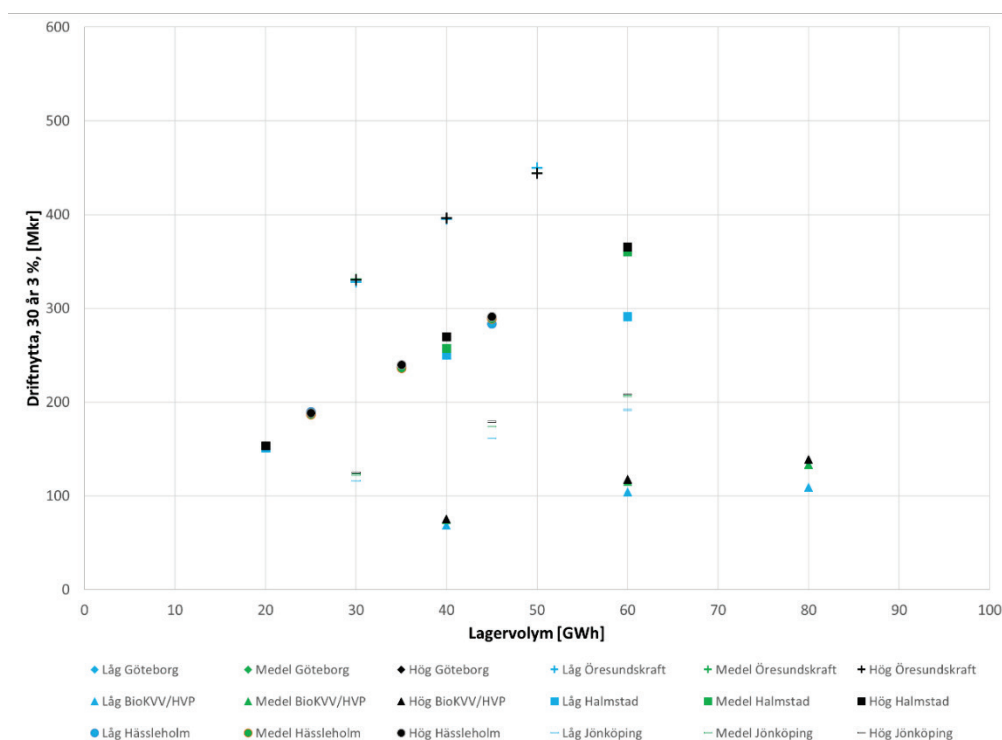
För att kunna översätta de årliga driftnyttorna till vad ett lager maximalt får kosta att bygga med lönsamhet så måste man ta fram ett nuvärde av de årliga driftnyttorna under lagrets ekonomiska livslängd. Sådana kalkylförutsättningar kan variera från fall till fall, men i diskussioner med representanter för de olika typsystemen så valdes en real kalkylränta på 3 % och en ekonomisk livslängd på 30 år. Lagrets fysiska livslängd kan vara ännu längre, men det är vanskligt att

beakta en ännu längre tidshorisont i en ekonomisk kalkyl eftersom vi vet så lite om de förhållanden som kan komma att gälla mycket långt fram i tiden.

Om vi antar en kalkylränta, 3 %, och en ekonomisk livslängd, 30 år, för säsongslagret kan den årliga driftnyttan genom en nuvärdeskalkyl översättas till en total nytta sett över en längre investeringsperiod. Den skulle alltså kunna översättas till en övre gräns för hur dyrt ett säsongslager kan få vara för att ändå vara ekonomiskt lönsamt, se Figur 18. I Figur 19 följer en förstorad bild av figur 18 där de mindre systemen redovisas tydligare.



Figur 18: Nuvärde av årliga driftnyttor vid 3 % ränta och en livslängd på 30 år som funktion av lagrets storlek (energi och effekt).



Figur 19: Driftnytta per år som funktion av fjärrvärmesystem och lagrets storlek (energi och effekt). (Förstorad från figur 18)

På samma sätt som den årliga driftnytta av säsongslagret ökar med lagrets storlek ökar naturligtvis även nuvärdet av de årliga driftnyttorna. Exempelvis kan man i figuren utläsa att ett säsongslager i Göteborgs fjärrvärmesystem skulle ge ett nuvärde av de samlade årliga driftnyttorna av lagret på 900 – 1800 Mkr, beroende på energi och effekt. Man kan också utläsa att nuvärdet av årliga driftnyttor för ett, i och för sig mindre, lager i ett fjärrvärmesystem som präglas av biobränsleddad kraftvärme och hetvattenproduktion också baserad på oförädlat biobränsle (BioKVV/HVP) stannar vid ca 100 Mkr.

Övriga fyra typsystem som samtliga präglas av att den värme som laddas in i lagret kommer från avfallsförbränning och/eller industriell restvärme uppvisar varierande men likartade nuvärden av årliga driftnyttor. För ett lager på 50 GWh ligger nuvärdet av de årliga driftnyttorna på 200-500 Mkr. Mer om vad som skiljer dessa presenteras i nästa avsnitt.

Värdet av lagret kan vara ännu större eftersom det, som tidigare nämnts, i viss utsträckning kan ersätta investering i annan fjärrvärmeproduktion. Detta diskuteras vidare i avsnittet *Lagret medför att produktionsinvesteringar undviks* nedan.

När man betraktar den driftnytta som vi identifierat för ett säsongslager i de olika typsystemen så bör man komma ihåg att nyttan i vissa fall inte endast tillfaller fjärrvärmeföretaget. Om det, helt eller delvis, är industriell restvärme som används för att ladda in i säsongslagret så kan man förutse att den externa värmeleverantören vill ha del av den nyttan. I våra beräkningar har vi ansatt priset

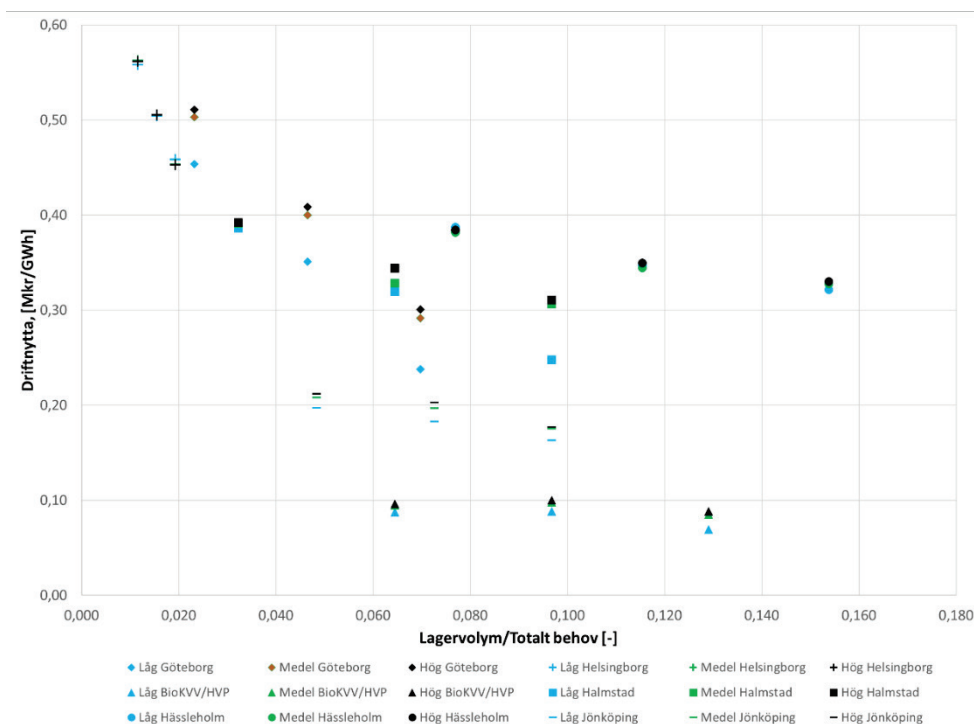
0 kr/MWh för sådan restvärme. Skälet till detta är att det just handlar om restvärme som inte har något alternativt värde. Däremot kan man, som sagt, förutse att den som tillhandahåller restvärmen, trots det, förväntar sig en viss ersättning för att värmen ställs till förfogande för fjärrvärmebolaget. Hur stor den betalningen ska vara finns det inte något objektiva svar på, utan den är alltid ett resultat av en förhandling. Restvärmeleverantören måste dock inse att kravet på betalning för värmeleveransen till lagret inte får vara alltför högt. Då blir lagerinvesteringen helt enkelt olönsam för fjärrvärmeföretaget och då blir det ingen intäkt alls för den outnyttjade restvärmepotentialen som skulle ha gått till det aktuella lagret. I de fall då fjärrvärmesystem genom att ta emot industriell restvärme hjälper till att kyla industriella processer som annars hade behövts kylas av industrin med t.ex. eldrivna fläktar kan "kyltjänsten" ibland vara en tillräcklig nytta för industrin.

6.2 SPECIFIK ÅRLIG DRIFTNYTTA PER GWh LAGERVOLYM FÖR DE SEX TYPSYSTEMEN

När man vill jämföra utvärderingen av säsongslager i fjärrvärmesystem av helt olika storlek kan det vara värdefullt att uttrycka resultaten i specifika tal, exempelvis årlig driftnytta per lagerstorlek (Mkr/GWh). I detta avsnitt lyfter vi fram det nyckeltalet som funktion av ett par betydelsefulla parametrar som karakteriserar lagrets egenskaper:

- Lagrets storlek i förhållande till fjärrvärmesystemets totala värmeleverans (GWh/GWh)
- Genomsnittlig kostnad för den energi som laddas in i lagret (kr/MWh)

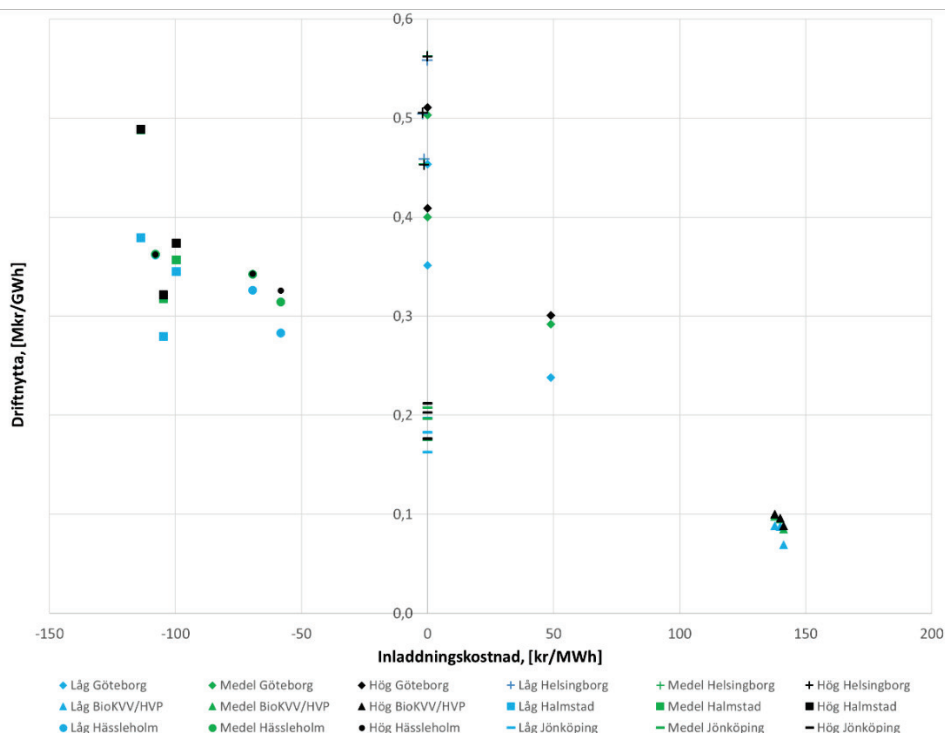
I Figur 20 nedan visas lagrets specifika årliga driftnytta (uttryckt som Mkr per GWh lagerstorlek) som funktion av nyckeltalet lagerenergi dividerat med totalt fjärrvärmebehov.



Figur 20: Årlig driftnytta per GWh lagerstorlek [Mkr/GWh] som funktion av lagervolym/totalt behov.

Av figuren framgår det att den största specifika nyttan av lagret erhålls för den minsta relativa lagervolymer. Det är ju det man kan förvänta sig eftersom det är då man kan lagra in den billigaste energin och i samband med urladdningen ersätta den dyraste energin. Vid allt större volym på lagret i förhållande till fjärrvärmesystemets totala värmebehov ökar den totala driftnyttan, men det blir en avtagande specifik nytta (per GWh). Den avtagande trenden framgår tydligt i Figur 20.

I Figur 20 kan man se att en anledning till resultatspridningen mellan Helsingborg, Jönköping, Hässleholm och Halmstad (med liknande lagerstorlekar i GWh) kan förklaras med att lagret i Helsingborg är litet i förhållande till de sammankopplade fjärrvärmesystemets totala värmebehov. Ett litet lager ersätter, som sagt, till större andel den dyraste produktionen jämfört med ett större. Det förklarar den avtagande nyttan när driftnytta uttrycks per ersatt värme. Ett krav är dock att det finns en dyr produktion att ersätta och billig energi att lagra in. Spridningen mellan Jönköping, Hässleholm och Halmstad kan dock inte förklaras med hjälp av lagrets storlek i förhållande till fjärrvärmesystemets storlek. Jönköping ligger i mellansegmentet sett till relativ lagerstorlek hos de simulerade systemen men har näst lägst specifik nytta medan Hässleholm som har ett stort lager fortfarande har en hög specifik nytta. En del av förklaringen till resultatet kan finnas i vad som laddas in i lagret och hur allokeringen av kostnader och intäkter behandlas. I Figur 21 uttrycks driftnyttan som Mkr/GWh och redovisas som funktion av den genomsnittliga inladdningskostnaden. Figuren visar ett tydligt samband mellan låg inlagringskostnad och det specifika värdet av lagret. Spridningen är dock stor.



Figur 21: Lagrets specifika driftnytta [Mkr/GWh] som funktion av genomsnittlig kostnad på värme som laddas in.

En inladdningskostnad på 0 kr/MWh representerar ett lager som enbart laddas med restvärme av någon sort. I våra beräkningar har vi alltså ansatt priset 0 kr/MWh för all restvärme, oberoende av verkligt avtalspris. Om kostnaden är större än 0 betyder det att lagret helt eller delvis laddas med ett bränsle som man betalar för. Vid det omvända, med en lagerkostnad mindre än 0 kr/MWh, betyder det att lagret laddas med avfall till någon grad. Här handlar det då om avfall som eldas som ett resultat av att lagret existerar. Lager lokaliserade i fjärrvärmesystemen i Hässleholm, Halmstad och Jönköping laddas till största del av avfallsförbränning, men deras inladdningskostnad skiljer sig åt markant. För Jönköpings del blir kostnaden 0 kr/GWh eftersom avfallet i referensfallet utan lager går som kondensverk under sommaren. Lagret medför därför ingen ytterligare avfallsförbränning. Istället nyttiggörs den avfallsvärme som annars kyls bort. Även i Halmstad och Hässleholm finns viss möjlighet att dumpa värme. I Hässleholm är tillgången på avfallsförbränning mer begränsad än i Halmstad och viss del av laddningen till lagret tas från värme som annars hade körts i kondensdrift. Hässleholm får då något lägre negativ inladdningskostnad än Halmstad där den bortkylning av avfallsvärme som finns i referensfallet helt kan bibehållas även i "lagerfallen" medan den avfallsvärme som laddas in i lagret tillkommer genom att ytterligare avfallsmängder förbränns.

En blandning av avfall och t.ex. flis som laddningsbränslen skulle beroende på "laddningsandelarna" kunna få en negativ så väl som positiv laddningskostnad. I detta projekt har dessa inte blandats då inladdningsenheter valts. Enbart i Göteborg och i typsystemet BioKVV/HVP laddas lagret med någon form av biobaserad kraftvärme.

Från denna bild blir det tydligare varför Jönköping har lägre driftnytta än Halmstad och Hässleholm eftersom man missar intäkten från extra avfallsförbränning i kombination med låg användning av högkostnadsbränslen. Att Hässleholm och Halmstad håller jämna steg när det kommer till driftnyttan per år trots olika inladdningskostnad förklaras av skillnaderna i kostnad för ersatt värme. Då inladdningskostnaden är mindre negativ i Hässleholm betyder detta att den ersatta värmen är dyrare.

6.3 AVTAGANDE DRIFTNYTTA

Nyttan av ett säsongslager sett ur det enskilda fjärrvärmesystemets perspektiv är ju själva temat för detta forskningsprojekt. Nyttan av lagret utgörs enkelt uttryckt av skillnaden i kostnaden för den energi som laddas in och kostnaden för den energi som ersätts då lagret laddas ur. Så länge som det som laddas in utgörs av samma produktion och lagret vid urladdning ersätter samma produktion så ökar lagrets värde därmed proportionellt med storleken. Så snart som en ökning av lagerstorleken innebär att dyrare energi utnyttjas för laddning av lagret och/eller att mindre kostsam värmeproduktion ersätts vid urladdning av lagret så leder ökande lagerstorlek till en avtagande nytta. I extremfallet vid ett mycket stort lager så når man en situation där den energi som på marginalen laddas i lagret är producerad på samma sätt som den energi som ersätts vid urladdning av lagret. Då tillför en ökning av lagret inte längre någon nytta. Istället uppstår då en "negativ nytta", en merkostnad, till följd av den energiförlust som förutsatts för lagret.

Utifrån våra beräkningar och val av beräkningsfall för de olika typsyttern så syns i resultatredovisningen inte alltid den avtagande nyttan av större lager. Det beror på att vi gjort rimlighetsbedömningar redan vid valet av lagerstorlekar med avseende på vilken attraktiv produktion för laddning som är tillgänglig och vilken dyr toppplastproduktion som kan ersättas. I några fall syns ändå den avtagande nyttan.

När vi här diskuterar lagerstorlek avser vi både energi- och effektdimensionen. Båda dessa dimensioner kan relateras till iakttagelsen om avtagande nytta. Om man inleder med det som händer i samband med att utmatningen av energi från lagret ersätter dyr värmeproduktion så kan man konstatera att när effekten på utmatningen från lagret överstiger effekten på den dyraste värmeproduktionen som utan lagrets inverkan skulle varit i drift så böjar man delvis ersätta lite billigare värmeproduktion. Det medför att nyttan med de sista "lagereffektsstegen" är mindre än de första och därmed syns den avtagande nyttan. Om man istället betraktar läget då effekten ligger fast på en viss nivå och lagret laddar ur allt mer energi så måste urladdningen ske under allt fler timmar vilket i sin tur leder till att allt mindre kostsam värmeproduktion ersätts.

I samband med laddningen av lagret så är effekten sällan någon begränsande faktor. Där är det oftare tillgänglig energi från de billigaste produktionsslagen som är begränsad. (Med tillgänglig energi menar vi här den energi som inte redan utnyttjas i fjärrvärmeproduktionen.) När lagrets storlek energimässigt överstiger nivån som kan laddas med den billigaste produktionen så kommer den ytterligare

laddningen att ske genom att den näst billigaste resursen utnyttjas. Då erhåller man en avtagande nytta av lagret.

När vi diskuterar att det kan uppstå en avtagande nytta av att välja ett större säsongslager så är det inte entydigt detsamma som att lönsamheten för ett större lager nödvändigtvis blir mindre än för ett litet. Orsaken är att det sannolikt finns skalfördelar med att bygga ett stort lager jämfört med ett litet. Eventuellt uppväger en avtagande investeringskostnad den avtagande driftnytta som lagret skapar. I detta projekt ingår ju ingen beräkning av lagerkostnad och därför kan en sådan kalkyl inte slutföras. Resultaten från detta projekt ger dock den ena halvan av utvärderingen – nyttan av lagret ur fjärrvärmesystemets perspektiv.

6.4 KOSTNADEN FÖR ÖVERSKOTTSVÄRME FRÅN AVFALLSFÖRBRÄNNING SOM LADDAS IN I LAGRET

I flera av de fjärrvärmesystem som ingår som typs-system i denna studie utgör energiåtervinning från avfall (avfallsförbränning) en viktig basproduktion och i olika stor utsträckning så är det värme från sådan produktion som inte "får plats" i den ordinarie fjärrvärmeproduktionen som utnyttjas för att ladda ett tänkt säsongslager. Hur den outnyttjade resurs som värmeöverskottet från energiåtervinningen från avfall annars skulle hanteras får, som nämnts ovan, stor påverkan på kostnaden för den energi som laddas in i ett tänkt säsongslager. Om överskottsenergin annars skulle kylts bort så kan man se det som att den aktuella energin kan laddas in till nollkostnad. Eftersom man erhåller en mottagningsavgift för att ta emot och elda upp avfall så kan man då utgå från att avfallsförbränningens körs för fullt även då det saknas värmeunderlag. Den producerade överskottsvärmen kyls då helt enkelt bort, men intäkterna från mottagningsavgiften och från eventuell elproduktion gör driften lönsam även utan värde av värmeproduktionen. Sådan drift förutsätter dock miljötillstånd för att köra avfallsförbränningen utan nyttiggörande av producerad värme. Det krävs självklart också att det finns teknisk kapacitet för att kyla bort överskottsvärmen. Man måste slutligen också vara beredd på att ur resurshushållningsperspektiv försvara drift med mycket blygsam energiåtervinning. Med ett säsongslager som möjliggör att överskottsenergi från energiåtervinning sommartid kan tas tillvara istället för att kylas bort undkommer man denna diskussion. Den rörliga driftkostnaden till lagret blir fortfarande noll, men nyttan ur ett resurshushållningsperspektiv blir stor.

Om man däremot inte har tillstånd att, eller av andra skäl inte vill eller kan, kyla bort överskott från avfallsförbränningen så blir det istället en stor negativ kostnad (intäkt) på avfallsvärmen vid inladdning. Skälet till detta är att det möjliggör ytterligare drift av avfallsförbränningen, och därmed förbränning av mer avfall än i utgångsläget. Det avfallet ger en tillkommande intäkt från mottagningsavgiften. Intäkten från mottagningsavgiften är i detta fall en direkt konsekvens av att värmen kan tillvaratas för inlagring i säsongslagret.

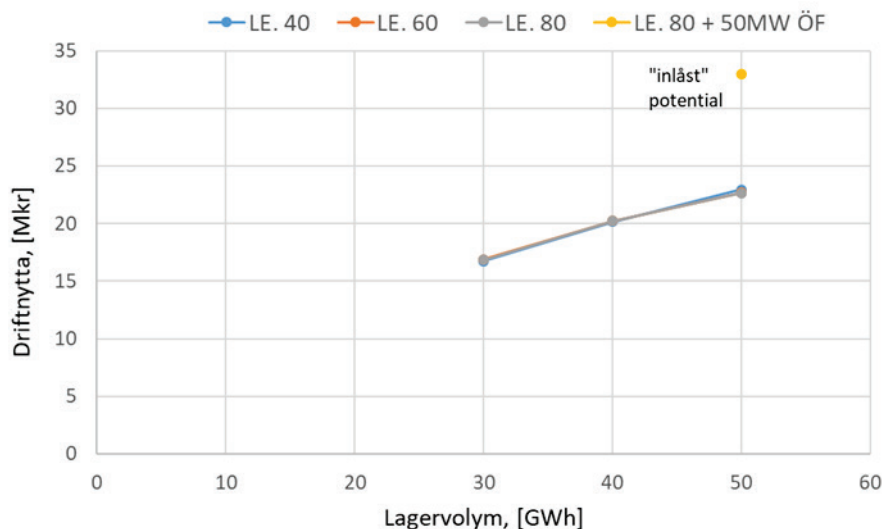
6.5 LOKALISERINGEN AV LAGRET MED HÄNSYN TILL FLASKHALSAR I NÄT

De genomförda beräkningarna pekar också på betydelsen av lagrets lokalisering i fjärrvärmesystemet om det finns flaskhalsar (begränsningar) i fjärrvärmenätet som tidvis begränsar hur mycket energi som kan överföras från en del av systemet till en annan. Det gäller också lokaliseringen av lagret då flera olika fjärrvärmesystem kopplats samman och där det finns denna typ av flaskhalsar mellan de sammankopplade systemen.

Ett exempel på konsekvenser av sådana nätbegränsningar kan iaktas för ett av våra typsystem, Öresundskrafts system i Helsingborg. Helsingborgs fjärrvärmesystem är sammankopplat med fjärrvärmesystemen i Landskrona, Lund och Eslöv. Mellan de olika fjärrvärmesystemen finns överföringsledningar med kapacitetsbegränsningar. Ett säsongslager lokaliserat i Helsingborg laddas i stor utsträckning med restvärme från Helsingborg och värme från förbränning av utsorterat avfall i Landskrona. Under laddningsfasen visar beräkningarna att överföringsbegränsningen mellan Helsingborg och Landskrona inte utgör någon restriktion. Under urladdningsskedet leder dock överföringsbegränsningen till att nyttan blir mindre än den skulle varit med obegränsad överföringskapacitet. Redan i referensfallet utan lager så utnyttjas ledningen maximalt för att föra över värme söderut, från Helsingborg till Landskrona och vidare. Den värme som under högladdningsperioder tas ut från lagret blir därmed delvis "instängd" i Helsingborg och kan inte hjälpa till att ersätta ännu dyrare värmeproduktion i de övriga fjärrvärmesystemen.

Givet de överföringsbegränsningar som finns mellan fjärrvärmesystemen kan man också reflektera över var lagret bör lokaliseras. Det har vi inte räknat på i detta projekt, men man kan anta att om man ser på värdet av lagret ur hela det sammankopplade systemets perspektiv så vore det fördelaktigt om lagret placerades söder om den aktuella överföringsbegränsningen, exempelvis i Landskrona.

I en kompletterande beräkning där vi hypotetiskt byggt bort huvuddelen av överföringsbegränsningen söderut så blir värdet av ett säsongslager med storleken 50 GWh och kapaciteten 80 MW nästan 50 % större än då överföringsbegränsningen påverkar driften, se Figur 22.



Figur 22: Driftnytta per år för ett värmelager i Helsingborg med en kompletterande simulering där överföringsbegränsningen mellan Helsingborg och Landskrona utökas med 50 MW.

Vidare gäller att ett lager som byggs under jord i vissa fall möjliggör lokalisering av värmeförsörjning på "ansträngda platser" i distributionsnäten där produktionsanläggningar ovan jord inte kan byggas eller bibehållas, exempelvis i centrala områden av tätorter med stort värmebehov och stor konkurrens om yta och stadsbild.

6.6 LAGRET MEDFÖR ATT PRODUKTIONSINVESTERINGAR UNDVIKS

Vi har hittills diskuterat den driftnytta som ett säsongslager kan åstadkomma genom att spara värme som producerats med låga rörliga kostnader och utnyttja detta för att ersätta värmeproduktion med höga rörliga kostnader. Detta medför en årlig minskning av de rörliga värmeproduktionskostnaderna som alltså utgör driftsnyttan.

Lagret har dock även ett annat värde genom att det, helt eller delvis, kan ersätta behovet av att investera i annan värmeproduktionskapacitet. Vilken typ av värmeproduktion som säsongslagret undviker investeringar i beror på vilken plats i fjärrvärmeproduktionsmixen som urladdningen av lagret tar. Ett säsongslager som laddas ur med hög effekt under få timmar kan sägas undvika investeringar i topplastproduktion, medan ett lager som laddas ur med mindre effekt, men under långa perioder snarare ersätter mellan- eller baslastproduktion. Störst driftnytta av lagret erhålls när den rörliga kostnaden för den värme som undviks då lagret laddas ur är hög, typiskt topplastförhållanden. Samtidigt är den värmeproduktionsinvestering som lagret kan undvika relativt låg. (Topplastanläggningar karaktäriseras av höga rörliga kostnader och låga investeringskostnader.) Omvänt är driftnyttan då lagrets urladdning ersätter mellan- eller baslastproduktion jämförelsevis liten. Då kan istället den investeringskostnad för annan värmeproduktion som lagret undviker istället vara jämförelsevis hög.

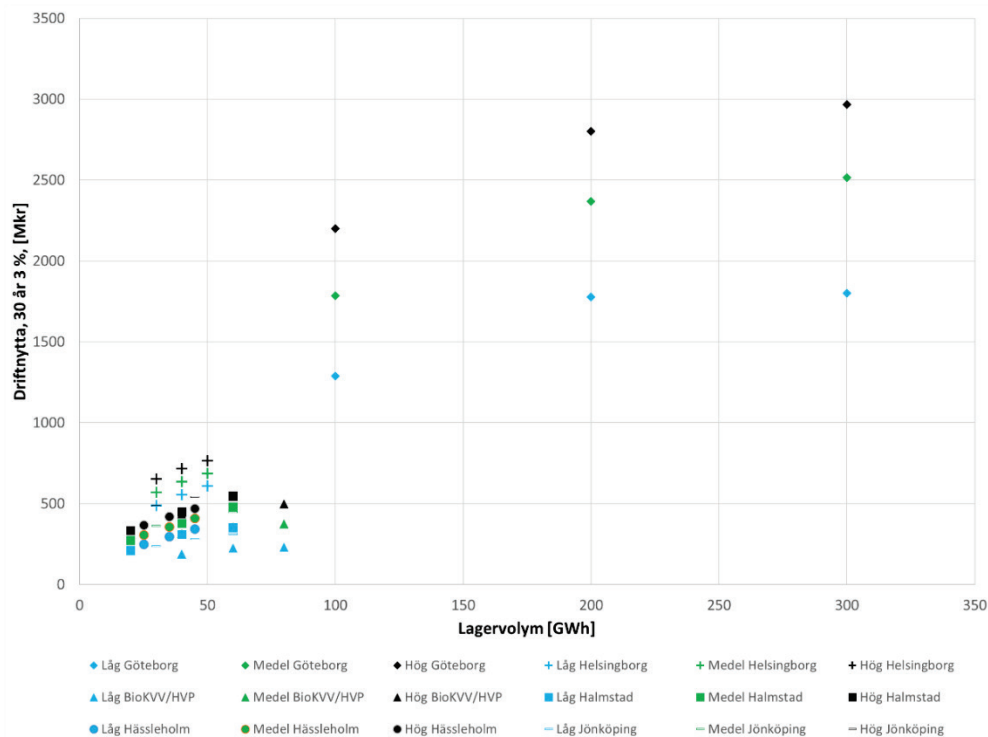
Det är dock inte självklart att fullt ut tillskriva lagret nyttan av att undvika en annan värmeproduktionsinvestering. Lagret har inte helt och hållet samma egenskaper som exempelvis en hetvattenpanna har. Exempelvis kan ju lagret "producera" värme bara så länge som det finns lagrad värme tillgänglig, medan pannan kan köras så länge som det finns behov av värmeproduktion. Dessutom undviks ju investeringen endast om en sådan produktionsinvestering annars skulle krävs. Det är långt ifrån säkert. Det kan mycket väl finnas tillräckligt med tillgänglig värmeproduktionskapacitet i fjärrvärmesystemet även utan lagret. Beroende på produktionsanläggningarnas ålder och skick ligger nyinvesteringsbehovet olika långt bort i tiden. Mycket talar dock för att lagret vid någon tidpunkt under sin livslängd till viss del kan undvika behovet av andra värmeproduktionsinvesteringar.

I detta projekt har vi inte genomfört några detaljerade analyser av lagrets möjlighet att undvika andra värmeproduktionsinvesteringar specifikt i de studerade typsystemen. Vi har istället valt att mer schematiskt göra antagandet att säsongslagret undviker investering i en hetvattenpanna eldad med träpellets, vilket är en produktionsresurs som långsiktigt kan tänkas fylla den roll som urladdning av det analyserade säsongslagret typiskt tar. Detta bör i våra analyser sannolikt ses som en övre gräns för lagrets värde för att undvika andra värmeproduktionsinvesteringar.

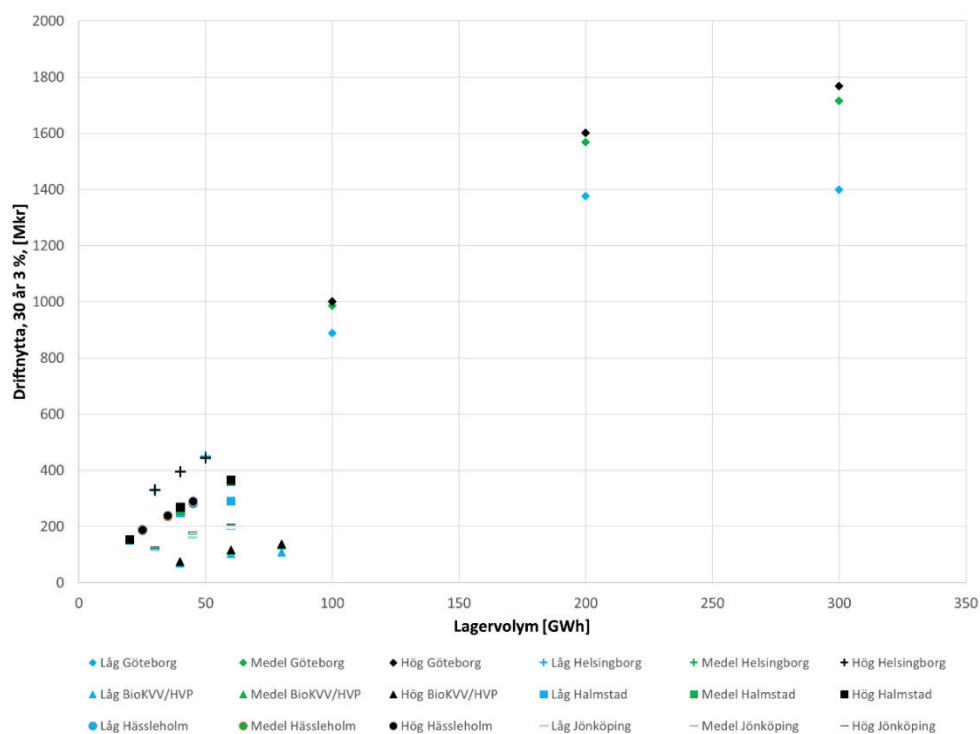
Investeringskostnaden för en pelletsanna varierar beroende på de lokala förhållandena. Här har vi gjort antagandet att en sådan panna har en investeringskostnad på 4 000 kr per kW värme. Den nivån antar vi gälla oberoende av storlek, vilket naturligtvis är en förenkling. Vi baserar vårt prisantagande på data från personliga kontakter (Hjalmarsson, 2019b); (Haker, 2019); (Unger, 2019) och uppgifter i press (Bioenergi, 2016) och annan litteratur. Anledningen till att vi inte fördjupat analysen av investeringskostnad ytterligare är att uppskattningarna av lagrets möjlighet att undvika investeringar i annan produktion ändå innehåller stora förenklingar och osäkerheter. Det blir därför inte meningsfullt att i ännu större detalj lägga fast investeringskostnaden för den antagna pelletsannan.

Om vi som ett räkneexempel väljer ett lager på 200 GWh och 200 MW lokaliserat i Göteborgs fjärrvärmesystem så har en årlig driftnytta på 80 Mkr identifierats. Om vi för lagret antar en kalkylränta på 3 % och en ekonomisk livslängd på 30 år så kan den maximala investeringskostnaden för lagret, utifrån nuvärdet av årlig driftnytta, beräknas till 1 570 Mkr. Om även nyttan av undviken investering i annan värmeproduktion adderas så tillkommer ytterligare $200 \times 4 = 800$ Mkr, det vill säga en maximal lagerkostnad på totalt ungefär 2,4 miljarder kr.

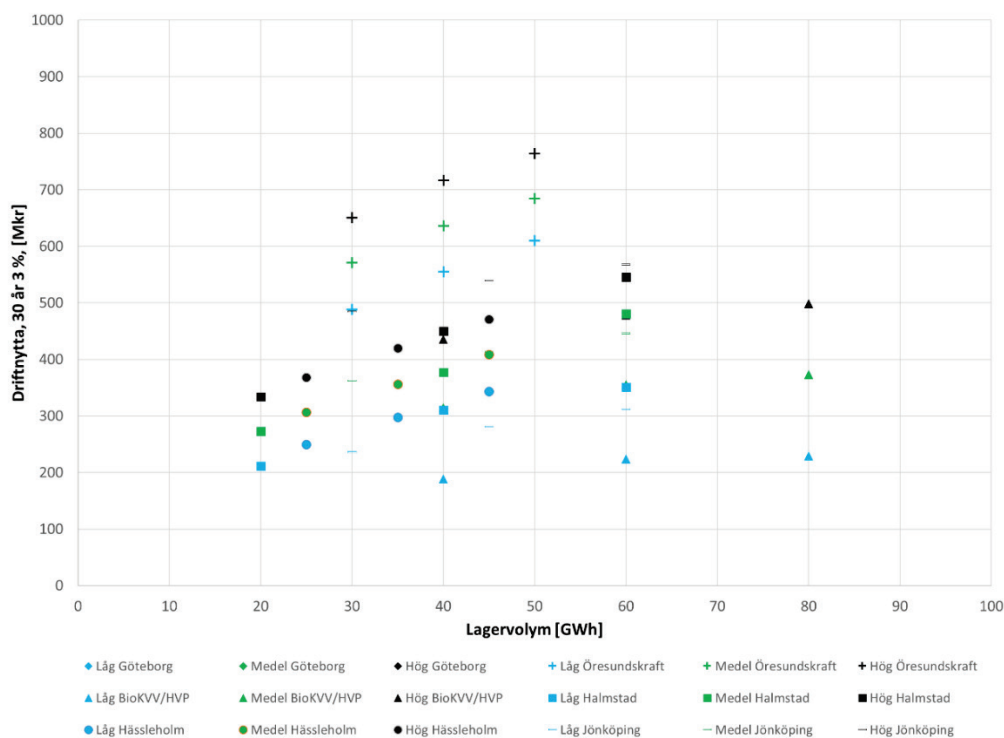
I Figur 23 nedan redovisas den maximala kostnaden för lagret utifrån nuvärdet av den årliga driftnyttan vid kalkylräntan 3 % och ekonomisk livslängd på 30 år samt värdet av den undvikna produktionsinvesteringen där pelletsanna antas. I Figur 24 redovisas som jämförelse motsvarande maximal lagerkostnad utan värdering av undvikna produktionsinvesteringar. Efter Figur 24 följer en förstorad bild (Figur 25) av Figur 23 där de mindre systemens nuvärde blir tydligare.



Figur 23: Maximal kostnad för ett säsongslager utifrån nuvärdet av den årliga driftnyttan vid kalkylräntan 3 % och ekonomisk livslängd på 30 år, samt värdet av den undvikna produktionsinvesteringen där pelletspranta antas.



Figur 24: Maximal kostnad för ett säsongslager utifrån nuvärdet av den årliga driftnyttan vid kalkylräntan 3 % och ekonomisk livslängd på 30 år, utan värdering av undvikna produktionsinvesteringar



Figur 25: Maximal kostnad för ett säsongslager utifrån nuvärdet av den årliga driftnytta vid kalkylräntan 3 % och ekonomisk livslängd på 30 år, samt värdet av den undvikna produktionsinvesteringen där pelletspanna antas. (Förstorad från figur 23)

Betraktar man för vart och ett av typsystemen ett lager med medelenergi och medeleffekt så visar analyserna att ökningen av maximal kostnad för ett säsongslager när värdet av den undvikna produktionsinvesteringen adderas till driftnytta typiskt uppgår till ca 50 %. Som tidigare diskuterats bör detta nog ses som ett övre värde. För ett av typsystemen, det som i huvudsak består av biokraftvärme och biohetvattenpanna, är den procentuella ökningen av maximal lagerkostnad då värdet av undviken produktionsinvestering adderas avsevärt högre, ca 200%! Orsaken till detta är helt enkelt den låga driftnytta som detta typsystem uppvisar. I förhållande till sin storlek är här den maximala kostnaden för lagret relativt sett låg.

Lägst ökningen av maximal kostnad för ett säsongslager när värdet av den undvikna produktionsinvesteringen adderas till driftnytta erhålls för de lagerkonfigurationerna med stor energimängd och liten effekt. Där ligger ökningen för fem av de sex typsystemen, alla utom systemet med BioKVV/HVP, i intervallet 20 – 40 %. Störst ökning erhålls vid de motsatta förhållandena, liten energimängd och stor effekt där de fem typsystemen ligger i intervallet 90 – 160 %. Här är alltså nyttan av den undvikna investeringen av samma storleksordning som nuvärdet av driftnytta. För typsystemet dominerat av BioKVV/HVP så är ökningen av maximal kostnad för ett säsongslager när värdet av den undvikna produktionsinvesteringen adderas till driftnytta genomgående klart högre från som lägst 110 % vid stor energimängd och låg effekt till 480 % som högst vid liten

energimängd och stor effekt. Orsaken till de höga procentsiffrorna är som tidigare nämnts den relativt sett blygsamma årliga driftnyttan.

6.7 UTÖKAD DRIFTSTRATEGI KAN SKAPA STÖRRE DRIFTNYTTA

Som nämnts i denna rapport är vi medvetna om att den valda driftstrategin begränsar lagrets driftnytta och att det finns andra systemtjänster som ett lager kan tillföra. Exempel på sådana tjänster är korttidslagring, återladdningsmöjlighet under urladdningsperioden samt ersättning av ofrivilligt och frivilligt produktionsbortfall. Dessa kompletterande driftstrategier ger möjlighet till större driftnytta, men möjligheterna att fullt ut realisera denna begränsas av att vi saknar full kunskap om hur framtiden gestaltar sig, exempelvis med avseende på värmebehovets utveckling, bränsle- och elpriser, otillgänglighet för produktionsanläggningar, m.m.

Vid korttidslagring allokeras en del av lagret till att lastutjämna fjärrvärmesystemet i ett kortare tidsperspektiv (timmar och dygn). Med korttidslagring skulle en större mängd urladdningsvärme erhållas under ett driftår och detta hade medfört en större driftnytta. Det möjliggör även mer intermitterant drift av kraftvärme och värmepumpar som kan reagera på rådande elpriset och därmed öka intäkterna av el/reducera kostnaden av värme genom att ladda eller ladda ur lagret. Att kunna reagera på prissignaler från elmarknaden, tjäna pengar vid höga priser samt spara pengar vid låga, är något som kan komma att bli än mer aktuellt i en framtida omvärld där elpriset kan komma att svänga mer, till följd av ett ökat inslag av variabel elproduktion och utfasning av planerbar elproduktion. Att undvika onödiga start och stopp är en annan nytta som korttidslagring kan skapa. För att undvika brist i produktionen startas ibland anläggningar för mellan- och/eller spetslast då man bedömer att dessa kanske kan behövas längre fram tiden. I de fall då den startade anläggningens produktion inte behövdes har då bränsle, oftast dyrt, förbrukats helt i onödan. Med korttidslagring kan en del av denna problematik undvikas.

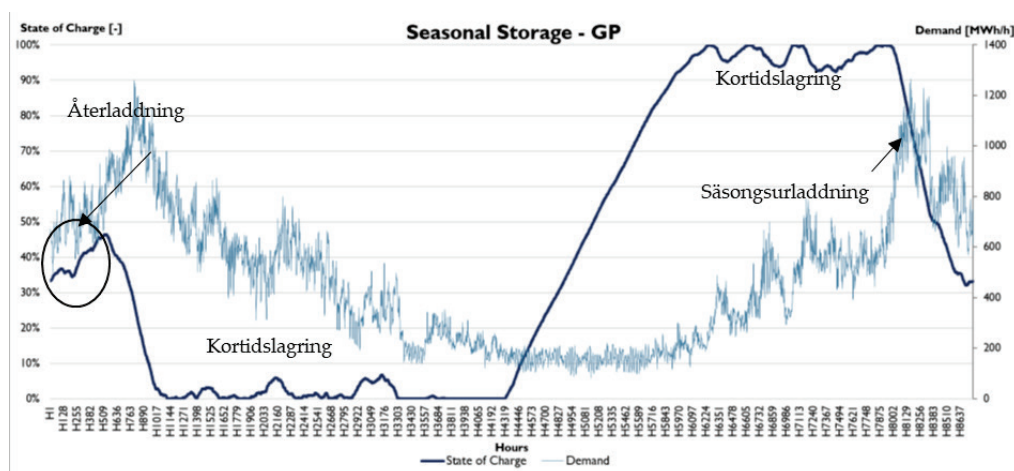
Här är det dock viktigt att vara medveten om att många svenska fjärrvärmesystem redan har ackumulatörer för korttidslagring av värme. Om ett säsongslager införs i ett fjärrvärmesystem som redan har en ackumulator för korttidslagring så tillför säsongslagret ett något mindre "korttidslagringsvärde" eftersom huvuddelen av värdet redan tillhandahålls av ackumulatören.

Med återladdning menas att den tröskeleffekt som använts i dessa simuleringar inte längre skulle vara statisk. Utifrån statistik- och prognosunderlag kan lagret laddas ur vid lägre tröskeleffekter om man tror att lagret senare kan återladdas till en lägre kostnad än vad som kommer ersättas senare under vinterperioden. I idealfallet ersätts all den dyra värmeproduktion som våra simuleringar redovisar och utöver detta lyckas vi återladda lagret med t.ex. värmepumpar för att ersätta en pelletspanna vilket ger en extra nytta förutom den som identifierats här.

Ersättning av ofrivilligt bortfall är svårt att kvantifiera men ett lager hade kunnat avhjälpa situationen i varierande grad beroende på laddningsnivå och årstid. Beroende på lastsituation blir det en ekonomisk avvägning. Vidare kan lagerstrategin kompletteras med urladdning under revisionsperioder för att helt

eller delvis täcka det behov som uppstår. Revisioner genomförs ofta under perioder med lägre last (sommarmhalvåret) och ersättande värmeproduktion är ibland inte förknippad med särskilt höga kostnader. Men vid revision av en stor baslastanläggning är det i vissa fjärrvärmesystem nödvändigt att använda dyr produktion. Drifnyttan av lagret kan i den situationen då bli stor. För dessa fyra typer av extra tjänster som lagret bidrar med blir effektfrågan mycket intressant.

För att exemplifiera ovan infogas Figur 26, vilken beskriver utfallet från en optimeringsmodell med "perfect foresight" för ett säsongslager i Göteborg år 2032 (Holm & Ottosson, 2016). I figuren visas lagernivån tillsammans med lastnivån i Göteborg för ett säsongslager på 200 GWh och 300 MW.



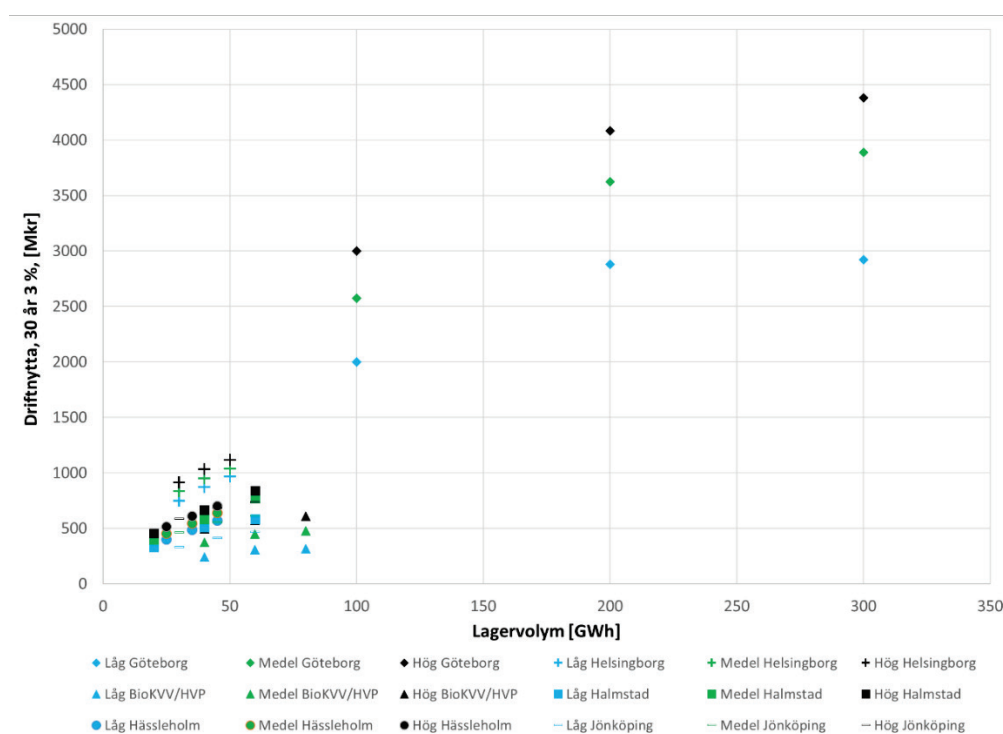
Figur 26: Lagernivå från en optimerande modell där ett säsongslager även kan arbeta som korttidslager.

Den mörkblåa laddningsnivån (state of charge) visar att lagret fylls under sommaren för att sedan användas som korttidslager fram till den första stora lasttoppen då lagret tömmer ut sig till under 40 %. Lagret laddas sedan upp till nästan 50 % för att kunna ta hand om den andra stora köldperioden. Under varen används lagret sedan som ett korttidslager. Lagret omsattes 1,8 gånger istället för bara 1 gång per år vilket betyder att drifnyttan för denna typ av styrning blir högre. Det är dock svårt att veta hur mycket av ökningen från 1 till 1,8 som är praktiskt möjligt att styra fram och hur stor andel av ökningen som bara fungerar teoretiskt. Delar av den beräknade driften av lagret förutsätter detaljerad kunskap om hur fjärrvärmebehov och annat utvecklas både på kort och på lång sikt. I verkligheten saknas i stor utsträckning sådan information. En omsättning av säsongslagret 1,8 gånger per år istället för en gång per år bör därför, som nämnts, ses som en övre gräns. (Holm & Ottosson, 2016)

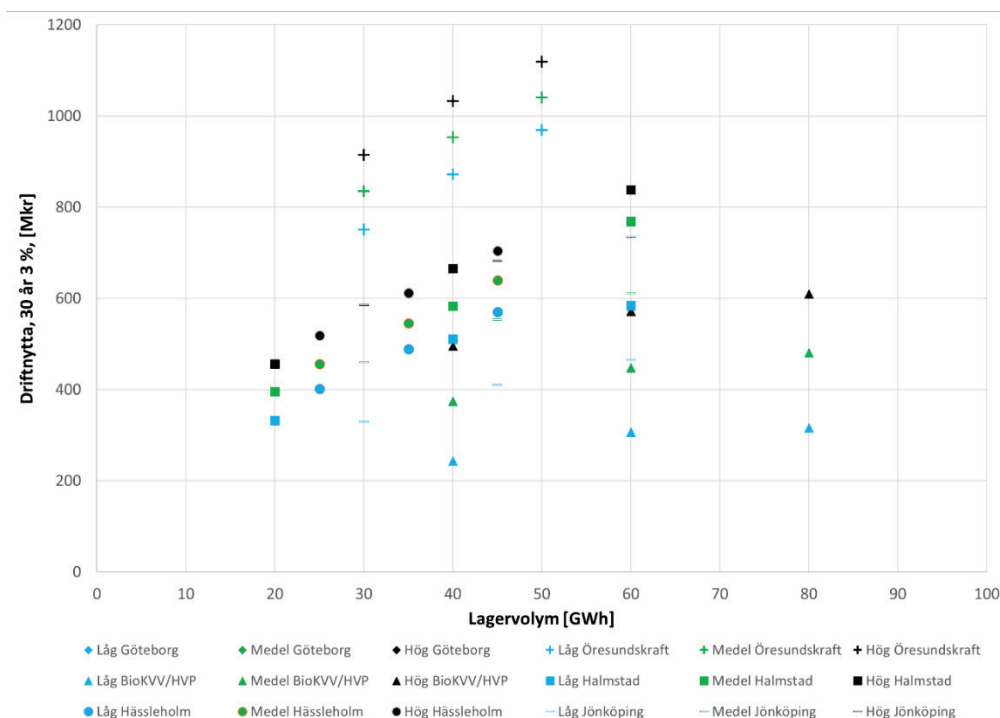
Som en intressant iakttagelse från detta examensarbete kan nämnas att den årliga drifnyttan där uppskattades till runt 140 Mkr. Detta kan jämföras med den drifnytta som tagits fram i detta arbete, 80 Mkr för samma storlek och effekt. Om lageromsättningen är 1,8 gånger högre bör vi approximativt förväntas oss en drifnytta på $80 \times 1,8 = 144$ Mkr vilket alltså ligger mycket nära den uppskattade nivån i examensarbetet. Här finns många osäkerheter och 1,8 lagerurladdningar är

högst teoretiskt och sannolikt inget man uppnår i praktiken. Dock säger detta att om korttidslagring och/eller återladdning kan utnyttjas finns det goda förutsättningar för ökad driftnytta för ett säsongslager. I Figur 27 har ett teoretiskt max-nuvärde tagits fram där varje individuell driftnytta har antagits få samma utväxling(1,8) som i ovan uppmätta exempel och till detta har även de undvikna investeringar i pelletspannor adderats från avsnitt 6.6.

Vi vill här betona att detta är en mycket grov uppskattning av hur större lageromsättning skulle påverka driftnyttan av ett säsongslager. Exempelvis bygger beräkningen av lageromsättningar ju endast på analyser av Göteborgs fjärrvärmesystem och det är inte självklart att de resultaten är tillämpliga på andra fjärrvärmesystem. Det är inte heller självklart att antalet lageromsättningar fullt ut är proportionell mot driftnyttan.



Figur 27: Nuvärde av driftnytta över 30 år och 3% med undvikna investeringar samt mycket grov uppskattning av tillkommande driftnytta av mer än en årlig lageromsättning (1,8 gånger den ursprungliga driftnyttan).



Figur 28: Nuvärde av driftnytta över 30 år och 3% med undvikna investeringar samt mycket grov uppskattning av tillkommande driftnytta av mer än en årlig lageromsättning (1,8 gånger den ursprungliga driftnytan). (Förstorad från figur 27)

6.8 LAGERKOSTNAD

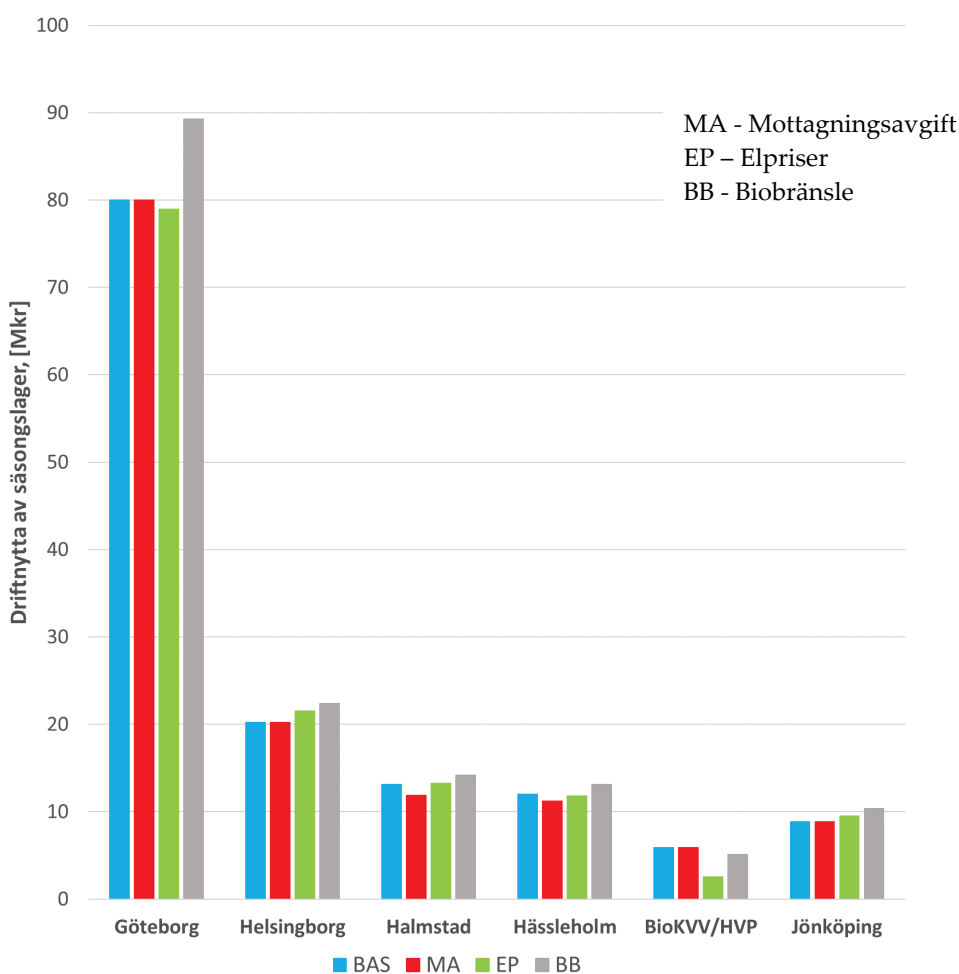
I vårt projekt ingår inte att beräkna kostnader för olika säsongslager. Studien begränsar sig till att studera säsongslagrets värde ur fjärrvärmesystemets perspektiv. Den genomgång av litteraturen för lagerkostnader som vi trots detta har gjort visar att de lager som finns i drift typiskt är avsevärt mindre i energistorlek än de som är aktuella i våra beräkningar, kartläggning av termiska lager (grop, borrhål, bergtrum) i (Kuylenstierna, 2019) med största lagret < 8 GWh. Vi lyfter ändå, som ett exempel, fram en kostnadsnotering för ett tänkt stort säsongslager som vi funnit. Vid ett föredrag 2017 av Håkan EG Andersson från Skanska beskrivs ett säsongslager av typen Thermal Energy Storage - TES (Andersson, 2017). Lagret sägs få en lagringsvolym på 200 – 300 GWh/år, urladdningseffekten 400 MW och investeringskostnaden 3 miljarder kr. Om vi mycket grovt jämför detta med de säsongslager som vi analyserat för Göteborg så är nuvärdet av de direkta årliga driftnyttorna ca 1,7 miljarder kr. Den direkta driftnytan förefaller därmed inte vara tillräckligt stor för att lagret skulle bli lönsamt. Om man adderar värdet av att lagret leder till att vissa andra produktionsinvesteringar undviks så stiger värdet till ca 3 miljarder kr. Då är man alltså precis på gränsen till lönsamhet. Om man ovanpå detta adderar värdet av kompletterande driftstrategier, exempelvis korttidslagring, återladdningsmöjlighet under urladdningsperioden samt ersättning av ofrivilligt produktionsbortfall så stiger nyttan ytterligare och resultaten antyder att lagret då skulle vara lönsamt. Osäkerheten är stor och vi uttalar oss också utifrån mycket begränsat underlag

men indikationen är att den direkta driftnyttan inte är tillräcklig för att "räkna hem" ett säsongslager, men om tillkommande värden adderas och om övriga förutsättningar är gynnsamma så kan det vara möjligt att finna lönsamhet med ett säsongslager.

7 Känslighetsanalys

Känslighetsberäkningarna har gjorts för alla typsystemen, men endast för en av de nio lagerkonfigurationerna, nämligen medelenergi och medeleffekt. I Figur 29 nedan presenteras driftnyttan av ett säsongslager för respektive känslighetsanalys. Där presenteras också driftnyttan av lagret med grundantagandena för energipriserna, "BAS". Exempelvis visar de röda staplarna för MA (mottagningsavgift) driftnyttan av ett säsongslager då den lägre mottagningsavgiften antas.

Generellt kan driftnyttan av ett säsongslager anses vara robusta. Tre energipriser med stark koppling till säsongslagrets funktion har varierats och inga signifikanta förändringar i resultat har erhållits. Mottagningsavgiften sänktes med mer än 20 %, elpriset med nästan 25 % (årsmedel) och biobränslepriset ökade med nästan 15 %, se avsnittet 4.1. Värdet av lagret påverkades alltså typiskt marginellt till följd av dessa parametervariationer.



Figur 29: Jämförelse av driftnyttan för känslighetsanalyser. Varje kategori utgör differensen mellan en referenskörning utan ett lager och ett lager med medeleffekt/-volym.

7.1 MOTTAGNINGSAVGIFT

Vid förändrad mottagningsutgift påverkas de nät som på något sätt använder avfall vid laddning av lagret och där lagret påverkar den totala mängden av avfall som förbränns. För Halmstad och Hässleholm resulterar den lägre mottagningsavgiften i lägre driftnytta för lagret. Nyttan vid urladdning i dessa fall är konstant och minskningen beror alltså enbart på att man får mindre intäkter för det extra avfall som man förbränner vid laddning av lagret. I Göteborg, Jönköping och Helsingborg finns det avfallsförbränning men driftnyttan är konstant. I Göteborg ägs och drivs avfallsförbränningen inte av Göteborg Energi utan hanteras i beräkningarna som en restvärmekälla. I Jönköping och i Helsingborg körs avfallsförbränningen på maximal kapacitet under hela året även utan lagret vilket gör att driftnyttan med avseende på mottagningsavgiften inte ändras.

7.2 ELPRIS

Ett lägre elpris minskar den rörliga kostnaden för värmepumpar medan kostnaden tvärt om ökar för kraftvärmeverkets värmeproduktion (då elintäkten minskar). I Göteborg ersätts en mindre mängd värmepumpsproduktion av lagret och med lägre rörlig kostnad minskar driftnyttan av att ersätta denna produktion. För Helsingborg och Jönköping ersätts kraftvärme av lagret vilket med lägre elpriser ger ökad driftnytta. I Halmstad laddas lagret med avfallskraftvärme vilket med lägre elpriser påverkar driftnyttan svagt negativt, men vid urladdningen ersätts viss flisbaserad kraftvärmeproduktionen vilket ökar driftnytta. Dessa två motriktade trender resulterar i en ökad driftnytta i Halmstad då ersättningen av kraftvärmeproduktionen väger tyngst. I Hässleholm laddas lagret med avfallskraftvärme och vid lägre elpriser blir driftnyttan mindre, lagret ersätter inget som har med elproduktion eller konsumtion att göra. Den redan låga driftnyttan för systemet BioKVV/HVP halveras då lagret laddas med biokraftvärme där ett lägre elpris får stort genomslag.

7.3 BIOBRÄNSLEPRIS

Med ökat biobränslepris ökar driftnyttan för alla system förutom för BioKVV/HVP. Den ersatta värmen i alla system härstammar till varierende grad från biobränsle och ett ökat pris på detta ger lagret en större driftnytta. För fem av systemen så används inget biobränsle för laddning av lagret och därmed ger känslighetsanalysen ingen påverkan på inladdningskostnaden. För typsystemet BioKVV/HVP ersätts biobränsle vid urladdning av lagret samtidigt som inlagrad värme kommer från biobaserad kraftvärme. Den ökade inladdningskostnaden väger här tyngre än ökningen av kostnad hos ersatt värme och därför minskar driftnyttan av lager i detta system. Skälet är att kraftvärmeverket per energienhet fjärrvärme använder mer biobränsle (eftersom även den kopplade elproduktionen baseras på biobränsle).

Sammanfattningsvis indikerar alltså känslighetsanalysen att den årliga driftnyttan av ett säsongslager har en ganska liten känslighet för variationer av de utvalda betydelsefulla omvärldsp parametrarna.

8 Några avslutande slutsatser och viktiga iakttagelser

I detta projekt har målet varit att beräkna värdet av ett säsongslager sett ur fjärrvärmesystemets perspektiv. Lagret skapar en driftnytta genom att billig värme under sommarhalvåret kan sparas för att ersätta dyrare värmeproduktion vintertid. Vidare har andra nyttor som ett sådant säsongslager kan bidra med analyserats. I detta avsnitt lyfter vi fram några slutsatser och viktiga iakttagelser.

Bäst förutsättningar för ett säsongslager har man naturligtvis om det finns outnyttjade tillgångar av billig värme att ladda lagret med och dyr värme att ersätta då lagret laddas ur. För att skapa lönsamhet för ett säsongslager bör lagret kunna laddas med värme som har nära noll-kostnad. Det kan då exempelvis handla om industriell restvärme eller värme från energiåtervinning av avfall. Om lagret gör det möjligt att utnyttja outnyttjad kapacitet för avfallsförbränning och därmed ta emot mer avfall för energiåtervinning kan kostnaden för värmen som lagras till och med bli negativ genom de ökade intäkterna för avfallets mottagningsavgift.

Då lagret laddas ur vill man naturligtvis ersätta den dyraste topplastproduktionen. Den karaktäriseras ofta av korta drifttider och relativt hög effekt. Det gör det värdefullt med stor urladdningseffekt för lagret. Det är dock samtidigt viktigt att relatera lagereffekten till den energimängd som lagrats. Lite förenklat kan man säga att lagrets lämpliga effekt för in- och urladdning främst relaterar till kapaciteterna och de rörliga kostnaderna för den värmeproduktion som lagret vid urladdning ska ersätta. Den lämpliga lagervolymen, energimängden, avgörs snarare av vilka outnyttjade mängder av riktigt billig värme som finns tillgänglig sommartid. Då är lagrets effekt sällan någon begränsande faktor.

Det finns alltid en avtagande nytta av storleken på lagret. I takt med att den billigaste värmen att lagra utnyttjats fullt och den dyraste topplastproduktionen ersatts vid urladdning så minskar den tillkommande nyttan av större lager, både med avseende på energi och effekt. Detta är dock inte detsamma som att man alltid ska välja ett litet lager. Mycket talar för att det finns skalfördelar för lagret, det vill säga att ett dubbelt så stort lager inte blir dubbelt så dyrt.

I fjärrvärmedistributionen och i överföringsledningar mellan olika fjärrvärmesystem finns ofta kapacitetsbegränsningar, "flaskhalsar". Det innebär att lokaliseringen av säsongslaget får betydelse för den driftnytta som lagret kan skapa. Flaskhalsar kan innebära att lagret vid urladdning inte förmår ersätta den dyraste värmeproduktionen om värmetransporten till det delsystem där den värmeproduktionen är lokaliserad omöjliggörs av flaskhalsar. För att komma ifrån detta kan överföringsförbindelserna byggas ut eller lagret lokaliseras på annan plats. Ett lager placerat på rätt plats kan minska de ekonomiska konsekvenserna av flaskhalsar.

Den huvudsakliga nyttan av säsongslaget är den driftnytta för fjärrvärmeproduktionen som det skapar genom att ersätta dyr värme med billig. Detta har vi studerat för sex typsystem och för en mängd lagerkonfigurationer.

Som förväntat skiljer sig utfallet avsevärt mellan de olika systemen. En tillkommande nytta som ett lager erbjuder är att det helt eller delvis kan eliminera behovet av viss utbyggnad av annan värmeproduktion. Här har vi gjort uppskattningar som bygger på att lagret ersätter utbyggnad av en pelletshetvattenpanna. Typiskt ökar då lagrets ekonomiska nytta med storleksordningen 50 %, även om variationerna även här är stora.

När man betraktar den driftnytta som vi identifierat för ett säsongslager i de olika typsystemen så bör man komma ihåg att nyttan i vissa fall inte endast tillfaller fjärrvärmeföretaget. Om det, helt eller delvis, är industriell restvärme som används för att ladda in i säsongslagret så kan man förutse att den externa värmeleverantören vill ha del av den nyttan. I de fall som fjärrvärmeföretaget erbjuder kylning kan det ibland räcka som tillräcklig ersättning mellan parterna.

I våra modellberäkningar har vi utgått från en omsättning av lagervolymer per år. I verkligheten kan ett säsongslager även utnyttjas för korttidslagring och återladdning under vintersäsongen. Grova uppskattningar antyder att lageromsättningen skulle kunna öka till säg 1,8. Det finns också indikationer på att driftnyttan skulle kunna öka ungefär proportionellt mot detta. Möjligheterna att realisera dessa möjligheter i verkligheten begränsas dock delvis av svårigheterna att förutse de framtida värmebehovsvariationerna. I många svenska fjärrvärmesystem finns dessutom redan korttidslagring i form av ackumulatorer. I sådant fall fyller redan ackumulatören en stor del av "korttidsnyttan" och ett säsongslager kan inte tillgodoräknas det fulla mervärdet som korttidslager.

Den känslighetsanalys som genomförts med avseende på några viktiga omvärldsförutsättningar antyder att de beräknade driftnyttorna med säsongslagret är robust och alltså inte påverkas signifikant av parametervariationerna.

De genomförda beräkningarna kan sägas ge en uppskattning av hur mycket ett säsongslager skulle få kosta för att vara lönsamt. Med de beräkningsförutsättningar som utnyttjats och för de typsystem som studerats så kan man som ett exempel säga att ett lager på 50 GWh maximalt får kosta säg 250 - 1000 Mkr, beroende på bland annat fjärrvärmesystemets förutsättningar, lagrets urladdningseffekt, vilket värde man tillmäter undvikna investeringar i annan värmeproduktion och möjligheterna att använda lagret för korttidslagring, m.m. Variationen är alltså stor och de specifika förutsättningarna i respektive fjärrvärmesystem är avgörande.

I vårt projekt ingår inte att beräkna kostnader för olika säsongslager. Studien begränsar sig till att studera säsongslagrets värde ur fjärrvärmesystemets perspektiv. Vi har dock identifierat ett exempel på investeringskostnad för ett möjligt stort säsongslager och ställt den kostnaden i relation till de nyttor vi identifierat. Osäkerheten är stor och vi uttalar oss också utifrån mycket begränsat underlag men indikationen är att den direkta driftnyttan inte är tillräcklig för att "räkna hem" ett säsongslager, men om tillkommande värden adderas och om övriga förutsättningar är gynnsamma så kan det vara möjligt att finna lönsamhet med ett säsongslager.

9 Referenser

- Alkiswani, M. (2019). Personlig kommunikation med Mutaz Alkiswani, Öresundskraft AB.
- Andersson, H. E. (2017). Thermal Energy Storage - TES För att möta det hållbara samhället, Presentation av Håkan EG Andersson, Skanska. *En dag om värmelagring i fjärrvärmesystem*. arrangerad av Energiforsk, FVUab, Energiföretagen Sverige, Sinfra (f.d. VÄRMEK).
- Bioenergi. (2016). *Helen bygger Finlands största pelletspanna*. Hämtat från Bioenergitidningen.se: <https://bioenergitidningen.se/pellets/helen-bygger-finlands-storsta-pellets-panna>
- Haker, P. (April 2019). Personlig kommunikation med Per Haker, Hässleholm Miljö AB.
- Hjalmarsson, L. (Mars 2019a). Personlig kommunikation med Lennart Hjalmarsson, Göteborg Energi AB.
- Hjalmarsson, L. (Juni 2019b). Personlig kommunikation med Lennart Hjalmarsson, Göteborg Energi AB.
- Holm, J., & Ottosson, J. (2016). *The future development of district heating in Gothenburg*. Göteborg: Chalmers Tekniska Högskola.
- Johnsson, J., & Rossing, O. (2003). *Samverkande produktions- och distributionsmodeller*. Stockholm: Report FOU 2003:83, Svenska Fjärrvärmeföreningens Service AB.
- Jönnervik, P. (2019). Personlig kommunikation med Patric Jönnervik, Jönköping Energi AB.
- Kuylenstierna, J. (2019). *Termisk energilagring i fjärrvärmesystem*. Stockholm: Kungliga Tekniska Högskolan.
- Lander, D. (2019). Personlig kommunikation med David Lander, representant för Växjö Energi AB.
- NEPP. (2016). *Reglering av kraftsystemet med ett stort inslag av variabel produktion*. Nepp.
- NEPP. (Mars 2019). Rekordstora investeringar krävs i Europas elsystem. i *Halvtidsrapport Mars 2019. Energisystemet i en ny tid*.
- Profu AB. (2019). *Avfallsbränslemarknaden 2019*. Göteborg: Profu.
- Romvall, M. (2019). Personlig kommunikation med Morgan Romvall, representant för Halmstad Energi AB.
- Svensk Energi AB. (2015). *Potential att utveckla vattenkraften - från energi till energi och effekt*. Svensk Energi AB.
- Trotz, F., & Haker, P. (April 2019). Personlig kommunikation med Filip Trotz, Hässleholm Miljö AB.
- Unger, T. (Juni 2019). Personlig kommunikation med Thomas Unger, Profu AB.
- Unger, T., & Holm, J. (2019). *El och fjärrvärme - samverkan mellan marknaderna, etapp III*. Göteborg: Energiforsk.
- Unger, T., Johnsson, J., Holm, J., & Sköldberg, H. (2019). *Kraftvärme i framtiden - hur mycket blir det?* Göteborg: Profu AB.
- Weisner, E., & Edfeldt, E. (2018). *Klimatneutral konkurrenskraft - kvantifiering av åtgärder i klimatfärdplaner*. Sweco.
- Zinko, H., & Gebremedhin, A. (2008). *Säsongsvärmelager i kraftvärmesystem*. Svensk Fjärrvärme AB.

VÄRDET AV SÄSONGLAGER I REGIONALA ENERGISYSTEM

En uppenbar nytta med ett säsongslager är att man kan lagra billig och outnyttjad värme som senare kan användas för att ersätta annan dyrare produktion.

Det kan handla om att ta hand om överskottsvärme från industrin eller från avfallsförbränning under sommaren när behovet av värme är lågt och att den värmen efter att ha lagrats kan ersätta mer kostsam värmeproduktion under vintern.

Här har driftnyttan beräknats för sex verkliga system. I rapporten diskuteras även andra värden som lagret kan bidra med, exempelvis att undvika investeringar i annan värmeproduktion och genom kompletterande driftstrategier som att kunna ta ut värme ur lagret när behovet av värme är stort och kostnaderna för att producera är hög genom korttidslagring under en och samma säsong. Rapporten beskriver också lokalisering av lager med hänsyn till flaskhalsar i värmedistributionen.

Resultatet av studien är en metod som översätter driftnyttan och andra värden till ett nuvärde som visar hur mycket ett säsongslager maximalt får kosta för att vara lönsamt.

Ett nytt steg i energiforskningen

Energiforsk är en forsknings- och kunskapsorganisation som samlar stora delar av svensk forskning och utveckling om energi. Målet är att öka effektivitet och nyttiggörande av resultat inför framtida utmaningar inom energiområdet. Vi verkar inom ett antal forskningsområden, och tar fram kunskap om resurseffektiv energi i ett helhetsperspektiv – från källan, via omvandling och överföring till användning av energin. www.energiforsk.se