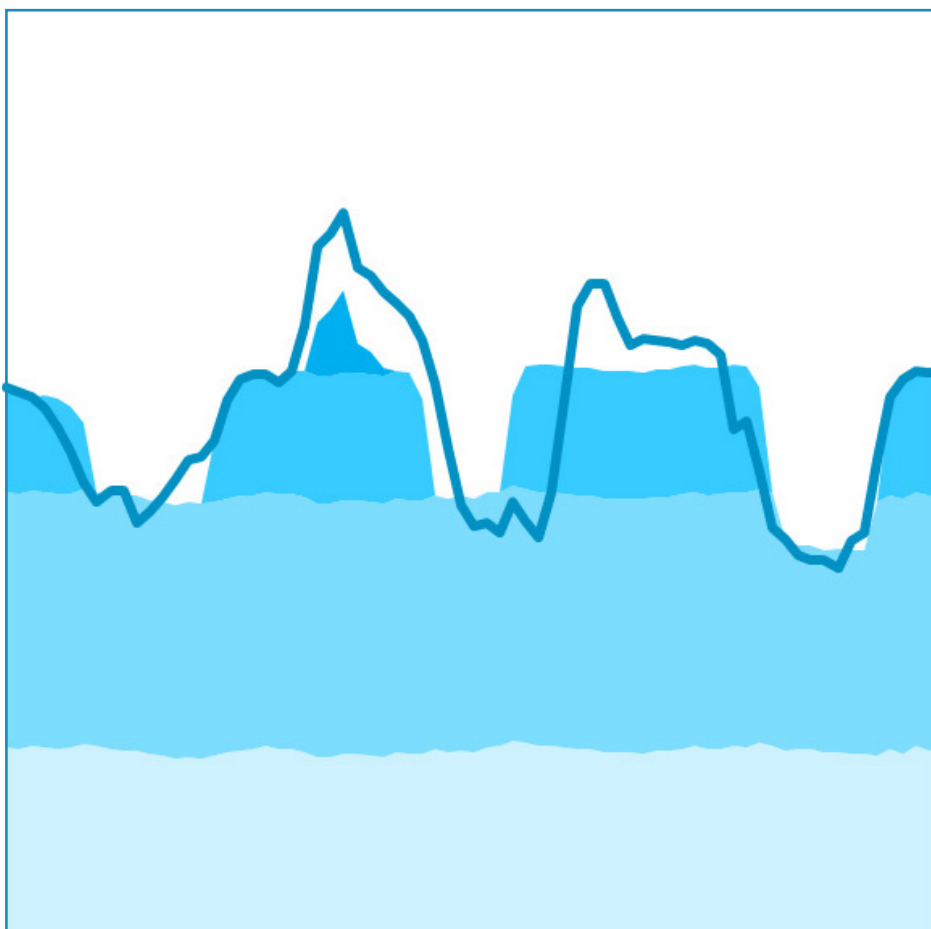
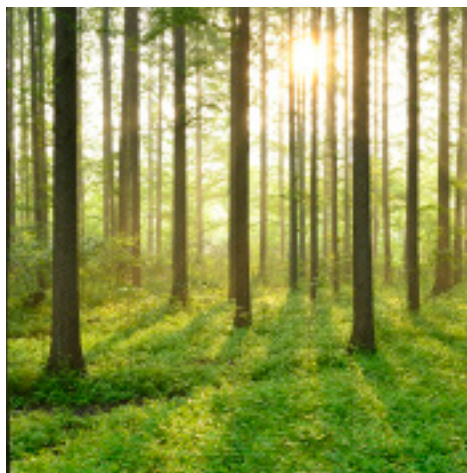


VÄRDERINGSMODELL FÖR EFTERFRÅGEFLEXIBILITET

RAPPORT 2019:564



Värderingsmodell för efterfrågefleksibilitet

JOHAN KENSBY, LINNEA JOHANSSON, SAMUEL JANSSON, JENS CARLSSON

ISBN 978-91-7673-564-0 | © Energiforsk februari 2019

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

Förord

Projektet *Värderingsmodell för efterfrågefleksibilitet* har tagit fram ett viktigt verktyg för att kunna kvantifiera nyttan med efterfrågefleksibilitet i byggnader anslutna till ett fjärrvärmesystem. Det är ett värdefullt delsteg för att fjärrvärmebolag och fastighetsägare ska kunna fatta beslut om investeringar i den teknik som krävs för att möjliggöra flexibiliteten och för att kunna dela på den systemnytta som uppstår. Den omfattande analys som genomförts i projektet pekar också på vilka kategorier av fjärrvärmesystem, och i vilka situationer, som olika typer av efterfrågefleksibilitet ger ett betydande bidrag.

Projektet har letts av Johan Kensby på Utilifeed tillsammans med Linnea Johansson, Samuel Jansson, Jens Carlsson. Oskar Räftegård på RISE har bidragit med validering av modellen för borrhålslager.

En fokusgrupp som bestått av Holger Feurstein (ordförande) Krafringen; Daniel Nyqvist, Norrenergi; Joakim Holm, Tekniska Verken i Linköping; Cecilia Ibáñez-Sörenson, Vattenfall R&D; Tommy Persson, E.ON Energilösningar AB; Maria Karlsson, Skövde Värmeverk AB; Thomas Franzén, Göteborg Energi; Per Örvind, Eskilstuna Strängnäs Energi & Miljö AB; Stefan Hjärtstam, Borås Energi och Miljö AB; Patric Jönnervik, Jönköping Energi; Erik Dotzauer, Stockholm Exergi; Lena Olsson Ingvarson, Mölndal Energi; Mathias Bjurman, Grundledningen HB har följt och kvalitetssäkrat projektet.

Projektet ingår i programmet FutureHeat vars långsiktiga mål är att bidra till visionen om ett hållbart uppvärmningssystem med framgångsrika företag som utnyttjar nya tekniska möjligheter och där de samhällsinvesteringar som gjorts i fjärrvärme- och fjärrkyla tas till vara på bästa sätt. Projektet har samfinansierats av Energimyndigheten inom programmet TERMO.

Programmet leds av en styrgrupp bestående av Charlotte Tengborg (ordförande), E.ON Lokala Energilösningar AB, Lars Larsson, AB Borlänge Energi; Magnus Ohlsson, Öresundskraft AB; Fabian Levihn, Stockholm exergi; Niklas Lindmark, Gävle Energi AB; Jonas Cognell, Göteborg Energi AB; Lena Olsson Ingvarsson, Mölndal Energi AB; Anna Hindersson, Vattenfall Värme AB; Anders Moritz, Tekniska verken i Linköping AB; Staffan Stymne, Norrenergi; Holger Feurstein, Krafringen; Joacim Cederwall, Jönköping Energi AB; Maria Karlsson, Skövde Värmeverk AB; Sven Åke Andersson, Södertörns Fjärrvärme AB; Henrik Näsström, Mälarenergi AB och Fredrik Martinsson (adj.) Energiforsk. Suppleanter har bestått av Peter Rosenkvist, Gävle Energi; Johan Brossberg, AB Borlänge Energi; Mats Svarc, Mälarenergi AB; Johan Jansson, Södertörns Fjärrvärme AB och AnnBritt Hansson, Tekniska verken i Linköping AB.



Fredrik Martinsson, programansvarig FutureHeat

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

Sammanfattning

Det finns betydande flexibilitet i uppvärmning av byggnader. Med en utökad systemgräns som innefattar byggnader, fjärrvärmenät och koppling till elnät kan en samoptimering utföras som skapar stora värden för både ekonomi och miljö. Dessa värden har kartlagts genom en simuleringsstudie för sex typfjärrvärmenät för flexibilitetstyperna: Värmelagring i byggnader, Lastväxling: fjärrvärme/värmepump och Fastighetsnära borrhållslager.

Resultaten visar att typfjärrvärmenäten med ackumulatortank kan minska sin rörliga driftkostnad med 1,8 – 4,4 % genom att nyttja fastigheter som står för 20 % av värmebehovet i nätet som värmelager. I typnät utan ackumulatortank är värdet nästan dubbelt så stort (3,2 – 8,1 %). Samtidigt kan utsläpp av CO₂e (koldioxidekvivalenter) minskas med 0,3 – 1,4 kton för ett fjärrvärmenät med en årlig värmeproduktion på 500 GWh.

Baserat på en studie av energideklarationer i fyra städer bör det i ett fjärrvärmenät med en årlig värmeproduktion på 500 GWh finnas ca 81 fastigheter som även har en frånluftsvärmepump, vilket är den i särklass vanligaste installation av värmepump som kombineras med fjärrvärme. Om dessa värmepumpar styrs flexibelt som en del i en totaloptimering av fjärrvärmenätet (istället för att enbart fungera som baslast i fastigheterna) så kan hela systemets rörliga driftkostnad minskas med 220 – 1 120 kkr/år. Utslaget per nyttjad värmepump motsvarar detta 2,7 – 13,8 kkr/år eller 120 – 610 kkr per år och MW reglerbar värmeeffekt i värmepumpar i byggnader. Samtidigt minskas utsläpp av CO₂e med 0,5 – 2,3 kton/år.

Fastighetsnära borrhållslager som laddas med fjärrvärme och förser värmesystem i byggnader direkt med värme utan värmepump (tappvarmvattenbehov förses direkt med högtempererad fjärrvärme) har även ett ökat värde om de styrs flexibelt som en del av en totaloptimering. Besparingen i rörlig driftkostnad som borrhållslagret ger upphov till ökar med 36 – 133 % vid flexibel styrning samtidigt som borrhållslagret bidrar med en större minskning av CO₂e.

De tre typerna av efterfrågefleksibilitet som studerats fyller alla olika roller i optimeringen av fjärrvärmenät och det finns (nästan) inget avtagande värde av att satsa på flera av dom.

Efterfrågefleksibilitet kan även användas för att minska behov av produktions- och distributionskapacitet i fjärrvärmenät. Detta gäller även i fjärrvärmenät som redan har en ackumulatortank. För värmelagring i byggnader med en kraftigare styrning än under normal produktionsoptimering (variation i innetemperatur ökas från 1°C till 3°C) kan kapacitetsbehovet minskas med 9,5 % vid nyttjande av byggnader motsvarande 20 % av värmelasten. Enbart alternativinvesteringen i hetvattenpanna för att täcka detta kapacitetsbehov uppgår till 277 kkr per fastighet som i detta exempel nyttjas för värmelagring.

Summary

There is considerable flexibility in building heating systems. With an extended system boundary that includes buildings, district heating grid and connection electrical grid, a co-optimization can be performed that creates great values for both the economy and the environment. These values have been analyzed by a simulation study for six types of district heating grids for the flexibility types: Thermal storage in buildings, Heat source shifting: district heat/heat pump and Borehole storage connected to buildings.

The results show that district heating grids with hot water storage tank can reduce their variable operating costs by 1.8 – 4.4 % by utilizing buildings that account for 20 % of the heat demand in the network as thermal storage. In district heating grids without a hot water storage tank, the value is almost doubled (3.2 – 8.1 %). At the same time, CO₂e (carbon dioxide equivalent) emissions can be reduced by 0.3 – 1.4 kton for a district heating grid with an annual heat output of 500 GWh.

Based on a study of the building stock in four Swedish cities, a district heating grid with an annual heat output of 500 GWh should be connected to about 81 properties that also have an exhaust air heat pump, which is by far the most common installation of heat pump combined with district heat. If these heat pumps are controlled as part of a total optimization of the district heating grid (instead of merely serving as a base load), the entire operating expenses of the combined system can be reduced by 220 – 1 120 kSEK/year. If distributed per utilized heat pump, this corresponds to 2.7 to 13.8 kSEK/year or 120 – 610 kSEK per year and MW adjustable heat output in heat pumps in buildings. At the same time, CO₂e emissions are reduced by 0.5 – 2.3 kton/year.

Borehole storage connected to buildings that are charged with district heating and provide space heating systems in buildings directly with heat without heat pump (hot water demand is supplied directly with high temperature district heat) also has an increased value if they are controlled as part of a co-optimization with the district heating grid. The contribution to reducing operational costs is in the co-optimization case increases by 36 – 133 %, while also contributing to reduced emissions of CO₂e.

The three types of demand flexibility studied that are studied fill different roles in the optimization of district heating systems and there is (almost) no diminishing return from investing in several of them.

Demand flexibility can also be used to reduce the need for production and distribution capacity in district heating grids. This also applies to district heating grids that already have a hot water storage tank. Thermal storage in buildings that account for 20% of the heat demand with an increased operational range compared to normal optimization (variation in indoor temperature increases from 1°C to 3°C) can reduce capacity requirements by 9.5 %. Only the alternative investment in the

hot water boiler to cover this capacity requirement amounts to 277 kSEK per building utilized as thermal storage in this example.

Innehåll

1	Inledning	11
2	Teori, metod och genomförande	13
2.1	Typnät	13
2.1.1	Bränslemix: Övervikt kraftvärme	14
2.1.2	Bränslemix: Övervikt värmepump	17
2.1.3	Bränslemix: Övervikt överskottsvärme	19
2.2	Nätladdning	20
2.3	Akkumulatortank	21
2.4	Nät som inte beskrivs av de sex typnäten	23
2.5	Flexibilitet: Värmelagring i byggnader	23
2.6	Flexibilitet: Lastväxling värmepump – Fjärrvärme	25
2.7	Flexibilitet: Fastighetsnära borrhålslager	27
2.8	Optimeringsmodell	28
2.9	Dimensionerande effekt	29
3	Möjlig efterfrågefleksibilitet i typnät	31
3.1	Värmelagring i byggnader	31
3.2	Lastväxling: Fjärrvärme/Värmepump	32
3.3	Fastighetsnära borrhålslager	32
3.4	Sammanställning simuleringsfall	33
4	Värdet av efterfrågefleksibilitet	35
4.1	Värmelagring i byggnader	35
4.1.1	Påverkan på rörlig driftkostnad	40
4.1.2	Miljövärde	43
4.1.3	Balansering av elnätet	45
4.2	Lastväxling: fjärrvärme/värmepump	47
4.2.1	Påverkan på rörlig driftkostnad	51
4.2.2	Miljövärde	53
4.2.3	Balansering av elnätet	54
4.3	Fastighetsnära borrhålslager	55
4.3.1	Påverkan på rörlig driftkostnad	57
4.3.2	Miljövärde	58
4.3.3	Balansering av elnätet	59
4.4	Kombinerad flexibilitet	60
4.5	Hantering av överföringsbegränsningar	61
5	Reducering av kapacitetsbehov	65
5.1	Reducering av dimensionerade värmelast	65
5.2	Värderingsexempel	72
6	Diskussion	73

7	Slutsats och förslag för vidare studier	78
8	Referenser	81
Bilaga A:	Datasammanställning	82

1 Inledning

Idag ligger ett stort fokus på att minska energianvändning i fastigheter av både ekonomiska och miljömässiga skäl. Både kostnad och miljöpåverkan för att generera den energi som används i fastigheter varierar över både dygnet och året. Detta gäller såväl elnätet som de flesta fjärrvärmenät. Därför är det av stor betydelse när i tiden fastigheter använder energi, inte enbart hur mycket energi de använder.

Varken prismodeller eller miljöredovisningar tar idag tillräckligt stor hänsyn till när energi förbrukas för att uppmuntra till gynnsamma förbrukningsmönstret ur ett systemperspektiv. Samtidigt finns det en betydande flexibilitet för uppvärmningssystem i fastigheter, både tack vare tekniska lösningar och en betydande termisk tröghet. Det finns alltså en potential för att utöka systemgränser och samoptimera uppvärmningssystem i fastigheter med fjärrvärmesystem och elnät. Hur stor denna potential är (både ekonomiskt och miljömässigt) har analyserats i denna studie.

Efterfrågefleksibilitet i fjärrvärmenät betraktas i denna studie som ett brett begrepp som innefattar alla värmelaster som har en frihetsgrad i tid, kvantitet och/eller källa. Eller enklare uttryckt: alla värmebehov som man kan påverka med acceptabla konsekvenser för slutanvändaren. Tre typer av flexibilitet har studerats:

Värmelagring i byggnader innebär att den termiska trögheten som finns i fastigheter nyttjas som ett värmelager. Genom att förse värmesystem i fastigheter med lite mer värme än vid normal drift vid vissa tidpunkter och lite mindre värme än vid normal drift vid andra tidpunkter är det möjligt att flytta värmelast i tiden. De nyttjade byggnaderna fungerar då som ett värmelager och värme lagras i radiatorsystem, byggnadens stomme, invändiga ytskikt, inventarier mm. I många fastigheter är det möjligt att lagra en betydande mängd värme utan att orsaka betydande variationer i innetemperatur.

Lastväxling: fjärrvärme/värmepump innebär att fastigheter som har både fjärrvärme och värmepump som värmekällor växlar deras prioritetsordning beroende på marginalkostnader för el och fjärrvärmeproduktion. Normalt prioriteras alltid värmepumparna i första hand eftersom fastighetsägare oftast har (på minst månadsbasis) statiska priser på både el och fjärrvärme och värmepumpen har då som regel alltid lägst kostnad. Om styrningen av värmepumpen optimeras med ett större systemperspektiv som inkluderar både alternativ värmeproduktion i fjärrvärmenät som spotpriser på el så kan den vara en värdefull flexibilitet i både el- och fjärrvärmenät.

Fastighetsnära borrhålslager (och även andra typer av långtidslager) kan nyttjas som en flexibilitetsresurs. Tidigare studier har visat att det finns potential för att säsongslagra fjärrvärme i borrhål och sedan nyttja denna värme direkt för uppvärmning i fastigheter (utan värmepump), medan fastigheternas varmvattenbehov tillgodoses genom högt tempererad fjärrvärme. Om detta koncept har en ännu större potential om flexibiliteten i borrhålslagrets laddning och

urladdning får nyttjas i en överliggande produktionsoptimering studeras i detta projekt.

Alla fjärrvärmenät har olika förutsättningar som kraftigt kan påverka värdet av efterfrågefleksibilitet. Som exempel har hur mycket marginalkostnaden för värmeproduktion varierar stor betydelse för hur värdefullt ett kortidslager är. Utöver det så finns redan flexibilitet i många fjärrvärmenät i form av en ackumulatortank vilket påverkat värdet av att addera flexibilitet på brukarsidan. Det bör finnas ett stort värde i att kartlägga hur stor nytta efterfrågefleksibilitet kan bidra med i fjärrvärmenät med olika förutsättningar. Detta för att satsningar ska prioriteras i de fjärrvärmenät med störst värde och varje nät ska satsa på den flexibilitet som är mest lönsam i de lokala förutsättningar som råder, eller avstå och istället satsa mer på andra investeringar om det visar sig vara ett bättre alternativ. För att åstadkomma denna analys har vi i detta projekt skapat ett antal typnät med målet att de ska spegla en stor del av de fjärrvärmenät som förekommer i Sverige.

Syftet med projektet är att alla fjärrvärmebolag i Sverige ska kunna få en hyfsad uppfattning för hur stor nytta olika typer av efterfrågefleksibilitet kan skapa i deras fjärrvärmenät. Målet är att denna information ska leda till att fler fjärrvärmebolag gör satsningar på efterfrågefleksibilitet som gynnar såväl miljö som ekonomi för både fjärrvärmebolag och deras kunder.

2 Teori, metod och genomförande

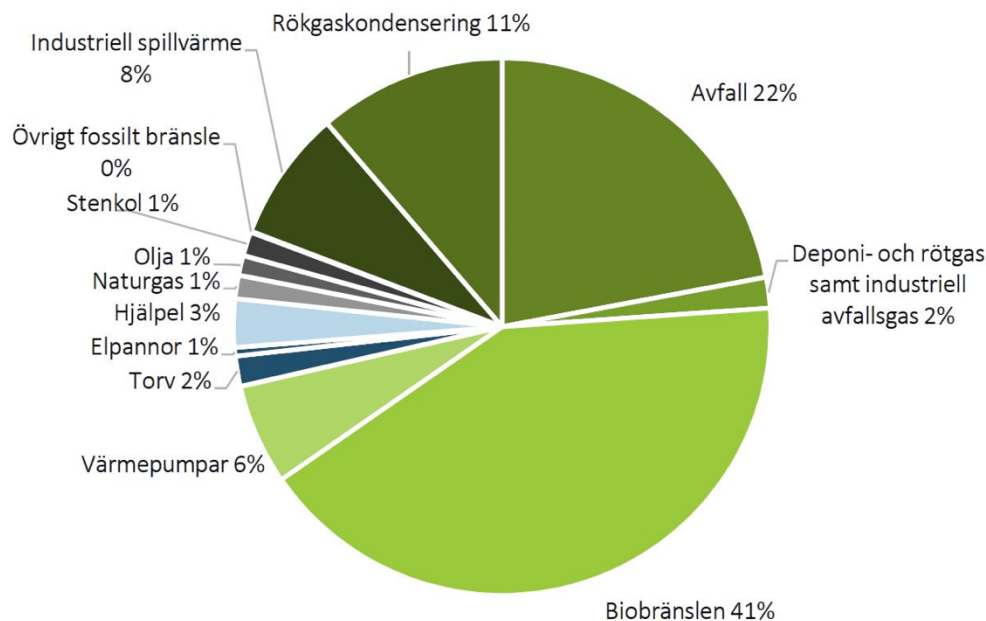
Detta är en simuleringsstudie där olika typer av flexibilitet simuleras för sex olika typnät. Tre års produktionsoptimering simuleras för samtliga typnät, dels utan flexibilitet och dels med olika kombinationer av flexibel efterfrågan. De resulterande driftprofilerna bearbetas sedan för att beräkna ett antal olika nyckelvärden för de olika simuleringsfallen. Dessa nyckelvärden används som mått för den ekonomiska och miljömässiga inverkan de studerade typerna av efterfrågefleksibilitet har på fjärrvärmenät med olika förutsättningar.

Det är viktigt att ha i åtanke när man läser rapporten att den beskriver resultaten från en potentialanalys. Resultaten som visas är alltså den totala besparingspotential som kan uppnås genom nyttjande flexibilitet. Exempel på affärsmodeller som fördelar dessa värden mellan fjärrvärmebolag, fastighetsägare och eventuellt elhandlare tas upp i kapitel 6 Diskussion.

2.1 TYPNÄT

Analysen utgår från sex typnät som är utformade för att tillsammans vara representativa för en mycket stor andel av de svenska fjärrvärmenäten. Dessa sex typnät består av tre olika bränslemixar som samtliga analyseras med och utan ackumulatortank för att tillsammans skapa sex typnät.

De tre bränslemixarna utgår från ett rikssnitt som visas i Figur 1. Ett typiskt fjärrvärmenät innefattar inte en lika bred uppsättning av bränslen och tekniker som finns representerade i rikssnittet. Av denna anledning utgår de tre bränslemixarna från rikssnittet men ger olika värmekällor övervikt.



Figur 1. Fjärrvärmens bränslemix i Sverige 2017 (Khodayari, 2017).

Samtliga typnät har en årlig genomsnittlig värmeproduktion på ca 500 GWh och samma lastprofil. Anledningen till detta är att antalet typnät behöver begränsas och bränslemixen bedöms ha en mycket större inverkan på värdet av flexibilitet än nätets storlek.

Gemensamt för de tre olika bränslemixarna är att de har försetts med sex hetvattenpannor (HP), dessa pannor beskrivs i Tabell 1. Olja och gas som driver hetvattenpannorna antas i denna rapport vara av fossilt ursprung. Startkostnad avser extra kostnader framförallt relaterade till lägre verkningsgrad när en panna startas. Den rörliga driftkostnaden är per MWh nyttig värme och inkluderar: bränslekostnad, rörlig underhållskostnad, energiskatt, koldioxidskatt och utsläppsrätter. Skatter är beräknade enligt 2019 års skattetabell. Verkningsgraden för samtliga hetvattenpannor är satt till 0,9 under antagandet att ingen av pannorna har rökgaskondensering, med motivering att de används så lite att det inte är värt investeringen. Det är antagligen realistiskt att ha rökgaskondensering på de pannor med flis och pellets som bränsle, men det har inte inkluderats i denna studie.

Tabell 1. Beskrivning av de sex hetvattenpannor som finns representerade i alla typnät.

	HP Flis	HP Pellets	HP Gas 1	HP Gas 2	HP Olja 1	HP Olja 2
Installerad effekt [MW]	10	5	20	10	40	10
Verkningsgrad	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Startkostnad [kkr]	15	10	6	4	10	6
Rörlig driftkostnad [kr/MWh]	210	390	940	940	1150	1150

2.1.1 Bränslemix: Övervikt kraftvärme

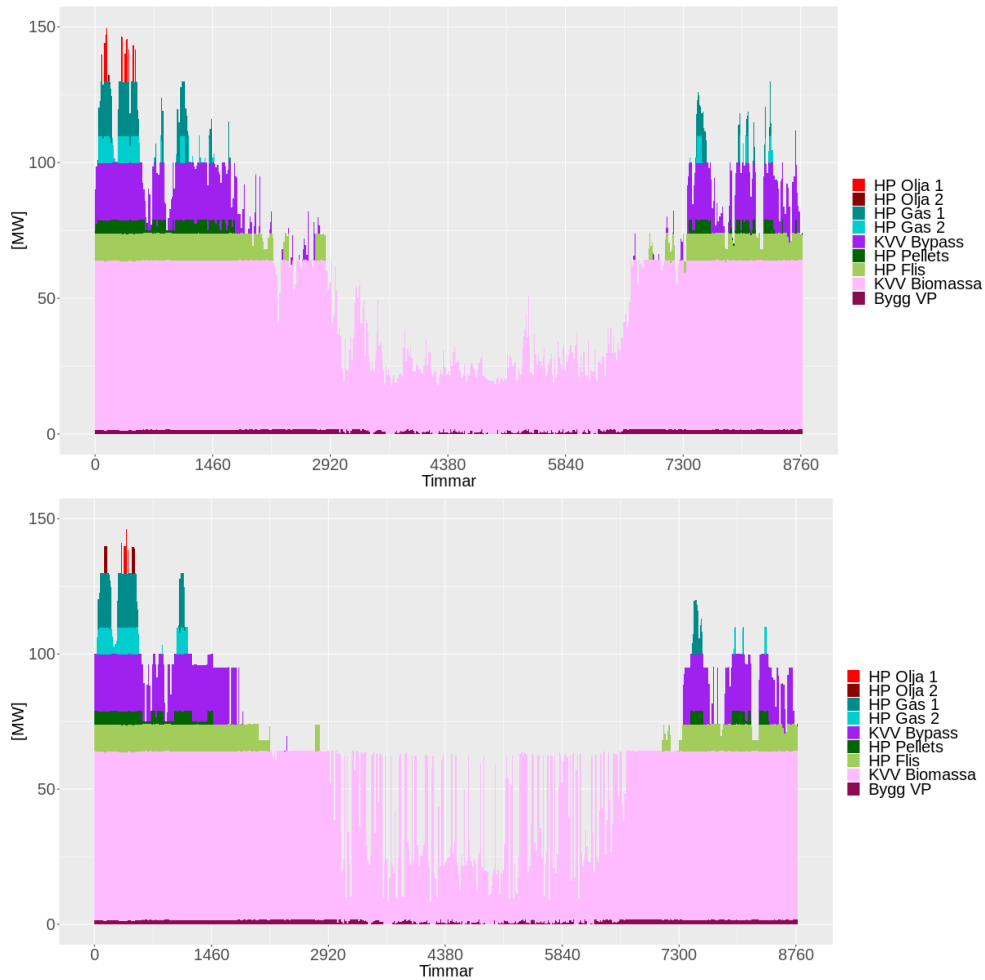
Den första bränslemixen kallad "Övervikt kraftvärme" har utöver de sex hetvattenpannorna en stor del installerad effekt i form av kraftvärme med biomassa (flis) som bränsle. Två typnät bygger på denna uppsättning värmekällor, ett med och ett utan ackumulatortank. Den rörliga driftkostnaden för typnät utan ackumulatortank är 99,7 Mkr/år och med ackumulatortank 92,7 Mkr/år.

Fördelningen av installerad och producerad energi i Bränslemix: Övervikt kraftvärme finns angivet i Tabell 2. Värmekällorna är kategoriserade i hetvattenpannor med biomassa, hetvattenpannor med fossilt bränsle samt kraftvärme med biomassa. Den totala installerade värmeeffekten är angiven samt vilken del av denna som uppnås genom att utesluta elproduktionen (bypass). Den producerade effekten i nätet för de olika värmekällorna är ett genomsnitt från tre simulerade år.

Tabell 2. Installerad effekt och genererad energi för bränslemix: Övervikt kraftvärme.

	HP Biomassa	HP Fossil	KVV Biomassa
Installerad effekt	15,0 MW	80,0 MW	Vid max elproduktion: 62,5 MW värme 21 MW el Vid bypass-drift (ingen el): 83,5 MW värme
Andel installerad värmeeffekt	8,4 %	44,8 %	46,8 % Varav extra effekt vid bypass-drift: 11,8 %
Andel av årlig energi Typnät utan ackumulatortank	8,6 %	2,5 %	88,9 %
Andel av årlig energi Typnät med ackumulatortank	8,5 %	1,8 %	89,7 %

Figur 2 visar värmeproduktion för detta typnät utan och med ackumulatortank under ett simulerat år. Värme från värmepumpar i byggnader (Bygg VP) inkluderas i samtliga figurer för att ge en bild av hur deras styrning påverkar behovet av fjärrvärme i nätet. Deras sammanlagda värmeproduktion är i typnäteten 10,4 GWh/år (medel för perioden 2015 – 2017).



Figur 2. Simulerad driftprofil för 2016, ingen flexibel efterfrågan nyttjas.

Övre figur: Typnät: KVV (Övervikt kraftvärme biomassa utan ackumulatortank).

Nedre figur: Typnät: KVV A (Övervikt kraftvärme biomassa med ackumulatortank).

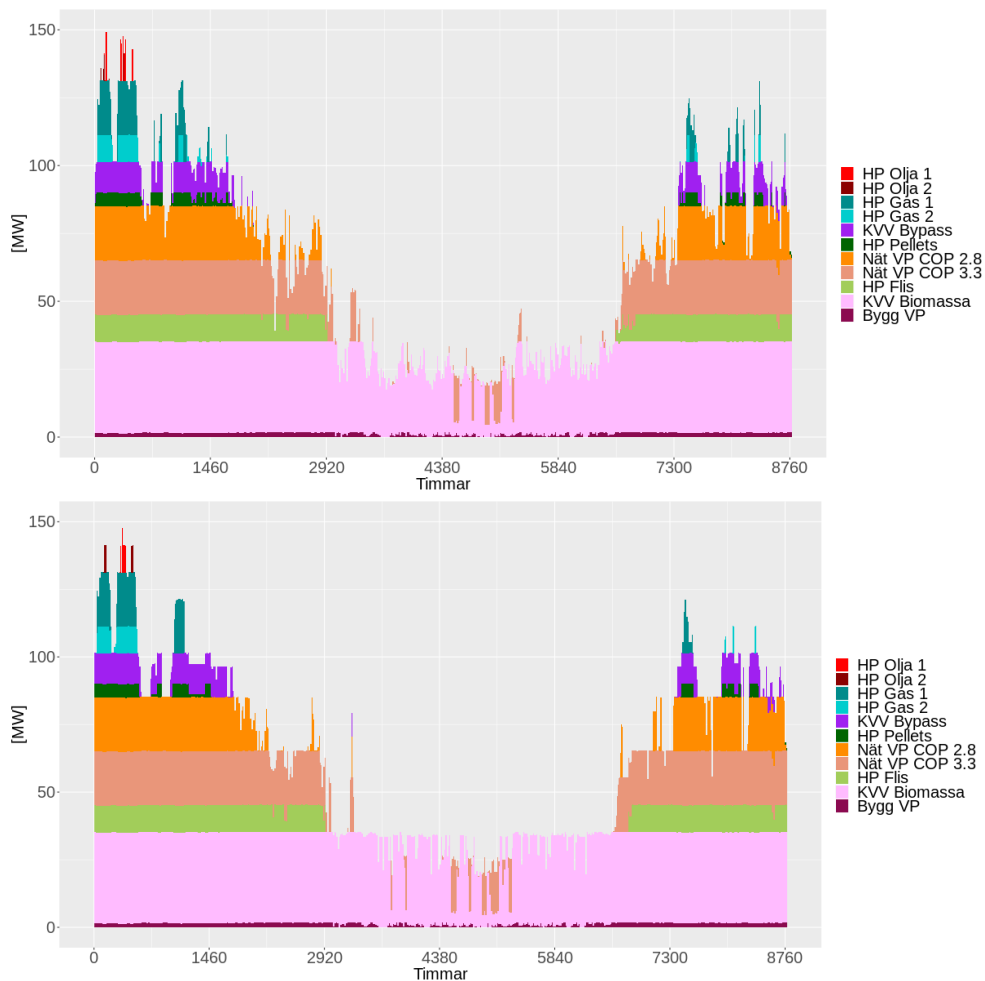
2.1.2 Bränslemix: Övervikt värmepump

Den andra bränslemixen kallad "Övervikt värmepump" har likt de två andra bränslemixarna en biomassa-kraftvärmepanna, men har utöver detta en stor del av den installerade effekten i form av värmepumpar. Andelen värmepump motsvarar fyra gånger rikssnittet för installerad effekt av värmepumpar. I denna bränslemix finns två värmepumpar á 20 MW med verkningsgrad på 2,8 och 3,3 respektive. Den rörliga driftkostnaden för typnät med denna bränslemix utan ackumulatortank är 109,1 Mkr/år och för typnät med ackumulatortank 104,6 Mkr/år.

Fördelningen av installerad effekt och producerad värme finns angivet i Tabell 3. Värmekällorna är kategoriserade i hetvattenpannor med biomassa, hetvattenpannor med fossilt bränsle, kraftvärme med biomassa samt värmepump. Den producerade värmen är ett genomsnitt från tre simulerade år.

Tabell 3. Installerad effekt och genererad energi för bränslemix: Övervikt värmepump.

	HP Biomassa	HP Fossil	KVV Biomassa	Värmepump
Installerad effekt	15,0 MW	80,0 MW	Vid max elproduktion: 33,6 MW värme 11,3 MW el Vid bypass-drift: 44,9 MW värme	40,0 MW
Andel installerad värmeeffekt	8,3 %	44,5 %	25,0 %	22,2 %
			Varav extra effekt vid bypass-drift: 6,3 %	
Andel av årlig energi Typnät utan ackumulatortank	11,4 %	2,2 %	55,7 %	30,7 %
Andel av årlig energi Typnät med ackumulatortank	11,5 %	1,7 %	56,1 %	30,7 %



Figur 3. Simulerad driftprofil för 2016, ingen flexibel efterfrågan nyttjas.

Övre figur: Typnät: VP (Övervikt värmepump utan ackumulatortank).

Nedre figur: Typnät: VP A (Övervikt värmepump med ackumulatortank).

Satellit i nätet

Bränslemix Övervikt värmepump har även simulerats med ett område i nätet där överföringskapaciteten är begränsad. Detta innebär att det finns ett mindre nät, en satellit, sammankopplat med ett större nät. I det mindre nätet finns 10 % av hela nätets värmebehov. Den maximala överföringskapaciteten mellan satelliten och övriga nätet är satt till 8,5 MW. I denna simulering har HP olja 2 allokerats till satelliten. Detta innebär att när värmebehovet i satelliten överstiger 8,5 MW (vilket det gör när hela nätets last överstiger 85 MW) så behöver oljepannan startas även om det finns produktionskapacitet tillgängligt centralt i nätet med lägre marginalkostnad. Detta specialfall av typnät Övervikt värmepump används för att studera ett eventuellt ökat värde av flexibilitet i satelliter vilket presenteras i kapitel: 4.5 Hantering av överföringsbegränsningar.

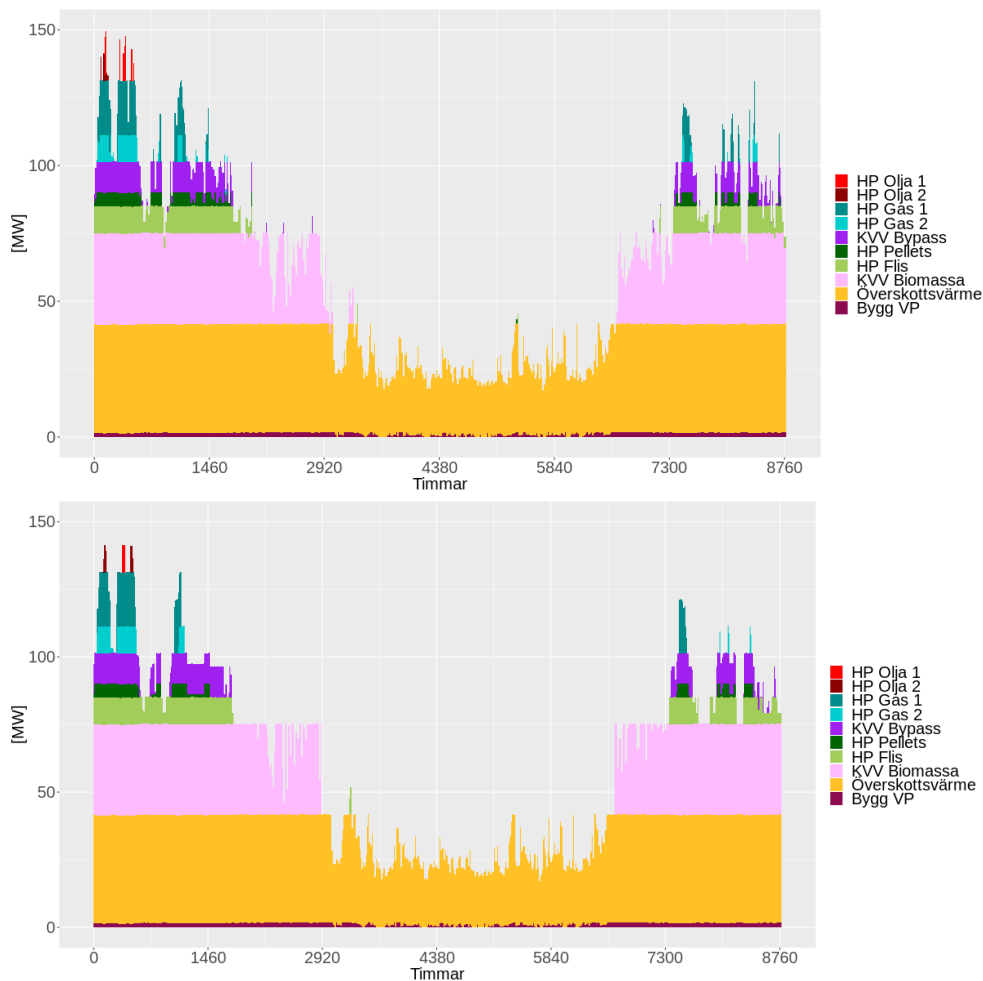
2.1.3 Bränslemix: Övervikt överskottsvärme

Den tredje bränslemixen kallad "Övervikt överskottsvärme" har likt de två andra bränslemixarna en andel kraftvärme med biomassa som bränsle. Utöver detta är en stor del av den installerade effekten överskottsvärme. Överskottsvärme antas här vara värme där den rörliga driftkostnaden är försumbar. Två vanliga fall av överskottsvärme är avfallspannor och överskottsvärme från industri. I denna rapport är kostnaden för överskottsvärmen 20 kr/MWh, vilket enbart speglar extra pumparbete och rörligt underhåll för att nyttja värmen. Den rörliga driftkostnaden för typnät med denna bränslemix utan ackumulatortank är 47,0 Mkr/år och med ackumulatortank 42,4 Mkr/år.

Fördelningen av installerad effekt och genererad värme finns angivet i Tabell 4. Värmekällorna är kategoriserade i hetvattenpannor med biomassa, hetvattenpannor med fossilt bränsle, kraftvärme med biomassa samt överskottsvärme. Den producerade värmen för de olika värmekällorna är ett genomsnitt från tre simulerade år.

Tabell 4. Installerad effekt och genererad energi för bränslemix: Övervikt Överskottsvärme.

	HP Biomassa	HP Fossil	KVV Biomassa	Överskottsvärme
Installerad effekt	15,0 MW	80,0 MW	Vid max elproduktion: 33,6 MW värme 11,3 MW el Vid bypass-drift: 44,9 MW värme	40,0 MW
Andel installerad värmeeffekt	8,3 %	44,5 %	25,0 % Varav extra effekt vid bypass-drift: 6,3 %	22,2 %
Andel av årlig energi Typnät utan ackumulatortank	6,7 %	2,2 %	32,0 %	59,1 %
Andel av årlig energi Typnät med ackumulatortank	6,5 %	1,7 %	32,0 %	59,8 %



Figur 4. Simulerad driftprofil för 2016, ingen flexibel efterfrågan nyttjas.

Övre figur: Typnät: ÖV (Övervikt överskottsvärme utan ackumulatortank).

Nedre figur: Typnät: ÖV A (Övervikt överskottsvärme med ackumulatortank).

2.2 NÄTLADDNING

Samtliga typnät antas ha en möjlighet att nyttja distributionsnätet för värmelagring. Eftersom lastprofilerna som analysen är baserad på bygger på uppmätta produktionsdata så är redan nätladdning delvis inkluderat i värmelastprofilen. Därför har försiktiga antaganden gjorts om möjligheten till nätladdning. Det antas att det är möjligt att reglera framledningstemperaturen med 5°C och att medeltiden för vattnet att nå undercentraler är tre timmar. Detta ger en effekt på 8 MW och en kapacitet på 24 MWh. Vidare antas det att distributionsförlusterna ökar proportionerligt när framledningstemperaturen ökar och att 2/3 av den årliga distributionsförlusten på 10 % kommer från framledningen.

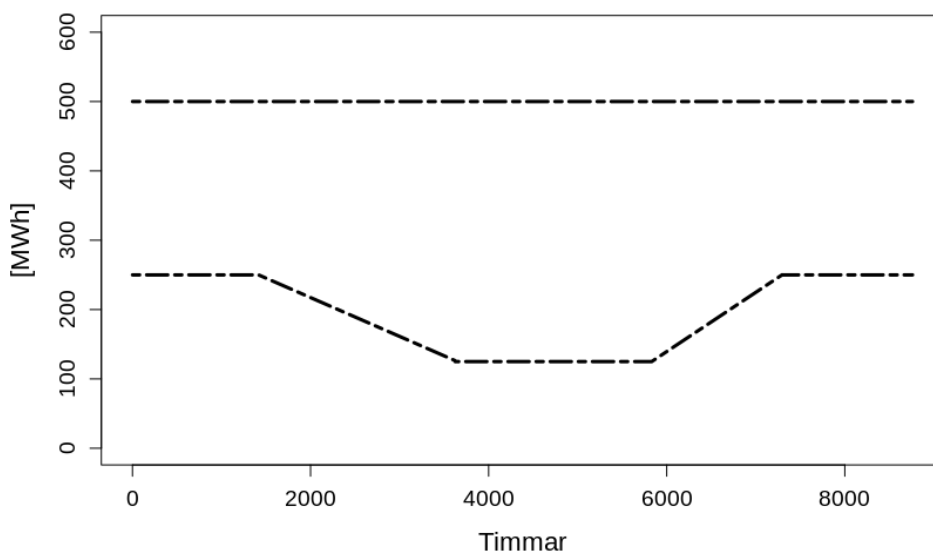
2.3 ACKUMULATORTANK

Fjärrvärmenät som står för ungefär tre fjärdedelar av värmeleveransen i Sverige har idag en ackumulatortank (Werner, 2017). I dessa fjärrvärmenät är medelstorleken 7 m³ per TJ såld värme. Vi antar att typnäten vi studerar i detta projekt (500 GWh genererad värme = 450 GWh såld värme) har detta förhållande vilket innebär en lagerstorlek på 11 300 m³ eller 500 MWh.

Ackumulatortankar i fjärrvärmenät har primärt två användningsområden:

- **Flexibilitetsresurs för produktionen:** Ackumulatorn fungerar som en typ av flexibilitet som möjliggör en mer ekonomisk och miljömässig drift av produktionsanläggningar. Man kan t.ex. nyttja lagret för att drifta pannor med jämnare last, slippa starta en extra panna under några timmar eller förlägga drift av kraftvärme till de timmar med högst elpriser. Hur avancerade lösningar som nyttjas för detta varierar mellan olika fjärrvärmebolag, men grundtanken är densamma oavsett om optimeringsprogramvara nyttjas eller om man förlitar sig på tumregler och drifterfarenheter.
- **Effektreserv:** Ackumulatortankar fyller en viktig roll som effektreserv i de flesta nät där de är installerade. Vid tillfälliga produktionsbortfall i en eller flera pannor så kan värmeförsörjningen klaras tack vare att man sett till att det alltid finns en viss mängd värme lagrat. Ackumulatortankar är därför ett komplement till reservkraft som kan hantera många kortare produktionsbortfall eller andra situationer som uppstår.

För att använda en ackumulatortank som reservkraft så krävs det att energinivån i tanken hålls över en lägstanivå. I detta projekt har vi satt denna nivå till 50 % i november-februari och 25 % juni-augusti. Däremellan varierar lägstanivån linjärt enligt Figur 5. Detta innebär att energinivån får varieras från lägstanivån upp till 100 % under alla timmar. Denna flexibilitet nyttjas i optimeringen på samma premisser som den efterfrågeflexibilitet som studeras. I praktiken innebär detta att värmelagringskapaciteten som kan nyttjas i tanken varierar mellan 250 MWh på vintern och 375 MWh på sommaren.



Figur 5. Maximal och minimal tillåten energi i ackumulatortank vid normal drift.

Värmeförluster från ackumulatortanken beräknas enligt en modell med parametrar som beskriver omblandning vid laddning och urladdning och förluster genom isoleringen. Om ackumulatortanken laddas full och sedan töms efter exakt en vecka så är förlusten 2,7 % av energiinnehållet.

Samtliga bränslemixar representeras nu av två typnät, ett utan och ett med ackumulatortank. En förteckning över typnäten och hur de benämns i rapporten presenteras i Tabell 5.

Tabell 5. Förteckning av studerade typnät.

Benämning	Beskrivning
KVV	Övervikt kraftvärme biomassa <i>utan</i> ackumulatortank
KVV A	Övervikt kraftvärme biomassa <i>med</i> ackumulatortank
VP	Övervikt värmepump <i>utan</i> ackumulatortank
VP A	Övervikt värmepump <i>med</i> ackumulatortank
ÖV	Övervikt överskottsvärme <i>utan</i> ackumulatortank
ÖV A	Övervikt överskottsvärme <i>med</i> ackumulatortank

2.4 NÄT SOM INTE BESKRIVS AV DE SEX TYPNÄTEN

Analysen utgår från sex typnät som är utformade för att tillsammans vara representativa för en mycket stor andel av de svenska fjärrvärmenäten. Genom omräkningar av resultaten kan fler nät representeras. Några exempel på dessa beräkningar presenteras i Tabell 6. Dessa omräkningar bör ge en bra bild av resultaten för många fjärrvärmenät, men det är värt att notera att för bästa resultat krävs att en specifik studie görs av nätet i fråga. Sammanställning av resultat per typnät finns i Bilaga A.

Tabell 6. Omräkningar av resultaten för att representera fler nät.

Avvikelse från typnät	Omvandling
Nätet har ingen kraftvärme	Exkludera intäkterna för såld el från resultaten
Avfall används som överskottsvärme	Avfall har ofta en negativ driftkostnad vilket gör att denna måste exkluderas från den totala driftkostnaden. Om det är KVV som drivs av avfall måste även en beräkning av mängd producerad el och inkomsten för denna göras.
Spetsen är biogas eller bioolja	Skillnaden blir i huvudsak att miljöresultaten från den minskade fossila spetsen reduceras då icke-fossil spets används.
Annan storlek på nätet	Om nätet är mindre eller större än 500 GWh/år bör en skalning av resultaten proportionerligt mot årsproduktionen ge en bra bild.

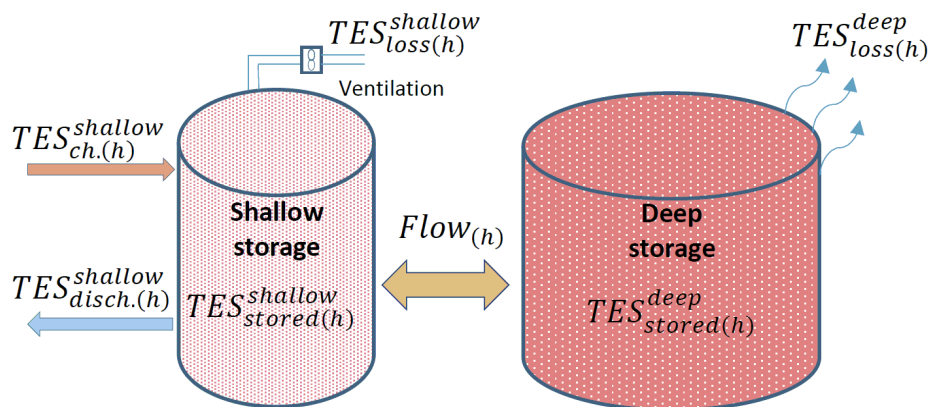
2.5 FLEXIBILITET: VÄRMELAGRING I BYGGNADER

Att nyttja värmelagring i byggnader som en flexibilitet i fjärrvärmenät är möjligt tack vare den termiska massa som finns i byggnader. En större termisk massa (i en byggnad med samma isoleringsgrad) innebär att det krävs en större mängd energi om man på kort sikt vill höja innetemperaturen med t.ex. 1°C. För byggnader med en stor termisk massa innebär detta t.ex. att det dröjer många timmar eller t.o.m. dagar om värmesystemet stängs av innan inomhustemperaturen sjunkit till en problematisk låg nivå.

Tack vare denna termiska massa kan värmelast förskjutas i tiden genom att växelvis tillföra mer eller mindre värme än vad som hade tillförts i ett normalfall och samtidigt hålla variationen i innetemperatur som de boende normalt inte märker av och uppfyller gällande standard för termisk komfort (ISO7730, 2005). Den termiska massan som nyttjas vid värmelagring i byggnader består inte enbart av själva byggnadens massa, även det vattenburna uppvärmningssystem, inventarier och luften i byggnaden har en termisk massa som har mer eller mindre betydelse i sammanhanget.

Parametrarna för modellen som nyttjas för att beskriva värmelagring i byggnader är baserad på termiska responstester som utförts i Göteborg under 2010 och 2011. Dessa tester finns beskrivna i (Kensby, et al., 2015) och modellen finns beskriven i (Kensby, 2017) samt (Romanchenko, et al., 2018).

Modellen beskriver enbart en byggnads termiska avvikelse mot ett normaltillstånd (vad det termiska tillståndet hade varit om byggnaden inte nyttjats som värmelager). Den består av två termiska noder som beskriver den värme som är lagrad i fastigheten, se Figur 6. Dessa noder benämns *Snabb flexibilitet* (Shallow storage i figur) och *Långsam flexibilitet* (Deep storage i figur) i detta projekt. Snabb flexibilitet representerar den termiska energi som har ett litet motstånd för att överföras till luften i fastigheten. Detta inkluderar radiatorsystemet, inventarier, invändiga skikt på golv/väggar/tak samt själva luften. Långsam flexibiliteten motsvarar värme lagrad i byggnadens stomme. Denna flexibilitet har en betydligt större kapacitet än den snabba flexibiliteten men effekten för att överföra värme till luften är begränsad. Den långsamma flexibiliteten kan inte nyttjas direkt utan den värms sakta upp om byggnaden håller en hög innetemperatur under en längre period och avger sedan sakta värme över en längre period om innetemperaturen sänks.



Figur 6. Schematisk representation av modellen för värmelagring i byggnader (Kensby, 2017). I denna rapport benämns Shallow storage som Snabb flexibilitet och Deep storage som Långsam flexibilitet.

För att uppskatta den potentiella flexibiliteten i ett typnät på 500 GWh årlig värmeproduktion har en databas med energideklarationer för samtliga fastigheter (utom privatbostäder) studerats för fyra svenska städer. Ett urval av fastigheter som bedöms lämpliga för värmelagring och för dessa fastigheter har parametrarna för som behövs i modellen uppskattats. Uppskattning har utgått från parametrarnas värde för fastigheter där de tidigare bestämts genom praktiska tester. Dessa parametrar har skalats till de nya fastigheterna baserat på ett antal antaganden:

För **Snabb flexibilitet**, **Långsam flexibilitet** har det antagits att deras värde skalar linjärt med uppvärmd area (A-temp) i fastigheterna. Detta har gjort eftersom parametrarna beskriver termisk massa och den borde ha en tydlig korrelation med golvarea.

En energisignatur tas fram för varje nyttjad fastighet. Denna uppskattas genom att fördela årligt värmebehov (tappvarmvatten exkluderat) över årets timmar proportionerligt mot hur mycket lägre utomhustemperaturen är relativt en brytpunkt (17°C).

Max effekt för laddning och urladdning uppskattas för varje timme och har två naturliga begränsningar. Det går inte att ladda ur med mer effekt än vad effektbehovet för uppvärmning är i fastigheten (byggnaden kan alltså inte leverera ut värme på nätet, bara minska sitt behov mot vad det annars hade varit). Det går heller ej att ladda i med en effekt som är större än dimensionerad effekt minus aktuell uppvärmningseffekt (så skulle dimensionerade effekt överskridas och det finns antagligen ett övre tak på framledning för radiatorsystemet som sätter denna begränsning). Utöver dessa begränsningar tillåts inte heller en högre laddningseffekt än energisignatur $\times 5^\circ\text{C}$ (värmens som tillför en byggnad får maximalt vara vad den hade varit om det var 5°C kallare) och ej heller en högre urladdningseffekt än energisignatur $\times 10^\circ\text{C}$ (värmens som tillför en byggnad får minimalt vara vad den hade varit om det var 10°C varmare). Dessa två begränsningar är baserade på praktiska erfarenheter och finns för att boende inte ska uppleva radiatorer som är betydligt varmare eller kallare än vad de förväntar sig.

Förlustfaktorer uppskattas utifrån den antagna energisignaturen. En höjd innetemperatur på 1°C antas ge lika stor ökning av värmeöverföring till utsidan som en sänkning av utomhustemperatur med 1°C .

2.6 FLEXIBILITET: LASTVÄXLING VÄRMEPUMP – FJÄRRVÄRME

Denna flexibilitetstyp nyttjar möjligheten att styra värmepumpar i fastigheter som har både fjärrvärme och värmepump. Tack vare att både spotpriser på el och marginalkostnad för att producera värme i fjärrvärmenät varierar kan det finnas incitament till denna typ av styrning. Det normala idag är att fastighetsägaren har priser på fjärrvärme och el som är konstanta (på minst en månads horisont). Därför finns det idag inga incitament för fastighetsägare att styra värmepumpar med en större systemgräns än fastigheten i åtanke.

Kunskapen om värmepumparna som sitter i fastigheterna är begränsad från energideklarationer. Den energirelaterade information som går att få ut är:

- Elanvändning värmepump
- Kategori av värmepump (t.ex. frånluft, bergvärme eller luft-luft)
- Värmeanvändning fjärrvärme
- Värmeanvändning tappvarmvatten

För att bygga värmepumpsmodeller som beskriver deras verkningsgrad och maximal värme de kan generera varje timme har ett antal antaganden behövs göras:

- Allt tappvarmvatten genereras från fjärrvärme i fastigheter med både värmepump och fjärrvärme.

- Varje byggnads uppvärmningsprofil har uppskattats genom att subtrahera värmeanvändning tappvarmvatten från den totala värmeanvändningen. Denna värmemängd har fördelats över årets timmar proportionerligt mot 15°C – timmens utomhustemperatur (energisignatur).
- En värmepump i en byggnad kan inte leverera mer värme än en byggnads uppvärmningsbehov den aktuella timmen.
- Radiatortemperaturer i fastigheterna med värmepump har antagits följa medelvärdet från en studie av radiatortemperaturer i 109 fastigheter i Göteborg (Jangsten, et al., 2017). Detta innebär $64^{\circ}\text{C}/42^{\circ}\text{C}$ vid en utetemperatur på -16°C .
- Fjärrvärme och värmepump antas ha en enkel parallellkoppling enligt "4.2.2 Värme med FV och VP parallellt" (Boss, 2012). Detta innebär att värmepumpens kondensor (vid maxlast) behöver hålla en temperatur ca 3°C högre än radiatorsystemets framledningstemperatur.
- Typ av kompressor eller deras prestanda uppskattas som en mix av tre typer av värmepumpar: En kompressor med fast varvtal, Två kompressorer med fast varvtal och En kompressor med variabelt varvtal.
- Värmepumparnas maxeffekt uppskattas sedan baklänges baserat på deras årliga elförbrukning och byggnadens antagna värmebehov.

Resultatet av dessa antaganden är en mix av värmepumpar som alla har en verkningsgrad som varierar över året. Deras seasonal performance factor (SPF) som är ett årsmedelvärde av verkningsgraden varierar mellan 2,8 och 4,1.

I ett referensfall är dessa värmepumpar inte en del av optimeringen, utan de antas alltid vara påslagna och leverera så mycket värme som möjligt när det finns ett värmebehov i fastigheterna. Detta fall jämförs med flexibel styrning när värmepumparna behandlas precis som vilken produktionsanläggning som helst i produktionsoptimeringen. Deras driftkostnad ingår då i produktionsoptimeringens målfunktion som då har målet att minimera summan av fjärrvärmesystemets och värmepumparnas rörligadriftkostnad.

Värmepumparnas rörliga driftkostnad är en summa av:

- Nordpool day ahead spotpris (timvärden)
- Elcertifikat (månadsvärden)
- Energiskatt
- Elnätsavgift

Skillnaden mot värmepumpar i fjärrvärmenätet är att värmepumparna i byggnaderna antas ha en högre elnätsavgift (220 kr/MWh mot 100 kr/MWh). Å andra sidan saknar de en rörlig underhållskostnad och har ofta en högre prestanda.

2.7 FLEXIBILITET: FASTIGHETSNÄRA BORRHÅSLAGER

Värdet av fastighetsnära borrhåslager har tidigare studerats i Fjärrsyn rapporten: Fastighetsnära säsongslagring av fjärrvärme (Nilsson, et al., 2016). I det projektet studerades möjligheten att under sommaren lagra värme från fjärrvärmenät i borrhål och under vintern direkt nyttja denna värme direkt i uppvärmningen av fastigheter (utan värmepump). Tre typfastigheter studerades i det projektet och samtliga fastigheter förseddes med ett borrhåslager med borrhålsfält bestående av hål borrade till ordinära djup (110–150 meter). Dessa borrhål förseddes med vanliga dubbla U-rörskollektorer.

En av typbyggnaderna (Typbyggnad 3 – Energirenoverat miljonprogram) från det tidigare projektet studeras även i detta projekt. Skillnaden i detta projekt är att förutsättningarna för värmegenereringen i fjärrvärmenätet modelleras i större detalj ner på timnivå och det finns en möjlighet att aktivt styra borrhåslagret för att nyttja flexibiliteten i fjärrvärmebolagets produktionsoptimering. Samma borrhåslager studeras i detta projekt men fastigheten som försörjs av borrhåslagret har skalats upp så att borrhåslagret täcker 67 % av uppvärmningsbehovet (exklusive tappvarmvatten) oktober – april istället för 91 % som i den tidigare studien. Anledningen till detta är att det ska finnas utrymme för flexibel drift vilket det knappt finns om borrhåslagret täcker nästan hela fastighetens värmebehov under vinterhalvåret. Tre simuleringsfall kommer att jämföras för alla sex typnäten:

Inget borrhåslager. Samma referensfalls om för värmelagring i byggnader, borrhåslagret finns inte.

Borrhåslager ej flexibel drift. Borrhåslagret existerar och styrs enligt en förutbestämd profil. Detta innebär att lagret laddas under maj till september med en konstant effekt under varje månad och ska vara fulladdat sista september. Under oktober till april laddas lagret ur enligt en profil som är proportionerlig mot byggnadens uppvärmningsbehov (tappvarmvatten exkluderas).

Borrhåslager flexibel drift. Borrhåslagret existerar och samma modeller som vid normaldrift används, men laddning och urladdning av borrhåslagret bestäms av produktionsoptimeringen. Några logiska begränsningar är inlagda i modellen:

- Urladdning tillåts inte under juni till augusti och laddning tillåts inte under november till mars. Detta för att förhindra att borrhåslagret nyttjas aktivt som ett dygnslager och konstant skiftar mellan laddning/urladdning.
- Den lagrade energin i borrhåslagret vid varje månadsskifte är förutbestämd och är samma som för den ej flexibla driften. Detta är en begränsning i optimeringen, men vid daglig produktionsoptimering behövs sådana förutbestämda värden eftersom väderprognoser inte stäcker sig över hela år.

Dessa två begränsningar gör att borrhåslagret nyttjas enligt ett driftmönster som inte är allt för avvikande från fallet när driften ej är flexibel. Det fungerar inte som ett dygnslager likt en ackumulatortank utan det är främst vilka timmar och dygn

man väjer att ladda/ladda ur borrhåslagret som skiftas men nettoenergi i och ur borrhåslagret är densamma varje månad. Modellen som används i optimeringen i detta projekt är en förenklad borrhålsmodell som består av en enkel energibalans för borrhålet med förutbestämda effektbegränsningar och förluster. Anledningen till detta är att det är alldeles för beräkningstungt att inkludera en komplett borrhålsmodell i den typ av optimering som utförs i detta projekt. Resultaterande laddningsprofil från den förenklade modellen har sedan validerats i Earth Energy Designer som är en väl beprövad kommersiell programvara för design av borrhålslager. Simuleringar i Earth Energy Designer har utförts av Oskar Räftegård (RISE).

2.8 OPTIMERINGSMODELL

För att simulera de olika typnäten med och utan flexibilitet har en "optimeringsmodellgenerator" utvecklats. Modellgeneratorn är kodad i språket JuiliaLang som är mycket likt Python men har bättre prestanda för den typ av optimeringsproblem som hanteras i detta projekt. Ett program har skapats som givet ett antal input-filer där parametrar för produktionsanläggningar, ackumulatortank och flexibilitet specificeras genererar ett matematiskt problem. Detta matematiska problem löses sedan med en solver från Gurobi. Lösningen är en plan för hur alla produktionsanläggningar, ackumulatortank och flexibilitet ska styras varje timme för att minimera den rörliga driftkostnaden. Anledningen till att denna metod har valts är att det i projektet studeras sex typnät (och fyra riktiga nät). Samtliga nät simuleras med och utan olika kombinationer av flexibilitet. Varje sådant simuleringsfall kräver sin egen modell. Modellgeneratorn är en effektiv metod för att snabbt och automatiskt kunna skapa de hundratals modeller som behövs för analysen.

Samtliga matematiska problem genererade från modellerna löses med målet att minimera rörlig driftkostnad, vilket är summan över dessa parametrar för alla produktionsanläggningar:

- Kostnad för bränsle
- Extra bränslekostnad vid starter
- Energiskatt
- Koldioxidskatt
- Utsläppsrätter
- Rörlig underhållskostnad
- Kostnad för el för värmepumpar i fjärrvärmenätet (Nordpool day ahead spotpris (timvärden) + elcertifikat (månadsvärden) + elnätsavgift + energiskatt)
- Intäkt för såld el från kraftvärme subtraheras (Nordpool day ahead spotpris (timvärden) + elcertifikat (månadsvärden))

Anledningen till att använda den rörliga driftkostnaden som optimeringsparameter är att det är den parameter som man under normala omständigheter vill minimera i ett verkligt driftscenario. I ett fjärrvärmenät utan flexibilitet eller ackumulator är antagligen en meritordning med rörlig driftkostnad för varje anläggning en strategi som ofta resulterar i en likartad drift som denna optimering. Så fort någon typ av flexibilitet är inblandad krävs en mer sofistikerad optimering för att maximera nyttan av flexibiliteten.

Viktiga aspekter att ha i åtanke för denna typ av optimering:

Perfekt prognos: Det finns ingen osäkerhet inbyggd i modellen, utan alla förutsättningar är kända för att alla timmar i förväg. Detta gäller såväl värmelast, elpriser och hur alla pannor presterar. Konsekvensen för detta är att optimeringen inte har några säkerhetsmarginaler. Om det t.ex. krävs att det finns 107,2 MWh värme lagrat i en ackumulatortank kl. 16 för att undvika en start av en spetslastpanna, så kommer det kl. 16 att finnas exakt 107,2 MWh värme lagrat. I ett verkligt fall hade man antagligen sett till att det fanns minst 150 MWh lagrat för att vara mer säker på att inte behövs starta spetslastpannan. Detta gäller dock både referensfall utan efterfrågeflexibilitet (men med ackumulator) såväl som fall med efterfrågeflexibilitet.

Optimeringshorisont: Hela optimeringsperioden är tre år (2015-2017). Det är för tidskrävande för den matematiska lösaren att lösa hela perioden som ett gemensamt optimeringsproblem. Detta behövs dock inte eftersom driften av systemet under en timme har minimal påverkan på den optimala driften om flera veckor eller månader. Optimeringen har i detta projekt använt en rullande horisont på två månader där bara den första månaden nyttjas. Detta innebär t.ex. att januari & februari 2015 optimeras tillsammans. Driftprofilen för januari går in i lösningen och statusen den 1a februari 00:00 används som startpunkt för en ny optimering som sträcker sig över februari & mars. Denna procedur upprepas 36 gånger för att optimera alla tre åren. Med denna metod finns alltid en tillräckligt lång horisont för att inte begränsa resultatet samtidigt som optimeringen blir hanterbar för en vanlig persondator.

2.9 DIMENSIONERANDE EFFEKT

Ett ytterligare värde med flexibilitet är en möjlighet att reducera dimensionerande effekt och flöde i ett fjärrvärmenät. Detta ger främst en möjlighet att reducera de fasta kostnader som är kopplade till att investera i och underhålla kapacitet i produktion och distribution.

Traditionellt beräknas dimensionerande effekt med en energisignatur, d.v.s. en linjärregression där värmeeffekt uttrycks som en funktion av utomhustemperatur. Baserat på detta linjära samband beräknas en teoretisk värmeeffekt vid EUT5 (den lägsta medeltemperaturen under fem efterföljande dygn under en 30-årsperiod). Förutom att denna metod innehåller betydande osäkerheter så ger den ingen information om hur lastprofilen ser ut vid dimensionerande effekt. För att beräkna hur dimensionerande effekt kan reduceras med flexibilitet är inte enbart effektens storlek av betydelse, utan även varaktigheten då det finns begränsningar för under hur lång period flexibilitet kan nyttjas (innan det t.ex. blir för kallt inomhus).

För att ta fram lastprofil vid dimensionerande effekt används mer detaljerade väderdata och en mer avancerad modell EnergyPredict. EnergyPredict är en modell för att beräkna hur energi, flöde, fram- och returtemperatur beror av väderparametrar och kalenderparametrar (tid på dygnet, dag i veckan och röda dagar). EnergyPredict har ett medelfel för timvärden på energi på ca 1% av årsmedellasten. Detta uppnås genom en kombination av maskininlärning och fysikaliska modeller speciellt utvecklat för fungera bra på värmesystem.

Baserat på uppmätt värmelast under ett år i typnätet tränas en modell med EnergyPredict och baserat på denna modell simuleras en värmelastprofil med timupplösning baserat på vädret 1999–2017. EnergyPredict returnerar mest sannolik värmelast för varje timme samt ett konfidensintervall (ett övre värde som med 10% sannolikhet överskrids och ett undre värde som med 10% sannolikhet underskrids). Perioderna med höst värmelast en enstaka timme, högst medellast under 24 tim och högst medellast under 120 tim (5 dygn) studeras närmare.

De utvalda perioderna simuleras med och utan flexibiliteten Värmelagring i byggnader för att beräkna hur mycket behovet av produktions- och distributionskapacitet kan reduceras.

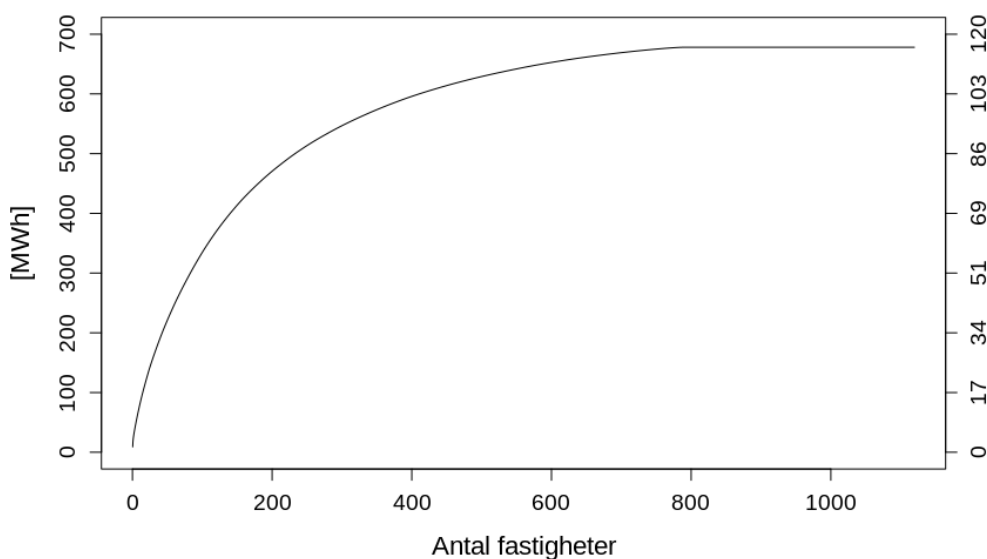
3 Möjlig efterfrågefleksibilitet i typnät

I detta avsnitt presenteras en sammanställning av den tillgängliga flexibiliteten i typnäten samt vilka fall som har valts ut för simulering.

3.1 VÄRMELAGRING I BYGGNADER

För att undersöka den tillgängliga flexibiliteten i byggnader har energideklarationer från fyra svenska städer kombinerats och skalats om för att vara representativt för ett fjärrvärmenät med en årlig värmeproduktion på 500 GWh. Baserat på det underlaget bör det i ett sådant fjärrvärmenät finnas totalt 1120 fastigheter som inte är privatbostäder. Av dessa fastigheter nyttjas 790 som bostäder och det är de fastigheterna som studeras i denna studie.

Den maximala långsamma flexibiliteten i de studerade fastigheterna är 678 MWh och motsvarande maximal snabb flexibilitet är 107 MWh. Eftersom flexibiliteten varierar kraftigt mellan olika fastigheter finns det ett värde i att först och främst nyttja de fastigheter med störst flexibilitet. Hur mängden flexibilitet beror av antalet nyttjade fastigheter visas i Figur 7.



Figur 7. Total tillgänglig flexibilitet som funktion av antalet nyttjade fastigheter. Den vänstra axeln är långsam flexibilitet [MWh] och den högra axeln är snabb flexibilitet [MWh].

I denna rapport presenteras simuleringarna av två flexibilitetsscenarier gällande flexibilitet i form av värmelager i byggnader. I det första flexibilitetsscenariot har ett stort urval av de 287 största fastigheterna gjorts med vilka 79 % av den totala flexibiliteten kan nyttjas. Dessa fastigheter nyttjar 44 % av den totala mängden producerad värme i nätet. I det andra flexibilitetsscenariot har ett mindre urval av de 65 största fastigheterna gjorts med vilka 38 % av den totala flexibiliteten kan nyttjas. Dessa fastigheter står för 20 % av det totala årliga värmebehovet i nätet. I

Tabell 7 finns information om de fastigheter som kan nyttjas som värmelager samt fastigheterna i de två flexibilitetsscenarierna.

Tabell 7. Beskrivning av de fastigheter som finns i det simulerade nätet, de fastigheter som kan nyttjas som värmelager samt fastigheterna i de två flexibilitetsscenarierna.

	Antal fastigheter	Tillgänglig flexibilitet	Totalt fjärrvärmebehov
Flexibilitetsscenario:	287	Långsam: 576 MWh	220 GWh/år
Värmelagring i byggnader 44 %		Snabb: 94 MW	44 %
		Max effekt: 19 MW	
Flexibilitetsscenario:	65	Långsam: 283 MWh	103 GWh/år
Värmelagring i byggnader 20 %		Snabb: 45 MW	20 %
		Max effekt: 9 MW	

3.2 LASTVÄXLING: FJÄRRVÄRME/VÄRMEPUMP

För att approximera den tillgängliga flexibiliteten hos byggnadsvärmepumpar har energideklarationer från fyra svenska städer kombinerats och skalats om för att passa typnäten med en årlig värmeproduktion på 500 GWh. Nästan alla värmepumpar som kombineras med fjärrvärme är frånluftsvärmepumpar och det är endast de som studeras i denna studie. Baserat på studien av energideklarationerna bör det finnas 81 frånluftsvärmepumpar i ett typnät. De 81 fastigheterna med värmepumparna har enligt energideklarationerna:

- Årlig fjärrvärmeanvändning: 11,6 GWh
 - Varav varmvatten: 2,6 GWh
- Årlig elanvändning för värmepumparna: 3,0 GWh

Baserat på dessa uppgifter har modeller skapats för värmepumparna enligt den metod som presenterats i kapitel 2.6 Flexibilitet: Lastväxling värmepump – Fjärrvärme. Den totala maximala värmeeffekten för värmepumparna beräknas vara 1,8 MW.

Värmepumparna i byggnaderna är en värmekälla i alla simuleringar av typnäten. Det värmebehov som de täcker vid ej flexibel drift är inte inräknat i de 500 GWh som är det årliga värmeproduktionsbehovet i typnäten.

3.3 FASTIGHETSNÄRA BORRHÅLSLAGER

Denna typ av flexibilitet skiljer sig från de andra två genom att det inte existerar i de flesta fjärrvärmenät. I stället studeras ett tänkt borrhålslager som finns beskrivet i (Nilsson, et al., 2016). Detta borrhålslager är kopplat till en fastighet vars energibehov för komfortvärme täcks till 67 % av värme från borrhålslagret under oktober – april. I Tabell 8 visas de energi och effektbegränsningar som använts för borrhålet i fallet när det nyttjas flexibelt. Värden som skiljer sig från den tidigare

studien har fetmarkerats. Skillnaderna är att det finns en period under vår och höst när det är tillåtet att både ladda i och ladda ur borrhålet och det tillåts större urladdningseffekt under hösten.

Tabell 8. Energi och effektbegränsningar för det studerade borrhåslaget.

	jan	feb	mar	apr	maj	jun	jul	aug	sep	okt	nov	dec	TOT
Överförd energi (netto) [MWh]													
FVnät -> Lager					855	1350	1325	925	610				5065
Lager -> Byggnad	407	377	386	291						287	361	370	2479
Maximal effekt [kW]													
FVnät -> Lager				2000	2300	2000	2000	1600	1600	1000			
Lager -> Byggnad	1500	1250	750	500	250				1000	1500	1500	1500	

3.4 SAMMANSTÄLLNING SIMULERINGSFALL

I Tabell 9 presenteras en sammanställning av samtliga simuleringsfall som genomförts på de sex typnäten. Det finns även två extra varianter på typnäten: VP och VP A (Övervikt värmepump med/utan ackumulatortank) där 10 % av värmelasten förlagts till en satellit i nätet. För dessa typnät utförs ytterligare simuleringar, vilka presenteras i Tabell 10.

Tabell 9. Sammanställning av samtliga simuleringsfall och beskrivning av hur de skiljer sig från referensfallet. Samtliga simuleringsfall simuleras på alla sex typnäten.

Simuleringsfall	Detaljerad beskrivning
Referensfall	Simuleringsscenario där nätet simuleras utan att någon form av flexibilitet nyttjas (förutom nätladdning och eventuell ackumulatortank).
Värmelagring i byggnader 20 %	Simuleringsscenario där nätet simuleras och de 65 största fastigheterna nyttjas som flexibilitet. Dessa fastigheter står för 20 % av det årliga värmebehovet i näten.
Värmelagring i byggnader 44 %	Simuleringsscenario där nätet simuleras och de 287 största fastigheterna nyttjas som flexibilitet. Dessa fastigheter står för 44 % av det årliga värmebehovet i näten.
Bygg VP flexibel drift	Värmepumpar i byggnader behandlas som den av produktionsoptimeringen och konkurrerar med samtliga andra produktionsanläggningar om att producera värme varje timme.
Borrhål ej flexibel drift	Borrhåslager finns men dess styrning är inte kopplad till produktionsoptimeringen. Denna simulering skall fungera som ett extra referensscenario för simuleringsfallet: Borrhål flexibel drift.
Borrhål flexibel drift	Borrhåslager finns och dess styrning är en del av produktionsoptimeringen.
Kombinerad flexibilitet	Tre typer av flexibilitet utnyttjas tillsammans i en simulering: Värmelagring i byggnader 20 %, Bygg VP flexibel drift och Borrhål flexibel drift.

Tabell 10. Sammanställning av de simuleringsfall som simulerats med typnät: VP och VP A – 10 % av last i satellit.

Simuleringsfall	Detaljerad beskrivning
Referensfall	Simuleringsscenario där både nätet och satelliten simuleras utan att någon form av flexibel efterfrågan nyttjas.
Värmelagring i byggnader 20 % All flexibilitet centralt	Simuleringsscenario där nätet simuleras och de 65 största fastigheterna nyttjas som flexibilitet. Dessa fastigheter står för 20 % av det årliga värmebehovet i hela fjärrvärmenätet. Alla fastigheter som nyttjas för värmelagring ligger centralt i nätet, ingen flexibilitet finns i satelliten.
Värmelagring i byggnader 20 % Hälften av flexibilitet i satellit	Simuleringsscenario där nätet simuleras och de 65 största fastigheterna nyttjas som flexibilitet. Dessa fastigheter står för 20 % av det årliga värmebehovet i hela fjärrvärmenätet. 55% av denna flexibilitet finns centralt i nätet och resterande flexibilitet, 45 %, finns i satelliten. Detta motsvarar att alla fastigheter i satelliten nyttjas för värmelagring.

4 Värde av efterfrågefleksibilitet

Detta kapitel presenterar ett urval av resultat från simuleringarna. En stor mängd nyckelparametrar har tagits fram för samtliga typnät och simuleringsfall. Det finns inte utrymme att presentera alla resultat i detta format, men samtliga nyckelparametrar finns sammanställda i Bilaga A för den läsare som vill gräva djupare och skala/applicera resultaten på andra fjärrvärmenät (med hjälp av Tabell 6).

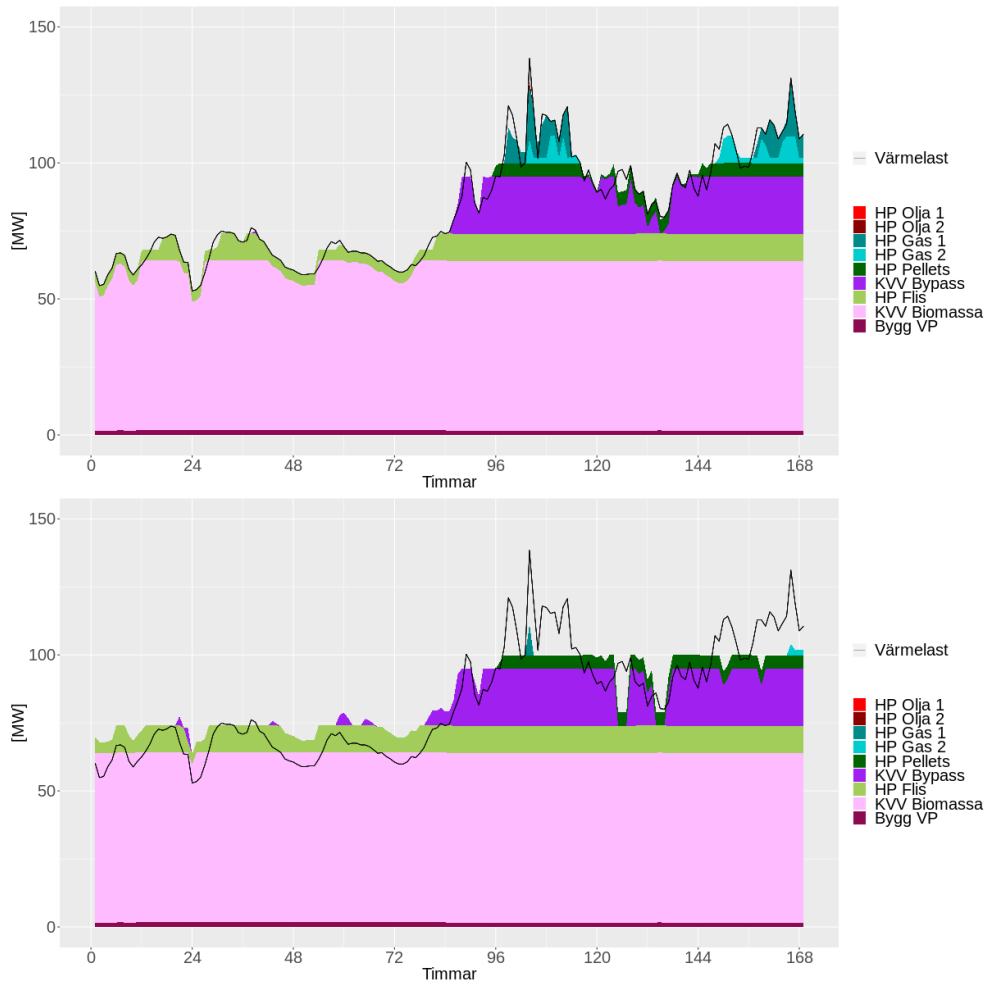
4.1 VÄRMELAGRING I BYGGNADER

Den simulerade produktionsoptimeringen nyttjar värmelagring i byggnader på ett sätt som har många likheter med hur en ackumulatortank nyttjas. Ekonomiska och miljömässiga värden uppstår främst av två anledningar:

- Utjämning av produktionsprofil som medför att dyr spetseffekt kan ersättas av billigare baseffekt.
- Bättre optimering av kraftvärme (och eventuella värmepumpar) mot elpris. I de perioder när värmeproduktion med produktionskostnad starkt kopplad till elpriser ligger på marginalen flyttas värmeproduktion så att kraftvärme kan producera maximalt med el under timmar med höga elpriser.

Båda dessa effekter går att observera i Figur 8 som jämför värmeproduktion med och utan värmelagring i byggnader under en novembervecka för typnät: KVV (Övervikt kraftvärme utan ackumulatortank).

- Spetslast (hetvattenpanna gas) minskas kraftigt och ersätts framförallt av hetvattenpannor med flis och pellets som bränsle. Viss ökning av värmeproduktion från kraftvärme i normaldrift (maximal elverkningsgrad) uppnås också.
- Under veckans andra halva behöver kraftvärmen ofta gå i bypass-drift (ren värmeproduktion). Med flexibilitet finns en möjlighet att vid två tillfällen under veckans andra halva, inte gå i bypass-drift för att istället sälja el. Detta är timmarna under den tidperioden med högst elpriser.



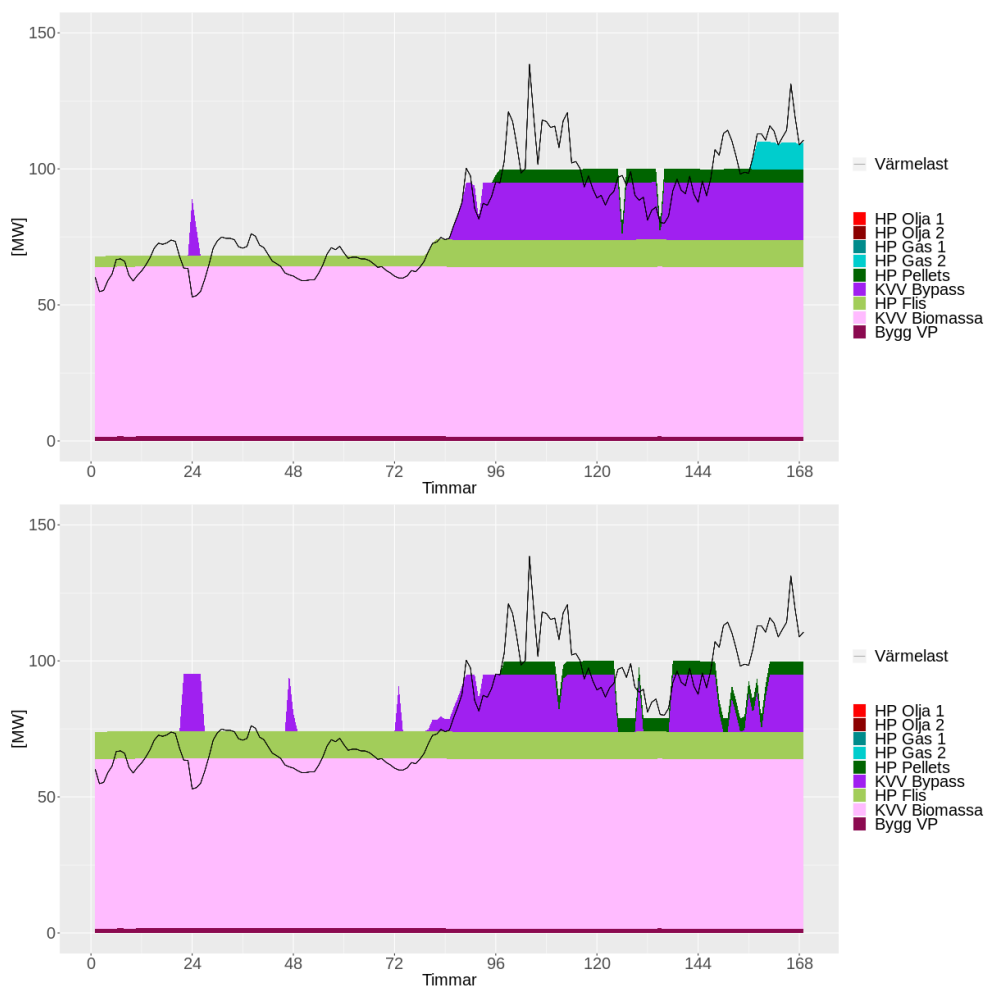
Figur 8. Värmeproduktion under en novembervecka 2016 för typnät KVV.

Övre figur: Referensfall utan flexibel efterfrågan.

Nedre figur: Fall med Värmelagring i byggnader 44 %.

Även i fjärrvärmenät som redan har en ackumulatortank finns möjligheter att förbättra driften under samma vecka. Figur 9 visar samma vecka för typnät med samma produktionsmix men med ackumulator som Figur 8. Här kan vi se att ackumulatortanken redan har bidragit med ungefär samma nytta som värmelagring i byggnader bidrog med i Figur 8 (fossil spetslast har kraftigt reducerats och timmarna när bypass-drift används i kraftvärmen har anpassats något). Om även värmelagring i byggnader adderas till ackumulatortanken så finns ytterligare utrymme för optimering. Vid addering av värmelagring i byggnader så uppstår framför allt två till fördelar:

- Spetslast (hetvattenpanna gas) behövs inte startas på hela veckan. Istället ökar värmeproduktionen från hetvattenpanna flis.
- Kraftvärmen optimeras ännu mer mot elpriset. Timmarna när den går i bypass-drift förläggs till de timmar med lägst elpriser. Detta sker även under utvalda timmar med låga elpriser under första halvan av veckan för att ladda byggnader extra för att slippa fossil spets under andra halvan.

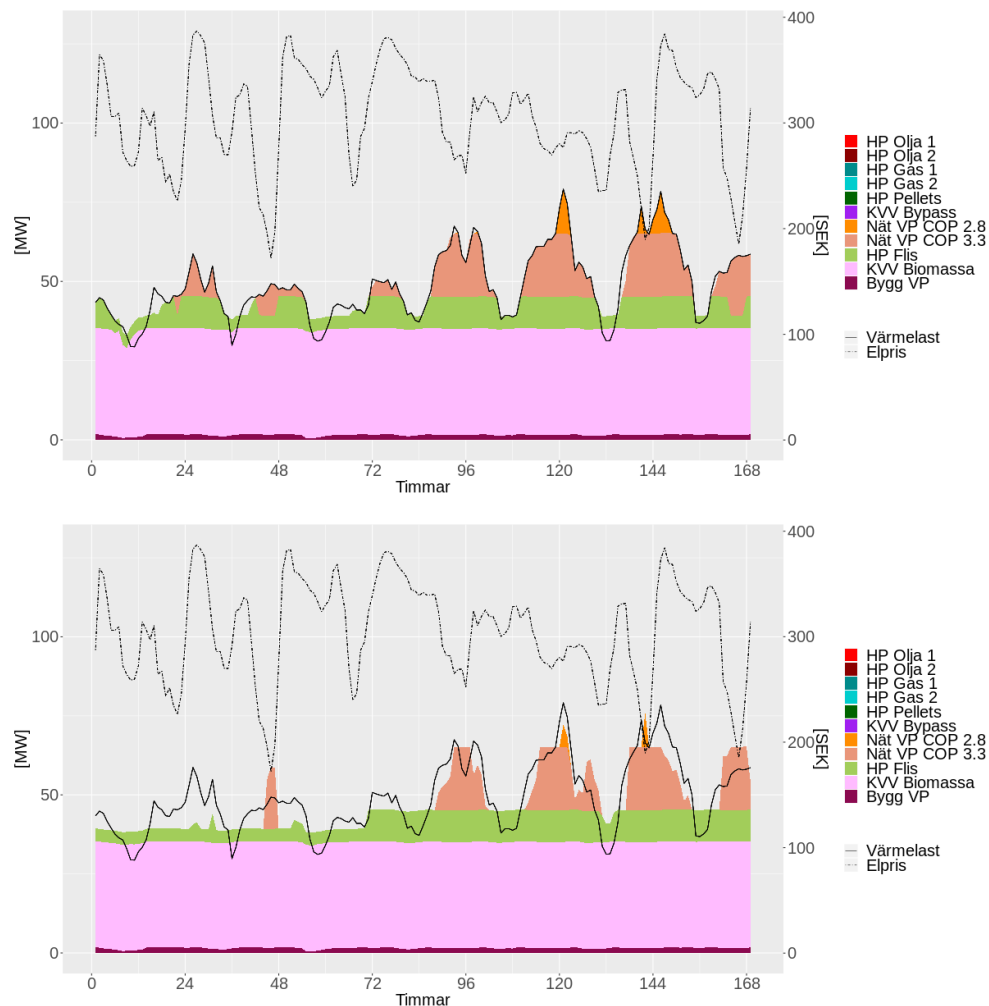


Figur 9. Värmeproduktion under en novembervecka 2016 för typnät KVV A. Skillnad från Figur 8 är att det finns en ackumulatortank i nätet.

Övre figur: Referensfall utan flexibel efterfrågan.

Nedre figur: Fall med Värmelagring i byggnader 44 %.

Även under veckor när det inte finns ett behov att spetsproduktion i hetvattenpannor finns ett värde av flexibilitet. Figur 10 visar en aprilvecka för typnät: VP (Övervikt värmepump utan ackumulatortank). Under denna vecka ligger värmepumpar på marginalen under ungefär hälften av timmarna. Genom att nyttja värmelagring i byggnader kan värmepumparna styras så att de i högre grad genererar värme under timmar med låga elpriser. Detta minskar den rörliga driftkostnaden och bör samtidigt ha en balanserande effekt på elnätet.

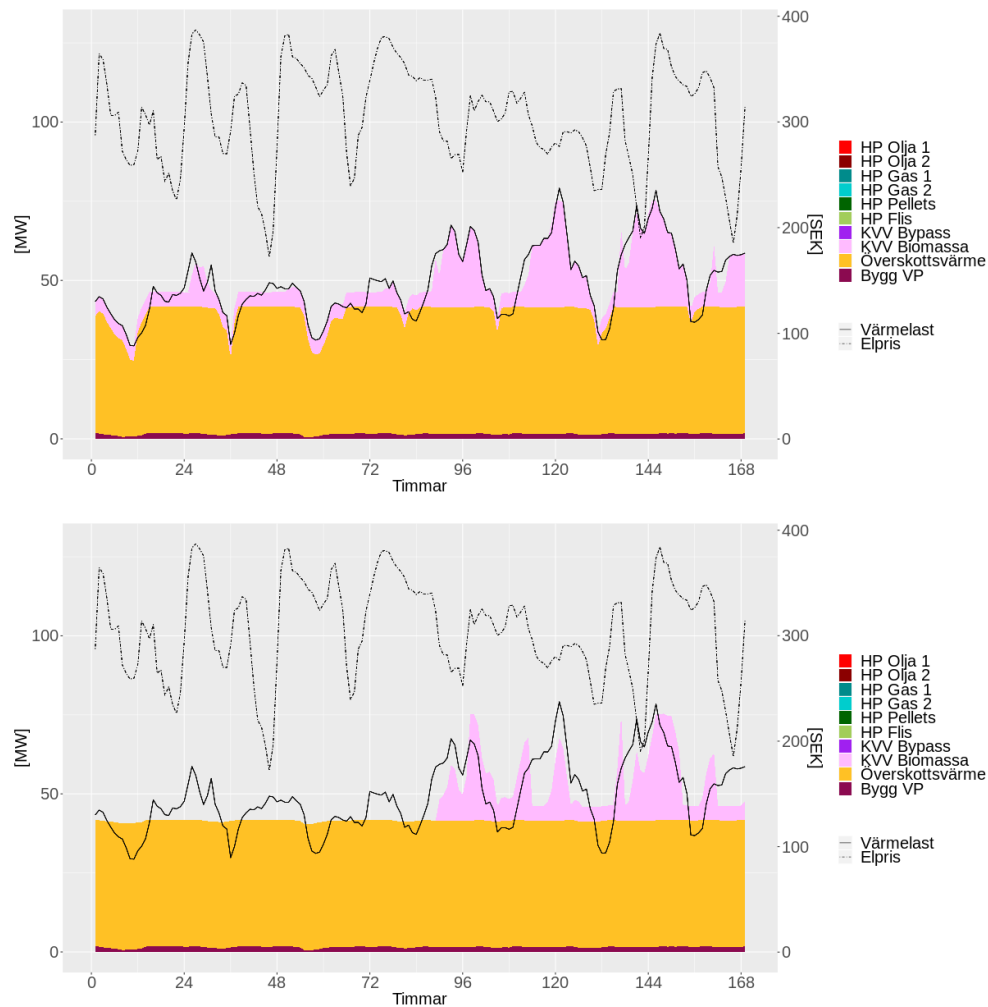


Figur 10. Värmeproduktion under en aprilvecka 2015 för typnät: VP.

Övre figur: Referensfall utan flexibel efterfrågan.

Nedre figur: Fall med Värmelagring i byggnader 44 %.

Figur 11 visar samma vecka och simuleringsfall som Figur 10 men för typnät: ÖV (Övervikt överskottsvärme utan ackumulatortank). Kraftvärme ligger på marginalen under delar av veckan och värmelagringen i byggnader möjliggör en flytt av värmeproduktion med kraftvärme till timmar med högre elpriser. Under första halvan av veckan så är det även möjligt att klara värmeförsörjningen helt på överskottsvärme tack vare värmelagring i byggnader.



Figur 11. Värmeproduktion under en aprilvecka 2015 för typnät: ÖV.

Övre figur: Referensfall utan flexibel efterfrågan.

Nedre figur: Fall med Värmelagring i byggnader 44 %.

4.1.1 Påverkan på rörlig driftkostnad

Potentialen för att reducera rörlig driftkostnad varierar mellan de sex typnäten. Som referens används medelvärdet för deras rörliga driftkostnad under simuleringsperioden (2015 – 2017), se Tabell 11.

Tabell 11. Rörlig driftkostnad (medelvärde för 2015 – 2017) för Referensfall (utan flexibel efterfrågan).

	Med ackumulator (A)	Utan ackumulator
Övervikt kraftvärme biomassa (KVV)	92,7 Mkr/år	99,7 Mkr/år
Övervikt värmepump (VP)	104,6 Mkr/år	109,1 Mkr/år
Övervikt överskottsvärme (ÖV)	42,4 Mkr/år	47,0 Mkr/år

Vid en implementering av värmelagring i byggnader i 65 fastigheter motsvarande 20 % av den årliga värmeproduktionen så uppstår betydande minskningar av den rörliga driftkostnaden, vilket visas i Tabell 12.

Tabell 12. Rörlig driftkostnad (medelvärde för 2015 – 2017) för fall: Värmelagring i byggnader 20 %. Absolut och relativ minskning (fetstil) av rörlig driftkostnad är relativt Referensfall (utan flexibel efterfrågan).

	Med ackumulator (A)	Utan ackumulator
Övervikt kraftvärme biomassa (KVV)	90,5 Mkr/år -2,1 Mkr/år -2,3 %	95,7 Mkr/år -4,0 Mkr/år -4,0 %
Övervikt värmepump (VP)	102,7 Mkr/år -1,9 Mkr/år -1,8 %	105,6 Mkr/år -3,5 Mkr/år -3,2 %
Övervikt överskottsvärme (ÖV)	40,6 Mkr/år -1,8 Mkr/år -4,4 %	43,2 Mkr/år -3,8 Mkr/år -8,1 %

I typnäten med ackumulatortank är minskningen 1,8 – 4,4 %. I absoluta tal är dock minskningen ungefär lika stor för alla tre typnäten med ackumulatortank, 1,8 – 2,1 Mkr/år. Ungefär 1 Mkr/år av denna besparing uppkommer genom reducering av spetslastpannor med olja och gas som bränsle. Deras driftkostnad minskar med 1,5 Mkr/år för samtliga typnät och ersätts med alternativ produktion med en kostnad i storleksordningen 0,5 Mkr/år (det går inte att säga exakt vilken produktion som ersätter dem, uppskattningen bygger på en viktning av produktionskostnader för anläggningar som ligger på marginalen vid medelhög last). Resterande del av besparingen uppkommer genom optimering av kraftvärme och/eller nätvärmepumpar mot elpris, flyttning av last mellan andra produktionsanläggningar och en ren energibesparing i byggnaderna som nyttjas (vilket vi återkommer till i Tabell 14). I typnäten med Övervikt kraftvärme är potentialen för optimering störst i absoluta tal eftersom kraftvärme kan tjäna mycket på att styras mot elpriser. I typnät med Övervikt överskottsvärme är minskningen av rörlig driftkostnad

störst, relativt sett. Detta eftersom den rörliga driftkostnaden redan är mycket låg och samma minskning i absoluta tal får ett större genomslag om det mäts relativt.

För typnät utan ackumulatortank är minskningen av rörlig driftkostnad ungefär dubbelt så stor som för typnät med ackumulatortank 3,2 – 8,1 % (jämfört med 1,8 – 4,4 %). Detta beror framförallt på att värmelagring i byggnader används på ett liknade sätt som en ackumulator i optimeringen och det finns ett avtagande värde på mer reglerbar effekt. Om t.ex. en ackumulatortank har tillräcklig kapacitet för att helt eliminera behovet av en spetslastpanna så tillför inte värmelagring i byggnader lika mycket värde under den effekttoppen. Men extra värde kan ändå tillföras, vilket exemplifierades i Figur 9. Finns inte ackumulatortank så tar värmelagring i byggnader de "långt hängande frukter" som annars ackumulatortanken hade tagit, vilket exemplifierats i Figur 8 och förklarar den nästan dubbelt så stora minskningen av rörlig driftkostnad i nät utan ackumulatortank.

Om betydligt fler fastigheter nyttjas för värmelagring i byggnader, 287 fastigheter motsvarande 44 % av den årliga värmeproduktionen (fall: Värmelagring i byggnader 44 %), så åstadkoms en ännu större minskning av rörlig driftkostnad, se Tabell 13. Precis som för fall: Värmelagring i byggnader 20 % så är minskningen av rörlig driftkostnad mätt i absoluta tal ungefär lika stor för de tre typnäten med ackumulatortank (3,6 – 3,9 Mkr/år). Värmelagring i byggnader 44 % är en dryg dubbling av flexibilitet jämfört med Värmelagring i byggnader 20 % och minskningen i rörlig driftkostnad är nästan dubbelt så stor. Detta tyder på att det finns ett avtagande värde av mer flexibilitet i fastigheter, men avtagandet är inte speciellt stort. Däremot krävs betydligt fler fastigheter för att åstadkomma den ökade flexibiliteten. Likt fall: Värmelagring i byggnader 20 % så är även värdet av värmelagring i byggnader fall: Värmelagring i byggnader 44 % betydligt större i typnät utan ackumulator, 70-80 % större minskning av rörlig driftkostnad.

Tabell 13. Rörlig driftkostnad (medelvärde för 2015 – 2017) för fall: Värmelagring i byggnader 44 %. Absolut och relativ minskning av rörlig driftkostnad är relativt fall: Referensfall (utan flexibel efterfrågan).

	Med ackumulator (A)	Utan ackumulator
Övervikt kraftvärme biomassa (KVV)	88,7 Mkr/år -3,9 Mkr/år -4,3 %	92,7 Mkr/år -7,0 Mkr/år -7,1 %
Övervikt värmepump (VP)	101,0 Mkr/år -3,6 Mkr/år -3,5 %	103,0 Mkr/år -6,1 Mkr/år -5,6 %
Övervikt överskottsvärme (ÖV)	39,0 Mkr/år -3,8 Mkr/år -8,0 %	40,6 Mkr/år -6,4 Mkr/år -13,6 %

Det är även viktigt att ha i åtanke att den totala mängden använd värme i fastigheterna påverkas vid användning av värmelagring i byggnader. Detta sker eftersom byggnadernas innetemperatur tillåts att variera $\pm 0,5^{\circ}\text{C}$ jämfört med referensfall utan värmelagring. Innetemperaturen påverkar en fastighets

värmeförluster och resultatet av optimeringen blir att den genomsnittliga innetemperaturen blir något lägre om flexibilitet nyttjas och därmed blir även värmelasten något lägre. För fall: Värmelagring i byggnader 20 % minskar den årliga värmelasten med 0,5 % och för fall: Värmelagring i byggnader 44 % är minskningen 1,0 %. Skillnaden är mycket liten mellan de olika typnäten, både med och utan ackumulatortank. Om dessa värden relateras till den relativa minskningen av rörlig driftkostnad kan man uppskatta hur stor del av minskningen av rörlig driftkostnad som beror på en ren energibesparing i fastigheterna, vilket visas i Tabell 14. Denna kvot ligger i spannet 6 – 29 % och är som störst för typnät: VP A. Detta går att tolka som att 71 – 94 % av minskningen av rörlig driftkostnad beror på att kostnaden per producerad MWh reduceras och 6 – 29 % av minskningen beror på att antalet producerade MWh reduceras.

Tabell 14. Minskning av producerad värme genom minskning av rörlig driftkostnad (medelvärde för 2015 – 2017) för fall: Värmelagring i byggnader (VIB) 20 % & 44 %. Detta är ett mått på hur stor del av besparingen som beror på en ren energibesparing.

	Med ackumulator (A)	Utan ackumulator
Övervikt kraftvärme biomassa (KVV)	VIB 20 %: 22 % VIB 44 %: 23 %	VIB 20 %: 13 % VIB 44 %: 14 %
Övervikt värmepump (VP)	VIB 20 %: 28 % VIB 44 %: 29 %	VIB 20 %: 16 % VIB 44 %: 18 %
Övervikt överskottsvärme (ÖV)	VIB 20 %: 11 % VIB 44 %: 13 %	VIB 20 %: 6 % VIB 44 %: 7 %

Om minskningen av rörlig driftkostnad fördelas över de fastigheter som nyttjas fås ett mått på det årliga ekonomiska värdet per fastighet som nyttjas, vilket visas i Tabell 15. Det är stor skillnad mellan Värmelagring i byggnader 20 % och 44 % för samtliga typnät (ca en faktor 2,5). Detta beror till en liten del på en minskad nytta av ökad flexibilitet om flexibilitet redan finns, men framför allt beror det på att fall: Värmelagring i byggnader 44 % behöver nyttja betydligt mer fastigheter (287 mot 65 för fall: Värmelagring i byggnader 20 %) för att åstadkomma en dryg fördubbling i tillgänglig flexibilitet. Det är även en betydande skillnad i minskning av rörlig driftkostnad per nyttjad fastighet mellan typnäten med ackumulatortank och de utan. Detta är en direkt konsekvens av att värdet av värmelagring i byggnader är ca 70 – 100 % högre utan ackumulatortank, vilket redan påvisats i Tabell 12 och Tabell 13.

Tabell 15. Minskning av rörlig driftkostnad (medelvärde för 2015 – 2017) per fastighet som nyttjas för värmelagring i byggnader för fall: Värmelagring i byggnader (VIB) 20 % & 44 %.

	Med ackumulator (A)	Utan ackumulator
Övervikt kraftvärme biomassa (KVV)	VIB 20 %: 33 kkr VIB 44 %: 14 kkr	VIB 20 %: 62 kkr VIB 44 %: 25 kkr
Övervikt värmepump (VP)	VIB 20 %: 29 kkr VIB 44 %: 13 kkr	VIB 20 %: 53 kkr VIB 44 %: 21 kkr
Övervikt överskottsvärme (ÖV)	VIB 20 %: 28 kkr VIB 44 %: 12 kkr	VIB 20 %: 59 kkr VIB 44 %: 22 kkr

4.1.2 Miljövärde

Vid nyttjande av värmelagring i byggnader påverkas hur mycket samtliga värmekällor nyttjas, när de nyttjas och hur mycket el som genereras och används i kraftvärme och värmepumpar. Alla dessa faktorer påverkar utsläpp av CO₂e (koldioxidekvivalenter) både direkt och även indirekt genom att annan elproduktion ersätts (eller krävs för att driva värmepumpar). Referensvärden för CO₂e för de sex typnäten för Referensfall (utan flexibilitet) visas i Tabell 16. Noterbart är den stora påverkan på CO₂e från genererad och använd el. Detta är kopplat till användandet av konsekvensperspektivet i studien där el till största delen antas ersätta fossil elproduktion. Som konsekvens av detta är CO₂e värdena lägst för typnät: KVV A och högst för typnät: VP.

Tabell 16. CO₂e ur ett systemperspektiv för Referensfall (utan flexibilitet).

	Med ackumulator (A)	Utan ackumulator
Övervikt kraftvärme biomassa (A)	Bränslen: 11,9 kton Såld el: -67,2 kton Tot: -55,3 kton	Bränslen: 12,9 kton Såld el: -65,2 kton Tot: -52,3 kton
Övervikt värmepump (VP)	Bränslen: 8,9 kton Såld el: -51,2 kton Köpt el: 42,1 kton Tot: -0,3 kton	Bränslen: 9,6 kton Såld el: -50,1 kton Köpt el: 42,1 kton Tot: 1,6 kton
Övervikt överskottsvärme (ÖV)	Bränslen: 5,9 kton Såld el: -22,4 kton Tot: -16,5 kton	Bränslen: 6,8 kton Såld el: -21,2 kton Tot: -14,5 kton

Vid nyttjande av värmelagring i byggnader så minskar summan av direkta och indirekta CO₂e-utsläpp för samtliga typnät, vilket visas i Tabell 17. Genomgående så minskar de direkta utsläppen från använda bränslen för samtliga typnät, vilket till stor del beror på att användningen av fossila spetslastpannor har minskat. Eftersom uppsättningen spetslastpannor är densamma för samtliga typnät så är denna minskning ungefär lika stor för alla typnät utan ackumulator (24 % för Värmelagring i byggnader 20 % och 38 % för Värmelagring i byggnader 44 %) och även för alla typnät med ackumulator (16 % för Värmelagring i byggnader 20 % och 26 % för Värmelagring i byggnader 44 %). Gällande indirekta CO₂e utsläpp

(orsakade av köpt och såld el) så är resultaten ganska spretiga mellan de olika typnäten. Detta beror på att rörlig driftkostnad är den parameter som optimeringen har som mål att minimera och anläggningar som genererar el och använder el har till skillnad från hetvattenpannor och spillvärme inte samma rangordning för både rörlig driftkostnad och CO₂e-påverkan. Kraftvärme (när el produceras) ger upphov till negativa indirekt CO₂e utsläpp vilket är lägre än överskottsvärme som oftast har en lägre rörlig driftkostnad. Värmepumpar har betydligt högre indirekt CO₂e utsläpp än hetvattenpannor med flis eller pellets som bränsle samtidigt som värmepumparna oftast har en lägre rörlig driftkostnad. Dessa faktorer gör att den optimala driften ur ett CO₂e-perspektiv inte är densamma som den optimala driften ur ett ekonomiskt perspektiv. Överlag vägs detta upp av en reducering av fossil spetsproduktion, men det är inte säkert att så är fallet i fjärrvärmenät utan fossila bränslen som spets. Det beror mest sannolikt på om det finns en tydlig korrelation mellan parametern som minimeras i optimeringen (i detta fall rörlig driftkostnad) och direkt/indirekt CO₂e-påverkan.

Tabell 17. Påverkan på utsläpp av CO₂e ur ett systemperspektiv för fall Värmelagring i byggnader 20 % relativt Referensfall (utan flexibilitet).

	Med ackumulator (A)	Utan ackumulator
Övervikt kraftvärme biomassa (KVV)	Bränslen: -0,5 kton Såld el: -0,1 kton Tot: -0,6 kton	Bränslen: -0,8 kton Såld el: -0,8 kton Tot: -1,7 kton
Övervikt värmepump (VP)	Bränslen: -0,4 kton Såld el: +0,2 kton Köpt el: -0,03 kton Tot: -0,3 kton	Bränslen: -0,8 kton Såld el: -0,3 kton Köpt el: ±0,0 kton Tot: -1,1 kton
Övervikt överskottsvärme (ÖV)	Bränslen: -0,4 kton Såld el: -0,4 kton Tot: -0,8 kton	Bränslen: -0,8 kton Såld el: -0,6 kton Tot: -1,4 kton

För fall: Värmelagring i byggnader 44 % när drygt dubbelt så mycket värmelagring i byggnader nyttjas så förstärks bilden från Värmelagring i byggnader 20 % och för samtliga typnät minskar CO₂e utsläpp orsakade av bränsleanvändning, vilket visas i Tabell 18. Även indirekta CO₂e-utsläpp minskar för samtliga typnät.

Tabell 18. Påverkan på utsläpp av CO₂e ur ett systemperspektiv för fall: Värmelagring i byggnader motsvarande 44 % relativt Referensfall (utan flexibilitet).

	Med ackumulator (A)	Utan ackumulator
Övervikt kraftvärme biomassa (KVV)	Bränslen: -0,7 kton Såld el: -0,3 kton Tot: -1,1 kton	Bränslen: -1,4 kton Såld el: -1,3 kton Tot: -2,7 kton
Övervikt värmepump (VP)	Bränslen: -0,7 kton Såld el: +0,02 kton Köpt el: -0,3 kton Tot: -0,9 kton	Bränslen: -1,2 kton Såld el: -0,5 kton Köpt el: -0,2 kton Tot: -1,9 kton
Övervikt överskottsvärme (ÖV)	Bränslen: -0,7 kton Såld el: -0,9 kton Tot: -1,6 kton	Bränslen: -1,2 kton Såld el: -1,4 kton Tot: -2,7 kton

4.1.3 Balansering av elnätet

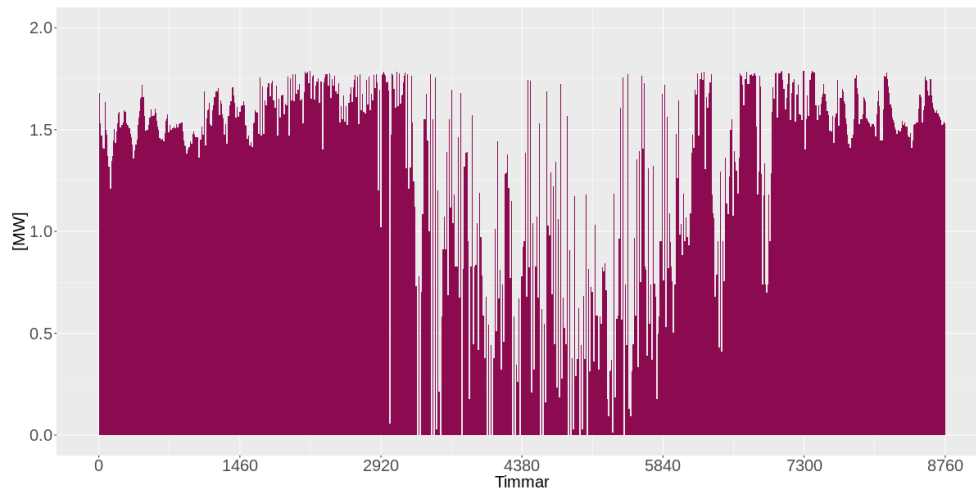
Även fast värmelagring i byggnader inte har en direkt koppling till elnätet så möjliggör flexibiliteten som det tillför till fjärrvärmenätet en flexiblare drift av kraftvärme och eventuella värmepumpar och därigenom en möjlighet att balansera elnätet. Optimeringen har inte som målfunktion att balansera elnätet men det bör ofta vara en konsekvens av en optimering som har som mål att minimera den totala rörliga driftkostnaden. Om medelintäkten för såld el från kraftvärme ökar tack vare värmelagring i byggnader är det en indikator på att värmelagringen har en balanserande effekt på elnätet, även om indikatorn inte är ett direkt mått på den balansnytta som uppnås. Det omvända förhållandet gäller för medelpriset på köpt el som används i värmepumpar i fjärrvärmenätet. Tabell 19 visar att för samtliga typnät så ökar medelintäkten per såld MWh el om värmelagring i byggnader tillämpas. Ökningen är störst för typnät: KVV vilket är naturligt då detta är ett nät med mycket kraftvärme och det inte finns en ackumulatortank som redan tagit en del av denna potential. För typnäten: VP och VP A så minskar medelkostnaden per MWh köpt el, men inte alls med samma magnitud.

Tabell 19. Medelintäkt för såld el och medelkostnad för köpt el för Referensfall (utan flexibilitet) samt förändring av dessa parametrar för fall: Värmelagring i byggnader (VIB) 20 % och Värmelagring i byggnader (VIB) 44 % relativt Referensfall.

	Med ackumulator (A)	Utan ackumulator
Övervikt kraftvärme biomassa (KVV)	Referensfall Såld el: 427 kr/MWh VIB 20 % Såld el: +2,3 kr/MWh VIB 44 % Såld el: +4,5 kr/MWh	Referensfall Såld el: 411 kr/MWh VIB 20 % Såld el: +5,0 kr/MWh VIB 44 % Såld el: +10,5 kr/MWh
Övervikt värmepump (VP)	Referensfall Såld el: 417 kr/MWh Köpt el: 808 kr/MWh VIB 20 % Såld el: +1,4 kr/MWh Köpt el: -0,04 kr/MWh VIB 44 % Såld el: +2,7 kr/MWh Köpt el: -0,3 kr/MWh	Referensfall Såld el: 408 kr/MWh Köpt el: 814 kr/MWh VIB 20 % Såld el: +3,8 kr/MWh Köpt el: -2,1 kr/MWh VIB 44 % Såld el: +7,6 kr/MWh Köpt el: -3,7 kr/MWh
Övervikt överskottsvärme (ÖV)	Referensfall Såld el: 433 kr/MWh VIB 20 % Såld el: +2,0 kr/MWh VIB 44 % Såld el: +3,7 kr/MWh	Referensfall Såld el: 423 kr/MWh VIB 20 % Såld el: +4,4 kr/MWh VIB 44 % Såld el: +9,3 kr/MWh

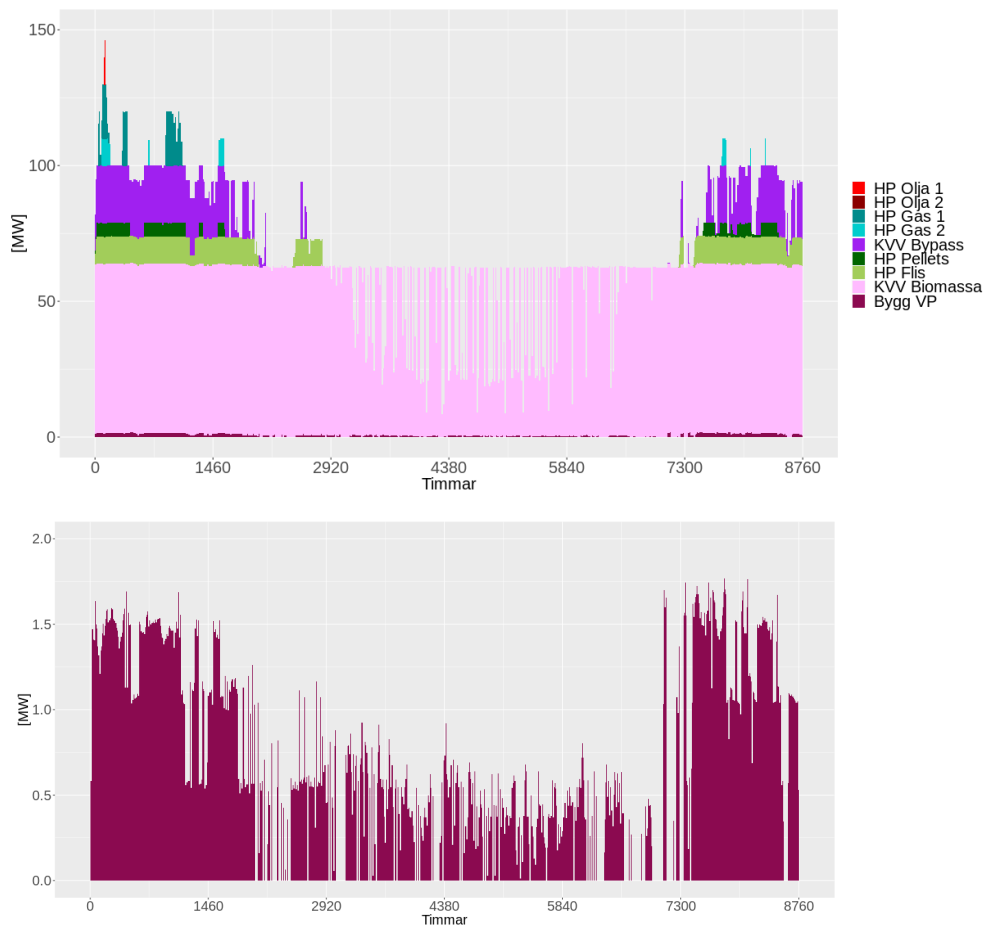
4.2 LASTVÄXLING: FJÄRRVÄRME/VÄRMEPUMP

Det normala idag är att värmepumpar i fastigheter med fjärrvärme och värmepump alltid är i drift så länge det finns ett värmebehov som de kan tillgodose. Detta gör att referensfallet för driftprofilen för värmepumparna i byggnaderna är den samma för samtliga sex typnät, vilket visas för ett av de simulerade åren i Figur 12.



Figur 12. Total värmeeffekt från samtliga 81 värmepumpar under 2017 för Referensfall (utan flexibel drift av värmepumpar). Figuren gäller för samtliga sex typnät.

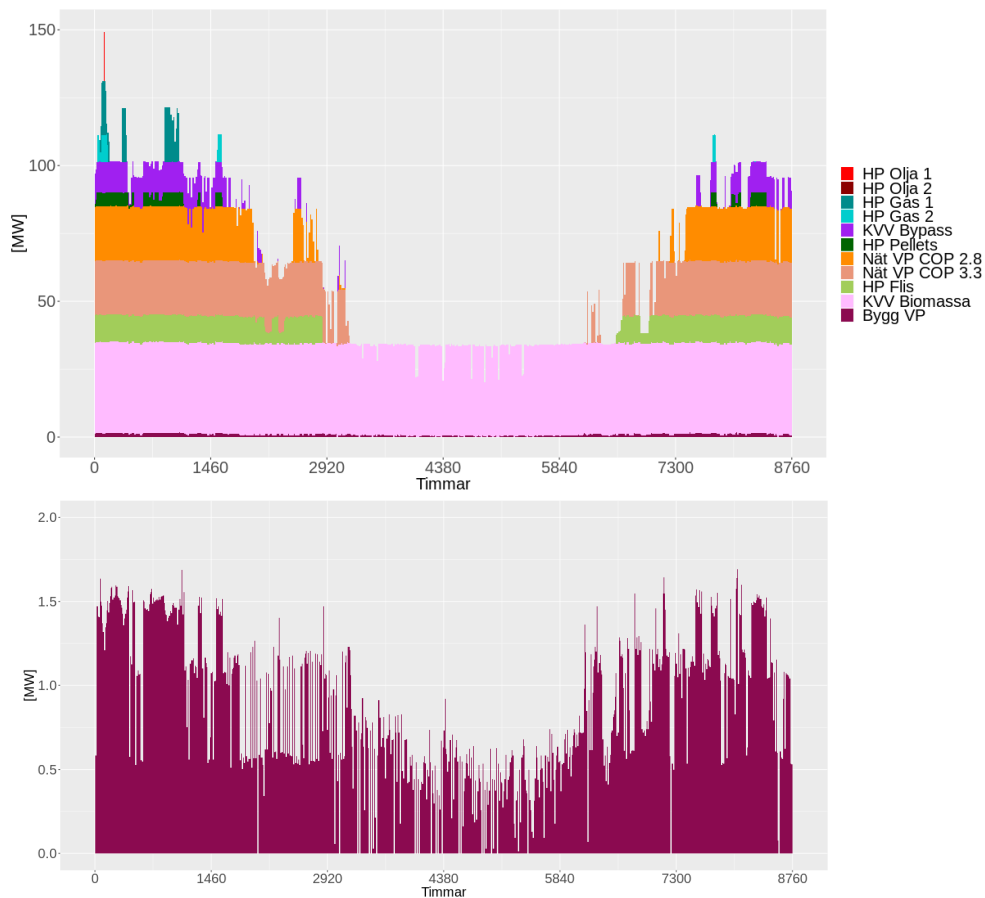
När värmepumparna i fastigheterna behandlas som en del av den totala produktionsoptimeringen så slås de av när alternativkostnaden för värmeproduktion är lägre i fjärrvärmenätet, vilket visas för typnät: KVV A i Figur 13. Jämför vi med Figur 12 så ser vi att vid många tillfällen när kraftvärme ligger på marginalen så stängs samtliga värmepumpar i byggnaderna av. Beroende på värmepumparna i byggnadernas verkningsgrad så stängs de även av vid olika tillfällen. De värmepumpar med högst verkningsgrad är även i drift under många timmar under sommarhalvåret när kraftvärme är på marginalen. Värmepumparna har även högst prestanda då eftersom radiatortemperaturen är låg. När hetvattenpannor olja, gas eller bypass i kraftvärmen ligger på marginalen så är som regel samtliga värmepumpar i fastigheterna i drift.



Figur 13. Övre figur: Värmeproduktion från samtliga produktionsanläggningar under 2017 för fall: Bygg VP flexibel drift. Typnät: KVV A.

Nedre figur: Värmeproduktion från värmepumpar i byggnader (Bygg VP i övre figur) har lyfts ut till separat figur för att förtydliga deras profil.

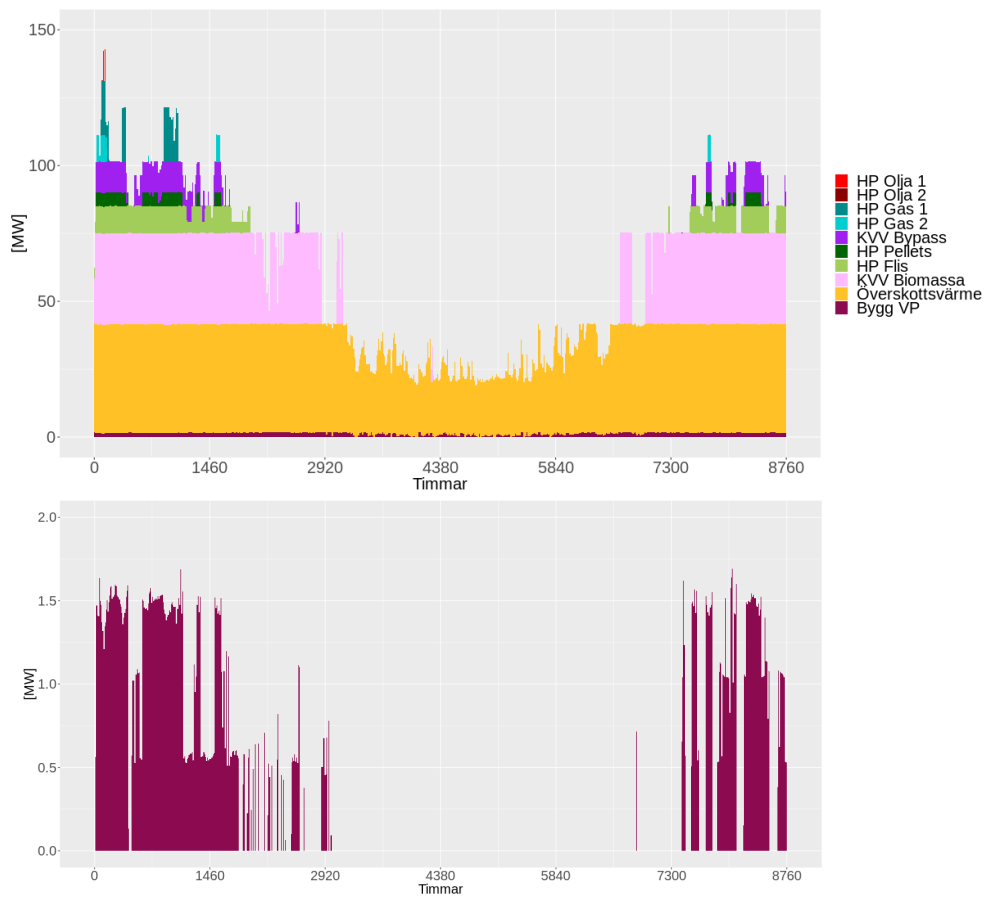
För typnät: VP A styrs värmepumpar i byggnader som de i typnät: KVV A under 4–5 månader på sommarhalvåret eftersom kraftvärme med samma bränsle ligger på marginalen i båda typnäten. Skillnaden uppstår framförallt under vår och höst när värmepumpar i nätet ligger på marginalen. Vid de förhållandena är enbart värmepumpar i fastigheter med bättre prestanda än värmepumparna i nätet i drift.



Figur 14. Övre figur: Värmeproduktion från samtliga produktionsanläggningar under 2017 för fall: Bygg VP flexibel drift. Typnät: VP A.

Nedre figur: Värmeproduktion från värmepumpar i byggnader (Bygg VP i övre figur) har lyfts ut till separat figur för att förtydliga deras profil.

Det är stor skillnad i hur flexibilitet i värmepumpar nyttjas i typnät: ÖV A jämfört med typnäten med annan bränslemix, vilket visas i Figur 15. Samtliga värmepumpar i fastigheter är helt avstängda under 5–6 månader när överskottsvärme ligger på marginalen. För att uppnå denna effekt behövs egentligen ingen smart uppkopplad styrning av värmepumparna, ett tillräckligt lågt pris på fjärrvärmen under denna period bör ha en liknande effekt. Under vintern är driften av värmepumparna lik de andra typnäten, de flesta värmepumpar är ur drift när kraftvärme är på marginalen och i drift när hetvattenpannor eller bypass i kraftvärmen är på marginalen.



Figur 15. Övre figur: Värmeproduktion från samtliga produktionsanläggningar under 2017 för fall: Bygg VP flexibel drift. Typnät: ÖV A.

Nedre figur: Värmeproduktion från värmepumpar i byggnader (Bygg VP i övre figur) har lyfts ut till separat figur för att förtydliga deras profil.

4.2.1 Påverkan på rörlig driftkostnad

Eftersom optimeringens målfunktion i detta fall är att minimera den totala rörliga driftkostnaden för fjärrvärme och värmepumpar i byggnader redovisas båda systemens totala rörliga driftkostnad. Referensvärden för Referensfall (ej flexibel drift av värmepumpar) redovisas i Tabell 20. Rörliga driftkostnaden för värmepumpar i byggnader är densamma för alla sex typnät eftersom de har samma uppsättning värmepumpar och de styrs utan hänsyn till fjärrvärmenätet.

Tabell 20. Rörlig driftkostnad (medelvärde för 2015 – 2017) för värmeproduktion i fjärrvärmenät (FV) och för värmepumpar i byggnader (VP) för Referensfall (värmepumpar styrs ej flexibelt).

	Med ackumulator (A)	Utan ackumulator
Övervikt kraftvärme biomassa (KVV)	FV: 92,7 Mkr/år VP: 2,9 Mkr/år	FV: 99,7 Mkr/år VP: 2,9 Mkr/år
Övervikt värmepump (VP)	FV: 104,6 Mkr/år VP: 2,9 Mkr/år	FV: 109,1 Mkr/år VP: 2,9 Mkr/år
Övervikt överskottsvärme (ÖV)	FV: 42,4 Mkr/år VP: 2,9 Mkr/år	FV: 47,0 Mkr/år VP: 2,9 Mkr/år

Potentialen för att minska total rörlig driftkostnad (fjärrvärme + värmepumpar i byggnader) varierar stort mellan olika typnät, vilket visas i Tabell 21. Skillnaderna är små mellan om ackumulator finns eller inte. Den stora skillnaden beror på vilken bränslemix som används. Den största minskningen är för typnäten: ÖV och ÖV A eftersom överskottsvärme ligger på marginalen under en betydande del av året och då stängs helt enkelt alla värmepumpar av. Den totala minskningen på 1,11 – 1,12 Mkr/år motsvarar i det fallet 38 % av värmepumparnas rörliga driftkostnad vid normal (ej flexibel) styrning (Referensfall). En del av denna potential går att uppnå med enklare metoder som ett säsongspris på fjärrvärme som uppmanar till att stänga av värmepumpar under vissa månader. För de övriga typnäten är minskningen av total rörlig driftkostnad betydligt större för typnäten: KVV och KVV A jämfört med typnäten: VP och VP A. En starkt bidragande orsak till detta är antagligen att det finns den mycket starkare korrelation mellan marginalkostnad för värmepumpar i byggnader och fjärrvärme för typnät: VP och VP A. Detta eftersom samtliga värmepumpars marginalkostnad har en stark positiv korrelation med elpriset. Det motsatta förhållandet gäller för typnäten: KVV och KVV A eftersom marginalkostnad för värme från kraftvärme har en negativ korrelation med elpriset (högre elpris ger lägre marginalkostnad för värme från kraftvärme). Marginalkostnaderna för de båda uppvärmningsalternativen i fastigheterna korrelerar alltså mindre med varandra och det ena alternativet blir då ofta väsentligt mer fördelaktigt än det andra vilket gör flexibel drift mer värdefullt.

Tabell 21. Förändring av rörlig driftkostnad (medelvärde för 2015 – 2017) för värmeproduktion i fjärrvärmenät (FV) och för värmepumpar i byggnader (VP) för fall: Bygg VP flexibel drift relativt Referensfall (värmepumpar styrs ej flexibelt).

	Med ackumulator (A)	Utan ackumulator
Övervikt kraftvärme biomassa (KVV)	FV: +0,77 Mkr/år VP: -1,39 Mkr/år TOT: -0,62 Mkr/år	FV: +0,73 Mkr/år VP: -1,42 Mkr/år TOT: -0,69 Mkr/år
Övervikt värmepump (VP)	FV: +0,98 Mkr/år VP: -1,20 Mkr/år TOT: -0,22 Mkr/år	FV: +0,95 Mkr/år VP: -1,21 Mkr/år TOT: -0,26 Mkr/år
Övervikt överskottsvärme (ÖV)	FV: +0,74 Mkr/år VP: -1,86 Mkr/år TOT: -1,12 Mkr/år	FV: +0,73 Mkr/år VP: -1,84 Mkr/år TOT: -1,11 Mkr/år

Om minskningen av den totala rörliga driftkostnaden i Tabell 21 fördelas på värmepumparna som nyttjas (81 till antalet) så fås ett mått på besparingen per värmepump, vilket presenteras i Tabell 22. Förhållandet mellan de olika typnäten är detsamma som den totala minskningen av rörlig driftkostnad och som exempel kan en ekonomisk potential på ca 8 kkr per år och fastighet med värmepump lyftas fram för typnäten med övervikt kraftvärme.

Tabell 22. Minskning av total (fjärrvärme + värmepump) rörlig driftkostnad (medelvärde för 2015 – 2017) fördelat per fastighet med värmepump.

	Med ackumulator (A)	Utan ackumulator
Övervikt kraftvärme biomassa (KVV)	7,7 kkr/år	8,5 kkr/år
Övervikt värmepump (VP)	2,7 kkr/år	3,2 kkr/år
Övervikt överskottsvärme (ÖV)	13,8 kkr/år	13,6 kkr/år

Jämförs den ekonomiska potentialen per fastighet för lastväxling (Tabell 22) med värmelagring i byggnader (Tabell 15) så är den överlag lägre för varje fastighet som nyttjas för lastväxling fjärrvärme/värmepump jämfört med värmelagring i byggnader (2,7 – 13,8 kkr/år mot 12 – 62 kkr/år). Dock ska poängteras att fallen för värmelagring i byggnader består av ett urval av de 65 eller 287 bäst lämpade fastigheterna medan lastväxling fjärrvärme/värmepump utgår från att alla fastigheter med fjärrvärme och värmepump nyttjas. Det finns sannolikt många värmepumpar med låg effekt som drar ner värdet per värmepump. Den maximala värmeeffekten per värmepump har ett medelvärde på 22 kW, men det finns många fastigheter med betydligt högre värmeeffekt från värmepumpar. Ekonomiska potentialen med flexibiliteten kan även uttryckas som 120 – 610 kkr per år och MW reglerbar värmeeffekt i värmepumpar i byggnader.

4.2.2 Miljövärde

Med den utvidgade systemgränsen beräknas även CO₂e-utsläpp orsakade av elanvändningen i värmepumpar i fastigheter. För Referensfallet (värmepumpar i fastigheter styrs ej flexibelt) får värmepumparna i fastigheterna exakt samma lastprofil för samtliga typnät vilket resulterar i ett orsakat CO₂e-utsläpp på 2,6 kton/år. Detta adderas till de direkta och indirekt CO₂e-utsläppen från värmeproduktion i fjärrvärmesystem från Tabell 16 och resultatet presenteras i Tabell 23.

Tabell 23. Årligt utsläpp av CO₂e ur ett systemperspektiv för Referensfall (värmepumpar styrs ej flexibelt).

	Med ackumulator (A)	Utan ackumulator
Övervikt kraftvärme biomassa (KVV)	FV: -55,3 kton VP: 2,6 kton TOT: -52,7 kton	FV: -52,3 kton VP: 2,6 kton TOT: -49,7 kton
Övervikt värmepump (VP)	FV: -0,3 kton VP: 2,6 kton TOT: 2,3 kton	FV: 1,6 kton VP: 2,6 kton TOT: 4,2 kton
Övervikt överskottsvärme (ÖV)	FV: -16,5 kton VP: 2,6 kton TOT: -13,9 kton	FV: -14,5 kton VP: 2,6 kton TOT: -11,9 kton

Förändring (relativt värdena i Tabell 23) i orsakade CO₂e-utsläpp när värmepumpar i fastigheter styrs flexibelt presenteras i Tabell 24. För samtliga typnät så minskar de totala orsakade CO₂e-utsläppen när värmepumpar i byggnader styrs flexibelt. Detta beror på att CO₂e-utsläpp orsakade av värmepumparnas elanvändning kraftigt minskar och värmen som ersätter den minskade värmeproduktionen ersätts med mer fördelaktig värmeproduktion i fjärrvärmesystemen. Vad som ersätter värme från värmepumparna varierar mellan typnäten, för typnäten: KVV, KVV A, ÖV och ÖV A så ersätts till stor del värmen av en ökad värmeproduktion i kraftvärmen vilket även ger fjärrvärmesystemet lägre orsakade utsläpp av CO₂e. Skillnaden mellan typnät med och utan ackumulator tank är nästan obefintlig.

Tabell 24. Förändring av årligt utsläpp av CO₂e ur ett systemperspektiv för fall: Bygg VP flexibel drift relativt fall: Referensfall (värmepumpar styrs ej flexibelt).

	Med ackumulator (A)	Utan ackumulator
Övervikt kraftvärme biomassa (KVV)	FV: -0,5 kton VP: -1,3 kton TOT: -1,8 kton	FV: -0,5 kton VP: -1,3 kton TOT: -1,8 kton
Övervikt värmepump (VP)	FV: +0,6 kton VP: -1,1 kton TOT: -0,5 kton	FV: +0,7 kton VP: -1,1 kton TOT: -0,4 kton
Övervikt överskottsvärme (ÖV)	FV: -0,6 kton VP: -1,7 kton TOT: -2,3 kton	FV: -0,6 kton VP: -1,7 kton TOT: -2,3 kton

4.2.3 Balansering av elnätet

Såväl elhandel för köpt och såld el kopplad till produktion i FV-nätet (kraftvärme och värmepumpar) som elhandel för den el som används i värmepumpar i fastigheter påverkas av en samoptimering med flexibel styrning av värmepumpar. I Tabell 25 presenteras denna data för referensfallet utan flexibel styrning av värmepumpar och hur medelpriset för köpt och såld el påverkas när värmepumparna i fastigheterna styrs flexibelt. Anledningen till att medelpriset för köpt el för värmepumpar är väsentligt högre för värmepumpar i byggnader än för värmepumpar i fjärrvärmenätet är att deras elnätsavgift är högre (220 kr/MWh mot 100 kr/MWh).

Tabell 25. Medelintäkt för såld el och medelkostnad för köpt el för Referensfall (värmepumpar styrs ej flexibelt) samt förändring av dessa parametrar för fall: Bygg VP flexibel drift relativt Referensfall.

	Med ackumulator (A)	Utan ackumulator
Övervikt kraftvärme biomassa (KVV)	Referensfall FV såld el: 427 kr/MWh VP köpt el: 932 kr/MWh Bygg VP flexibel drift FV såld el: +0,4 kr/MWh VP köpt el: +9,8 kr/MWh	Referensfall FV såld el: 411 kr/MWh VP köpt el: 932 kr/MWh Bygg VP flexibel drift FV såld el: +0,4 kr/MWh VP köpt el: +9,8 kr/MWh
Övervikt värmepump (VP)	Referensfall FV såld el: 417 kr/MWh FV köpt el: 808 kr/MWh VP köpt el: 932 kr/MWh Bygg VP flexibel drift FV såld el: +0,2 kr/MWh FV köpt el: +0,2 kr/MWh VP köpt el: +13,0 kr/MWh	Referensfall FV såld el: 408 kr/MWh FV köpt el: 814 kr/MWh VP köpt el: 932 kr/MWh Bygg VP flexibel drift FV såld el: +0,3 kr/MWh FV köpt el: -0,2 kr/MWh VP köpt el: +16,3 kr/MWh
Övervikt överskottsvärme (ÖV)	Referensfall FV såld el: 433 kr/MWh VP köpt el: 932 kr/MWh Bygg VP flexibel drift FV såld el: +0,4 kr/MWh VP köpt el: +10,6 kr/MWh	Referensfall FV såld el: 423 kr/MWh VP köpt el: 932 kr/MWh Bygg VP flexibel drift FV såld el: +0,8 kr/MWh VP köpt el: +14,8 kr/MWh

För samtliga typnät så ökar medelpriset för köpt el för värmepumpar i fastigheter när värmepumparna styrs flexibelt (ökning med 9,8 – 16,3 kr/MWh). Värmepumpar i fastigheter stängs alltså oftare av när elpriset är lågt än när elpriset är högt, vilket kan verka konstigt men det finns en bra förklaring:

Marginalkostnaden för värmeproduktion i fjärrvärmenätet varierar mycket mer än marginalkostnaden för att driva värmepumpar. Hur elpriset varierar är därför under många förhållanden underordnat betydelsen av vilken anläggning som ligger på marginalen i fjärrvärmenätet. Det är framförallt när marginalkostnaden för värmeproduktion i fjärrvärmenätet är låg som värmepumpar i fastigheter stängs av och då är även elpriset lågt (men det blir aldrig så lågt att värmepumparna kan konkurrera med fjärrvärmen under de förhållandena). Detta

innebär att lastväxling mellan fjärrvärme och värmepump medför att värmepumparna tar ett steg från att vara en ren spetslast i fjärrvärmenät och mer av en baslast i elnätet till att fylla en mer balanserad roll i båda näten vilket inte enbart är positivt för balansen i elnätet.

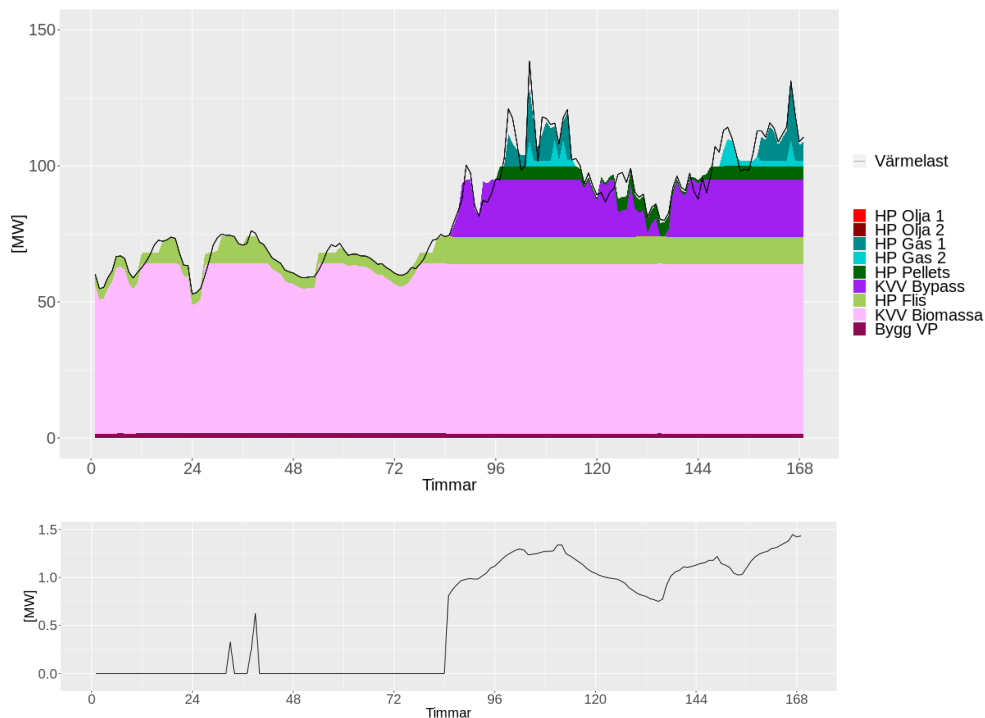
Tack vare den flexibla driften av värmepumparna i fastigheterna kan dock kraftvärmens balanserande effekt på elnätet ökas, om än förhållandevis lite (ökad intäkt för såld el: 0,2 – 0,8 kr/MWh). En anledning till att detta värde förändras mindre än värmepumparnas ökade kostnad är att värmepumparna i fastigheterna endast står för 2,1 % av typnätens årliga värmebehov.

4.3 FASTIGHETSNÄRA BORRHÅLSLAGER

För studien av fastighetsnära borrhålslager är det tre fall som jämförs:

- Referensfallet (inget borrhålslager finns)
- Borrhål ej flexibel drift (borrhålslager finns och styrs utan koppling till produktionsoptimering)
- Borrhål flexibel drift (borrhålslager finns och dess styrning är en del av produktionsoptimeringen)

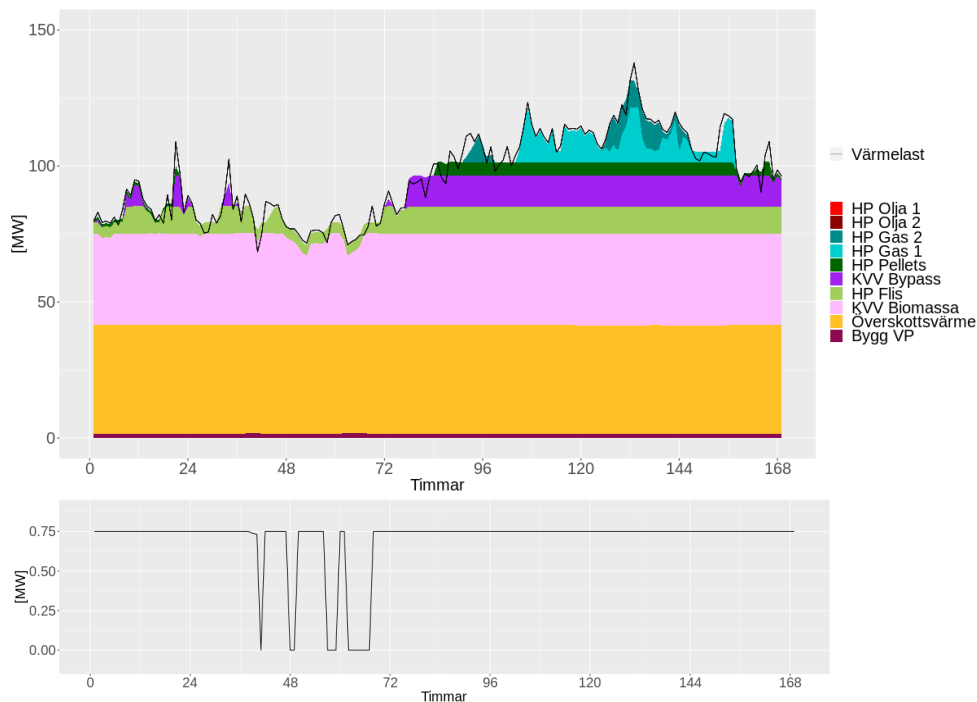
Båda fallen där borrhålslager finns har exakt samma utformning vilket beskrivits i kapitel 2.7 Flexibilitet: Fastighetsnära borrhålslager och 3.3 Fastighetsnära borrhålslager. Borrhålet laddas med fjärrvärme och värmen i borrhålet kan sedan nyttjas direkt utan värmepump för att värma upp fastigheter. Det enda som skiljer simuleringsfallet är styrningen (när borrhålet ska laddas och laddas ur). Flexibel drift av borrhålslager medför att uttag av värme kan förläggas till de tidpunkter när värmeproduktion med så hög marginalkostnad som möjligt ersätts vilket exemplifieras för en novembervecka i Figur 16. Eftersom detta borrhålslagrets effekt endast är i storleksordningen 1 % av hela nätets effekt så är det svårt att utläsa lagrets påverkan enbart genom den övre figuren. Därför redovisas borrhålslagrets effektuttag för samma tidsperiod i den nedre figuren. Summan av detta effektuttag och nerladdning utgör differensen mellan värmelast och producerad värme i den övre figuren. Under veckans första halva nyttjas värme från borrhålet endast vid två korta tillfällen för att under veckans andra halva (med höga marginalkostnader) ha tillräckligt med kapacitet för att täcka hela uppvärmningsbehovet i fastigheten ansluten till lagret.



Figur 16. Övre figur: Värmeproduktion från samtliga produktionsanläggningar under en vecka i november 2016 för fall: Borrhål flexibel drift. Tynät: KVV.

Nedre figur: Effektuttag ur borrhålslager under samma tidsperiod.

Ett exempel på hur borrhålslagret nyttjas en vecka i mars 2017 för tynät: ÖV visas i Figur 17. Detta är en ovanligt kall vecka för mars och borrhålslagret har en lägre temperatur i slutet av vintern, vilket gör att den maximala effekten det kan leverera inte är tillräckligt för att tillgodose fastighetens effektbehov för uppvärmning. Borrhålslagret levererar därför sin maximala effekt under alla timmar utom ett fåtal när kraftvärme ligger på marginalen. Under dessa timmar täcks hela byggnadens värmebehov av fjärrvärme.



Figur 17. Övre figur: Värmeproduktion från samtliga produktionsanläggningar under en vecka i mars 2017 för fall: Borrhål flexibel drift. Tynät: ÖV.

Nedre figur: Effektuttag ur borrhålslager under samma tidsperiod.

4.3.1 Påverkan på rörlig driftkostnad

Den rörliga driftkostnaden för fallen: Borrhål ej flexibel drift och Borrhål flexibel drift jämfört med fall Referensfall (utan borrhålslager) finns redovisade i Tabell 11. Borrhålets minskning av den rörliga driftkostnaden vid ej flexibel drift är 300 – 470 kkr per år för tynäten: KVV, KVV A, VP och VP A. För tynäten: ÖV och ÖV A är borrhålslagret betydligt mer värdefullt och vid ej flexibel drift är minskningen av rörlig driftkostnad 860 – 880 kkr/år. Detta beror framförallt på att själva grundförutsättningen för säsongslagring, en stor skillnad i marginalkostnad för värmeproduktion mellan sommar och vinter, är bäst uppfylld i detta tynät. För samtliga tynät innebär en flexibel drift av borrhålslagret en betydande besparingsökning, i absoluta tal 270 – 480 kkr per år och i relativa tal 36 – 133 %. Besparingsökningen är större i tynät utan ackumulator, men skillnaden är inte lika påtaglig som för värmelagring i byggnader (Tabell 13). Detta beror antagligen på att ett säsongslager fyller en annan roll i optimeringen är värmelagring i byggnader, dvs. mer som ett korttidslager likt en ackumulatortank.

Tabell 26. Förändring av rörlig driftkostnad (medelvärde för 2015 – 2017) för fallen: Borrhål ej flexibel drift (Ej flex) och Borrhål flexibel drift (Flex) relativt fall: Referensfall (utan borrhålslager).

	Med ackumulator (A)	Utan ackumulator
Övervikt kraftvärme biomassa (KVV)	Ej flex: -360 kkr/år Flex: -660 kkr/år Besparingsökning: 83 %	Ej flex: -300 kkr/år Flex: -700 kkr/år Besparingsökning: 133 %
Övervikt värmepump (VP)	Ej flex: -330 kkr/år Flex: -600 kkr/år Besparingsökning: 82 %	Ej flex: -470 kkr/år Flex: -900 kkr/år Besparingsökning: 91 %
Övervikt överskottsvärme (ÖV)	Ej flex: -860 kkr/år Flex: -1170 kkr/år Besparingsökning: 36 %	Ej flex: -880 kkr/år Flex: -1360 kkr/år Besparingsökning: 55 %

4.3.2 Miljövärde

Relativt de totala värdena (summa av direkta och indirekta) för CO₂e-utsläpp i Tabell 16 har minskningen för samma värden beräknats för fall: Borrhål ej flexibel drift och fall: Borrhål flexibel drift, vilket presenteras i Tabell 27. Det kan verka ointuitivt att typnäten: ÖV och ÖV A är de typnät med minst miljönytta av säsongslagring. Detta beror på att i de andra typnäten är det framförallt värme från kraftvärme som säsongslagras, vilket har negativ indirekt CO₂e-utsläpp jämfört med överskottsvärme där CO₂e-utsläppen har satts till noll. Den ökade miljövinsten genom att styra borrhålslagret flexibelt är positiv för samtliga typnät (3,1 – 29,0 %) men betydligt mindre än den ökade ekonomiska besparing som presenterats i Tabell 26 (36 – 133 %). Detta beror delvis på att värmekällor som använder eller genererar el har en rörlig driftkostnad som varierar i tiden men deras CO₂e-utsläpp antas konstanta. Det uppstår alltså ekonomisk nytta genom att ladda borrhålslagret med kraftvärme under en timme med höga elpriser men miljömässigt är CO₂e-påverkan lika stor som om den laddas under en timme med lägre elpriser.

Tabell 27. Påverkan på utsläpp av CO₂e ur ett systemperspektiv för fallen: Borrhål ej flexibel drift (Ej flex) och Borrhål flexibel drift (Flex) relativt fall: Referensfall (utan borrhålslager).

	Med ackumulator (A)	Utan ackumulator
Övervikt kraftvärme biomassa (KVV)	Ej flex: -1,97 kton/år Flex: -2,03 kton/år Ökning: 3,1 %	Ej flex: -1,89 kton/år Flex: -2,03 kton/år Ökning: 7,3 %
Övervikt värmepump (VP)	Ej flex: -1,66 kton/år Flex: -1,96 kton/år Ökning: 17,8 %	Ej flex: -1,58 kton/år Flex: -2,04 kton/år Ökning: 29,0 %
Övervikt överskottsvärme (ÖV)	Ej flex: -0,46 kton/år Flex: -0,55 kton/år Ökning: 19,8 %	Ej flex: -0,42 kton/år Flex: -0,46 kton/år Ökning: 10,7 %

4.3.3 Balansering av elnätet

Förändringen i intäkt per såld MWh el och kostnad per köpt MWh el för fall med borrhålslager (med/utan) flexibel styrning relativt referensfall utan borrhålslager redovisas i Tabell 28. För typnäten: KVV, KVV A, VP och VP A så minskar medelintäkten per såld MWh el för fall: Borrhål ej flexibel styrning relativt fall: Referensfall (utan borrhål). Detta beror antagligen på att kraftvärme ligger på marginalen i de typnäten under de sommarmånader som borrhålet laddas. Detta medför framförallt att mer el produceras från kraftvärme under de månaderna och eftersom elpriset är relativt lågt under de perioderna dras den genomsnittliga intäkten ner. Så är inte fallet för typnäten: ÖV och ÖV A där överskottsvärme ligger på marginalen under sommaren. Om det finns ackumulatortank eller ej i typnäten har liten påverkan på resultaten.

Tabell 28. Medelintäkt för såld el och medelkostnad för köpt el för fall: Referensfall (utan borrhålslager) samt förändring av dessa parametrar för fallen: Borrhålslager ej flexibel drift och Borrhål flexibel drift relativt Referensfall.

	Med ackumulator (A)	Utan ackumulator
Övervikt kraftvärme biomassa (KVV)	Referensfall (utan borrhål) Såld el: 427 kr/MWh Borrhål ej flex Såld el: -1,1 kr/MWh Borrhål flex Såld el: -0,5 kr/MWh	Referensfall (utan borrhål) Såld el: 411 kr/MWh Borrhål ej flex Såld el: -0,9 kr/MWh Borrhål flex Såld el: -0,3 kr/MWh
Övervikt värmepump (VP)	Referensfall (utan borrhål) Såld el: 417 kr/MWh Köpt el: 808 kr/MWh Borrhål ej flex Såld el: -1,4 kr/MWh Köpt el: -0,7 kr/MWh Borrhål flex Såld el: -1,4 kr/MWh Köpt el: -0,7 kr/MWh	Referensfall (utan borrhål) Såld el: 417 kr/MWh Köpt el: 808 kr/MWh Borrhål ej flex Såld el: -0,6 kr/MWh Köpt el: -0,9 kr/MWh Borrhål flex Såld el: -0,6 kr/MWh Köpt el: -0,7 kr/MWh
Övervikt överskottsvärme (ÖV)	Referensfall (utan borrhål) Såld el: 433 kr/MWh Borrhål ej flex Såld el: +0,3 kr/MWh Borrhål flex Såld el: +1,1 kr/MWh	Referensfall (utan borrhål) Såld el: 423 kr/MWh Borrhål ej flex Såld el: -0,2 kr/MWh Borrhål flex Såld el: +0,2 kr/MWh

Om borrhålslagret styrs flexibelt så kompenseras en betydande del av den sänkta intäkten per MWh såld el som uppstår vid ej flexibel styrning (relativt referensfall utan borrhål) för typnäten: KVV och KVV A. För typnäten: VP och VP A så är skillnaden mycket liten mellan flexibel och ej flexibel styrning av borrhålslager, vilket även gäller för den köpta elen till nätets värmepumpar. En flexibel styrning av borrhålslagret medför i det fallet ingen balansering av elnätet vilket värmelagring i byggnader medförde för samma typnät enligt Tabell 19. Exakt vad detta beror på är inte kartlagt men något som med hög sannolikhet spelar in är att

borrhålslagret är ett säsongslager till skillnad från värmelagring i byggnader som framför allt lagrar värme på dygns-/vecko-basis. Typnäten: ÖV och ÖV A ser likt typnäten: KVV och KVV A en ökning av medelintäkten från såld el om borrhålslagret styrs flexibelt.

4.4 KOMBINERAD FLEXIBILITET

Tre typer av flexibilitet har utvärderats var för sig men det finns även en forskningsfråga som rör om det är värt att satsa på flera typer av flexibilitet. Även om de är lönsamma var för sig så är det inte givet att de är lika lönsamma om de kombineras. Tre individuella flexibilitetsfalls individuella påverkan på ett antal indikatorer jämförs med simuleringsfall där samma flexibiliteter nyttjas tillsammans. Resultaten för rörlig driftkostnad presenteras i Tabell 29.

Tabell 29. Total minskning av rörlig driftkostnad relativt fall: Referensfall (utan flexibilitet) summerat för tre individuella fall (Värmelagring i byggnader 20 %, Bygg VP flexibel drift, Borrhål flexibel drift) och för fall: Kombinerad flexibilitet, där simulering är utförd med samma flexibiliteter tillsammans.

	Med ackumulator (A)	Utan ackumulator
Övervikt kraftvärme biomassa (KVV)	Sa: individuell flex FV + VP: -3,4 Mkr/år Kombinerad flex FV + VP: -3,3 Mkr/år -2,6 %	Sa: individuell flex FV + VP: -5,4 Mkr/år Kombinerad flex FV + VP: -5,3 Mkr/år -2,1 %
Övervikt värmepump (VP)	Sa: individuell flex FV + VP: -2,7 Mkr/år Kombinerad flex FV + VP: -2,7 Mkr/år -0,8 %	Sa: individuell flex FV + VP: -4,6 Mkr/år Kombinerad flex FV + VP: -4,5 Mkr/år -2,8 %
Övervikt överskottsvärme (ÖV)	Sa: individuell flex FV + VP: -4,1 Mkr/år Kombinerad flex FV + VP: -4,0 Mkr/år -2,3 %	Sa: individuell flex FV + VP: -6,3 Mkr/år Kombinerad flex FV + VP: -6,1 Mkr/år -2,5 %

Från Tabell 29 framgår det att det är minimal konflikt mellan de tre flexibilitetstyperna för samtliga typnät. Som mest så reduceras minskningen av den rörliga driftkostnaden med 2,8 % om alla tre flexibilitetstyperna nyttjas samtidigt, jämfört med om deras minskning adderas från individuella simuleringar. Detta visar en tydlig bild att värmelagring i byggnader, lastväxling fjärrvärme/värmepump och flexibel styrning av borrhålslager fyller tre olika funktioner i en produktionsoptimering: korttidslagring, extra värmekälla att optimera och långtidslagring. Om vi även ser ackumulatortank som en flexibilitet så finns en "konflikt" mellan värmelagring i byggnader och ackumulatortank, värdet av att investera i en av teknikerna är mindre om den andra redan finns i systemet. Detta har redan utforskats i kapitel: 4.1 Värmelagring i byggnader.

Att den ekonomiska nyttan när flera typer av flexibilitet kombineras är ungefär lika stor som varje typ av flexibilitets individuella ekonomiska nytta gäller även för reducering av CO₂e-utsläpp, vilket visas i Tabell 30.

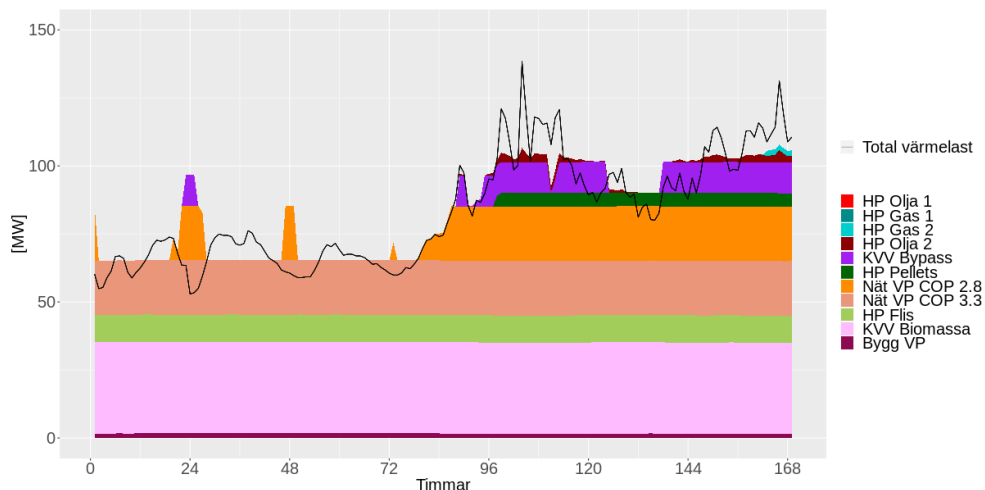
Tabell 30. Total minskning av direkta och indirekta CO₂e-utsläpp relativt fall: Referensfall (utan flexibilitet) summerat för tre individuella fall (Värmelagring i byggnader 20 %, Bygg VP flexibel drift, Borrhål flexibel drift) och för fall: Kombinerad flexibilitet, där simulering är utförd med samma flexibiliteter tillsammans.

	Med ackumulator (A)	Utan ackumulator
Övervikt kraftvärme biomassa (KVV)	Sa: individuell flex FV + VP: -4,4 kton/år	Sa: individuell flex FV + VP: -5,5 kton/år
	Kombinerad flex FV + VP: -4,5 kton/år +2,8 %	Kombinerad flex FV + VP: -5,6 kton/år +0,4 %
Övervikt värmepump (VP)	Sa: individuell flex FV + VP: -2,8 kton/år	Sa: individuell flex FV + VP: -3,6 kton/år
	Kombinerad flex FV + VP: -2,9 kton/år +6,2 %	Kombinerad flex FV + VP: -3,6 kton/år +0,02 %
Övervikt överskottsvärme (ÖV)	Sa: individuell flex FV + VP: -3,7 kton/år	Sa: individuell flex FV + VP: -4,2 kton/år
	Kombinerad flex FV + VP: -3,6 kton/år -0,3 %	Kombinerad flex FV + VP: -4,3 kton/år +2,9 %

4.5 HANTERING AV ÖVERFÖRINGSBEGRÄNSNINGAR

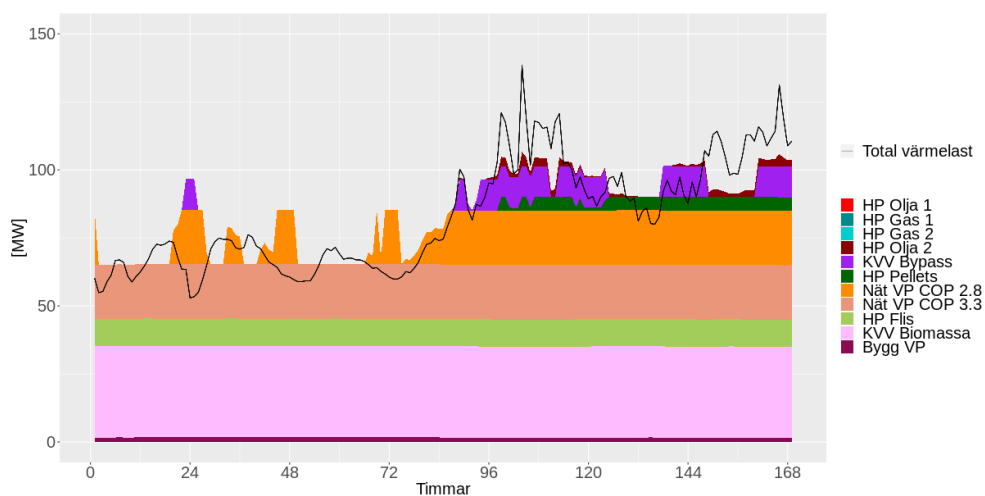
Konsekvensen när det finns en del av fjärrvärmenätet där värmebehovet är större än överföringskapaciteten från övriga delar av nätet är att det behövs lokal värmeproduktion för att behovet ska tillgodoses (om det inte är mer attraktivt att bygga en pumpstation eller förstärkningsledning). I exemplet som studeras här antas ett område benämnt "satellit" som står för 10 % av värmebehovet och det finns en överföringskapacitet på 8,5 MW. En av hetvattenpannorna med olja som bränsle från de tidigare simuleringarna har flyttats till satelliten för att klara värmeförsörjningen.

Figur 18 visar en exempelvecka för ett typnät med ackumulatortank trots att det finns lagringskapacitet för att styra bort all användning av hetvattenpannor med olja som bränsle (vilket visats i Figur 9) så är det inte möjligt eftersom ackumulatortanken ligger centralt i nätet. Det är nödvändig att använda hetvattenpannan med olja som bränsle för att klara värmeförsörjningen i satelliten.



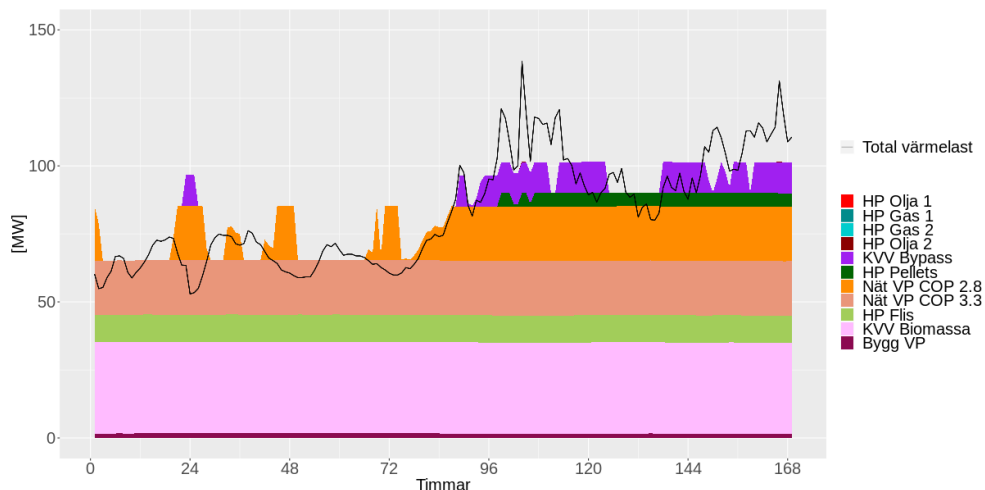
Figur 18. Värmeproduktion under exempelvecka för typnät: VP A med 10 % av värmelasten i en satellit. Referensfall utan flexibilitet.

Om även värmelagring i byggnader nyttjas så kan det ha stor betydelse vart i nätet byggnaderna som nyttjas ligger för hur bra den kan hjälpa till att undvika spetslaster. Figur 19 visar samma exempelvecka som Figur 18 fast med värmelagring i byggnader motsvarande 20 % av värmelasten. Samtliga byggnader som nyttjas ligger i detta fall centralt i nätet. Även om det finns en utökad lagringskapacitet så minskas inte mängden värme från hetvattenpannan med olja som bränsle. Istället används flexibiliteten till att optimera kraftvärme och värmepumpar mot elpriser.



Figur 19. Värmeproduktion under exempelvecka för typnät: VP A med 10 % av värmelasten i en satellit. Fall: Värmelagring i byggnader 20 %, All flexibilitet centralt.

Om hälften av de byggnader som används för värmelagring är byggnader som ligger i satelliten så är det möjligt att undvika värmeproduktion i hetvattenpannan med olja som bränsle, vilket visas i Figur 20. I satelliten så nyttjas då byggnader motsvarande 80 % (8 % av 10 %) av värmelasten i satelliten för värmelagring.



Figur 20. Värmeproduktion under exempelvecka för typnät: VP A med 10 % av värmelasten i en satellit. Fall: Värmelagring i byggnader 20 %, Hälften av flexibilitet i satellit.

Den rörliga driftkostnaden beräknas för typnätet med satellit och hur mycket den rörliga driftkostnaden minskas genom att värmelagring i byggnader jämförs med minskningen för samma flexibilitet i typnät utan satellit. Om vi jämför referensfallen för typnät med och utan satellit i Tabell 31 så framgår det att den rörliga driftkostnaden är 2,1 Mkr/år (106,7 – 104,6) högre för typnät med ackumulatortank och 1,7 Mkr/år (110,8 – 109,1) för typnät utan ackumulatortank. Detta är att vänta eftersom den begränsade överföringskapaciteten tvingar fram drift av dyrare värmeproduktion fast det finns kapacitet fri i billigare produktion centralt i nätet. Med dessa värden som utgångspunkt minskas den rörliga driftkostnaden genom nyttjande av värmelagring i byggnader. Om all flexibilitet ligger centralt i nätet är minskningen något mindre för typnät med satellit jämfört med typnät utan satellit. Detta beror på att det är en produktionsanläggning färre (hetvattenpannan i satelliten) som kan dra nytta av flexibiliteten. Om hälften av byggnaderna som nyttjas för värmelagring ligger i satelliten (detta motsvarar alla byggnader i satelliten) så uppnås en betydligt större minskning av den rörliga driftkostnaden. För typnät med ackumulatortank är minskningen av den rörliga driftkostnaden 44 % större (-2,6 mot -1,8 Mkr/år). För typnät utan ackumulatortank är minskningen 13 % större (-3,6 mot -3,2 Mkr/år) vilket antagligen beror på att värmelagring i byggnader centralt i nätet har ett större värde eftersom det inte finns en ackumulatortank där.

Tabell 31. Rörlig driftkostnad för referens utan flexibilitet och Värmelagring i byggnader 20 %, samt minskning relativt referensfall. Typnät: VP och VP A samt samma typnät fast med 10 % av värmelast i en satellit i nätet.

	Med ackumulator (A)	Utan ackumulator
Övervikt värmepump (VP) ingen satellit	Utan flexibilitet	Utan flexibilitet
	104,6 Mkr/år	109,1 Mkr/år
	Värmelagring i byggnader 20 %	Värmelagring i byggnader 20 %
	102,7 Mkr/år	105,6 Mkr/år
	-1,9 Mkr/år -1,8 %	-3,5 Mkr/år -3,2 %
Övervikt värmepump (VP) 10 % last i satellit	Utan flexibilitet	Utan flexibilitet
	106,7 Mkr/år	110,8 Mkr/år
	Värmelagring i byggnader 20 %	Värmelagring i byggnader 20 %
	All flexibilitet centralt	All flexibilitet centralt
	104,9 Mkr/år	107,6 Mkr/år
	-1,8 Mkr/år -1,7 %	-3,2 Mkr/år -2,9 %
	Värmelagring i byggnader 20 %	Värmelagring i byggnader 20 %
	Hälften av flexibilitet i satellit	Hälften av flexibilitet i satellit
	104,1 Mkr/år	107,2 Mkr/år
	-2,6 Mkr/år -2,4 %	-3,6 Mkr/år -3,9 %

5 Reducering av kapacitetsbehov

Genom flexibel efterfrågan finns en möjlighet att minska kapacitetsbehov i produktionsanläggningar och distributionssystem. Här finns det en fundamental skillnad mellan de tre flexibilitetstyper som studeras i detta projekt:

- **Värmelagring i byggnader:** Tack vare flexibel styrning av värmesystem i fastigheterna kan nätets maximala värmelast reduceras.
- **Lastväxling: fjärrvärme/värmepump:** Normalfallet (ej flexibel drift) vid dimensionerande last är att samtliga värmepumpar i fastigheter levererar sin maxeffekt. Det är alltså själva värmepumparnas existens, inte deras flexibla drift som reducerar fjärrvärmesystemets maxlast.
- **Fastighetsnära borrhålslager:** Normalfallet (ej flexibel drift) vid dimensionerande last är att borrhålslagret levererar sin dimensionerande effekt, eftersom fastighetens värmelastprofil har en mycket stark korrelation med nätets. Det är själva borrhålslagrets existens och dess dimensionering som reducerar fjärrvärmesystemets maxlast (inte dess flexibla drift).

Av denna anledning är det enbart värmelagring i byggnader som kommer detaljstuderas i detta kapitel. De andra flexibilitetstypernas reduktion av maxeffekt är:

Lastväxling: fjärrvärme/värmepump: 1,8 MW

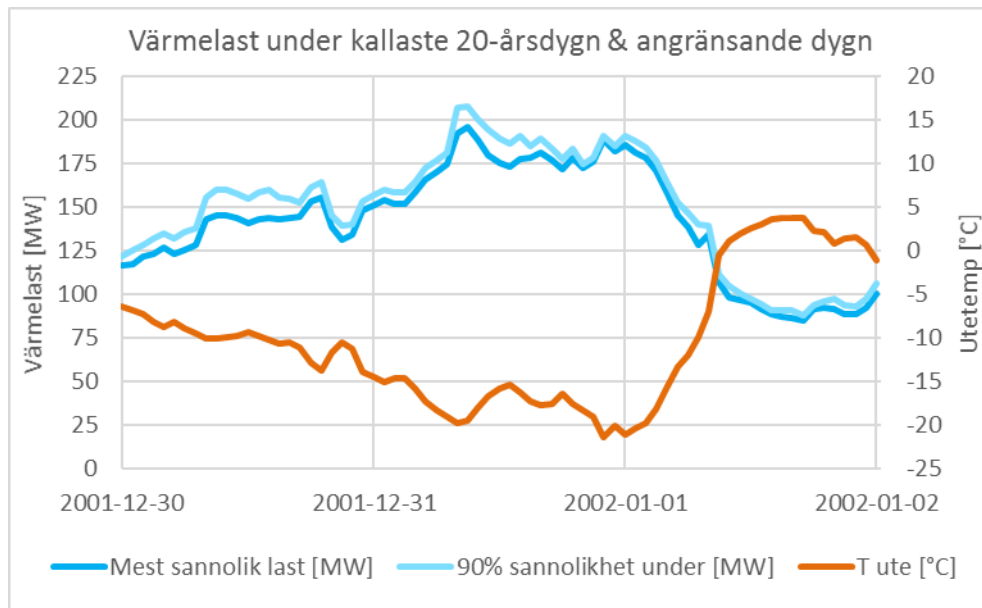
Fastighetsnära borrhålslager: 2,3 MW

Denna effektreduktion bör kunna tillgodoräknas vid dimensionering av produktions- och distributionskapacitet om det kan garanteras att den är i drift vid dimensionerande väder (vilket bör vara normalfallet).

5.1 REDUCERING AV DIMENSIONERADE VÄRMELAST

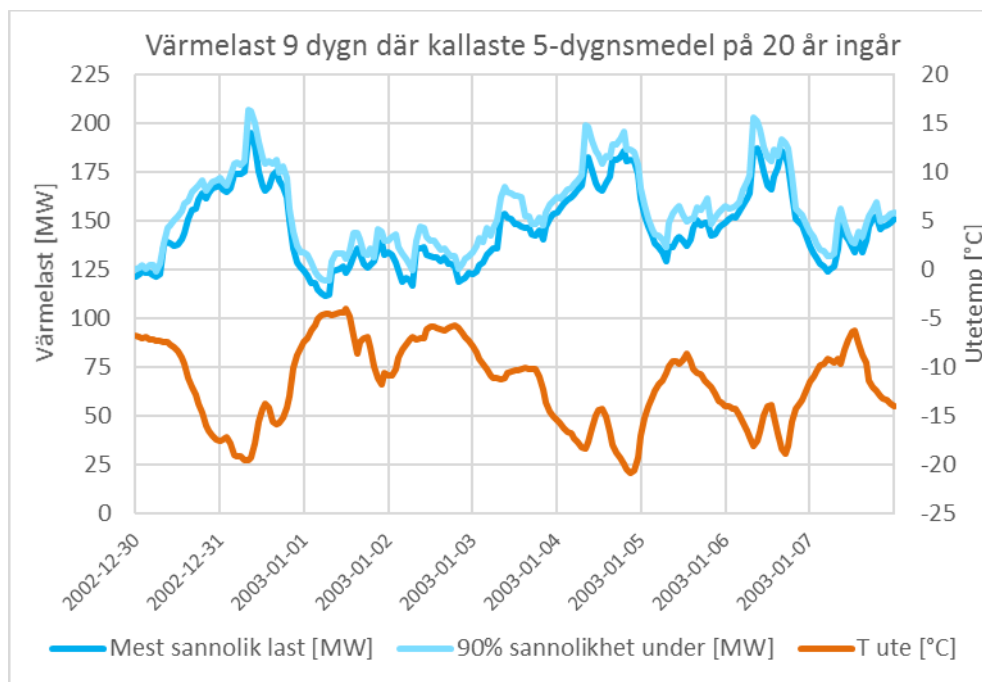
Värmelastprofilen är oberoende av bränslemix men ackumulatortank har stor betydelse. Därför studeras enbart två typnät, med och utan ackumulatortank. Resultaten är då giltiga för samtliga sex typnät.

Referensfall för kallaste 20-årsdygn (som även innefattar kallaste 20-årstimme) visas i Figur 21 för typnät utan ackumulatortank. Dygnet före och efter har lagts till i figuren för att ge en tydligare bild. Timmen med högst värmelast har ett övre konfidensintervall (90 %) på 208 MW, vilket är den kapacitet som krävs för att med hög sannolikhet tillgodose all efterfrågan utan att nyttja någon flexibilitet. Det är relativt det övre konfidensintervallet som minskningar i kapacitetsbehov kommer jämföras.



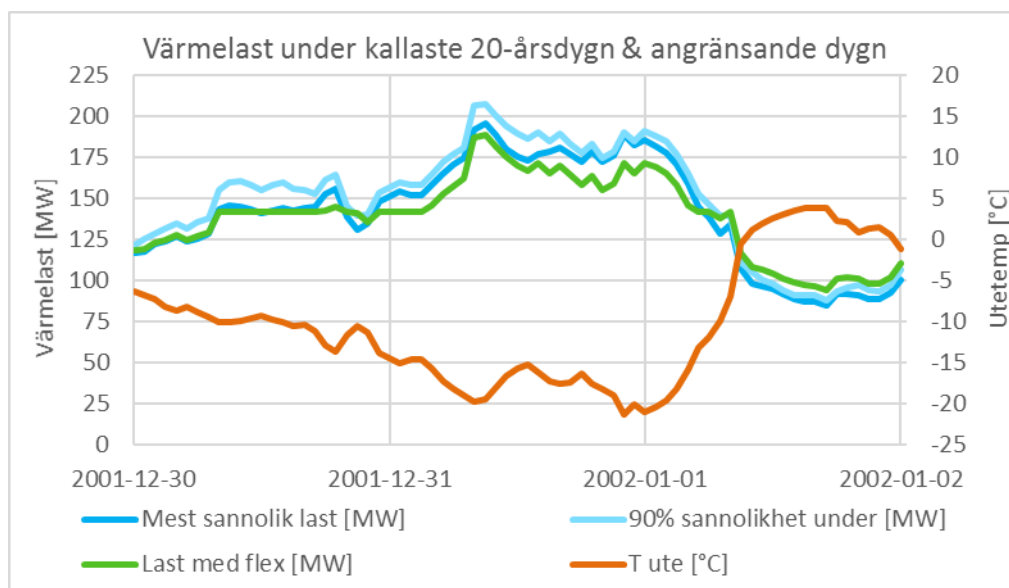
Figur 21. Värmelastprofil för kallaste 20-årsdygn. Maxlast för övre konfidensintervall är 208 MW.

Den betydligt längre period med kallt väder som visas i Figur 22 avslutas med den 5-dygnspanner med lägst medeltemperatur de senaste 20 åren. Figuren visar även de fyra dygn (innehållande ett mycket kallt dygn) som inföll precis innan 5-dygnspanner. Detta ger en total studerad kallperiod på 9 dygn. Maxeffekten för konfidensintervall (90 %) under denna period är 207 MW, endast 1 MW under det kallaste dygnet i Figur 21. Denna maxeffekt infaller under periodens andra dygn.

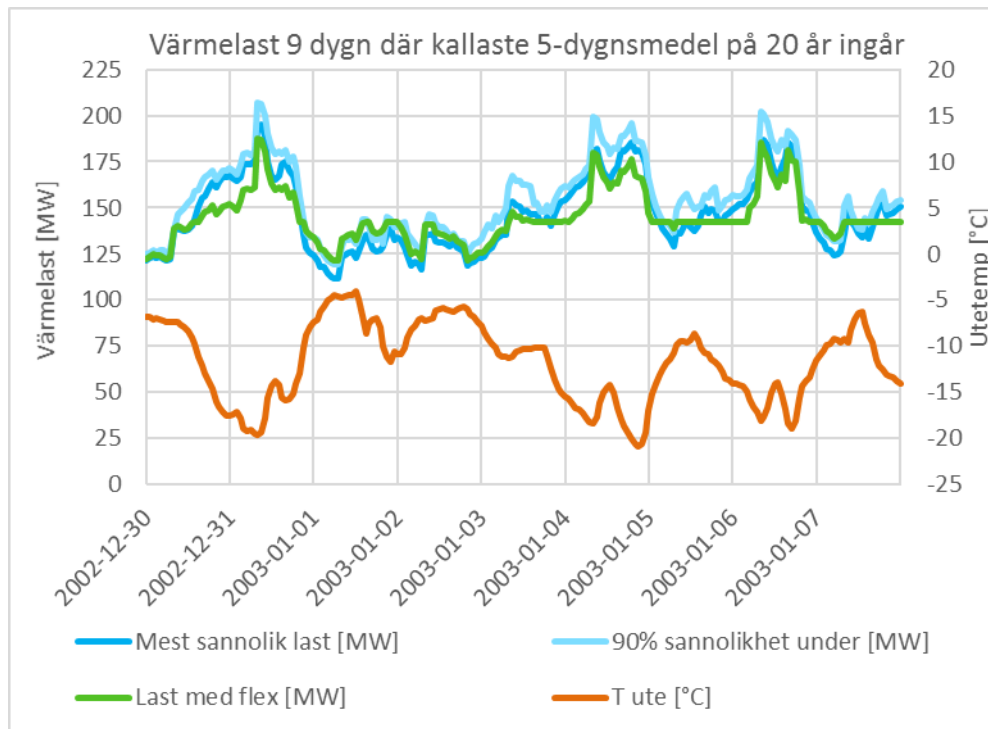


Figur 22. Värmelastprofil under tidperiod som innefattat kallaste 5 dygn under senaste 20 år. Maxlast för övre konfidensintervall är 207 MW.

Genom implementering av värmelagring i byggnader kan den erforderliga kapaciteten för att tillgodose allt värmebehov reduceras. Detta exemplifieras för fall: Värmelagring i byggnader 44 % (de 287 bäst lämpande fastigheterna nyttjas) i Figur 23 och Figur 24. Gränser för hur stora extra variation i innetemperatur som tillåts är i denna analys densamma som vid den normala dagliga styrningen av värmelagring i byggnader ($\pm 0,5^\circ\text{C}$). Den maximala effekten beräknas mot det övre konfidsintervall (vid varje enskild timme ska det finnas kapacitet att hantera ett värmebehov motsvarande övre konfidsintervall) men energi i värmelagring i byggnader (och ackumulatortank) har beräknats mot mest sannolik last. Den gröna linjen ska alltså jämföras med det övre konfidsintervall då den även inkluderar osäkerheten i modellen. I detta fall så minskas den maximala värmelasten för båda de studerade tidsperioderna till 188 MW. Anledningen till att arean under Mest sannolik last (mörkblå linje) och Last med flex (grön linje) skiljer sig åt är att det sker en nettourladdning av värmelagret i byggnaderna under perioden. Laddningsnivån och därmed innetemperaturen i byggnaderna är högre vid periodernas början än vid periodernas slut. Variationen är inom det tillåtna spannet ($\pm 0,5^\circ\text{C}$) och återhämtning sker under efterföljande dygn.

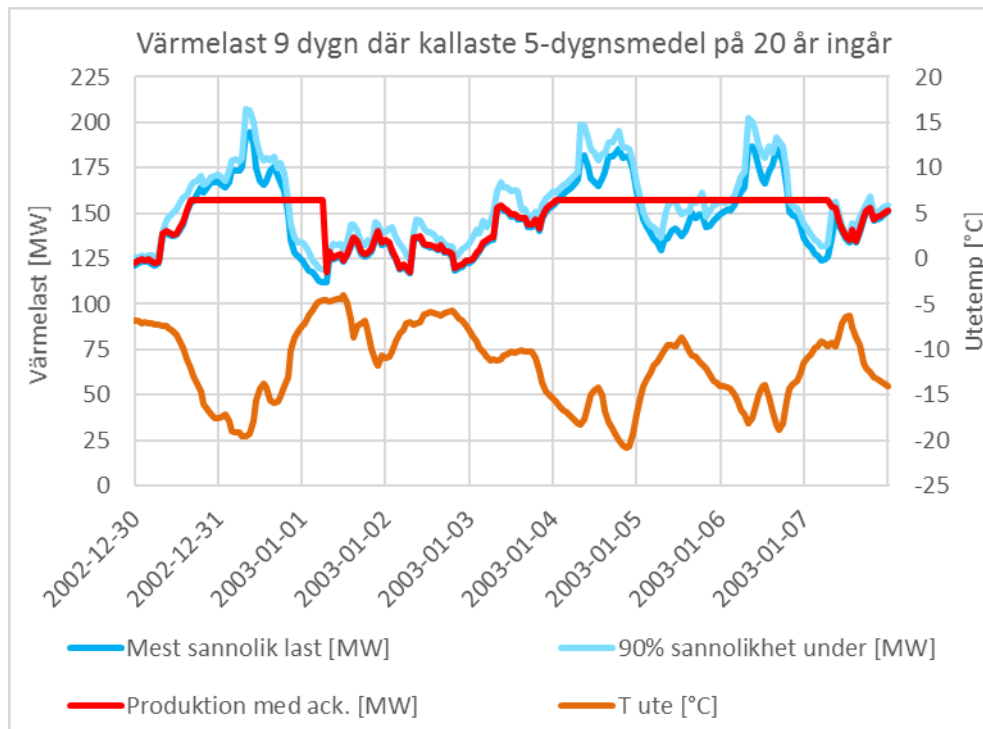


Figur 23. Värmelastprofil för kallaste 20-årsdygn för fall: Värmelagring i byggnader 44 %. Extra variation i innetemperatur $\pm 0,5^\circ\text{C}$. Kapacitetsbehov: 188 MW.

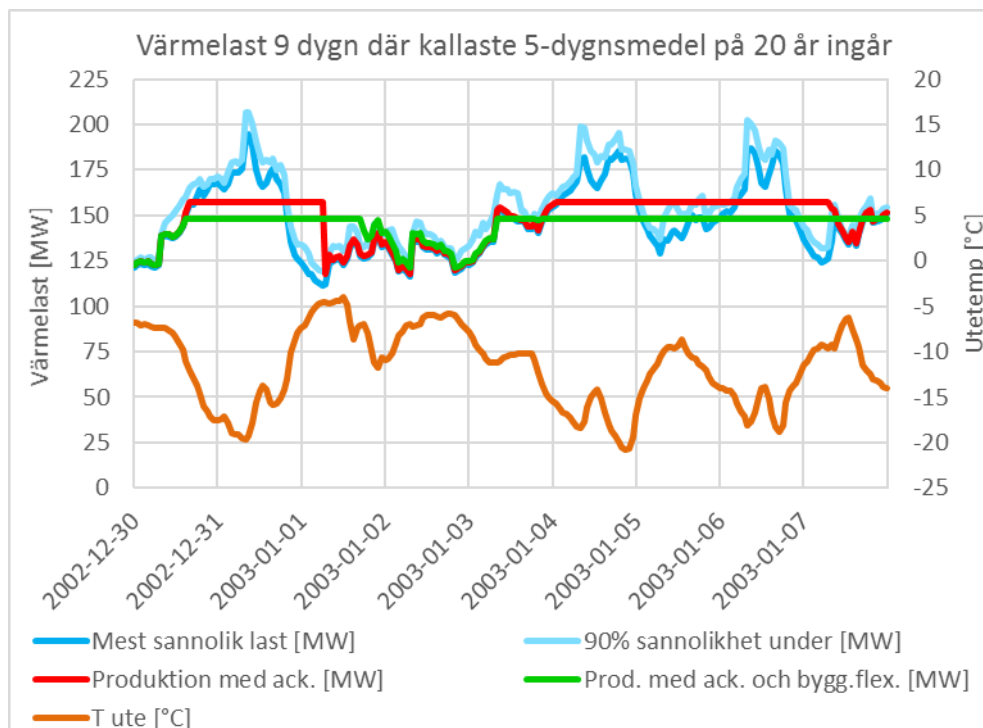


Figur 24. Värmelastprofil under tidperiod som innefattat kallaste 5 dygn under senaste 20 år för fall: Värmelagring i byggnader 44 %. Extra variation i innetemperatur $\pm 0,5^{\circ}\text{C}$. Kapacitetsbehov: 188 MW.

I de typnät som har en ackumulatortank är en stor del av potentialen för reducering av kapacitetsbehov redan tagen av ackumulatortanken. Detta visas i Figur 25. Ackumulatortanken i samtliga typnät med ackumulatortank har en lagringskapacitet på 500 MWh och en maxeffekt på 50 MW. Till skillnad från vid produktionsoptimeringen nyttjas hela ackumulatorns kapacitet för att kapa dessa extrema effekttoppar. Det finns dock fortfarande möjligheter att minska kapacitetsbehov ytterligare genom värmelagring i byggnader, vilket visas i Figur 26. Anledningen till att bara den längre kallperioden (som innefattar kallaste 5 dygn) visas är att det är denna som blir dimensionerade i fall med mer flexibilitet. Trots att ackumulatortanken redan reducerat kapacitetsbehovet till 157 MW kan det reduceras ytterligare ner till 144 MW genom värmelagring i byggnader.

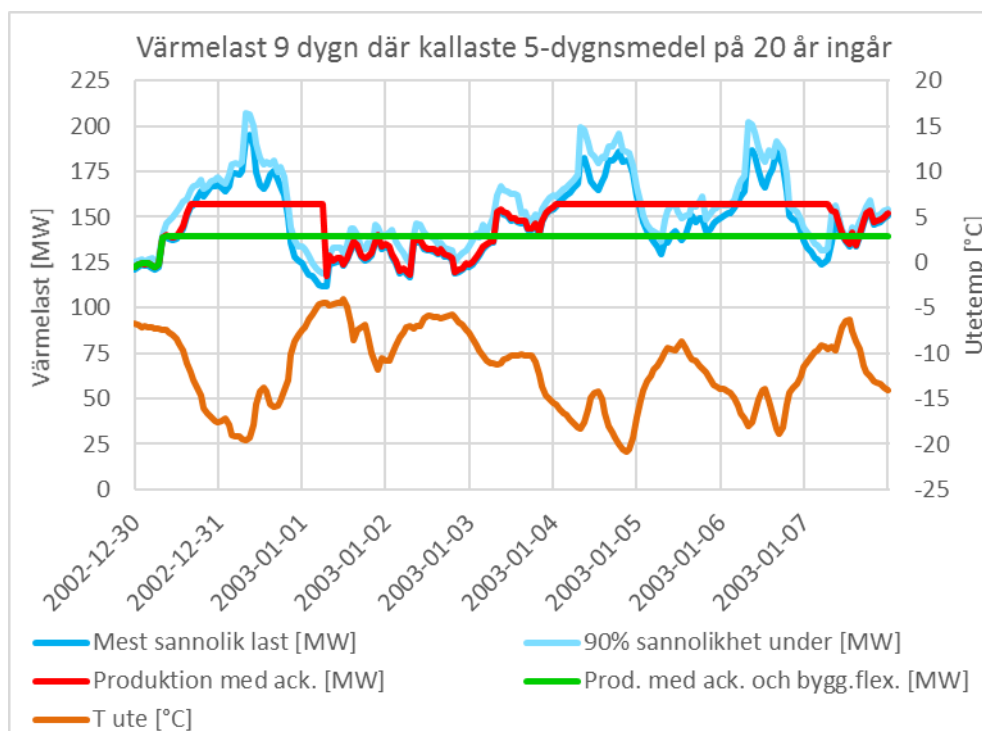


Figur 25. Värmelastprofil under tidperiod som innefattar kallaste 5 dygn under senaste 20 år för fall: Referensfall utan flexibilitet. Tynnät med ackumulatortank. Kapacitetsbehov: 157 MW.



Figur 26. Värmelastprofil under tidperiod som innefattar kallaste 5 dygn under senaste 20 år. Grön linje visar värmeproduktion för fall: Värmelagring i byggnader 44 %. Extra variation i innetemperatur $\pm 0,5^{\circ}\text{C}$. Kapacitetsbehov: 144 MW.

Ovanstående resultat bygger på att extra variation i innetemperatur begränsas till $\pm 0,5^\circ\text{C}$. Variationer inom detta spann bör normalt inte märkas av personerna som vistas i byggnaderna och klassificeras som gott inneklimat enligt gällande ISO-standard (ISO7730, 2005). Om detta spann tillåts ökas vid dimensionerande förhållande så finns en möjlighet att reducera kapacitetsbehov ännu mer. Figur 27 visar ett sådant exempel där värmeproduktionen i nätet kan hållas i princip konstant under en hel vecka med högt och kraftigt varierande värmebehov. Detta uppnås både genom en ackumulatortank och värmelagring i byggnader med en innetemperatur som tillåts variera inom ett spann på $-2,5/+0,5^\circ\text{C}$ från vad den hade varit vid ingen aktiv värmelagring i byggnaderna. Det ska dock kommenteras att modellen som används för värmelagring i byggnader inte är validerad mot praktiska tester med så kraftig styrning så osäkerheten i resultaten är större.



Figur 27. Värmelastprofil under tidperiod som innefattar kallaste 5 dygn under senaste 20 år. Grön linje visar värmeproduktion för fall: Värmelagring i byggnader 44 %. Extra variation i innetemperatur $-2,5/+0,5^\circ\text{C}$. Kapacitetsbehov: 139 MW.

Möjligheten att reducera kapacitetsbehov genom värmelagring i byggnader för typnät med och utan ackumulatortank har sammanställts i Tabell 32. Man ska dock ha i åtanke att detta är en teoretisk analys som förutsätter att man har en väl genomtänkt strategi för hur byggnadernas termiska tröghet ska användas och att det förutsätter att man t.ex. har en bra prognosmodell för effektbehovet i systemet för att man på bästa vis ska kunna kapa de högsta effektopparna.

Tabell 32. Kapacitetsbehov för att tillgodose all värmelast. Minskningar är relativt Fall A: Referensfall utan flexibilitet.

	Med ackumulator	Utan ackumulator
Referensfall (utan flexibilitet)	158 MW	208 MW
Värmelagring i byggnader 20 % Normal styrning: $\pm 0,5^{\circ}\text{C}$	150 MW -5,1 %	199 MW -4,3 %
Värmelagring i byggnader 20 % Kraftigare styrning: $-2,5/+0,5^{\circ}\text{C}$	143 MW -9,5 %	190 MW -8,7 %
Värmelagring i byggnader 44 % Normal styrning: $\pm 0,5^{\circ}\text{C}$	144 MW -8,9 %	188 MW -9,6 %
Värmelagring i byggnader 44 % Kraftigare styrning: $-2,5/+0,5^{\circ}\text{C}$	139 MW -12,0 %	169 MW -18,8 %

5.2 VÄRDERINGSEXEMPEL

Att ha produktionskapacitet och distributionskapacitet tillgängligt i fjärrvärmenät är förenat med betydande kostnader. Dessa kostnader kan huvudsakligen delas in i fyra kategorier:

- (re)Investeringskostnader för produktionsanläggningar
- Fasta underhåll och overheadkostnader för produktionsanläggningar
- (re)Investeringskostnader för distributionsnät
- Fasta underhåll och overheadkostnader för distributionsnät

Dessa kostnader avser endast den del av kostnaderna som är oberoende av hur mycket anläggningar och nät faktiskt nyttjas (rörliga underhålls och overhead-kostnader har redan räknats in som kostnadsposter i simuleringen). Genom att reducera kapacitetsbehov kan dess kostnadsposter minska. Värdet av 1 MW minskat kapacitetsbehov varierar mellan olika fjärrvärmenät och beror även på vart i nätet som kapacitetsbehovet minskar. Att kartlägga dessa kostnader för olika typnät ligger utanför projektets scope, men ett räkneexempel presenteras.

Spetslasten i de simulerade typnäten är två oljepannor med en kapacitet på 10 MW respektive 20 MW. Enbart investeringskostnaden för dessa anläggningar är ca 1,2 Mkr/MW (Hagberg, et al., 2017). Den undvikna investeringen för de fyra studerade fallen i typnät med och utan ackumulatortank presenteras i Tabell 33. Undviken investering per fastighet som nyttjas för värmelagring ligger i spannet 59 – 332 kkr. Dessa värden gäller under antagandet att möjligheten att styra värmelasten i byggnaderna kan tillgodoräknas som kapacitet. I vilket fall så visar tabellen enbart en av fyra betydande kapacitetsrelaterade kostnadsposter. Att satsa på möjligheten att begränsa maxeffekten under dimensionerande förhållanden i ett mer eller mindre selektivt urval av fastigheter bör vara ett mycket kostnadseffektivt alternativ till att investera i och underhålla produktions och distributionskapacitet.

Tabell 33. Undviken investering i produktionskapacitet genom värmelagring i byggnader.

	Med ackumulator	Utan ackumulator
Värmelagring i byggnader 20 % (65 fastigheter) Normal styrning: $\pm 0,5^{\circ}\text{C}$	Total: 10 Mkr Per fastighet: 148 kkr	Total: 11 Mkr Per fastighet: 166 kkr
Värmelagring i byggnader 20 % (65 fastigheter) Kraftigare styrning: $-2,5/+0,5^{\circ}\text{C}$	Total: 18 Mkr Per fastighet: 277 kkr	Total: 22 Mkr Per fastighet: 332 kkr
Värmelagring i byggnader 44 % (287 fastigheter) Normal styrning: $\pm 0,5^{\circ}\text{C}$	Total: 17 Mkr Per fastighet: 59 kkr	Total: 24 Mkr Per fastighet: 84 kkr
Värmelagring i byggnader 44 % (287 fastigheter) Kraftigare styrning: $-2,5/+0,5^{\circ}\text{C}$	Total: 23 Mkr Per fastighet: 79 kkr	Total: 47 Mkr Per fastighet: 163 kkr

6 Diskussion

Syftet med diskussionskapitlet är främst att reflektera över de antaganden som gjorts om hur de resultat som tagits fram i denna simuleringsstudie förhåller sig till vad man kan förvänta sig av en verklig tillämpning av efterfrågefleksibilitet i fjärrvärmenät.

Vilken påverkan har en perfekt prognos? All optimeringen i detta projekt bygger på en perfekt prognos och en relativt lång optimeringshorisont på 1 – 2 månader. Detta gäller alla parametrar, t.ex. väder, värmelast, värmeförluster, elpriser, elcertifikatspriser, bränslepriser, prestanda/tillgänglighet på pannor och hur byggnader kommer reagera på styrning. Största konsekvensen av detta är att det inte behövs någon säkerhetsmarginal i optimeringen. Om det t.ex. krävs att det finns 107,2 MWh värme lagrat i en ackumulatortank kl. 16 för att undvika en start av en spetslastpanna, så kommer det kl. 16 att finnas exakt 107,2 MWh värme lagrat. I ett verkligt fall hade man antagligen sett till att det fanns minst 150 MWh lagrat för att vara mer säker på att inte behöva starta spetslastpannan. Denna "överoptimering" gör att flexibilitet blir mer värdefullt än det egentligen är. Detta gäller dock även nätladdning och ackumulatortank som redan finns i referensfallen. Eftersom alla simuleringar med flexibel efterfrågan jämförs med referensfallen begränsas denna påverkan på resultaten, men man ska ha i åtanke att studien är en potentialstudie.

Hur representativ är simuleringsperioden 2015 – 2017? Resultat som presenterats är som regel medelvärden för de tre simuleringsåren 2015 – 2017. Anledningen till att en period på tre år har valts är att värmelastprofilen kan se väldigt olika ut för olika år, och dessa år fångar in ett "varmår" (2015), ett "kallår" (2016) och ett "normalår" (2017). Detta har framförallt betydelse för behovet av spetsproduktion som kan vara mångdubbelt högre under år med en riktigt kall vintermånad. Januari 2016 var en sådan kall månad och den månaden står för mer än hälften av all värmeproduktion med olja under alla tre åren för de flesta typnät och simuleringsfall. En annan viktig faktor som spelar in är elpriset som varit förhållandevis lågt under alla tre åren, 2018 har legat betydligt högre. Detta bör ha störst inverkan på flexibilitetstypen: lastväxling fjärrvärme/värmepump. Vid högre elpriser bör värmepumparna i byggnaderna stängas av oftare och besparingar att stänga av dem bör vara större (speciellt när kraftvärme är på marginalen i fjärrvärmenätet).

Finns det andra värden av flexibel efterfrågan som inte inkluderats? Det finns några potentiella ytterliga värden som identifierats men inte studerats eller kvantifierats:

- **Extra säkerhet mot t.ex. felprognoser:** I de fall en lastprognos visar sig vara felaktig eller en panna oväntat blir otillgänglig kan flexibel efterfrågan vara ett sätt att hantera avvikelser. För detta krävs att flexibiliteten är tillgänglig att styras direkt av ledningscentralen.

- **Elhandel på intradag och/eller reglermarknad:** Med ökad flexibilitet finns en ökad möjlighet att med kortare varsel agera på elmarknaden. Detta gäller såväl el genererad i kraftvärme som el använd i värmepumpar i fjärrvärmenät (och i fastigheter om det är juridiskt genomförbart).
- **Ökad konkurrenskraft:** Kunder kan erbjudas lägre pris eller andra fördelar om de erbjuder sin flexibilitet till fjärrvärmeoperatören. Alternativt kan kunder erbjudas mer dynamiska prismodeller som belönar de kunder som agerar på prissignaler från fjärrvärmeoperatören. I vilket fall så är det positivt för både image och kundrelationer om kunder bjuds in att vara en del av det smarta energisystemet
- **Minska kapacitetsrelaterade fasta kostnader:** Möjligheten att minska kapacitetsbehov genom flexibel efterfrågan har enbart kvantifierats för investeringskostnad i produktionskapacitet. Utöver det kan investeringskostnader i distributionsnät och underhållskostnader för både produktion och distribution undvikas. Alternativt kan ett minskat kapacitetsbehov för befintlig kundstock ses som en möjlighet att ansluta fler kunder till samma infrastruktur utan att behöva bygga ut den.

Hur fördelas värdet av flexibilitet? Optimeringen i denna studie maximerar det totala ekonomiska värdet av flexibilitet, men tar ingen hänsyn till vem det tillfaller. De som framförallt påverkas är fastighetsägare och fjärrvärmebolaget, men även elhandlare eftersom elen till värmepumpar i fastigheter optimeras mot Nordpols timpriser utan påslag (förutom energiskatt, elcertifikat, elnätsavgift). Leverantörer av överskottsvärme kan också påverkas. Det behövs affärsmodeller för att fördela värdet som uppstår mellan samtliga inblandade parter.

Om *Värmelagring i byggnader* implementeras enligt den optimering som utförts i denna studie och inga förändringar görs i nuvarande affärs- och prismodeller så kommer värdet ändå fördela sig mellan fjärrvärmebolag och fastighetsägare. I resonemang under Tabell 12 visas att 71 – 94 % av minskningen av rörlig driftkostnad beror på att kostnaden per producerad MWh reduceras och 6 – 29 % av minskningen beror på att antalet producerade MWh reduceras. Detta beror på att optimeringen oftast väljer en styrning där innetemperaturer ligger i den lägre delen av det tillåtna spannet (ner till 0,5°C lägre än vid ingen styrning) vilket reducerar värmeförluster. Minskning av kostnad per producerad MWh kommer helt fjärrvärmebolaget tillgodo, men minskningen av antalet producerade MWh (och eventuell marginal i försäljning av denna värme) överförs ekonomiskt till fastighetsägaren genom en minskad försäljning. Det ska även tilläggas att mer avancerade styrsystem i fastigheter (med t.ex. feedback från innetemperatur, modell för värmetröghet och/eller prognos för flera väderparametrar) bör installeras i fastigheter som ska nyttjas som värmelager för att garantera inneklimatet. Denna typ av styrsystem har i sig ofta en energibesparande effekt relativt traditionella system (en utetempgivare som styr börvärde för framledning i radiatorsystem och termostater på radiatorer som reglerar flöde) som ligger i storleksordningen 10 % (Olsson, 2014). Denna energibesparing är inte inkluderad i denna studie och uppkommer enbart om implementering av värmelagring i byggnader medför en uppgradering till mer avancerade styrsystem i de nyttjade fastigheterna.

Utöver värden kopplade till energibesparing och minskade produktionskostnader så kan även kapacitetsrelaterade kostnader minskas genom en reducering av maximal effekt i nätet. Om nuvarande prismodellen innefattar en abonnerad effekt (eller flöde) så överförs värde till kunden om styrningen möjliggör för kunden att minska sin abonnerade effekt. För effekttaxor baserade på uppmätt effekt eller effektsignatur så överförs lite eller inget av detta värde till kunden eftersom dimensionerande last infaller väldigt sällan. Däremot kan den dagliga produktionsoptimeringen sänka kunders effekttaxa eftersom den tenderar att minska last vid effekttaxa-grundande tidpunkter.

Resonemangen ovan och resultat från simuleringen bör beaktas (tillsammans med en eventuell djupare studie av värdet i ett specifikt fjärrvärmenät som ska börja nyttja värmelagring i byggnader) för att ta fram affärsmodeller som fördelar värdet av värmelagring i byggnader mellan fjärrvärmebolag och fastighetsägare. Hur investeringskostnader fördelas mellan fjärrvärmebolag och fastighetsägare bör även tas i beaktande. Exempel på koncept som kan vara värda att undersöka vidare (utan inbördes rangordning):

- Mer dynamiska priser på fjärrvärme som ger fastighetsägare incitament att flytta värmeanvändning till tidpunkter med låga produktionskostnader. Detta kan vara allt ifrån spot-priser baserade på aktuell produktionskostnad till enklare och mer förutsägbara prismodeller som t.ex. har olika pris för olika tid på dygnet eller priser som beror på utomhustemperatur (tid på dygnet och utetemperatur har stark korrelation med marginalkostnad för värmeproduktion).
- Avropssystem där en mer traditionell prismodell ligger i grunden men fjärrvärmebolaget går ut löpande efter behov och erbjuder fastighetsägare kompensation för att öka eller minska sin värmeanvändning.
- Värmelagring i byggnader är standard i alla avtal med kunder och kunderna kompenseras indirekt för sin flexibilitet genom lägre priser generellt. Denna lösning är antagligen mer lämpad i nät där värmelagring i byggnader framförallt är en metod för att reducera kapacitetsbehov och enbart nyttjas nära dimensionerande last eller vid produktionsbortfall.
- En fast rabatt eller reducering av effekttaxa erbjuds kunder som tillåter att deras flexibilitet nyttjas fritt av fjärrvärmebolaget inom givna begränsningar (t.ex. max effekt som får styras bort varje dygn och/eller max variation i innetemperatur).
- Kunder erbjuds rabatterade (eller kostnadsfria) tjänster koppade till att deras byggnader förses med uppgraderade styrsystem och eller innetemperaturgivare mot att fastigheterna får nyttjas för värmelagring inom givna begränsningar. Kunden kan då få en energibesparing och/eller möjlighet att bättre analysera klimat och energiprestanda i sina fastigheter.

- Förtroendemodell där värdet som skapats av värmelagring i byggnader beräknas i efterhand och fördelas mellan de aktörer som bidragit proportionerligt mot deras insats. Detta skulle kunna vara en bra modell för en affär med ett eller flera större bostadsbolag (t.ex. allmännyttan som ofta har samma ägare som fjärrvärmebolaget).

Om *Lastväxling: fjärrvärme/värmepump* implementeras enligt den optimering som utförts i denna studie och inga förändringar görs i nuvarande affärs- och prismodeller så finns stor risk att värdet fördelas skevt och att fastighetsägaren förlorar ekonomiskt på tillämpningen. Detta beror på att fastighetsägaren oftast har energipriser för el och fjärrvärme som är konstanta på minst en månads horisont. Vilken värmekälla som har lägst kostnad för fastighetsägaren är konstant (och det är oftast värme från värmepumpen med undantag för sommarmånaderna i vissa fjärrvärmenät) så det finns inget värde med att styra flexibelt. Värdet tillfallet fjärrvärmebolaget genom en ökad försäljning som hänger ihop men ökad produktion under timmar med låga marginalkostnader. Fastighetsägaren elbolag kan tjäna eller förlora på denna affär beroende på hur medelinköpspriset på elen förändras i förhållande till deras marginaler. I vilket fall är en affärsmodell som fördelar värdet nödvändig för att denna typ av flexibilitet ska få genomslag. Det kan även finnas extra värden att hämta om affärsmodellen möjliggör att el som används i värmepumpar i byggnader handlas på intradag och/eller reglermarknad. Några exempel på upplägg som kan vara värdefullt att undersöka vidare:

- Spotpriser på all fjärrvärme eller bara den värme som annars skulle kunna ersättas av värmepump i fastigheten. Fastighetsägaren bör helst ha spotpriser på el (men det går även utan) och installera ett styrsystem som väljer värmekällan med lägst kostnad varje timme.
- Avtal som tillåter fjärrvärmebolag att stänga av värmepumpar i fastigheter, men om så görs måste motsvarande värme säljas till en kostnad som är lägre än vad värmen från värmepumpen annars hade kostat fastighetsägaren.
- Fjärrvärmebolag ansvarar för styrning av värmepumpar i fastigheter och fastighetsägaren betalar ett enhetligt energipris för värmen som nyttjas i fastigheten oavsett om värmen kommer från fjärrvärme eller värmepump.

Den minskade rörliga driftkostnaden vid *Flexibel drift av borrhålslager* (relativt att borrhålslagret finns med ej styrs flexibelt) tillfaller primärt fjärrvärmebolaget med nuvarande vanligt förekommande prismodeller. Detta eftersom värmepriser är statiska på månadsbasis och samma mängd värme laddas/laddas ur borrhål varje månad. Eftersom denna typ av flexibilitet antagligen innefattar betydligt större (och färre) installationer än de andra flexibilitetstyperna finns utrymme för mer skräddarsydda lösningar för varje implementering. Det finns flera typer av upplägg som kan vara värdefullt att undersöka vidare för en sådan implementering:

- Fjärrvärmebolag investerar i borrhålet och erbjuder fastigheter i närheten högt tempererad värme (direkt från fjärrvärme) för tappvarmvatten och medeltempererad värme (från borrhål) för uppvärmning. Fjärrvärmebolaget har då fria händer att nyttja lagret i sin optimering.

- Fastighetsägare som investerar i borrhål erbjuds incitament för att borrhålslagret laddas när marginakostnad är som lägst i fjärrvärmenätet och/eller prioritera urladdning när marginalkostnad är som högst. Detta kan vara allt ifrån spotpriser till ett fast pris på en viss mängd värme per vecka/månad under sommaren (som fjärrvärmebolag väljer när den ska levereras).
- Förtroendemodell där värde skapat av borrhålslager och dess flexibla styrning beräknas varje år och fördelas mellan fjärrvärmebolag och fastighetsbolag (enligt någon proportion som också bygger på vardera partners investering).

Oavsett vilken affärsmodell som används för de tre flexibilitetstyperna är det antagligen av stort värde att följa upp och beräkna miljövärden som uppstår genom nyttjande av efterfrågef flexibelt. Alla berörda parter bör se ett värde i denna information som kan användas både i allt från kommunikation med slutanvändare till underlag för beslutsfattare.

7 Slutsats och förslag för vidare studier

En genomgång av energideklarationer för fyra städer har resulterat i en bedömning av hur mycket flexibel efterfrågan det finns att nyttja i fjärrvärmenät. Om resultaten skalas till ett typnät med en årlig värmeproduktion på 500 GWh så är det möjligt att genom nyttjande av de 65 bäst lämpade fastigheterna (stora bostadsfastigheter som tillsammans motsvarar 20 % av värmelasten i nätet) få tillgång till en reglerbar effekt på 9 MW och en värmelagringskapacitet på över 340 MWh, varav 45 MWh är så kallad snabb flexibilitet som kan nyttjas med maximal effekt. Denna implementering av värmelagring i byggnader reducerar den rörliga driftkostnaden med 1,8 – 4,4 % i typnäten med ackumulatortank. I typnäten utan ackumulatortank är minskningen av driftkostnad nästan dubbelt så stor (3,2 – 8,1 %). Slås den besparingen ut per fastighet som nyttjas är värdet per fastighet 53 – 62 kkr/år. Samtidigt åstadkoms en minskning av CO₂e med 1,1 – 1,7 kton/år och en balanserande effekt på elnätet kan noteras, men inte kvantifieras. Om de 287 bäst lämpade fastigheterna nyttjas (motsvarar tillsammans 44 % av värmelasten) kan den tillgängliga flexibiliteten drygt fördubblas. Detta ger en knapp fördubbling av minskning av rörlig driftkostnad och minskning av CO₂e. Däremot är värdet per nyttjad fastighet betydligt lägre eftersom många mindre fastigheter nyttjas (21 – 25 kkr/år för typnät utan ackumulator). Värdet av värmelagring i byggnader har även påvisats vara större om fastigheterna som nyttjas ligger i en del av nätet där överföringskapaciteten är begränsad. Sammanfattningsvis ger dessa värden en bild av att värmelagring i byggnader är en teknik som kan skapa stora värden i många typer av fjärrvärmenät.

Baserat på de fyra studerade städerna bör det finnas ca 81 fastigheter med både frånluftsvärmepump och fjärrvärme i ett typnät med en årlig värmeproduktion på 500 GWh. Dessa värmepumpar bedöms ha en total maximal värmeeffekt på 1,8 MW. Frånluftsvärmepump är den i särklass vanligaste värmepumpinstallationen att kombinera med fjärrvärme. Om dessa värmepumpar styrs flexibelt kan systemets totala driftkostnad (fjärrvärme + värmepumpar i byggnader) minskas med 0,22 – 1,12 Mkr/år. Minskningen är störst för typnät med mycket överskottsvärme och minst för typnät med värmepumpar. Om det finns en ackumulatortank i typnätet har mycket liten påverkan på resultatet. Slås besparingen ut per nyttjad värmepump är den 2,7 – 13,6 kkr/år vilket också kan uttryckas som 120 – 610 kkr per år och MW reglerbar värmeeffekt i värmepumpar i byggnader. Totalt uppnås även minskning av CO₂e (totalt från fjärrvärme + värmepumpar i byggnader) på 0,4 – 2,3 kton/år. Den balanserade effekten på elnätet är tveksam eftersom värmepumparna i byggnaderna konsumerar relativt mer el vid höga elpriser när de styrs flexibelt. Detta beror på att marginalkostnaden i fjärrvärmenätet tenderar att variera mer och vara låg vid låga elpriser. Dock ökar den balanserande effekten på elnätet från kraftvärmen i fjärrvärmenät om värmepumparna i fastigheterna styrs flexibelt.

För det fastighetsnära borrhålslager som använts som fallstudie uppnås vid flexibel styrning en minskning av rörlig driftkostnad på 600 – 1 360 kkr/år (relativt om inget borrhålslager finns). Denna minskning är 36 – 133 % större än om borrhålslagret ej styrs flexibelt. Borrhålslager är mest lönsamt i typnät med

överskottsvärme eftersom de näten har störst skillnad mellan marginalkostnad på sommar och vinter. Dock är miljönyttan störst i typnät utan överskottsvärme som istället har kraftvärme på marginalen under sommaren eftersom värmen från kraftvärmeverk antas ha negativa CO₂e utsläpp ur ett systemperspektiv.

Om alla tre typerna av flexibel efterfrågan kombineras så är summan av den minskning av driftkostnad de ger upphov till individuellt ungefär lika stor som den minskning de ger upphov till om de kombineras i en simulering. Detta tyder på att de fyller olika funktioner i produktionsoptimeringen och inte tar av varandras potential. Detsamma gäller även för minskning av CO₂e.

Efterfrågefleksibilitet kan även användas för att minska behov av produktions och distributionskapacitet i fjärrvärmenät. För fallet med de 65 bäst lämpade fastigheterna (motsvarar 20 % av värmelasten i nätet) kan den maximala 20-årslasten reduceras med 9 MW i nät utan ackumulator och 8 MW med ackumulator. Om en kraftigare styrning tillåts där innetemperaturen får sjunka med 2,5°C under dimensionerande förhållanden dubblas nästan denna minskning. Enbart alternativinvesteringen i hetvattenpanna för att täcka detta kapacitetsbehov uppgår till 148 – 332 kkr per fastighet som nyttjas för värmelagring för de fall som presenterats ovan. Utöver detta värde kan både investeringskostnader i distribution och underhållskostnader för produktion och distribution undvikas.

Det verkar alltså finnas stora värden att hämta i en satsning på flexibel efterfrågan för många fjärrvärmebolag. Ändå är det relativt få som genomfört större satsningar. Förhoppningsvis kan innehållet i denna studie leda till att fler fjärrvärmebolag gör lönsamma investeringar i efterfrågefleksibilitet. Men det finns fortfarande ett antal områden som är i behov av vidare studier.

Förslag till vidare studier

Affärsmodeller som fördelar värde, investering och risker mellan aktörer är en förutsättning. Eftersom efterfrågefleksibilitet skapar nyttor som kan vara svåra att mäta och beräkna värdet av är detta en utmaning. Ett antal tankar kring detta ämne har lyfts fram i kapitel 6 Diskussion. Dessa tankar kan användas som idéer till upplägg och det är troligt att det inte finns en modell som passar alla förhållanden. Olika affärsmodeller kan behöva användas för olika kunder och i olika fjärrvärmenät med olika förhållanden.

Andra typer av flexibilitet och smarta kundlösningar kan studeras med liknande metod som använts i detta projekt. Det finns fastighetsägare som är intresserade av att bygga olika typer av värmelager, lösningar som kombinerar fjärrvärme med andra värmekällor och/eller lokala nät värme/kyla nät med olika temperaturer. Prosumenter som behöver en värmepump för att höja temperatur på överskottsvärmen är ett annat exempel. Fjärrvärmebolag behöver ha förmågan att analysera vad dessa lösningar får för påverkan om de ansluts till fjärrvärme-/fjärrkylanät. Denna analys är nödvändig för att kunna ta fram en bra affärsmodell och eventuellt även investera själva i denna typ av lösningar.

Den balanserande effekten på elnätet kan studeras i mer detalj och kvantifieras. Vilken reglernytta i elnätet kan kraftvärme och värmepumpar (centrala och i fastigheter) bidra med om efterfrågefleksibilitet (ackumulatortankar och nätladdning) nyttjas på bästa sätt i fjärrvärmenät? Vad är möjligheterna att även agera på intradagsmarknad och reglermarknad?

8 Referenser

- Boss, A., 2012. *Fjärrvärmecentral och frånluftsvärmepump i kombination*, u.o.: Fjärrens.
- Hagberg, M. o.a., 2017. *Strategier för energieffektivisering ur ett fjärrvärmeperspektiv - Integrerad modellering av ett lokalt energisystem*, u.o.: Energiforsk.
- ISO7730, 2005. *Ergonomics of the thermal environment — Analytical determination and interpretation of thermal comfort using calculation of the PMV and PPD indices and local thermal comfort criteria*.
- Jangsten, M., Kensby, J., Dalenbäck, J.-O. & Trüschel, A., 2017. Survey of radiator temperatures in buildings supplied by district heating. *Energy*, Volym 137, pp. 292-301.
- Kensby, J., 2017. *Smart Energy Grids – Utilization of Space Heating Flexibility*, Göteborg: Chalmers University of Technology.
- Kensby, J., Trüschel, A. & Dalenbäck, J.-O., 2015. Potential of residential buildings as thermal energy storage in district heating systems—results from a pilot test. *Applied Energy*, pp. 773-781.
- Khodayari, R., 2017. *Energiföretagen Sverige - Fjärrvärmestatistik - Tillförd energi*. [Online] Available at: www.energiforetagen.se/statistik/fjarvarmestatistik/tillford-energi/ [Använd 12 December 2018].
- Nilsson, J. o.a., 2016. *Fastighetsnära säsongslagring av fjärrvärme*, u.o.: Energiforsk.
- Olsson, D., 2014. *Modellbaserad styrning av värmesystem baserat på prognostiserat väder - En jämförelse med andra reglerstrategier.*, Göteborg: Chalmers University of Technology.
- Profu, 2018. *Klimatpåverkan från produkter och tjänster - fjärrvärme och el*.
- Romanchenko, D., Kensby, J., Odenberger, M. & Johnsson, F., 2018. Thermal energy storage in district heating: Centralised storage vs. storage in thermal inertia of buildings. *Energy Conversion and Management*, pp. 26-38.
- Werner, S., 2017. District heating and cooling in Sweden. *Energy*, pp. 419-429.

Bilaga A: Datasammanställning

Typnät: Övervikt kraftvärme utan ackumulatortank (KVV)

Årsmedelvärden för simuleringsperiod 2015 – 2017

	Ingen flexibilitet	Värmelagring i byggnader 20 %	Värmelagring i byggnader 44 %	Bygg VP flexibel drift	Borrhål ej flexibel drift	Borrhål flexibel drift	Kombinerad flexibilitet
Fjärrvärme							
Total rörlig driftkostnad [Mkr]	99.7	95.7	92.7	100.5	99.5	99.1	95.9
Total producerad värme [GWh]	502.1	499.4	496.1	507.5	504.7	504.6	507.3
Värme från KVV biomassa [GWh]	446.2	447.0	445.6	450.6	449.8	450.0	455.2
Värme från överskottsvärme [GWh]	-	-	-	-	-	-	-
Värme från nät-VP [GWh]	-	-	-	-	-	-	-
Värme från HP biomassa [GWh]	43.5	42.9	42.8	44.5	43.0	43.1	43.4
Värme från HP gas [GWh]	11.1	8.5	7.1	11.1	10.6	10.3	7.9
Värme från HP olja [GWh]	1.3	1.0	0.7	1.3	1.3	1.2	0.8
El från KVV biomassa [GWh]	83.8	84.9	85.6	84.6	86.2	86.2	88.2
El till nät-VP [GWh]	-	-	-	-	-	-	-
Intäkt såld el [Mkr]	34.4	35.3	36	34.8	35.3	35.4	36.7
Kostnad köpt el [Mkr]	-	-	-	-	-	-	-
Medelintäkt såld el [kr/MWh]	410.8	415.9	421.3	411.6	410.0	410.5	416.2
Medelkostnad köpt el [kr/MWh]	-	-	-	-	-	-	-
CO ₂ e total [kton]	-52.3	-54.0	-55.0	-52.9	-54.2	-54.4	-56.6
CO ₂ e från bränslen [kton]	12.9	12.1	11.5	13.0	12.8	12.7	12.0
CO ₂ e från såld el [kton]	-65.2	-66.1	-66.6	-65.8	-67.0	-67.1	-68.6
CO ₂ e från köpt el [kton]	-	-	-	-	-	-	-
Antal starter av hetvattenpannor	73	39	21	74	74	72	37
Värmepumpar i byggnader							
Total rörlig driftkostnad [Mkr]	2.9	2.9	2.9	1.5	2.9	2.9	1.4
Total producerad värme [GWh]	10.4	10.4	10.4	5.0	10.4	10.4	5.0
El till VP [GWh]	3.1	3.1	3.1	1.5	3.1	3.1	1.5
Kostnad köpt el [Mkr]	2.9	2.9	2.9	1.5	2.9	2.9	1.4
Medelkostnad köpt el [kr/MWh]	932.4	932.4	932.4	942.2	932.4	932.4	942
CO ₂ e från köpt el [kton]	2.6	2.6	2.6	1.3	2.6	2.6	1.3

Typnät: Övervikt kraftvärme med ackumulatortank (KVV A)

Årsmedelvärden för simuleringsperiod 2015 – 2017

	Ingen flexibilitet	Värmelagring i byggnader 20 %	Värmelagring i byggnader 44 %	Bygg VP flexibel drift	Borrhål ej flexibel drift	Borrhål flexibel drift	Kombinerad flexibilitet
Fjärrvärme							
Total rörlig driftkostnad [Mkr]	92.7	90.5	88.7	93.4	92.3	92.0	90.8
Total producerad värme [GWh]	502.1	499.0	495.4	507.4	504.7	504.7	507.1
Värme från KVV biomassa [GWh]	449.8	448.2	445.6	454.2	453.4	453.6	456.3
Värme från överskottsvärme [GWh]	-	-	-	-	-	-	-
Värme från nät-VP [GWh]	-	-	-	-	-	-	-
Värme från HP biomassa [GWh]	42.9	42.8	42.6	43.8	42.3	42.4	43.4
Värme från HP gas [GWh]	8.6	7.3	6.7	8.6	8.2	7.9	6.9
Värme från HP olja [GWh]	0.9	0.6	0.4	0.9	0.8	0.8	0.5
El från KVV biomassa [GWh]	86.4	86.6	86.8	87.2	88.9	88.9	89.9
El till nät-VP [GWh]	-	-	-	-	-	-	-
Intäkt såld el [Mkr]	36.9	37.1	37.4	37.2	37.8	37.9	38.6
Kostnad köpt el [Mkr]	-	-	-	-	-	-	-
Medelintäkt såld el [kr/MWh]	426.5	428.8	431.0	426.9	425.5	426.1	428.7
Medelkostnad köpt el [kr/MWh]	-	-	-	-	-	-	-
CO ₂ e total [kton]	-55.3	-55.9	-56.4	-55.8	-57.3	-57.3	-58.5
CO ₂ e från bränslen [kton]	11.9	11.5	11.2	12.0	11.9	11.8	11.5
CO ₂ e från såld el [kton]	-67.2	-67.4	-67.6	-67.8	-69.2	-69.1	-70.0
CO ₂ e från köpt el [kton]	-	-	-	-	-	-	-
Antal starter av hetvattenpannor	19	12	9	17	17	15	12
Värmepumpar i byggnader							
Total rörlig driftkostnad [Mkr]	2.9	2.9	2.9	1.5	2.9	2.9	1.4
Total producerad värme [GWh]	10.4	10.4	10.4	5.1	10.4	10.4	4.9
El till VP [GWh]	3.1	3.1	3.1	1.6	3.1	3.1	1.5
Kostnad köpt el [Mkr]	2.9	2.9	2.9	1.5	2.9	2.9	1.4
Medelkostnad köpt el [kr/MWh]	932.4	932.4	932.4	942.2	932.4	932.4	939.9
CO ₂ e från köpt el [kton]	2.6	2.6	2.6	1.3	2.6	2.6	1.3

Typnät: Övervikt värmepump utan ackumulatortank (VP)

Årsmedelvärden för simuleringsperiod 2015 – 2017

	Ingen flexibilitet	Värmelagring i byggnader 20 %	Värmelagring i byggnader 44 %	Bygg VP flexibel drift	Borrhål ej flexibel drift	Borrhål flexibel drift	Kombinerad flexibilitet
Fjärrvärme							
Total rörlig driftkostnad [Mkr]	109.1	105.6	103.0	110.0	108.6	108.2	105.8
Total producerad värme [GWh]	501.1	498.2	494.7	505.4	503.7	503.7	505.0
Värme från KVV biomassa [GWh]	279.0	279.1	278.2	280.4	282.6	283.1	284.5
Värme från överskottsvärme [GWh]	-	-	-	-	-	-	-
Värme från nät-VP [GWh]	153.9	153.7	153.0	156.4	153.9	153.2	155.6
Värme från HP biomassa [GWh]	57.1	57.0	56.6	57.5	56.7	57.2	57.1
Värme från HP gas [GWh]	9.9	7.6	6.3	9.9	9.5	9.2	7.0
Värme från HP olja [GWh]	1.2	0.8	0.6	1.2	1.1	1.0	0.7
El från KVV biomassa [GWh]	64.4	64.9	65.1	64.5	66.3	66.5	67.1
El till nät-VP [GWh]	49.7	49.7	49.5	50.6	49.7	49.5	50.3
Intäkt såld el [Mkr]	26.3	26.7	27.1	26.3	27.0	27.1	27.6
Kostnad köpt el [Mkr]	40.5	40.4	40.1	41.2	40.4	40.3	40.8
Medelintäkt såld el [kr/MWh]	408.3	412.1	415.8	408.5	407.3	407.6	411.4
Medelkostnad köpt el [kr/MWh]	814.3	812.2	810.6	814.1	813.7	813.7	811.4
CO ₂ e total [kton]	1.6	0.5	-0.3	2.3	0.0	-0.4	-0.9
CO ₂ e från bränslen [kton]	9.6	8.9	8.4	9.7	9.6	9.5	8.8
CO ₂ e från såld el [kton]	-50.1	-50.5	-50.6	-50.2	-51.6	-51.8	-52.2
CO ₂ e från köpt el [kton]	42.1	42.1	41.9	42.8	42.1	41.9	42.6
Antal starter av hetvattenpannor	66	34	18	65	64	64	32
Värmepumpar i byggnader							
Total rörlig driftkostnad [Mkr]	2.9	2.9	2.9	1.7	2.9	2.9	1.6
Total producerad värme [GWh]	10.4	10.4	10.4	6.1	10.4	10.4	6.1
El till VP [GWh]	3.1	3.1	3.1	1.7	3.1	3.1	1.7
Kostnad köpt el [Mkr]	2.9	2.9	2.9	1.7	2.9	2.9	1.6
Medelkostnad köpt el [kr/MWh]	932.4	932.4	932.4	948.7	932.4	932.4	946.8
CO ₂ e från köpt el [kton]	2.6	2.6	2.6	1.5	2.6	2.6	1.5

Typnät: Övervikt värmepump med ackumulatortank (VP A)

Årsmedelvärden för simuleringsperiod 2015 – 2017

	Ingen flexibilitet	Värmelagring i byggnader 20 %	Värmelagring i byggnader 44 %	Bygg VP flexibel drift	Borrhål ej flexibel drift	Borrhål flexibel drift	Kombinerad flexibilitet
Fjärrvärme							
Total rörlig driftkostnad [Mkr]	104.6	102.7	101.0	105.6	104.3	104.0	103.1
Total producerad värme [GWh]	501.4	498.0	493.9	505.5	503.9	503.9	504.7
Värme från KVV biomassa [GWh]	281.2	280.3	278.6	282.5	284.8	285.2	285.4
Värme från överskottsvärme [GWh]	-	-	-	-	-	-	-
Värme från nät-VP [GWh]	153.8	153.6	152.7	156.1	153.4	153.4	155.3
Värme från HP biomassa [GWh]	57.9	56.9	56.4	58.5	57.7	57.5	57.4
Värme från HP gas [GWh]	7.7	6.6	6.0	7.7	7.3	7.2	6.3
Värme från HP olja [GWh]	0.8	0.5	0.3	0.8	0.7	0.6	0.3
El från KVV biomassa [GWh]	65.9	65.7	65.8	66.0	67.8	68.1	68.2
El till nät-VP [GWh]	49.8	49.7	49.5	50.5	49.6	49.6	50.3
Intäkt såld el [Mkr]	27.4	27.5	27.6	27.5	28.1	28.3	28.4
Kostnad köpt el [Mkr]	40.2	40.2	39.9	40.8	40.0	40.0	40.6
Medelintäkt såld el [kr/MWh]	416.7	418.1	419.4	416.9	415.3	415.3	416.8
Medelkostnad köpt el [kr/MWh]	808.0	808.0	807.7	808.2	807.3	807.4	807.1
CO ₂ e total [kton]	-0.3	-0.5	-1.2	0.3	-1.9	-2.2	-2.1
CO ₂ e från bränslen [kton]	8.9	8.5	8.2	8.9	8.8	8.8	8.4
CO ₂ e från såld el [kton]	-51.2	-51.1	-51.2	-51.3	-52.7	-52.9	-53.1
CO ₂ e från köpt el [kton]	42.1	42.1	41.8	42.7	42.0	42.0	42.5
Antal starter av hetvattenpannor	15	10	9	21	13	13	9
Värmepumpar i byggnader							
Total rörlig driftkostnad [Mkr]	2.9	2.9	2.9	1.7	2.9	2.9	1.6
Total producerad värme [GWh]	10.4	10.4	10.4	6.2	10.4	10.4	6.2
El till VP [GWh]	3.1	3.1	3.1	1.8	3.1	3.1	1.7
Kostnad köpt el [Mkr]	2.9	2.9	2.9	1.7	2.9	2.9	1.6
Medelkostnad köpt el [kr/MWh]	932.4	932.4	932.4	945.3	932.4	932.4	943.3
CO ₂ e från köpt el [kton]	2.6	2.6	2.6	1.5	2.6	2.6	1.5

Typnät: Övervikt överskottsvärme utan ackumulatortank (ÖV)
 Årsmedelvärden för simuleringsperiod 2015 – 2017

	Ingen flexibilitet	Värmelagring i byggnader 20 %	Värmelagring i byggnader 44 %	Bygg VP flexibel drift	Borrhål ej flexibel drift	Borrhål flexibel drift	Kombinerad flexibilitet
Fjärrvärme							
Total rörlig driftkostnad [Mkr]	47.0	43.2	40.6	47.7	46.1	45.6	42.8
Total producerad värme [GWh]	501.7	498.7	495.2	508.9	504.3	504.3	508.6
Värme från KVV biomassa [GWh]	160.4	160.2	159.3	164.6	159.5	159.0	163.1
Värme från överskottsvärme [GWh]	296.6	297.3	297.0	298.6	301.0	301.9	304.6
Värme från nät-VP [GWh]	-	-	-	-	-	-	-
Värme från HP biomassa [GWh]	33.6	32.8	32.1	34.5	33.2	33.2	33.2
Värme från HP gas [GWh]	9.9	7.6	6.3	9.9	9.5	9.2	7.0
Värme från HP olja [GWh]	1.2	0.8	0.6	1.2	1.1	1.0	0.7
El från KVV biomassa [GWh]	27.3	28.1	29.1	28.2	27.6	27.5	29.5
El till nät-VP [GWh]	-	-	-	-	-	-	-
Intäkt såld el [Mkr]	11.5	12.0	12.6	12.0	11.7	11.7	12.6
Kostnad köpt el [Mkr]	-	-	-	-	-	-	-
Medelintäkt såld el [kr/MWh]	423.1	427.5	432.5	423.9	422.9	423.4	429.3
Medelkostnad köpt el [kr/MWh]	-	-	-	-	-	-	-
CO ₂ e total [kton]	-14.5	-15.9	-17.1	-15.1	-14.9	-14.9	-17.1
CO ₂ e från bränslen [kton]	6.8	6.0	5.5	6.8	6.6	6.5	5.8
CO ₂ e från såld el [kton]	-21.2	-21.9	-22.6	-22.0	-21.5	-21.4	-22.9
CO ₂ e från köpt el [kton]	-	-	-	-	-	-	-
Antal starter av hetvattenpannor	80	41	22	79	78	77	37
Värmepumpar i byggnader							
Total rörlig driftkostnad [Mkr]	2.9	2.9	2.9	1.0	2.9	2.9	1.0
Total producerad värme [GWh]	10.4	10.4	10.4	3.2	10.4	10.4	3.1
El till VP [GWh]	3.1	3.1	3.1	1.1	3.1	3.1	1.0
Kostnad köpt el [Mkr]	2.9	2.9	2.9	1.0	2.9	2.9	1.0
Medelkostnad köpt el [kr/MWh]	932.4	932.4	932.4	947.2	932.4	932.4	944.8
CO ₂ e från köpt el [kton]	2.6	2.6	2.6	0.9	2.6	2.6	0.9

Typnät: Övervikt överskottsvärme med ackumulatortank (ÖV A)
 Årsmedelvärden för simuleringsperiod 2015 – 2017

	Ingen flexibilitet	Värmelagring i byggnader 20 %	Värmelagring i byggnader 44 %	Bygg VP flexibel drift	Borrhål ej flexibel drift	Borrhål flexibel drift	Kombinerad flexibilitet
Fjärrvärme							
Total rörlig driftkostnad [Mkr]	42.4	40.6	39.0	43.2	41.6	41.2	40.2
Total producerad värme [GWh]	500.9	497.7	494.1	508.1	503.5	503.5	507.6
Värme från KVV biomassa [GWh]	160.4	159.9	158.8	164.5	159.3	159.2	162.7
Värme från överskottsvärme [GWh]	299.6	298.6	297.4	301.7	304.2	304.5	305.7
Värme från nät-VP [GWh]	-	-	-	-	-	-	-
Värme från HP biomassa [GWh]	32.5	32.0	31.7	33.5	32.0	32.0	32.6
Värme från HP gas [GWh]	7.7	6.6	6.0	7.7	7.3	7.2	6.3
Värme från HP olja [GWh]	0.8	0.5	0.3	0.8	0.7	0.6	0.3
El från KVV biomassa [GWh]	28.8	29.3	30.0	29.7	29.2	29.2	30.7
El till nät-VP [GWh]	-	-	-	-	-	-	-
Intäkt såld el [Mkr]	12.5	12.7	13.1	12.9	12.6	12.7	13.4
Kostnad köpt el [Mkr]	-	-	-	-	-	-	-
Medelintäkt såld el [kr/MWh]	432.7	434.7	436.3	433.6	432.9	433.7	436.7
Medelkostnad köpt el [kr/MWh]	-	-	-	-	-	-	-
CO ₂ e total [kton]	-16.5	-17.2	-18.0	-17.1	-16.9	-17.0	-18.4
CO ₂ e från bränslen [kton]	5.9	5.6	5.3	6.0	5.8	5.7	5.5
CO ₂ e från såld el [kton]	-22.4	-22.8	-23.3	-23.1	-22.7	-22.8	-23.9
CO ₂ e från köpt el [kton]	-	-	-	-	-	-	-
Antal starter av hetvattenpannor	19	18	11	17	17	17	12
Värmepumpar i byggnader							
Total rörlig driftkostnad [Mkr]	2.9	2.9	2.9	1.0	2.9	2.9	1.0
Total producerad värme [GWh]	10.4	10.4	10.4	3.2	10.4	10.4	3.2
El till VP [GWh]	3.1	3.1	3.1	1.1	3.1	3.1	1.1
Kostnad köpt el [Mkr]	2.9	2.9	2.9	1.0	2.9	2.9	1.0
Medelkostnad köpt el [kr/MWh]	932.4	932.4	932.4	943.0	932.4	932.4	940.6
CO ₂ e från köpt el [kton]	2.6	2.6	2.6	0.9	2.6	2.6	0.9

Typnät: Övervikt värmepump utan ackumulatortank (VP)

10 % av värmelast i satellit

Årsmedelvärden för simuleringsperiod 2015 – 2017

	Ingen flexibilitet	Värmelagring i byggnader 20 % All flexibilitet centralt	Värmelagring i byggnader 20 % Hälften av flexibilitet i satellit
Värmeproduktion centralt i nätet (alla värmekällor utom HP olja 2)			
Total rörlig driftkostnad [Mkr]	106.1	103.1	104.0
Total producerad värme [GWh]	497.8	495.0	496.0
Värme från KVV biomassa [GWh]	278.3	278.3	278.5
Värme från överskottsvärme [GWh]	-	-	-
Värme från nät-VP [GWh]	154.1	153.9	153.8
Värme från HP biomassa [GWh]	56.8	56.5	56.7
Värme från HP gas [GWh]	8.0	6.1	6.7
Värme från HP olja [GWh]	0.6	0.3	0.4
El från KVV biomassa [GWh]	64.9	65.6	65.4
El till nät-VP [GWh]	49.8	49.8	49.7
Intäkt såld el [Mkr]	26.5	27.0	26.9
Kostnad köpt el [Mkr]	40.6	40.4	40.4
Medelintäkt såld el [kr/MWh]	408.3	412.6	411.7
Medelkostnad köpt el [kr/MWh]	814.4	812.3	812.6
CO ₂ e total [kton]	0.5	-0.6	-0.3
CO ₂ e från bränslen [kton]	8.9	8.3	8.5
CO ₂ e från såld el [kton]	-50.5	-51.0	-50.9
CO ₂ e från köpt el [kton]	42.1	42.1	42.1
Antal starter av hetvattenpannor	39	23	26
Värmeproduktion i satellit (HP olja 2)			
Total rörlig driftkostnad [Mkr]	4.7	4.5	3.2
Total producerad värme [GWh]	3.5	3.4	2.4
CO ₂ e från bränslen [kton]	1.1	1.1	0.8

Typnät: Övervikt värmepump med ackumulatortank (VP A)

10 % av värmelast i satellit

Årsmedelvärden för simuleringsperiod 2015 – 2017

	Ingen flexibilitet	Värmelagring i byggnader 20 % All flexibilitet centralt	Värmelagring i byggnader 20 % Hälften av flexibilitet i satellit
Värmeproduktion centralt i nätet (alla värmekällor utom HP olja 2)			
Total rörlig driftkostnad [Mkr]	102.1	100.4	101.1
Total producerad värme [GWh]	498.3	494.9	496.0
Värme från KVV biomassa [GWh]	280.3	279.3	279.6
Värme från överskottsvärme [GWh]	-	-	-
Värme från nät-VP [GWh]	153.9	153.6	153.8
Värme från HP biomassa [GWh]	57.5	56.6	56.7
Värme från HP gas [GWh]	6.3	5.4	5.8
Värme från HP olja [GWh]	0.2	0.1	0.1
El från KVV biomassa [GWh]	66.6	66.6	66.3
El till nät-VP [GWh]	49.8	49.7	49.8
Intäkt såld el [Mkr]	27.8	27.9	27.7
Kostnad köpt el [Mkr]	40.2	40.2	40.2
Medelintäkt såld el [kr/MWh]	417.5	418.9	418.6
Medelkostnad köpt el [kr/MWh]	808.0	807.8	807.9
CO ₂ e total [kton]	-1.4	-1.8	-1.3
CO ₂ e från bränslen [kton]	8.3	8.0	8.1
CO ₂ e från såld el [kton]	-51.9	-51.8	-51.6
CO ₂ e från köpt el [kton]	42.1	42.1	42.1
Antal starter av hetvattenpannor	17	9	9
Värmeproduktion i satellit (HP olja 2)			
Total rörlig driftkostnad [Mkr]	4.6	4.4	3.0
Total producerad värme [GWh]	3.4	3.3	2.2
CO ₂ e från bränslen [kton]	1.1	1.1	0.7

VÄRDERINGSMODELL FÖR EFTERFRÅGEFLEXIBILITET

Det finns en betydande flexibilitet i uppvärmningen av byggnader. Med en utökad systemgräns som inkluderar byggnader, fjärrvärmenät och kopplingen till elnät kan man göra en samoptimering som skapar stora värden både för ekonomin och miljön.

Här har dessa värden kartlagts genom en simuleringsstudie av sex fjärrvärmenät med olika förutsättningar för de olika flexibilitetstyperna: värmelagring i byggnader, lastväxling för fjärrvärme/värmepump, det vill säga att styra värmepumpar i fastigheter som har både fjärrvärme och värmepump och fastighetsnära borrhålslager.

De värden som efterfrågefleksibiliteten kan skapa variera mellan fjärrvärmenät med olika förutsättningar men resultaten visar att det finns goda ekonomiska och miljömässiga incitament för många typer av fjärrvärmenät att satsa på en mer flexibel efterfrågan.

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